

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

**CHEKAIM Mehrez, HABHOUBA El-Hafed,
HABHOUBA Lakhdar**

-THEME-

Etude de l'efficacité de l'EOR dans le champ de Zarzaitine Nord-Est

Soutenue le : 21/06/2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GHALI Ahmed	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. ALI ZERROUKI Ahmed	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. ARBAOUI Med Ali	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein du Champ de Zerzaitin à Ain Amenas, sous la direction de Mr. **ARBAOUI Med Ali**, Enseignant à UKM Ourgla pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Nous remercions Mr. **GHALI Ahmed**, pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous offrons également notre profonde reconnaissance à Mr. **ALI ZEROUKI Ahmed** qui ont accepté d'examiner notre travail.*

Nos remerciements vont également à tous le personnel de SH-DP-INAS

*Mos sincère gratitude va aussi à **BENTAHER Habib**, **DERKAOUI Howari**, **LANANI Mostafa**, **AITSAADI Mouloud** des ingénieurs à la division ENP.*

Enfin, dans ces dernières lignes, nous tenons à remercier nos parents, sœurs et frères pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours donnés ainsi que pour leur soutien moral. Sans eux, nous ne serions pas là où nous en sommes actuellement.

Merci encore à tous....

Dédicaces

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

رَبِّ أَوْزَعْنِي أَنْ أَشْكُرَ نِعْمَتَكَ الَّتِي أَنْعَمْتَ عَلَيَّ وَعَلَىٰ وَالِدَيَّ وَأَنْ أَعْمَلَ صَالِحًا تَرْضَاهُ وَأَصْلِحْ لِي فِي ذُرِّيَّتِي إِنِّي

تُبْتُ إِلَيْكَ وَإِنِّي مِنَ الْمُسْلِمِينَ { سورة الأحقاف - الآية 15

أولى الناس بالشُّكر هما أمي الحبيبة وأبي الموقر؛ لما لهما من الفضل ما يبلغ عنان السماء؛ فوجودهما سبب للنجاة والفلاح في الدنيا والآخرة.

إلى زوجتي خديجة ورفيقة الكفاح في مسيرة الحياة.

إلى من أتشوق لأن أرى مستقبلهم المشرق بإذن الله أبنائي "محمد الفاتح، تقي الدين، براء، إسماعيل ولينة".

إلى إخوتي؛ وجميع من وقفوا بجواري وساعدوني بكل ما يملكون، وفي أصعدة كثيرة وخاصة أخوي لخضر وعماد.

إلى أساتذة كلية المحروقات وخاصة الأستاذ عرباوي.

أهديكم بحثنا المتواضع باكورة عملنا وثمره جهدنا في

" Etude de l'efficacité de l'EOR dans le champ de Zarzaitine Nord-Est "

داعياً المولى - عز وجل - أن يُطيل في أعماركم، ويرزقكم بالخيرات.

الحافظ ابن الازهاري ابن محمد هبوبة

Avec ma plus grande joie je dédie cet humble travail à ceux qui occupent une place indéfectible dans ma vie et qui comptent le plus pour moi de leurs énormes sacrifices, précieux encouragements et indispensable amour, en l'occurrence ;

Mes très chers parents, ma sublime femme, mes affectueux frères, ma sœur, son mari, ses filles et ma belle cher fille "Hanin".

A toutes les familles HABHOUBA et BENDJEDOU.

Sans oublier l'ensemble de mes amis avec qui j'ai partagé les plus inoubliables moments et expériences de ma vie.

Habhouba Lakhdar

Je dédie ce modeste travail à:

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À ma chère épouse pour son soutien, sa patience et sa confiance.

A mon adorable fils.

A mes chers frères et sœurs.

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse. »

A ma grand-mère et grand-père que Dieu ait leur âmes et l'accueillent en Son Vaste Paradis.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Je dédie ce travail à tous mes chères amies.

Chekaiem Mehrez

الملخص:

عندما ينخفض المعدل الاجمالي للنفط المستخلص في مرحلة الانتاج الثانوي الى مستوى غير مجدي اقتصاديا يتم اللجوء الى استخدام اساليب المرحلة الثالثة و التي يتم خلالها تبني اساليب أكثر تقدما تأتي تحت مسمى الاستخلاص المحسن او المعزز للنفط و الذي يهدف الى زيادة المعدل الاجمالي للنفط المستخلص من الممكن باستخدام واحدة من تلك الطرق الحديثة و التي تشمل (المعالجات الكيميائية و الحرارية و الغاز المحقون) مما يؤدي الى زيادة كفاءة استخلاص النفط من الممكن .

تمر عملية اختيار طريقة الاستخلاص المحسن للنفط على عدة مراحل بحيث ان المرحلة الاولى يتم فيها الاختيار الامثل للمعايير الحقلية لكل طريقة من طرق الاستخلاص المحسن وبعدها تجرى عملية المقارنة او المقارنة لمعايير كل الطرق ومن ثم اختيار أكثر الطرق تطابقا او تقاربا مع خصائص الممكن او المائع الموجود بالممكن (النفط) المستهدف بتلك العمليات.

في هذه الدراسة قمنا بجمع البيانات البتروفيزيائية و المكنية وكذلك بيانات الانتاج الخاصة بحقل زارزيتين لبناء نموذج مكمني بواسطة برنامج المحاكات (CMG) ومنه اختيار لاحدى الطرق المثلى للاستخلاص المحسن للنفط من طبقة **D0** .

توصلت الدراسة الى اختيار أفضل طريقة من الاستخلاص المحسن حيث وجد أن الحقن بالغاز القابل للامتزاج هي الافضل مقارنة بطريقة الحقن بالبوليمير كما يتقى الحقن بالماء مجديا مقارنة بباقي الطرق.

Résumé :

Lorsque la reprise du pétrole arrive à son niveau le plus bas où la production de pétrole est insuffisante économiquement. La nécessité de méthodes tertiaires sera nécessaire. Ces techniques sont renvoyées à celles utilisées après la mise en œuvre des méthodes de récupération secondaires. Tertiaire ou bien connu sous le nom de récupération améliorée du pétrole (EOR) est la récupération du pétrole d'un réservoir par l'injection de matériaux qui ne sont normalement pas présents dans le réservoir. Habituellement, ces processus utilisent des gaz miscibles, des produits chimiques et/ou de l'énergie thermique pour récupérer du pétrole supplémentaire.

Le criblage (EOR) est considéré comme la première étape dans l'évaluation des techniques potentielles d'EOR pour les réservoirs candidats. Par conséquent, au fur et à mesure que de nouvelles technologies sont mises au point, il est important de mettre à jour les critères de sélection.

Dans cette étude, nous avons collecté des données pétro physiques et de réservoir ainsi que des données de production pour le champ de **Zarzaitin** pour construire un modèle de réservoir par CMG software. Et choisir la meilleure technique pour une récupération améliorée du pétrole du réservoir **D0**.

L'étude a conclu que la meilleure méthode a été choisie parmi les méthodes d'EOR, nous avons trouvé que l'injection de gaz miscible est la meilleure méthode par rapport à la méthode d'injection de polymère.

L'injection d'eau reste réalisable par rapport aux autres méthodes.

Les mots clés : EOR, Injection de polymère, l'injection de gaz miscible.

Abstract:

When the oil recovery comes to its lower level at which the production of oil is insufficient economically. The need for tertiary methods will be necessary. These techniques are referred to the ones that used after the implementation of the secondary recovery methods. Tertiary or well known as Enhanced oil recovery (EOR) is the recovery of oil from a reservoir by the injecting of materials that not normally present in reservoir. Usually these processes use miscible gases, chemicals, and/or thermal energy to recover additional oil.

Enhanced oil recovery (EOR) screening is considered as the first step in evaluating the Potential EOR techniques for candidate reservoirs. Therefore, as new technologies are developed, it is important to update the screening criteria.

In this study, we collected petrophysical, reservoir and production data for the **Zarzaitin** oilfield to build a reservoir model by CMG software, and choose the best technique for improved oil recovery from the **D0** reservoir.

The study concluded that the best method was chosen from EOR methods, we found that miscible gas injection is the best method compared to the polymer injection method and the water flooding are also feasible compared to other methods.

Keywords : EOR, Polymer injection, miscible gas injection.

LIST DES FIGURES ET TABLEAUX

Liste des figures :

Figure I-1: Profil de récupération d'un réservoir conventionnel. [3].....	3
Figure I-2: Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4]	4
Figure I-3 : Drainage assisté du réservoir [4].....	5
Figure I-4 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [4].....	6
Figure I-5 : Représentation schématique du milieu poreux [16].....	6
Figure I-6 : Schéma explicatif de phénomène de mobilité. [9].....	8
Figure I-7 : Schéma représente l'effet de mouillabilité. [17].....	9
Figure I-8: Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire [18]	10
Figure I-9: Courbe de saturation résiduelle de l'huile en fonction du nombre capillaire [9].....	12
Figure I-10: Courbe de la récupération en fonction du nombre capillaire. [14].....	12
Figure I-11 : Classification des procédés de récupération de l'huile [23].....	13
Figure II.1 Processus de simulation de réservoir.....	18
Figure II-2 : représente les trois applications de simulateurs. [22].....	19
Figure II.3 Interface de Builder.....	20
Figure II.4 : Arborescence du modèle du constructeur [22].....	21
Figure II.5 forme finale du modèle de réservoir.....	23
Figure II.6 divers types de rapports finaux produire.....	24
Figure III.1: Champ Zarzaitine Nord-EST.....	27
Figure III.2: Colonne stratigraphique type du champ Zarzaitine NE.....	28
Figure III.3: définition du fondamentaux paramètres du secteur.....	31
Figure III-4: Carte structural du Champ Zarzaitine Nord Est avec secteur décrite [19]	32
Figure III-5: Corrélation des puits de Champ Zarzaitine Nord Est D0 [20].....	33
Figure III-6 : Grille du Box Model dans CMGTM avec emplacements de puits.....	33
Figure III-7: Perméabilité moyenne de l'ensemble final dans le Box Model.....	34
Figure III-8 : Porosité moyenne de l'ensemble final dans le Box Model.....	34
Figure III-9: Résultat du calage des paramètres de l'expérience Constant Mass Expansion avec l'équation SRK.....	36

LIST DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure III-10: Résultat du calage du paramètres de l'expérience Différentiel Libration avec l'équation SRK.....	37
Figure III- 11: Les courbes des perméabilités relatives eau-huile K_{row}/K_{rw}	38
Figure III- 12 : Courbes de perméabilité relative gaz-huile K_{rog}/K_{rg}	39
Figure III-13: Rapport du calculé les valeurs du $S_w, K_{rw}, k_{row}, S_g, k_{rg}, k_{rog}, P_c$	39
Figure III-14: Distribution de saturation d'huile et d'eau dans le modèle (CMG)...	40
Figure III- 15 : La pression Capiler versus saturation d'eau.....	40
Figure III- 16: Les volumes calculées de modèle	41
Figure III-17: Distribution de pression initial dans le modèle (CMG).....	41
Figure III-18: Création le modèle de aquifer.....	42
Figure III-19: La description de 4 producteurs dans le model.....	43
Figure III-20: Les informations sur les producteurs dans le model.....	43
Figure III- 21 : Les résultats de simulation sur le débit d'hpércé d'eau, GOR production et la déplétion de pression	44
Figure III-22 : Calages de l'historique le débit de Production d'huile.....	45
Figure III- 23 : Calages de l'historique de percé d'eau	45
Figure III- 24: Calages de l'historique la pression du reservoir.....	46
Figure III-25 : Slim Tube test avec PVTsim logical – MMP = 80 bars.....	47
Figure III-26 : Configurations du scenario de déplétion naturelle et les injections d'eau dans le box model – saturation d'huile à l'année 2030.....	48
Figure III-27 : Configurations du scenario d'injections de gaz dans le box model (MMP = 50 bars et 70 bars) – saturation d'huile à l'année 2030.....	49
Figure III- 28 : Configurations du scenario d'injections de polymère dans le box model (viscosité 3 cp et 12 cp) – saturation d'huile à l'année 2030.....	49
Figure III-29 : Les prédictions de débit d'huile et la cumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection d'eau versus la déplétion naturelle.....	50
Figure III-30 : Les prédictions de débit d'huile et lacumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection du gaz versus la déplétion naturelle.....	50
Figure III-31 : Les prédictions de débit d'huile et la cumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection du polymère versus la déplétion naturelle.....	51
Figure III-32 : Les prédictions de débit d'huile et la cumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spot 300m et line drive versus la déplétion naturelle.....	51

LIST DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure III- 33 : Les prédictions de taux de récupération d'huile dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle.....52

Figure III-34 : Les prédictions de pression de réservoir dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle.....52

Liste des tableaux :

Tableau III.1: Caractéristiques des fluides de réservoirs.....30

Tableau III-2: Propriétés de composition de fluide Zarzaitine Nord Est D0 [21].....35

Tableau III- 3 : Perméabilité relative de l'huile d'eau Corey exposant.....38

Tableau III-4: ratio de récupération d'huile dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle.....53

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION

Liste des Symboles et Abréviations :

<i>Symboles</i>	Signification
ρ	La masse volumique du fluide en kg/m ³ .
μ	La viscosité dynamique en cp.
V	La Vitesse d'écoulement
P	La pression (kg/cm ²)
g	L'accélération de pesanteur en m/s ² .
K	La perméabilité absolue en md
Δ	Le module de gradient.
K_{rw}	La perméabilité relative à l'eau en md.
μ_w	La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp.
μ_o	Viscosité de l'huile en cp.
K_{ro}	La perméabilité relative à l'huile en md.
λ_w	La mobilité en eau md / cp.
λ_o	La mobilité en huile md / cp.
$\sigma_{(o,w)}$	La tension interfaciale eau/ huile en N/m ou J/m ²
θ	L'angle de mouillage en degré
r	Le rayon du tube capillaire en mm.
R	Rayant de ménisque
P_c	La pression capillaire.
S_w	Saturation de l'eau.
S_o	La saturation de l'huile.
S_{wi}	La saturation d'eau irréductible.
S_{or}	La saturation d'huile résiduelle
OOIP	Original Oil in place
IOR	Improved Oil Recovery
EOR	Enhanced Oil Recovery.
GOR	Gaz Oil Ratio
CMG	Computer modeling group

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATION

IMEX	IMplicit-EXplicit Black Oil Simulator
GEM	Generalized Equation-of-State Model Reservoir Simulator
STARS	Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator
WOC	Water Oil contact
GOC	Gas Oil Contact
OFM	Logiciel pour Gérer du champ pétrolier (Oil Field Manager)
PVTsim	Petroleum fluid simulator modeling software
TVDss	True Vertical Depth sub-sea
EOS	Equation of state
STOIP	Stock-tank oil initially in place
MBAL	Material balance

Table des matières

REMERCIEMENTS.....	I
DEDICACES.....	II
RESUME – ABSTRACT- ملخص.....	IV
LISTE DES FIGURES	VI
LISTEDES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS.....	IX
INTRODUCTION.....	1

Chapitre I : Généralité sur la récupération des hydrocarbures

I.1 Introduction.....	3
I.2 Mécanisme de drainage d'un gisement.....	4
I.2.1 Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire).....	4
I.2.2 Drainage assisté (secondaire et tertiaire).....	5
I.3 Les écoulements dans les milieux poreux.....	6
I.3.1 La loi de Darcy.....	7
a) Monophasique	7
b)Diphasiques.....	7
I.3.2 La mobilité dans le milieu poreux.....	7
I.3.3 L'effet des phénomènes capillaires.....	8
a) La tension superficielle et interfaciale.....	8
b) Le mouillage.....	8
c)La pression capillaire.....	9
I.3.4 La perméabilité relative.....	10
I.3.5 Le nombre capillaire.....	11
I.4 Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile.....	12

Chapitre II : Modélisation des réservoir

II.1 Introduction.....	15
II.2 Planification d'une étude de simulation.....	15
II.2.1 Définition de l'étude.....	15
II.2.2 Choix du modèle de simulation.....	15
II.2.3 Collecte de données, validation et interprétation.....	16
II.2.4 Modèle de construction.....	17
II.2.5 Modèle de validation et calibrage.....	17
II.3 Introduction à CMG.....	18
II.3.1 Composant CMG.....	19
II.3.1.1 Builder.....	19
II.3.1.2 Simulateur de réservoir à modèle d'équation d'état généralisé (GEM).....	19
II.3.1.3 Simulateur de pétrole noir IMPLICIT-EXPLICIT (IMEX).....	20
II.3.1.4 Simulateur de réservoir à vapeur, thermique et à procédés avancés (STARS).....	20
II.4 Etapes de création du modèle.....	21
II.5 Résultat et finition.....	24

Chapitre III : Etude de cas

III.1 Introduction.....	26
III.2. Présentation du champ ZARZAITINE NORD-EST.....	26
III.2.1 Description géographique.....	26
III.2.2 Description Géologique.....	27
III.2.3 Caractéristiques des fluides et des réservoirs.....	28
III.2.4 Le développement du Champ.....	30

TABLE DES MATIERES

III .3 Sources et outils de données.....	30
III.4 Entrée du modèle.....	30
III.4.1 Grille du Maillage.....	30
III.4.2 Propriétés fluides.....	35
III.4.3 Perméabilité Relative.....	37
III.4.3 Initialisation du modèle.....	37
III.4.4 Pression initiale du réservoir.....	41
III.4.5 Aquifère.....	42
III.4.6 Les puits dans le model.....	42
III.5 Résultats des calages de l’historique.....	44
III.6 Les scénarios des prédictions.....	46
Conclusion.....	53
Recommandation.....	54
Bibliographies.....	55

Introduction :

La mise en production d'un champ de pétrole en phase de développement, est échelonnée en plusieurs étapes, à commencer d'abord par la récupération primaire, non-assistée par aucun mécanisme d'appoint, repose essentiellement sur la pression de gisement dans son état initial, toujours la plus élevée dans le cycle de vie d'un champ, avec des rendements variants entre 5 à 30% d'OOIP (*Original Oil In Place*), selon les caractéristiques géologiques du réservoir.

Au terme de cette 1^{ere} phase, les procédés secondaires prennent le relais avec l'injection d'eau et/ou de gaz afin de maintenir la pression de gisement et permettre l'extraction et maintien du plateau de production. Généralement, c'est la phase la plus longue dans la vie d'un gisement.

Le choix stratégique de retenir soit, l'injection de l'eau ou celui du gaz, se fait en fonction de deux ensembles de critères économiques et techniques. La récupération secondaire permet d'atteindre un taux de récupération entre 35%-45% du pétrole en place.

Lorsqu'un réservoir a déjà été exploité par des techniques primaires et secondaires, il est toujours opportun de réévaluer l'ensemble du projet pour tenter de le qualifier à une phase ultime de récupération tertiaire, dite, assistée (*EOR, Enhanced Oil Recovery*).

Ces étapes sont maillées de procédés qui permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires d'huile en place dans le gisement. A noter que les procédés de récupération améliorée sont considérablement plus chers que les méthodes conventionnelles. Trois techniques sont utilisées durant la récupération tertiaire :

- 1- L'EOR thermique par injection de vapeur.
- 2- L'EOR miscible par injection de gaz ou de mousse.
- 3- L'EOR chimique par injection de polymères et de tensio-actifs.

Cette thèse, est structurée autour de deux volets principaux :

- D'abord, une recherche bibliographique sur les procédés de récupération assistée par injection de polymères et par injection de gaz miscible,
- Ensuite, par un effort original de modélisation dynamique du réservoir carbonifère DOA de Zerzaitine Nord-Est, et qui a pour but de fournir un modèle de simulation calé avec l'historique de production. Cette solution permet de prédire la performance du réservoir

considéré et l'efficacité de déplacement d'huile à travers différents procédés de récupération comme l'injection d'eau, l'injection de gaz miscible et l'injection de polymères.

L'injection de polymères est communément caractérisée par un rapport de mobilité plus favorable que pour de l'eau. Cela fait que l'efficacité de déplacement est plus importante pour des polymères viscoélastiques. Le caractère viscoélastique des solutions de polymère contribue à améliorer la mobilisation de l'huile piégée à l'échelle microscopique des pores et par conséquent de réduire la saturation résiduelle en huile, pour une meilleure de récupération d'huile.

L'injection miscible est un terme général pour les procédés d'injection qui introduisent des gaz miscibles dans le réservoir. Les procédés de déplacement à base de gaz miscibles ont pour avantage de contribuer à maintenir la pression de gisement, et d'autre part, d'améliorer le déplacement ou bien mobilité d'huile par la réduction des tensions superficielles entre l'huile et l'eau dans le réservoir, ceci permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, et par conséquent, permet d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble fluide.[1]

L'objectif de ce travail est de tenter de comprendre comment les conditions de déplacement de l'huile peuvent être améliorées en fonction des caractéristiques de réservoir bien identifiables avec différents fluides déplacent (eau, gaz miscible et polymères), et faire une comparaison entre les meilleures méthodes d'augmenter la récupération d'huile dans le champ pétrolier Zarzaitine Nord-Est de formation Carbonifère D0A.

L'étude présentée dans ce document comporte deux parties (partie théorique et partie pratique) et trois chapitres :

Dans le chapitre I intitulé ' Notions générales sur la récupération du pétrole ' sont présentées des généralités sur les techniques de récupération. Cela concerne les différents mécanismes de drainage du pétrole.

Le chapitre II a mis l'accent sur la modélisation des réservoirs et la façon dont nous utilisons le simulateur CMG.

Dans le chapitre III, inclue la présentation de champ de Zarzaitin Nord-Est et présentée les travaux de modélisation des réservoirs effectués pour la formation D0A dans le champ Zerzaitine Nord-Est. On achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.

CHAPITRE I :

**GENERALITE SUR LA RECUPERATION DES
HYDROCARBURES.**

I.1. Introduction :

L'exploitation d'un gisement pétrolier se déroule en trois étapes, la première étape ou récupération primaire, puis secondaire et enfin améliorée. On distingue donc :

La récupération primaire (Original Oil in Place-OOIP) : Le pétrole remonte spontanément à la surface, grâce à la différence de pression entre l'intérieur du réservoir pétrolier et la surface. Ce procédé permet, selon les réservoirs, de récupérer entre 5 et 30 % du pétrole en place (OOIP). [2]

La récupération secondaire (Improves Oil Recovery -IOR) : Pour augmenter ce taux de récupération, les procédés secondaires consistent à injecter par un puits d'injection du gaz ou de l'eau afin de drainer « pousser » le pétrole et de récupérer par le puits de production la fraction restée en place lors de la récupération primaire. Ces méthodes sont employées couramment sur les gisements suffisamment importants ; elles permettent d'atteindre un taux de récupération de l'ordre de 25% à 35% du pétrole en place (OOIP). [2]

La récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery – EOR) : Qui permettent d'accroître d'avantage ces taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

- L'EOR chimique : qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par l'eau avec des additifs chimiques (surfactant et polymères).
- L'EOR miscible : c'est l'injection de gaz tel que le CO₂ qui est en se mélangeant avec le pétrole a une miscibilité réciproque va diminuer la viscosité et la tension interfaciale entre et l'huile et l'eau favorisera la production.
- L'EOR thermique : qui en chauffant le pétrole augmente sa mobilité. Ces techniques permettraient un gain de 20% des taux de récupération dans la plupart des champs, (voire la figure I-1).

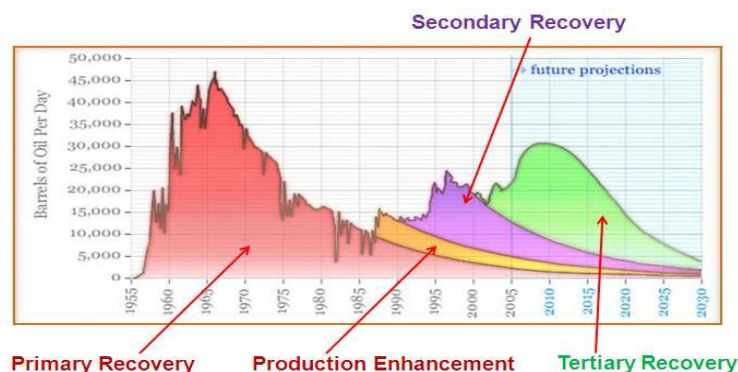


Figure I-1 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel. [3]

I.2. Mécanisme de drainage d'un gisement :

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides de la roche réservoir vers le puits de forage.

On distingue :

- ✓ Le drainage naturel d'un puits.
- ✓ Le drainage assisté. [4]

I.2.1. Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) :

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de facilité d'écoulement.

En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

- 75% pour le gaz.
- 30% maximum pour l'huile.

La récupération « naturelle » des hydrocarbures à partir de la roche réservoir met en œuvre plusieurs mécanismes, principalement :

- ✓ **Expansion monophasique du gaz et de l'huile** : ce mécanisme est efficace pour le gaz par suite de sa compressibilité. Par contre, il est peu efficace pour l'huile (quelques pour cent)
- ✓ **Expansion du gaz dissous dans l'huile** : quand la pression du gisement baisse, il y a désorption du gaz.
- ✓ **Expansion du gaz** : situé au-dessus du gisement d'huile, le volume d'huile pompé étant compensé par l'expansion du gaz accumulé à la partie supérieure du gisement (gas-cup) (figure I-2) [4]

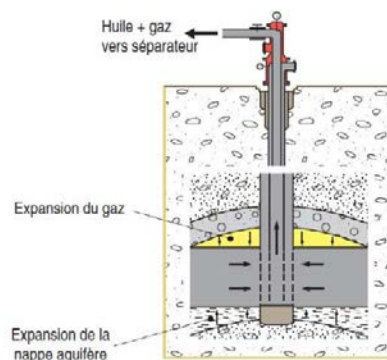


Figure I-2 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4]

- ✓ **Migration de nappe aquifère** : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans la roche.

I.2.2. Drainage assisté (secondaire et tertiaire) :

Afin d'améliorer le taux de récupération de l'huile contenue dans le gisement au-delà de ce qui est imposé par drainage naturel, on met en œuvre des mécanismes de drainage assisté.

Le drainage assisté se fait par injection de fluide au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il fait augmenter le taux de récupération de l'huile d'environ 10%.

- ✓ **Pour les réservoirs de faible volume**, on utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de roche réservoir :
 - Drainage secondaire : injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz au-dessous du gisement : on provoque un drainage vertical du réservoir.
 - Drainage tertiaire : injection de vapeur d'eau réalisée dans la roche réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimiques (émulsions eau/huile/tensioactifs, solution de polymères dans l'eau) [4] ; ces produits vont diminuer la pression capillaire P_c et la saturation d'huile résiduelle en augmentant donc la production de pétrole.
- ✓ **Pour les réservoirs de grande étendue**, on injecte de l'eau et/ou du gaz par les puits injecteurs situés au centre de carrés constitués par les puits producteurs : on provoque ainsi un drainage radial du réservoir (figure I-4). [4]

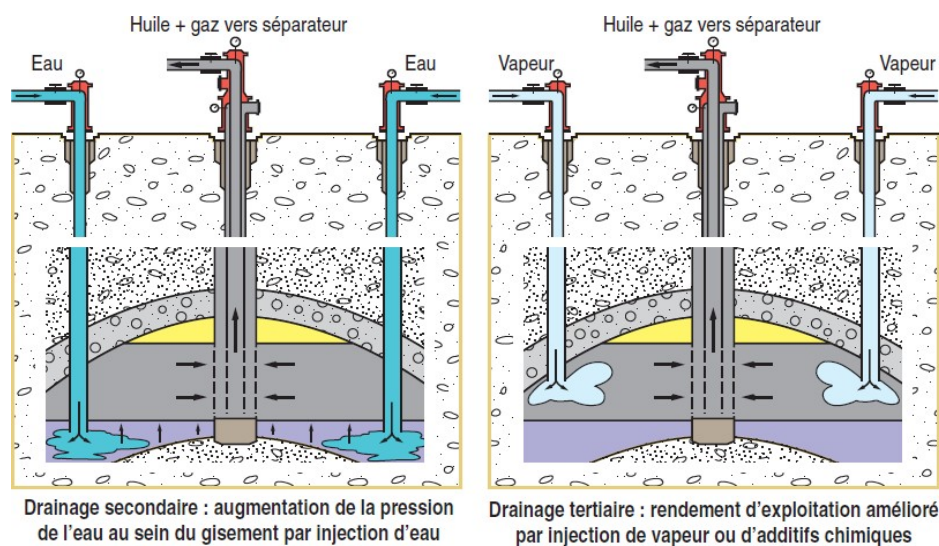


Figure I-3 : Drainage assisté du réservoir [4]

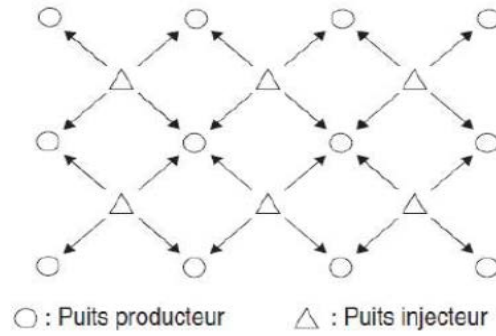


Figure I-4 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [4]

I.3. Les écoulements dans les milieux poreux :

Un milieu poreux est défini comme un assemblage de grains ou particules solides contenant des espaces vides appelés pores qui peuvent être occupés par des fluides. Les propriétés morphologiques et physico-chimiques de la structure porale contrôlent la résistance à l'écoulement du fluide au travers du milieu poreux. [1]

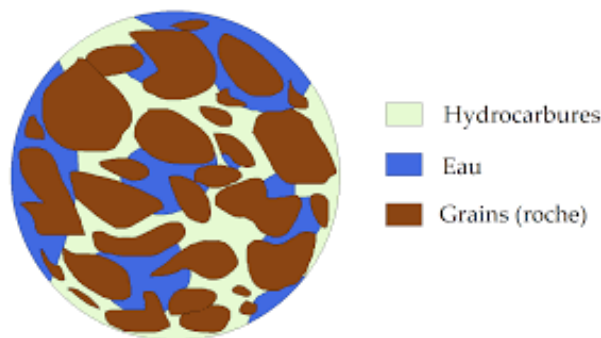


Figure I-5 : Représentation schématique du milieu poreux [16]

En mécanique des fluides, l'écoulement d'un fluide est décrit par l'équation de Navier-Stokes :

$$\rho \frac{\partial V}{\partial t} + \rho(V \cdot \nabla)V = -\nabla p + \rho g + \mu \nabla^2 V \quad (I-1)$$

Où ρ : la masse volumique, V : la vitesse d'écoulement, P : la pression, μ : la viscosité dynamique du fluide et g est l'accélérateur de pesanteur.

Cette équation décrit les phénomènes de dispersion des fluides considérés comme un milieu continu.

Pour les écoulements des fluides newtoniens incompressibles en régime stationnaire et laminaire, l'équation de Navier-Stokes est représentée par la loi de Darcy. [5]

I.3.1. La loi de Darcy :

a) Monophasique :

L'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux a été réalisée par Darcy en 1856 ; il a établi une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué de part et d'autre d'un massif de sable. L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue (K) et soumis à une gravité homogène (g) s'écrit comme suit [6] :

$$q = -\frac{K}{\mu} (\Delta P - \rho g) \quad (\text{I-2})$$

Où u : le débit superficiel, k : la perméabilité absolue, μ viscosité dynamique, ρ est la masse volumique du fluide, et la perméabilité absolue (K) est définie par la capacité de la roche à laisser passer un fluide. La valeur de la perméabilité absolue est déterminée par la structure de la roche poreuse. L'unité de mesure de la perméabilité la plus utilisée est le Darcy (D) ; 1 D=0,9869 μm^2 . [7].

b) Diphasiques :

Dans un cas de déplacement de deux fluides non miscibles, la notion de perméabilité relative est introduite. Pour un cas d'un milieu poreux saturé d'eau et d'huile, la loi de Darcy pour l'écoulement de la phase eau (resp. Huile) d'une viscosité μ_w (resp. μ_o) et d'une masse volumique ρ_w (resp. ρ_o) est exprimée par l'équation I.3 (resp.Équation I.4):

$$q_w = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} (\Delta P_w - \rho_w g) \quad (\text{I-3})$$

$$q_o = -\frac{KK_{ro}}{\mu_o} (\Delta P_o - \rho_o g) \quad (\text{I-4})$$

Où K_{rw} et K_{ro} sont respectivement les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, q_w et q_o sont respectivement le débit superficiel de l'eau et de l'huile. [7]

I.3.2. La mobilité dans le milieu poreux :

Le rapport de mobilité (M) a été introduit pour exprimer le déplacement d'un fluide par rapport à un autre. Pour un système eau-huile, ce rapport est exprimé par l'équation suivante :

$$M = \frac{\text{mobilité de l'eau}}{\text{mobilité de l'huile}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw} \cdot \mu_o}{k_{ro} \cdot \mu_w} \quad (I-5)$$

Où λ_w et λ_o sont les mobilités en eau et en huile, respectivement, en md / cp ; k_{rw} et k_{ro} sont les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, μ_o et μ_w sont respectivement la viscosité de l'huile et la viscosité de l'eau. Si M est inférieur ou égal à 1, la phase déplaçant est plus « lente », ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante. Inversement, si la phase qui déplace est plus « rapide »

($M > 1$), donc le balayage inefficace (la figure I-6), menant à une récupération très faible. [8]

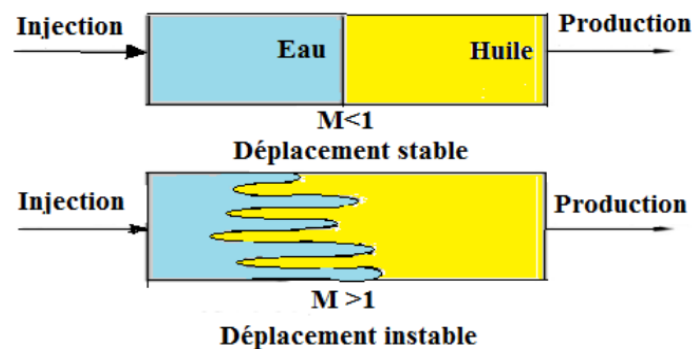


Figure I-6 : Schéma explicatif de phénomène de mobilité. [9]

I.3.3. L'effet des phénomènes capillaires :

a) La tension superficielle et interfaciale

La tension superficielle est définie comme la force à la surface d'un fluide due à l'attraction entre les molécules. Les forces de liaisons ont une résultante dirigée vers l'intérieur. La tension superficielle représente le travail minimum à fournir pour augmenter la surface d'une unité. Elle s'exprime en N/m ou J/m². [10]

La tension interfaciale est définie lorsque le système est composé de deux fluides non miscibles, elle est la force nécessaire pour rompre la surface entre deux ces fluides non miscibles. [7], qui peut être modifié par la température, la salinité, etc. Les valeurs des forces Capillaires par unités de surface représentent les tensions interfaciales γ_{1s} , γ_{2s} et γ_{12} . À l'équilibre, ces tensions satisfont l'équation de Young : [8]

$$\gamma_{1s} + \gamma_{12} \cos \theta = \gamma_{2s} \quad (I-6)$$

Où : γ_{1s} , γ_{2s} : tension interfaciale entre le fluide 1 (resp. Le fluide 2) et un solide, γ_{12} est la tension interfaciale entre le fluide 1 et le fluide 2.

θ est l'angle de contact (pris dans la phase fluide 1). Lorsque ce dernier est inférieur à $\pi/2$, le fluide 1 est mouillant au solide et le fluide 2 est non mouillant.

b) Le mouillage

Il peut être défini thermodynamiquement comme, « la tendance d'un fluide à s'étaler ou adhérer sur une surface solide en présence des autres fluides non miscibles ». La mouillabilité définissant l'angle de contact (ou angle de mouillage) est notée θ (Figure I-7) [8].

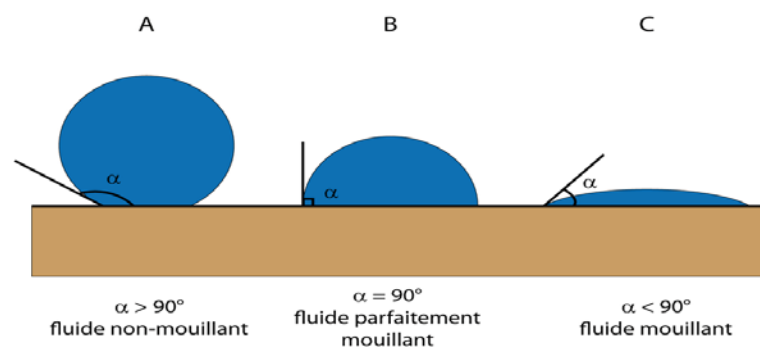


Figure I-7 : Schéma représente l'effet de mouillabilité. [17]

Pour un écoulement diphasique en milieu poreux, cette surface est d'autant plus mouillable à l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro.

La phase mouillante (par exemple l'eau) occupe les zones étroites tandis que la phase non mouillante (par exemple l'huile) occupe préférentiellement les pores de grande taille. [11]

Cette mouillabilité peut être alternée et est observée durant :

- Le forage : le fluide de forage à base d'huile crée une altération de la mouillabilité.
- La complétion : avec sa filtration dans les pores par le phénomène de pistonage.
- L'exploitation : le changement des paramètres des gisements (pression $P_g < P_b$,

Température) sont les causes principales de la précipitation des particules en suspension dans brut (les paraffines, les cires, les asphaltènes et les résines). Ces particules forment un film sur les parois des pores et les capillaires et altèrent la mouillabilité de la roche d'hydrophile à hydrophobe. [12]

c) La pression capillaire :

La pression capillaire, notée P_c , est définie comme la différence de pression existant entre la phase non-mouillante (la phase d'huile) et la phase mouillante (la phase d'eau) d'une interface à l'équilibre. À partir d'un tube capillaire mouillable à l'eau de rayon r contenant de l'huile et de l'eau (La figure I-8), l'application de l'équation de Laplace :

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\gamma}{R} = \frac{2\gamma_{(o,w)} \cos\theta}{r}$$

$$\text{Tel que } \cos\theta = \frac{r}{R} \quad (I-7)$$

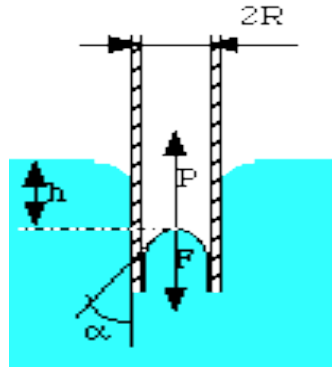


Figure I-8 : Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire. [18]

Où r est le rayon du tube capillaire, R est le rayon de ménisque, θ est l'angle de mouillage et $\gamma_{(o,w)}$ est la tension interfaciale eau/huile. Donc La pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle au rayon des capillaires. [7]

La distribution des fluides au niveau de pores est gouvernée par les forces capillaires :

- Plus la tension interfaciale est élevée plus l'huile reste piégée dans la roche réservoir.
- Après l'altération de la mouillabilité, les roches réservoirs deviennent hydrophobe (ayant une affinité à l'huile) qui favorise le piégeage de l'huile dans le réservoir et élèvent la saturation résiduelle en huile.
- Plus les forces capillaires sont négligeables (P_c faible), plus la saturation en huile résiduelle S_{or} diminue entraînant une augmentation de perméabilité relative à l'huile K_{or} d'où le taux de récupération augmente. [10]

I.3.4. La perméabilité relative :

A l'échelle macroscopique, on définit la perméabilité relative K_{ri} (S_i) du milieu poreux à la phase i , pour une saturation S_i , à l'aide de la perméabilité absolue K , de la manière suivante :

$$K_{ri}(S_i) = \frac{K_i(S_i)}{K} \quad (I-8)$$

Où K_i : est la perméabilité effective et K : est la perméabilité absolue.

Si un milieu poreux est mouillable à l'eau, alors l'eau s'écoule à travers un réseau de pores de petites tailles, donc de faible perméabilité, tandis que l'huile, ne pouvant pas accéder aux petits pores, circule au centre des gros pores constituant un réseau de forte perméabilité. C'est pour quoi pour un tel milieu, la perméabilité relative à l'huile à la saturation irréductible à l'eau est toujours supérieure à la perméabilité relative à l'eau à la saturation résiduelle en huile.

$$K_{ro}(S_{wi}) \gg K_{rw}(S_{or})$$

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, on note que la perméabilité relative à l'eau K_{rw} au S_{or} est nettement inférieure à la perméabilité à l'huile K_{ro} au S_{wi} . [13]

I.3.5. Le nombre capillaire :

On peut le définir comme un nombre adimensionnel empirique, qui est le rapport des forces visqueuses (liées au fluide déplaçant et celles liées au fluide déplacé) aux forces capillaires liées à l'interface entre deux fluides (huile-eau) au cours de l'écoulement, qui est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$N_{ca} = \frac{\mu_w \cdot \vartheta}{\gamma_{(o,w)}} \quad (I-9)$$

Avec :

N_{ca} : le nombre capillaire

μ_w : la viscosité de l'eau (fluide déplaçant)

$\gamma_{(o, w)}$: la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (qui varie en fonction de la concentration en tensioactif).

ϑ : La vitesse d'écoulement de la phase aqueuse.

Lorsque $N_{ca} \ll 1$, les effets capillaires dominent les forces visqueuses. Lors des opérations de récupération de l'huile, la valeur de N_{ca} peut être modifiée en changeant soit la valeur de la viscosité par l'utilisation des polymères ou bien en réduisant la tension interfaciale par

l'utilisation des tensioactifs. Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire. Ainsi, selon les roches, il advient que plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile S_{or} diminue (figure I-9), signifiant que plus le taux de récupération augmente (figure I-10). [12]

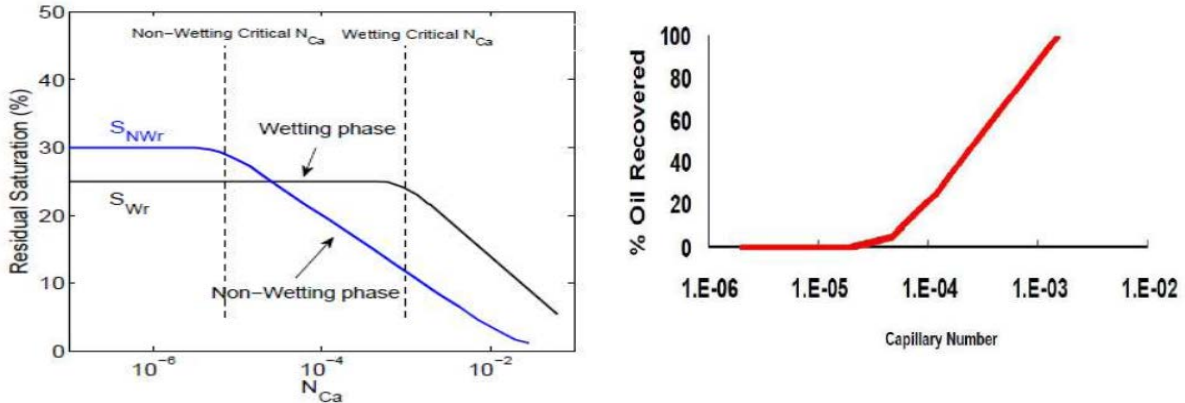


Figure I-9 : Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire. [14] **Figure I-10 : Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire. [9]**

L'altération de mouillabilité est le premier responsable du piégeage de l'huile dans le réservoir, qui va diminuer la perméabilité relative, donc la saturation en huile résiduelle augmente (S_{or}) et par suite le taux de récupération de pétrole reste toujours faible.

C'est pour cela l'injection de tensioactif est indispensable pour diminuer la tension interfaciale et permettre de restaurer les caractéristiques initiales de la roche (water wet).

I.4. Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile :

En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle voire la figure I-11.

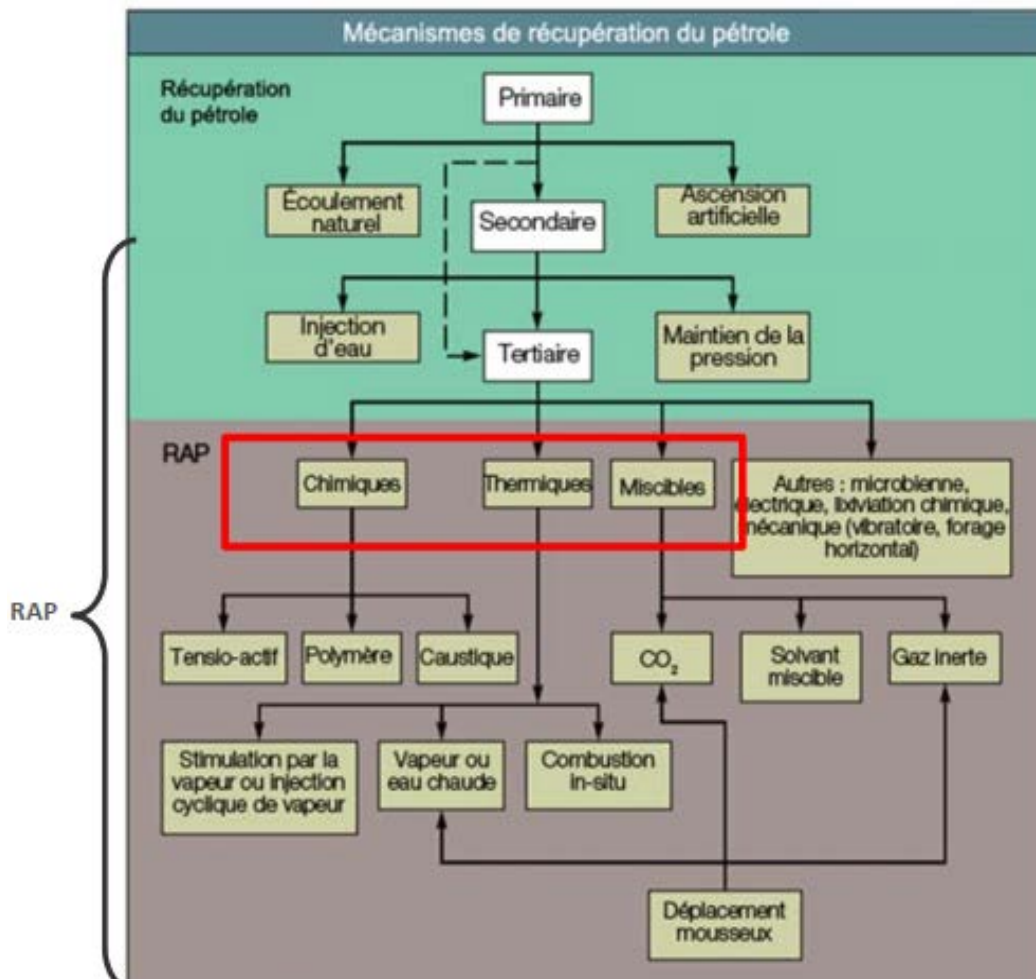


Figure I-11 : Classification des procédés de récupération de l'huile [23]

Pour chaque technique de récupération il y a un programme de développement qui comporte plusieurs phases :

- Phase préliminaire : les essais de performance au niveau de laboratoire, sur des micro-modèles (Verre, plastique, sable, billes en verre ...).
- La deuxième phase : des tests sont effectués sur des carottes standards de Berea.
- Troisième phase : tests effectués sur les carottes provenant de réservoir pétrolier.
- Quatrième phase : des tests pilotes.
- Et la dernière phase : application dans le gisement.

Les modèles capillaires à mouillabilité mixte offrent les possibilités :

- D'observer la mobilité des phases et des angles de contacts.
- D'effectuer des essais de drainage avec des volumes réduits et dans des temps très courts.

De concevoir des installations à manipulation facile simple rapide et à coût moins cher. [15]

CHAPITRE II :

MODELISATION DE RESERVOIRS.

II.1. Introduction :

La simulation du réservoir est la construction et l'exploitation (modélisation) d'un modèle mathématique qui suppose l'apparence du comportement réel du réservoir, elle permet de prédire les performances du réservoir réel.

Un modèle mathématique est un ensemble d'équations qui sous réserve de certaines hypothèses, décrivent les processus physiques qui se produisent dans le réservoir. La simulation peut être utilisée pour identifier les besoins en données, pour représenter, valider et améliorer continuellement le modèle du réservoir et pour vérifier la précision, l'intégralité et la cohérence des données disponibles. Il convient de souligner que toutes ces activités impliquent nécessairement d'autres ingénieurs pétroliers (pétro physiciens, géologues de production).

II.2. Planification d'une étude de simulation :

- 1) Définition de l'étude.
- 2) Choix du modèle de simulation.
- 3) Collecte de données, validation et interprétation.
- 4) Modèle de construction.
- 5) Modèle de validation et calibrage.

II.2.1. Définition de l'étude :

Avant le début des travaux sur une étude de simulation particulier, les objectifs de l'étude ainsi que la portée du projet doivent être soigneusement identifiés. Une description du projet devrait être rédigée avec les éléments suivants :

Enoncé clair de l'objectif principal de l'étude.

Etendue de toute analyse des données nécessaires avant que le travail de simulation peut-être démarré.

Travail conceptuel requis : Etude de sensibilité et utilisation de modèles simplifiés

Nécessité d'une adaptation avec des performances passées et de la qualité requise de calage du modèle (Data Matching)

II.2.2. Choix du modèle de simulation :

Avant qu'un modèle de simulation approprié puisse être choisi, les données de base caractérisant le champ ou le réservoir doivent être inventoriées (mécanisme de drainage, probabilité de congestion, contacts de phase, propriétés de fluide, fracturation, défaillance)

Le type de modèle de simulation requis pour traiter la tâche devrait ensuite être évalué.

Les possibilités de simplification de la simulation sans perte de détails essentiels devraient également être évaluées. Idéalement, à cette phase de l'étude, les techniques à utiliser pour valider le modèle de simulation et / ou les critères d'appariement d'historique devraient également être définies.

Un premier balayage à travers les données disponibles peut alors être fait pour permettre une estimation de temps et de coût fiables. C'est à ce stade que de grandes économies peuvent être réalisées dans le coût et la durée d'une étude par une évaluation appropriée de la portée du projet et la planification de l'étude.

II.2.3. Collecte de données, validation et interprétation :

Les exigences en matière de données devraient être cohérentes avec les objectifs de l'étude, pour un modèle de section transversale simple dans lequel l'hétérogénéité n'est pas considérée comme un problème, une grande quantité de temps passé à recueillir des données géologiques ne sera évidemment pas nécessaire. Il y aura toujours une validation de données requise à cette étape, par exemple PVT et la perméabilité relative et les données de pression capillaire. La perméabilité relative et les données de la pression capillaire devraient être normalisées et des tracés croisés des valeurs du point final contre les propriétés des roches pour trouver des corrélations possibles.

Des mesures de laboratoire et des journaux propriétés de la roche doivent être réconciliés. Les données géologiques, pétro-physiques et de production devraient être analysées. Il est souvent possible d'identifier ici des lacunes dans les données ou le manque de qualité des données qui limitera l'application de tout travail de simulation. En particulier, il se pourrait que les paramètres qui influent fortement sur les résultats de l'étude ne soient pas disponibles ou ne puissent pas être mesurés avec précision. Bien que la collecte et la sélection de données soient clairement une partie essentielle de toute étude de simulation.

Procédures générales de collecte et analyse des données :

- Geological Data Gathering:
 - Reservoir properties from well cores

- Porosity
- Net-to-Gross Ratio
- Permeability
- Vertical to horizontal permeability ratio
- Geological maps
- Geological properties from a 3D geological model
- PVT Data Gathering:
 - Sampling of reservoir fluids
 - Laboratory experiments
 - Fluid characterization
- Relative Permeability and Capillary Pressure Gathering:
 - Relative permeability
 - Capillary pressure data gathering
- Well and Production Data Gathering:
 - Pressures
 - Performance
 - Production data

II.2.4. Modèle de construction :

Lorsque les objectifs de l'étude peuvent tous être rencontrés avec un modèle simple, lorsqu'une étude de sensibilité ou de dépistage est réalisée, les données géologiques peuvent souvent être représentées par des moyennes simples, p. Porosités et perméabilités constantes ou porosités et perméabilités constantes par couche. Cependant, pour des processus de déplacement plus complexes, un modèle géologique représentatif devrait être établi.

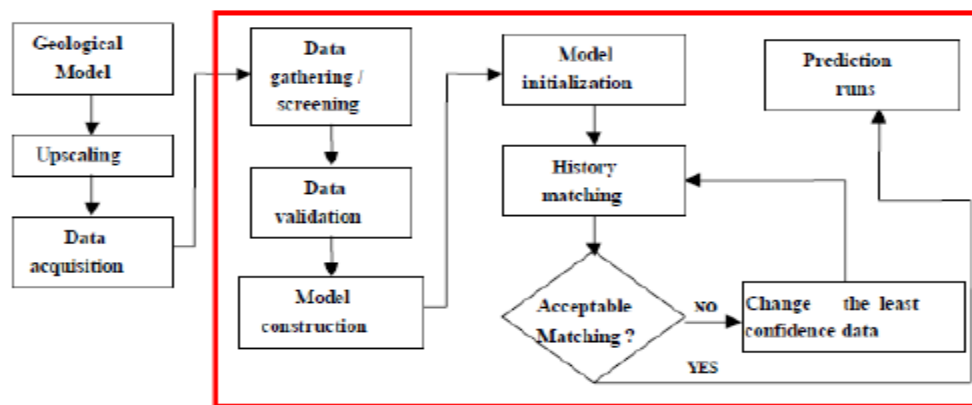
Traditionnellement, le géologue a mis à la disposition de l'ingénieur des réservoirs des données géologiques sous la forme de cartes bidimensionnelles. Les données sur ces cartes doivent être converties en entrée de simulation en générant des valeurs des propriétés pertinentes par bloc de grille.

Nous construisons généralement des modèles statiques et dynamiques en 3D avec des produits souples disponibles sur le marché, un modèle de réservoir (balance matérielle) est également réalisé au premier stade du développement sur le terrain.

II.2.5. Modèle de validation et calibrage :

Cependant, pour une étude de terrain complète typique, l'appariement de l'historique peut être un processus très long et complexe, par exemple Si les temps de rupture et les tendances GOR2 ou WCT3 doivent correspondre. Cela exigera une bonne compréhension des processus physiques en cours de modélisation. En général, plus la période d'historique est longue, plus les prévisions du modèle seront fiables. En outre, un modèle ne peut pas s'attendre à faire des prédictions précises sur des paramètres qui n'ont pas été adaptés, par exemple. La future percée et l'accumulation de la production d'eau pour un réservoir dans lequel aucune production historique d'eau ne s'est produite. Lorsque le modèle est opérationnel, la performance du modèle en termes de vitesse de fonctionnement et les instabilités possibles peuvent nécessiter un réglage numérique ou une réévaluation de la cohérence de toutes les données d'entrée, par exemple Données

PVT, perméabilité relative et données de pression capillaire ou données géologiques.



La figure II.1 Processus de simulation de réservoir

II.3. Introduction à CMG :

Computer modeling group, abrégé en CMG, est une société de logiciels qui produit des programmes de simulation de réservoirs pour l'industrie pétrolière et gazière. Elle est basée à Calgary, Alberta, Canada, et possède des filiales à Houston, Dubaï, Caracas et Londres. La société est cotée à la Bourse de Toronto sous le symbole CMG. La société offre trois simulateurs, un simulateur conventionnel utilisé pour les processus de récupération d'huile 'Black oil', appelé IMEX, un simulateur de composition et non conventionnel appelé GEM et un simulateur de procédés thermique appelé STARS.

La société a été créée en 1978 par Khalid Aziz, du département de génie chimique de l'Université de Calgary, dans le but de développer un simulateur, grâce à une subvention de recherche du gouvernement de l'Alberta.

Builder est un outil logiciel basé sur MS-Windows que vous pouvez utiliser pour créer des fichiers d'entrée de simulation (ensembles de données) pour les simulateurs CMG. Les trois simulateurs du CMG, IMEX, GEM et STARS, sont tous supportés par Builder.

Builder couvre tous les domaines de la saisie de données, y compris la création et l'importation de grilles et de propriétés de grille, la localisation de puits, l'importation de données de production de puits, l'importation ou la création de modèles de fluides, les propriétés roche-fluide et les conditions initiales. Builder contient un certain nombre d'outils pour la manipulation des données, la création de tableaux à partir de corrélations et la vérification des données. Il vous permet de visualiser et de vérifier vos données avant d'exécuter une simulation.

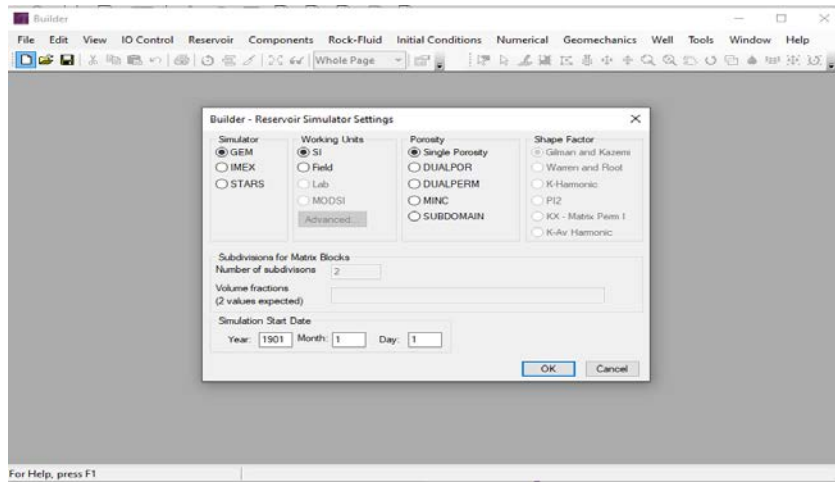


La figure II-2 : représente les trois applications de simulateurs. [22]

II.3.1. Composant CMG :

II.3.1.1. Builder

Builder est l'interface utilisateur Windows" de CMG pour la préparation de modèles de simulation de réservoir. Avec la technologie la plus récente et un flux de travail de préparation des modèles très efficace, Builder aide les ingénieurs à naviguer facilement dans le processus souvent complexe de préparation des modèles de simulation de réservoir.



La figure II.3 Interface de Builder.

II.3.1.2. Simulateur de réservoir à modèle d'équation d'état généralisé (GEM)

GEM est un simulateur de réservoir de composition à équation d'état complète, doté de fonctionnalités avancées pour la modélisation des processus de récupération où la composition du fluide affecte la récupération.

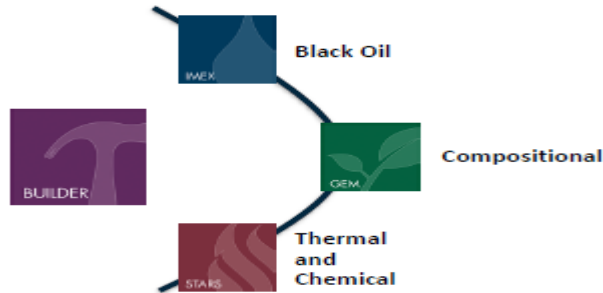
GEM modélise également les asphaltènes, le méthane des gisements de charbon et la géochimie de la séquestration de divers gaz, notamment les gaz acides et le CO₂.

II.3.1.3. Simulateur d'huile IMPLICIT-EXPLICIT (IMEX)

IMEX est un simulateur complet de réservoir d'huile noire à trois phases et quatre composants pour modéliser les processus d'épuisement primaire et de récupération secondaire dans les réservoirs de pétrole et de gaz conventionnels. IMEX modélise également l'injection de pseudo-miscibles et de polymères dans les réservoirs de pétrole conventionnels, l'épuisement primaire des réservoirs de condensats de gaz, ainsi que le comportement des réservoirs fracturés naturellement ou hydrauliquement.

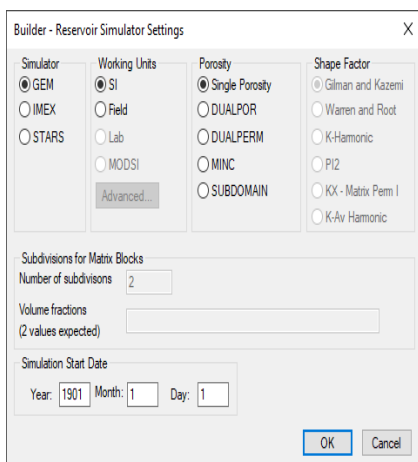
II.3.1.4. Simulateur de réservoir à vapeur, thermique et à procédés avancés (STARS)

STARS est un simulateur de réservoir thermique, de composition par valeur K, de réaction chimique et de géomécanique qui convient parfaitement à la modélisation avancée des processus de récupération impliquant l'injection de vapeur, de solvants, d'air et de produits chimiques.

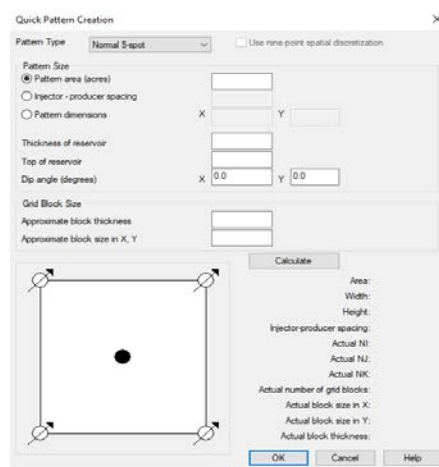


La figure II.4 : Arborescence du modèle du constructeur.[22]

II.4.Etapes de création du modèle :



1 ouvrir le Builder.

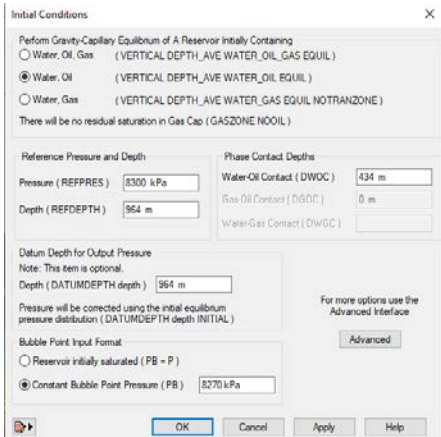


2 créer des grilles.

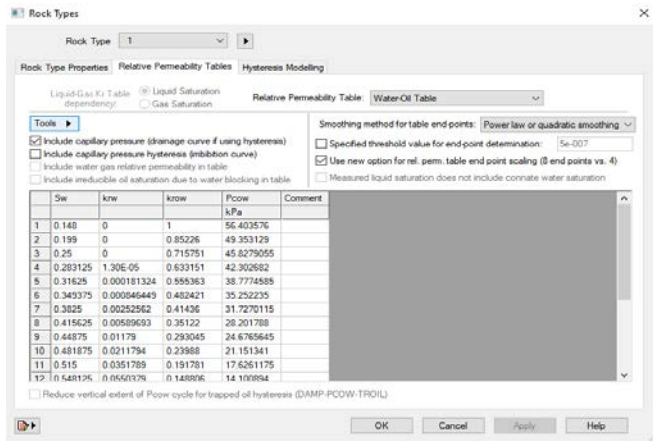
Edit Specification

Only for Start Time, Go to Porosity		
	Grid Top	Grid Thickness
UNITS:	m	m
SPECIFIED:	X	X
HAS VALUES:	X	X
Whole Grid	370	20
Layer 1	50	15
Layer 2	70	13

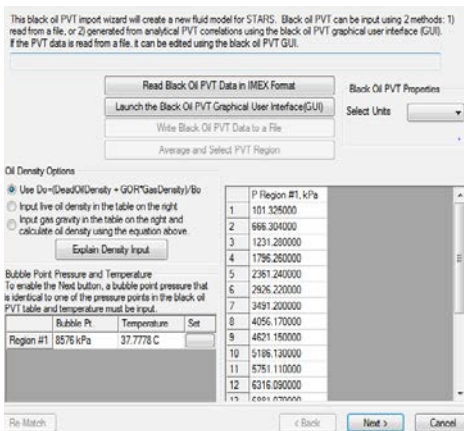
3 Entrez les caractéristiques générales du réservoir.



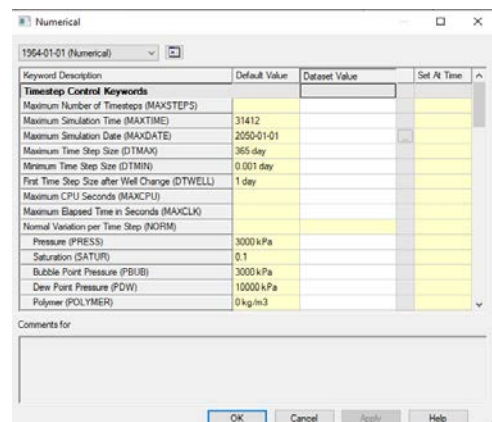
4 Créer le modèle de PVT.



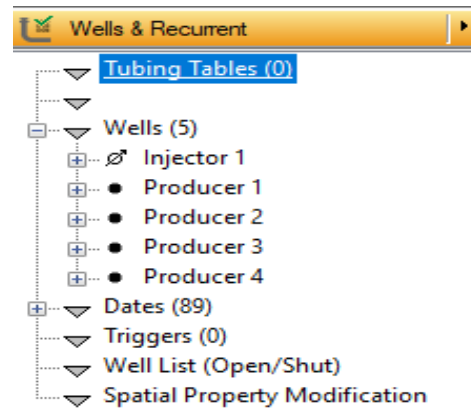
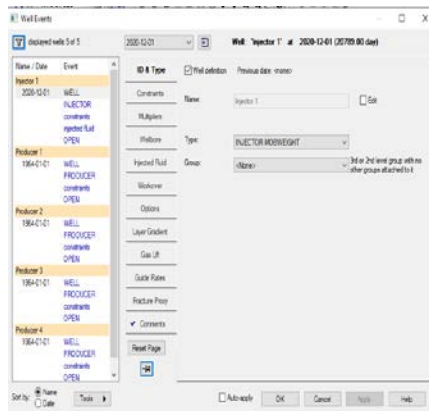
5 créer des données de perméabilité relative.



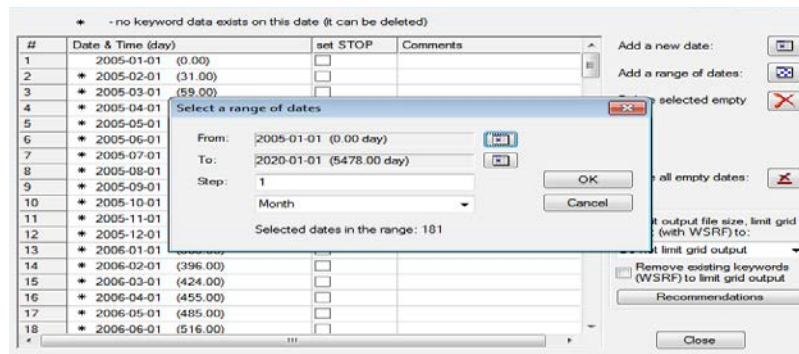
6 Créer les conditions initiales.



7 Choisissez les commandes numériques

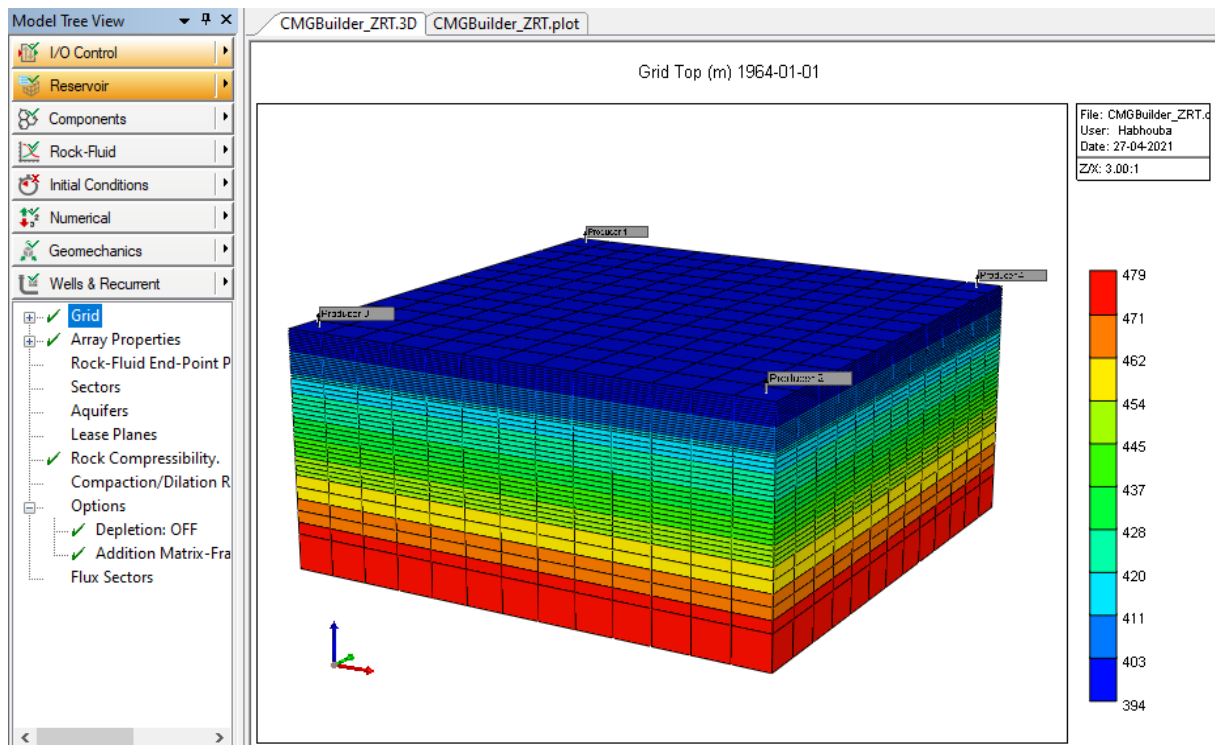


8 Créer les puits (define wells specifications).



9 Sélectionnez une plage de dates pour l'exécution du modèle

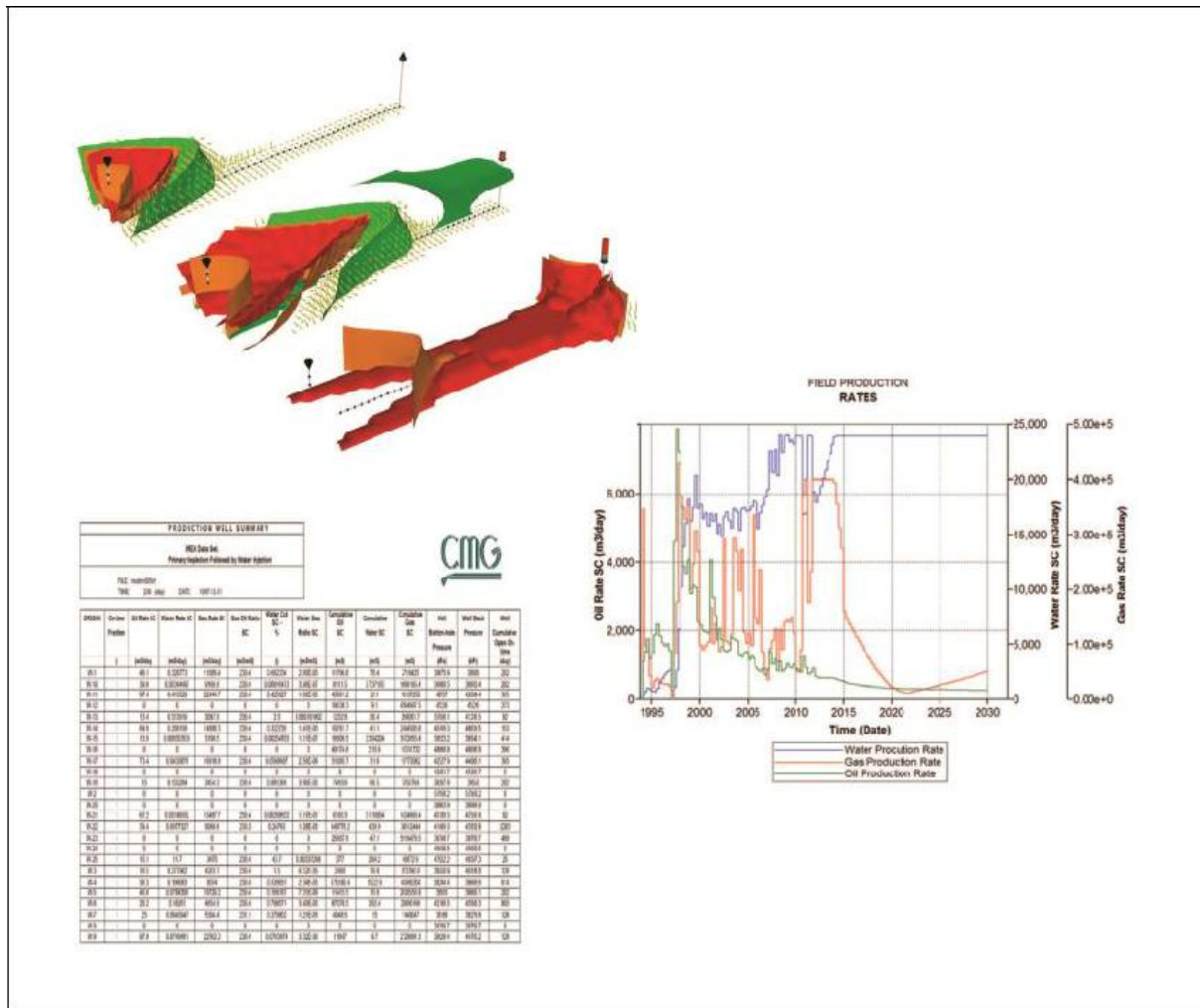
Toutes les coches à côté des composants de l'arbre du modèle doivent devenir vertes (model ready to run).



La figure II.5 forme finale du modèle de réservoir.

II.5. Résultat et finition :

C'est la dernière étape où un rapport est présenté pour prendre la meilleure décision. Le CMG produit divers graphiques informatifs, prépare des graphiques 2D et 3D et prépare des tableaux contenant les renseignements nécessaires à inclure dans un rapport d'étude.



La figure II.6 divers types de rapports finaux produire

CHAPITRE III :

ETUDE DE CAS

III.1. Introduction

Ce chapitre présente le champ Zerzaitine Nord-Est et les travaux de modélisation des réservoirs effectués pour la formation D0A dans le champ. Ce travail de modélisation dynamique sectorielle dans une zone limite du maillage s'appelle *Box Model*, a été réalisé pour objectif d'évaluation du développement avec différents mécanismes des récupérations dans ce champ :

- 1- Injection d'eau (Water Flood)
- 2- Injection du gaz miscible (Miscible gas injection)
- 3- Injection du polymère

Aussi ce chapitre explique les principaux paramètres d'entrée du nouveau modèle statique dans un Box Model représente la formation D0A. Les hypothèses régissant dans cette étude sont les suivantes:

- La formation dans le modèle parfaitement homogène avec constante perméabilité et porosité,
- Une équation d'état est utilisée pour modéliser le comportement thermodynamique des phases fluides (gaz et liquide).
- La composition de l'huile et la température du réservoir sont des constantes.

Un modèle dynamique a été élaboré à l'aide du logiciel CMGTM. Toutefois, un modèle statique pour le champ Zerzaitine Nord-Est est n'pas disponible pour faire cette étude, donc un modèle sectoriel Box Model a été construit pour cette étude.

L'objectif de cette étude était de construire un modèle dynamique sectoriel robuste pour Zerzaitine Nord-Est. Diverses technologies couplées à des jugements techniques (Statique et Dynamique) ont été utilisées dans le développement de ce modèle. Les bases fondamentales de ce modèle étaient les données obtenues à partir de production journaux et les informations sur les puits. Les données de production mesurées sur le terrain ont été intégrées au modèle à l'aide de données de production. Le modèle sectoriel correspondait à l'historique et les conditions actuelles du réservoir étaient simulées.

III.2. Présentation du champ ZARZAITINE NORD-EST :

III.2.1. Description géographique :

Le Champ de Zarzaitine Nord-Est est situé dans le bloc 240, à sept kilomètres environ au Nord du champ de Zarzaitine dans la partie Sud-Est du bassin d'Illizi, à proximité de la frontière libyenne, à 1500 kilomètres d'Alger.

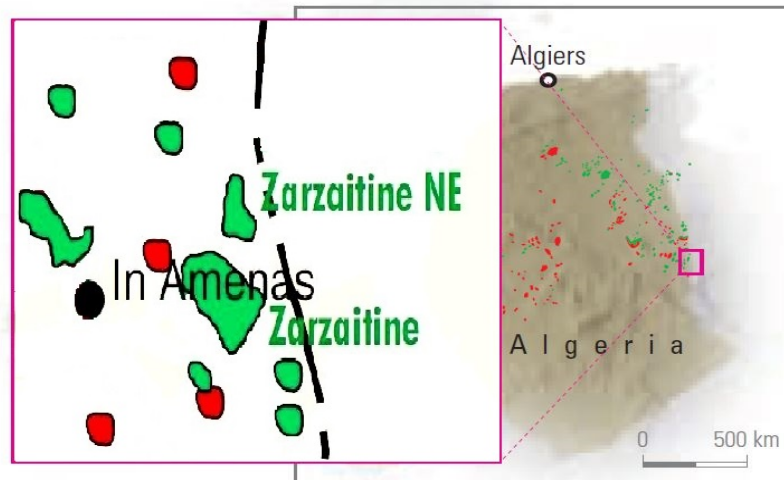


Figure III.1 : Champ Zarzaitine Nord-Est [21]

III.2.2. Description Géologique :

➤ Structure

La structure du champ Zarzaitine nord-est est celle d'un bloc anticlinal faillé de pendage ENE limité par deux failles imperméables d'orientation NNE et ESE. Ce gisement carbonifère comporte trois formations réservoirs : B4, B6 et D0a, ayant chacun son propre contact huile/eau.

Chaque réservoir, B4 et B6, procède un gas-cap primaire dont le plus important est celui du B6.

Le réservoir D0a est situé environ 200 m plus bas, ne possède pas de gas-cap.

➤ Stratigraphie

- Le Carbonifère

B0 : Banc de grés moyen sableux.

B2 : Formé généralement de deux bancs de grés poreux à grains fins, peu cimenté

B4 : Formé de deux bancs de grés poreux fin et moyen à faible ciment argileux.

B6 : Banc de grés moyen, faiblement argileux, poreux.

B8 : Grés moyen, peu cimenté poreux.

D0a : Ensemble argilo gréseux avec quelques bancs de grés moyens argileux, assez peu perméable

D0b : Argileux gréseux à sédimentation confuse, très peu perméable.

D2 : Ensemble argilo gréseux, avec de nombreux bancs de grés fins à moyen, peu cimenté.

D4 : Fines intercalations de grés argileux, quelques bancs assez poreux.

F2 : Complexe argilo-gréseux avec bancs de grés fins, et argile assez poreuse à la base.

F4 : Ensemble gréseux formé de niveaux argilo-gréseux, grès sableux, moyen à grossier à faible ciment argileux, avec grès argileux fin à moyen.

- Cambro-ordovicien

Unité IV : grès siliceux fin, compact très fissuré avec lits de grès argileux à joints stylo-lithiques.

Unité II : grès fin à moyen siliceux, fissuré. Ensemble argilo-gréseux, avec grès fin, argilo siliceux, ou siliceux. Ensemble imperméable, présence de joints stylo-lithiques. [23]

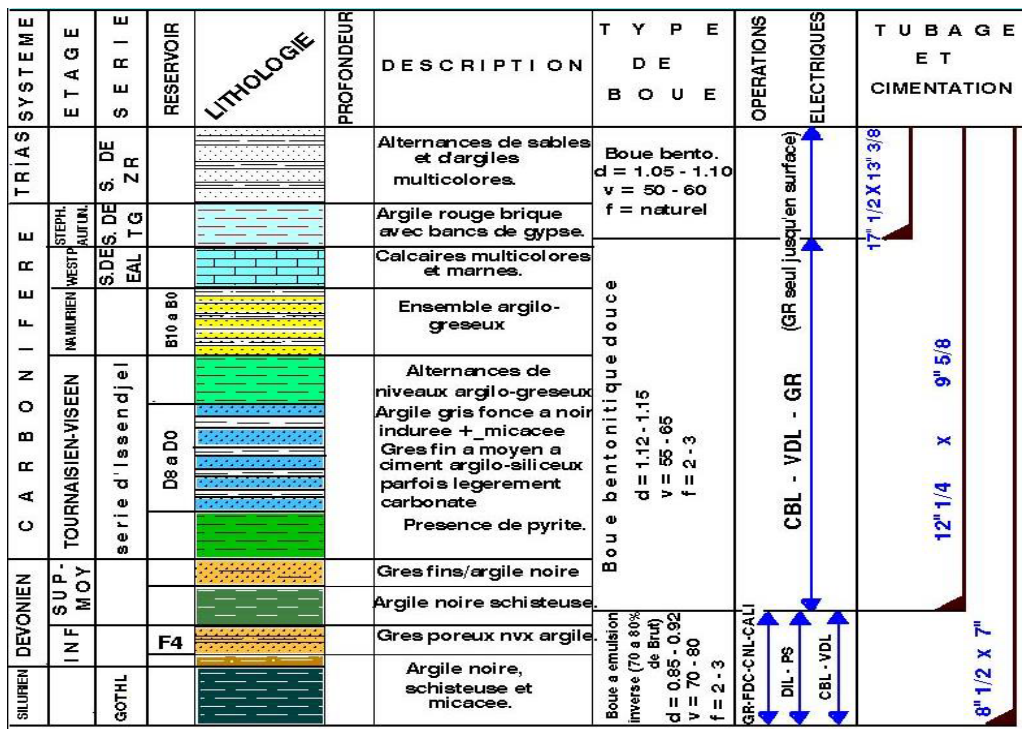


Figure III.2: Colonne stratigraphique type du champ Zarzaitine NE [21]

III.2.3. Caractéristiques des fluides et des réservoirs :

Les caractéristiques des fluides contacts des fluides et des conditions initiales, quantité d'huiles initialement en place, épaisseurs, propriétés pétrophysiques, propriétés moyennes du réservoir Carbonifère B4, B6 et Doa, sont résumées dans le tableau ci-après

Réservoirs	B4	B6	D0
<i>Epaisseurs, propriétés pétrophysiques</i>			
<i>Epaisseur Totale</i>	15	1,7	45
<i>Epaisseur nette</i>	5,5	21	7
<i>Porosité</i>	22	36	25

<i>Perméabilité</i>	69	60	41
<i>Contacts des fluides et conditions initiales</i>			
<i>Élévation moyenne</i>	570 m	570 m	570 m
<i>Contact GOC</i>	-128 m/Nm		
<i>Contact WOC</i>	-176 m/Nm	-166 m/Nm	- 434 m/Nm
<i>Côte référence</i>	-150 m/Nm	-150 m/Nm	- 400 m/Nm
<i>Pression initiale</i>	60,7 kg/cm ²	60,7 kg/cm ²	82,9 kg/cm ²
<i>Température Initiale</i>	51°C	51°C	64°C
<i>Caractéristiques des fluides</i>			
<i>Saturation initiale d'eau</i>	32 %	42 %	28 %
<i>Facteur volumétrique initial (Boi)</i>	1,26	1,26	1,32
<i>GOR initial (Rsi)</i>	160		100
<i>Degré API de l'huile de Stockage</i>	42		42
<i>Volume d'hydrocarbure en place</i>			
<i>Superficie (km²)</i>	7,425		7,625
<i>Volume d'huile en place (10⁶ m³)</i>	4,4		7,0
<i>Réserves d'huile récupérables 10⁶ m³</i>	1,643		1,357
<i>Etat de production Avril 2017</i>			
<i>Nombre puits mise en service</i>	5		8
<i>Production d'huile journalière (m3/j)</i>	35,71		102,89
<i>Production d'huile cumulée (std.m3)</i>	305119,3		181431,5
<i>Production de gaz cumulée (std.m3)</i>	85234720		79551321

<i>Facteur de Récupération (%)</i>	18,75	13,37
<i>Pression statique (bars)</i>	32,66	50,19

Tableau III.1: Caractéristiques des fluides de réservoirs.[19]

III.2.4. Le développement du Champ :

Il a été découvert en 1959 avec le forage du puits ZR 301 ; ce sondage a mis en évidence des hydrocarbures dans huit réservoirs individuels qui ont subi des essais. Des résultats significatifs ont été obtenus, l'huile a été découverte dans trois zones, désignées comme Carbonifère B4, B6 et D0a ; des indices de gaz ont été trouvés dans cinq zones : le Carbonifère B2a et B2b, le Dévonien F2 et F4 et le Cambrien – Ordovicien. L'exploitation du champ a commencé en 1964. [23]

III.3. Sources et outils de données :

Les données sur la production et l'injection ont été obtenues à partir des bases de données de Sonatrach (OFMTM). Les données jusqu'en décembre 2020 ont été utilisées. Certains paramètres d'entrée de confiance élevés, tels que la porosité, la superposition du réservoir, l'emplacement des puits, l'information sur les registres de puits et l'information sur la perforation. L'emplacement du puits et les informations de perforation ont été vérifiés de qualité avec les bases de données. Des rapports de Sonatrach a été utilisé pour obtenir des données sur les propriétés fluides et rocheuses. Les données de surveillance des réservoirs ont été rendues disponibles par l'équipe de sous-ensemble de Zerzaitine Nord-Est.

Les principaux outils qui ont été utilisés dans le processus de développement du modèle comprenaient le simulateur CMGTM et le logiciel PVTsim Nova.

III.4. Entrée du modèle :

III.4.1. Grille du Maillage :

La définition du réseau du nouveau modèle du secteur CMGTM de 600 x 600 m² a été. Le modèle qui a été extrait comprenait une rangée supplémentaire de puits provenant des limites de certains secteurs afin de minimiser l'impact du flux de fluides à l'intérieur et à l'extérieur du secteur. La Figure 1 Zerzaitine Nord-Est. La Figure 3 montre la grille qui a été extraite pour être utilisé dans le modèle sectoriel dans CMGTM. Comme le montre le chiffre, le volume de pores à l'extérieur de la rangée supplémentaire de producteurs a été mis à zéro. La grille utilisée était une grille de point d'angle et avait des dimensions de 13x13x46 avec 50mx50m de taille de bloc de grille, leur épaisseur étant variable. 7774 d'entre elles sont

actives. Le model est mis à profondeur du 394 mTVDss . L'épaisseur des coches dans le model sont 1m pour les premiers 20 couches et les autres sont modéliser avec 2m, 5m et 15m comme suivant :

```

** *****
** Definition of fundamental cartesian grid
** *****
GRID VARI 13 13 46
KDIR DOWN
DI IVAR
13*50
DJ JVAR
13*50
DK KVAR
20*1 20*2 5*5 15
DTOP
169*394
** 0 = pinched block, 1 = active block

** 0 = pinched block, 1 = active block
PINCHOUTARRAY CON          1
CPOR 4.6673e-007
** 0 = null block, 1 = active block
NULL CON                    1
NETPAY CON                   1
POR CON                      0.25
PERMI KVAR
10*10 3*0.01 7*5.9 26*0.34
PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI * 0.5

```

Figure III.3: définition du fondamentale paramètres du secteur

Le modèle réservoir est construit à un homogène propitié d'une façon un type de facies a considéré : l'un possède une perméabilité de 10 mD, tandis que l'aquifère est très faible perméable (perméabilité de 0.34 mD). La porosité est uniforme et vaut 25%. La perméabilité verticale est égale à la moitié de la perméabilité horizontale. La compressibilité le la roche est considéré constant avec $4.67 \cdot 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$.

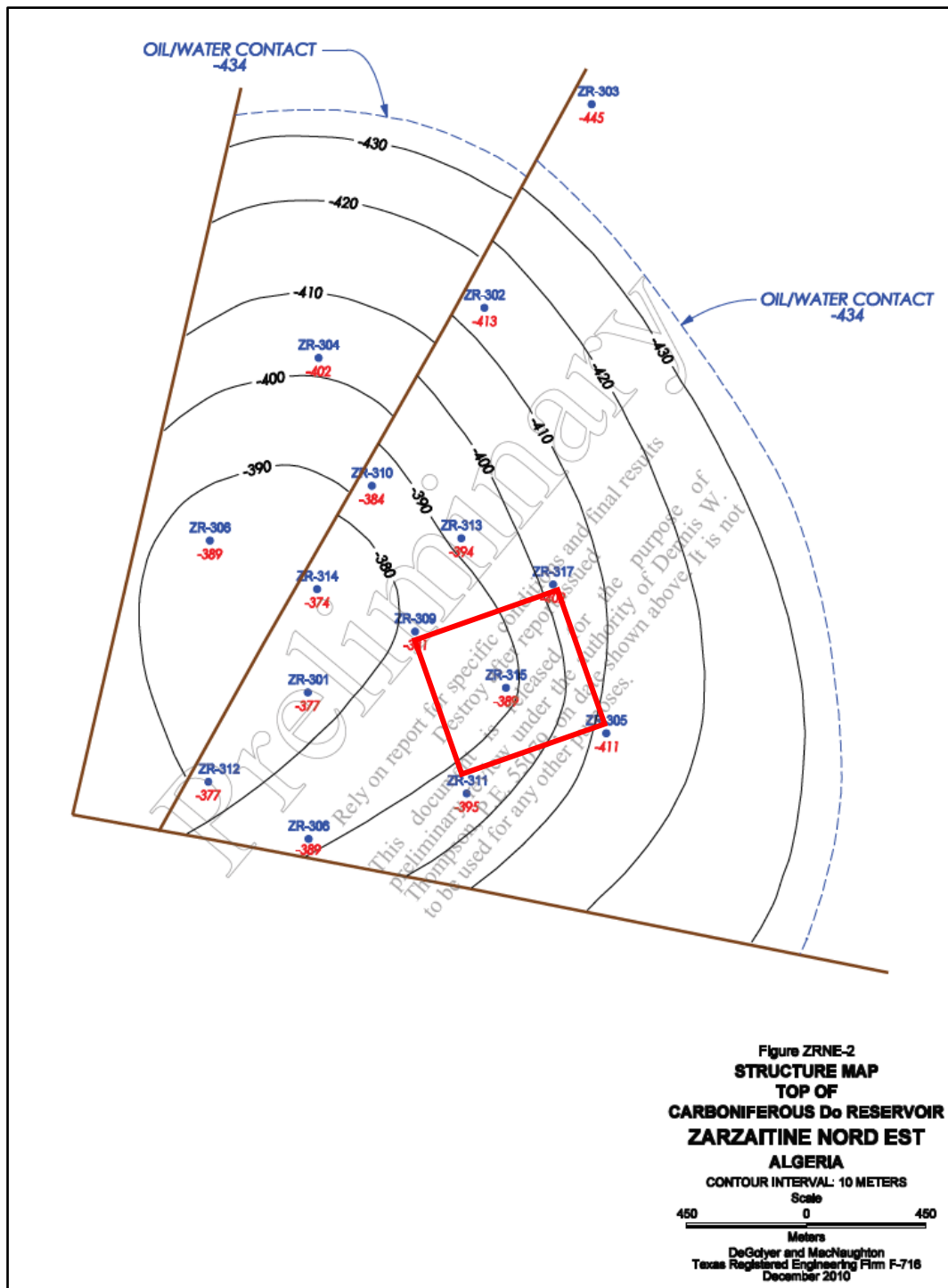


Figure III-4: Cartestructural du Champ Zarzaitine Nord Est avec secteur décrite [19]

Figure 5 montre comment déterminer le moyen de l'intervalle de perforation dans le réservoir D0a.

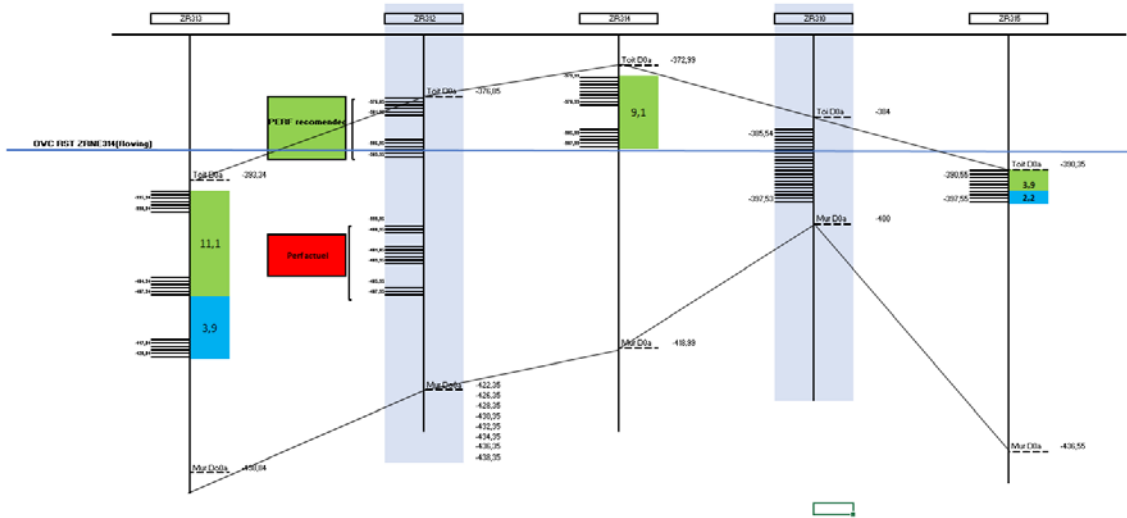


Figure III-5 : Correlation des puits de Champ Zarzaitine Nord Est D0[20]

Figure 6 montre les dimensions du modèle et la distribution des couches selon la profondeur.

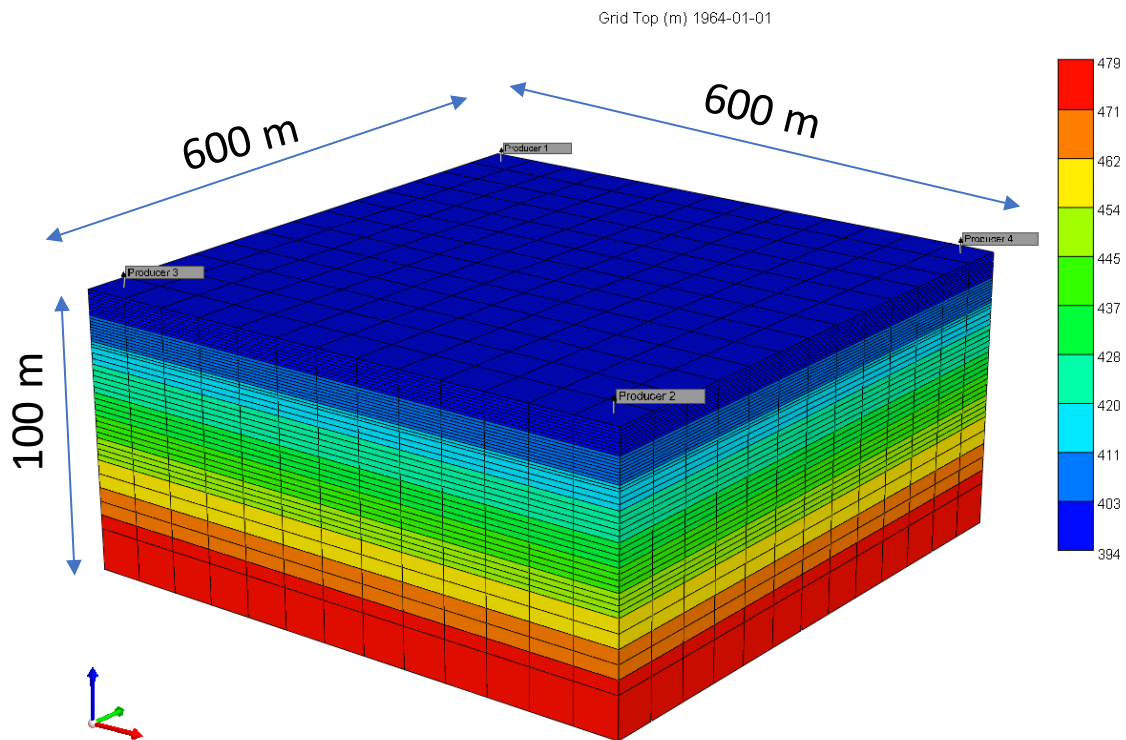


Figure III-6 : Grille du Box Model dans CMG™ avec emplacements de puits

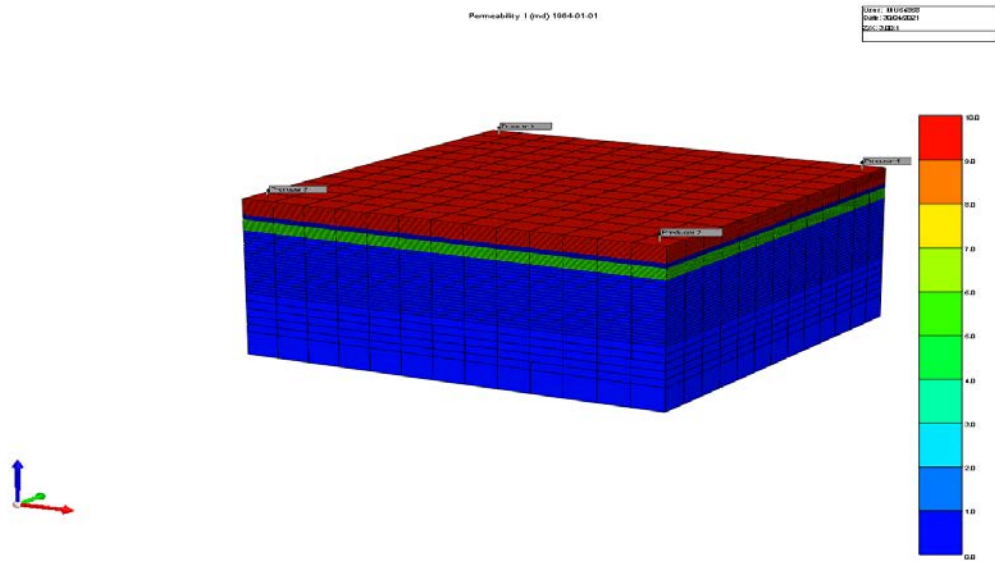


Figure III-7 : Perméabilité moyenne de l'ensemble final dans le Box Model

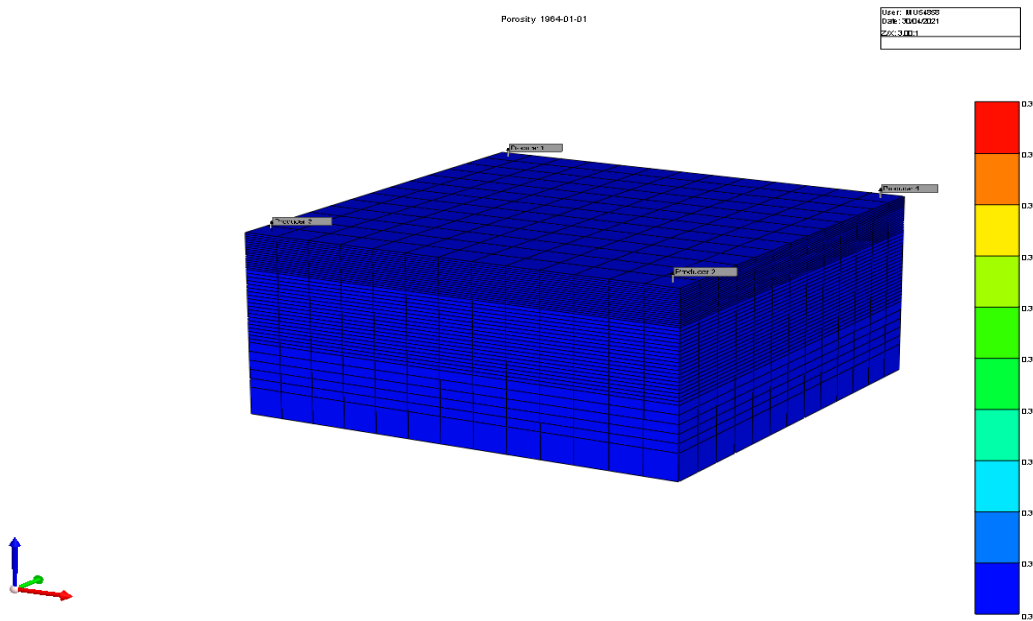


Figure III-8 : Porosité moyenne de l'ensemble final dans le Box Model

III.4.2. Propriétés fluides :

Trois études thermodynamiques étaient disponibles pour l'évaluation du fluide de la zone d'huile du Carbonifère D0A de Zarzaitine Nord Est. Les propriétés de ces études et considères bien représenter le fluide de ce réservoir.

Un échantillon de fond et des échantillons de gaz et de liquide de séparateur ont obtenus à partir de ZR-304 le 1 Octobre 1963. La pression du point de bulle de l'échantillon de fond était 82.7 bars a 63.9 C. Cette pression est de 10 Bars de moins de la pression statique. Les compositions des fluides de réservoir se trouvent dans le Tableau 1. Une étude de déplétion a été faite avec cet échantillon, le GOR différentiel a été pris égal a 78.7m3/m3. La valeur de la viscosité de l'huile a augmenté de 0.623 cp à la pression du point de bulle à 1.56 cp à la pression atmosphérique.

TABLEAU A
DONNEES DES ETUDES PVT
CHAMP = ZARZAITINE NORD EST
ZONE = CARBONIFERE DOA, HUILE

PUITS	ZR-304	ZR-304	ZR-305
ETUDE	1.522/64 (1)	1.522/64 (2)	1.97/66
CONSTITUANTS	FRACTION MOLECULAIRE		
N2	,0050	,0107	,0063
CO2	,0004	,0003	,0000
C1	,2217	,2180	,2586
C2	,0722	,0748	,0891
C3	,0742	,0765	,0630
C4	,0622	,0637	,0567
C5	,0591	,0547	,0585
C6	,0548	,0580	,0578
C7+	,4504	,4433	,4100
	1,0000	1,0000	1,0000
PB, KG/CM ² ABSOLU	82,7	80,7	83,0
TEMPERATURE, °C	63,9	63,9	62,2

Tableau III-2 : Propriétés de composition de fluide Zarzaitine Nord Est D0[21]

Les résultats de correction des analyses PVT permettent de construire un modèle de l'équation d'état (Equation of State, EOS) pour la simulation. Les équations d'état sont pratiques pour modéliser le comportement thermodynamique des phases fluides (gaz et liquide). Elles proposent d'exprimer la relation entre les variables P, V et T sous la forme : $f(P;T;V;N) = 0$. L'intérêt principal de ce type d'équation est de permettre le calcul de l'ensemble des propriétés thermodynamiques et des équilibres de phases (moyennant l'adjonction d'une équation d'état thermique type $T = f(U)$). L'équation d'état la plus connue est bien sûr la loi des gaz parfaits : $PV = NRT$.

Dans ce travail, un modèle l'équation d'état a été élaboré à l'aide du logiciel PVTsim NovaTM pour le fluide de la zone d'huile du Carbonifère D0A de Zarzaitine Nord Est. L'ensemble des propriétés thermodynamiques des fluides et les équilibres des phases sont calculés par l'équation d'état de Soave-Redlich-Kwong (SRK). Plus précisément, d'une part on calcule analytiquement les expressions ainsi que les dérivées partielles des caractéristiques des fluides (densité, enthalpie, viscosité, fugacité.), tant à l'état liquide que gazeux. D'autre part, on détermine à partir de la pression, de la température et de la composition globale du mélange, les compositions des phases liquide et vapeur coexistantes ; ce type de calcul est appelé calcul de flash.

Après l'exécution des modèles PVT dans le simulateur, les corrélations qui représentent le meilleur calage des paramètres mesurés d'après les expériment de Constant Mass Expansion et Différentiel Libration sont :

- la pression de saturation (P_b), le rapport du gaz dissous (R_s), densité d'huile (ρ_o), la viscosité d'huile (μ_o), viscosité d'huile (μ_g) et le facteur volumétrique de formation (B_o).

La comparaison entre les paramètres mesurés et ceux calculés par l'équation d'état de Soave-Redlich-Kwong (SRK) en fonction de la pression du réservoir est illustrée dans la Figure 9 et Figure 10.

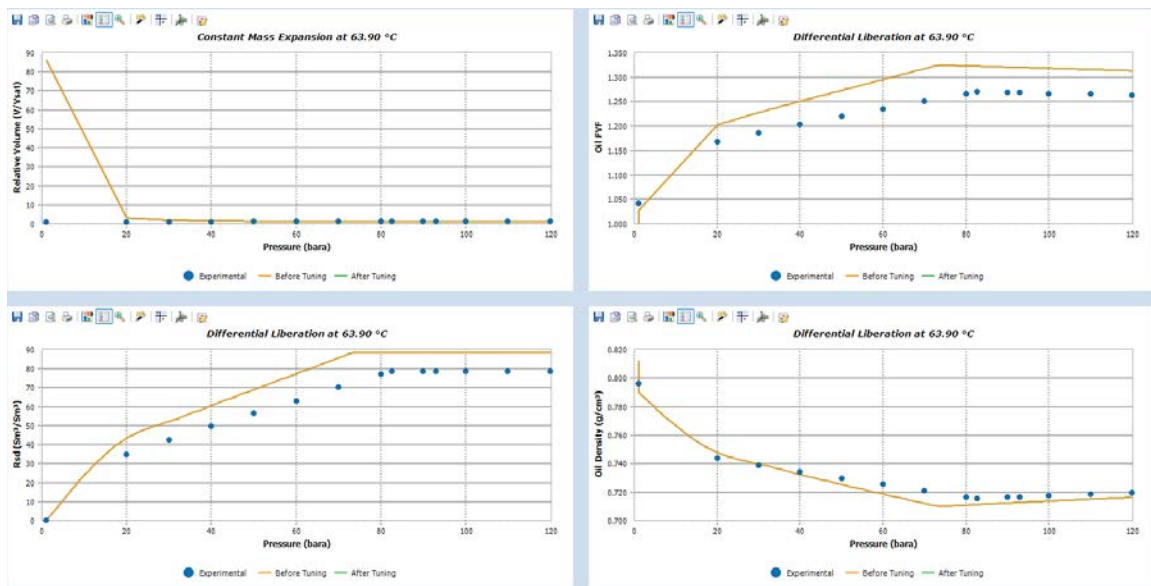


Figure III-9 : Résultat du calage du paramètres de l'expérimente Constant Mass Expansion avec l'équation SRK.

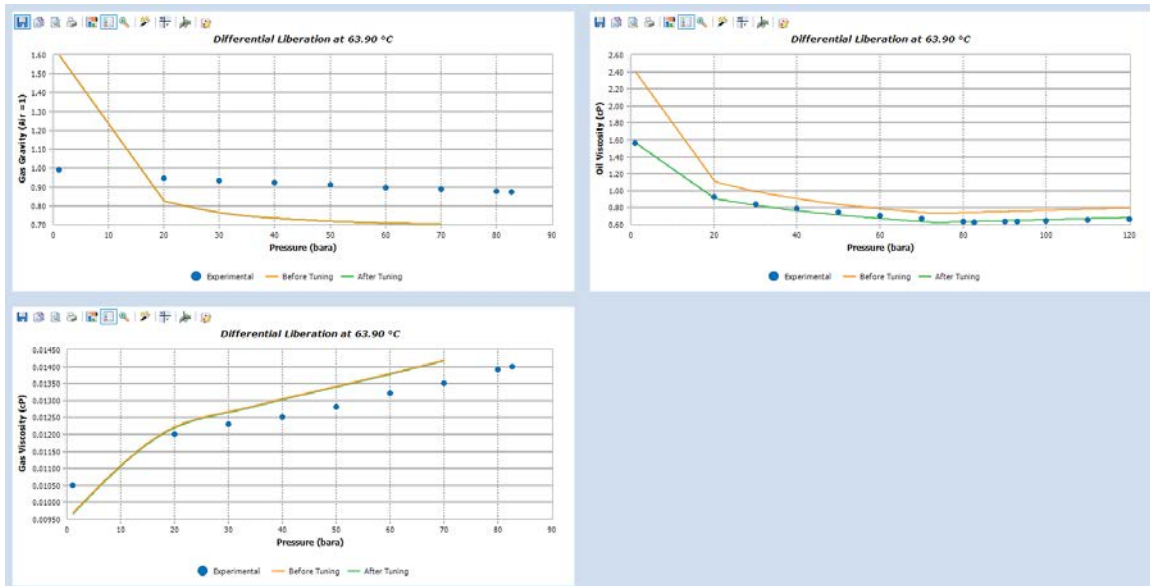


Figure III-10 : Résultat du calage du paramètres de l'expérimente Différentiel Libration avec l'équation SRK.

III.4.3. Perméabilité Relative :

La perméabilité absolue de la roche est la mesure de son habilité de transmettre le fluide quand il sature le milieu poreux complètement. En réalité, plusieurs fluides ou phases sont généralement rencontrés dans le réservoir. Il est constaté que l'une de ces phases (l'huile par exemple) habituellement subit une diminution en flux quand une seconde phase (comme l'eau) est présente dans le réseau des pores à l'échelle microscopique.

Contrairement à la perméabilité absolue, la perméabilité effective de la roche par rapport à un fluide est déterminée par la saturation relative de toute les phases présentes dans le milieu poreux, tenant compte les caractéristiques de la roche. La perméabilité relative est une fonction non linéaire de la saturation individuelle d'un fluide.

En produisant d'un réservoir, la saturation des fluides pétroliers se diminue, la perméabilité effective d'huile se réduit progressivement jusqu'à atteindre une valeur limite de saturation connue par la saturation d'huile résiduelle. Inversement, la perméabilité effective de l'eau augmente quand sa saturation augmente dans les pores (**Figure 11**). Ce cas peut arriver quand l'eau pénètre dans le réservoir depuis un aquifère adjacent ou s'infiltre d'une surface à travers un puits injecteur.

Les courbes des perméabilités relatives sont exprimées sous la forme de fonctions de Corey dont les paramètres sont montrés dans le tableau 3.

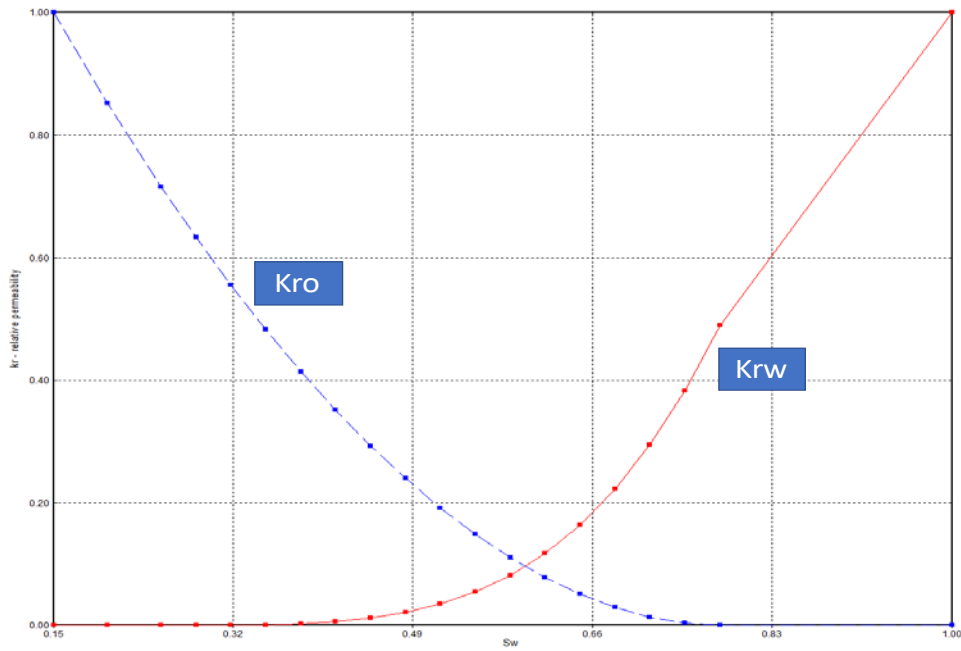


Figure III-11 : Les courbes des perméabilités relatives eau-huile K_{row}/K_{rw}

Tableau 3 montre les paramètres relatifs de perméabilité de l'huile-eau-gaz Corey Exponent utilisés dans le modèle, ils sont représentés de la formation de Carbonifère D0A de Zarzaitine Nord Est.

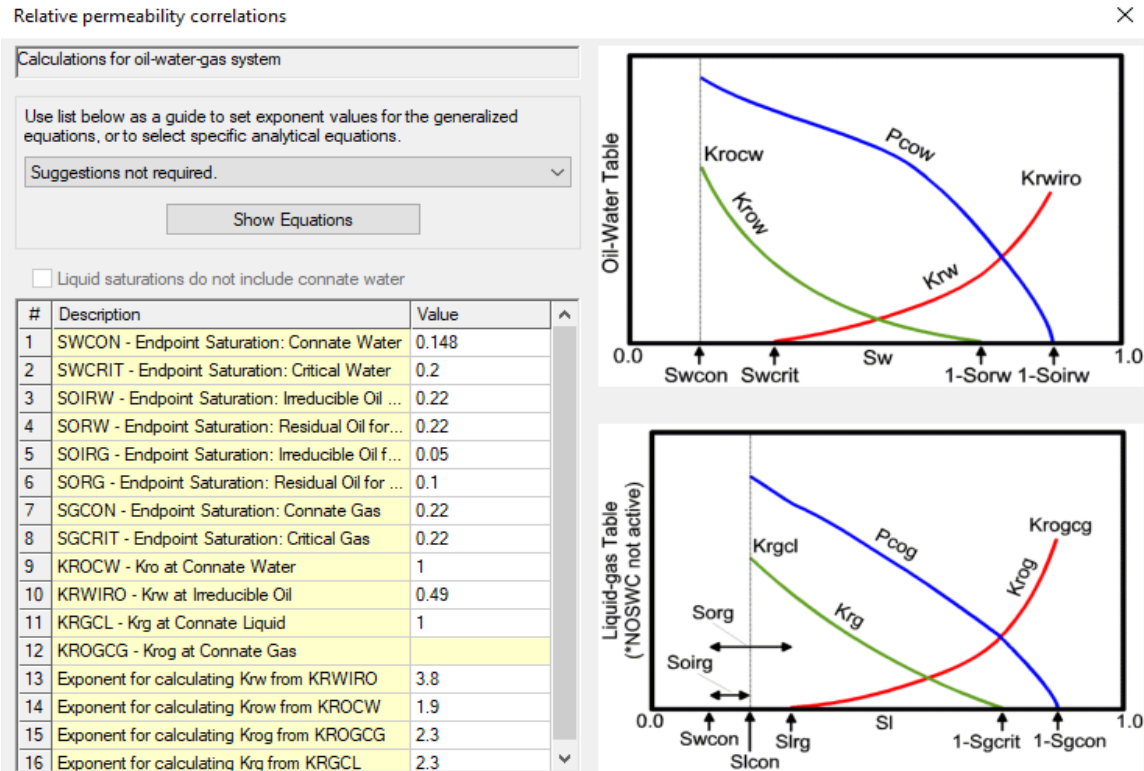
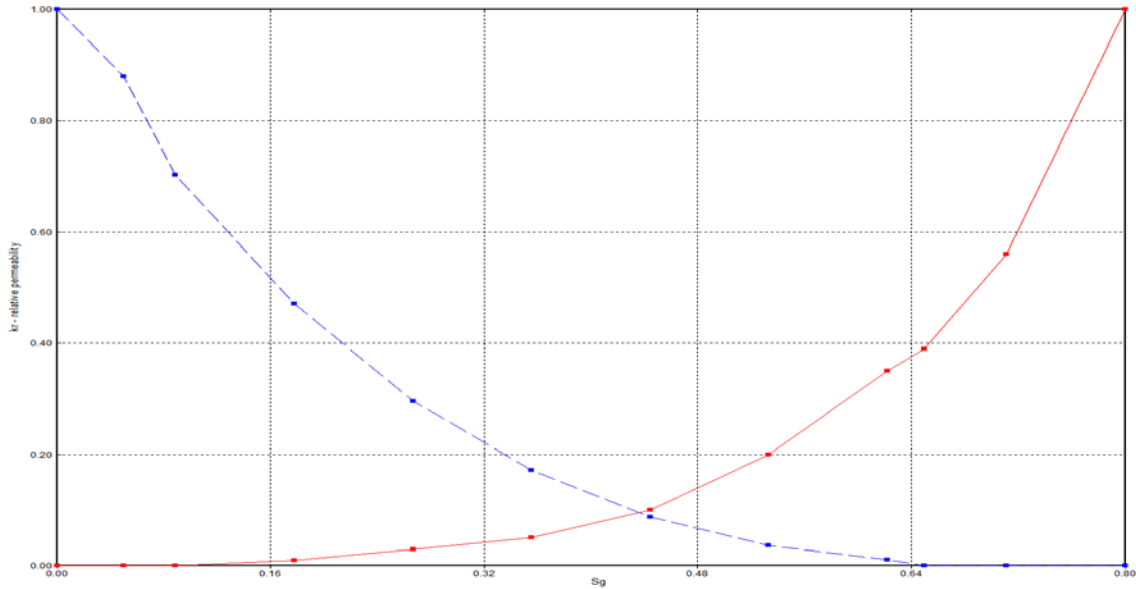


Tableau III-3 : Perméabilité relative de l'huile d'eau Corey exposant

Figure 12 montre les courbes de perméabilité relative du gaz-huile utilisées dans le modèle. Une saturation critique en gaz de 0,05 a été utilisée pour correspondre à la tendance de production GOR.



FigureIII-12 : Courbes de perméabilité relative gaz-huile Krog/Krg

```

ROCKFLUID
RPT 1
**      Sw      krw      krow
SWT
0.148  0      1      56.403576
0.199  0      0.85226  49.353129
0.25   0      0.715751  45.8279055
0.283125  1.30E-05  0.633151  42.302682
0.31625 0.000181324 0.555363  38.7774585
0.349375 0.000846449 0.482421  35.252235
0.3825  0.00252562 0.41436  31.7270115
0.415625 0.00589693 0.35122  28.201788
0.44875 0.01179 0.293045  24.6765645
0.481875 0.0211794 0.23988  21.151341
0.515  0.0351789 0.191781  17.6261175
0.548125 0.0550379 0.148806  14.100894
0.58125 0.0821372 0.111025  10.5756705
0.614375 0.117987 0.0785194  7.050447
0.6475  0.164221 0.0513863  3.5252235
0.680625 0.2226 0.0297484  2.1151341
0.71375 0.295003 0.0137686  1.4100894
0.746875 0.383431 0.00368921 0.7050447
0.78  0.49  2.00E-50  1.00E-20
1  1  0  0
**      Sg      krg      krog      Pcog
SGT
0  0  1
0.05  0  0.88
0.0889 0.001 0.7023
0.1778 0.01 0.4705
0.2667 0.03 0.2963
0.3556 0.05 0.1715
0.4444 0.1 0.0878
0.5333 0.2 0.037
0.6222 0.35 0.011
0.65 0.39 0
0.7111 0.56 0
0.8 1 0
    
```

FigureIII-13: Rapport du calculé les valeurs du Sw,Krw,krow,Sg,krg,krog,Pc

Initialisation du modèle :

L'initialisation d'un modèle dynamique consiste à définir la valeur des variables d'état du modèle au démarrage d'une simulation ou d'une prévision. Il s'agit d'une description de l'état du système représenté (le bassin versant ou le réseau d'écoulement) à l'instant initial de prévision. La bonne initialisation du modèle est cruciale pour obtenir des prévisions précises. Dans ce cas on a utilisé la pression capillaire (Figure 13) pour calculer la distribution de saturation d'huile et d'eau dans le réservoir versus la profondeur. La profondeur du contact eau-huile (WOC) a été spécifiée 434 mTVDss. Le STOIP dans l'ensemble du modèle était de 1.66 MMm³.

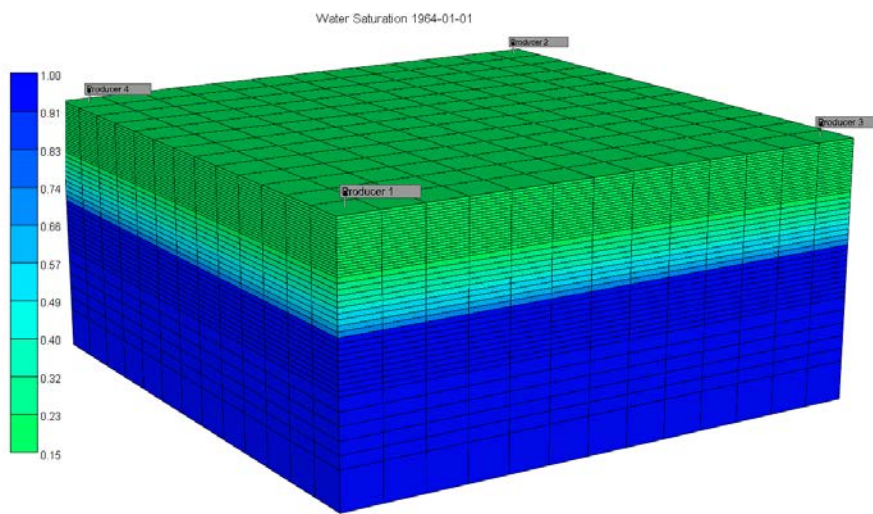


Figure 1 : Distribution de saturation d'huile et d'eau dans le modèle (CMG)

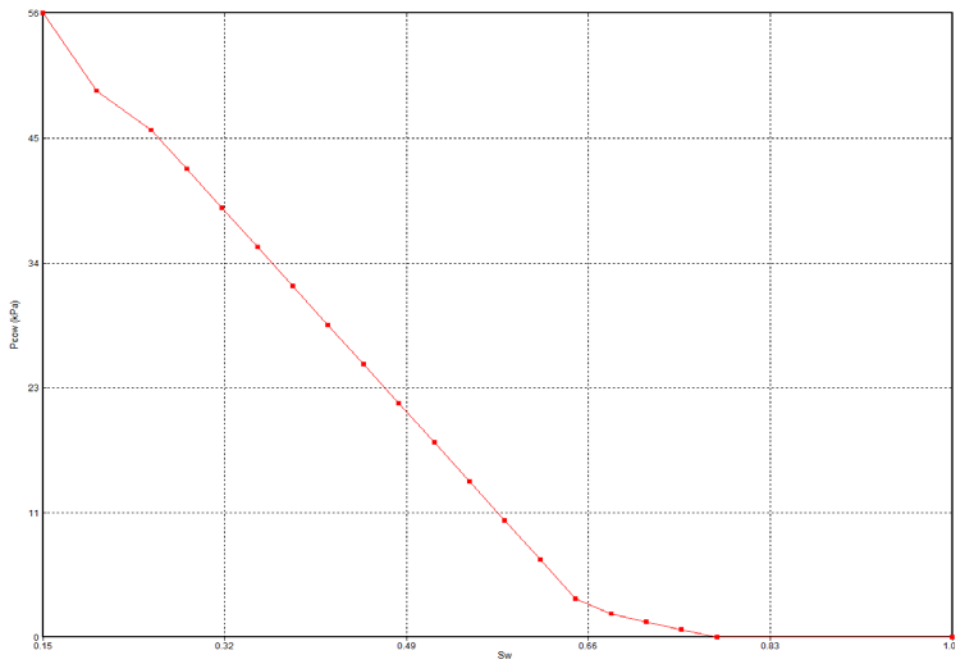


Figure III-15 : La pression Capiler versus staruation d'eau

SECTOR-1 FIELD		
Bulk Volume		
Total Bulk Volume.	M m3	36000
Pore Volumes		
Total Pore Volume.	M m3	4158.3
HC. Pore Volume	M m3	2057
Originally in Place		
Black oil	M m3	1661.9
Condensate	M m3	0
Dis. oil in water	M m3	0
Stock Tank Oil	M m3	1661.9
Solution gas	MM m3	115.13
Free gas	MM m3	0
Dis. gas in water	MM m3	0
Gas at Surface	MM m3	115.13
Water at Surface	M m3	41.788

Figure III-16 : Les volumes calculées de modèle

III.4.4. Pression initiale du réservoir :

Le premier puits a été mis en production dans le modèle en janvier 1964. Ce qui est le même développement de départ à l'échelle du champ. La pression initiale du réservoir a été fixée à 9300 kPa à une profondeur de référence à 394 m TVD.

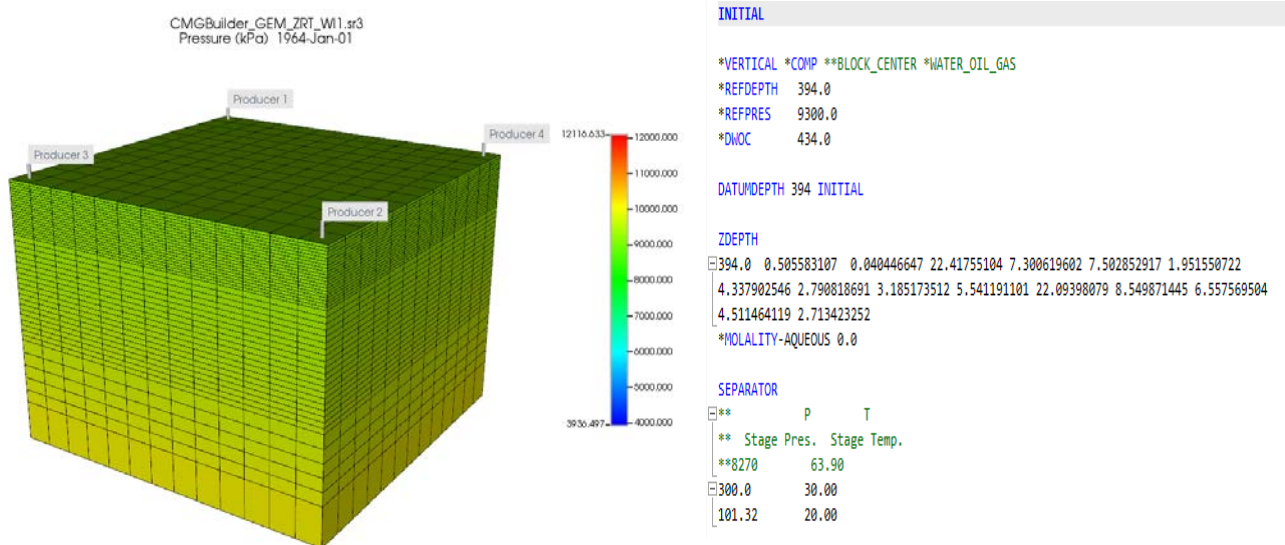


Figure III-17 : Distribution de pression initiale dans le modèle (CMG)

III.4.5. Aquifère :

D'après les travaux de MBAL, l'historique de production du champ suggère qu'il y a de présence élevée ou moyenne d'aquifères dans le réservoir D0A. Toutefois, dans l'exercice de correspondance histoire du modelé est besoin d'un aquifère est modélisé. Cela justifie que le model dispose d'une connectivité avec l'ensemble du champ. Le calage des pressions calculées et mesurées a été faible. A cet effet on a introduit un modèle d'aquifère, dont les propriétés sont :

- Modèle d'aquifère : Carter Tracy
- System d'aquifère : Les couches inferieurs
- Rayon extérieur/intérieur : 25
- Angle de l'afflux : 1°
- Épaisseur d'aquifère : 10 m
- Perméabilité d'aquifère : 2.0 md
- Porosité d'aquifère : 25%

```

AQUIFER REGION 1:13 1:13 45:46 IDIR
AQUIFER REGION 1:13 1:13 45:46 JDIR
AQUIFER REGION 1:13 1:13 45:46 KDIR
AQPROP
**$thickness porosity permeability radius angle
10 0.25 2.0 25 1
AQMETHOD CARTER-TRACY
AQLEAK OFF

```

Figure III-18: Création le modèle de aquifer

III.4.6. Les puits dans le model :

Quatre puits producteurs verticaux sont présents dans le réservoir dans les coins (Producer 1 à 4, voir Figure 17 et Figure 19). Le débit d'huile cible imposé aux producteurs est de 40 m3/jour. Mais par ce que les positions de puits dans le modelé aux coins donc la production vas dévide par quatre (10 m3/jour par puits). Dans le reality ces quatre puits représentent qu'un seul puits.

De plus, avant le début de l'injection complète d'eau dans le réservoir, une production importante d'huile était produite à partir du champ Zarzaitine Nord Est.

```

RUN
DATE 1964 1 1

WELL 'Producer 1'
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.0762 0.37 0.25 0.0
PERF     GEOA 'Producer 1'
** UBA      ff      Status Connection
1 1 1      1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
1 1 2      1.0 OPEN FLOW-TO 1
1 1 3      1.0 OPEN FLOW-TO 2
1 1 4      1.0 OPEN FLOW-TO 3
1 1 5      1.0 OPEN FLOW-TO 4
1 1 6      1.0 OPEN FLOW-TO 5
1 1 7      1.0 OPEN FLOW-TO 6
1 1 8      1.0 CLOSED FLOW-TO 7
1 1 9      1.0 CLOSED FLOW-TO 8
1 1 10     1.0 CLOSED FLOW-TO 9

WELL 'Producer 2'
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.0762 0.37 0.25 0.0
PERF     GEOA 'Producer 2'
** UBA      ff      Status Connection
13 13 1   1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
13 13 2   1.0 OPEN FLOW-TO 1
13 13 3   1.0 OPEN FLOW-TO 2
13 13 4   1.0 OPEN FLOW-TO 3
13 13 5   1.0 OPEN FLOW-TO 4
13 13 6   1.0 OPEN FLOW-TO 5
13 13 7   1.0 OPEN FLOW-TO 6
13 13 8   1.0 CLOSED FLOW-TO 7
13 13 9   1.0 CLOSED FLOW-TO 8
13 13 10  1.0 CLOSED FLOW-TO 9

WELL 'Producer 3'
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.0762 0.37 0.25 0.0
PERF     GEOA 'Producer 3'
** UBA      ff      Status Connection
1 13 1    1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
1 13 2    1.0 OPEN FLOW-TO 1
1 13 3    1.0 OPEN FLOW-TO 2
1 13 4    1.0 OPEN FLOW-TO 3
1 13 5    1.0 OPEN FLOW-TO 4
1 13 6    1.0 OPEN FLOW-TO 5
1 13 7    1.0 OPEN FLOW-TO 6
1 13 8    1.0 CLOSED FLOW-TO 7
1 13 9    1.0 CLOSED FLOW-TO 8
1 13 10   1.0 CLOSED FLOW-TO 9

WELL 'Producer 4'
** rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.0762 0.37 0.25 0.0
PERF     GEOA 'Producer 4'
** UBA      ff      Status Connection
13 1 1    1.0 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
13 1 2    1.0 OPEN FLOW-TO 1
13 1 3    1.0 OPEN FLOW-TO 2
13 1 4    1.0 OPEN FLOW-TO 3
13 1 5    1.0 OPEN FLOW-TO 4
13 1 6    1.0 OPEN FLOW-TO 5
13 1 7    1.0 OPEN FLOW-TO 6
13 1 8    1.0 CLOSED FLOW-TO 7
13 1 9    1.0 CLOSED FLOW-TO 8
13 1 10   1.0 CLOSED FLOW-TO 9
    
```

Figure III-19: La description de 4 producteurs dans le model

The screenshot displays the software interface for well configuration. On the left, a tree view shows 'Wells (4)' with 'Producer 1' selected. Below it, a 'Well index type' panel shows parameters like 'GEOA calculated from geometry, area' and 'Directional Weighting'. The main window shows 'Well & Date: Producer 1 1964-01-01 PRODUCER'. The 'Perforations' tab is active, showing a table of perforated grid blocks:

#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md/m)	Length (m)	Block Top (m)	Block Bottom (m)
1	1 1 1	Surface	1	Open	3	3.228	1.0	394.0	395.0
2	1 1 2	1	1	Open	3	3.228	1.0	395.0	396.0
3	1 1 3	2	1	Open	3	3.228	1.0	396.0	397.0
4	1 1 4	3	1	Open	3	3.228	1.0	397.0	398.0
5	1 1 5	4	1	Open	3	3.228	1.0	398.0	399.0
6	1 1 6	5	1	Open	3	3.228	1.0	399.0	400.0
7	1 1 7	6	1	Open	3	3.228	1.0	400.0	401.0
8	1 1 8	7	1	Open	3	3.228	1.0	401.0	402.0
9	1 1 9	8	1	Open	3	3.228	1.0	402.0	403.0
* 10	1 1 10	9	1	Open	3	3.228	1.0	403.0	404.0

Below the table, a 'Well: Producer 1' at 1964-01-01 (0.00 day) panel shows constraints:

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	10 m ³ /day	CONT
2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	1000 kPa	CONT
3	MONITOR	STO surface oil rate	MIN	0.1 m ³ /day	SHUTIN

On the right, a 3D visualization shows the well 'Producer 1' with a 'Perforation' highlighted in red on the wellbore. A color scale on the left indicates pressure or saturation values from 0.15 to 1.00.

Figure III-20: Les informations sur les producteurs dans le model

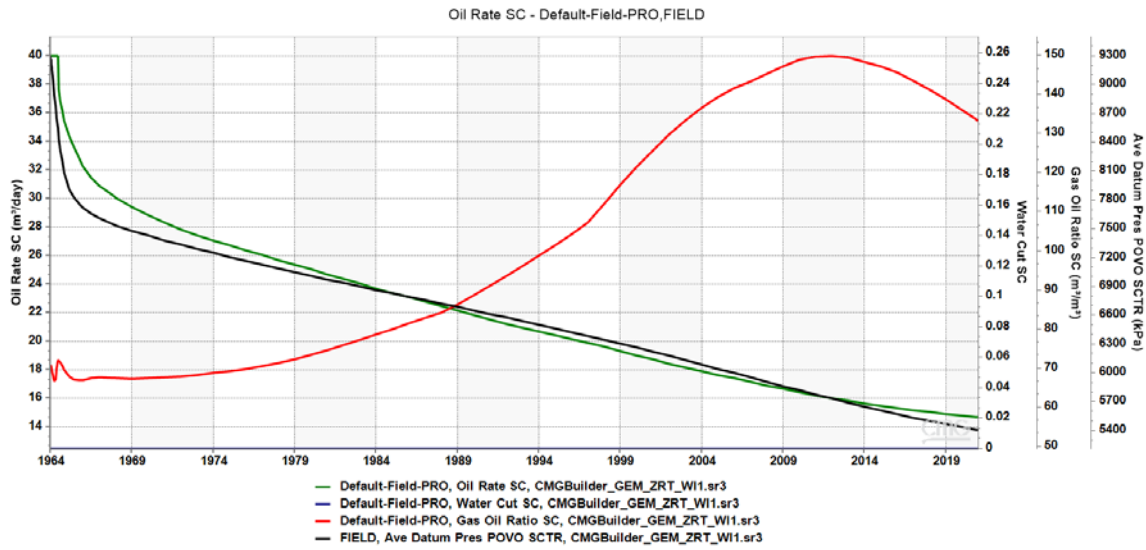


Figure III-21 : Les résultats de simulation sur le débit d'huile, percé d'eau, GOR production et la déplétion de pression

III.5. Résultats des calages de l'historique :

Le calage historique est une étape essentielle dans toute étude de réservoir. Il permet l'intégration de données acquises après la production dans la construction de modèles de réservoir. Dès que la production commence, le comportement dynamique du réservoir peut être observé aux puits par les outils mesurant pression et débit par exemple. Ces données sont dites "dynamiques" car elles varient dans le temps.

On distingue en général deux types de données dynamiques. Le premier correspond aux propriétés associées à chaque maille du modèle réservoir telles que la pression et la saturation, appelées "variables dynamiques" dans la suite de ce document. Le second englobe les données de production mesurées aux puits comme la pression de fond (BHP), le débit de production d'huile ou la percé d'eau (WCT), que l'on nommera valeurs mesurées, observations ou encore données de production.

L'intégration des données de production dans le modèle réservoir, appelée généralement "calage d'historique", est rendue difficile par le fait que ces données dépendent non linéairement des propriétés du réservoir. Le principe est d'ajuster progressivement les paramètres décrivant le réservoir, tels que les propriétés pétrophysiques, les coefficients d'activité des aquifères, la composition des fluides, *etc.*, jusqu'à ce que le modèle obtenu reproduise les données de production observées. Ce processus peut être effectué de façon

"assistée" grâce à une boucle d'optimisation. Les méthodes dites variationnelles reposent sur la minimisation d'une fonction objectif mesurant l'écart entre données simulées et données mesurées, en considérant simultanément toutes les observations disponibles.

Dans notre cas pas gros change ajustement sur les propriétés pétrophysiques sauf sure le perméabilité et l'activité d'aquifère pour avoir bon calage sure le débit d'huile, pression et le perce d'eau.

L'assimilation de donnée et la performance de modèle final après le calage pour débit d'huile, de la percée d'eau sont présentées dans Figure 22, Figure 23 et Figure 24 respectivement.

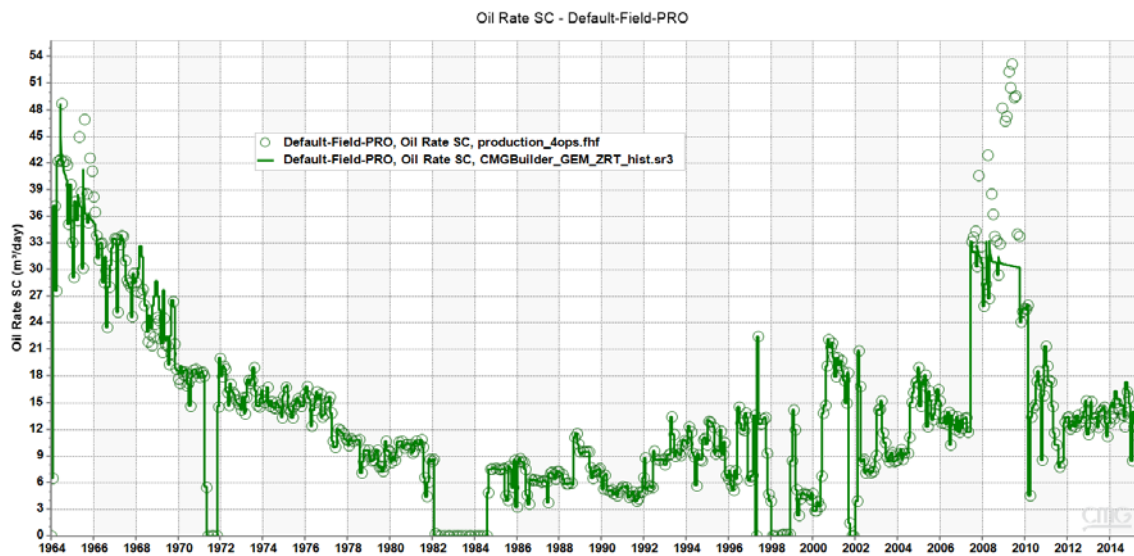


Figure III-22 : Calages de l'historique le débit de Production d'huile

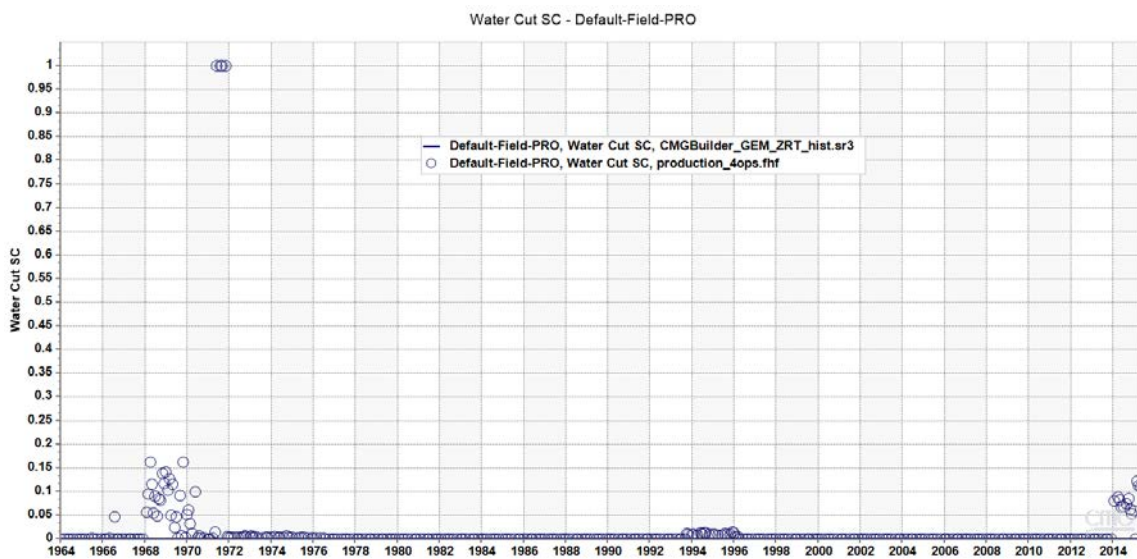


Figure III-23 : Calages de l'historique de percé d'eau

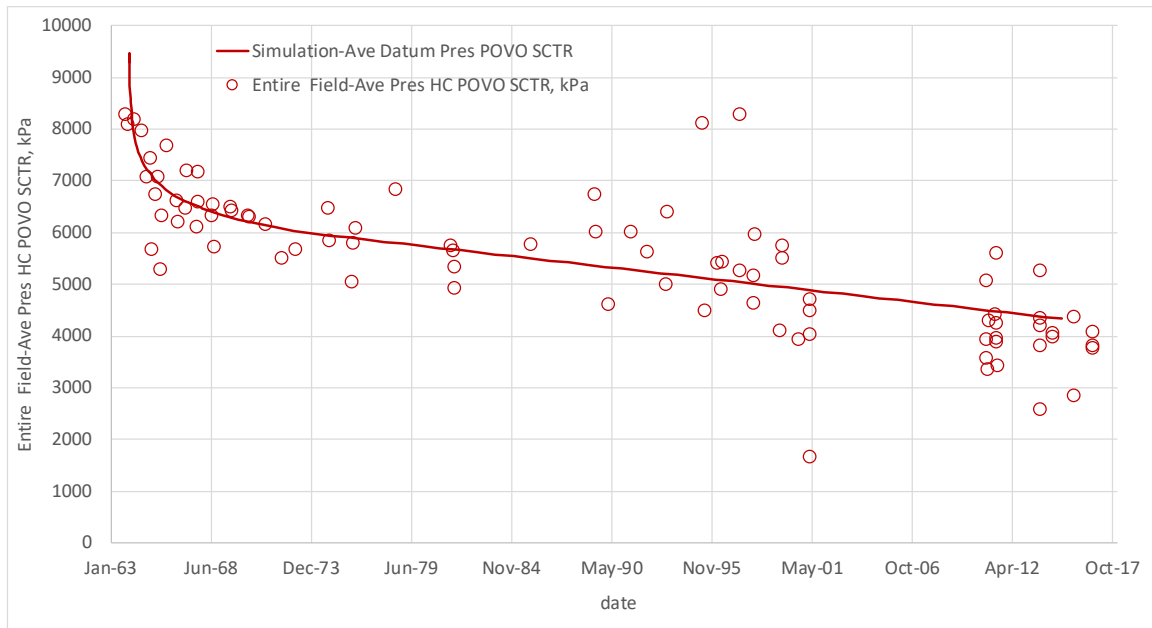


Figure III-24 : Calages de l'historique la pression du reservoir

III.6. Les scénarios des prédictions :

Cinque scénarios de prédictions sont considérés afin d'examiner la performance de model avec différentes méthodes de récupérations et avec multiple de configurations :

- 1- Déplétion naturelle
- 2- Injection d'eau (Water Flood)
 - Injection au-dessous du contact eau-huile (Flank Injection)
 - Injection au-dessus du contact eau-huile (Oil Leg)
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m)
 - Injection dans pattern de 5 spots (300 m)
 - Injection dans pattern d'entraînement de ligne (line drive)
- 3- Injection du gaz miscible (Miscible gas injection)
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec MMP de 50 bars
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec MMP de 70 bars
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec MMP de 80 bars
- 4- Injection du polymère
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec plumer viscosité de 3.0 cp
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec plumer viscosité de 6.0 cp
 - Injection dans pattern de 5 spots (600 m) avec plumer viscosité de 12.0 cp

Dans tous les cas de scenarios d'injection le Voidage Replacement Ratio (VRR) est maintenue approximativement égal à 1. Le VRR est défini comme étant le volume total du

fluide injecté divisé par le volume total des fluides produits, tous les deux dans les conditions du réservoir.

La détermination de la pression minimale de miscibilité MMP (Minimum Miscibility Pressure) ; cette valeur correspond à la pression minimale requise pour avoir une miscibilité entre l'huile du réservoir et le gaz injecté. La détermination de cette valeur se fait en laboratoire par un test appelé « slim tube », dans cette étude on n'a pas laboratoire effectuée sur le fluide du réservoir D0A. Donc l'équation d'états (EOS) est utilisée avec PVTsim logiciel pour estimer la pression minimale de miscibilité MMP est obtenue dans l'intervalle du 80 bars (Figure 25).

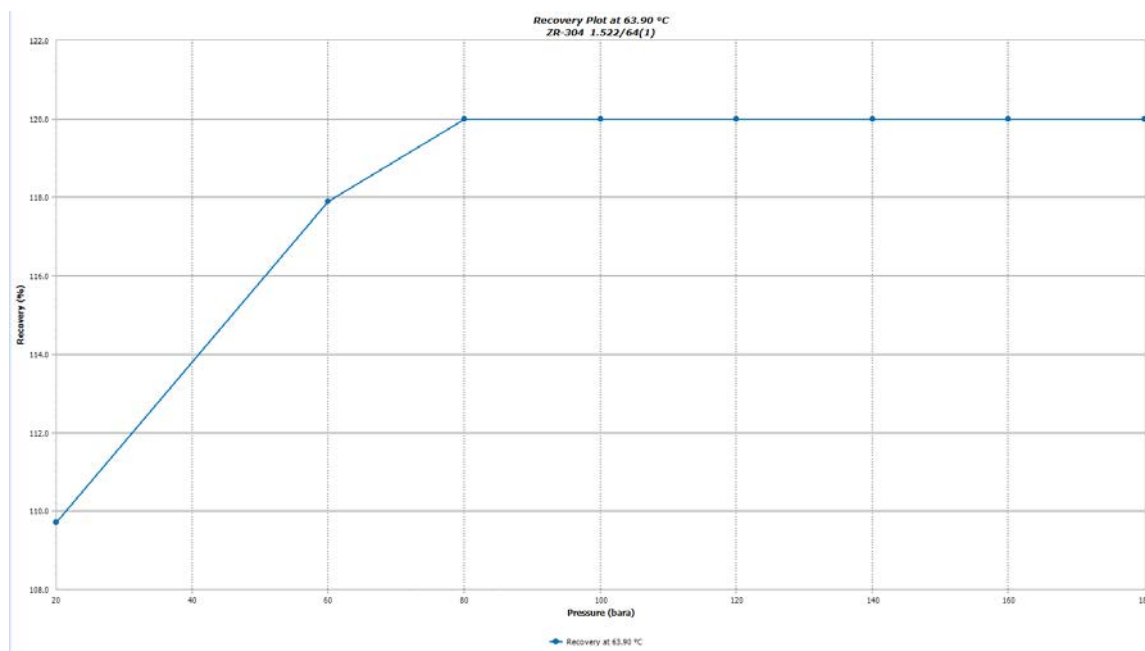
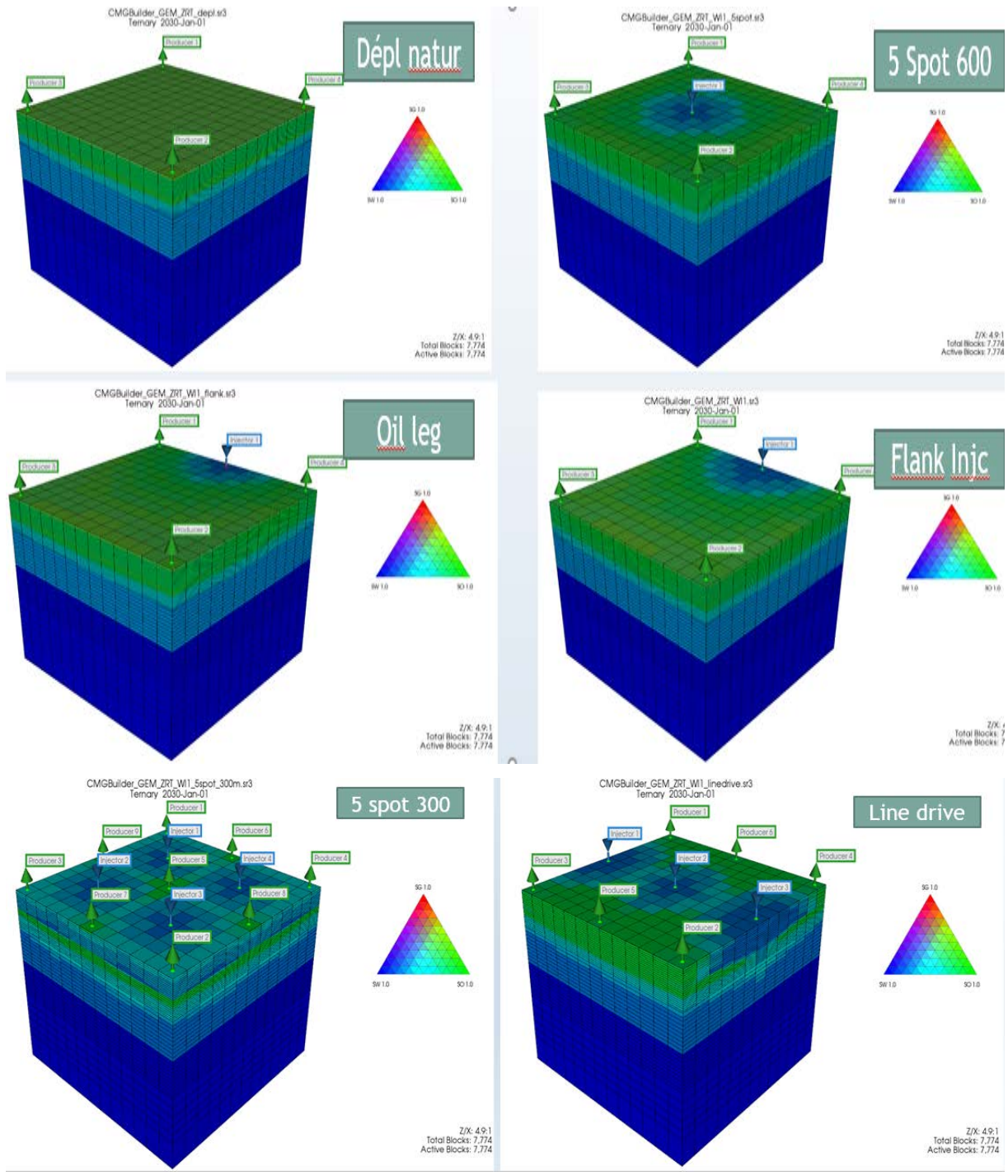


Figure III-25: Slim Tube test avec PVTsim logical – MMP = 80 bars

Dans cette étude, nous sommes testés trois types de polymères sur la base de leur pouvoir viscosifiant de 3cp, 6cp et 12cp. Les autres paramètres de sélection du choix de polymère comme son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physicochimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes ne sont pas étudiés dans cette étude.

Toutes les simulations effectuées sont réalisées à l'année 2050.



*+-

Figure III-26 : Configurations du scenario de déplétion naturelle et les injections d'eau dans le box model – saturation d'huile à l'année 2030

Dans la première configuration de déplétion naturelle, pas d'injection d'eau juste les 4 puits places aux cornes de box model. Dans la deuxième configuration, un injecteur d'eau est placé dans le milieu de box model pour faire un pattern de 5 spots. Pour obtenir les configurations 3 et 4, un injecteur d'eau ont été place dans le bord de box model entre les puits producteurs

avec différent perforation placement au-dessus et au-dessous l'eau-huile contact respectivement.

Dans la cinquième configuration, situés aux puits ou placés à 5 spots avec un distance régulier de 300m entre les producteurs et les injecteurs. La dernière configuration, situés aux puits ou placés à intervalles réguliers sur les lignes reliant l'injecteur et les producteurs (line drive).

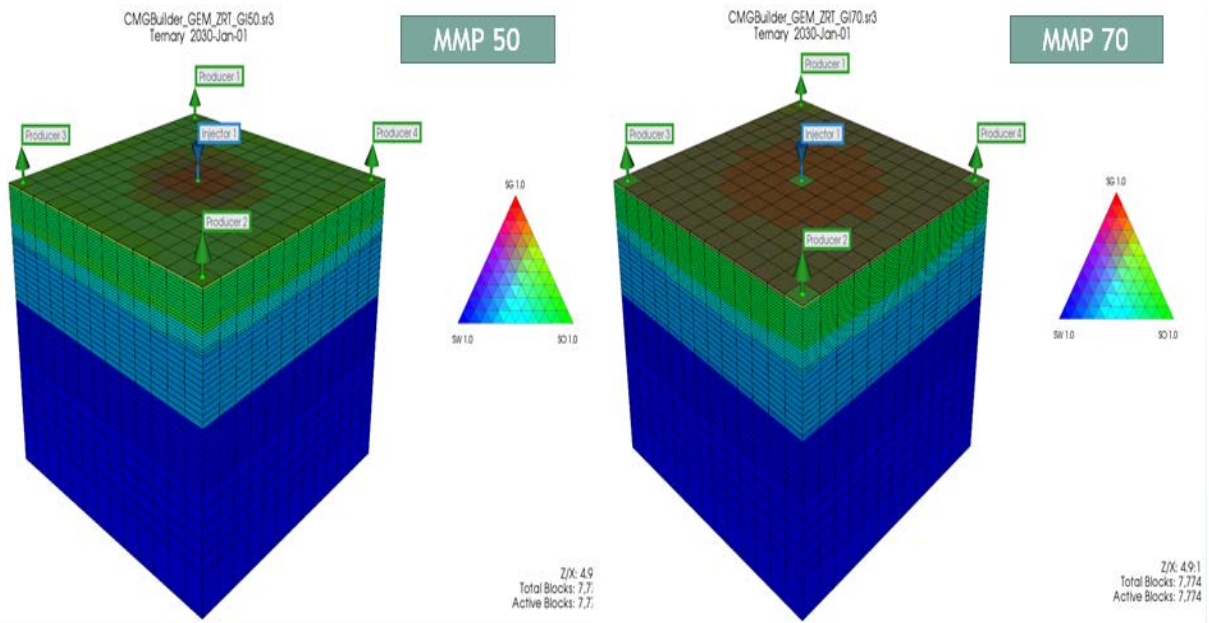


Figure III-27 : Configurations du scénario d'injections de gaz dans le box model (MMP = 50 bars et 70 bars) – saturation d'huile à l'année 2030

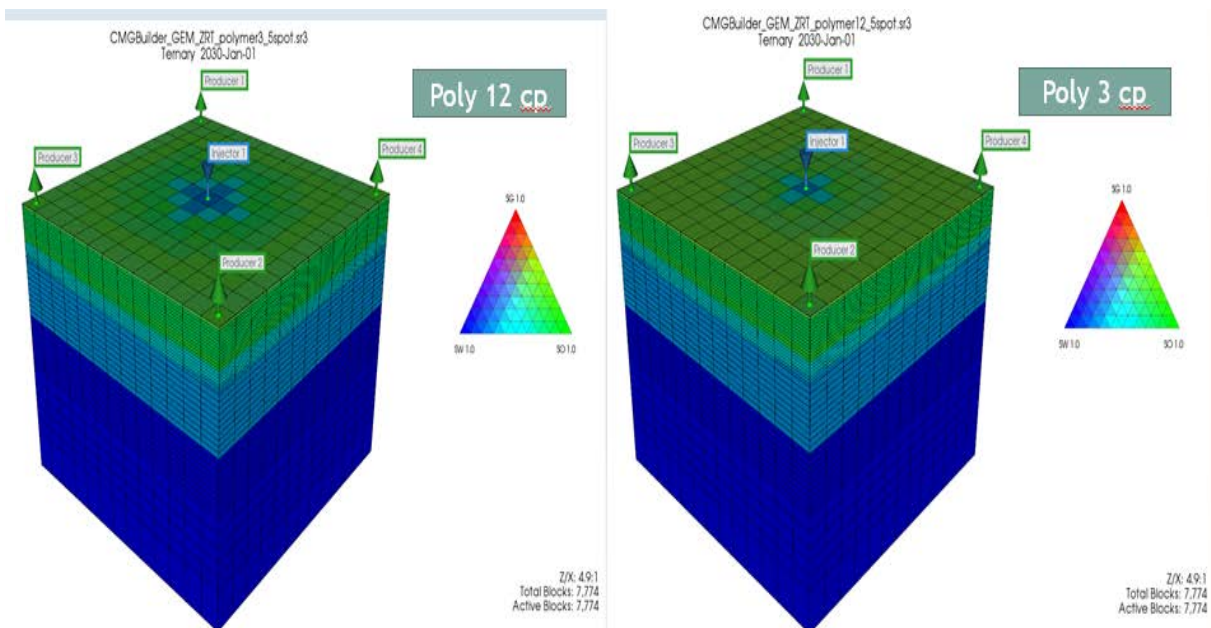


Figure III-28 : Configurations du scénario d'injections de polymère dans le box model (viscosité 3 cp et 12 cp) – saturation d'huile à l'année 2030

Les résultats de différents scénarios avec différent récupération mode sur le box model sont présente dans les figures suivantes :

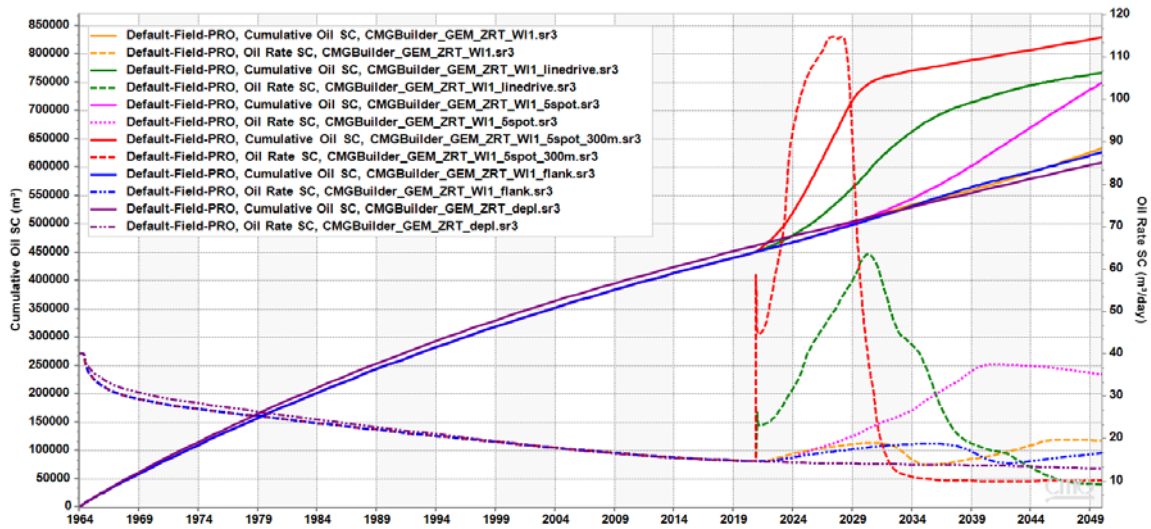


Figure III-29 : Les prédictions de débit d’huile et la cumulative de production d’huile dans les scénarios d’injection d’eau versus la déplétion naturelle

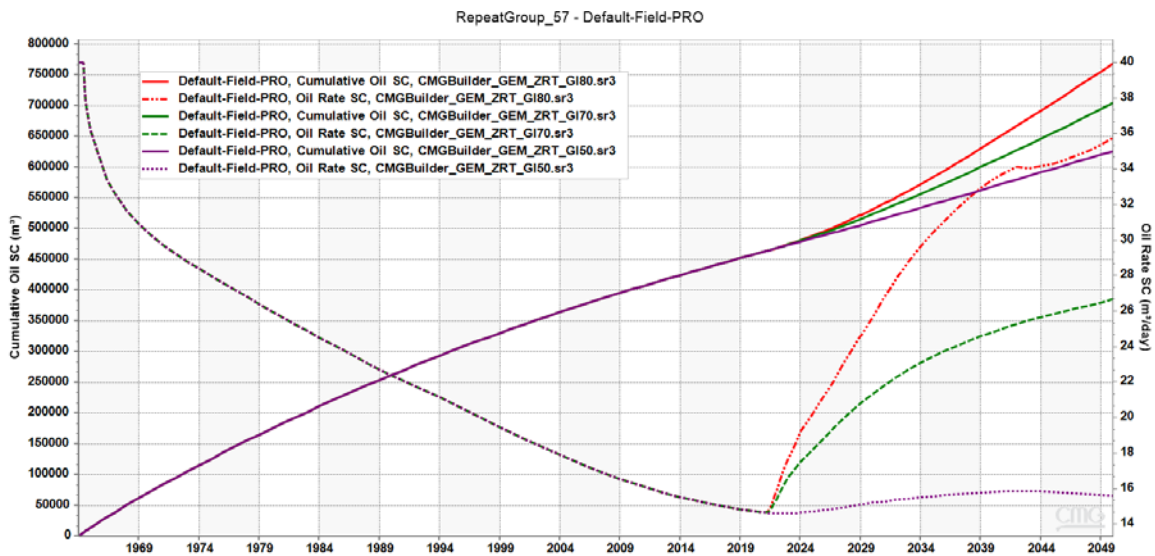


Figure III-30 : Les prédictions de débit d’huile et la cumulative de production d’huile dans les scénarios d’injection du gaz versus la déplétion naturelle

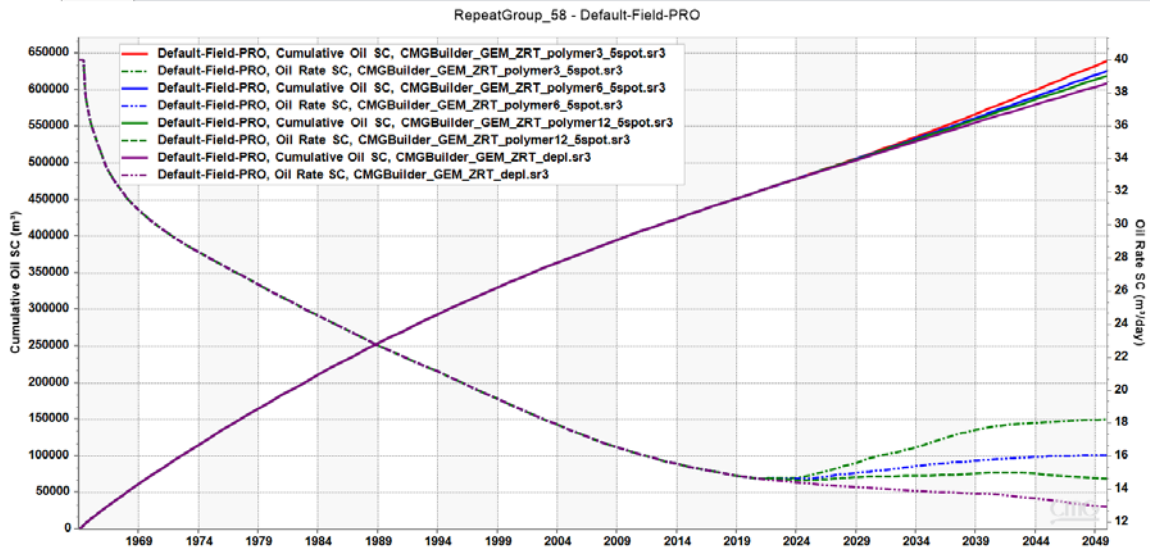


Figure III-31 : Les prédictions de débit d'huile et la cumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection du polymère versus la déplétion naturelle

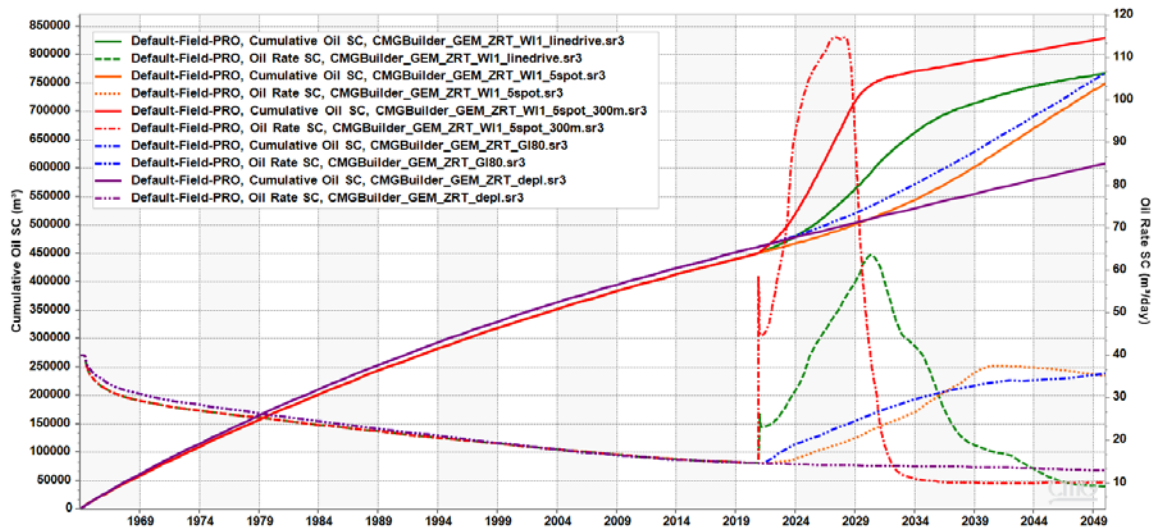


Figure III-32 : Les prédictions de débit d'huile et la cumulative de production d'huile dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spot 300m et line drive versus la déplétion naturelle

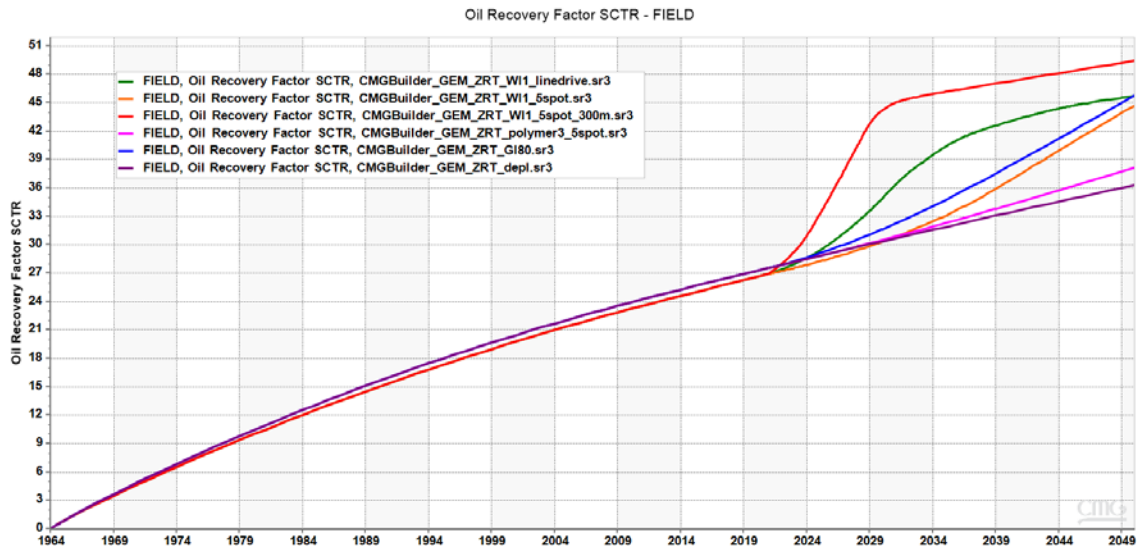


Figure III-33 : Les prédictions de taux de récupération d’huile dans les scénarios d’injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l’injection d’eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle

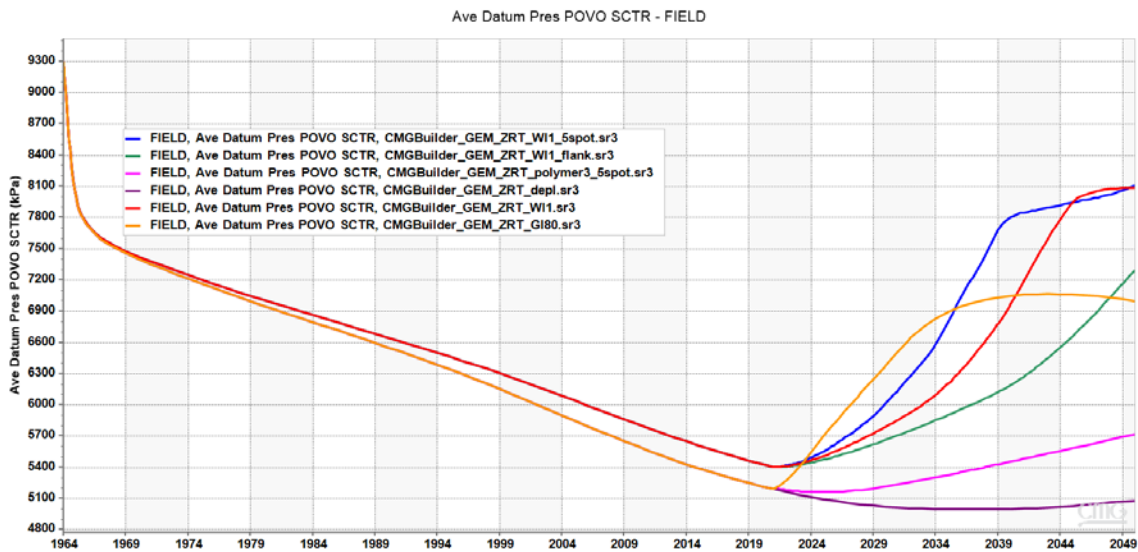


Figure III-34 : Les prédictions de pression de réservoir dans les scénarios d’injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l’injection d’eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle

Ces synthèses montrent clairement (Tableau 4) que l’augmentation de la récupération des hydrocarbures dans le model lors de l’injection eau avec la configuration de pattern de 5 spots de distance de 300 m entre le puits, les placements de puits (producteurs et injecteurs) par conséquence le front de déplacement est plus droit en augmentant l’efficacité du balayage et le taux de récupération d’huile à 13.2% compare au scénario de déplétion naturelle.

L'injection du gaz miscible à 80 bars avec l'injection d'eau à pattern 5 spot de 600m distance entre les puits et le scenario d'injection avec configuration line drive sont similaire taux de récupération de approximativement 9% compare au scénario de déplétion naturelle.

L'injection de polymère avec viscosité de 3 cp, n'a pas fait grand changement sure le taux de récupération d'huile. L'efficacité de balayage ne peut pas être améliorée facilement les zones d'huile contournée ont une viscosité beaucoup plus faible que les zones inondées par le polymère et le polymère n'est pas suffisant pour contrebalancer ce contraste des mobilités. Pour ce le balayage avec l'eau reste est le meilleur dans ce cas.

Scenario	Taux de récupération d'huile, %	Diff, %
Déplétion naturelle	36.3	-
Injection du polymère 3cp de viscosité	37.7	1.4
Injection du gaz miscible à 80 bars	45.8	9.5
Injection d'eau 5 spot pattern à 600m	44.8	8.5
Injection à line drive	45.7	9.4
Injection d'eau 5 spot pattern à 300m	49.5	13.2

Tableau III-4 : ratio de récupération d'huile dans les scénarios d'injection du polymère 3cp, gaz miscible 80 bars et l'injection d'eau 5 spot 600m, 5 spots 300m et line drive versus la déplétion naturelle

CONCLUSION

&

RECOMMENDATION

1. Conclusion:

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à la dernière étape de l'étude d'un réservoir pétrolier : Le calage d'historique et les prédictions du modèle de simulation dynamique (box model) avec différents types de récupération.

L'analyse des résultats de simulation sur le box model représentant la formation Carbonifère DOA du champ Zarzaitine Nord-Est, montre ce qui suit :

- Un balayage plus efficace pour les écoulements d'eau que pour un écoulement de polymères, ce qui met en évidence l'influence d'un rapport de mobilité plus favorable dans le cas de l'injection d'eau. De ce fait, on peut considérer que l'injection de polymères n'est pas réalisable pour ce type de réservoir.
- L'injection de gaz miscible avec pression minimale de miscibilité MMP de 80 bars est réalisable avec un taux de récupération de 9% au scénario de déplétion naturelle.
- L'injection d'eau avec la configuration de pattern de 5 spot de distance de 300 m entre les puits, conduisent au taux de récupération le plus élevé.

L'injection d'eau dans l'aquifère n'est pas la configuration la plus favorable pour avoir un bon taux de récupération et de maintien d'un VRR autour de l'unité, avec une pression de réservoir au-dessus de pression de bulle.

2. Recommandation :

L'ensemble de ces résultats de simulation nécessite d'être approfondi sur différents aspects de l'étude au niveau expérimental et numérique :

- L'hétérogénéité et la connectivité du réservoir entre les puits sur la production reste encore à éclaircir.
- Pour finir, on pourrait envisager l'élaboration d'un modèle numérique pour tout le champ qui prend en compte les effets des sensibilités d'hétérogénéité sur les productions finales.
- Le choix entre l'injection de l'eau avec différentes configurations, ou celui du gaz, se fait en fonction de deux ensembles de critères, économiques et techniques. Une étude économique est nécessaire pour la sélection du mécanisme le plus favorable de récupération, tout en considérant la volatilité du prix du pétrole.
- Il est opportun de conduire en laboratoire l'expérience du tube fin (*slim tube*), pour estimer la pression minimale de miscibilité MMP, dans le cas de l'injection du gaz miscible, et établir la faisabilité économique.
- Nous suggérons à SONATRACH d'évaluer l'injection d'eau avec la configuration du motif (*pattern*) de **5 spot de distance de 600 m**, pour le maintien de la pression et augmenter le taux de récupération.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] Jose Luis Juarez Morejon, Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche.
- [2] C. COTTIN, Drainage dans des micro modèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole, Octobre 2010.
- [3] SPE JPT - Society of Petroleum Engineers.
- [4] IFP,enspm. Formation, industrie. IFP Training.
- [5] Oughanem.Rezki, Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par Tomographie RX. Matériaux, INSA de Lyon, Français, 2013.
- [6] O. LOUISNARD, Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA, 25 septembre 2012.
- [7] P. Barreau, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en Présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [8] Barkat Hanane, Ziani Samia, Etude de la rétention de surfactant par la roche Réservoir lors du Micellar/Polymer flooding, 22/05/2016.
- [9] N. Moudir, Reservoir Engineering Enhanced Oil Recovery EOR, GGR Département -IAP, décembre 2016.
- [10] D. E. TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, L'UNIVERSITÉ BORDEAUX 1 ÉCOLE DOCTORALE DES SCIENCES PHYSIQUES DE L'INGENIEUR, 09 Novembre 2011.
- [11] R. Oughanem., Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par Tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français., 2013.
- [12] D. veillon, La liaison Couche-trou.
- [13] A. A. L. Alghamdi, Experimental Evaluation of Nanoparticles Impact on Displacement Dynamics for Water-Wet and Oil-Wet Porous Media, 2015.
- [14] S. A. A. D. PED, Étude de faisabilité de récupération EOR chimique dans les Zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud. Beicip Franlab, France, Octobre (2013).
- [15] R.De Bauw, E.Millich ,J.P.Joulia, D;Van Asselt, Nouvelles technologies pour L'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz, Volume 2, Paris : Editions Technip,décembre 1984.

- [16] O. Angelini. Étude de schémas numériques pour les écoulements diphasiques en milieu poreux déformable pour des maillages quelconques : application au stockage de déchets radioactifs. PhD thesis, University Paris-Est, 2010.
- [17] Carbonate accumulation horizons (CAH) in Champagne-Ardenne (north-east of Paris basin, France); regional breakdown, characterization and impacts on watertransfers.
- [18] www.spc.acaixmarseille.fr/phy_chi/Physique_appliquee/Menu/TP/capteur_de_pressi on/Capteurs_pression.html.
- [19] In Amenas DMN 08-2012 document SONATRACH. SH-DP-INAS
- [20] Présentation d'introduire calcule de skin et évaluation du potentiel des puis pour le choix des puits candidats pour la stimulation. Ait Saadi Mouloud Ingénieur SONATRACH.
- [21] document SONATRACH SH-DP-INAS.
- [22] Introduction to CMG's Modelling Workflows.
- [23] Etude des Paramètres de Production du Réservoir D0a – ZRNE par la méthode de bilan matière. Bentahar Habib Ingénieur SANATRACH.