

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département : hydraulique

Laboratoire d'hydraulique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

**Simulation de l'injection de l'eau dans les puits horizontaux  
pour le maintien de pression d'un gisement de pétrole**

**Réalisé par : Amine FERRAT & Yamina AOULMI**

**Sous la direction de :**

M. Ayoub GUESMIA doctorant à L'ENP et cadre a « Sonatrach »

Mme Saâdia BENMAMAR professeur à L'ENP

**Présentés est soutenu publiquement le 24/06/2018**

**Composition de Jury :**

<b>Président</b>	: Dr Salah Eddine TACHI	MCB	ENP
<b>Rapporteurs</b>	: M. Ayoub GUESMIA	Doctorant	Sonatrach/ENP
	Mme Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
<b>Examineurs</b>	: Dr. Ibtissem BELGUACEM	MCB	ENP
	M. Salim BENZIADA	MAA	ENP
	M. Rachid BOUTCHICHA		
	M. Rabie MESSAHLI	MAA	ENP
<b>Invité</b>	: M. Abdelhalim GUETTAF	Chef de département	Sonatrach

**ENP 2018**



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département : hydraulique

Laboratoire d'hydraulique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

**Simulation de l'injection de l'eau dans les puits horizontaux  
pour le maintien de pression d'un gisement de pétrole**

**Réalisé par : Amine FERRAT & Yamina AOULMI**

**Sous la direction de :**

M. Ayoub GUESMIA doctorant à L'ENP et cadre a « Sonatrach »

Mme Saâdia BENMAMAR professeur à L'ENP

**Présentés est soutenu publiquement le 24/06/2018**

**Composition de Jury :**

<b>Président</b>	: Dr Salah Eddine TACHI	MCB	ENP
<b>Rapporteurs</b>	: M. Ayoub GUESMIA	Doctorant	Sonatrach/ENP
	Mme Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
<b>Examineurs</b>	: Dr. Ibtissem BELGUACEM	MCB	ENP
	M. Salim BENZIADA	MAA	ENP
	M. Rachid BOUTCHICHA		
	M. Rabie MESSAHLI	MAA	ENP
<b>Invité</b>	: M. Abdelhalim GUETTAF	Chef de département	Sonatrach

**ENP 2018**

## **Remerciements**

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu, le tout-puissant, de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à nos deux encadreurs Mme. BEMMAMAR Saâdia et Mr. GUESMIA Ayoub pour leurs appuis, leurs orientations et leurs conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Nous tenons à remercier également les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger et d'évaluer notre travail ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à notre formation depuis le début.*

*Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.*

## Dédicaces

*Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que : Je dédie cette thèse de projet de fin d'étude à :*

*A Ma tendre Mère « SOURAYA » : Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.*

*A Mon très cher Père « JAMEL » : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.*

*A Mes chers frères "ABDERREZAK" et "SOFIANE", les mots ne suffisent pas à exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous deux. Mes anges gardiens et mes fidèles compagnons dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.*

*A mon binôme « AMINE », tu es pour moi un ami sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je te souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

*A tous les membres de ma promotion.*

*A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.*

*A mes chères amies AMIRA, NOUR ELHOUDA, DJAMILA, RYMA, HDJER, SOUHAYLA,*

*A tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer.*

*« Yamina »*

## Dédicaces

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que : Je dédie cette thèse de projet de fin d'étude à :

*A Ma tendre Mère « Zahra » : Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.*

*A Mon très cher Père « Idir » : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.*

*A Mes chers frères "Imene" et "Rayane", les mots ne suffisent pas à exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous deux. Mes anges gardiens et mes fidèles compagnons dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.*

*A mon binôme « Yamina », tu es pour moi une amie sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je te dédie ce travail et je te souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

*A tous les membres de ma promotion.*

*A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.*

*A mes chers amis Mohammed Kerrouche, Billel Abdel-Aziz, Zinedine Aliche, Nassim Zerrouk, Mouhamed Bouazza, Hakim Masskri...*

*A tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer.*

*« Amine »*

## ملخص

هذا العمل مخصص لدراسة عن طريق برنامج محاكاة، حقن المياه في الآبار الأفقية للحفاظ على ضغط حقل نفط لمنطقة تقع في الشمال الشرقي من مجال حاسي مسعود من ناحية أخرى، أجريت محاكاة لحقن المياه في الآبار العمودية في نفس المنطقة.

يتم تحديد أداء هذا العمل من خلال مقارنة بين نتائج المحاكاة الاثنتين

تم تنفيذ العديد من السيناريوهات بهدف اختيار أفضل موقع لآبار الحقن الأفقي لإنتاج أكثر كفاءة من حالة الحقن في الآبار العمودية. وقد تم العثور على أفضل موقع للآبار الحاقنة الأفقية، وبالتالي لوحظ تحسن في النتائج

**الكلمات الدالة** حقن المياه، الآبار الأفقية، الآبار العمودية، السيناريوهات، ضغط حقل نفط.

## Abstract

The main purpose of this study is to check the performance of water injection in horizontal wells in order to keep the pressure of oil reservoirs over the bubble point pressure. ECLPSE is the software used to simulate the underground flow of fluid. In order to get the performance of tried scenarios. The injection in verticals wells was took as reference; our scenarios interpreted comparing to it. After trying many scenarios to optimize, the production and field oil efficiency in order to get the disposition (inclined, horizontal) and position of injection wells. At the end, we propose many recommendations and taking in consideration the analysis of the results of each scenario.

**Key words:** injection of water, horizontal wells, vertical wells, scenarios, pressure in an field reservoir.

## Résumé

Le présent travail est consacré à l'étude, au moyen d'un logiciel simulateur, l'injection de l'eau dans des puits horizontaux pour le maintien de pression d'un gisement de pétrole d'une zone située au Nord-Est du champ de Hassi Messaoud. Le cas d'injection dans des puits verticaux a été présenté par Sontrach après une étude de faisabilité, ce dernier a été pris comme scénario de référence. La performance de ce travail est déterminée par une comparaison entre les résultats des deux simulations. De nombreux scénarios ont été effectués dans l'objectif de choisir le meilleur emplacement des puits injecteurs ainsi que leurs disposition (horizontale, inclinée) pour avoir une production plus performante que dans le cas d'injection dans des puits verticaux. Par conséquent une meilleure position des puits injecteurs a été trouvée et donc des conclusions ont été proposées à l'aval de chaque scénario réalisé. Au finale nous avons terminé par des recommandations.

**Mots clés :** l'injection d'eau, puits horizontaux, puits verticaux, scénarii, pression d'un gisement de pétrole.

## Table des matières

La liste des symboles

Abréviation et symboles

Liste des figures

Introduction générale.....	15
1. Chapitre 1 :Propriétés des roches et du fluide.....	17
1.1. Introduction .....	17
1.2. Classification des réservoirs.....	17
1.2.1. Réservoirs d’huile .....	17
1.2.2. Réservoir de gaz.....	18
1.3. Propriétés des roches .....	18
1.3.1.1. La porosité .....	19
1.3.1.2. Saturation.....	20
1.3.1.3. Perméabilité .....	20
1.3.2. Tests spéciaux (Special Core AnaLysis SCAL) .....	22
1.3.2.1. Pression capillaire.....	22
1.3.2.2. Tension superficielle et inter-faciale .....	23
1.3.2.3. Mouillabilité .....	23
1.4. Compressibilité de roche .....	24
1.5. Hétérogénéité du réservoir .....	25
1.5.1. Hétérogénéité verticale .....	26
1.5.2. Hétérogénéité locale.....	26
1.6. Propriétés des fluides .....	27
1.6.1. Propriétés des gaz naturels.....	27
1.6.2. Comportement des gaz parfaits.....	27
1.6.2.1. La masse molaire apparente .....	28
1.6.2.2. Le volume standard .....	28
1.6.2.3. Densité.....	28
1.6.2.4. Volume spécifique.....	28
1.6.2.5. Gravité spécifique.....	29
1.6.3. Comportement des gaz réels .....	29
1.7. Les méthodes de calcul direct.....	31

1.8.	Les propriétés du pétrole brute .....	31
1.8.1.	Gravité du pétrole brute .....	31
1.8.2.	La solubilité du gaz .....	31
1.8.3.	Le point de bulle (The bubble-point) .....	31
1.8.4.	Facteur volumétrique de formation de gaz (gas formation volume factor) .....	32
1.8.5.	Facteur volumétrique de formation d'huile (oil formation volume factor) .....	32
1.9.	Conclusion.....	33
2.	Chapitre2 : Présentation du champ de Hassi Messaoud et positionnement du problème	
2.1	Introduction.....	34
2.2.	Présentation du champ HMD .....	34
2.2.1.	Situation géographique et historique du champ.....	34
2.2.2.	Aspect géologique du champ .....	36
2.2.3.	Aspect structural .....	37
2.2.4.	Aspect stratigraphique .....	38
2.1.4.1.	Le socle.....	38
2.1.4.2.	L' infracambrien .....	38
2.1.4.3.	Lepaléozoïque.....	38
2.1.5.	Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud.....	42
2.2.	Présentation de la zone pilote.....	42
2.3.	Positionnement du problème .....	43
2.4.	Conclusion.....	44
3.	Chapitre 3 : Modélisation mathématique d'un réservoir pétrolier.	
3.1.	Introduction .....	45
3.2.	Objectifs de la modélisation.....	46
3.3.	Caractérisation d'un réservoir .....	47
	<i>Paramètres</i> .....	49
	<i>Equations</i> .....	50
3.4.	Modèle statique .....	51
3.5.	Modèle d'écoulement (modèle dynamique).....	52
3.6.	Types des modèles mathématiques .....	53
3.6.1.	Modèle black oil .....	53
3.6.2.	Modèle compositionnel.....	56
4.	Chapitre 4 : Simulation numérique de réservoir .....	58
4.1.	Introduction .....	58

4.2.	Objectifs de la simulation.....	59
4.3.	Logiciels simulateurs.....	60
4.3.1.	Nexus .....	60
4.3.2.	Eclipse (E100, E300, Avancé) .....	61
4.3.3.	Aperçu sur l'entrée de données minimales requises .....	62
4.3.3.1.	La grille .....	62
4.3.3.2.	Péto-physique.....	63
4.3.3.3.	Propriétés des fluides .....	63
4.3.3.4.	Propriétés du sol .....	64
4.3.3.5.	Equilibration.....	64
4.3.3.6.	Spécifications des puits .....	64
4.3.3.7.	Dynamique .....	64
4.3.3.8.	Sortie .....	64
4.3.3.9.	Contenu du fichier de donnée Eclipse .....	65
	Organisation des données.....	65
4.3.4.	Décision.....	67
5.4	Conclusion.....	69
5.	Chapitre 5 :Interprétation des résultats.....	70
5.1.	Introduction .....	70
5.2.	Description du modèle réservoir .....	70
5.2.1.	Géométrie.....	70
5.2.2.	Paramètres péto-physiques .....	71
5.2.2.1.	Perméabilité.....	71
5.2.2.2.	Porosité.....	72
5.2.3.	Net-to-Gross (NTG).....	73
5.3.	Interprétation des résultats de la simulation .....	74
5.3.1.	Cas de référence : deux puits injecteurs verticaux.....	74
5.3.2.	Cas de deux puits injecteurs horizontaux.....	76
5.3.2.1.	Premier scénario .....	76
5.3.2.2.	Deuxième scénario .....	83
5.4.	Forage d'un nouveau puits producteur.....	89
	<i>Paramètres du champ</i> .....	90
5.5	Conclusion.....	90
	Conclusion générale .....	91

Bibliographies .....	92
Annexe.....	93
Quelques Tentatives pour la recherche des meilleurs emplacements des puits .....	93
Première tentative .....	93
Deuxième tentative .....	95

## La liste des symboles

Symboles	Signification	Unité
$\phi$	Porosité	
$S_o$	Saturation d'huile	
$S_g$	Saturation de gaz	
$S_w$	Saturation d'eau	
$K$	Perméabilité	Milli Darcy
$P$	Pression	bar
$M_g$	Masse molaire	mole
$\gamma_g$	Gravité spécifique	N/m <sup>3</sup>
$Z$	Facteur de compressibilité	[-]
$\rho_g$	Masse volumique	kg/m <sup>3</sup>
$V$	Volume spécifique	m <sup>3</sup> /Kg
$\mu_o, \mu_g, \mu_w$	Viscosité	kg/ (m·s)
$V_t$	volume total	m <sup>3</sup>
$V_u$	volume net	m <sup>3</sup>
$V_p$	volume poreux	m <sup>3</sup>
$C_p$	compressibilité du volume poreux	[-]
$Q$	débit volumétrique	M <sup>3</sup> /jour
$A$	l'aire spécifique du milieu poreux	m <sup>2</sup>
$K$	conductivité hydraulique	
$\rho_{o,s}$	densité d'huile du réservoir de stockage,	kg/m <sup>3</sup>
$B_o$	facteur de volume de formation d'huile,	bbl/STB,
$K^{ab}$	perméabilité,	Milli Darcy
$A^{ab}$	zone de section d'écoulement,	m <sup>2</sup>
$L^{ab}$	distance,	m
$K_{ro}$	perméabilité relative,	Milli Darcy
$P_o^b, P_o^a$	pression d'huile des cellules « a » et « b »,	bar

$\Delta z^{ab} = z_a - z_b$	profondeurs de cellules	m
G	l'accélération gravitationnelle.	m/s <sup>2</sup>
$B_g$	facteur volumétrique de formation de gaz,	
$V_{p,T}$	volume du pétrole sous une pression p et une température, T	bbl/STB,
$V_{s,c}$	volume du pétrole sous les conditions standards,	bbl
$V_{p,T}$	volume du gaz sous une pression p et une température, T	STB
$V_{s,c}$	volume du gaz sous les conditions standards.	Bbl
$B_0$	Facteur volumétrique de formation d'huile	STB
M	mouillabilité	bbl/STB,

## **Abréviation et symboles**

Abréviation définition

FPR : (Field pressure reported) la variation de la pression du champ,

FWIR (Field water injection rate) le débit d'injection d'eau,

FWCT : (Field water Cut) le Pourcentage de production d'eau,

FOE : (Field oil efficiency) le Taux de récupération du champ,

FOPR : (Field oil production rate) le Débit de production d'huile ( $\text{SM}^3/\text{Day}$ )

WWCT (well water Cut) le débit de production d'eau dans les puits,

WOPR (well oil production rate) le débit de production d'huile des puits

WBHP (Well Bottom Hole Pressure) la pression du fond de puits,

WWIT (well water injection total) débit d'injection d'eau totale,

WWIR (Well water injection rate) le débit d'injection d'eau dans les puits,

## Liste des figures

Figure 1- 1 différents types de porosité .....	19
Figure 1- 2 : différents types de perméabilité .....	21
Figure 1- 3 : illustration de mouillabilité .....	247
Figure 2- 1 : présentation du champ de HMD.....	35
Figure 2- 3 : localisation du champ pétrolier de Hassi Messaoud.....	36
Figure 2- 4 : Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud.....	37
Figure 2- 5 : coupe stratigraphique .....	41
Figure 2- 6 : localisation de la zone pilote .....	42
Figure 3- 1 : modélisation statique & dynamique .....	46
Figure 3- 2 : caractérisation d'un réservoir .....	48
Figure 3- 3 : Upscaling : un défi pour l'intégration de l'information .....	48
Figure 3- 4 : Workflow pour la construction du modèle statique .....	51
Figure 3- 5 : du modèle statique au modèle dynamique.....	53
Figure 4- 1 : Conceptuellement comment fonctionne Eclipse .....	65
Figure 4- 2 : discrétisation spatiale du réservoir et cellules .....	68
Figure 4- 3 : bilan matière pour une cellule donnée.....	68
Figure 5- 1: modèle du réservoir .....	71
Figure 5- 2 : distribution de la perméabilité dans le réservoir.....	71
Figure 5- 3 : distribution de la porosité dans le modèle du réservoir.....	72
Figure 5- 4 : distribution de la porosité dans la couche 171 du réservoir .....	72
Figure 5- 5 : distribution de la porosité dans la couche 130 du réservoir .....	73
Figure 5- 6 : Répartition de NTG dans le modèle de réservoir .....	73
Figure 5- 7 : vue de face du modèle de réservoir .....	74
Figure 5- 8 : vue de dessus du modèle de réservoir .....	74
Figure 5- 9 : courbes donnant les variations des paramètres du champ en fonction du temps (Date).....	75
Figure 5- 10 : représentation des couches des 144 et 221 du modèle de réservoir avec la disposition des puits (vue de face et vue de dessus) .....	77
Figure 5- 11 : représentation de la saturation d'huile du réservoir à la fin d'injection d'eau (scénario1).....	77
Figure 5- 12 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus pour les deux cas d'injections en fonction du temps .....	78
Figure 5- 13 : comparaison entre le pourcentage de production d'eau dans les puits pour les	

deux cas d'injection en fonction du temps .....	79
Figure 5- 14 : comparaison entre le débit de production d'huile dans le cas des puits injecteurs horizontaux et verticaux en fonction du temps .....	80
Figure 5- 15 : comparaison de « WBHP » la pression du fond des puits entre les deux cas d'injections horizontale et verticale .....	81
Figure 5- 16 : comparaison de « WWIT » le débit d'injection d'eau totale entre les deux cas d'injection horizontal et vertical .....	82
Figure 5- 17: représentation du modèle de réservoir avec la nouvelle disposition des puits inclinés injecteurs .....	83
Figure 5- 18 : représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (scénario2) ....	84
Figure 5- 19 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus pour les deux cas d'injections en fonction du temps .....	84
Figure 5- 20 : comparaison entre le pourcentage de production d'eau du deuxième scénario avec le cas de référence .....	86
Figure 5- 21 : comparaison entre le débit de production d'huile du deuxième scénario avec le cas de référence .....	87
Figure 5- 22 : comparaison entre la pression du fond des deux puits inclinés avec celle des deux puits verticaux .....	88
Figure 5- 23 : représentation du modèle de réservoir avec l'insertion de nouveau puits producteur.....	89
Figure 5- 24 : représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (scénario2+ le nouveau puits producteur) .....	89
Figure 5- 25 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus avec l'insertion d'un nouveau puits producteur pour les deux cas injections horizontale et verticale .....	90

## Introduction générale

L'exploitation des gisements pétroliers est amorcée par une déplétion naturelle. Cette méthode d'extraction exploite la différence de pression entre le réservoir (haute pression) et la tête du puits (basse pression) pour faire parvenir l'huile à la surface. Cependant après une certaine période d'exploitation la pression du réservoir baisse considérablement.

L'un des objectifs de Sonatrach est d'éviter que cette baisse de pression du réservoir passe au-dessous de la pression de bulle, pression à partir de laquelle le pétrole brute libère les gaz dissous. Cet objectif est concrétisé par des méthodes d'exploitation secondaires qui sont pour le maintien de pression qui sont :

L'injection d'eau et de gaz (air, azote, dioxyde de carbone et gaz naturel) dans les réservoirs où la pression naturelle est réduite ou insuffisante pour la production. Ces procédés sont d'autant plus efficaces qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel, et un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à faible perméabilité. Elle se fait soit dans le gaz-cap, s'il en existe un, soit directement dans l'huile. Le gaz injecté est presque toujours constitué d'hydrocarbures. L'injection d'air a parfois été essayée, mais elle présente de nombreux inconvénients (corrosion des puits, oxydation de l'huile, risque d'explosion).

L'injection d'eau qui permet de maintenir la pression de gisement et d'éliminer éventuellement l'eau salée contenu dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers, est l'une des techniques les plus utilisées pour améliorer la production d'huile. Ce n'est pas seulement en raison du faible coût de l'eau, mais aussi en raison des caractéristiques de l'eau qui aident à balayer efficacement l'huile piégée.

Notre étude est basée sur l'utilisation de l'eau au lieu de gaz car l'injection de ce dernier pose le problème de dépôts d'Asphaltènes dans le réservoir de la région d'étude.

Cependant il est impératif de bien choisir la position et la disposition des puits injecteurs afin d'optimiser les débits d'injection et de production. Dans le réservoir de HMD plusieurs zones ont une grande densité de puits producteurs horizontaux ce qui rend très difficile le forage de nouveaux puits injecteurs. Cette contrainte nous pousse à étudier les performances de la transformation de certains puits horizontaux producteurs en puits injecteurs.

Une zone pilote est choisie pour étudier les différents scénarios de simulation est en sortir avec des résultats qui guiderons les études à venir dans les autres zones du gisement de HMD. La simulation sous ECLIPSE sera utilisée pour pouvoir établir cette étude comparative et en ressortir avec des décisions.

Notre mémoire est composée de cinq chapitres :

Des généralités sur les propriétés des roches et du fluide sont exposées dans le premier chapitre,

Le chapitre deux concerne la présentation du champ de Hassi Messaoud avec la zone pilote, ainsi que les problèmes posés par Sonatrach pour l'optimisation de la production pétrolière.

La modélisation mathématique d'un réservoir pétrolier de Hassi Messaoud est détaillée dans le troisième chapitre. Pour la résolution du modèle mathématique le logiciel ECLIPSE a été utilisé, ce dernier est présenté dans le chapitre quatre.

Dans le chapitre cinq sont présentés les résultats obtenus via ECLIPSE ainsi que leurs interprétation.

En fin, une conclusion générale est donnée.

# 1. Chapitre 1 : Propriétés des roches et du fluide.

## 1.1. Introduction

Les systèmes d'hydrocarbures naturels trouvés dans les réservoirs de pétrole sont des mélanges de composés organiques qui présentent un comportement multiphasique sur de larges plages de pressions et de températures. Ces hydrocarbures des accumulations peuvent se produire à l'état gazeux, liquide, solide, ou dans diverses combinaisons de ces trois états.

Ces différences dans le comportement de phase, couplées avec les propriétés physiques de la roche réservoir qui déterminent la facilité relative avec laquelle le gaz et les liquides sont transmis ou retenus, conduisent à de nombreux types de réservoirs d'hydrocarbures avec des comportements complexes.

L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement sa performance et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnement et optimiser la récupération des hydrocarbures. Alors, on est obligé de comprendre autant que possible le réservoir et ces propriétés afin de l'exploiter avec un rendement maximum et une stratégie judicieuse.

## 1.2. Classification des réservoirs

Les réservoirs pétroliers sont généralement classés comme réservoirs d'huile ou de gaz.

Ces grandes classifications sont subdivisées en fonction de :

- La composition du mélange d'hydrocarbures du réservoir,
- Pression initiale du réservoir et température,
- Pression et température de la production de surface, (Ahmad, 2010)

### 1.2.1. Réservoirs d'huile

Selon la pression initiale du réservoir  $p_i$ , les réservoirs d'huile peuvent être classés dans les catégories suivantes :

#### 1.2.1.1. Réservoir d'huile sous-saturée

Si la pression initiale du réservoir  $p_i$ , est supérieure la pression  $P_b$  du fluide du réservoir, le réservoir est étiquetée. Réservoir d'huile sous-saturée.

#### 1.2.1.2. Réservoir d'huile saturée

Lorsque la pression initiale du réservoir est égale à la pression du point de bulle du fluide du réservoir, le réservoir est appelé réservoir d'huile saturée.

### **1.2.1.3. Réservoir de chapeau de gaz.**

Si la pression initiale du réservoir est inférieure à la pression du point de bulle du liquide du réservoir, le réservoir est appelé réservoir de gaz ou réservoir à deux phases, dans lequel la phase gazeuse ou vapeur repose sur une phase huileuse, (Ahmad, 2010)

### **1.2.2. Réservoir de gaz**

En général, si la température du réservoir est supérieure à la température critique du système d'hydrocarbures, le réservoir est classé comme un réservoir de gaz naturel.

Sur la base de leurs diagrammes de phases et des conditions du réservoir, les gaz naturels peuvent être classés en quatre catégories : (Ahmad, 2010)

- Gaz-condensat rétrograde,
- Condensat de gaz quasi-critique,
- Gaz humide,
- Gaz sec.

## **1.3. Propriétés des roches**

Le matériau dont une roche réservoir pétrolière peut être composée peut aller du sable très meuble et non consolidé à un grès, calcaire ou dolomite très dur et dense. Les grains peuvent être liés ensemble avec un certain nombre de matériaux, dont les plus communs sont la silice, la calcite ou l'argile. La connaissance des propriétés physiques de la roche et de l'interaction existante entre le système d'hydrocarbures et la formation est essentielle pour comprendre et évaluer la performance d'un réservoir donné.

Les propriétés des roches sont déterminées en effectuant des analyses de laboratoire sur des carottes du réservoir à évaluer. (Ahmad, 2010)

Il existe essentiellement deux catégories principales de tests d'analyse des échantillons en ce qui concerne les propriétés physiques des roches réservoirs. Ceux-ci sont :

### **1.3.1. Analyse routine (Routine Core Analysis RCA)**

Les tests routine impliquent principalement des mesures de saturations de fluide et de mesure de la porosité et de la perméabilité absolue en utilisant des fluides monophasiques normalement dans des conditions ambiantes. Les données sont principalement utilisées pour caractériser les propriétés du réservoir (porosité, perméabilité, saturation).

### 1.3.1.1. La porosité

La porosité d'une roche est une mesure de la capacité de stockage (volume des pores) capable de contenir des fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport entre le volume poreux et le volume total (volume global) ;

$$\phi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale}} \dots(1)$$

Il existe plusieurs types de porosité, porosité d'interstices, de fissure et de chenaux.

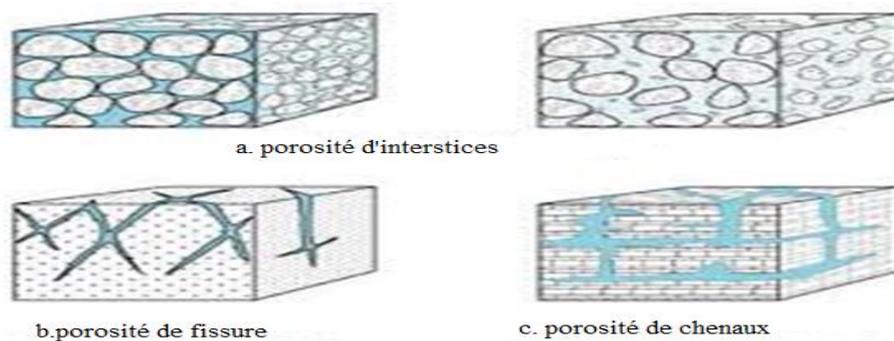


Figure 1- 1 différentes types de porosité

Au fur et à mesure que les sédiments se déposent et que les roches se forment, certains espaces vides qui se sont développés ont été isolés des autres espaces vides par une cimentation excessive. Ainsi, de nombreux espaces vides sont interconnectés alors que certains des espaces poreux sont complètement isolés. Cela conduit à deux types distincts de porosité, à savoir, (Ahmad, 2010) :

- **Porosité absolue** : est définie comme étant le rapport de l'espace poreux total dans la roche à celui du volume global. Une roche peut avoir une porosité absolue considérable et ne pas avoir de conductivité au fluide en raison de l'absence d'interconnexion des pores.

$$\phi_a = \frac{\text{volume totale des pores}}{\text{volume totale}} \dots(2)$$

- **Porosité effective** : est le pourcentage d'espace poreux interconnecté par rapport au volume global.

$$\phi = \frac{\text{volume poreux interconnecté}}{\text{volume totale}} \dots(3)$$

La porosité effective est la valeur qui est utilisée dans tous les calculs d'ingénierie de réservoir. Elle représente l'espace poreux interconnecté qui contient les fluides d'hydrocarbures récupérables.

### 1.3.1.2. Saturation

La saturation est définie comme la fraction, ou le pourcentage, du volume poreux occupé par un fluide particulier (huile, gaz ou eau). Cette propriété est exprimée mathématiquement par la relation suivante :

$$saturation = \frac{\text{volumen totale du fluide}}{\text{volume poreux}} \dots(4)$$

L'application du concept mathématique de saturation ci-dessus à chaque fluide du réservoir donne :

$$S_o = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume poreux}} \text{ Saturation d'huile}$$

$$S_g = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume poreux}} \text{ Saturation de gaz}$$

$$S_w = \frac{\text{volume de l'eau}}{\text{volume poreux}} \text{ Saturation de l'eau}$$

Ainsi, toutes les valeurs de saturation sont basées sur le volume des pores et non sur le volume brut du réservoir.

La saturation de chaque phase individuelle varie entre zéro et 100%. Par définition, la somme des saturations est de 100%, donc :  $S_o + S_g + S_w = 1$ , (Ahmad, 2010).

### 1.3.1.3. Perméabilité

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre les fluides. La perméabilité des roches,  $k$ , est une propriété rocheuse très importante car elle contrôle le mouvement directionnel et le débit des fluides du réservoir dans la formation.

Cette caractérisation de la roche a d'abord été définie mathématiquement par Henry Darcy en 1856. En fait, l'équation qui définit la perméabilité en termes de quantités mesurables s'appelle la loi de Darcy.

Darcy a développé une équation d'écoulement des fluides qui est devenue depuis l'un des outils mathématiques standard de l'ingénieur pétrolier. Si un écoulement linéaire horizontal d'un fluide incompressible est établi à travers un échantillon de carotte de longueur  $L$ , l'équation

d'écoulement des fluides est définie comme suit :  $v = -\frac{k.dp}{\mu.dL}$

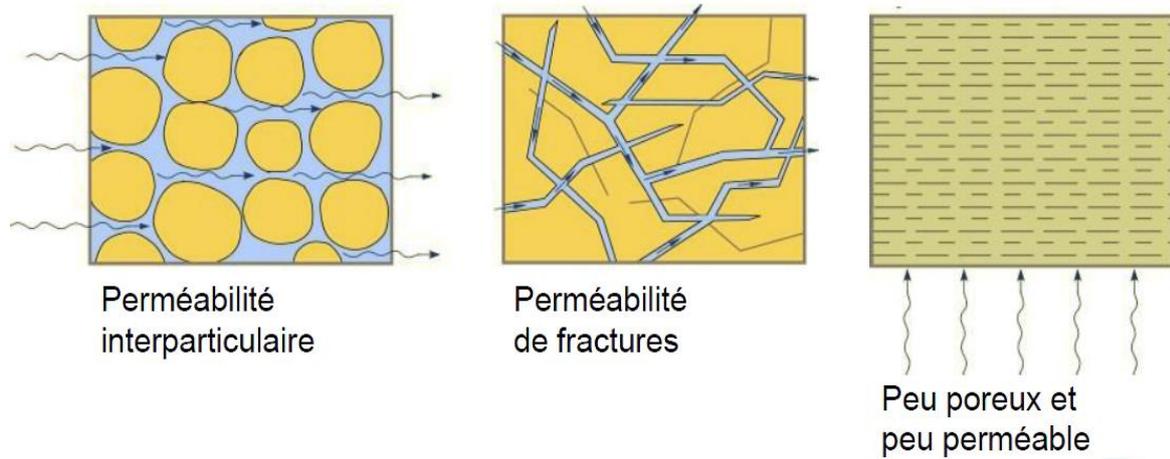


Figure 1- 2 : différents types de perméabilité

Où,  $v$  : vitesse apparente du fluide, en cm / sec,  $k$  : constante de proportionnalité, ou perméabilité de Darcy,  $\mu$  : viscosité dynamique du fluide circulant, en cp,  $\frac{dp}{dL}$  : Perte de charge par unité de longueur, atm / cm.

La vitesse  $v$ , dans l'équation n'est pas la vitesse réelle du fluide qui s'écoule mais la vitesse apparente et est déterminée en divisant le débit par la section transversale à travers laquelle le fluide s'écoule.

Un Darcy est une perméabilité relativement élevée car les perméabilités de la plupart des roches réservoirs sont inférieures à un Darcy.

Afin d'éviter l'utilisation de fractions dans la description des perméabilités, le terme milli-darcy est utilisé.

Il y a plusieurs facteurs qui doivent être considérés comme des sources possibles d'erreur dans la détermination de la perméabilité du réservoir. Ces facteurs sont :

- i. L'échantillon de carotte peut ne pas être représentatif de la roche réservoir en raison de l'hétérogénéité du réservoir.
- ii. La récupération de base peut être incomplète.
- iii. La perméabilité du noyau peut être modifiée lors de la coupe, ou lors du nettoyage et du séchage en vue de l'analyse. Ce problème est susceptible de se produire lorsque la roche contient des argiles réactives.
- iv. Le processus d'échantillonnage peut être biaisé. Il y a une tentation de sélectionner les meilleures parties du noyau pour l'analyse.

La perméabilité est mesurée en faisant passer un fluide de viscosité connue  $\mu$  à travers un bouchon central de dimensions mesurées ( $A$  et  $L$ ) puis en mesurant le débit  $q$  et la perte de charge  $\Delta p$ . La Résolution de l'équation précédente pour la perméabilité, donne :

$$v = - \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta p}$$

Où, L : longueur du noyau, en cm et A : aire de la section transversale, en cm<sup>2</sup>.

Les conditions suivantes doivent exister lors de la mesure de la perméabilité :

- Ecoulement laminaire (visqueux),
- Aucune réaction entre le fluide et la roche,
- Seule présence monophasée à 100% de saturation de l'espace poreux.

Cette perméabilité mesurée à 100% de saturation d'une seule phase s'appelle la perméabilité absolue de la roche, (Ahmad, 2010).

### 1.3.2. Tests spéciaux (Special Core AnaLysis SCAL)

Des tests spéciaux sont effectués dans le but de déterminer les propriétés suivantes :

- Pression capillaire,
- Mouillabilité,
- Tension superficielle et inter-faciale.

Les données sur ces propriétés des roches sont essentielles pour les calculs d'ingénierie des réservoirs car elles affectent directement la quantité et la distribution des hydrocarbures et, lorsqu'elles sont combinées avec les propriétés des fluides, elles contrôlent le flux des phases existantes (gaz, pétrole et eau) dans le réservoir.

#### 1.3.2.1. Pression capillaire

Les forces capillaires dans un réservoir pétrolier sont le résultat de l'effet combiné des tensions superficielles et inter-faciales de la roche et des fluides, de la taille et de la géométrie des pores et des caractéristiques de mouillage du système. Toute surface incurvée entre deux fluides immiscibles a tendance à se contracter dans la plus petite zone possible par unité de volume. Cela est vrai que les fluides soient du pétrole et de l'eau, de l'eau et du gaz (même de l'air) ou du pétrole et du gaz. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact, il existe une discontinuité de pression entre les deux fluides, qui dépend de la courbure de l'interface séparant les fluides.

Nous appelons cette différence de pression « la pression capillaire », et elle est notée par **p<sub>c</sub>**.

La pression capillaire dans un milieu poreux peut être exprimée comme suit :

Pression capillaire = (pression de la phase non mouillante) - (pression de la phase de mouillage)  
 $p_c = p_{nw} - p_w$  C'est-à-dire que l'excès de pression dans le fluide non mouillant est la pression capillaire, et cette quantité est fonction de la saturation.

Il existe trois types de pression capillaire :

- Pression capillaire eau-huile (notée  $P_{cwo}$ )  $p_{cwo} = p_o - p_w$
- Pression capillaire huile -gaz (notée  $P_{cgo}$ )  $p_{cgo} = p_g - p_o$
- Pression capillaire eau-gaz (notée  $P_{cgw}$ )  $p_{cgw} = p_g - p_w$

où,  $p_g$ ,  $p_o$  et  $p_w$  représente la pression de gaz, la pression d'huile et celle de l'eau respectivement, (Ahmad, 2010).

### 1.3.2.2. Tension superficielle et inter-faciale

En traitant des systèmes multi-phases, il est nécessaire de considérer l'effet des forces à l'interface quand deux fluides immiscibles sont en contact. Lorsque ces deux fluides sont liquides et gazeux, le terme tension superficielle est utilisé pour décrire les forces agissant sur l'interface. Lorsque l'interface est entre deux liquides, les forces agissant sont appelées tension inter-faciale. Les surfaces de liquides sont généralement recouvertes de ce qui constitue un film mince. Bien que ce film apparent possède peu de force, il agit néanmoins comme une fine membrane et résiste à la rupture. Ceci est censé être causé par l'attraction entre les molécules dans un système donné. Toutes les molécules sont attirées l'une par l'autre proportionnellement au produit de leurs masses et inversement comme les carrés de la distance qui les sépare, (Ahmad, 2010).

### 1.3.2.3. Mouillabilité

La mouillabilité est définie comme la tendance d'un fluide à s'étaler sur ou à adhérer à une surface solide en présence d'autres fluides non miscibles. Le concept de mouillabilité est illustré à la figure ci-dessous. De petites gouttes de trois liquides - mercure, huile et eau sont placées sur une plaque de verre propre. Les trois gouttelettes sont ensuite observées d'un côté comme illustré à la Figure. Il est à noter que le mercure conserve une forme sphérique, la gouttelette d'huile développe une forme à peu près hémisphérique, mais l'eau a tendance à s'étaler sur la surface du verre. La tendance d'un liquide à s'étaler sur la surface d'un solide est une indication des caractéristiques de mouillage du liquide pour le solide. Cette tendance à l'étalement peut être exprimée plus commodément en mesurant l'angle de contact à la surface liquide-solide. Cet angle, qui est toujours mesuré à travers le liquide jusqu'au solide, est appelé « l'angle de contact  $\theta$  ». Ce dernier a acquis une signification en tant que mesure de la mouillabilité. Comme la montre la Figure, lorsque l'angle de contact diminue, les caractéristiques de mouillage du liquide augmentent. Une mouillabilité complète serait mise en évidence par un angle de contact nul, et un non-mouillage complet serait mis en évidence par un angle de contact de  $180^\circ$ .

La mouillabilité des roches réservoirs aux fluides est très importante car *la distribution des fluides dans les milieux poreux est fonction de la mouillabilité*. En raison des forces d'attraction, la phase de mouillage a tendance à occuper les plus petits vides de la roche et la phase non mouillante occupe les canaux les plus ouverts, (Ahmad, 2010),

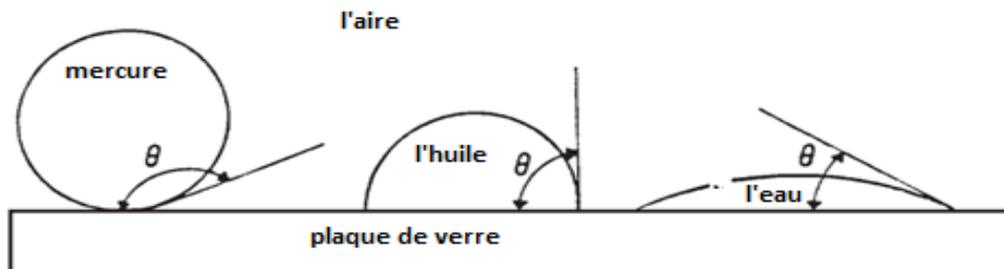


Figure 1- 3 : illustration de mouillabilité

#### 1.4. Compressibilité de roche

Un réservoir à des milliers de pieds sous terre est soumis à une **pression de surcharge** causée par le poids des formations sus-jacentes. Les pressions de surcharge varient d'une région à l'autre en fonction de facteurs tels que la profondeur, la nature de la structure, la consolidation de la formation et, éventuellement, l'âge géologique et l'histoire des roches.

La pression dans les espaces interstitiels ne se rapproche pas normalement de la pression de surcharge. Une pression interstitielle typique, communément appelée pression du réservoir, est d'environ 0,5 psi par pied de profondeur, en supposant que le réservoir est suffisamment consolidé pour que la pression de couverture ne soit pas transmise aux fluides dans les espaces poreux.

La différence de pression entre la couverture et la pression interstitielle interne est appelée pression de **surcharge effective**. Pendant les opérations d'épuisement de la pression, la pression interstitielle interne diminue et, par conséquent, la pression de surcharge effective augmente. Cette augmentation provoque les effets suivants :

- Le volume de la roche réservoir est réduit,
- Les grains de sable à l'intérieur des pores se dilatent.

Ces deux changements de volume ont tendance à réduire l'espace poreux et, par conséquent, la porosité de la roche. Souvent, ces données présentent des relations avec la porosité et la pression de surcharge effective. La compressibilité diminue généralement avec l'augmentation de la porosité et la pression de surcharge effective.

Geertsma (1957) fait remarquer qu'il existe trois types différents de compressibilité qui doivent être distingués dans les roches :

- ***Compression de la matrice rocheuse,  $C_r$***

Est défini comme le changement fractionnaire du volume de la roche solide (grains) avec un changement unitaire de pression.

- ***Compression de la masse rocheuse,  $C_B$***

Est défini comme le changement fractionnaire de la masse de la roche avec un changement unitaire de pression.

- ***Compressibilité des pores,  $C_p$***

Le coefficient de compressibilité des pores est défini comme le changement fractionnaire du volume poreux de la roche avec un changement unitaire de pression, (Ahmad, 2010).

## **1.5. Hétérogénéité du réservoir**

Il est important de reconnaître qu'il n'y a pas de réservoirs homogènes, seulement des degrés variables d'hétérogénéité.

L'hétérogénéité du réservoir est alors définie comme une variation des propriétés du réservoir en fonction de l'espace. Idéalement, si le réservoir est homogène, la mesure d'une propriété du réservoir à n'importe quel endroit nous permettra de décrire complètement le réservoir. La tâche de description du réservoir est très simple pour les réservoirs homogènes. D'autre part, si le réservoir est *hétérogène*, les propriétés du réservoir varient en fonction d'une localisation spatiale. Ces propriétés peuvent inclure la perméabilité, la porosité, l'épaisseur, la saturation, les failles et les fractures, le faciès des roches et les caractéristiques des roches. Pour une description correcte du réservoir, nous devons prévoir la variation de ces propriétés du réservoir en fonction des emplacements spatiaux. Il y a essentiellement deux types d'hétérogénéité :

- Hétérogénéité verticale,
- Hétérogénéité locale.

Les méthodes géostatistiques sont largement utilisées dans l'industrie pétrolière pour décrire quantitativement les deux types d'hétérogénéité du réservoir. Il est évident que le réservoir peut être non uniforme dans toutes les propriétés intensives telles que la perméabilité, la porosité, la mouillabilité et la saturation de l'eau.

Nous discuterons de l'hétérogénéité du réservoir en termes de perméabilité, (Ahmad, 2010).

### 1.5.1. Hétérogénéité verticale

L'un des premiers problèmes rencontrés par l'ingénierie du réservoir pour prédire ou interpréter le comportement de déplacement du fluide pendant la récupération secondaire et les processus de récupération assistée du pétrole est celui de l'organisation et de l'utilisation de la grande quantité de données disponibles. Les perméabilités posent des problèmes particuliers d'organisation car elles varient généralement de plus d'un ordre de grandeur entre les différentes strates.

L'ingénieur doit être capable de :

- décrire le degré d'hétérogénéité verticale en termes mathématiques,
- Décrire et définir la stratification de perméabilité appropriée de la zone d'étude.

Cette tâche est communément appelée le problème de zonage ou de stratification.

Le degré d'homogénéité d'une propriété de réservoir est un nombre qui caractérise la constance de cette propriété mesurée à travers l'épaisseur du réservoir.

On dit qu'une formation a un coefficient d'uniformité de zéro dans une propriété spécifiée lorsque cette propriété est constante dans toute l'épaisseur de la formation.

Une formation complètement hétérogène a un coefficient d'uniformité égale à un. Entre les deux extrêmes, les formations ont des coefficients d'uniformité compris entre zéro et un.

Les deux descripteurs les plus utilisés de l'hétérogénéité verticale de la formation sont :

- variation de perméabilité Dykstra-Parsons  $V$ ,
- Coefficient de Lorenz  $L$ .

### 1.5.2. Hétérogénéité locale

Les propriétés de réservoir les plus difficiles à définir sont généralement le niveau et la distribution de la perméabilité. Ils sont plus variables que la porosité et plus difficiles à mesurer. Pourtant, une connaissance adéquate de la distribution de la perméabilité est essentielle à la prédiction de l'épuisement du réservoir par tout processus de récupération. Une variété de techniques d'estimation géostatistique a été développée dans le but de décrire avec précision la distribution spatiale des propriétés de la roche. Le concept de continuité spatiale suggère que les points de données proches les uns des autres sont plus susceptibles d'être similaires que les points de données éloignés les uns des autres, (Ahmad, 2010).

## 1.6. Propriétés des fluides

Les propriétés des fluides contenus dans les réservoirs sont très importantes afin de comprendre le comportement volumétrique des réservoirs à gaz ou pétrole. Ces propriétés sont déterminées expérimentalement à l'aide d'échantillons prélevés du réservoir. Cependant dans le cas où ces propriétés expérimentales ne sont pas établies, les ingénieurs procèdent à des propriétés physiques dérivées empiriquement. Dans ce paragraphe nous allons mettre en évidence ces propriétés empiriques des trois phases fluides des réservoirs : gaz naturel, huile brute et eaux.

### 1.6.1. Propriétés des gaz naturels

Les gaz sont des fluides homogènes avec une viscosité et une densité faibles et remplissent le contenant qu'ils occupent. Les gaz naturels se composent d'hydrocarbure (méthanes, éthanes, propane, butanes, pentanes, et petites quantités de hexane et plus grande molécules) et d'autre gaz non-hydro-carbonique (dioxyde de carbone, hydrogène sulfite...).

Les propriétés des gaz sont :

Masse molaire  $M_g$  (mole) ; Gravité spécifique  $\gamma_g$  ( $N/m^3$ ) ; Facteur de compressibilité,  $z$  [-] ; Masse volumique  $\rho_g$  ( $kg/m^3$ ) ; Volume spécifique  $V$  ( $m^3/Kg$ ) ; Coefficient de compressibilité isotherme pour les gaz,  $c_g$  [-] ; Facteur d'expansion des gaz,  $E_g$  [-] ; La viscosité,  $\mu_g$   $kg/(m \cdot s)$  ; Facteur de formation du volume des gaz,  $B_g$  [-].

### 1.6.2. Comportement des gaz parfaits

Il est défini par la loi des gaz parfaits suivante :  $pV = nRT$

Où,  $p$  : pression absolue en pas,  $V$  : volume en  $m^3$ ,  $T$  : température absolue, Kelvin,  $n$  : nombre de moles de gaz,  $R$  : la constante de gaz universel de valeur 8.314.

Le nombre de moles de gaz,  $n$ , est défini comme le poids du gaz  $m$  divisé par le poids

moléculaire  $M$  :  $n = \frac{m}{M}$

La combinaison des deux équations précédentes donne :  $pV = \left(\frac{m}{M}\right)RT$

Où,  $m$  : poids de gaz et  $M$  : poids moléculaire.

Puisque la densité est définie comme la masse par unité de volume de la substance, cette équation peut être réarrangée pour estimer la densité du gaz à n'importe quelle pression et

température :  $\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$  Où,  $\rho_g$  : densité du gaz  $\text{kg/m}^3$ .

#### 1.6.2.1. La masse molaire apparente

L'une des principales propriétés du gaz qui intéresse souvent les ingénieurs est le poids moléculaire apparent. Si  $y_i$  représente la fraction molaire de l' $i$ ème composant dans un mélange gazeux, le poids moléculaire apparent est défini mathématiquement par l'équation suivante :

$$M_a = \sum_{i=1} M_i * Y_i$$

Où  $M_a$  : poids moléculaire apparent d'un mélange gazeux,  $M_i$  : poids moléculaire du  $i$ ème composant dans le mélange,  $Y_i$  = fraction molaire du composant  $i$  dans le mélange

#### 1.6.2.2. Le volume standard

C'est le volume de gaz occupé par 1 lb-mol de gaz sous les conditions standards de température et de pression.

#### 1.6.2.3. Densité

La densité d'un mélange gazeux idéal est calculée en remplaçant simplement le poids moléculaire du composant pur dans l'équation :  $\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$  le poids moléculaire apparent

du mélange gazeux pour donner :  $\rho_g = \frac{pM_a}{RT}$

Où,  $\rho_g$  : densité du mélange gazeux,  $\text{kg/m}^3$ ,  $M_a$  : poids moléculaire apparent.

#### 1.6.2.4. Volume spécifique

Le volume spécifique est défini comme le volume occupé par une masse unitaire du gaz. Pour un gaz parfait, cette propriété peut être calculée en appliquant l'équation  $pV = \left(\frac{m}{M}\right)RT$  :

$$V_s = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g}$$

Où  $V_s$  : volume spécifique,  $\text{m}^3/\text{kg}$  et  $\rho_g$  : densité de gaz,  $\text{kg/m}^3$ .

### 1.6.2.5. Gravité spécifique

La gravité spécifique est définie comme le rapport entre la densité du gaz et celle de l'air. Les deux densités sont mesurées ou exprimées à la même pression et à la même température. Communément, la pression standard  $p_{sc}$  et la température standard  $T_{sc}$  sont utilisées pour définir

$$\text{la densité spécifique du gaz : } d = \frac{\rho}{\rho_{\text{air}}}$$

En supposant que le comportement du mélange gazeux et de l'air soit décrit par l'équation du

$$\text{gaz parfait, la gravité peut alors être exprimée comme suit : } \gamma_g = \frac{M_a}{M_{\text{air}}} = \frac{M_a}{28.96}$$

$\gamma_g$  : gravité spécifique du gaz ;  $\rho_{\text{air}}$  : densité de l'air ;  $M_{\text{air}}$  : poids moléculaire apparent de l'air = 28,96,  $M_a$  : masse moléculaire apparente du gaz ;  $p_{sc}$  : pression standard ;  $T_{sc}$  : température standard,

### 1.6.3. Comportement des gaz réels

Sous hautes pressions l'équation des gaz parfaits nous conduit à des erreurs allant jusqu'à 500%. La loi des gaz parfaits a été établie avec l'hypothèse que le volume des molécules est insignifiant ainsi qu'aucune force d'attraction ou de répulsion n'existe entre ces molécules. Dans le cas des gaz parfaits ces hypothèses ne sont plus valides.

Plusieurs équations d'état ont été développées en vue d'établir cette corrélation entre les variables pression, température, volume pour les gaz réels et les résultats expérimentaux. Un facteur de compressibilité noté  $z$  est introduit pour corriger cette erreur et approcher ainsi les

$$\text{résultats expérimentaux. } z = \frac{V_{\text{actuel}}}{V_{\text{idéal}}} = \frac{V}{nRT/p}$$

Ce facteur de compressibilité a été généralisé pour des gaz de différentes compositions grâce aux deux paramètres adimensionnels suivants :

- Pseudo-réduite pression :  $P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$
- Pseudo-réduite température :  $T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$

**Remarque :**

1. Une concentration des gaz non-hydrocarbure dépassant les 10% peut conduire à des erreurs dans le calcul de coefficient de compressibilité. Pour y remédier, on utilise des méthodes de corrélations qui tiennent compte de cette concentration.
2. Le calcul des températures et des pressions Pseudo-réduite à partir des formules précédentes ne donne pas des résultats satisfaisants. en vue de réduire cette erreur et de mieux estimer ces deux paramètres, Sutton a utilisé les formules développées par Stewart et al (1959) pour les mélanges en introduisant des facteurs d'ajustement empiriques.

## 1.7. Les méthodes de calcul direct

Le recours à des formules mathématiques pour le calcul du coefficient de compressibilité a été effectué après des années d'utilisation des abaques de standing et Katz (annexe).

1. La méthode de Hall-Yarborough.
2. La méthode de **Dranchuk-Abu-Kassem**.
3. La méthode de **Dranchuk-Purvis-Robinson**.

## 1.8. Les propriétés du pétrole brute

Le pétrole brut contient des hydrocarbures de différentes formes et de petites quantités d'autres composants comme les sulfures, nitrogène, oxygène, et l'hélium. Les propriétés physiques du pétrole varient considérablement selon les variations des concentrations des différents composants hydrocarbures ou non-hydrocarbures.

### 1.8.1. Gravité du pétrole brute

C'est le rapport du pétrole brut sur celui de l'eau sous une pression et température bien déterminées (généralement 60°F) d'où son unité [60°/60°] :  $\gamma_0 = \frac{\rho_0}{\rho_w}$ .

### 1.8.2. La solubilité du gaz

Elle est définie comme étant la quantité de volume dissoute dans un volume de pétrole sous des conditions de pression et de température. La solubilité est une fonction de pression, température, API gravité et la gravité du gaz. Elle augmente avec l'augmentation de la pression jusqu'à l'atteinte de la pression de saturation (le point de bulle).

### 1.8.3. Le point de bulle (The bubble-point)

Le point de bulle de pression  $p_b$  pour un hydrocarbure est défini comme étant la pression maximale à partir de laquelle une bulle de gaz est libérée. Elle peut être estimée expérimentalement à partir de tests d'allongement à composition constante.

En cas d'absence des mesures expérimentale de cette propriété, les ingénieurs utilisent des corrélations graphiques et mathématiques basé sur le fait que le point de bulle de pression dépend de plusieurs paramètres mesurés tel que la solubilité du gaz  $R_s$ , la gravité du gaz  $\gamma_g$ , gravité du pétrole API et la température T.

#### 1.8.4. Facteur volumétrique de formation de gaz (gas formation volume factor)

C'est un facteur utilisé pour relier le volume du gaz dans les conditions du réservoir avec son volume sous les conditions du réservoir. Il est défini comme étant le rapport du volume d'une quantité sous des conditions spécifiées de pression et de température sur le volume de la même quantité sous les conditions standards (1 atm et 25°C).

$$B_g = \frac{V_{P,T}}{V_{sc}}$$

Avec,

- $B_g$  : le facteur volumétrique de formation de gaz,
- $V_{P,T}$  : le volume du gaz sous une pression  $p$  et une température,
- $V_{s,c}$  : le volume du gaz sous les conditions standards.

#### 1.8.5. Facteur volumétrique de formation d'huile (oil formation volume factor)

Le facteur de pétrole formation volume  $B_0$  est défini comme étant le rapport d'un volume de pétrole avec gaz sous les conditions de température et de pression du réservoir sur le volume de pétrole sous les conditions standards.  $B_0$  est toujours au-dessus de l'unité, est donné par la relation suivante :

$$B_0 = \frac{(V_0)_{P,T}}{(V_0)_{sc}}$$

Avec,

- $B_0$  : Oil formation volume factor, bbl/STB,
- $V_{P,T}$  : le volume du pétrole sous une pression  $p$  et une température,  $T$ , bbl,
- $V_{s,c}$  : le volume du pétrole sous les conditions standards, STB.

## **Conclusion**

La connaissance des propriétés physiques de la roche et de l'interaction existante entre le système d'hydrocarbures et la formation, est essentielle pour comprendre et évaluer la performance d'un réservoir donné.

Les propriétés des fluides contenus dans les réservoirs sont très importantes pour comprendre le comportement volumétrique des réservoirs à gaz ou pétrole.

Dire que toutes ces propriétés sont censées être fidèlement représentées dans un modèle réservoir.

Modèle statique pour les propriétés des roches,

Modèle dynamique pour les propriétés des fluides.

## **2. Chapitre 2 : Présentation du champ de Hassi Messaoud et positionnement du problème**

### **2.1. Introduction**

Dans ce chapitre nous allons donner une présentation du champ de Hassi Messaoud sous ces différents aspects géographique et géologique. Dans cette étude nous avons opté pour la réalisation des simulations de prendre une zone pilote, cette dernière va être présentée avec les caractéristiques qui nous ont guidé à prendre ce choix. Enfin le positionnement détaillé de notre problème.

### **2.2. Présentation du champ HMD**

#### **2.2.1. Situation géographique et historique du champ**

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud se situe au milieu du Sahara algérien à 86 km au sud-Est d'Ouargla ; à 172 km au sud de Touggourt et à 850 km au sud-Est de la capitale Alger et 350 km de la frontière Alger-Tunisienne, avec des dimensions atteignant 2500 km<sup>2</sup>. Cette région est considérée comme l'un des plus grands gisements pétroliers dans le monde et le plus prospecté dans la plateforme saharienne.

Le gisement de HMD fut découvert par deux compagnies françaises, la CFP (Compagnie Française des Pétroles) et la SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

Le 15 janvier 1956 fut réalisé le premier forage du puits MD1, le 15 juin de la même année ce forage a permis de découvrir la couche productrice gréseuse, d'âge cambrien située à une profondeur de 3338m. Cette couche est caractérisée par une très grande variabilité de ces propriétés pétro-physiques : porosité, perméabilité. Depuis cette année-là, plus de 1514 puits ont été forés sur une superficie dépassant les 2000 km<sup>2</sup> dans le bassin d'Oued Mya avec 1275 puits producteurs.

Partant d'observations de pression de connexion entre les puits, une subdivision de ce réservoir en 25 zones de production a été établie.

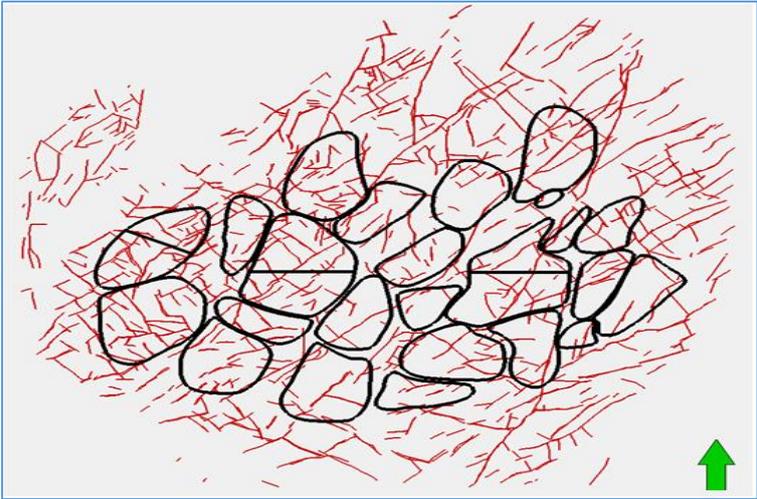


Figure 2- 1 : présentation du champ de HMD

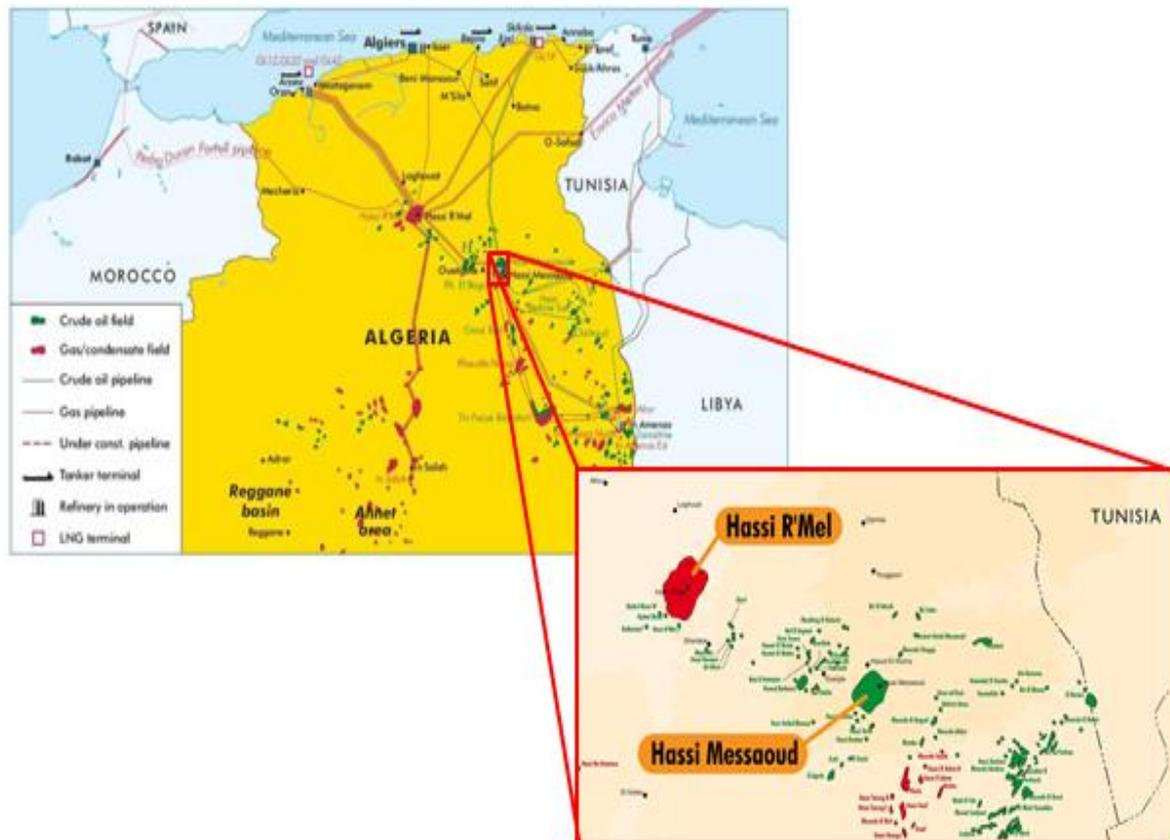


Figure 2- 2 : localisation du champ pétrolier de Hassi Messaoud

### 2.2.2. Aspect géologique du champ

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique.

En raison de sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole en Algérie. Il est limité par :

- Au Nord par la structure Djamâa-Touggourt ;
- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya ;
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.



## 2.2.4. Aspect stratigraphique

Le champ de Hassi Messaoud correspond à une vaste mole sur lequel une bonne partie de la série stratigraphique paléozoïque est absente (ordovicien supérieur à permien), supprimant ainsi tout témoin de l'histoire géologique pendant 230 millions d'années. Les dépôts les plus anciens sont du paléozoïque inférieur (cambro-ordovicien), reposant sur un socle granitique. Ils sont recouverts en discordance par les séries mésozoïques. La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie.

### 2.1.4.1. Le socle

Rencontré à plus de 3650 m de profondeur, le socle est formé de roches magmatiques, essentiellement des granites porphyroïdes parfois roses altérées au sommet.

### 2.1.4.2. L' infracambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région. Notamment au nord de la structure, 45m de grés argileux rouge lui sont attribués.

### 2.1.4.3. Le paléozoïque

On distingue de la base au sommet les étages suivants :

#### a. *Le cambrien*

Grâce aux forages pétroliers de la région, il a été rencontré sous l'ordovicien inférieur et avant d'atteindre le socle précambrien, avec absence de faune, il représente le réservoir principal de Hassi Messaoud.

Ces grés sont généralement hétérogènes, fins à grossiers, entrecoupés de sil-stones argilo-micacés, l'épaisseur moyenne est de 590m. Il a été subdivisé en fonction de la nature pétrographique en quatre lithos zones, de bas en haut : « R3, R2, Ra, Ri ».

Il est à noter cependant que dans la zone d'étude, seuls Ri et Ra sont traversés par des puits, le R2, R3 ne sont connus que par d'autres sondages. (Hamza, 2008)

- **Litho zone R3** : Elle repose sur l' infracambrien, elle se compose de grés feldspathiques et micacés, moyens à très grossiers, d'épaisseur moyenne de 270m.

Elle est inexploitable à cause de ses faibles propriétés matricielles et de sa position profonde, en dessous du plan d'eau. (Hamza, 2008)

- **Litho zone R2** : Elle se compose de grés moyens à grossiers, micacés, mal classés et hétérogènes à ciment argileux assez abondant, avec intercalations de silts.

La partie supérieure de ce réservoir dont l'épaisseur est de l'ordre d'une quarantaine de mètres, présente les meilleures propriétés matricielles. Le R2 supérieur est exploitable dans les parties centrales du gisement où il se trouve en position haute par rapport au plan d'eau.

- **Litho zone Ra** D'une épaisseur moyenne de 120m, elle se compose de grés quartzites an-isométrique moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, et parfois horizontales. Elle constitue le réservoir principal.

Du point de vue sédimentologie, elle est subdivisée en trois zones suivant des critères granulométriques :

- **Zone grossière inférieure (Ra inférieur)**

D'une épaisseur qui varie entre de 70 à 95 m, elle est composée par une sédimentation grossière an-isométrique propre avec de bonnes qualités dans laquelle se développent trois (03) drains D1, ID, D2 qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

**D2** :( 29m d'épaisseur) grés grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations. Le D2a un ciment siliceux et de bonnes qualités pétro-physiques. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosions vers la zone centrale du champ.

**ID** : (29m d'épaisseur) niveau plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2 avec un ciment argileux siliceux (15m) et argileux (14m). L'ID a de très bonnes caractéristiques pétro-physiques.

**D1** : (28m d'épaisseur) grés grossiers à stratifications oblique, dominantes bien marquées et souvent à base micro- conglomériques, avec absence de tigillites et de très bonnes caractéristiques pétro-physiques .Dans la partie inférieure de ce drain (15m), on trouve un ciment siliceux, quand à la partie supérieure (13m), on trouve un ciment argileux. (Hamza, 2008)

- **Zone fine médiane**

D'une épaisseur de 22m et une tendance argileuse, la sédimentation est moins grossière et comporte de nombreuses intercalations argileuses ou siliceuses .dans cette zone on trouve un seul drain, le D3.

**D3** : granulométrie plus faible. La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grés fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

- **Zone grossière supérieure (Ra supérieur)**

D'une épaisseur variable de 40 à 60 m est composée de grès grossier à très grossier très anisométrique, la taille des grains et l'épaisseur des bancs tend à diminuer vers le sommet ceci est sensible dans le tiers supérieur ou on atteint un minimum de la granulométrie, c'est à cet horizon que la base du Ri est située .Dans cette zone on trouve un seul drain, le D4.

**D4** : des grés à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur. (Hamza, 2008)

➤ **Litho zone Ri**

Elle est formée de grés quartzites isométriques, à plages de quartzites compactes, parfois pyriteuses, avec présence de tigillites abondantes. Cette litho zones a une épaisseur moyenne de 42m. Du point de vue sédimentologique, elle est subdivisée en trois zones :

- **Zone supérieure ou Zone fine**

D'une épaisseur de 15m et une tendance siliceuse, avec une perméabilité faible et une absence de fissuration, le réservoir est médiocre de productivité faible.

- **Zone moyenne ou Zone fine à moyenne**

D'une épaisseur de 20m et une tendance argileuse, avec présence de niveaux silteux, le réservoir est médiocre de productivité faible.

- **Zone inférieure**

D'une épaisseur de 15m et une tendance siliceuse, elle est constituée de grains fins moyens propres et les qualités du réservoir sont bonnes.

**b. Ordovicien**

- Zone des alternances
- Argile d'El Gassi
- Grés d'El Atchane
- Quartzites de Hamra

c. *Trias* : Il est subdivisé en quatre unités :

- Trias éruptif
- Trias argileux-gréseux
- Trias argileux
- Trias salifère

d. *Jurassique*

e. *Crétacé*

	MALM			Marnes et grès à traces d'anhydrites
DOGGER	ARGILEUX			Argiles et marnes dolomitiques
	LAGUNAIRE			Anhydrites et marnes dolomitiques
LIAS	LD1			Dolomies et anhydrites
	LS1			Alternance : sel-anhydrites
	LD2			Dolomies et anhydrites
	LS2			Alternances : sel-argile
	LD3			Dolomies et marnes dolomitiques
TRIAS	SALIFÈRE	TS1		Anhydrites et argiles dolomitiques
		TS2		Sel, anhydrites et argiles fluentes
		TS3		Sel et traces d'argiles
	ARGILEUX			Argiles ----- G10 ----- G35 ----- G50
	ARGILO-GRÉSEUX			Grès supérieurs Argilo-carbonaté Grès inférieurs
	ÉRUPTIF			Andésite
CAMBRIEN	ALTERNATIF			Alternance : argiles et quartzites
	RI			Grès du Cambrien (réservoir)
	RA			
	R2			

Figure 2- 4 : coupe stratigraphique (Hamza, 2008)

### 2.1.5. Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud

On peut résumer les caractéristiques du champ HMD dans les points suivants :

- ✓ L'huile est légère de densité moyenne 0.8 ;
- ✓ La pression initiale est de 485(kg /cm<sup>2</sup>) ;
- ✓ La pression de gisement actuelle ; variable de 120 à 400(kg /cm<sup>2</sup>) ;
- ✓ La température est et de l'ordre de 120° C ;
- ✓ Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 en moyenne, sauf pour les puits en percée de gaz ou le GOR peut dépasser 1000 ;
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10% ;
- La perméabilité varie de 0,1 md à 1000 md (localement) ;
- La saturation d'eau irréductible est 20 %
- Point de bulle : 140 à 200 kg /cm<sup>2</sup> ;
- Cote de référence : = -3200m ;
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum ;
- Contact huile /eau ; = -3380m ; (Douib.B, Belabidi L, 2013)

### 2.2. Présentation de la zone pilote

La zone d'étude est située exactement au nord-Est du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Il est délimité par deux failles majeures qui le rendent isolé du reste du champ.

Au début, l'exploitation de l'huile avait commencé par déplétion naturelle avec 12 puits verticaux de production où la pression de gisement était de 480 kg/cm<sup>2</sup> (plus de 3.6 millions de m<sup>3</sup> ont été produits). Après de nombreuses années de production la pression a chuté de 200 kg/cm<sup>2</sup> en raison de l'épuisement ce qui a incité à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires qui est l'injection d'eau avec 02 puits verticaux, (sonatrach, 2016).

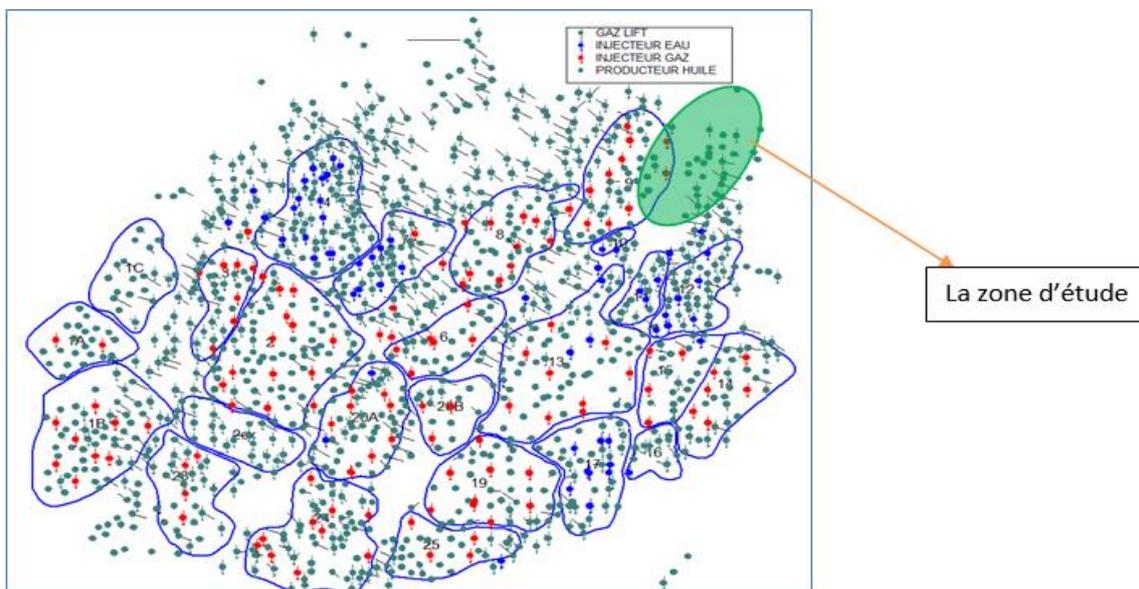


Figure 2- 5 : localisation de la zone pilote

### 2.3. Positionnement du problème

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle due à l'énergie propre du réservoir, parmi les mécanismes qui provoquent cette énergie citant ; la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, ou du gaz dissous, le drainage de l'aquifère. Mais comme dans la plupart des cas, cette récupération primaire devient insuffisante à cause de l'épuisement de l'énergie du réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, alors on intervient avec une énergie supplémentaire dont le but est de rapprocher le gisement vers un état bien déterminé selon les conditions d'exploitation et les moyens en surface, en augmentant sa pression.

L'injection d'eau dans les puits verticaux est parmi les processus de récupération le plus ancien et les plus utilisés en routine sur la plus part des champs pétrolier quand la pression devient trop basse, voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production.

La Sonatrach fait face à deux problèmes essentiels :

Le premier concerne la diminution considérable de la pression dans le réservoir de HMD. Cette dernière peut atteindre la pression de bulle qui est le seuil à partir duquel le pétrole brute libère les gaz qu'il contient ; du fait que le pétrole brut à une solubilité plus au moins importante, ce qui lui donne la possibilité de contenir une certaine quantité de gaz lorsqu'il est soumis aux conditions de pression et de température du réservoir. Et donc une diminution de pression impliquera une diminution de la récupération à long terme.

Le deuxième problème est la limitation de l'espace dans certaines régions de HMD par la grande densité des puits horizontaux producteurs pour l'insertion des puits verticaux injecteurs.

Afin de remédier à ces problèmes Sonatrach à proposer d'effectuer une étude sur l'utilisation des puits horizontaux injecteurs et vérifier sa faisabilité pour maintenir la pression à 200 kg/cm<sup>2</sup>, et aussi leurs utilisations dans les zones denses de puits horizontaux producteurs où il n'est pas possible de forer des puits verticaux injecteurs.

La réalisation de cette proposition dans tout le réservoir de HMD prendra énormément de temps du fait de sa grande dimension et du volume de données disponibles. Pour cela Nous avons pris une zone pilote qui se situe dans la partie Nord-Est du réservoir de HMD, zone qui nous donne la possibilité de gagner en temps de calcul et de simuler plusieurs scénarii de l'injection d'eau dans deux puits horizontaux et faire une comparaison avec les verticaux en se basant sur plusieurs paramètres du champs et des puits traduisant l'efficacité de ces derniers dans la production du pétrole brut.

## **2.4. Conclusion**

A travers ce chapitre nous avons une présentation du champ avec la problématique a étudié dans ce document.

## **3. Chapitre 3 :Modélisation mathématique d'un réservoir pétrolier**

### **3.1. Introduction**

Les calculs d'ingénierie de réservoir nécessitent la réalisation d'un modèle mathématique pour le réservoir. Ce modèle devrait être basé sur le modèle physique qui émerge des données obtenues à partir des informations géologiques, géophysiques, pétro-physiques et logarithmiques.

Il est évident que dans la majorité des réservoirs la complexité est si grande qu'il n'est pas pratique d'atteindre une description mathématique fidèle. De plus, il est impossible d'obtenir une description physique du réservoir qui soit précise à 100%. On connaît les propriétés physiques du réservoir à un haut degré de précision seulement aux emplacements des puits. Entre les puits, ou dans la partie du réservoir pour laquelle il n'existe pas de données de surface, la description physique peut seulement être déduite.

Cependant, la sismique 3D et la tomographie sismique à puits croisés peuvent fournir des informations sur les parties du réservoir qui se trouvent entre les puits. La sismique 3D utilise de grandes quantités de données rapprochées et des techniques de migration améliorées pour fournir des interprétations de réservoirs volumétriques, tandis que la tomographie à puits croisés applique des ondes sismiques à haute fréquence, dans lesquelles la source et le récepteur sont situés dans des puits existants.

La représentation mathématique du réservoir peut aller d'un modèle très simple ; le modèle de type réservoir (ou à dimension zéro), à un ensemble très complexe d'équations nécessitant des techniques numériques pour leur solution. Dans l'approche de type réservoir, l'ingénieur suppose que le réservoir peut être décrit avec des valeurs moyennes pour des propriétés telles que l'épaisseur, la porosité et les saturations de fluide. Bien que cette approche puisse être satisfaisante pour des problèmes simples, elle peut ne pas suffire à d'autres fins. Dans certains réservoirs, il peut également être satisfaisant pour les calculs de bilan matière. Cependant, dans d'autres réservoirs, un tel modèle pourrait être totalement insatisfaisant et l'ingénieur devrait recourir à la simulation de réservoir. D'une manière générale, au fur et à mesure que l'hétérogénéité du réservoir augmente, la complexité requise de la représentation mathématique augmente aussi.

Donc la meilleure façon d'assurer le développement d'un gisement d'hydrocarbure qui est un objet géologique complexe est de créer un modèle numérique qui contribuera à optimiser la production future du réservoir.

### 3.2. Objectifs de la modélisation

La modélisation d'un réservoir s'effectue en deux étapes essentielles :

- La construction du modèle statique qui est axé sur la description de l'objet géologique et dont le but est d'évaluer les caractéristiques physiques du réservoir et d'estimer les volumes d'hydrocarbures en place (accumulation).
- puis celle du modèle dynamique qui est axé sur le déplacement des fluides dans le réservoir lors de la production et dont le but est de permettre de dimensionner au plus juste les installations de production, d'anticiper le comportement dynamique du réservoir dans le temps (volumes à produire [réserves], débit et durée de la production, évolution du régime de pression [déplétion]) et optimiser le plan de développement (nombre et disposition des puits de production puis d'injection, figure 1).

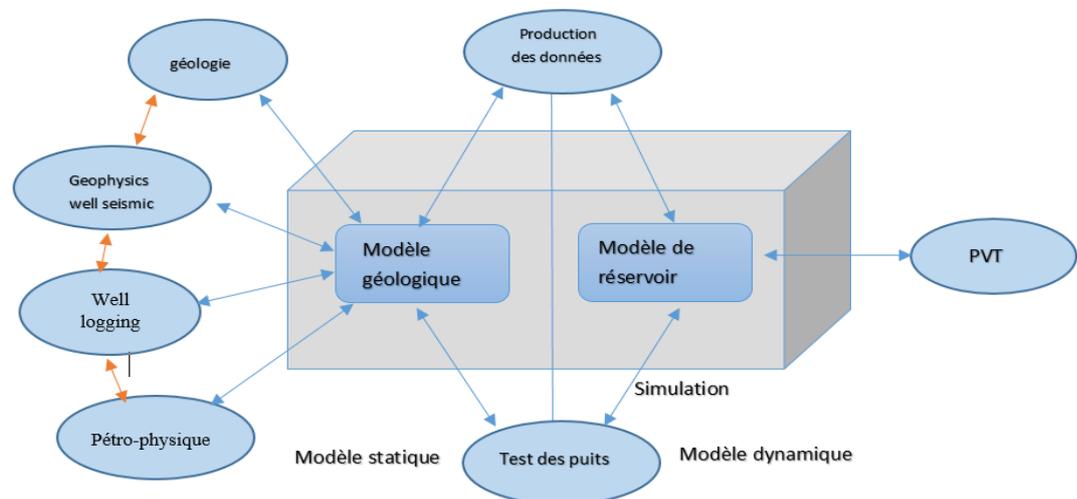


Figure 3- 1 : modélisation statique & dynamique

Ces deux modèles sont intimement liés car le second est élaboré à partir du premier d'où l'importance de générer un modèle géologique fidèle à l'objet original et aussi fiable que possible dans la quantification de ses caractéristiques. Une phase de Caractérisation qui consiste à rassembler, contrôler, analyser et synthétiser toutes les données disponibles concernant l'ensemble du champ, afin de cerner au mieux les caractéristiques de l'objet géologique que constitue le réservoir et de bien en comprendre la structure et l'organisation interne (distribution des meilleurs faciès réservoir, identification des principales hétérogénéités), est nécessaire avant d'embarquer la modélisation numérique. Le processus de caractérisation et de modélisation d'un réservoir implique donc une forte intégration de toutes les géo-disciplines : géophysicien, sédimentologue, pétro-physicien de laboratoire, géochimiste et ingénieur gisement, sous la coordination du géologue de réservoir, afin d'assurer la cohérence du modèle généré, (sonatrach, 2016).

Dans la construction d'un modèle de réservoir, les entrants principaux sont :

- ✓ Le modèle géologique : le réservoir est représenté par une grille contenant de quelques milliers à quelques millions de cellules, chacune d'entre elles peuplées de propriétés pétro-physiques comme la porosité, la perméabilité et le net à brut.
- ✓ Les paramètres d'écoulement des fluides, en particulier les fonctions de saturation c'est-à-dire les courbes de perméabilité relative et de pression capillaire
- ✓ Les paramètres de comportement thermodynamiques des fluides, c'est à dire les données et/ou modèles PVT (pression, volume, température) permettant de reproduire le comportement des fluides dans les régimes de pression et de température du réservoir
- ✓ Les données de production, y compris les débits de fluide, la pression, le pourcentage d'eau produite, etc.
- ✓ Les données de puits, en particulier leur localisation, leur géométrie, leur type (injecteur ou producteur), leur complétion, leurs contraintes (en terme de limite en pression d'écoulement fonds, de limite en proportion d'eau produite, etc. mais aussi leur objectif typiquement en terme de débit cible pour les producteurs). (sonatrach, 2016).

### 3.3. Caractérisation d'un réservoir

Pour caractériser un réservoir, il convient de scinder la complexité du problème en plusieurs problèmes plus simples à appréhender individuellement. Généralement la caractérisation d'un réservoir commence par une approche à grande échelle : la détermination de la géométrie du corps étudié et son volume (contours, sommet, base et compartiments) -grâce à l'utilisation des données sismiques. Puis l'évaluation de ses caractéristiques structurales : principales failles et réseaux de fractures -grâce aux données sismiques et aux données issues des puits d'exploration. Ensuite l'organisation interne du réservoir : les principales formations géologiques et leur continuité, les variations de faciès en leur sein, l'indentification des hétérogénéités (barrières ou drains potentiels) et l'analyse des propriétés pétro-physiques du réservoir - grâce aux données de puits, aux carottes et aux mesures effectuées en laboratoire. Enfin, la détermination de la nature et la composition des fluides en place.

La modélisation nécessite une simplification de la vision de l'objet géologique complexe. La stratégie du Workflow (les étapes de caractérisation et de modélisation) s'attachera donc à simplifier l'objet en sacrifiant partiellement la précision mais en s'attachant à conserver l'information, d'où l'importance de suivre une procédure rigoureuse dans la séquence de travail : chaque étape du Workflow (figure 3) doit être effectuée en respectant des règles précises et en utilisant des outils adaptés à son objectif spécifique.

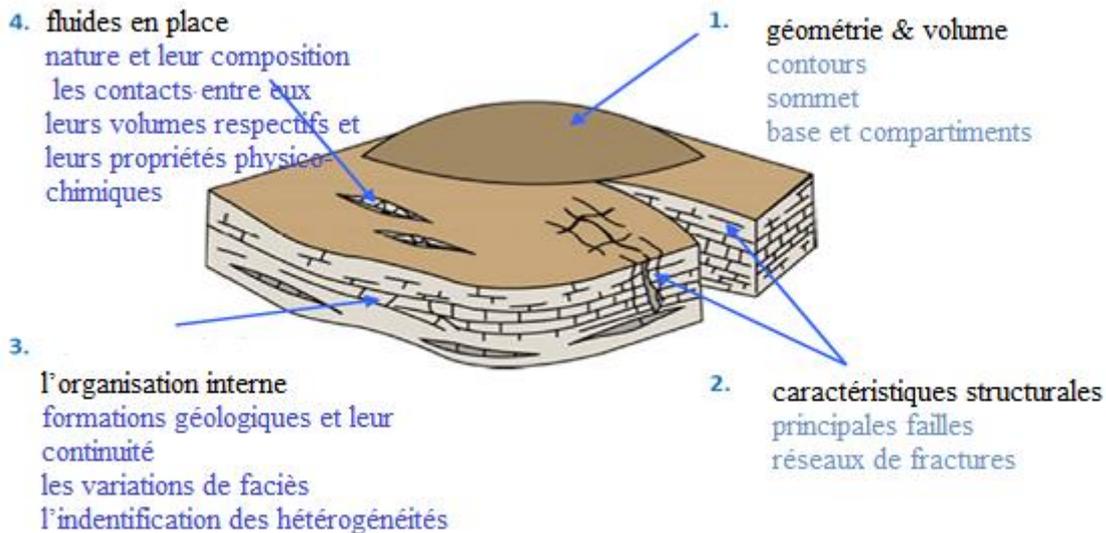


Figure 3- 2 : caractérisation d'un réservoir

Le résultat de ce Workflow sera un modèle simplifié du réservoir, constitué des cellules auxquelles seront affectées des valeurs moyennes de paramètres caractéristiques de la roche réservoir (rapport épaisseur utile/totale, faciès lithologique, porosité effective, perméabilité, saturation en hydrocarbures...). Une fois le réservoir découpé en cellules virtuelles et le modèle statique ainsi réalisé par le géologue de réservoir, l'ingénieur de réservoir s'appropriera le modèle et pourra, le cas échéant, effectuer un changement d'échelle (une amplification de la taille des cellules ou upscaling) afin de concentrer son analyse principalement sur les fluides, générant ainsi le modèle dynamique, (sonatrach, 2016).

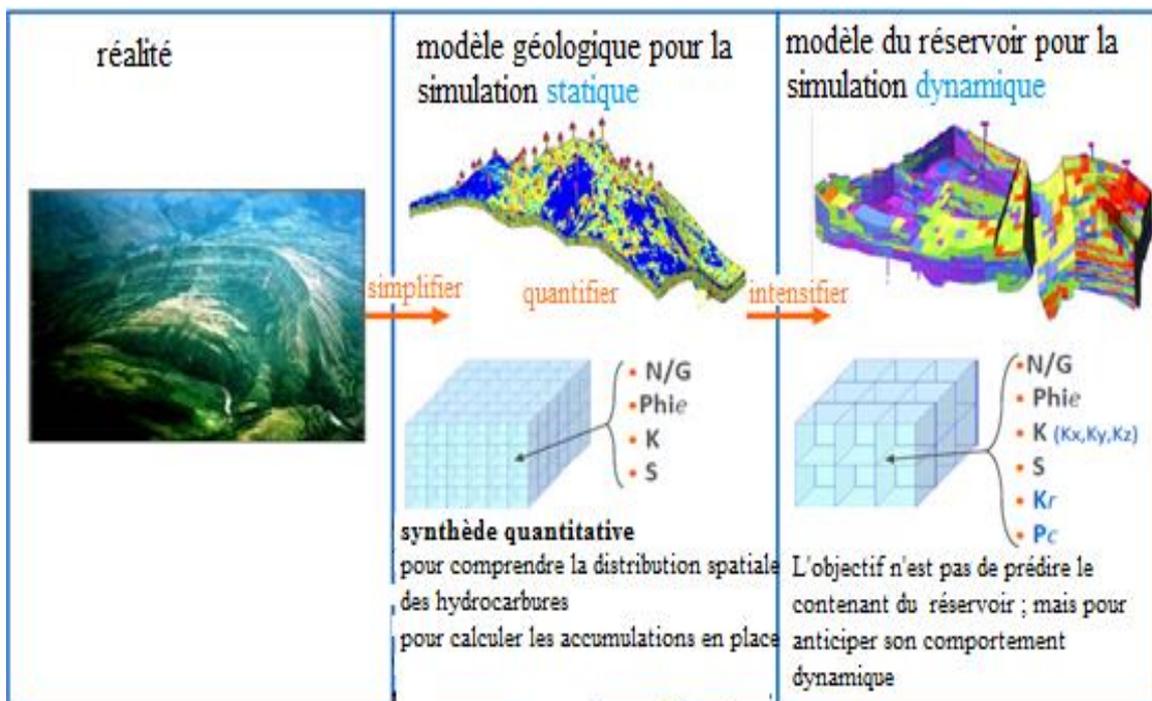


Figure 3- 3 : Upscaling : un défi pour l'intégration de l'information

La taille des cellules découle des objectifs qui sont différents pour chaque type de modèle : les dimensions moyennes des cellules d'un modèle statique sont autour de  $1\text{m} \times 10\text{m} \times 10\text{m}$ , alors que les cellules dynamiques sont plutôt autour de  $10\text{m} \times 100\text{m} \times 100\text{m}$  – d'où le concept d'upscaling. Chaque étape de quantification correspond en quelque sorte à une intégration : à chaque cellule statique, on affectera un seul faciès (issu d'une description sur carotte) ou une seule valeur de porosité – générant ainsi un modèle d'épaisseur nette ou un modèle de porosité, etc. – et chaque cellule dynamique se verra affecter une valeur moyenne de l'ensemble des 1000 cellules statiques (environ) qu'elle incorpore. L'élaboration du géo-modèle constitue l'une des étapes les plus importantes d'une étude intégrée car il doit : intégrer la géométrie du réservoir ainsi que ses propriétés pétro-physiques, prendre en compte l'information dynamique disponible et comporter l'inventaire des hétérogénéités pouvant avoir un impact majeur sur le modèle dynamique.

Lors de la phase de caractérisation, avant la modélisation numérique, les modèles conceptuels (structural, stratigraphique, sédimentologique, de fractures, diagénétique, d'hétérogénéités, de fluides, ...) contribuent grandement à une meilleure compréhension globale du gisement étudié – à chaque étape du workflow – car ils constituent des guides pour la distribution des paramètres qui seront utilisés pour remplir les cellules du modèle numérique. Les modèles conceptuels permettent ainsi d'optimiser le procédé et de réduire le temps consacré à la modélisation, (sonatrach, 2016),

### ▪ *Paramètres*

Les paramètres de description volumétrique du réservoir sont :

- Le volume total  $V_t$
- Le volume net  $V_u$
- Le volume poreux  $V_p$  et la compressibilité du volume poreux  $C_p$

Les paramètres de description des fluides sont :

- Les saturations :  $S_o, S_g, S_w$
- Les masses volumiques :  $q_o, q_g, q_w$
- Les viscosités :  $\mu_o, \mu_g, \mu_w$
- Les compressibilités :  $C_o, C_g, C_w$
- Les compositions :  $x_i, y_i, K_i$  (dans le cas où elles sont prises en compte)

Les paramètres de description des écoulements sont :

- La perméabilité :  $K$
- La pression capillaire :  $P_{cwo} = P_o - P_w, P_{cgo} = P_g - P_o$
- Les perméabilités relatives :  $k_{row}, k_{rog}, k_{rw}, k_{rg}$

- **Equations**

Les équations permettant de résoudre le mouvement des fluides en milieu poreux sont :

✓ **Réservoir (volumétrique) :**

$$dV_p = -C_p V_p dP \dots(5)$$

Où,  $V_p$  est le volume poreux,  $P$  : la pression,  $C_p$  : la compressibilité.

Cette équation permet d'inclure la dépendance de la porosité vis-à-vis de la pression en utilisant la compressibilité de la roche ; le volume poreux est donc considéré comme variable alors que le volume rocheux total est classiquement considéré comme constant.

✓ **Fluides (volumétrique) :**

$$d\rho_f = C_f \rho_f dP \dots(6)$$

Où,  $P$  : la pression,  $C_f$  : la compressibilité du fluide,  $\rho_f$  : la masse volumique du fluide.

Cette équation permet d'introduire les effets d'expansion du fluide via la compressibilité.

✓ **Fluides (compositionnelle) :**

$$\sum x_i = \sum y_i = 1 \quad \frac{x_i}{y_i} = K_i \dots(7)$$

Où  $K$  est la constante d'équilibre entre  $x_i$  et  $y_i$  les fractions molaires liquide et vapeur pour le constituant 'i'. Ces équations sont les équations de base des modèles compositionnels.

✓ **Loi de Darcy (écoulements monophasiques) :**

$$\Delta(P - \rho g z) = -\frac{Q \cdot \mu}{K \cdot A} \Delta x \dots(8)$$

Où,  $Q$  est le débit volumétrique,  $A$  : l'aire spécifique du milieu poreux,  $K$  : la conductivité hydraulique,  $\mu$  : la viscosité dynamique,  $\Delta x$  la longueur de la section,  $\rho$  : la masse volumique du fluide,  $P$  : la pression, La loi de Darcy permet de décrire les écoulements monophasiques en milieu poreux.

✓ **Loi de Darcy généralisée (écoulements poly-phasiques) :**

$$\Delta(P_i - \rho_i g z) = -\frac{Q_i \cdot \mu_i}{K \cdot k_{r_i} A} \Delta x \dots(9)$$

La loi de Darcy généralisée permet de décrire les écoulements multiphasiques en milieu poreux par introduction de la perméabilité relative qui indique la capacité de chaque fluide à s'écouler dans le milieu en présence des autres, (sonatrach, 2016).

### 3.4. Modèle statique

Le modèle statique est obtenu par intégration des données sismiques, géologiques et pétro-physiques et de description des fluides.

Ce modèle permet notamment de :

- Caractériser la géométrie du réservoir et les propriétés des roches,
- Définir les unités d'écoulement,
- Estimer les fluides initialement en place.

Le workflow pour la construction du modèle statique comporte les étapes suivantes (Figure 3-4) :

1. La modélisation structurale se compose de la modélisation des failles, du maillage et des piliers. Ces opérations sont rassemblées dans un même modèle de données (une grille CPG 3D complète) : le modèle géologique.
2. La modélisation sédimentologique.
3. La modélisation stratigraphique.
4. La modélisation des propriétés pétro-physiques constitue un moyen de distribuer les propriétés sur l'ensemble de la grille du modèle géologique, (sonatrach, 2016).

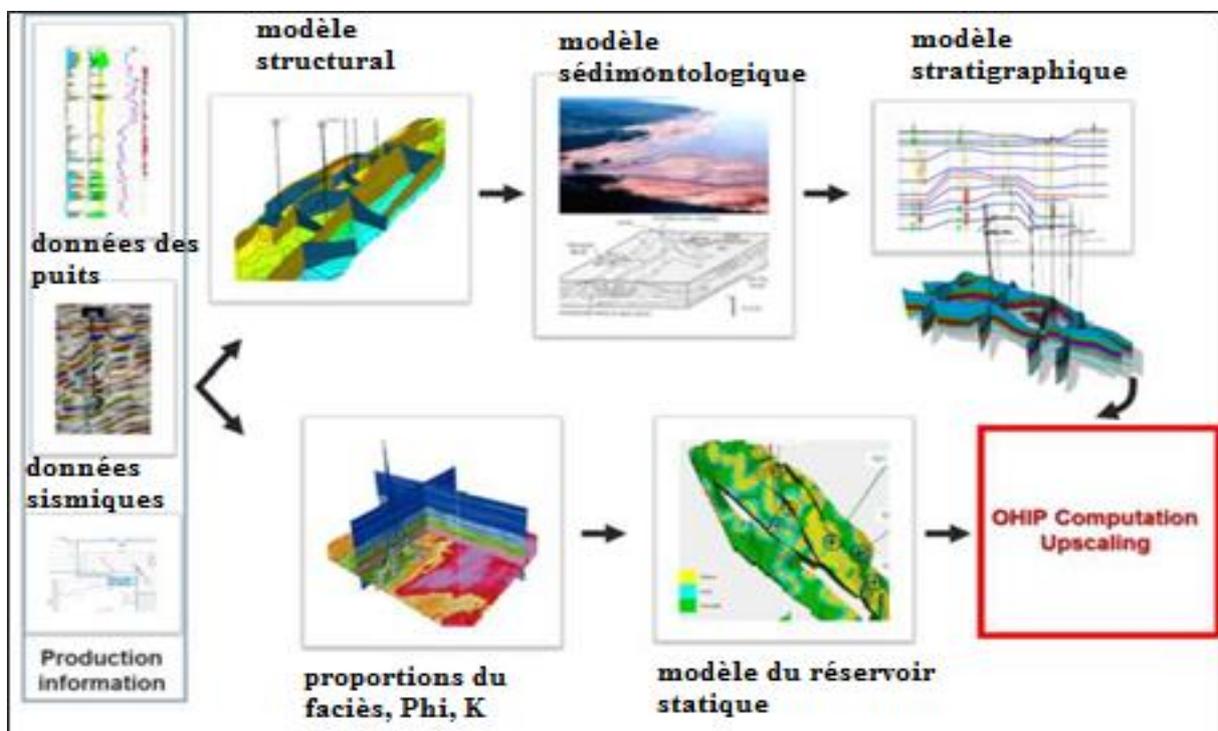


Figure 3- 4 : workflow pour la construction du modèle statique

### 3.5. Modèle d'écoulement (modèle dynamique)

Pour obtenir le modèle dynamique, il est d'abord nécessaire de mettre à l'échelle (ou upscaler) le modèle statique. L'upscaling est nécessaire car les simulateurs de réservoir ne peuvent en général gérer que des modèles comptant beaucoup moins de cellules qu'il n'y en a dans le modèle géologique (statique). Dans cette étape, il faut définir la grille grossière correspondant à la grille de la simulation d'écoulement des fluides et mettre à l'échelle les propriétés, c'est-à-dire effectuer une moyenne entre les valeurs sur les différentes cellules du modèle statique et l'affecter à la cellule correspondante du modèle dynamique. Une étape intermédiaire consiste généralement à homogénéiser les valeurs des propriétés sur les cellules de la grille du modèle statique afin de faciliter l'upscaling.

Le passage du modèle statique au modèle dynamique est généralement marqué par un saut quantitatif et qualitatif d'échelle (upscaling) – l'ingénieur de réservoir s'attache d'abord à gérer et optimiser la production, et à effectuer des simulations d'écoulement afin d'anticiper le comportement du réservoir dans le temps.

Les dimensions moyennes des cellules d'un modèle statique varient de 1 à 2m x 10 à 20m x 10 à 20m, alors que les cellules dynamiques sont plutôt autour de 5 à 15m x 50 à 150m x 50 à 150m, selon la taille du réservoir considéré et la complexité de l'écoulement des fluides (géométrie du réservoir et hétérogénéités).

Les paramètres injectés dans les cellules du modèle statique (N/G, Phie, K, S, Faciès) sont différents de ceux du modèle dynamiques (N/G, Phie, Kx-Ky-K, S, Kr, Pc, Rock type): ces derniers s'intéressent plus spécifiquement aux fluides.

L'une des raisons pour lesquelles les mailles du modèle dynamique doivent être de plus grande taille est que, lors de réalisation des simulations d'écoulement, le calcul des divers paramètres dynamiques mobilise une puissance de calcul très importante - chaque simulation pouvant nécessiter des heures de calcul.

Le modèle dynamique devient de plus en plus précis avec le temps : les données de production permettent de le mettre à jour au fur et à mesure, et les simulations s'approchent de plus en plus de la réalité, à mesure que la connaissance du réservoir s'améliore. Plus il y a de données en entrée, plus elles contribuent à réduire les incertitudes quant au comportement futur du réservoir et à son potentiel de production. (sonatrach, 2016).

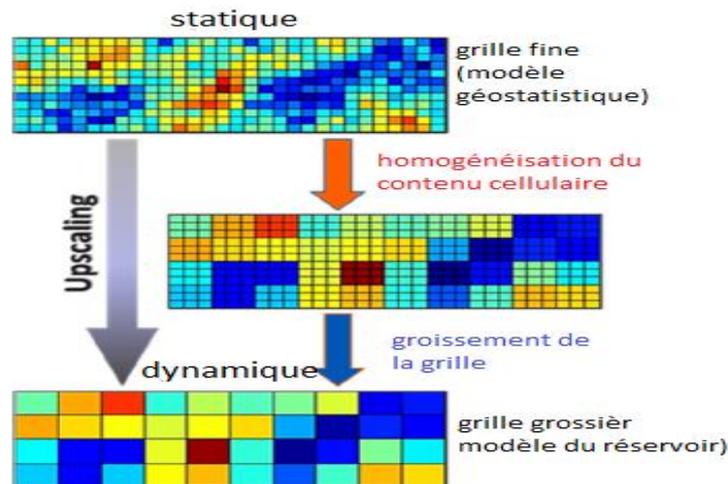


Figure 3- 5 : du modèle statique au modèle dynamique

### 3.6. Types des modèles mathématiques

Il existe plusieurs types des modèles mathématiques, les plus utilisés sont :

- Modèle "black-oil" : fonctions "black-oil" de description des phases fluides considérées comme mono- constituantes.
- Modèle compositionnel : équations d'état (EOS) permettant de prendre en compte la composition des différentes phases hydrocarbures, huile et gaz.

#### 3.6.1. Modèle black oil

Le terme «black oil » fait référence au modèle fluide, dans lequel l'eau est modélisée explicitement avec deux composants hydrocarbonés, une phase (pseudo) huile et une phase (pseudo) gazeuse.

Ceci est en contraste avec une formulation de composition, dans laquelle chaque composant d'hydrocarbure (nombre arbitraire) est manipulé séparément.

La simulation par le modèle black oil signifie que les fluides sont considérés comme étant mono-constituants ; en particulier la composition de l'huile et du gaz est supposée constante. En conséquence, leurs propriétés ne dépendent que de la pression (et de la température mais celle-ci est classiquement supposée constante dans le réservoir).

##### 3.6.1.1. Hypothèses

Les hypothèses principales des modèles Black Oil sont :

Trois composants (en conditions standard)

- L'eau, l'huile et le gaz.
- La composition de l'huile et du gaz est supposée constante dans le temps.

- La masse volumique de l'eau, de l'huile et du gaz est supposée constante dans le temps.

Trois phases (en conditions de réservoir) :

- L'huile est un mélange de composants « huile » et « gaz ».
- Le gaz correspond au composant « gaz ».
- L'eau correspond au composant « eau ».

Trois équations d'écoulement :

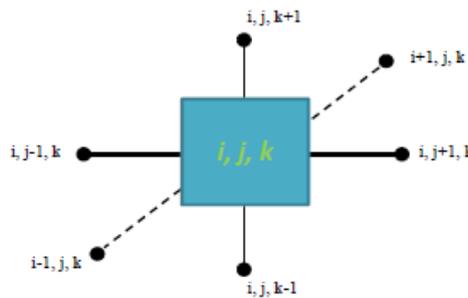
- Équation de l'huile : correspond au composant « huile » contenu dans la phase huile.
- Équation du gaz : correspond au composant « gaz » contenu dans les phases huile et gaz.
- Équation de l'eau : correspond au composant « eau » contenu dans la phase eau.

### 3.6.1.2. Equations

Les équations de black oil sont un ensemble d'équations différentielles partielles qui décrivent l'écoulement des fluides dans un réservoir pétrolier, ces équations sont :

#### ✓ L'Huile

$$\sum_b \frac{\rho_{o,s}}{B_o} \frac{K^{ab} A^{ab}}{L^{ab}} \frac{K_{ro}^{ab}}{\mu_o} (p_o^b - p_o^a + \rho_o g \Delta z^{ab}) = \Delta m_o^a \dots (10)$$

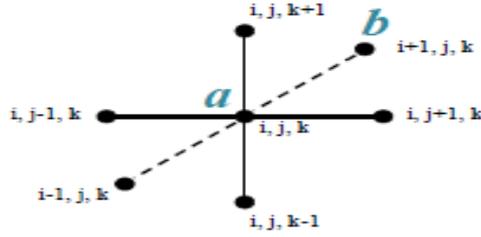


Avec :

$$\Delta m_o^a = V^a \left[ S_o^a \left( \rho_o^a \frac{\Delta \phi^a}{\Delta P} + \phi^a \frac{\Delta \rho_o^a}{\Delta P} \right) \Delta P_o^a + \phi^a \rho_o^a \Delta S_o^a \right] \dots (11)$$

Où,  $\rho_{o,s}$  : densité d'huile du réservoir de stockage,  $B_o$  : facteur de volume de formation d'huile,  $K^{ab}$  : perméabilité,  $A^{ab}$  : zone de section d'écoulement,  $L^{ab}$  : distance,  $K_{ro}$  : perméabilité relative,  $\mu_o$  : viscosité,  $P_o^b$ ,  $P_o^a$  : pression d'huile des cellules « a » et « b »,  $\rho_o$  : densité d'huile du réservoir,  $\Delta z^{ab} = z_a - z_b$  : profondeurs de cellules,  $g$  : l'accélération gravitationnel.

V : volume,  $S_0$  : saturation d'huile,  $\rho_0$  : densité d'huile,  $\phi$  : porosité.



✓ Pour L'eau

$$\sum_b \frac{\rho_{w,s}}{B_w} \frac{K^{ab}}{L^{ab}} \frac{A^{ab}}{\mu_0} \left( p_w^b - p_w^a + \rho_w g \Delta z^{ab} \right) = \Delta m_w^a \dots (12)$$

Où,  $\rho_w$  : la densité d'eau,  $B_w$  : facteur de volume de formation d'eau,  $P_w^b$ ,  $P_w^a$  : pression d'eau des cellules « a » et « b »,  $\rho_w$  : densité d'eau du réservoir,

Avec:

$$\Delta m_w^a = V^a \left[ S_w^a \left( \rho_w^a \frac{\Delta \phi^a}{\Delta P} + \phi^a \frac{\Delta \rho_0^a}{\Delta P} \right) \Delta P_w^a + \phi^a \rho_w^a \Delta S_w^a \right]$$

...(13)

V : volume,  $S_w$  : saturation d'eau,  $\rho_w$  : densité d'eau, porosité.

✓ Pour le Gaz

$$\sum_b \rho_{g,s} \frac{K^{ab}}{L^{ab}} \left[ \frac{K_{rg}^{ab}}{B_g \mu_g} \left( p_g^b - p_g^a + \rho_g g \Delta z^{ab} \right) + R_s \frac{K_{r0}^{ab}}{\mu_0} \left( P_0^b + P_0^a + \rho_0 g \Delta z^{ab} \right) \right] = \Delta m_g^a$$

...(14)

Où,  $\rho_{g,s}$  : densité de gaz du réservoir de stockage,  $B_g$  : facteur de volume de formation de gaz,  $P_g^b$ ,  $P_g^a$  : pression de gaz des cellules « a » et « b »,  $\rho_g$  : densité de gaz du réservoir.

Avec :

$$\Delta m_g^a = V^a \left( \rho_g^a S_g^a + \rho_{g,s} R_s S_0 S_0^a \right) \Delta \phi^a + V^a \phi^a \left[ \left( S_g^a \frac{\Delta \rho_g^a}{\Delta P} + \rho_{g,s} S_0^a \frac{\Delta R_s}{\Delta P} \right) \Delta P_g^a + \rho_{g,s}^a R_s \Delta S_0^a \right]$$

...(15)

V : volume,  $S_g$  : saturation de gaz,  $\rho_0$  : densité de gaz,  $\phi$  : porosité.

Note 1 : on peut remarquer la prise en compte dans les équations précédentes du gaz libre et du gaz dissous.

Note 2 : la grandeur  $\frac{K^{ab} A^{ab}}{L^{ab}}$  est appelée transmissibilité entre deux cellules « a » et « b »

Donc les modèles black oil supposent que les hydrocarbures peuvent être décrits comme deux composants, le pétrole et le gaz, et que la composition du fluide d'hydrocarbures reste constante pendant la simulation.

Toutes les propriétés du fluide sont supposées être déterminées par la pression d'huile et la pression du point de bulle uniquement. Tout le transfert de masse entre les deux composants est normalement décrit par le terme de rapport gaz-huile de solution,  $R_{so}$  (bien qu'un terme d'huile-ingestion pour manipuler le condensat puisse facilement être inclus dans la formulation de black oil).

Dans les réservoirs contenant de l'huile légère, la composition des hydrocarbures ainsi que les pressions affectent les propriétés des fluides.

Dans le modèle compositionnel, nous réalisons en principe des bilans massiques pour chaque composant hydrocarboné, tels que le méthane, l'éthane, le propane, etc. En pratique, on limite le nombre de composants inclus, et on regroupe les composants en pseudo-composants, (sonatrach, 2016),

### 3.6.2. Modèle compositionnel

Dans le cas du modèle compositionnel, les hypothèses précédentes ne sont plus valables et il faudra résoudre « n » équations d'écoulement simultanément, « n » étant le nombre de composants :  $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n + N_2, H_2S, \dots$ . Les paramètres sont les mêmes que précédemment.

Les inconnues pour un modèle compositionnel sont :

- La masse du mélange,
- Les deux fractions liquide et vapeur, notées L et V,
- Les fractions molaires de chaque composant, en phase liquide, vapeur et totale :  $(x_n, y_n, z_n)$  on a donc  $3+3*n$  inconnues.

Les équations élémentaires pour un modèle compositionnel sont :

- Une équation de bilan pour les fractions liquides et vapeur :  $L + V = 1$ .
- Deux équations de bilan pour les compositions des phases vapeur et liquide :

$$\sum x_n = \sum y_n = 1 \dots (16)$$

- Une équation de bilan pour chaque composant :  $L.x_n + V.y_n = z_n$
- Une constante d'équilibre pour chaque composant :  $\frac{y_n}{x_n} = k_n(P, T)$
- Une équation d'écoulement pour chaque composant, analogue aux précédente ; elle s'obtient comme précédemment en écrivant une équation de continuité pour chaque composant. (sonatrach, 2016).

## Conclusion

La caractérisation et la modélisation de réservoir nécessite le rassemblement de toutes les données disponibles, y compris les données dynamiques, et les recouper, puis analyser ces données pour comprendre le réservoir et avoir une idée claire de résultat à obtenir.

Cette étude est basée sur le modèle black oil.

## 4. Chapitre 4 : Simulation numérique de réservoir.

### 4.1. Introduction

À mesure que la complexité d'un réservoir augmente, le besoin d'une représentation mathématique plus complexe se fait sentir. L'ingénieur doit utiliser un simulateur de réservoir pour prédire la performance du réservoir selon différents schémas de développement.

Donc le produit final de ces modèles géologiques c'est le point de départ de la simulation du Réservoir, et la simulation de réservoir c'est une simulation numérique de l'historique de production et d'injection d'un champ où les modèles utilisent en entrée les données enregistrées : les taux de production et d'injection (à partir de tous les puits de terrain), la pression qui change avec le temps, les volumes d'huile et l'eau produits. Le géologue du réservoir doit vérifier la cohérence de ces données pendant la modélisation.

La simulation moderne de réservoir qui est basée sur le modèle de type de réservoir, forme la base de l'ingénierie de réservoir. Cependant, plutôt que de considérer le réservoir comme une seule unité, la simulation divise le réservoir en plusieurs unités qui interagissent les unes avec les autres. Le nombre d'unités de réservoir, ou cellules, dépend du nombreux de facteurs, y compris l'hétérogénéité du réservoir, le nombre de puits et le schéma de développement du champ. Les réservoirs hétérogènes nécessitent un plus grand nombre de cellules.

Les équations d'ingénierie de base du réservoir qui ont été utilisées pour décrire le réservoir lorsqu'il est représenté par une unité de réservoir sont utilisées dans la simulation de réservoir. Dans la représentation à une cellule, aucun pétrole ou gaz ne traverse la limite du réservoir. Cependant, dans une simulation avec de nombreuses cellules, chaque cellule interagit avec ses voisins. Les fluides peuvent entrer dans une cellule à partir de cellules adjacentes ou peuvent quitter une cellule et aller aux voisins de la cellule. Les données sur les roches et les fluides requises pour les études de réservoir utilisant la représentation du modèle à un réservoir sont requises pour chaque cellule élémentaire dans une étude de simulation.

Donc La simulation de réservoir, comme son nom l'indique, consiste à simuler, c'est-à-dire reproduire le comportement des fluides dans un réservoir d'hydrocarbure et donc de prédire les volumes de fluides récupérés (huile et/ou gaz mais aussi eau). C'est un outil très puissant pour guider la prise de décision dans un processus de développement et de gestion d'un réservoir.

## 4.2. Objectifs de la simulation

Les objectifs principaux de la simulation de réservoirs sont :

1. Pendant la phase appréciation :
  - Identifier les incertitudes dynamiques,
  - Cerner les besoins d'appréciation (contacts, failles, variations de faciès),
  - Confirmer le volume initial d'hydrocarbure en place.
2. Pendant la phase de développement :
  - Identifier les mécanismes de récupération les plus efficaces,
  - Définir le nombre de puits, leur emplacement et leur architecture,
  - Fournir des profils de production aux décideurs,
  - Apprécier les risques inhérents au projet,
  - Optimiser le CAPEX.
3. Pendant la phase de production :
  - Améliorer la caractérisation du réservoir via le calage d'historiques de production
  - Établir les profils de production (débits d'huile, de gaz et d'eau, pression, composition des fluides) de puits existants
  - Définir les modifications de complétion des puits existants ou les forages de puits supplémentaires
  - Optimiser la production et la récupération d'huile
  - Optimiser les capacités du champ (capacités de traitements compresseurs...)
4. Pendant la vie du réservoir :
  - Établir des prévisions de production fiables

La simulation de réservoir permet notamment d'étudier efficacement l'impact des incertitudes tant statiques (qui auront été modélisées précédemment dans le cadre de la modélisation statique du réservoir et répercutées dans le modèle dynamique) que dynamiques grâce à la possibilité de tester rapidement des jeux de données différents et à l'utilisation de techniques spéciales comme les plans d'expérience et les techniques de Monte-Carlo, (sonatrach, 2016).

### 4.3. Logiciels simulateurs

La planification du développement optimal d'un réservoir est plus importante que jamais pour réduire les coûts de terrain et maximiser la production, et il nécessite des modèles précis pour les phases de correspondance d'historique et de prédiction des processus de simulation de réservoir. Les ingénieurs de réservoir doivent maintenant évaluer la délivrabilité des hydrocarbures d'un ou plusieurs réservoirs jusqu'au point de vente. Cela nécessite que les ingénieurs modélisent non seulement l'écoulement à l'intérieur du réservoir vers les puits, mais aussi l'écoulement à travers la surface. L'effet du retour de pression sur le réservoir causé par les installations de surface ne peut être capturé avec précision qu'en modélisant le réservoir, les puits et les installations de surface en tant que système intégré unique. Les plans de développement médiocres et la production sous-optimale sont les résultats de l'ignorance de la rétroaction de pression pendant les cycles de prédiction de simulation.

De nombreux logiciels, sont disponibles pour la simulation de réservoir. Deux d'entre eux sont présentés ci-dessous :

#### 4.3.1. Nexus

Landmark Nexus est un simulateur de réservoir de pétrole et de gaz développé à l'origine sous le nom de «Falcon» par Amoco, le Laboratoire national de Los Alamos et Cray Research. Il est actuellement détenu, développé, commercialisé et entretenu par Landmark Graphics, une gamme de produits de Halliburton. Nexus remplacera progressivement VIP, ou Desktop VIP, la première génération de simulateur de Landmark.

Le logiciel de simulation de réservoir Nexus® nouvelle génération fournit aux utilisateurs l'outil de modélisation intégré nécessaire pour résoudre les problèmes difficiles d'aujourd'hui. Les réservoirs, les puits et les installations de surface peuvent être inclus dans les modèles Nexus au niveau de détail requis pour comprendre le comportement de l'actif. Les modèles d'écoulement sont couplés à la surface et sous la surface avec une solution de pression implicite, assurant une comptabilisation robuste et précise des effets physiques au sein d'une seule application. Les solutions concurrentes utilisent plusieurs applications qui sont faiblement couplées ; ceci limite leurs performances et leur stabilité. Les améliorations récentes apportées aux algorithmes et aux techniques de modélisation physique incluses dans le logiciel Nexus apportent des améliorations significatives des performances par rapport aux simulateurs de réservoir de génération précédente. Grâce à sa combinaison de rapidité, de précision et d'ergonomie, le logiciel Nexus offre aux ingénieurs de réservoir un outil unique capable de résoudre leurs problèmes de gestion de terrain les plus complexes, tout en restant facile à utiliser pour le travail quotidien comme l'estimation des réserves.

Ce logiciel aide les sociétés pétrolières et gazières à maximiser la valeur à long terme de leurs réservoirs en permettant aux ingénieurs des gisements de prendre plus rapidement de meilleures décisions de développement sur le terrain. Il peut modéliser la production de pétrole et de gaz à partir de l'espace poreux du réservoir à travers les installations de surface jusqu'au point de vente.

### 4.3.2. Eclipse (E100, E300, Avancé)

ECLIPSE est un simulateur de réservoir de pétrole et de gaz développé à l'origine par ECL (Exploration Consultants Limited) et actuellement détenu, développé, commercialisé et maintenu par SIS (anciennement GeoQuest), une division de Schlumberger. Le nom ECLIPSE était à l'origine un acronyme pour "Programme implicite d'EC pour l'ingénierie de simulation". ECLIPSE 100 résout les équations de black oil (un modèle fluide) sur les grilles de point d'angle. ECLIPSE 300 résout les équations d'écoulement du réservoir pour les descriptions d'hydrocarbures de composition et la simulation thermique.

L'ingénieur crée un seul fichier de données d'entrée pour ECLIPSE. Ce fichier de données contient une description complète du modèle. Le modèle comprend la description du réservoir, la description des propriétés des fluides et des roches, les conditions initiales, les puits et leurs débits de phase et les installations de surface. Le fichier d'entrée est un fichier texte contenant une collection de mots-clés et de commentaires. Chaque mot-clé a une syntaxe spécifique bien que de nombreux mots-clés aient une syntaxe similaire ou identique. Le fichier de données est divisé en sections par quelques mots-clés spécifiques. Chaque section a un but particulier. En général, les mots-clés ECLIPSE ne sont utilisables que dans certaines sections du fichier de données. ECLIPSE est invoqué et la simulation est effectuée avec une minimum interaction de l'utilisateur.

- ECLIPSE lit le fichier de données d'entrée section par section et traite chaque section tour à tour une fois que cette section a été lue. Diverses données et vérifications de cohérence sont effectuées avant de passer à la section suivante. La dernière section est exceptionnelle car elle spécifie des données dépendantes du temps et n'est pas lue et traitée dans son ensemble ; les mots-clés sont traités dans l'ordre où ils sont lus dans le fichier de données.
- La première tâche effectuée par ECLIPSE consiste à allouer de la mémoire pour les données d'entrée. Bien qu'ECLIPSE soit dimensionné dynamiquement et réserve autant de mémoire que nécessaire pour l'ensemble de la simulation, différents types d'informations dans la simulation nécessitent des quantités de mémoire variables.

- La géométrie et les propriétés de la grille de simulation sont traitées dans une forme plus pratique pour le calcul des flux. Pour chaque cellule, ECLIPSE calcule le volume des pores, la transmissibilité en trois dimensions et la profondeur du centre cellulaire et crée des connexions avec d'autres cellules à partir desquelles les fluides peuvent s'écouler. Ces quantités peuvent être modifiées soit par l'utilisateur, soit par ECLIPSE.
- Les propriétés de la roche et de fluide sont spécifiées ensuite. Le terme propriétés du fluide fait référence à un ensemble de tables d'entrée qui définissent efficacement le comportement de chaque phase en écoulement. Le terme propriétés de la roche fait référence à des ensembles de tableaux d'entrée de perméabilité relative et de pression capillaire en fonction de la saturation. Effectivement, ceci définit la saturation irréductible, critique et maximale de chaque phase, fournit des informations pour définir la zone de transition et définit les conditions d'écoulement des phases les unes par rapport aux autres. Ensuite, les conditions initiales sont définies, souvent en spécifiant la pression à une profondeur connue. ECLIPSE utilise cette information conjointement avec la plupart des informations des étapes précédentes pour calculer les gradients de pression hydrostatique initiaux dans chaque zone du réservoir et attribuer la saturation initiale de chaque phase dans chaque cellule de la grille avant la production et l'injection. C'est ce qu'on appelle l'initialisation.
- La dernière section du fichier de données est l'endroit où la simulation commence réellement. Les puits sont forés, perforés et complétés, les cibles de production et d'injection sont établies, les puits sont ouverts et les fluides traversent le réservoir, entraînés par les puits.
- ECLIPSE affiche diverses informations sur les résultats de la simulation et leur progression aux dates de la simulation, définies par l'utilisateur. Une fois l'exécution terminée, la sortie est examinée à l'aide d'éditeurs de texte et de post-processeurs de divers degrés de sophistication. (Pettersen, 2006).

### 4.3.3. Aperçu sur l'entrée de données minimales requises

#### 4.3.3.1. La grille

Comme les réservoirs réels sont continus et tous les paramètres qui dépendent du débit changent continuellement avec le temps ; le simulateur de réservoir ne peut toutefois pas se rapporter à des variables continues, Dans ce cas il est nécessaire de subdiviser le réservoir continu en un nombre fini d'éléments discrets. La subdivision du réservoir en éléments de volume finis ou cellules est désignée par une discrétisation du réservoir, et l'ensemble d'éléments est appelé la grille de réservoir.

Intuitivement, on attend à ce que les résultats du simulateur soient plus fiables si la grille se rapproche du réservoir lui-même.

Comme la plupart des réservoirs réels ont une géométrie et une structure interne complexes, une bonne approximation nécessite normalement un grand nombre de cellules. En revanche, les considérations de calcul limiteront le nombre de cellules par la mémoire disponible de l'ordinateur et / ou des temps d'exécution acceptables, de sorte que la grille qu'on choisit d'utiliser sera presque toujours un compromis entre différents choix.

### – Convention d'Eclipse

I, J, K sont utilisés comme des indices dans les directions X, Y, Z, et l'ordre est défini comme dans «l'ordre de lecture normal».

On désigne la longueur de la cellule (cube) dans les directions X, Y, Z par DX, DY, DZ respectivement, la simple extension de cette grille est de permettre à DX de dépendre de l'index I, et DY à dépendre de l'index J. (Notez que nous ne permettons pas que DX dépende de J).

Ensuite, la grille la plus simple est constituée de cellules identiques, de cellules NX dans la direction X, de cellules NY dans la direction Y et de cellules NZ dans la direction Z, totalement NX \* NY \* NZ cellules. (Pettersen, 2006)

### 4.3.3.2. Pétro-physique

Dans le réservoir, la porosité et la perméabilité peuvent avoir une grande variation.

Dans chaque cellule de la grille, nous définissons une valeur de ces variables qui est une valeur moyenne représentative de la propriété. Bien que la perméabilité soit une variable tensorielle, Eclipse ne tient compte que des éléments diagonaux  $K_{xx}$ ,  $K_{yy}$  et  $K_{zz}$ , appelés PERMX, PERMY, et PERMZ. De même, le mélange de matériau poreux et non poreux est traité par le paramètre net-to-grossier, NTG. (Pettersen, 2006)

### 4.3.3.3. Propriétés des fluides

On examine le cas d'un écoulement diphasique simple avec l'eau et l'huile sous-saturé (c'est-à-dire que la pression d'huile est toujours supérieure à la pression du point de bulle). Ensuite, les données requises pour définir les fluides sont :

- Densité aux conditions de surface,
- Relations PVT (facteurs de volume, viscosité),
- Facteur de résolution de gaz constant,

- perméabilités relatives  $k_{rw}$  et  $k_{ro}$  en fonction de la saturation en eau,
- Eau - pression capillaire d'huile. (Pettersen, 2006)

#### **4.3.3.4. Propriétés du sol**

Ceux-ci sont simplifiés dans la plupart des simulateurs de réservoir, et comprennent typiquement une certaine relation qui définit comment la porosité (ou les volumes de pores) et la perméabilité changent avec la pression du fluide. L'hypothèse la plus simple et la plus utilisée est la compressibilité constante. (Pettersen, 2006).

#### **4.3.3.5. Equilibration**

L'état initial du réservoir est défini par la pression et les saturations dans chaque cellule de la grille au début de la simulation. Il est pratique de laisser le simulateur calculer l'état initial en se basant sur l'hypothèse raisonnable que les fluides du réservoir sont en équilibre dans des conditions de non-écoulement. Il suffit alors de fournir les profondeurs des contacts huile-eau et gaz-huile et les pressions de fluide à une profondeur de référence. Le simulateur peut alors calculer l'état nécessaire à partir du poids du fluide en fonction des gradients de profondeur. (Pettersen, 2006)

#### **4.3.3.6. Spécifications des puits**

Les puits sont les moyens les plus importants pour ajouter ou retirer du fluide dans le réservoir. La définition de la façon dont les puits doivent être exploités dans un système de production peut être très complexe, mais au moins nous aurons besoin de décrire les positions des puits, à quelles profondeurs ils sont ouverts au réservoir, et les taux de production ou d'injection. (Pettersen, 2006).

#### **4.3.3.7. Dynamique**

Le schéma de production du réservoir est rarement ou jamais statique. Pendant la durée de vie du champ, des puits seront ajoutés ou fermés, les taux de puits seront modifiés et des contraintes d'exploitation pourront être ajoutées ou supprimées. Tous ces événements sont gérés en définissant une série des étapes, dates auxquelles les conditions d'exploitation peuvent changer, (Pettersen, 2006).

#### **4.3.3.8. Sortie**

La simulation serait plutôt inutile si nous n'exigeons pas une sorte de résultat de l'exécution.

Ces résultats peuvent être des fichiers texte, des fichiers tableurs ou des fichiers destinés à la visualisation graphique. Étant donné que la quantité de sortie possible est énorme, seuls les éléments de données requis par l'utilisateur sont écrits et uniquement à des heures définies par l'utilisateur. Souvent, les étapes mentionnées en 1.7 coïncident avec ces temps de sortie.

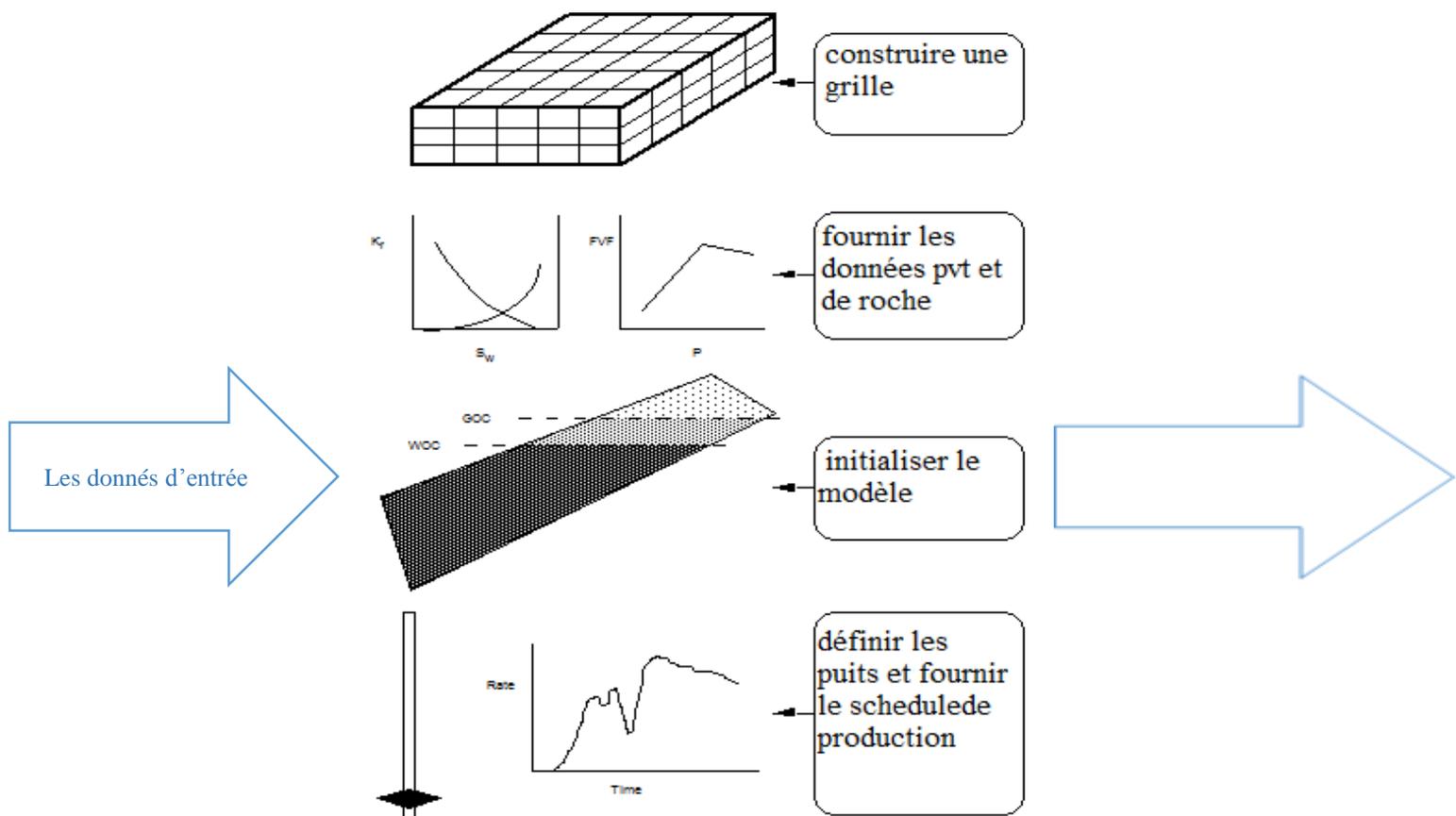


Figure 4- 1 : conceptuellement comment fonctionne Eclipse

(Pettersen, 2006)

#### 4.3.3.9. Contenu du fichier de donnée Eclipse

Toutes les données nécessaires à Eclipse sont collectées dans un fichier de données d'entrée, qui est un fichier texte ordinaire. Les différents éléments de données sont identifiés par des mots-clés, et le plus souvent suivis par les données associées. Les données de mot-clé sont toujours terminées par une barre oblique ('/'). Dans certains cas, les données se produisent dans des groupes, où chaque groupe est terminé par une barre oblique. La manière exacte dont cela fonctionne dans la pratique apparaîtra clairement lorsque nous examinerons les mots-clés en détail.

#### - Organisation des données

Un fichier de données Eclipse comprend huit sections précédées d'un en-tête. (Certaines sections sont facultatives). Ces sections doivent être dans l'ordre prescrit, mais l'ordre des mots-clés dans chaque section est arbitraire (sauf la section SCHEDULE où la dépendance temporelle est traitée dans l'ordre où elle est définie). (Pettersen, 2006)

**RUNSPEC** (obligatoire)

Exécuter les spécifications. Comprend une description de cette exécution, comme la taille de la grille, la taille des tables, le nombre de puits, les phases à inclure et ainsi de suite.

**GRID** (obligatoire)

Définit les dimensions et la forme de la grille, y compris la pétro-physique (porosité, perméabilité, net à grossier).

**EDIT** (facultatif)

Les modifications définies par l'utilisateur pour les données de grille qui sont appliquées après le traitement d'Eclipse peuvent être définies dans cette section.

**PROPS** (obligatoire)

Propriétés des fluides et des roches (perméabilités relatives, tables PVT, ...).

**REGIONS** (facultatif)

Les régions de rapport définies par l'utilisateur, ou par exemple les différentes régions de perméabilité relative peuvent être définies dans cette section.

**SOLUTION** (obligatoire)

Données d'équilibrage (description de la façon dont le modèle doit être initialisé).

**SUMMARY** (facultatif) : La sortie des résultats est principalement de deux types :

1. Données scalaires en fonction du temps (par exemple pression moyenne sur le terrain)
2. Données avec une valeur. Cellule de grille (par exemple, saturation d'huile). Ceux-ci sont seulement sortis à des moments choisis.

Cette section est utilisée pour définir la sortie du premier type, en spécifiant les éléments de données à écrire dans les fichiers de rapport.

**SCHEDULE** (obligatoire)

Définitions des puits, description des opérations Schedule, contrôle de convergence, contrôle de sortie de deuxième type décrit ci-dessus. (Pettersen, 2006).

- **Commentaire**

Toute ligne d'un fichier d'entrée Eclipse qui commence par deux tirets (-) est traitée comme un commentaire. Il est fortement recommandé d'utiliser de nombreux commentaires, l'avantage est facilement visible lors du retour au fichier pour des mises à jour ultérieures. Une propriété comme la porosité doit être définie avec une valeur pour chaque cellule de la grille. Le format de données Eclipse attend exactement ceci : Avec un total de cellules  $N = NX * NY * NZ$ , des valeurs de porosité  $N$  doivent être données. La commande est en accord avec la "commande de livre", ligne après ligne jusqu'à ce qu'une page ait été lue, puis la page suivante jusqu'à ce que toutes les données aient été lues. C'est à dire. On commence par lire la couche supérieure ( $K = 1$ ), ligne par ligne (commencer par  $J = 1$ , lire  $I = 1, \dots, NX$ , puis  $J = 2$ , etc.) Puis répéter pour  $K = 2, \dots, NZ$ . (Pettersen, 2006)

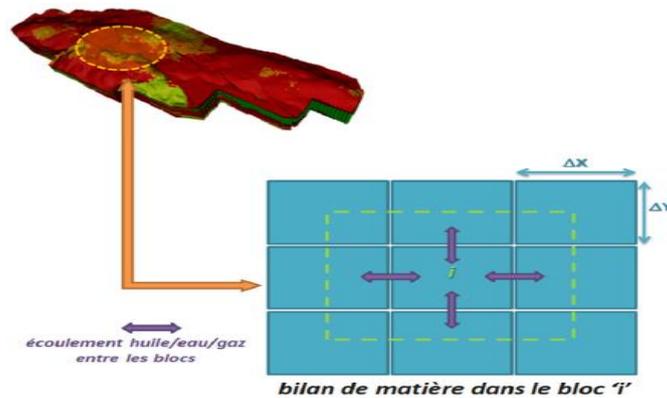
#### **4.3.4. Décision**

La méthode suivie pour mener cette recherche dépendait de l'utilisation du logiciel ECLIPSE Black Oil pour la simulation de réservoir. Ce logiciel a été choisi pour développer le modèle de réservoir requis car il possède de nombreuses caractéristiques qui peuvent être résumées comme suit :

- Le simulateur ECLIPSE peut être utilisé pour comparer différentes études de cas sous l'effet de diverses conditions. Par exemple, ce logiciel est utile pour comparer les performances des réservoirs pétroliers qui produisent naturellement à ceux qui produisent sous l'effet de mécanismes de levage artificiels.
- Il peut également être utilisé pour visualiser le mouvement des fluides dans les roches du réservoir en donnant différentes couleurs pour distinguer les différents fluides.
- Il aide à estimer la performance des réservoirs pétroliers sous l'effet de différentes circonstances géologiques et de diverses exigences de production.
- Il donne de bonnes estimations pour les productions de pétrole, de gaz et d'eau ainsi que les quantités restantes attendues dans les réservoirs.
- Ce logiciel est un outil optimal pour les projets de modélisation et d'amélioration de la production. En fait, ECLIPSE a plus d'avantages pour de nombreuses autres opérations de développement de réservoir et des plans d'amélioration que ceux mentionnés ici.

### 4.3.5. Résolution

La résolution du problème nécessite d'abord d'effectuer une discrétisation spatiale du réservoir (créer une grille de cellules (ou blocs)). Chaque paramètre ou variable est à son tour discrétisé et prend une valeur moyennée sur chaque cellule.



La Figure 4- 2 : discrétisation spatiale du réservoir et cellules résolution du problème consiste donc à calculer, pour chaque pas de temps, les valeurs des variables, typiquement pressions et saturations, au moyen des différentes équations disponibles sachant que chaque cellule est en communication avec ses voisines (ou certaines d'entre elles) change donc avec elle du fluide (figure a).

Pour cela, on écrit et on résout une équation de bilan de matière sur chaque cellule et pour chaque pas de temps.

On a donc : (flow in) – (flow out) ± (production ou injection) = accumulation

$$\text{Soit } \sum Q_{in} - \sum Q_{out} \pm q_i = \frac{\Delta m_i}{\Delta t}$$

Cette équation doit être écrite pour tous les composants l'eau, l'huile, et le gaz dans le cas du modèle Black oil, (Sonatrach, 2016).

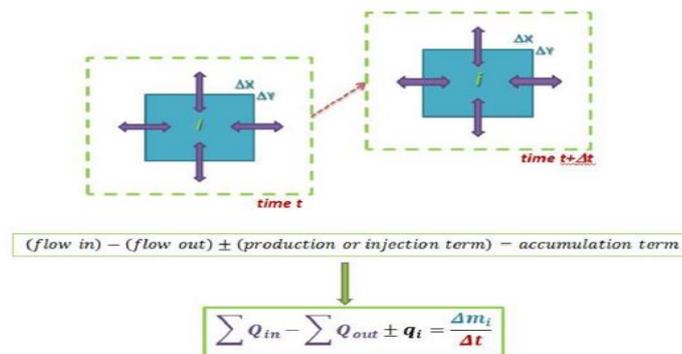


Figure 4- 3 : bilan matière pour une cellule donnée

## **Conclusion**

Le logiciel simulateur ECLIPSE a été choisi dans cette étude pour effectuer la comparaison entre la performance de l'utilisation des puits horizontaux injecteurs et les puits verticaux injecteurs pour une meilleure production du pétrole. Les résultats de cette étude seront comparés et discutés.

Le chapitre suivant contient plus de détails sur le développement du modèle et les procédures d'exécution des différents scénarii.

## **5. Chapitre 5 : Interprétation des résultats.**

### **5.1. Introduction**

La prévision de performance d'un réservoir durant sa durée de vie est essentielle pour une meilleure gestion, elle nécessite une bonne connaissance de ce dernier et une maîtrise des outils utilisés dans ce domaine.

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se fait par l'étude de plusieurs scénarii qui aide à déterminer le nombre et la disposition des puits injecteurs et producteurs dans un champ ainsi que les mécanismes de drainages de toutes les parties du réservoir....

Dans ce chapitre, l'objectif principal est de simuler plusieurs scénarii de l'injection d'eau dans les puits horizontaux et voir la production de pétrole et la pression dans le réservoir et dans les puits d'injections et faire une comparaison avec les deux puits verticaux qui est le cas de référence.

Dans le but d'établir l'étude comparative entre les deux cas d'injection, un modèle réservoir construit dans ECLIPSE et préalablement calibré a été utilisé.

### **5.2. Description du modèle réservoir**

L'étude que nous allons réaliser dans ce projet est basé sur l'utilisation d'un modèle réservoir sous ECLIPSE qui est déjà calé par rapport à un historique de production depuis 2008 jusqu'à 2016.

Le modèle est brièvement décrit ci-dessous. Cela comprend aussi la discussion de certains paramètres.

#### **5.2.1. Géométrie**

La grille est divisée en blocs, où chaque bloc est assigné à des propriétés telles qu'il représente le réservoir réel de la meilleure façon possible. Le modèle avec lequel nous travaillons est fait d'un système de grille de dimension [20, 37, 253], qui est la grande boîte dans laquelle le réservoir doit s'intégrer. La figure ci-dessous montre le modèle réservoir sur lequel on va travailler.

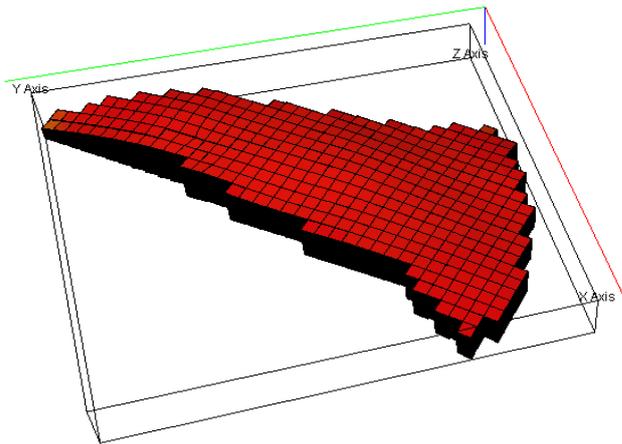


Figure 5- 1: modèle du réservoir

## 5.2.2. Paramètres pétro-physiques

Dans la caractérisation des réservoirs, de nombreux paramètres sont nécessaires. La perméabilité et la porosité, déjà détaillées dans « le chapitre 1 : propriétés des roches et du fluide », sont les plus importantes. Elles sont souvent liées l'une à l'autre dans la modélisation du réservoir, où une plus grande porosité indique généralement une perméabilité élevée et vice versa.

### 5.2.2.1. Perméabilité

Dans ce modèle la distribution de la perméabilité est identique dans les directions x,y avec une tendance plus faible dans la direction z (0.1Kx).

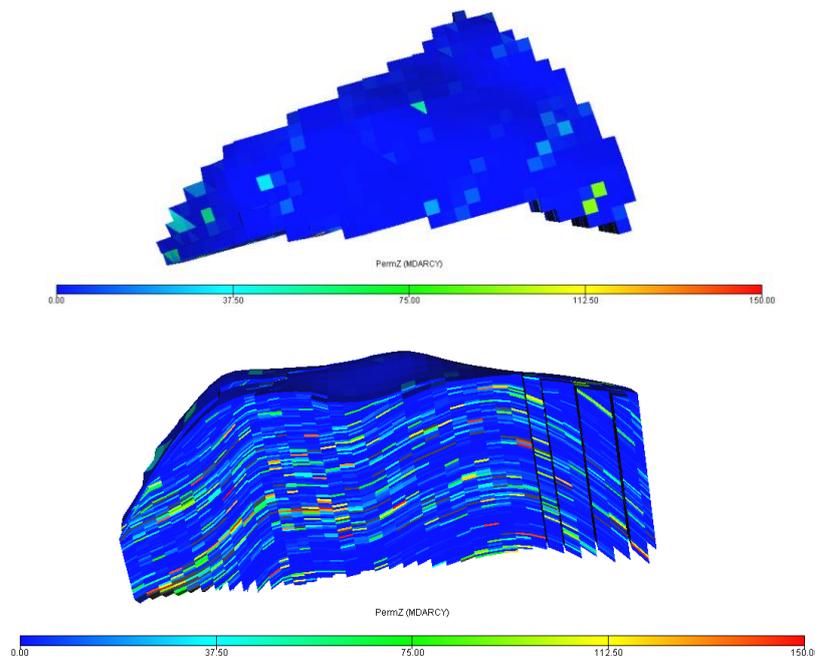


Figure 5- 2 : distribution de la perméabilité dans le réservoir

### 5.2.2.2. Porosité

La figure (5-3), montre bien la diversité de la distribution de la porosité à travers les différentes couches du modèle.

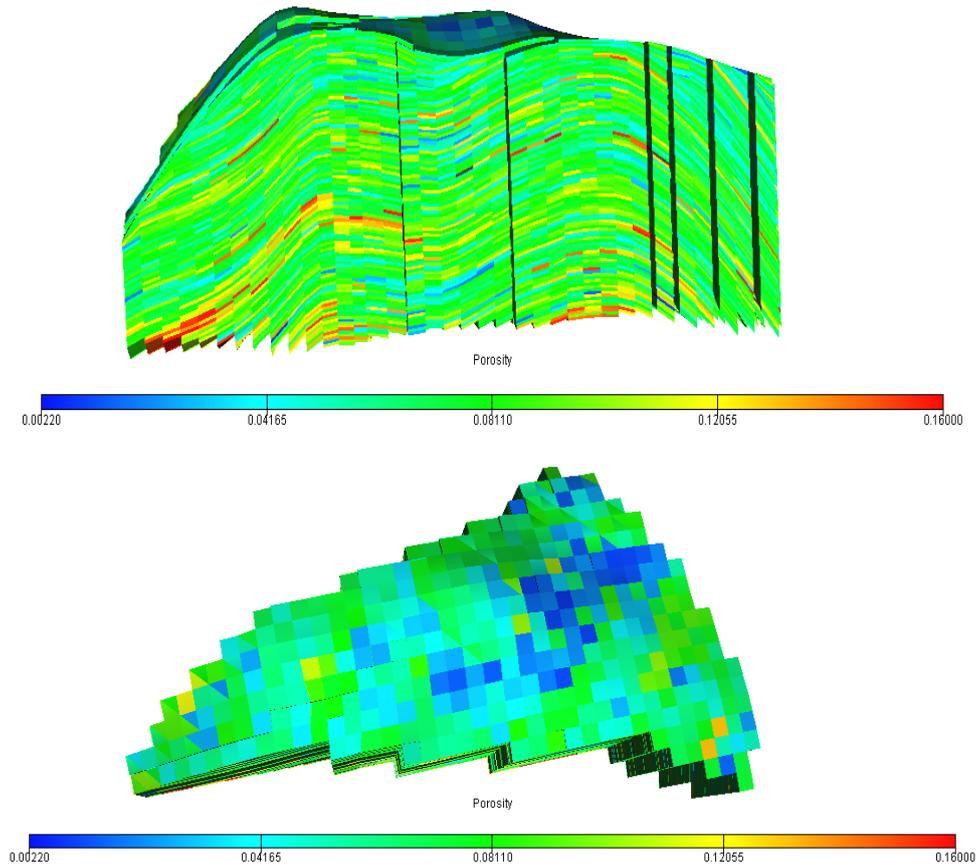


Figure 5- 3 : distribution de la porosité dans le modèle du réservoir

Au niveau de la couche 171 la porosité est plus élevée dans la partie nord-est du réservoir, ce qui n'est pas le cas au niveau de la couche 130 où la porosité devient importante dans la partie ouest (figures 5-4 et 5-5).

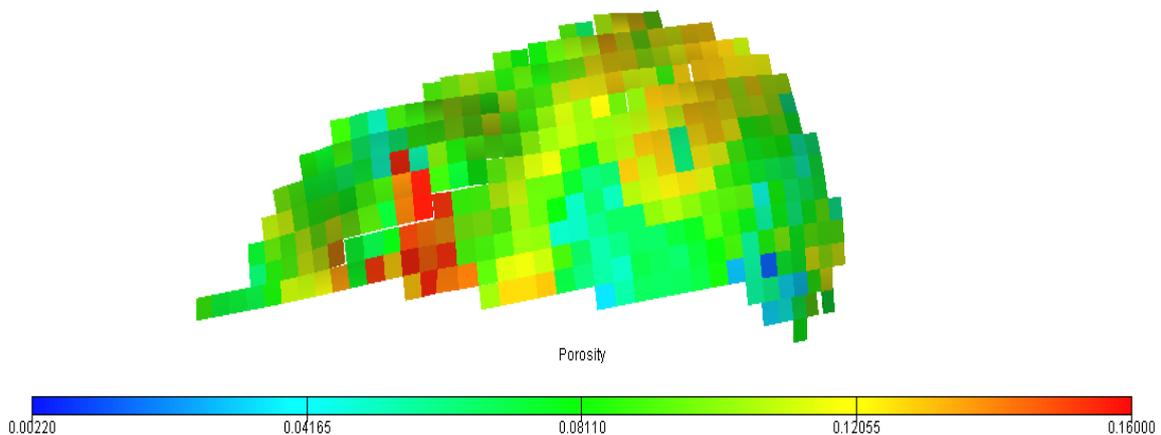


Figure 5- 4 : distribution de la porosité dans la couche 171 du réservoir

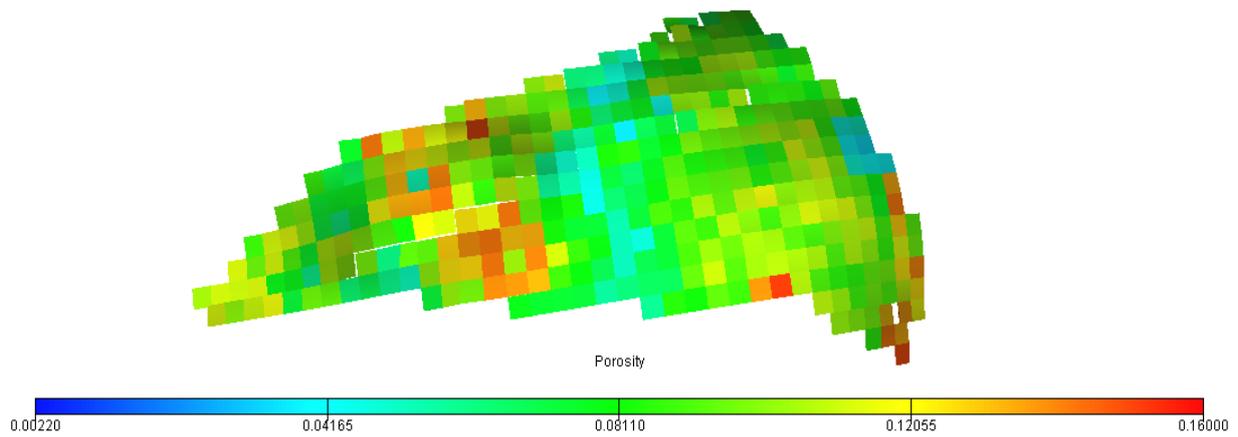


Figure 5- 5 : distribution de la porosité dans la couche 130 du réservoir

### 5.2.3. Net-to-Gross (NTG)

Le NTG donne la partie du réservoir susceptible à produire par rapport à l'ensemble du réservoir. Généralement, elle est variable d'une cellule à une autre. Dans tout le modèle du réservoir, le NTG est constant « 0.8 », Cela signifie que 80% du réservoir devrait contribuer à la production. En général, le NTG à de faibles valeurs lorsque la perméabilité et la porosité sont faibles, et quand le volume d'argile est important.

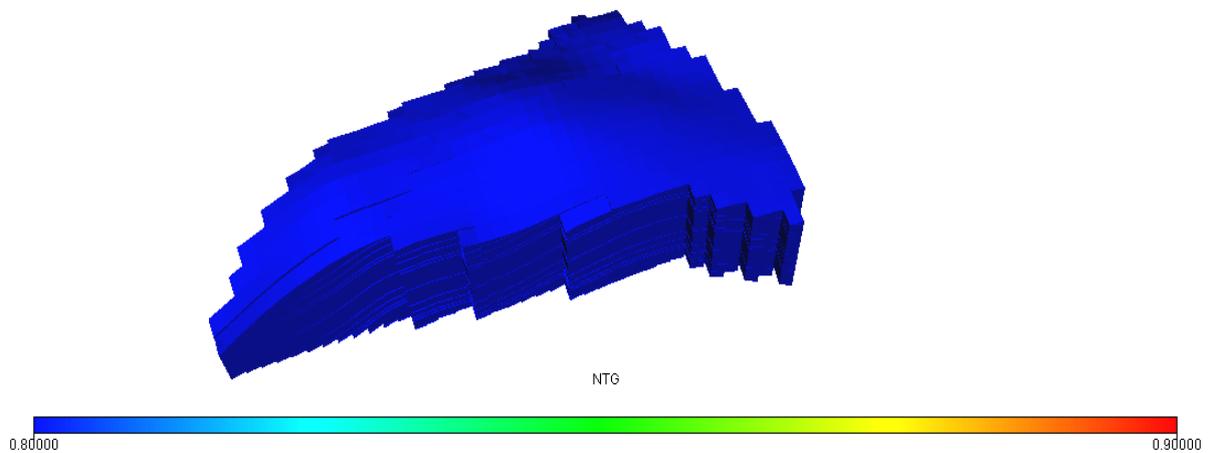


Figure 5- 6 : Répartition de NTG dans le modèle de réservoir

### 5.3. Interprétation des résultats de la simulation

#### 5.3.1. Cas de référence : deux puits injecteurs verticaux

Le cas de référence des scénarii que nous allons présenter sera celui de deux puits verticaux. Les deux figures (5-7 et 5-8) représentent la disposition des deux puits injecteurs verticaux (V1, V2) dans la zone d'étude. Cet emplacement choisi par les ingénieurs de Sonatrach donne des résultats satisfaisants représentés dans la figure (5-9).

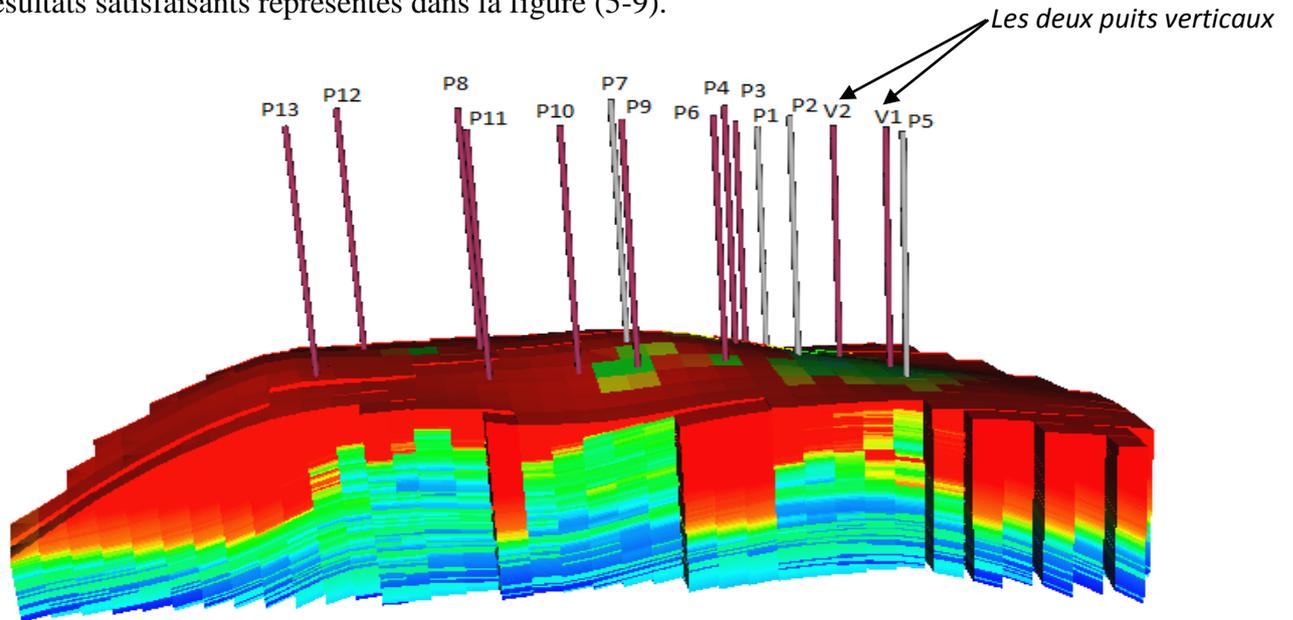


Figure 5- 7 : vue de face du modèle de réservoir

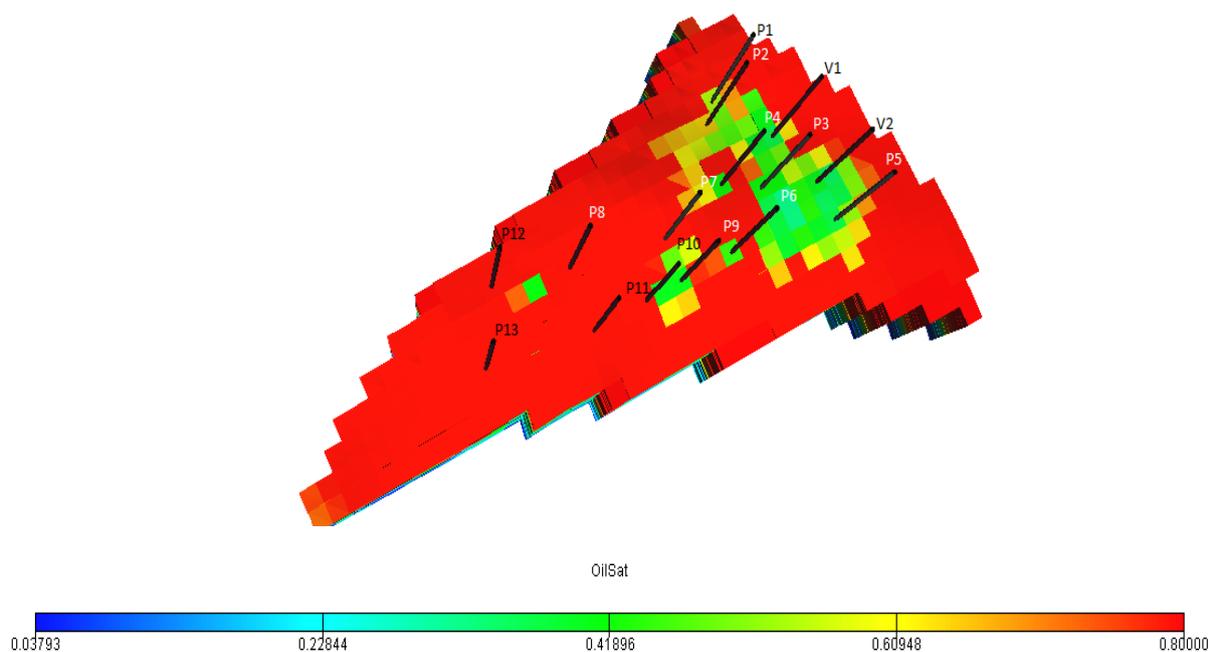


Figure 5- 8 : vue de dessus du modèle de réservoir

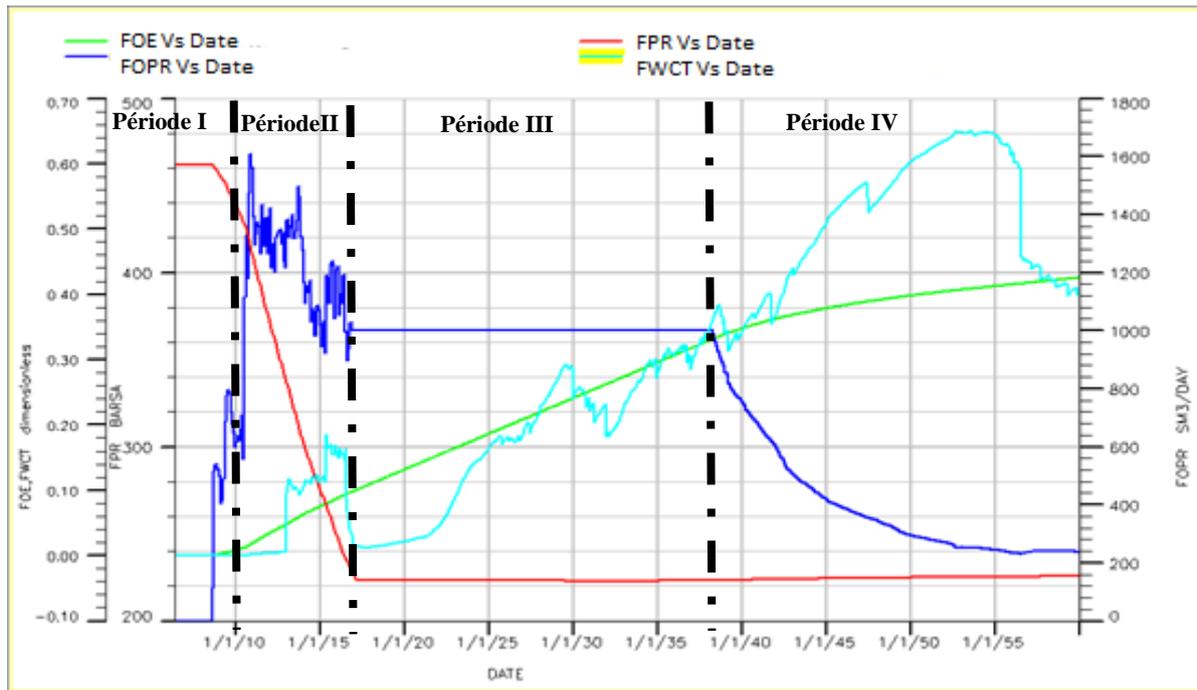


Figure 5- 9 : courbes donnant les variations des paramètres du champ en fonction du temps (Date) (FPR : la variation de la pression moyenne du champ, FWCT : le pourcentage de production d'eau, FOE : facteur de récupération d'huile, FOPR : débit de production

Dans la figure (5-9) la production du champ peut être analysée en 04 périodes différentes.

**Période I (Janvier/2008 – Octobre /2010) (Historique)** : la production augmente considérablement et la pression du réservoir diminue car plusieurs puits entrent en production.

**Période II (Octobre /2010- Septembre/2016) (Historique)** : à partir de la valeur maximale (1607 m<sup>3</sup>/jour), la production diminue progressivement avec la pression du champ. Cette diminution est preuve de déplétion naturelle du réservoir pendant cette période. Cette diminution de pression, si elle passe au-dessous de la pression de bulle, elle causera la libération de gaz dans le réservoir. Ce qui justifie le choix de passer à la méthode d'extraction secondaire donc forer deux puits verticaux injecteurs.

Nous constatons aussi une augmentation de la production d'eau à partir de 2013 causée par la remontée des eaux de l'aquifère : cas de déplétion naturelle. Dès l'entrée en action des deux puits injecteurs, nous constatons une diminution de la production d'eau. Cette diminution due au freinage de l'aquifère, favorise l'écoulement vertical d'huile tout en maintenant la pression du réservoir avec le niveau d'eau existant.

**Période III (Septembre /2016 – Février /2038) (Partie prévision)** : La dernière mise à jour du modèle a été faite en septembre /2016 début des prévisions. Le plateau de production est fixé à 1000 m<sup>3</sup>/jour (capacité de traitement d'huile en surface), ce qui justifie la stabilité du débit de production dans cette valeur avec une pression de 220 BARSA (kg/cm<sup>2</sup>). Cet état est maintenu grâce à l'entrée en action des deux puits injecteurs verticaux.

Dès le début de l'injection, la production d'eau augmente progressivement car en augmentant le débit d'injection, pour maintenir la pression à 220 BARSA ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ). Et une production de  $1000 \text{ m}^3/\text{jour}$ , l'eau atteint les puits producteurs.

**Période IV (Fév. /2038–Jan. /2060) (Partie simulé)** : La production diminue considérablement malgré le maintien de l'injection et de la pression stable autour de la valeur de 220 BARSA ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ). Cette diminution traduit la limite de l'injection d'eau. Elle est causée par l'augmentation considérable de la production d'eau dans presque tous les puits producteurs au détriment de la production d'huile. Arriver à une certaine limite, le débit de  $1000 \text{ m}^3/\text{Day}$  ne peut plus être assuré. On appelle cette phase le déclin de la production.

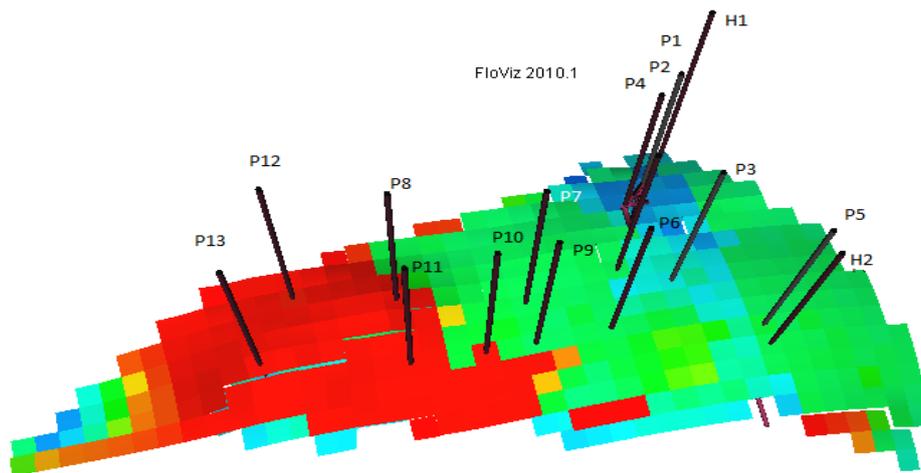
A la fin, le facteur de récupération doit atteindre les 40%.

### 5.3.2. Cas de deux puits injecteurs horizontaux

#### 5.3.2.1. Premier scénario

Pour pouvoir comparer l'efficacité des puits horizontaux par rapport aux verticaux (cas de référence), dans ce premier scénario, on remplace les deux puits injecteurs verticaux par deux puits horizontaux en gardant les mêmes positions des puits verticaux.

Les deux figures (5-10, 5-11) ci-dessous illustrent la disposition et l'orientation des deux puits horizontaux (H1 et H2) et ainsi que les saturations d'huile à la fin d'injection, les résultats sont représentés sur les graphes et la performance de ce scénario est déterminée par sa comparaison avec le scénario de référence.



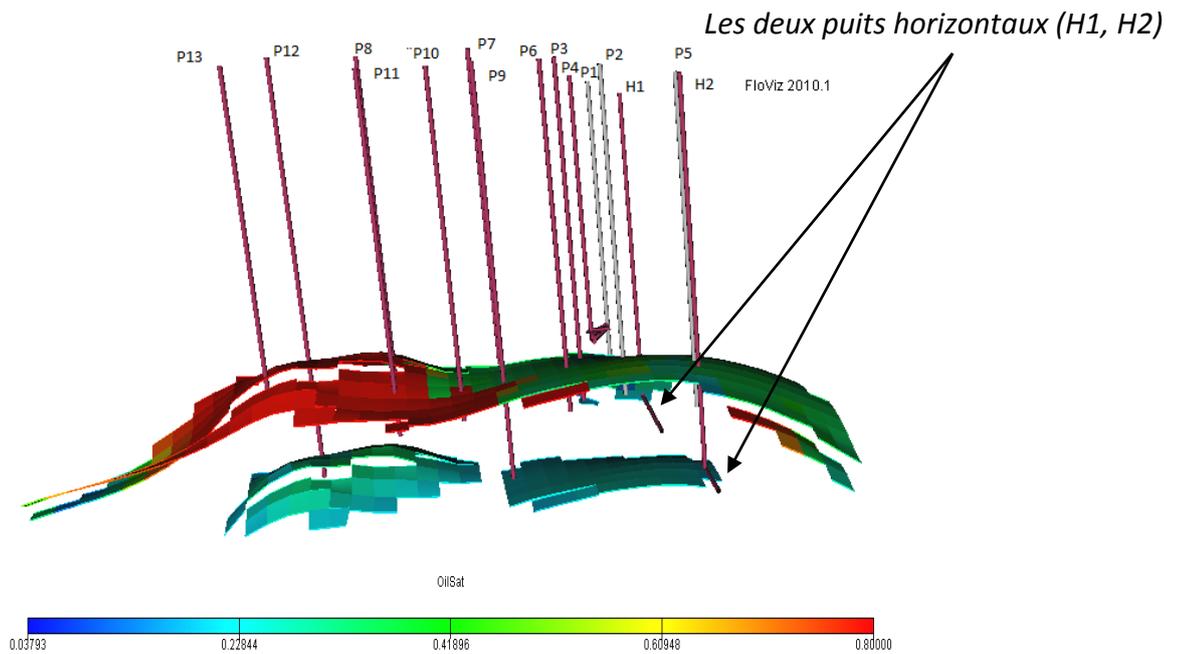


Figure 5- 10 : représentation des couches 144 et 221 du modèle de réservoir avec la disposition des puits (vue de face et vue de dessus) :

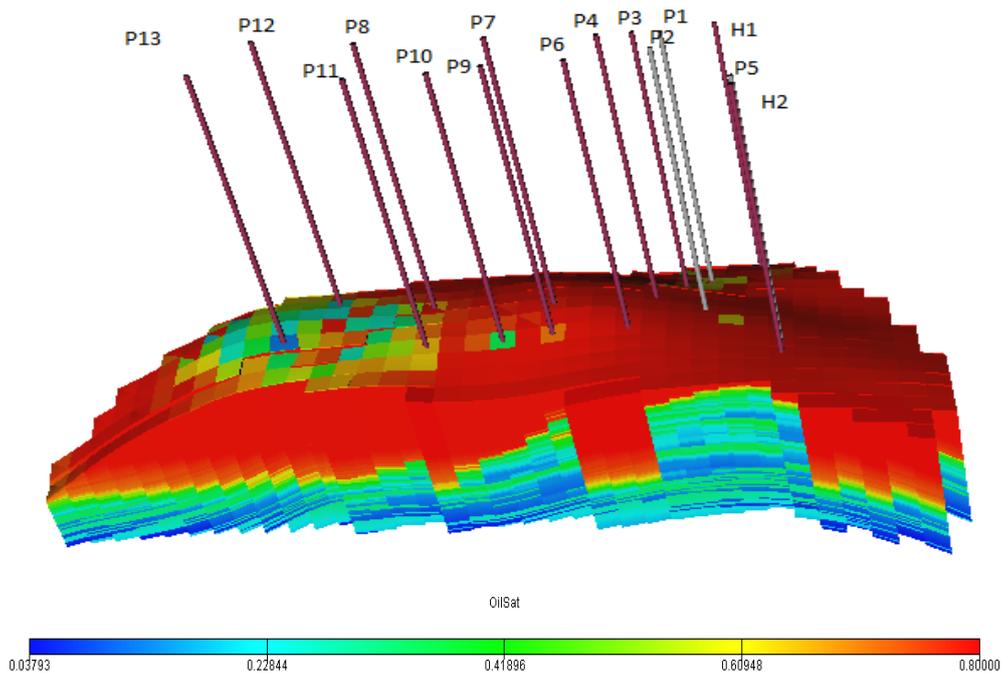


Figure 5- 11 : représentation de la saturation d'huile du réservoir à la fin d'injection d'eau (scénario1)

Nous constatons un balayage d'huile vers les puits producteurs plus important dans la région Nord-Est où sont localisés les puits injecteurs.

Dans la région Sud-Ouest la saturation d'huile est plus faible en surface cela est dû à la libération des gaz après la baisse de pression, ce constat illustre l'incapacité de ces deux puits horizontaux à maintenir la pression du réservoir à 200 BARSA.

*a. Paramètres du champ*

La figure 5-12 représente une comparaison entre, les différents résultats des paramètres du champ, du scénario des deux puits injecteurs horizontaux et le scénario de référence :

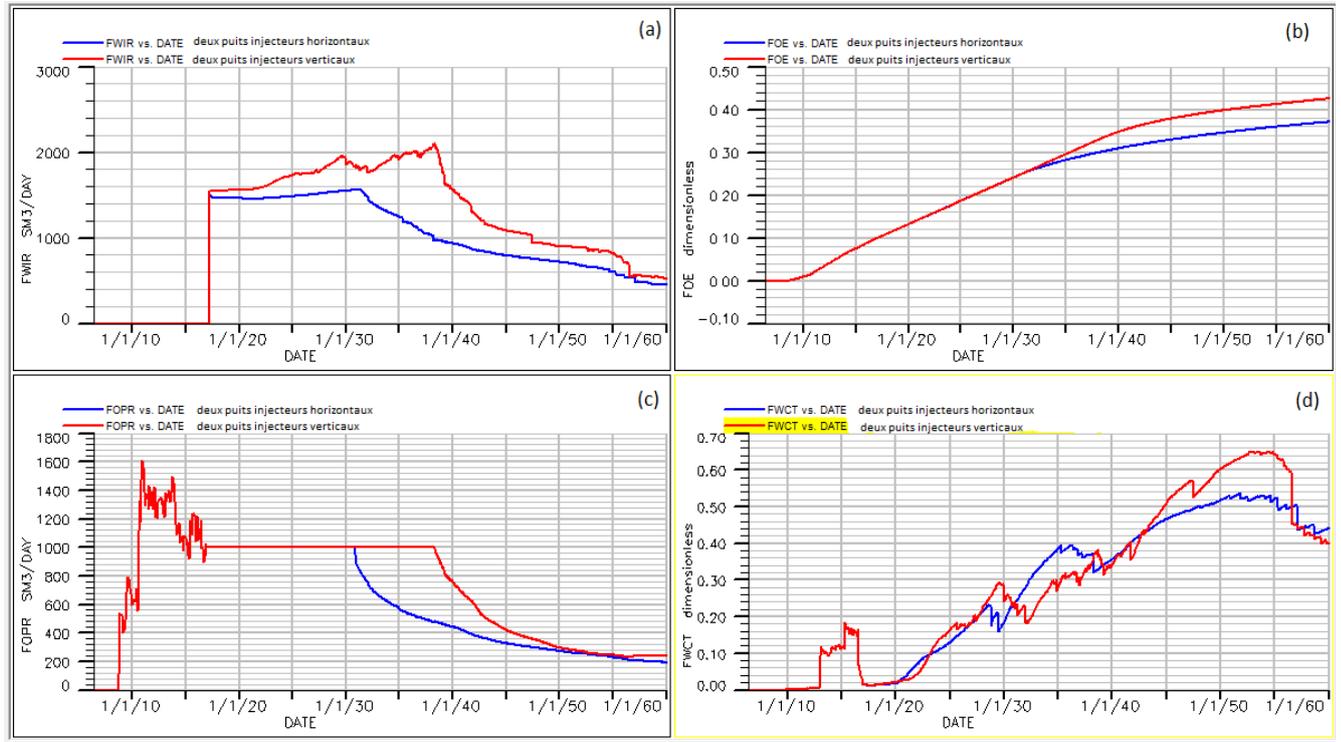


Figure 5- 12 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus pour les deux cas d'injections en fonction du temps (FWIR : débit d'injection d'eau, FOE : facteur de récupération d'huile, FOPR : débit de production d'huile, FWCT : le pourcentage de production

Depuis janvier 2017, pendant 14 ans, l'injection d'eau dans les deux puits horizontaux a bien contribué à maintenir la production d'huile à 1000 m<sup>3</sup>/jour et avec un débit d'eau injecté un peu plus faible par rapport à celui injecté dans le cas des deux puits verticaux qui a réussi à maintenir le même débit produit mais pendant 22 ans ; ce maintien de production est expliqué par l'aptitude de l'eau injecté à conserver la pression du réservoir et pousser l'huile vers les puits producteurs.

Dans le cas des puits verticaux le facteur de récupération d'huile est supérieur de 2% par rapport à celui des puits horizontaux cela concorde avec la différence de production dans le cas des puits verticaux qui perdurent dans le temps autour d'une valeur moyenne de 1000 m<sup>3</sup>/jour jusqu'à 2038 et celle des puits horizontaux qui décline à partir de 2030.

De plus, la production d'eau n'est pas vraiment différente dans les deux cas d'injection.

**b. Analyse du comportement des puits producteurs**

La figure 5-13 illustre une comparaison de production d'eau de chaque puits producteur dans les deux cas d'injection (cas de deux puits injecteurs horizontaux et le cas de référence).

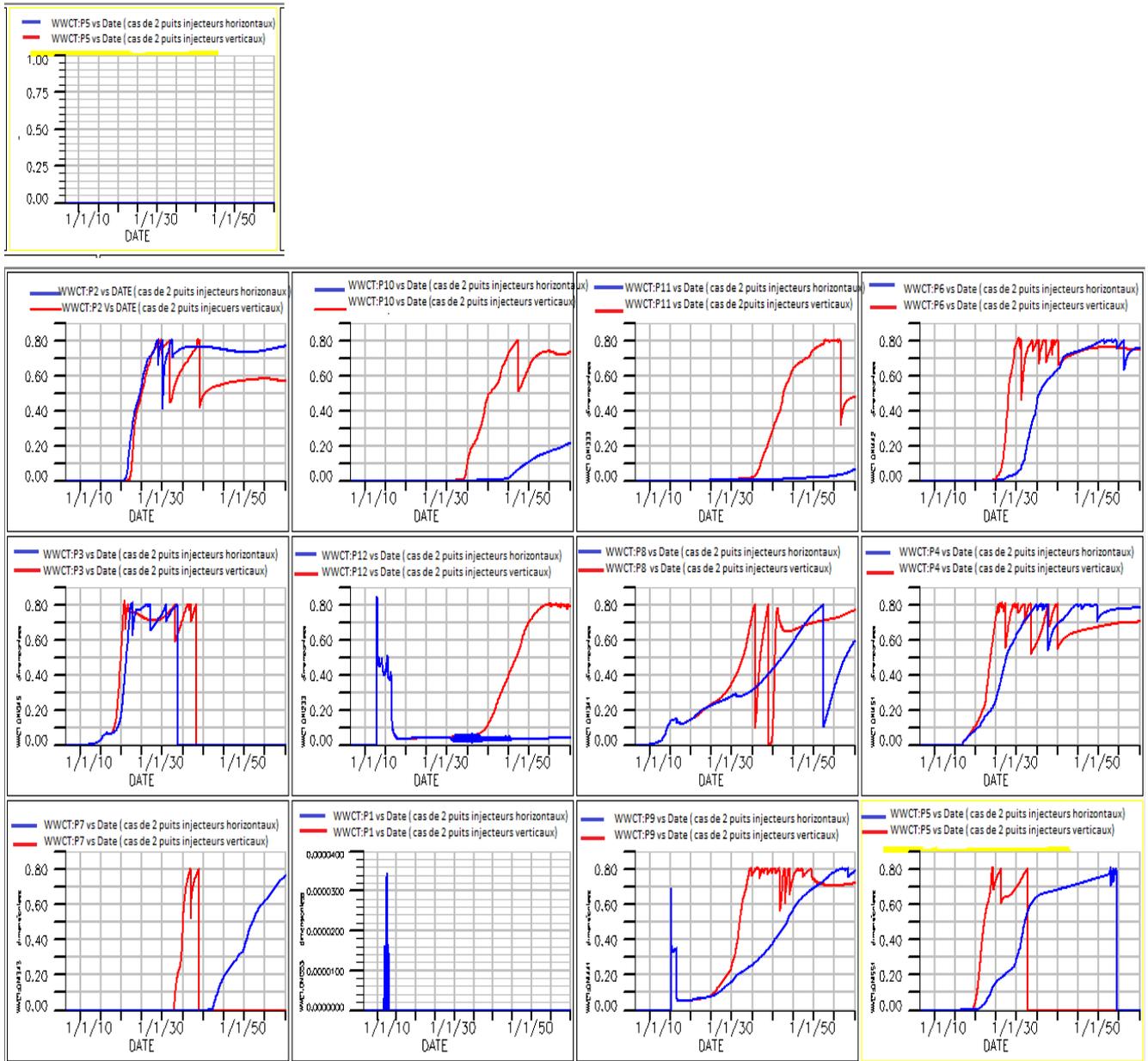


Figure 5- 13 : comparaison entre le pourcentage de production d'eau dans les puits pour les deux cas d'injection en fonction du temps

Dans le cas d'injection dans les puits horizontaux, les puits P9, P12 entrent en production plus rapidement par rapport au cas de référence. Contrairement aux puits, P6, P7 et P10 où la production d'eau apparaît en premier dans le cas de référence.

Les puits P1, P2 et P3 commencent simultanément à produire presque avec la même quantité d'eau dans les deux cas d'injections.

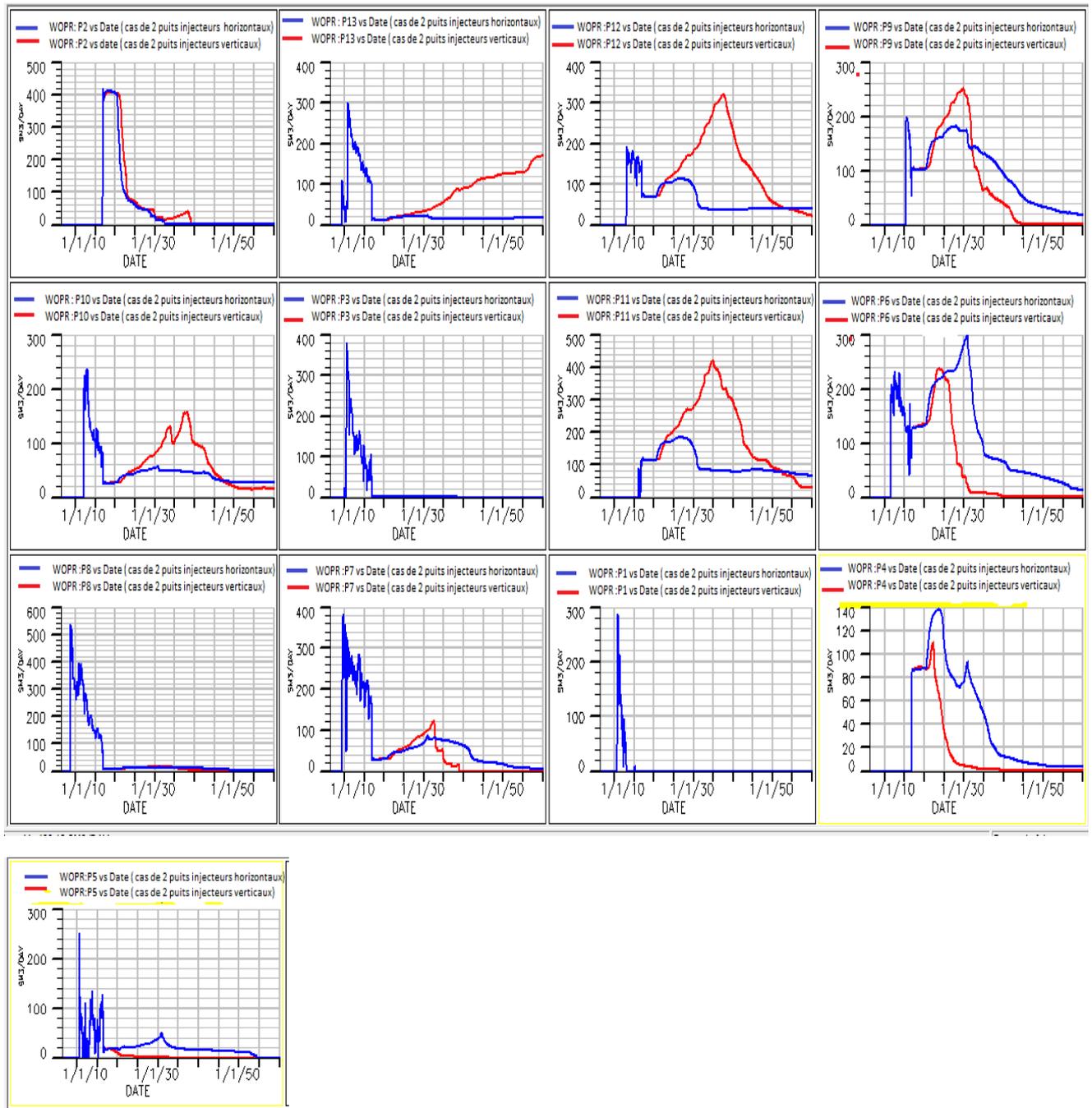


Figure 5- 14 : comparaison entre le débit de production d’huile dans le cas des puits injecteurs horizontaux et verticaux en fonction du temps

La figure 5-14 ci-dessus, représente une comparaison de production d’huile dans les puits producteurs entre les deux cas.

La majorité des puits produisent une quantité d’huile presque identique dans les deux cas d’injection, par contre P9, P10, P11, P12, P13 produisent une quantité d’huile supérieure dans le cas d’injection verticale par rapport au cas d’injection horizontale. D’où la différence entre les facteurs de récupération, ce dernier est plus important dans le cas de référence.

**c. Paramètres des puits injecteurs**

Les figures (5-15,5-16) représentent une comparaison entre la pression du fond de puits et le débit d'injection d'eau totale des deux cas d'injections (cas de deux puits injecteurs horizontaux et le cas de référence)

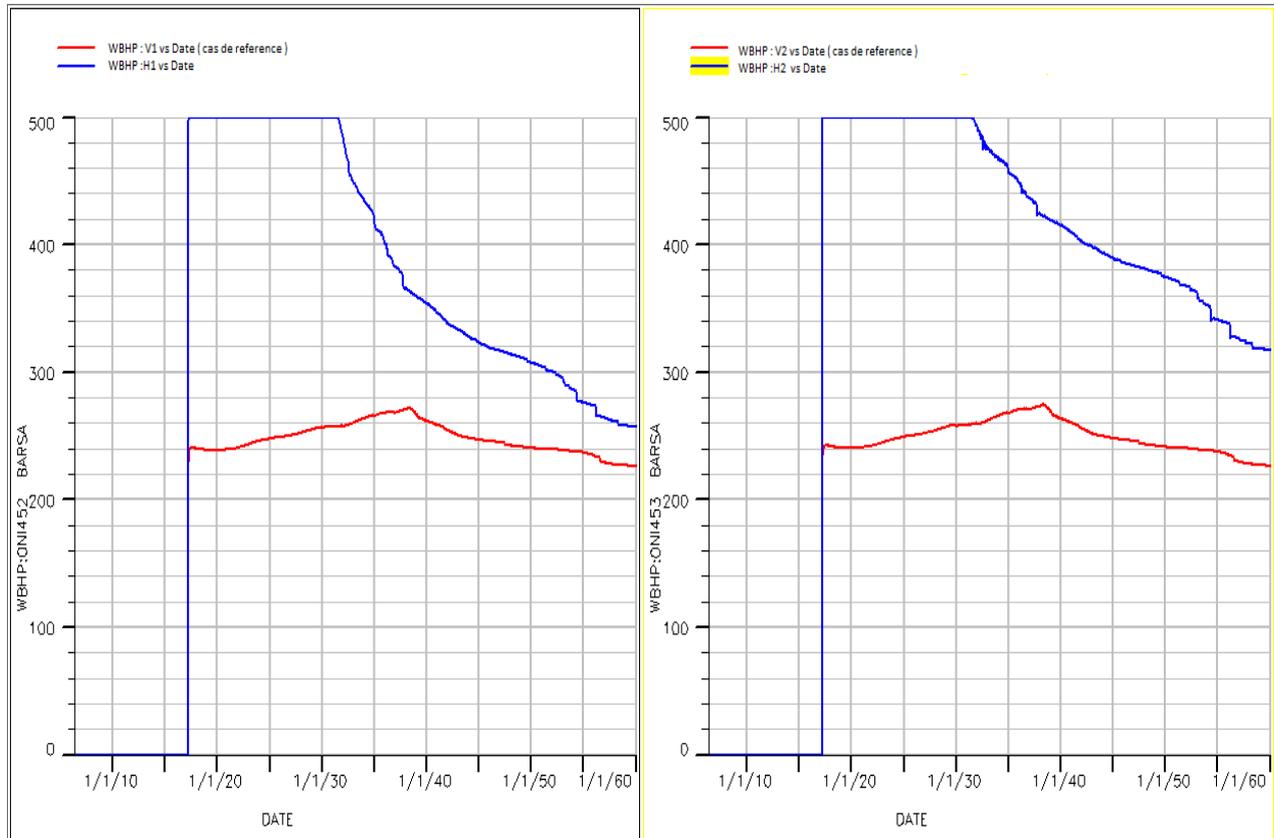


Figure 5- 15 : comparaison de « WBHP » la pression du fond des puits entre les deux cas d'injections horizontale et verticale

Pour maintenir le plateau de production fixé à 1000 m<sup>3</sup>/jour Au début, de l'injection la pression des puits horizontaux atteint 500 BARSA (kg/cm<sup>2</sup>). Puis elle diminue progressivement dans le temps.

D'autre part, la pression dans les deux puits d'injection verticaux se stabilise autour d'une valeur de 250 BARSA (kg/cm<sup>2</sup>) sans pour autant augmenter car le plateau de production est maintenu avec cette pression.

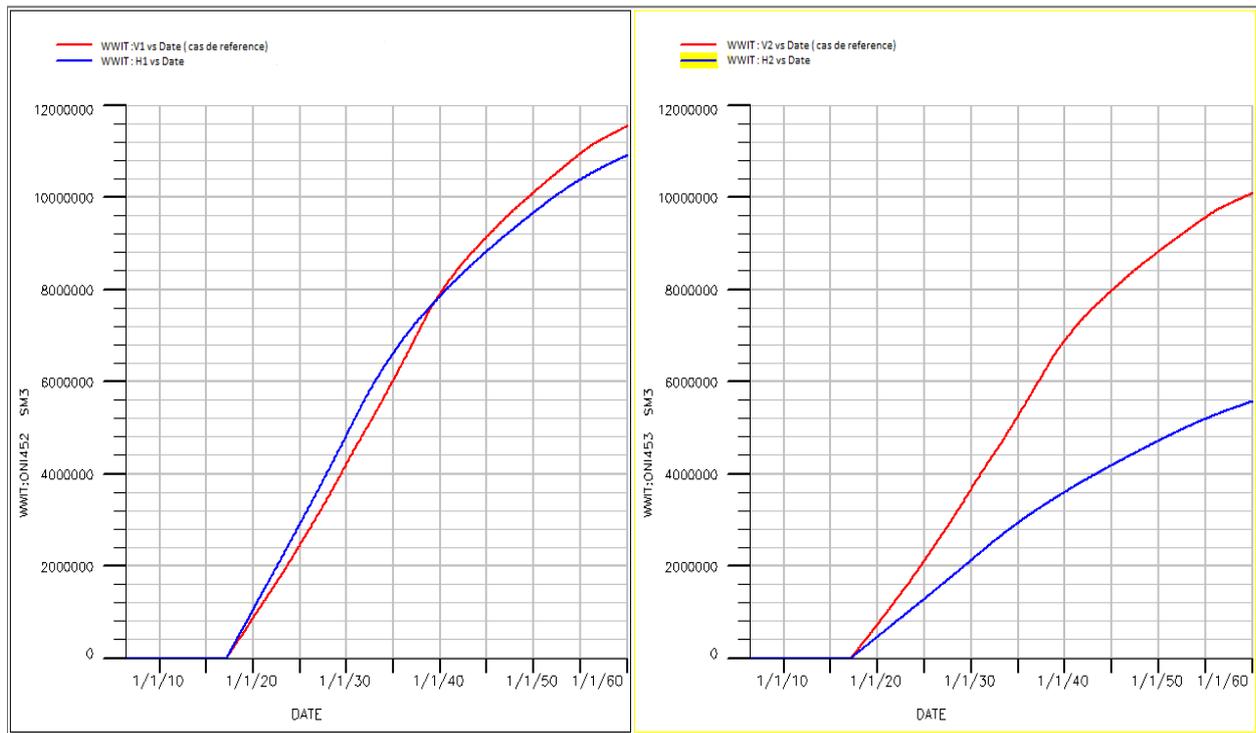


Figure 5- 16 : comparaison de « WWIT » le débit d'injection d'eau totale entre les deux cas d'injection horizontal et vertical

Le débit d'injection d'eau total dans les deux puits verticaux est plus important par rapport à celui des horizontaux bien que la pression dans ces deux derniers est plus grande. Cette différence de quantité d'eau injectée est due au débit d'huile produite dans le cas d'injection dans les puits verticaux qui est supérieur comparant au cas d'injection dans les puits horizontaux.

## Conclusion

Le premier scénario des deux puits horizontaux injecteurs ne peut pas être pris en considération en raison des faibles résultats donnés par rapport aux celui des deux puits verticaux injecteurs qui a donné un meilleur facteur de récupération d'huile et un bon maintien du plateau de production.

L'existence de couches réservoir à perméabilité verticale nulle à induit à un échec flagrant de l'injection horizontale, ces couches constituent des barrières pour la percolation d'eau dans les pores de la roche.

Pour faire face à cette situation, nous avons opté plutôt pour des puits inclinés de sorte à traverser le maximum de couches réservoir. De plus, le choix des positions des puits injecteurs, visant à exploiter les parties les plus perméables du réservoir, afin d'optimiser l'injection.

### 5.3.2.2. Deuxième scénario

Après plusieurs tentatives de positionnement des deux puits injecteurs et l'analyse des différents résultats, la disposition optimale des deux puits injecteurs inclinés est donnée par les figures ci-dessous. Les résultats seront représentés sur des graphes et la performance de ce scénario sera discutée par sa comparaison avec le cas de référence.

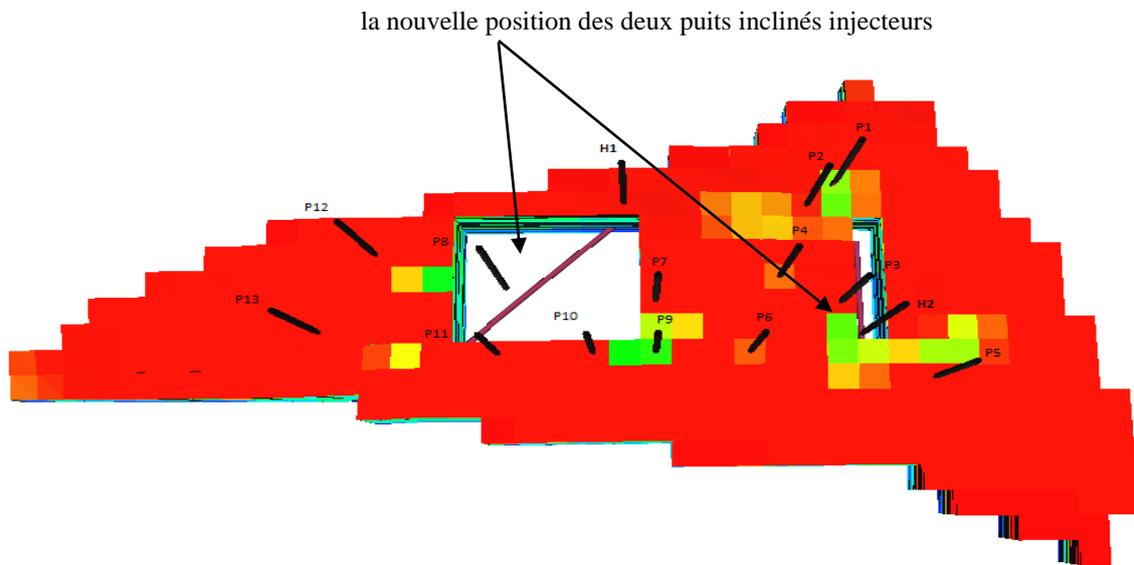


Figure 5- 17: représentation du modèle de réservoir avec la nouvelle disposition des puits inclinés injecteurs

Dans ce cas de simulation, nous constatons un balayage d'huile dans la zone Nord-Est du réservoir qui se traduit par une baisse de la saturation d'huile. Cependant des hétérogénéités de saturation sont clairement visible au-dessus de l'aquifère, ces poches d'huile piégées dans le réservoir sont le résultat de chemins préférentielles pour l'eau dicté par les variations de la perméabilité.

Dans la région Sud-Ouest du réservoir, la saturation d'huile ne varie pas beaucoup dans le temps dans les différents scénarii d'injection simulés antérieurement, cette remarque nous indique la nécessité de forer un nouveau puits producteur en vue de faire produire cette partie du réservoir.

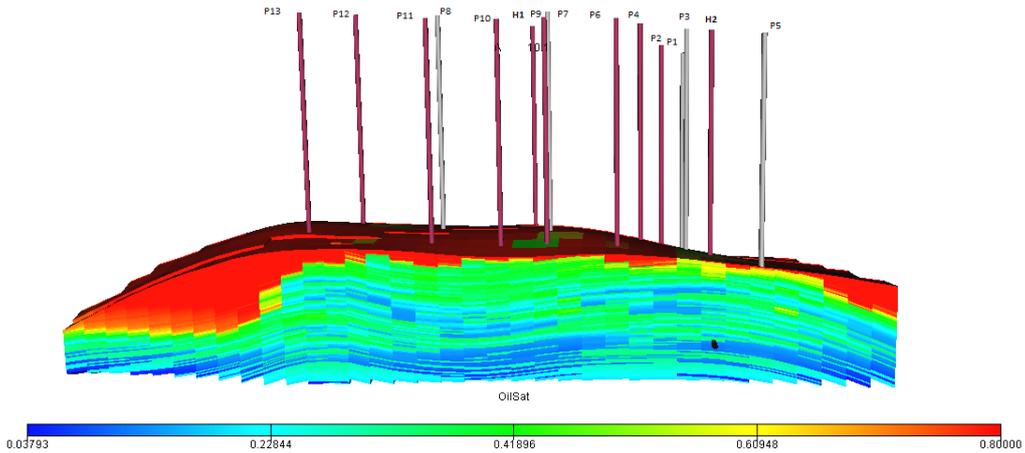


Figure 5- 18 : représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (scénario2)

Dans chaque cas de simulation, le débit de production d'eau varie selon beaucoup de paramètres (géologie, perméabilité...) mais beaucoup plus la distance entre le puits producteur et le puits injecteur et la disposition de ce dernier. Après l'analyse des résultats de chaque scénario, une connaissance approfondi du comportement de notre réservoir a été développé ce qui nous a conduit à aboutir vers ce choix optimale en terme de production d'huile toute en évitant l'excès de production d'eau.

*a. Paramètres du champ*

La figure 5-19 représente une comparaison entre, les différents résultats des paramètres du champ, du scénario des deux puits injecteurs inclinés et le scénario de référence :

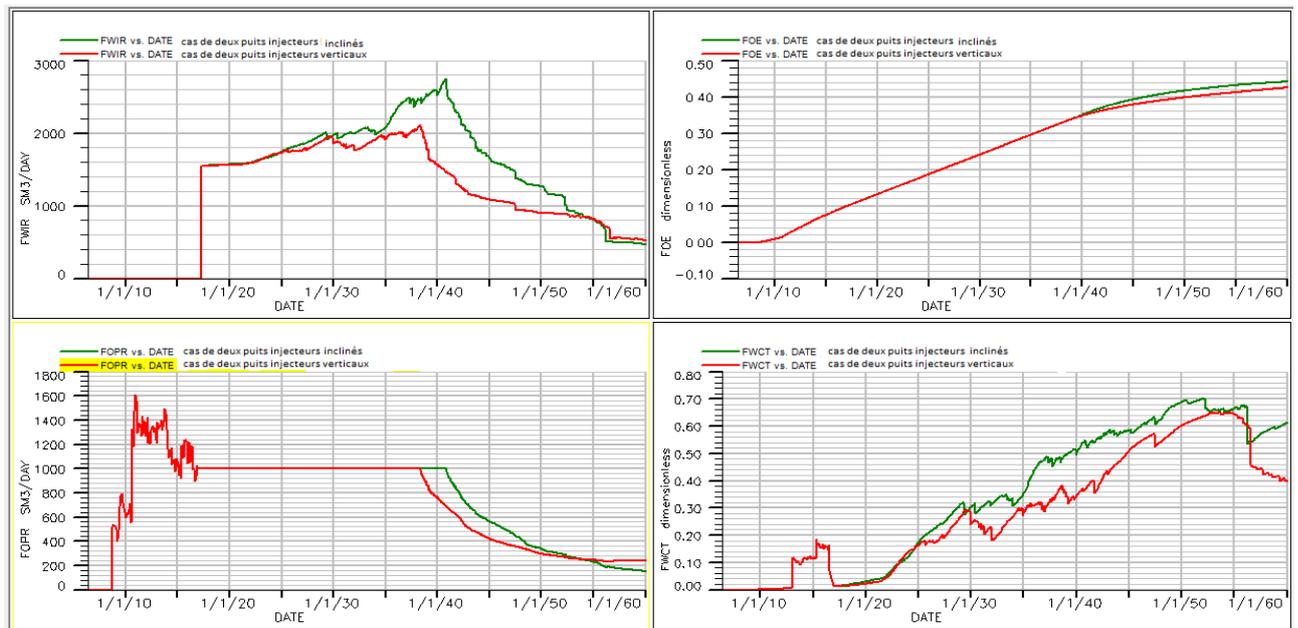


Figure 5- 19 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus pour les deux cas d'injections en fonction du temps (FWIR : débit d'injection d'eau, FOE : facteur de récupération d'huile, FOPR : débit de production d'huile, FWCT : le pourcentage de production d'eau)

La nouvelle disposition des deux puits injecteurs inclinés arrive à maintenir le palier de production à 1000 m<sup>3</sup>/jour pendant une période de trois ans de plus par rapport au scénario de référence. Cette performance de production est justifiée par le déphasage entre les débits d'eau produite dans les différents scénarios, ce débit qui augmente en premier dans le scénario de l'injection dans les puits verticaux engendre une fermeture des puits producteurs dès que le taux de production d'eau dépasse 80% qui par la suite influence sur le débit de production qui diminue quittant ainsi le palier de production en premier par rapport au cas de l'injection dans les puits inclinés.

L'injection d'eau dans les puits inclinés nécessite un débit d'eau plus important que dans les puits verticaux ; ceci est dû à la quantité considérable d'huile récupérée dans ce scénario par rapport à celle récupérée dans le cas de référence.

A la fin de la simulation 2060, le taux de récupération dans le cas d'injection dans les puits inclinés dépasse celui du scénario de référence de 2% ce qui présente une grande quantité d'huile récupérée.

Le pourcentage de production d'eau dans le cas d'injection dans les puits inclinés est plus important que dans le cas de référence ; cela est dû à la grande récupération dans le cas d'injection dans les puits inclinés qui impose le remplacement du volume d'huile produite par le même volume d'eau injecté.

**b. Analyse du comportement des puits producteurs**

La figure 5-20 illustre une comparaison de la production d'eau dans les puits producteurs entre les deux cas d'injection (cas de deux puits injecteurs inclinés et le cas de référence).

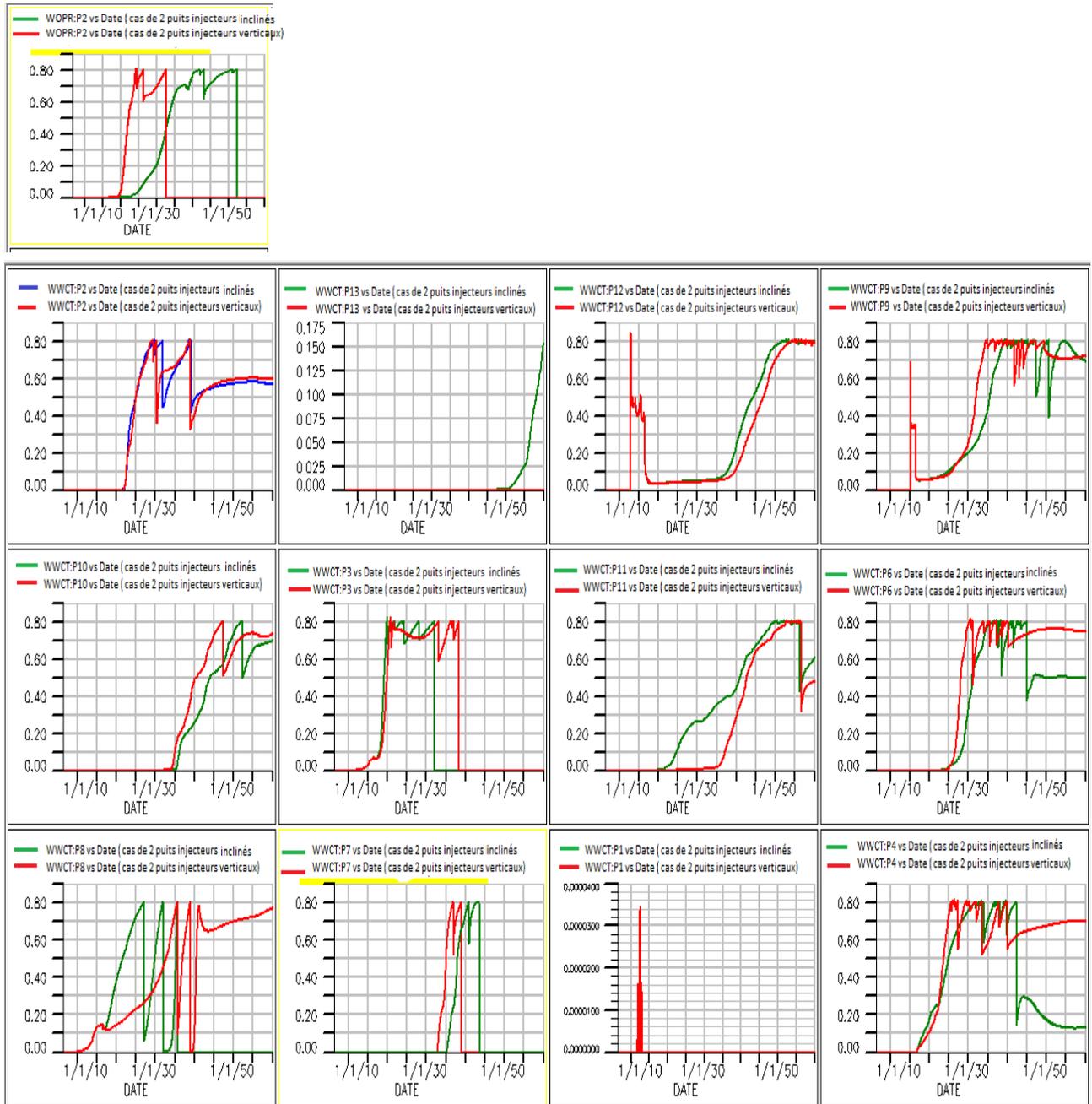


Figure 5- 20 : comparaison entre le pourcentage de production d'eau du deuxième scénario avec le cas de référence

La majorité des puits producteurs pour les deux cas d'injection commencent à produire simultanément une quantité d'eau presque identique, contrairement au puits P2 qui a commencé à produire l'eau dans le cas d'injection verticale que l'incliné car l'injection dans des puits inclinés retarde la percée d'eau en favorisant le balayage verticale d'huile avec une diminution de l'effet de gravité de l'eau.

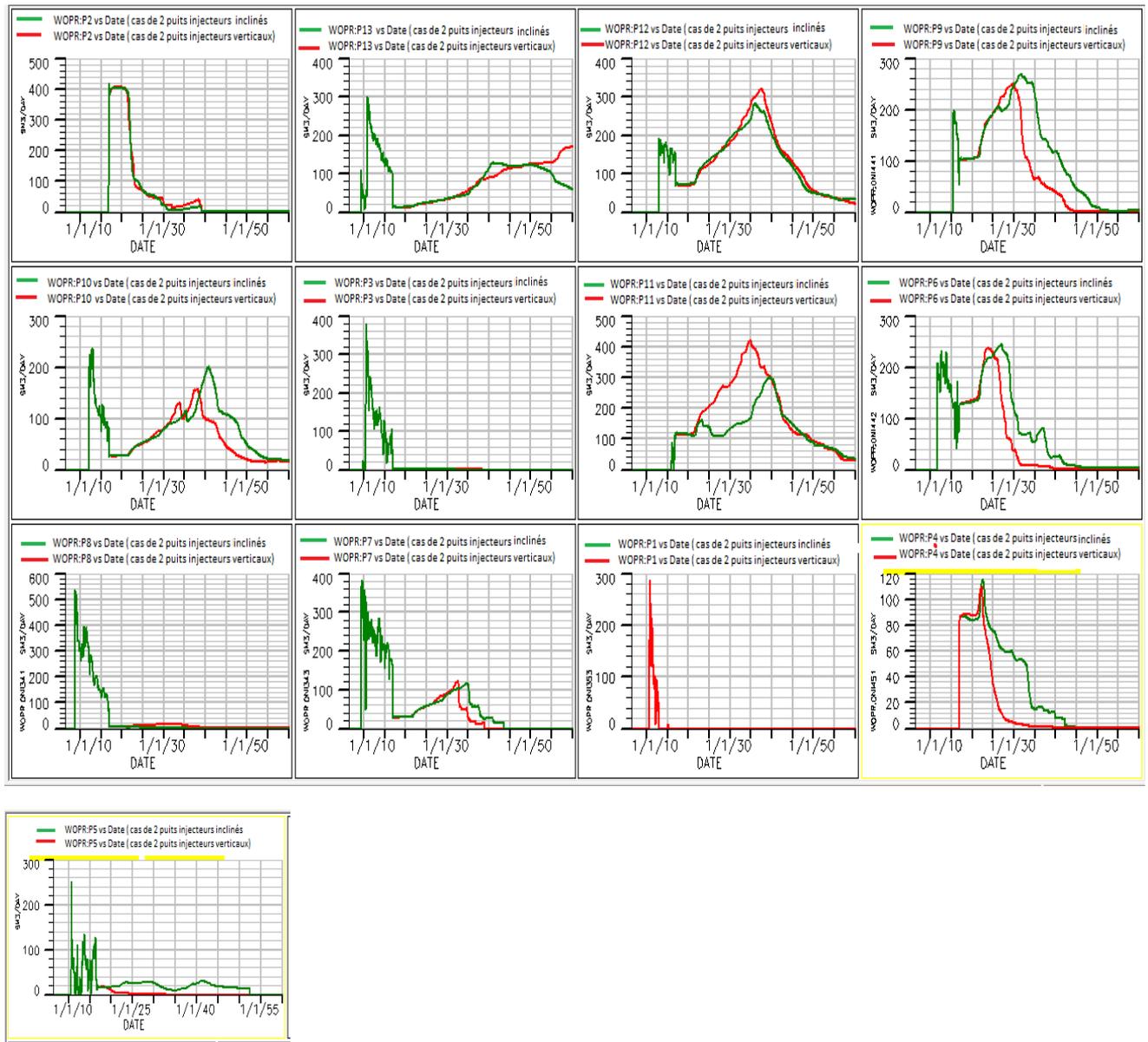


Figure 5- 21 : comparaison entre le débit de production d’huile du deuxième scénario avec le cas de référence

Les puits P4, P9 et P10 dans le cas d’injection incliné produisent un débit d’huile plus important que dans le cas d’injection vertical. Les autres puits producteurs donnent le même débit d’huile pour les deux cas ; car cette position des puits inclinés favorise l’acheminement d’une plus grande quantité d’huile vers les puits producteurs par rapport au cas de référence.

*c. Paramètres des puits injecteurs*

Les figures 5- 22, représentent une comparaison entre la pression du fond de puits des deux cas d'injections (cas de deux puits injecteurs inclinés et le cas de référence)

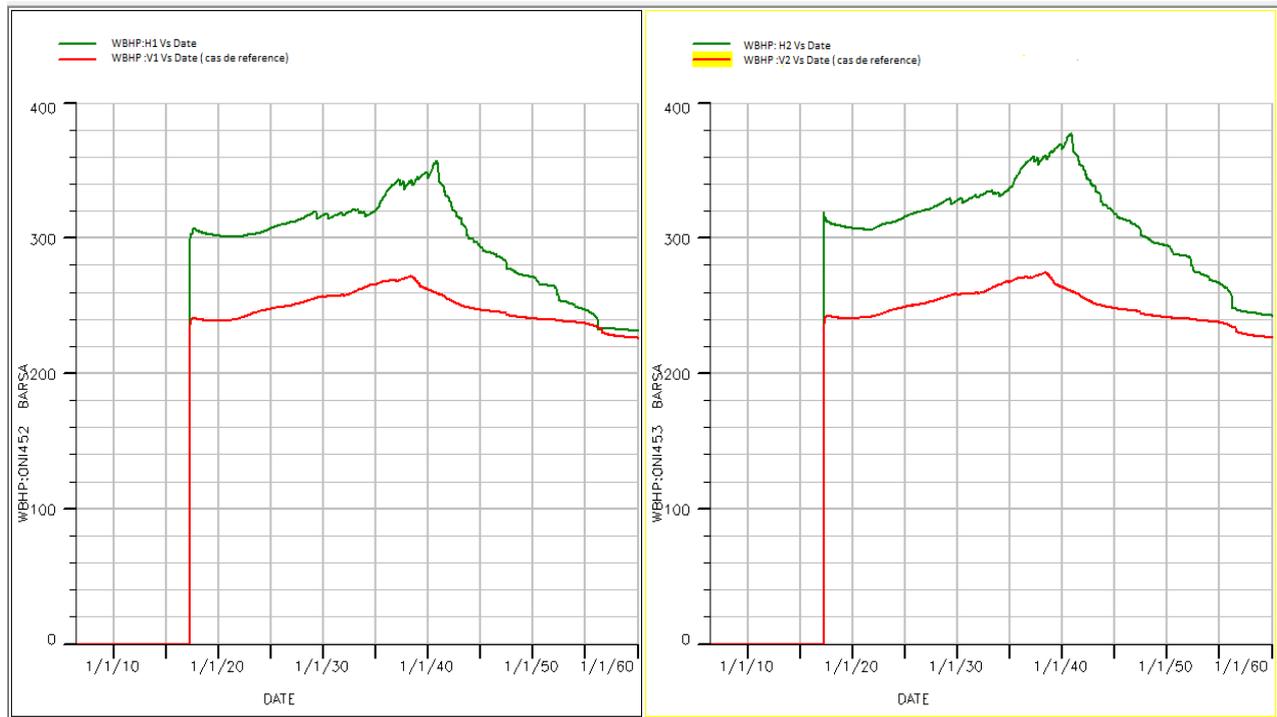


Figure 5- 22 : comparaison entre la pression du fond des deux puits inclinés avec celle des deux puits verticaux

La pression dans les deux puits d'injection horizontaux est plus importante que dans les puits injecteurs verticaux, car la perméabilité du réservoir nous impose une pression dans les puits d'injection plus importante pour maintenir la pression du réservoir.

**Conclusion**

Avec la nouvelle disposition des deux puits injecteurs inclinés, ce scénario a donné des résultats meilleurs que le cas de référence, amélioration de facteur de récupération et allongement de plateau de production.

## 5.4. Forage d'un nouveau puits producteur

Pour améliorer les résultats du scénario précédent c'est-à-dire maximiser le taux de récupération et rallonger encore plus le plateau de production, nous concevons de forer un nouveau puits producteur dans la partie Sud-Ouest de la zone d'étude où la saturation d'huile reste dans son état initial à la fin de simulation. Ceci est réalisé pour les deux cas d'injection (inclinées, verticale).

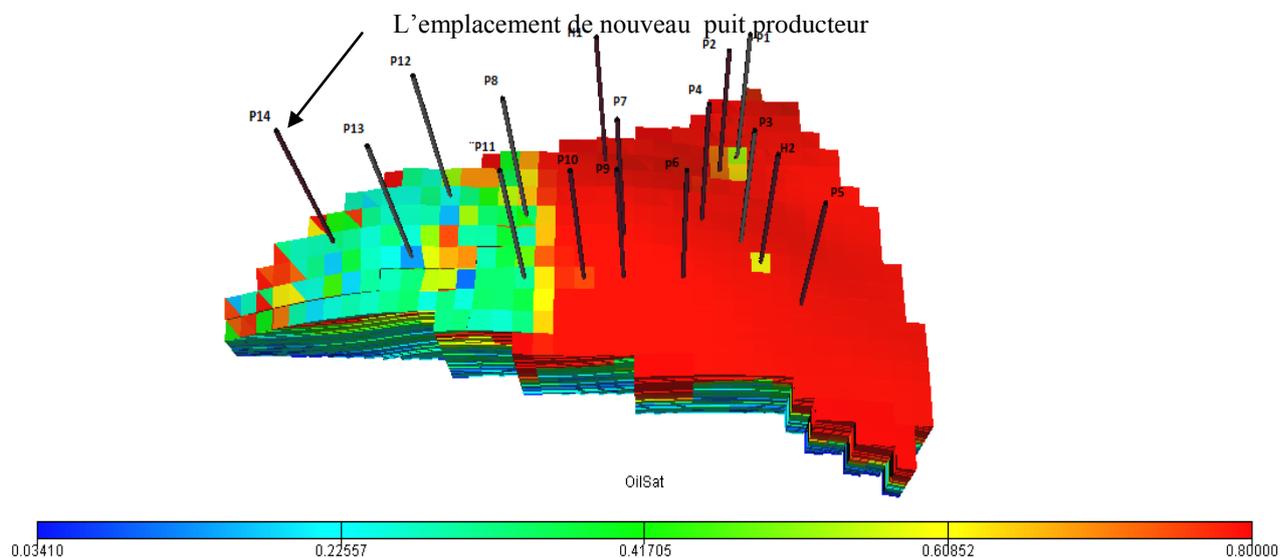


Figure 5- 23 : représentation du modèle de réservoir avec l'insertion de nouveau puits producteur

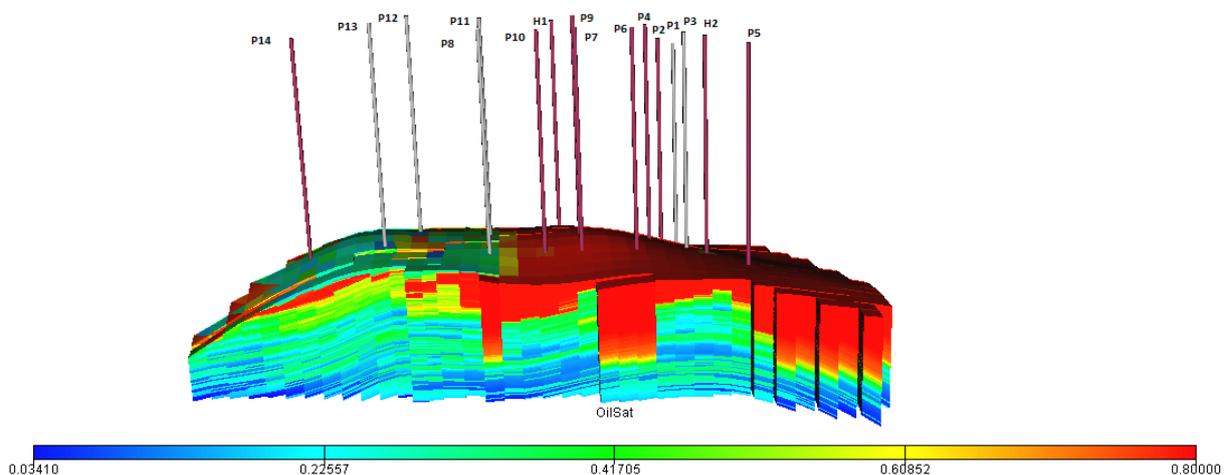


Figure 5- 24 : représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (scénario2+ le nouveau puits producteur)

D'après la figure ci-dessus, le forage du puits « P14 » a bien fait produire la partie Sud-Ouest de la zone d'étude. Nous constatons un balayage d'huile homogène sur toute la zone d'étude contrairement au cas précédant (sans ce nouveau puits), où la saturation d'huile dans la partie Sud-Ouest demeurait grande même à la fin de la simulation.

Par ce résultat, nous avons ainsi atteint un stade satisfaisant de l'exploitation de la zone.

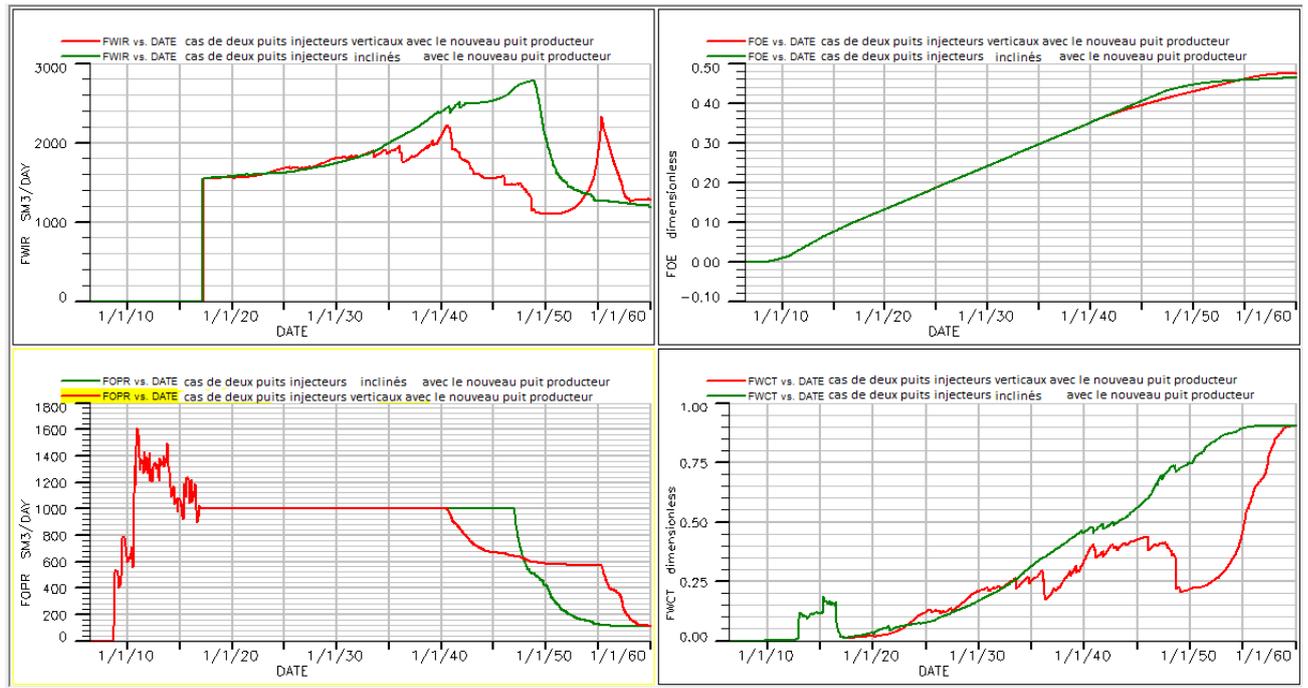


Figure 5- 25 : comparaison entre les paramètres du champ obtenus avec l’insertion d’un nouveau puits producteur pour les deux cas injections horizontale et verticale

### Paramètres du champ

La figure 5-25 représente une comparaison entre, les différents résultats des paramètres du champ, des deux scénarios d’injection horizontale et verticale avec le nouveau puits producteur.

L’addition d’un puits producteur dans la partie du réservoir où la saturation d’huile était importante, a augmenté le taux de récupération pour atteindre une valeur de 48 % dans le cas d’injection dans les deux puits horizontaux et 49 % dans l’injection verticale à la fin de la simulation (2060). Cependant, le plateau de production est maintenu plus longtemps dans le scénario d’injection dans les puits inclinés dépassant celui d’injection dans les puits verticaux d’une période de 5 ans.

### Conclusion

L’analyse des résultats de chaque scénario, nous donne des informations supplémentaires sur le réservoir et ses caractéristiques.

La prise en compte des différents facteurs : taux de production d’eau, la géologie du réservoir, la perméabilité... nous a conduits à trouver la meilleure disposition des deux puits injecteurs inclinés où la production été plus grande que celle obtenus dans le cas d’utilisation des puits verticaux. La connaissance approfondie du comportement du réservoir nous a conduits à proposer un nouveau puits producteur pour mieux faire produire la zone d’étude et améliorer encore plus la production.

## Conclusion générale

Dans ce document une comparaison entre l'injection d'eau dans les puits verticaux et horizontaux a été établie. Les résultats de simulation et leurs interprétation nous ont induits à faire les conclusions ci-dessous :

- L'injection dans les puits verticaux est plus efficace que dans les puits horizontaux.
- L'injection dans les puits horizontaux n'est pas recommandée dans le gisement de HMD, à cause de l'hétérogénéité du réservoir.
- L'injection dans l'aquifère donne un taux de récupération plus important.
- Il est recommandé d'opter pour une injection dans des puits inclinés afin de maximiser le taux de récupération et de rallonger le plateau de production.

Le choix de la meilleure position des puits injecteurs inclinés nécessite la prise en compte de plusieurs facteurs parmi lesquels :

- L'emplacement des puits injecteurs doit être loin des puits producteurs dont le débit de production d'eau est grand,
- Le choix des endroits les plus perméables du réservoir pour une bonne injection.

A travers ces conclusions découlant des scénarios étudiés, les études d'injection qui seront établies dans le champ de HMD seront orientées vers le choix des puits d'injection inclinés.

La recommandation d'un nouveau puits producteur dans la partie Sud-Ouest du réservoir où la saturation d'huile était intéressante, nous a conduits à mieux faire produire la zone et améliorer encore plus la production.

## Bibliographies

- Ahmad, T. (2010). *reservoir engineering handbook*. USA: The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford, OX5 1GB, UK.
- Ahmed, T. (2007). *Reservoir Engineering Advisor*. (p. 87). Montana: the University of Montana.
- Hathat, B., Kadri, NE., & Mekhadmi E.D. (2015). *L'interprétation des essais de puits horizontaux au champ de Hassi Messaoud*. ouargla : Université Kasdi Merbah Ouargla, 77 Pages.
- Betta Y., Belhout H. & Belkacemi, B. (2015). *Estimation des paramètres de réservoir par l'interprétation des essais puits a gaz a partir de calage effectué par logiciel SAPHIR et la méthode TDS*. Mémoire de Master de l'Université Kasdi Merbah Ouargla, 69 pages.
- Douib, B., Belabidi L. (2013). *L'augmentation de débit de production en utilisant l'eau.* Mémoire de Master de l'Université Kasdi Merbah Ouargla, 81pages.
- Hamza, M. (2008). *Étude comparative entre l'injection WAG et l'injection de gaz continue dans la zone 19 du champ de Hassi Messaoud*. Mémoire de Master Boumerdès: Faculté des hydrocarbures et de la chimie
- Pettersen, O. (2006). *Basics of Reservoir Simulation with the Eclipse Reservoir Simulator*. Dept. of Mathematics, Univ. of Bergen.
- Sonatrach. (2016). *Caractérisation et modélisation du réservoir*. Alger.
- Sonatrach. (2016). *Caractérisation et modélisation du réservoir* . Hassi Messaoud: sonatrach.

## Annexe

### Quelques Tentatives pour la recherche des meilleurs emplacements des puits

#### Première tentative

La figure (1) illustre clairement dans le modèle du réservoir 3D, la disposition et l'orientation des deux puits injecteurs horizontaux (H1, H2).

Les deux puits injecteurs horizontaux

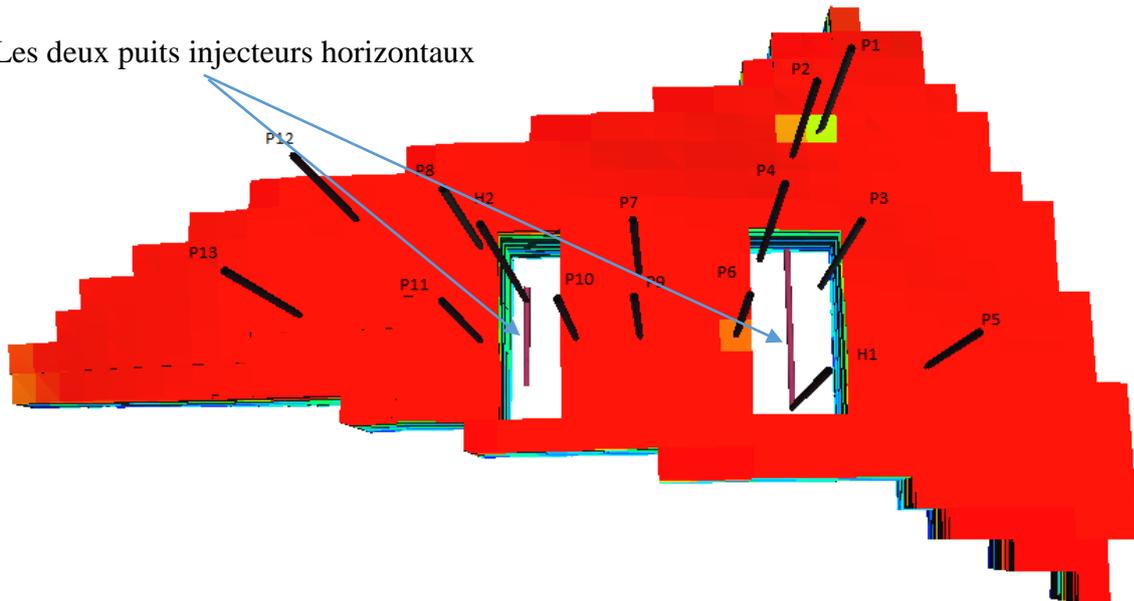


Figure 1 : représentation du modèle de réservoir avec la disposition des puits horizontaux injecteurs

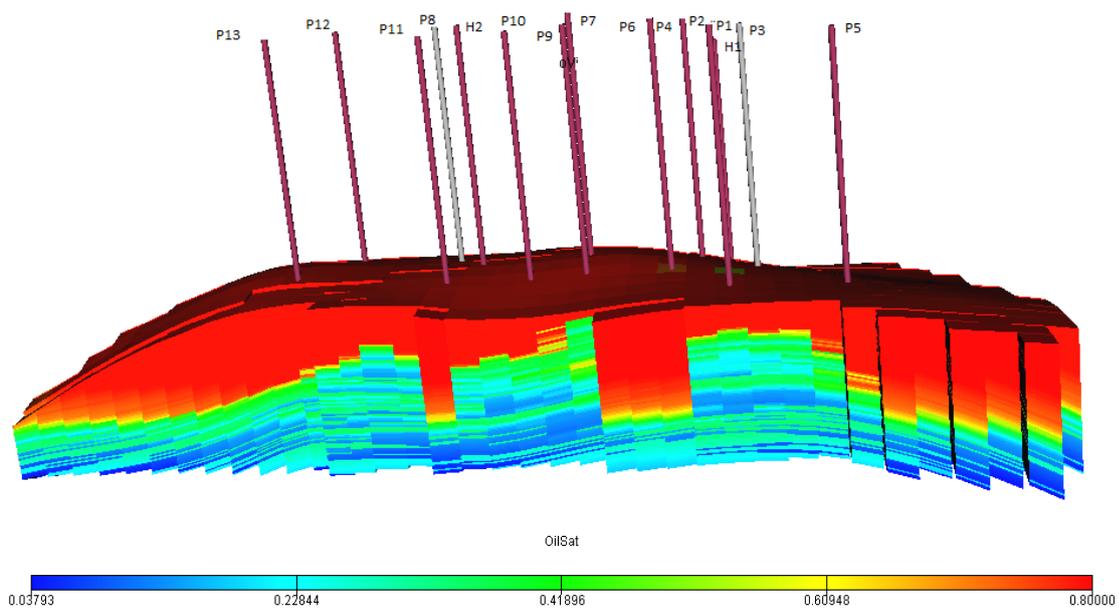


Figure 2: représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (tentative 1)

Dans ce résultat de simulation, Nous constatons partiellement un balayage d'huile dans la zone où on a effectué l'injection d'eau dans les deux puits H1 et H2 du réservoir.

La performance de cette première tentative est déterminée par une comparaison entre les différents paramètres du champ spécialement le débit de production et le taux de récupération avec celles de cas de référence, la figure (3) représente clairement cette comparaison.

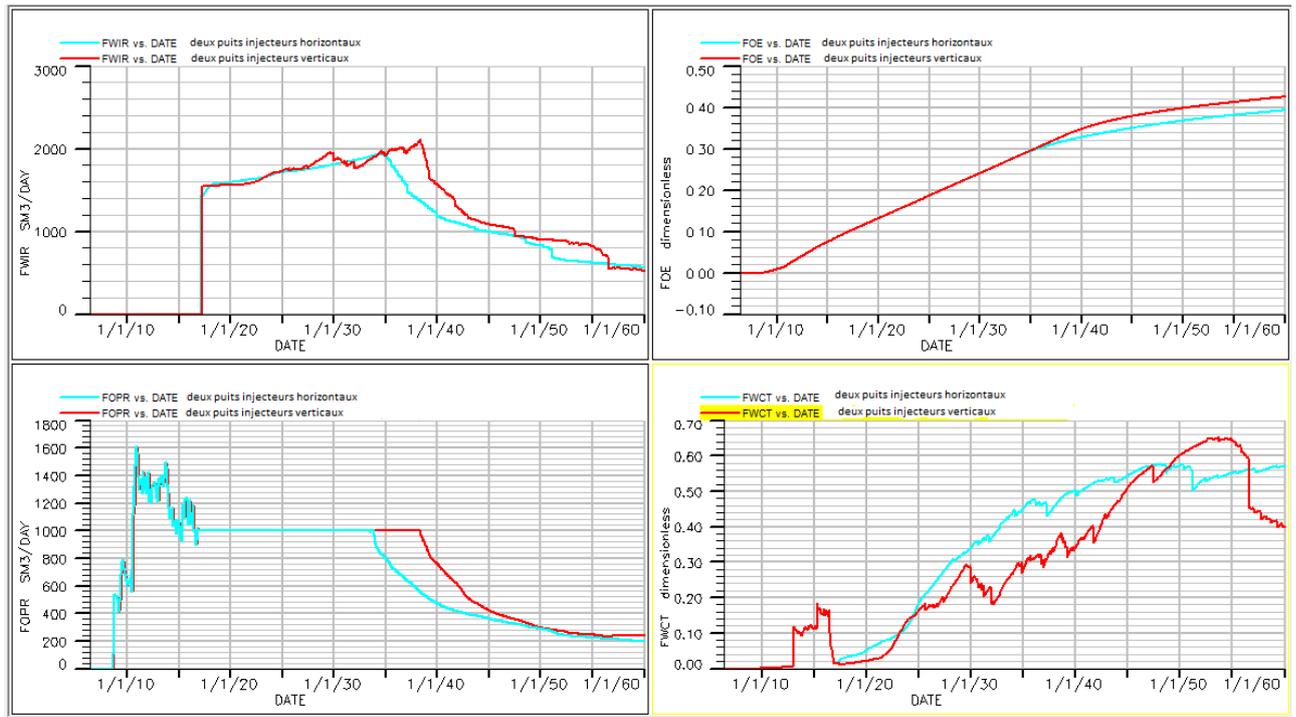


Figure 3: comparaison entre les paramètres du champ obtenus dans le cas des puits injecteurs horizontaux et verticaux

Au début d'exploitation jusqu'à 2033, le débit de production pour les deux cas d'injection est identique.

En 2033, la production dans le cas d'injection dans les deux puits horizontaux commence à diminuer progressivement contrairement au cas de référence qui à continuer à allonger le plateau de production 1000 SM3/Day 5 ans de plus. Cette différence de débit de production entre les deux cas est expliquée par la faible perméabilité verticale dans les parties du réservoir où l'injection a été faite, ainsi que la quantité d'eau importante récupérée dans le cas d'injection horizontale que vertical.

Dans le cas des puits verticaux le taux de production est supérieur de 2% par rapport à celui des puits horizontaux, cela concorde avec la différence de débit de production dans le cas des puits verticaux qui perdurent dans le temps, jusqu'à 2038 et celle des puits horizontaux qui décline à partir de 2033. Par conséquent, cette première tentative doit être rejetée du fait des faibles résultats donnés par rapport au cas de référence.

## Deuxième tentative

A cause des faibles résultats donnés dans le cas précédent, une nouvelle tentative a été faite dans le but d'améliorer les paramètres du champ.

La figure (4) représente la nouvelle disposition des puits injecteurs horizontaux.

Les deux puits injecteurs horizontaux

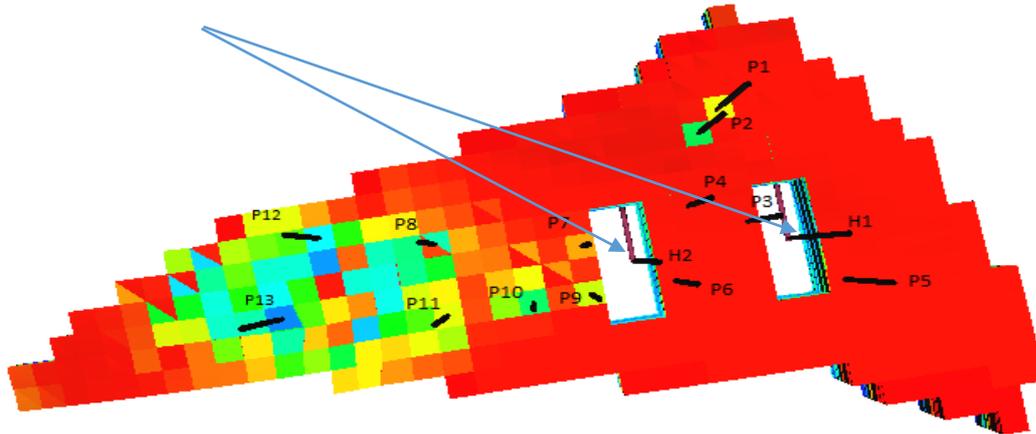


Figure 4 : représentation du modèle de réservoir avec la disposition des puits horizontaux injecteurs

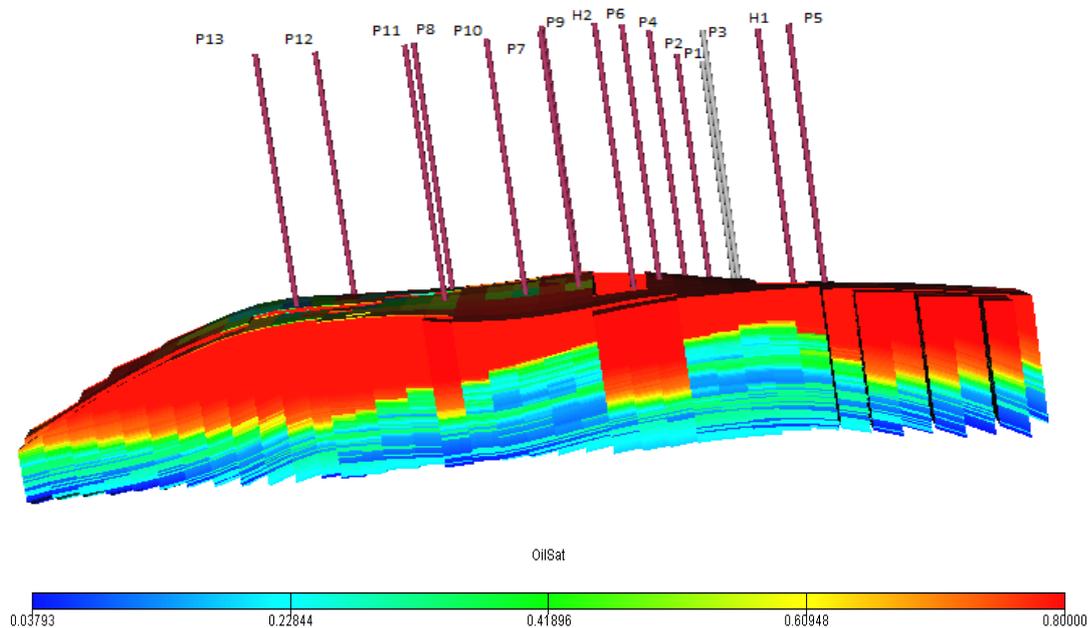


Figure 5: représentation de la production du réservoir à la fin d'injection (tentative 2)

Dans ce résultat de simulation, Nous constatons un faible balayage d'huile dans la zone du réservoir où on a effectué l'injection d'eau dans les deux puits H1 et H2. Dans la région à gauche la saturation d'huile est plus faible en surface cela est dû à la libération des gaz après la baisse de pression.

La figure (6), représente clairement la différence des résultats obtenus entre les deux cas d'injection.

En 2027, le débit de production dans le cas d'injection horizontale commence à diminuer brusquement après un maintien de production pendant une période de 10 ans, contrairement au cas de deux puits injecteurs verticaux qui a bien contribué à maintenir la même production mais pour une période de 20 ans.

Ainsi que le taux de récupération dans cette tentative est très faible par rapport au cas de référence ce qui concorde avec la différence de débit produite dans les deux cas étudiés.

Le pourcentage d'eau récupéré dans le cas d'injection horizontale est plus important que dans le cas de référence ce qui explique la faible quantité d'huile récupéré dans ce cas par rapport au cas des puits verticaux.

Les faibles résultats, obtenus dans ces tentatives, nous ont dirigé à chercher encore une nouvelle disposition des puits injecteurs horizontaux pour améliorer le taux de récupération et allonger le plateau de production par rapport au cas de référence.

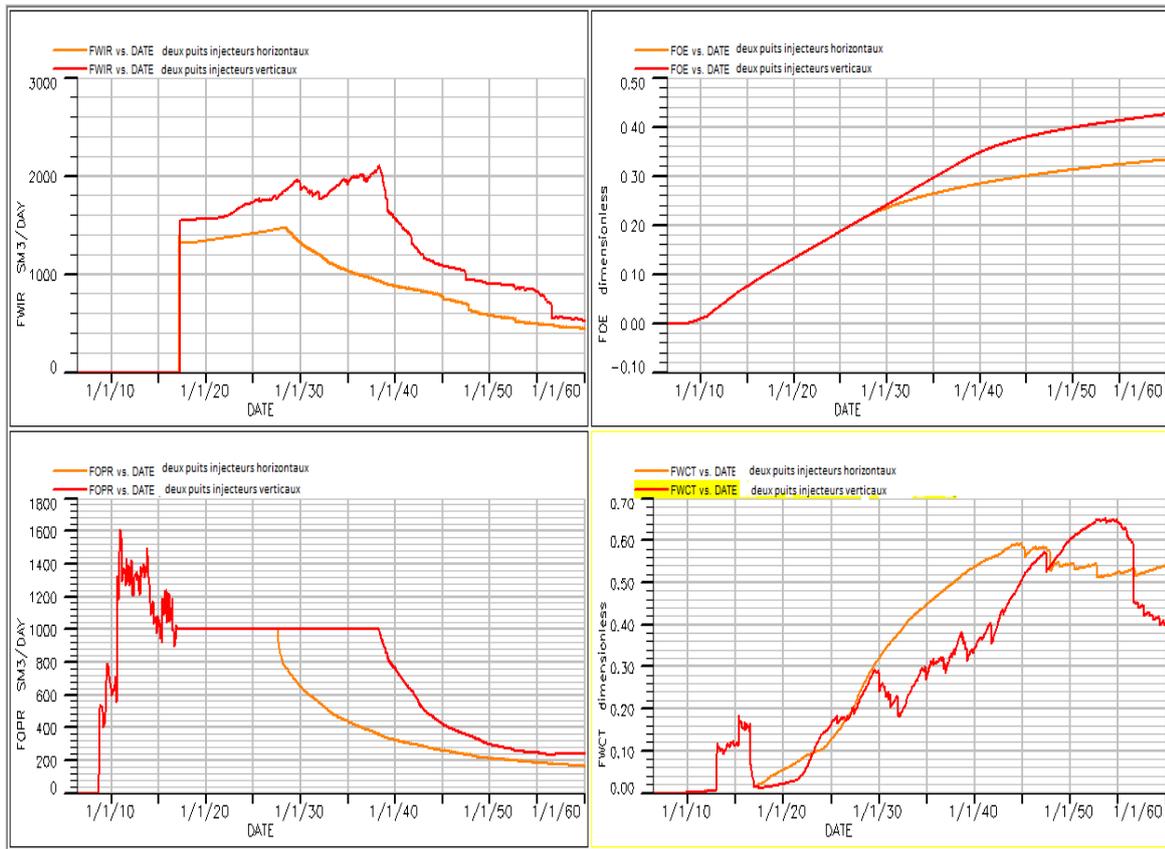


Figure 6: comparaison entre les paramètres du champ obtenus dans le cas des puits injecteurs horizontaux et verticaux