

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

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 :

AKSOUR Feriel , HATHAT Feriel , KARA Fares

Thème :

**Simulation numérique sur l'effet d'injection CO₂ avec CH₄
dans le champ zarzaitin**

Soutenu le : 07 /06/2023 devant la commission d'examen

Devant le Jury composé de :

Président	Mr. MILOUDI Mustapha	MAA	(UKM Ouargla)
Examineur	Mr. FROUHAT Rachid	MAA	(UKM Ouargla)
Encadreur	Mr. SID ROUHOU Mouhamed	MAA	(UKM Ouargla)

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

Nous tenons d'abord à remercier Dieu de nous avoir entourés de personnes qui nous ont aidés tout au long de notre parcours.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr. SID ROUHO Mohamed pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qu'il nous a apportée malgré ses occupations.

Nous remercions aussi le président du jury Mr. MILOUDI Mustapha, et L'examineur Mr. FROUHAT Rachid, pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger ce travail.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département de production qui ont contribué à notre formation.

Enfin, nous ne pouvons pas oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidés et encouragés trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.

Feriel, Feriel et Fares

Dédicaces

Je dédie ce mémoire

À qui m'adresse au ciel les vœux les plus ardents pour la conservation de leur santé et de leur vie, Mon très cher père.

À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre... À cette source de tendresse, de patience et de générosité, Ma très cher mère, Tu es l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Et Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver t'accorder santé, longue vie et bonheur. Qu'ils trouvent ici le témoignage de mon profond respect et gratitude.

*Mes très chers frères et sœurs : Abdelaziz, Houssin, Loubna, Ahlem, Nihel
Amina, Mohamed et Amel*

*Je n'oublie jamais l'amour illimité de mon bras droit Khedidja et mes très
chères amies Henda Chaima Chahinez Imene et chère binôme feriel*

Et Chiraz

À tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer ...

À tous ceux que j'estime

A. Feriel

Dédicaces

Tous d'abord je remercie le tout puissant Dieu, car c'est avec son a que nous avons pu ide réaliser ce projet.

A ce qui m'ont donnés la vie, l'espoir, et l'amour, à ceux qui m'ont encouragés tout au long de mes études :

Mon Père et

la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis :

Ma Mère.

Je dédie également ce modeste travail à mes Sœurs «wejdane . Afaf . Nour EL Houda et Anfel »,

Mes meilleurs amis sont

« Nour El Imane Et Ferial ».

Enfin, pour tous ceux qui nous ont aidés à réaliser notre Travail « Hinda Et Khadidja ».

H. Ferial

Dédicaces

Je dédie cet événement marquant de ma vie à la mémoire de mon grand-père disparu trop tôt. J'espère que, du monde qui est le sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part de son petit-fils qui a toujours prié pour le repos de son âme. Sa motivation et ses encouragements m'ont aidé à persévérer et à atteindre mes objectifs, sa gentillesse sa sagesse et son soutien m'ont prêté main-forte pour devenir la personne que je suis aujourd'hui. Grand père bien que tu ne sois plus là physiquement, ta mémoire et ton amour continuent à m'inspirer chaque jour

Je porte mon deuil et garde la foi. Que ton repos soit doux comme ton cœur fut bon.

À mes parents également qui ont été une source constante de soutien et d'amour inconditionnel. Leurs sacrifices et leur dévouement ont été inestimables. Papa, maman, je vous suis vraiment reconnaissant et redevable.

À mes frères aimant, Rayane – Anis et ma adorée Arwa qui ne ratent jamais d'occasions pour célébrer avec moi les moments de ma joie.

À tous mes amis d'enfance et ceux que j'ai eu la chance de rencontrer tout au long de mon cursus. J'ai tellement apprécié les moments que nous avons passés ensemble, nos délires et tant d'autres belles aventures.

Votre amitié m'est vraiment chère.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance à l'équipe CRD Boumerdes en particulier à Mr.Mennad ; Mr.Hakim Boudjamaa ; Mme.Tayati et Mr.Madani pour l'intérêt porté à ce travail et notre à sujet de recherche.

Un grand merci à Mme.Akkouche et Mr.delladji de leur aide à obtenir le terrain de stage , je vous remercie pour votre professionnalisme.

K. Fares

ملخص

الهدف من هذا الموضوع هو دراسة كيفية تحسين استخلاص الزيت عن طريق حقن ثاني أكسيد الكربون بنسب متفاوتة مختلطة بالميثان . يساعد ثاني أكسيد الكربون على زيادة الضغط وتقليل لزوجة الزيت. في هذه الدراسة ، قمنا بجمع البيانات البتروفيزيائية والميكانيكية ، بالإضافة إلى بيانات الإنتاج الخاصة بحقل زارارتان ، لبناء نموذج مكمّن باستخدام برنامج محاكاة CMG .

Résumé :

L'objectif de ce sujet est d'étudier comment améliorer l'extraction du pétrole en injectant du Dioxyde de carbone à des proportions variables, mélangé avec du méthane. Le dioxyde de Carbone contribue à augmenter la pression et réduire la viscosité de l'huile.

Dans cette étude, nous avons collecté des données pétro-physiques et Mécaniques, ainsi que des données de production spécifiques au champ Zaraitin, afin de Construire un modèle de réservoir à l'aide du logiciel de simulation CMG.

Abstract :

The objective of this subject is to study how to improve oil extraction by injecting carbon dioxide in varying proportions, mixed with methane. The carbon dioxide helps to increase the pressure and reduce the viscosity of the oil.

In this study, we collected petrophysical and mechanical data, as well as production data specific to the Zarartan field, to build a reservoir model using CMG simulation software.

Liste des figures :

FigureI-1: Profil de récupération d'un réservoir conventionnel.....	4
FigureI-2 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.....	5
Figure I-3 : Drainage assisté du réservoir.....	6
Figure I-4 : Classification des procédés de récupération de l'huile.....	7
Figure II-1 : Technique d'injection vapeur	10
Figure II-2 : Technique d'injection CO2.....	10
Figure III-1 : Champ Zarzaitine nord	17
Figure III-2 : colonne stratigraphique type de champ zarzaitine	18
Figure III-3 : représente les trois applications de simulateurs.....	19
FigureIII.4 forme finale du modèle de réservoir.....	21
FigureIII.5 : représente les applications de simulateurs.....	22
FigureIV.1 : L'effet des changements pourcentage de gaz CO2 avec CH4.....	24
FigureIV.2:le cas d'injection CO2 100 %.....	25
Figure IV.3 : le cas d'injection CO2 70 % CH4 30%	25
Figure IV.4 : le cas d'injection CO2 50% CH4 50%.....	26
Figure IV.5 : le cas d'injection Co2 30% CH4 70%.....	26
Figure IV.6 : le cas d'injection CH4 100 %	27
Figure IV.7: La somme des cas d'injection (CH4 et CO2).....	27

Liste Des Symboles et Abréviations

Liste des Symboles et Abréviations :

<i>Symboles</i>	Signification
OOIP	Original Oil in place
IOR	. Improved Oil Recovery
EOR	Enhanced Oil Recovery.
CMG	Computer modeling group
IMEX	IMplicit-EXplicit Black Oil Simulator
GEM	Generalized Equation-of-State Model Reservoir Simulator
WOC	Water Oil contact

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 GENERAL	1

Chapitre I : Généralité sur la récupération des hydrocarbures

I.1 Introduction.....	4
I.2 Mécanisme de drainage d'un gisement.....	5
I.2.1 Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire).....	5
I.2.2 Drainage assisté (secondaire et tertiaire).....	6
I.3 Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile.....	7

Chapitre II : Récupération tertiaire par injection CO₂

II.1 Introduction	9
II.2 Récupération tertiaire EOR	9
II.2.1 injection de vapeur.....	9
II.2.2 Injection chimique de tensio-actifs.....	10
II.2.3 L'injection de microorganismes sélectionnés.....	10
II.2.4 l'injection de dioxyde de pétrole.....	10
II.3. Avantages de l'injection de CO ₂	12
II.4. Inconvénients de l'injection de CO ₂	12
II.6. Avantages de l'injection de CH ₄	13
II.7. Inconvénients de l'injection de CH ₄	13

CHAPITRE III : Modélisation de Réservoir

III.1 Introduction.....	15
III.2. Définition de simulation.....	15

TABLE DES MATIERES

III.3. Planification d'une étude de simulation.....	15
II.3.1 Définition de l'étude.....	15
II.3.2 Choix du modèle de simulation.....	16
II.3.3 Collecte de données, validation et interprétation.....	16
III.4. Présentation du champ ZARZAITINE NORD-EST	17
III.4.1. Description géographique.....	17
III.5. Présentation logiciel CMG.....	18
III.5.1. Etapes de création du modèle	19
III.6. Présentation le logiciel PipeSim.....	22

Chapitre III Etude de cas

IV.1. Résultat de logiciel Pipe Sim.....	24
IV.2. Résultat de logiciel CMG.....	25
Conclusion.....	31
Recommandation.....	32
Bibliographies.....	3

Introduction général :

La mise en production d'un champ de pétrole en phase de développement, est échelonnée en plusieurs étapes, Tout d'abord, il y a la récupération primaire, qui ne fait intervenir aucun mécanisme d'appoint, et repose principalement sur la pression initial de gisement dans son état, qui est généralement la plus élevée dans le cycle de vie d'un champ, Les rendements de la récupération primaire variants entre 5 à 30% d'OOIP (*Original Oil In Place*), en fonction des caractéristiques géologiques du réservoir.

Au terme de cette 1ere 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 celle 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. À 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.

L'injection de gaz ou l'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. 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 maintiennent la pression dans le réservoir d'huile améliorent le déplacement du pétrole en réduisant la tension superficielle entre le pétrole et l'eau. Cela permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, permettant d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble. Les gaz utilisés sont le CO₂, le gaz naturel ou l'azote. Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui dépend fortement de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut. [1]

Notre objectif dans cette étude est de découvrir comment l'injection de dioxyde de carbone affecte l'EOR avec son mélange avec du gaz méthane dans différentes proportions et d'interpréter les résultats.

L'étude présentée dans ce document comporte deux parties (partie théorique et partie Pratique) et quatre 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.

Dans le chapitre II a mis l'accent sur les idées générales sur l'injection CO₂.

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

Dans le chapitre IV a mis l'accent sur Résultat et discussions.

On achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.

Chapitre I :
Généralité sur la Récupération des
Hydrocarbures.

I.1. Introduction :

L'exploitation d'un gisement pétrolier se déroule en trois étapes : la récupération primaire, puis la récupération secondaire et enfin la récupération 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 (Improved Oil Recovery -IOR) : Pour augmenter ce taux de récupération, les procédés secondaires consistent à injecter du gaz ou de l'eau par un puits d'injection 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 couramment employées 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) : Elle permet d'accroître d'avantage les taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

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

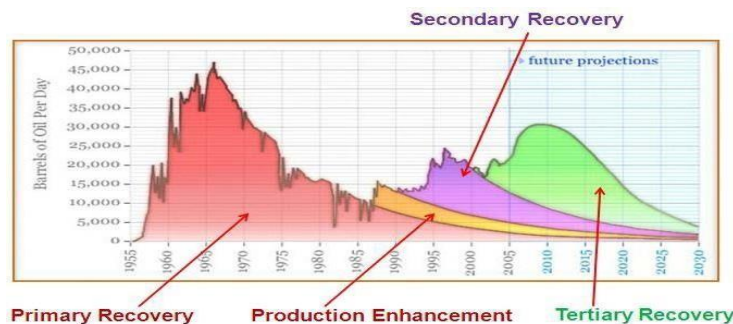


Figure I-1 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel. [3]

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]

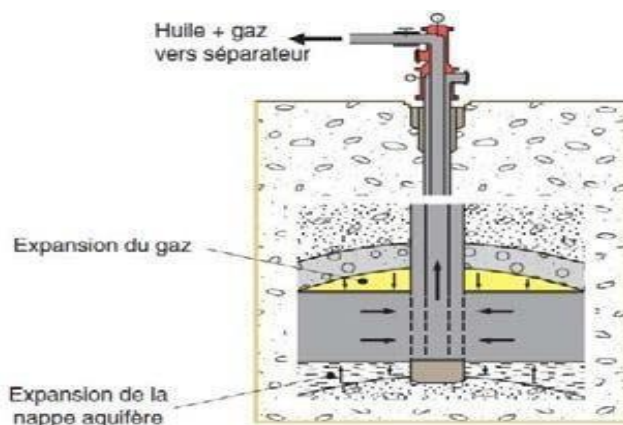


Figure I-2 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4]

- ✓ **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]

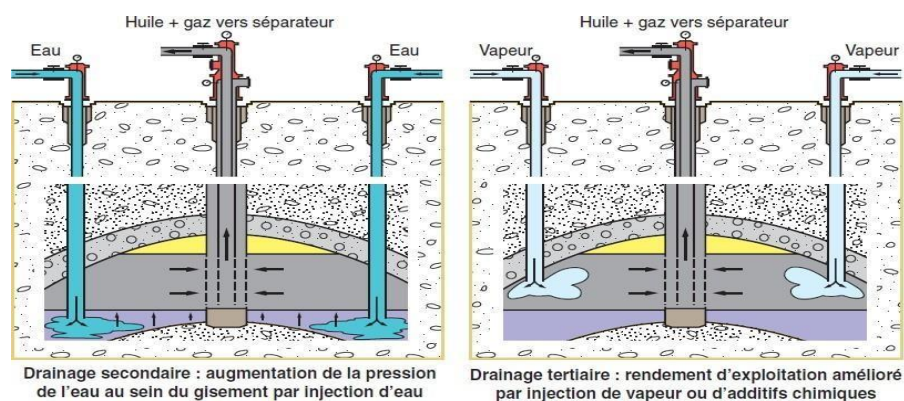


Figure I-3 : Drainage assisté du réservoir [4]

I.3 . Classification des procédés de récupération d'huile :

En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle voire la figure I-4.

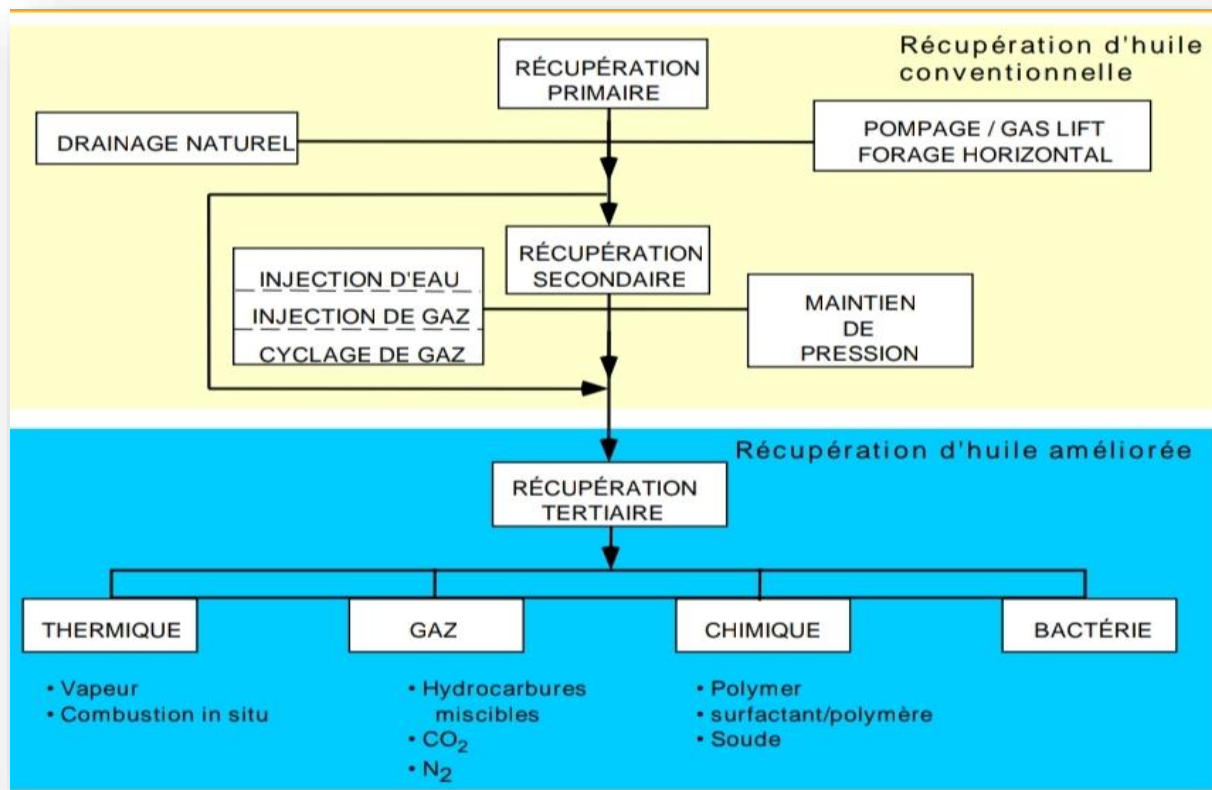


Figure I.4 : Classification des procédés de récupération de l'huile [11]

Chapitre II :

Récupération tertiaire par injection co2

II.1. Introduction :

La récupération tertiaire par injection de CO₂ est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière pour augmenter la récupération de pétrole d'un gisement. Cette technique est utilisée après l'exploitation primaire et secondaire du gisement. Elle consiste à injecter du CO₂ sous pression dans le gisement pour réduire la viscosité du pétrole et faciliter son déplacement vers les puits de production. L'injection de CO₂ peut également provoquer une augmentation de la pression dans le gisement, ce qui peut aider à pousser le pétrole vers les puits de production.

Cette technique est souvent utilisée dans les gisements de pétrole matures où la production a diminué et où il reste encore une quantité importante de pétrole non récupérée. L'utilisation de CO₂ pour la récupération tertiaire peut également avoir des avantages environnementaux, car le CO₂ est capturé à partir de sources industrielles et injecté dans le gisement plutôt que d'être rejeté dans l'atmosphère. Cela peut aider à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à lutter contre le changement climatique.

II.2. Récupération tertiaire EOR :

La « récupération tertiaire » désigne un ensemble de techniques visant notamment à diminuer la viscosité du fluide de formation, ou à améliorer la diffusion à l'intérieur du gisement. La mise en œuvre de l'une ou l'autre méthode dépend des caractéristiques du gisement, mais également des ressources disponibles localement. On peut citer:

II.2.1 injection de vapeur :

Les méthodes thermiques de récupération de pétrole sont des techniques de récupération tertiaire consistant à chauffer le pétrole, ce qui réduit sa viscosité et le rend plus facile à extraire. En effet, le gaz injecté produit en même temps que le pétrole est brûlé en surface, et les produits de la combustion sont injectés dans la formation . [5]

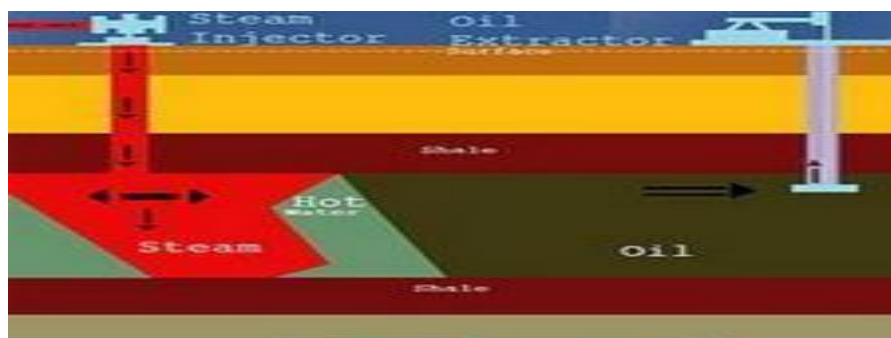


Figure II.1: Technique d'injection vapeur [5]

Cette méthode de récupération est largement utilisée pour augmenter l'extraction de pétrole dans la vallée de San Joaquin qui a du pétrole très lourd, mais qui représente 10 % de l'extraction de pétrole des États-Unis.

II.2.2 Injection chimique de tensio-actifs :

Les **tensio-actifs** sont des (molécules à la tête hydrophile et à la queue lipophile) qui réduisent la fraction de pétrole piégée et améliore son balayage dans le puits.

Des solutions chimiques de diluant ou de surfactant peuvent aussi être employées pour réduire les tensions de surface et la pression capillaire dans les puits de pétrole. [5]

II.2.3 L'injection de microorganismes sélectionnés :

est un moyen de réduire la longueur des chaînes carbonées tout en générant in situ des surfactants et du CO₂ qui réduisent la viscosité du pétrole. Sans ces techniques, des centaines de milliards de mètres cubes de pétrole ne pourraient être extraits des réservoirs géologiques. [5]

II.2.4 l'injection de dioxyde de pétrole :

le CO₂, en se mélangeant avec le liquide, diminue sa viscosité, et améliore son écoulement vers le puits de production

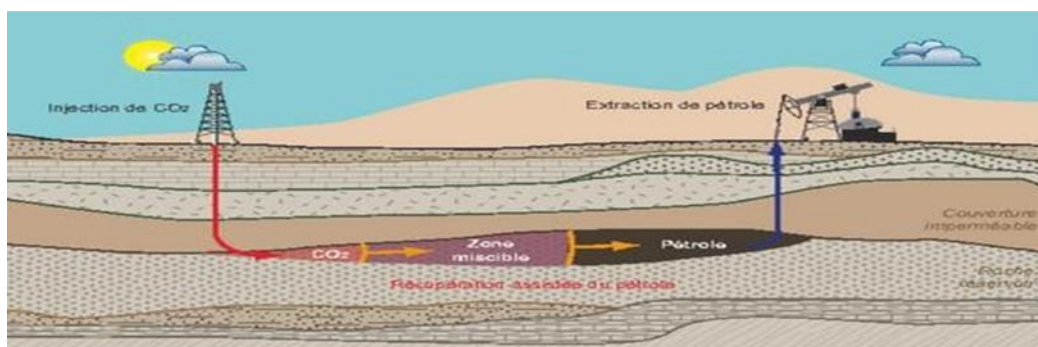


Figure II.2: Technique d'injection CO₂ [5]

- ✚ L'injection de gaz ou l'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. 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 maintiennent la pression et le réservoir d'huile améliore le déplacement du pétrole car la tension superficielle entre le pétrole et l'eau est réduite. Cela permet de d'éliminer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, permettant d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble. Les gaz utilisés sont le CO₂, le gaz naturel ou l'azote. [6]
- ✚ Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone repose sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui dépend fortement de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut. [6]
- ✚ Le dioxyde de carbone est particulièrement efficace dans les réservoirs d'une profondeur supérieure à 600 m, où le CO₂ se trouve à l'état supercritique. À haute pression avec des pétroles légers, le CO₂ est miscible avec le pétrole, avec pour résultat un gonflement du pétrole, et la réduction de sa viscosité, ainsi qu'une réduction de la tension superficielle avec la roche réservoir. Dans le cas des réservoirs à basse pression ou de pétrole lourds, le CO₂ forme un fluide non miscible, ou est seulement partiellement mélangé avec le pétrole. Une certaine dilatation du pétrole peut se produire, et la viscosité du pétrole peut être considérablement réduite. [7]
- ✚ Dans ces applications, entre la moitié et les deux tiers du CO₂ injecté ressort avec le pétrole produit et est généralement réinjecté dans le réservoir pour minimiser les coûts d'exploitation. Le reste est piégé dans le réservoir de pétrole par divers mécanismes. Le dioxyde de carbone, en tant que solvant, a l'avantage d'être plus économique que d'autres liquides miscibles similaires tels que le propane et le butane. [6]

II.3. Avantages de l'injection de CO₂ dans l'amélioration du taux de récupération du pétrole (EOR) :

- **Augmentation de la récupération de pétrole** : L'injection de CO₂ peut conduire à une amélioration de la récupération du pétrole en réduisant la viscosité de l'huile, en améliorant l'efficacité du balayage et en déplaçant le pétrole du réservoir. Cela peut entraîner une production de pétrole plus élevée et un facteur de récupération global plus important
- **Miscibilité et solubilité** : Le CO₂ présente des propriétés de miscibilité et de solubilité, ce qui signifie qu'il peut bien se mélanger avec le pétrole et se dissoudre en lui. Cela permet un déplacement efficace du pétrole du réservoir et facilite la récupération du pétrole dans des zones qui pourraient être difficiles d'accès avec d'autres méthodes. [8]

II.4. Inconvénients de l'injection de CO₂ dans l'amélioration du taux de récupération du pétrole (EOR) :

- **Coûts opérationnels élevés** : L'injection de CO₂ peut être coûteuse en raison des frais associés à la capture, à la compression et au transport du CO₂ jusqu'au champ pétrolier. L'infrastructure requise pour l'injection de CO₂ et les dépenses opérationnelles associées peuvent rendre le processus d'EOR économiquement difficile.
- **Disponibilité limitée de CO₂** : La disponibilité de CO₂ peut être limitée dans certaines régions, ce qui peut entraver son utilisation généralisée dans les projets d'EOR. [8]

II.6. Avantages de l'injection de CH₄ dans l'amélioration du taux de récupération du pétrole (EOR) :

- **Amélioration du taux de récupération du pétrole** : L'injection de méthane peut augmenter la récupération du pétrole des réservoirs en réduisant la viscosité du pétrole brut, facilitant ainsi son extraction. Elle peut également aider à déplacer et pousser le pétrole vers les puits de production, améliorant ainsi le facteur de récupération global.
- **Rentabilité** : Le méthane est un gaz relativement peu coûteux par rapport à d'autres méthodes d'amélioration du taux de récupération du pétrole, comme l'injection de dioxyde de carbone (CO₂). Il est souvent plus facilement disponible et peut être obtenu à partir de réservoirs de gaz naturel ou généré par des processus tels que la digestion anaérobie des déchets organiques. [8]

II.7. Inconvénients de l'injection de CH₄ dans l'amélioration du taux de récupération du pétrole (EOR) :

- **Fuites de méthane** : Bien que l'injection de méthane pour améliorer le taux de récupération du pétrole puisse réduire les émissions, il existe un risque de fuites de méthane pendant les processus d'injection et de production. Le méthane est un puissant gaz à effet de serre, et sa libération non contrôlée peut contribuer au changement climatique. Une surveillance adéquate et des mesures de contrôle sont nécessaires pour minimiser les fuites.
- **Applicabilité limitée** : L'injection de méthane pour améliorer le taux de récupération du pétrole peut ne pas être adaptée à tous les types de réservoirs. Son efficacité dépend des conditions géologiques spécifiques, des caractéristiques du réservoir et des propriétés du pétrole. Certains réservoirs peuvent ne pas réagir favorablement à l'injection de méthane, limitant ainsi son applicabilité. [8]

CHAPITRE III :
Modélisation de Réservoir.

III.1. Introduction :

Dans une étude sur l'impact de l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) dans le réservoir, il était prévu d'effectuer l'expérience au Centre de Recherche Scientifique. Cependant, malgré notre grand engagement envers la réussite de ce travail, nous avons rencontré de nombreuses difficultés imprévues, telles que l'indisponibilité de l'université en matière de gaz CO₂ et d'échantillon du réservoir. C'est pourquoi nous avons opté pour une simulation numérique en utilisant les logiciels CMG et PipeSim sur le champ Zarzaitine du comme solution alternative ces derniers temps afin de compléter notre mémoire de fin d'études.

III.2. Définition de simulation :

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 cohérence des données disponibles. Il convient de souligner que toutes ces activités Impliquent nécessairement d'autres ingénieurs pétroliers (pétro physiciens, géologues de Production).

III.3. Planification d'une étude de simulation :

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

III.3.1. 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)

III.3.2. Choix du modèle de simulation :

Avant de pouvoir choisir un modèle de simulation approprié, il est nécessaire de recenser les données de base caractérisant le champ ou le réservoir (mécanisme de drainage, Probabilité de congestion, contacts de phase, propriétés de fluide, fracturation, défaillance)

III.3.3. Collecte de données, validation et interprétation :

Procédures générales de collecte et analyse des données :

Geological Data Gathering:

- o Reservoir properties from well cores
- o Porosity
- o Net-to-Gross Ratio
- o Permeability
- o Vertical to horizontal permeability ratio
- o Geological maps
- o Geological properties from a 3D geological model

PVT Data Gathering:

- o Sampling of reservoir fluids
- o Laboratory experiments
- o Fluid characterization

Relative Permeability and Capillary Pressure Gathering:

- o Relative permeability
- o Capillary pressure data gathering

Well and Production Data Gathering:

- o Pressures
- o Performance
- o Production data

III.4. Présentation du champ ZARZAITINE NORD-EST :

III.4.1. 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'Ilizi, à proximité de la Frontière libyenne, à 1500 kilomètres d'Alger.

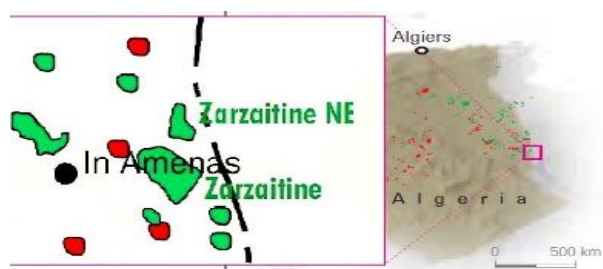


Figure III.1 : Champ Zarzaitine Nord-Est [9]

✚ Stratigraphie

- Le Carbonifère

B0 : Banc de grès moyen sableux.

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

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

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

B8 : Grès moyen, peu cimenté poreux.

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

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

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

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

F2 : Complexe argilo-gréseux avec bancs de grès 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. [11]

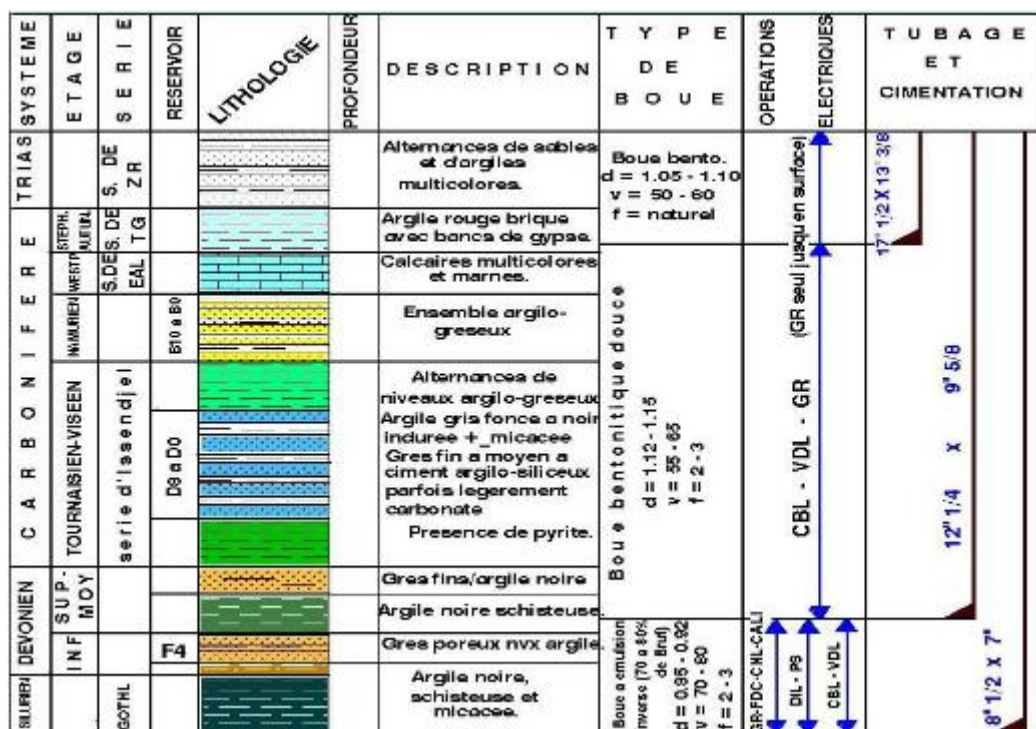


Figure III.2: Colonne stratigraphique type du champ Zarzaitine [9]

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. [11]

III.5. Présentation logiciel 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

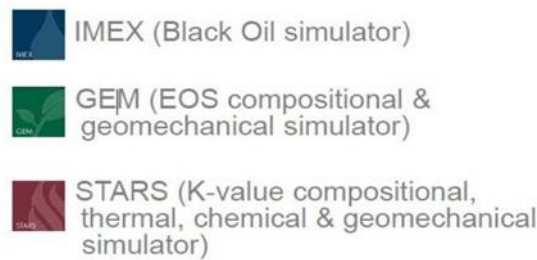
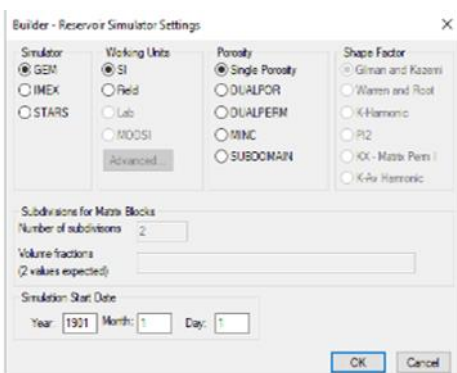
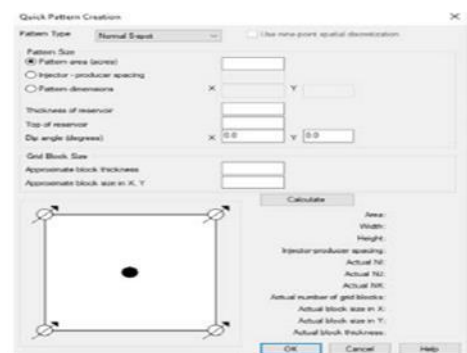


figure III.3 : représente les trois applications de simulateurs. [10]

III.5.1. Etapes de création du modèle :



1 ouvrir le Builder.



2 créer des grilles.

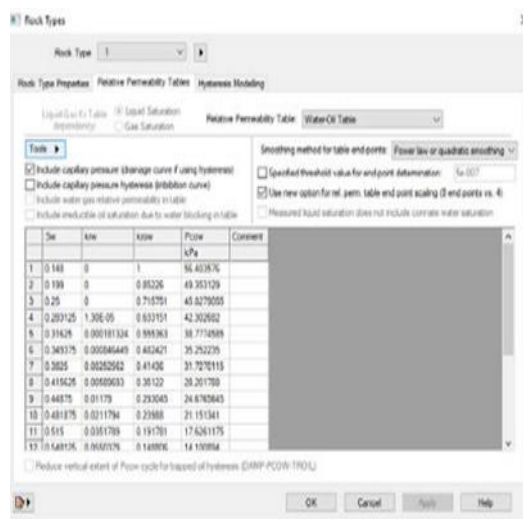
Edit Specification

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

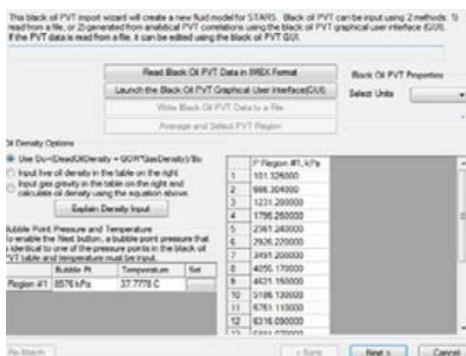
3 Entrez les caractéristiques générales du réservoir.



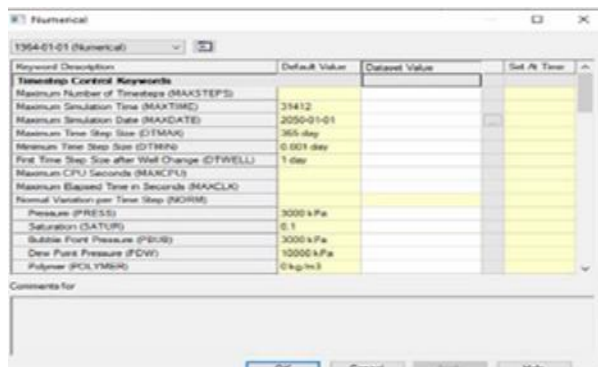
4 Créer le modèle de PVT.



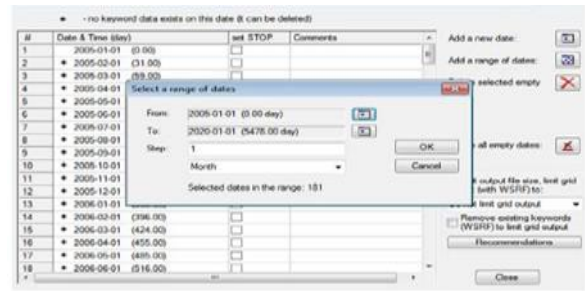
5 créer des données de perméabilité relative.



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 Moudle .

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

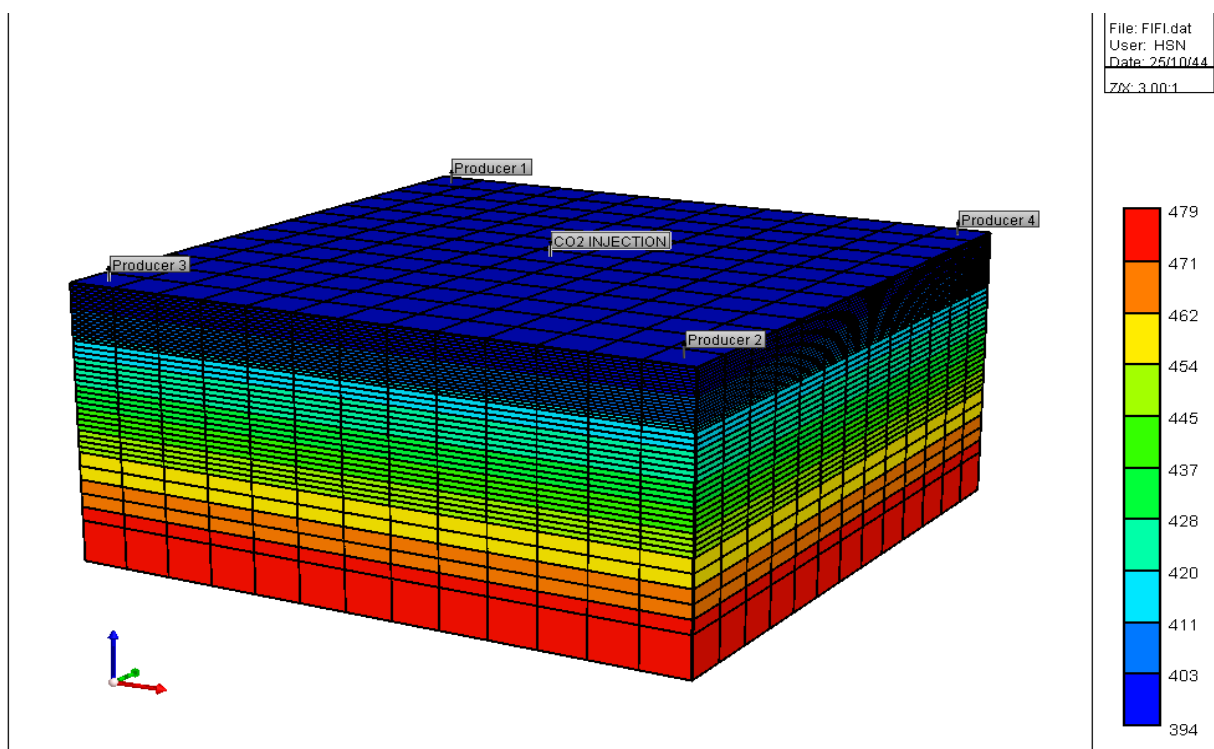


figure III.4 forme finale du modèle de réservoir.

III.6. Présentation le logiciel Pipe Sim :

Est un logiciel de simulation d'écoulement multiphasique en Régime permanent utilisé pour la conception et l'analyse des systèmes de production De pétrole et de gaz. Les outils tels que les logiciels Pipe Sim modélisent l'écoulement Multiphasique du réservoir à la tête de puits. Il analyse également les performances des lignes d'écoulement et les installations de surface pour générer une analyse complète du système de production Avec des techniques de modélisation avancées telle que l'analyse nodale, l'analyse PVT, le gaz lift et la modélisation de l'érosion et de la corrosion, le logiciel Pipe Sim, nous aide à optimiser les opérations de production et d'injection.

Dans cette étude, nous voulons savoir comment le mélange entre le dioxyde de carbone et le méthane mélange affecte le facteur de compressibilité Z avec la pression.

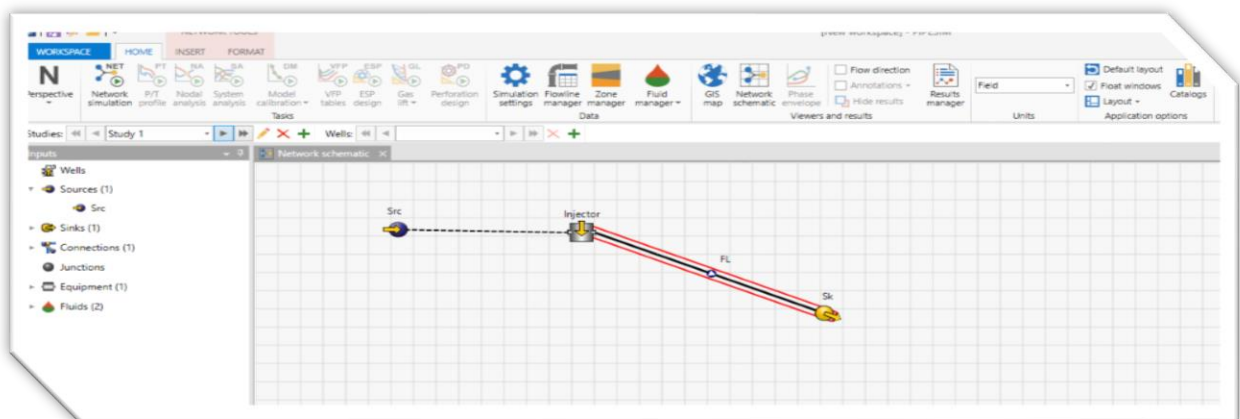


figure III.5 : représente les applications de simulateurs.

Chapitre IV : Résultat et discussions

IV.1. Résultat de logiciel Pipe Sim :

Nous avons mélangé du dioxyde de carbone (CO₂) avec du méthane (CH₄) à différentes proportions, à différentes températures et pressions pour voir si ce mélange affecte le facteur de compressibilité Z avec la pression.

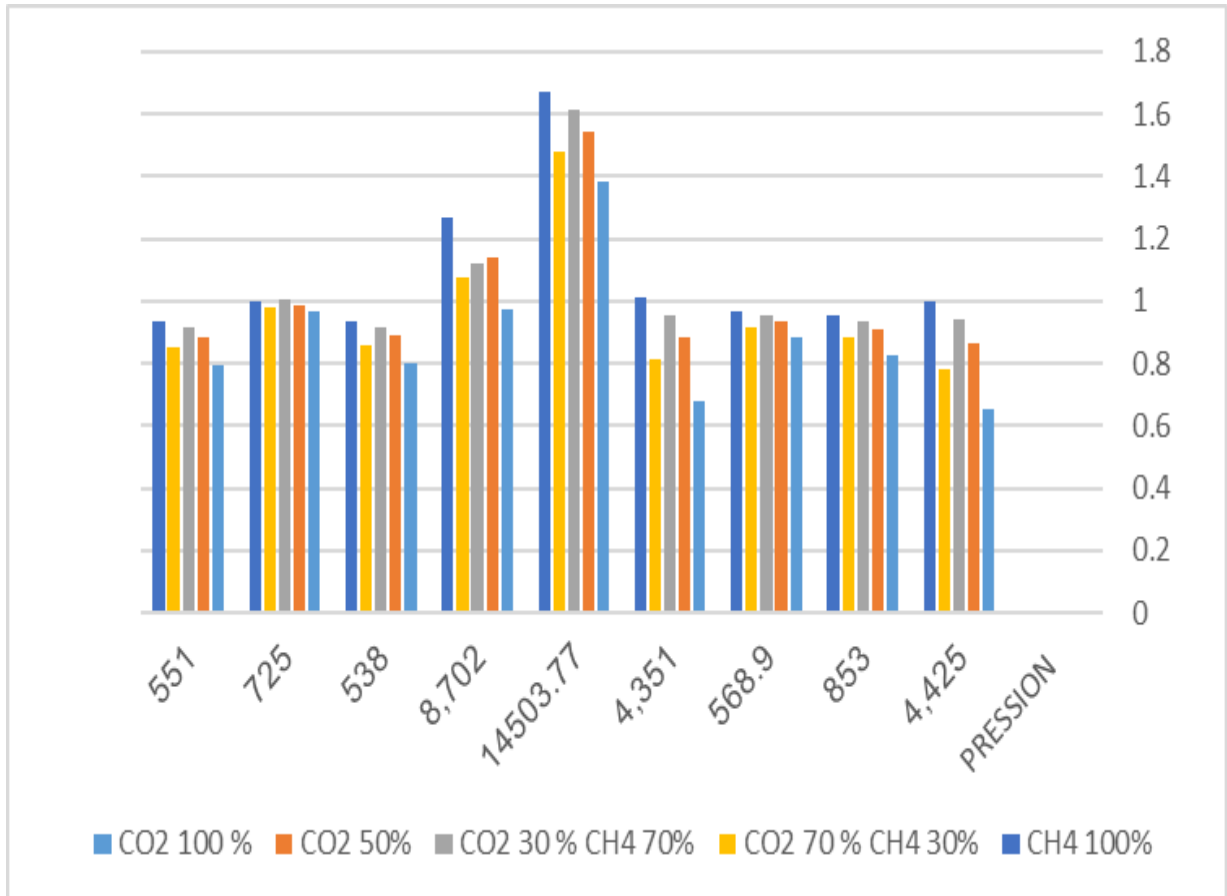


Figure IV.1 : L'effet des changements pourcentage de gaz CO₂ avec CH₄ sur le facteur Z.

D'après la **figure IV.1** on constate :

- ✚ Premièrement, nous constatons qu'il existe une corrélation directe entre le facteur de compressibilité et la pression. Plus la pression augmente, plus la valeur du facteur de compressibilité augmente.
- ✚ Deuxièmement, il y a une relation entre le pourcentage de CO₂ et le facteur de compressibilité. Plus la proportion de CO₂ diminue, plus le facteur de compressibilité augmente avec une augmentation de la pression.

IV.2. Résultat de logiciel CMG :

Comme nous l'avons mentionné précédemment, notre étude porte sur l'impact de l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) sur la récupération tertiaire, soit seul, soit mélangé avec du gaz méthane (CH₄) à différentes pourcentage . En utilisant le logiciel de simulation CMG, nous avons obtenu les résultats suivants :

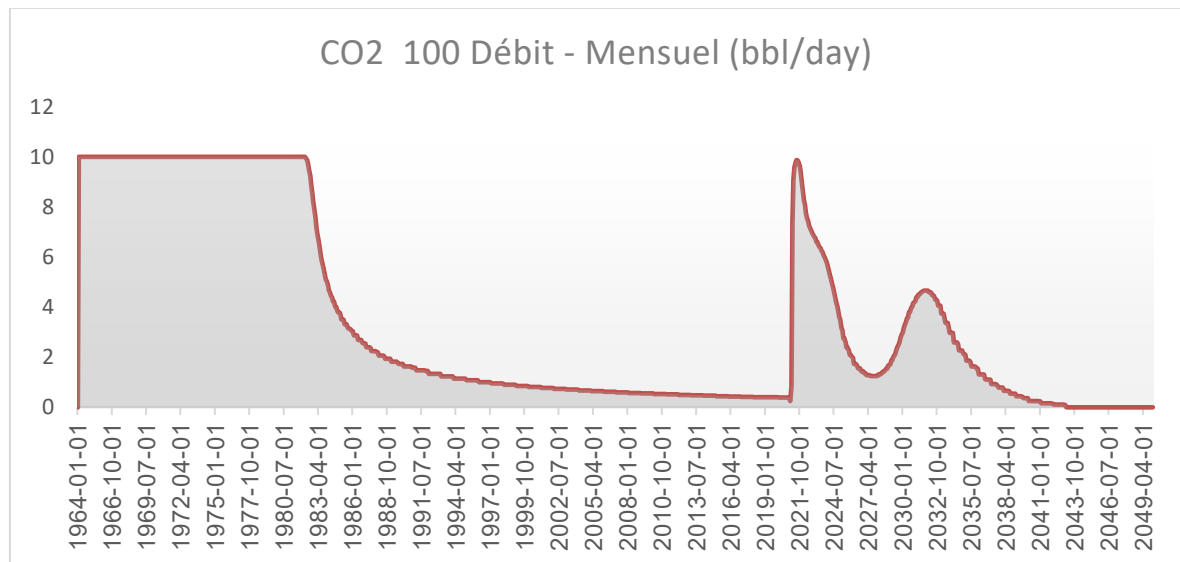


Figure IV.2 :le cas d'injection CO2 100 %

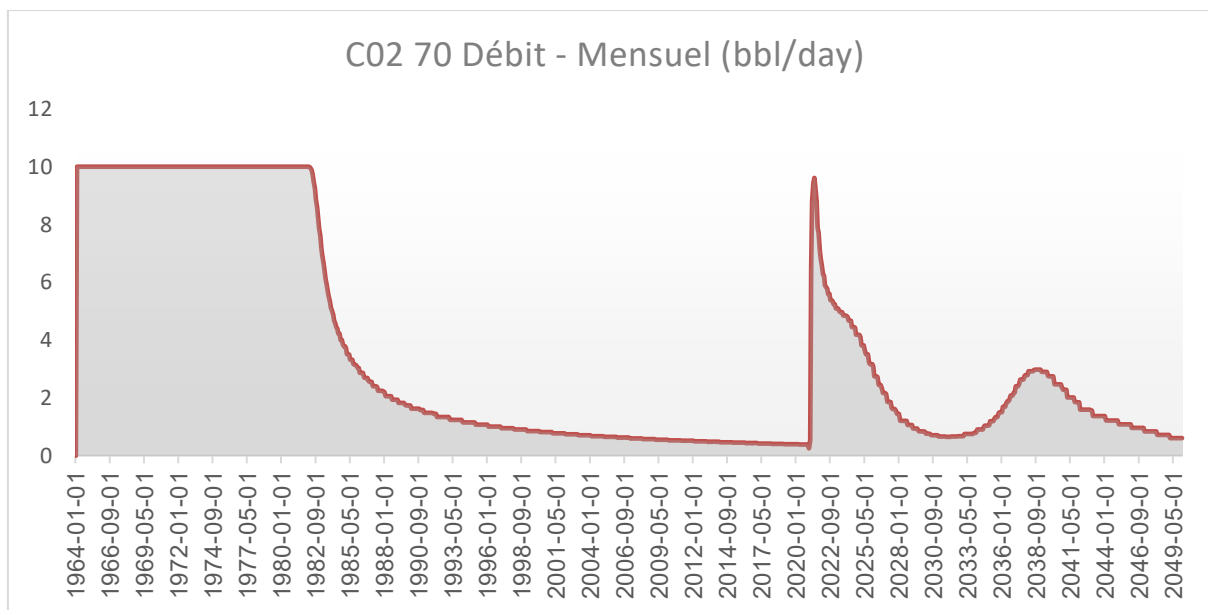


Figure IV.3 : le cas d'injection CO2 70 % CH4 30%

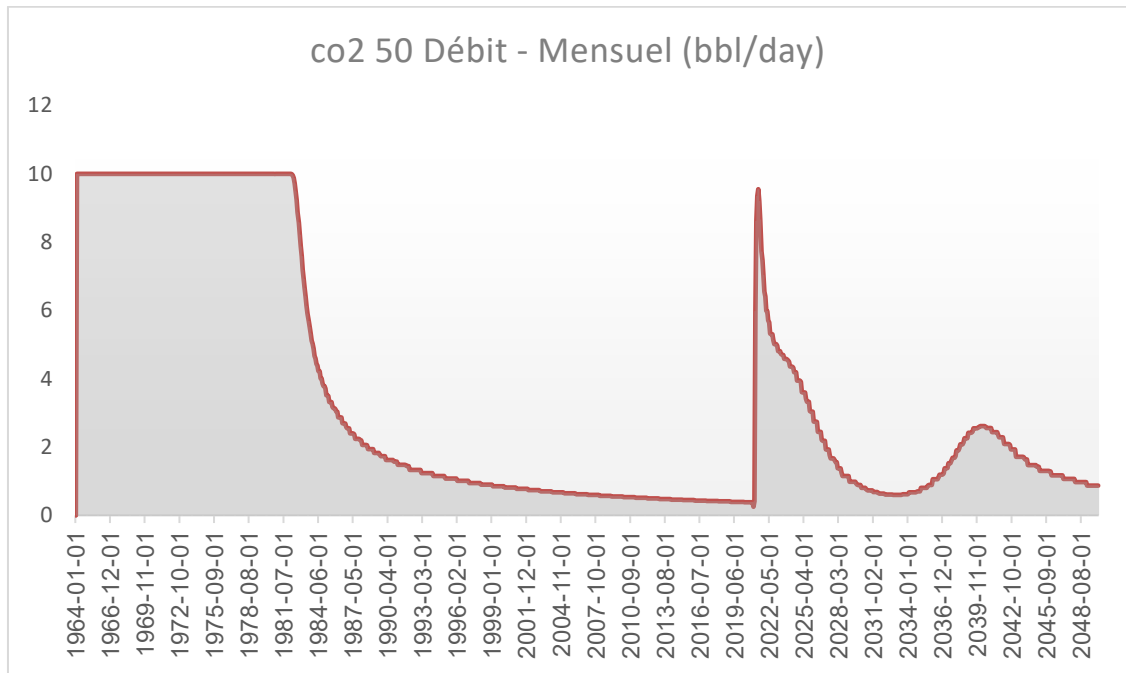


Figure IV.4 : le cas d'injection CO2 50% CH4 50%

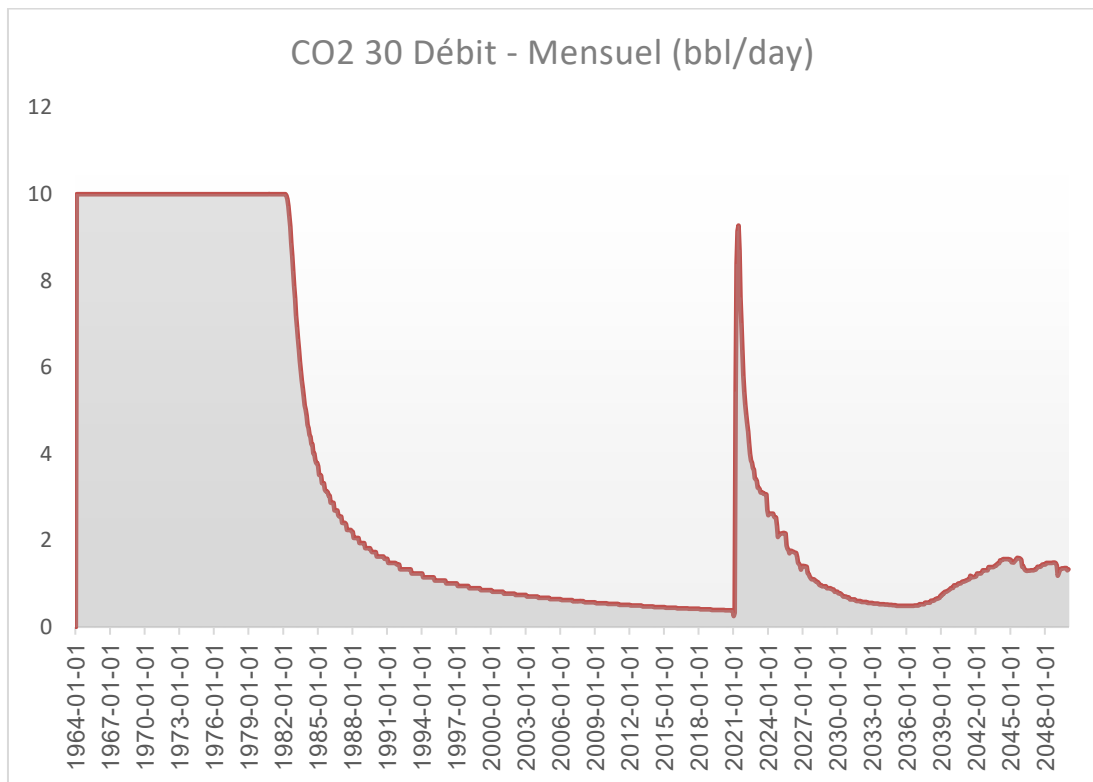


Figure IV.5 : le cas d'injection Co2 30% CH4 70%

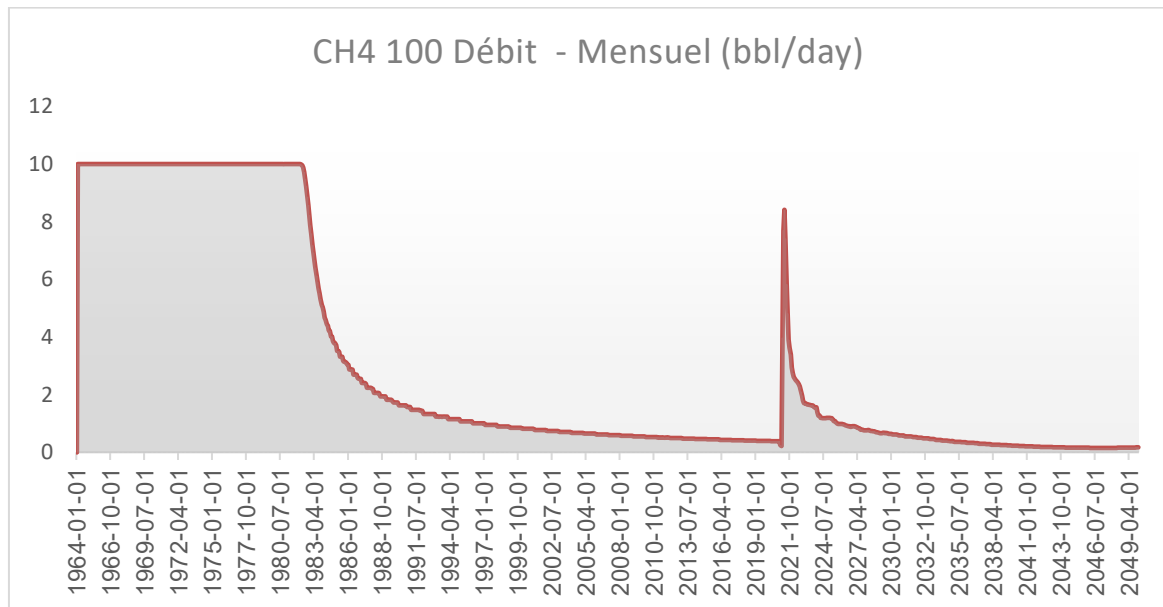
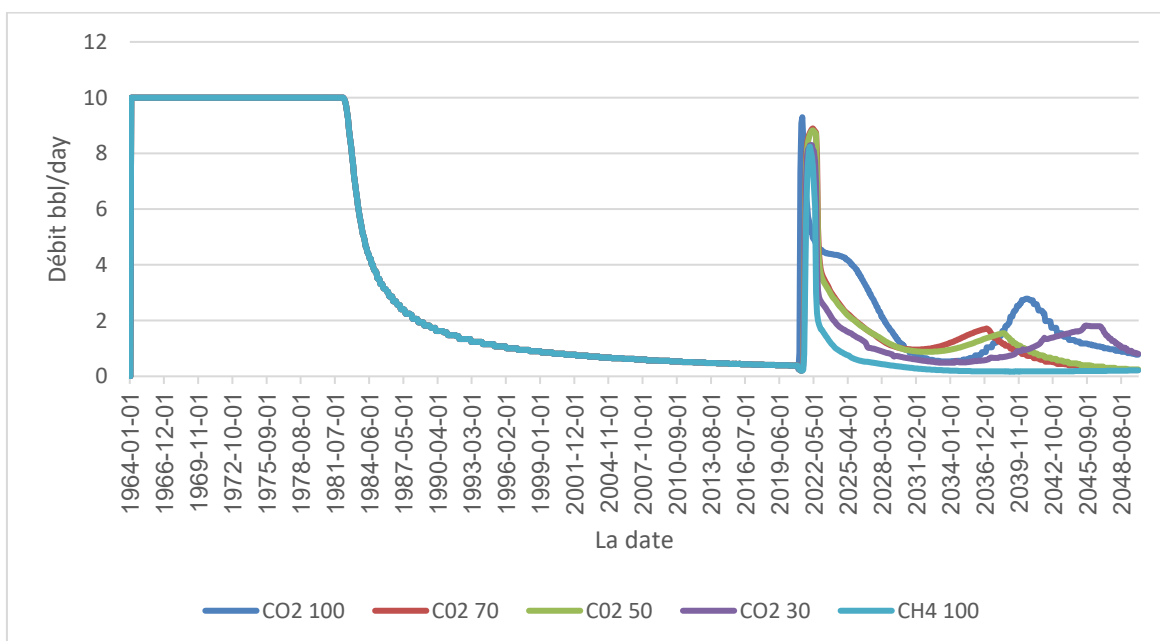


Figure IV.6 : le cas d'injection CH4 100 %

Nous avons combiné les courbes précédentes pour obtenir la courbe suivante



La figure IV.7: La somme des cas d'injection (CH4 et CO2)

Le graphique représente les variations du taux de pétrole en fonction de la date. Il est à noter que débit était constant à 9,99 de 1964 à 1982, puis a commencé à diminuer jusqu'en 2020. En 2020 commencé à augmenter en raison de l'injection.

Après l'injection de CO2 mélange avec des pourcentage de CH4 :

- ✚ On remarque que l'injection CO2 100% réagi premièrement avant les autres
- ✚ Nous avons remarqué dans chaque pourcentage il y a une différence dans la variation de débit.
- ✚ La différence entre les cinq courbes est le pourcentage injecté mélangé entre CO2 et CH4 .
- ✚ On se trouve lorsque le pourcentage de CO2 est 100% donnée le plus valeur de débit et après le pourcentage de 70% et 50%, puis le débit au pourcentage de CO2 30%, et se termine par le débit au pourcentage de Ch4 100%, Comme nous le montre le tableau suivant:

Total débit récupérée depuis 1964 à 2050 (bbl/day)				
CO2 100%	CO2 70%	CO2 50%	CO2 30%	CO2 0%
CH4 0%	CH4 30%	CH4 50%	CH4 70%	CH4 100%
3508.681	3305.208	3297.257	3273.685	3011.106

Le tableau VI .1: Total débit récupérée depuis 1964 à 2050 (bbl/day)

D'après **Le tableau VI .1** nous montre que lorsque le pourcentage de CO2 diminue, la valeur de CO2 diminue Donc le meilleur cas lorsque injecter CO2 100%

L'interprétation :

La différence de valeur d'augmentation de débit est due à la différence de pourcentage de dioxyde de carbone, où plus le pourcentage de CO₂ diminue, plus la valeur de débit diminue, et c'est parce que le CO₂ est plus efficace dans la récupération en raison de ses bonnes propriétés de miscibilité et solubilité.

Et pour la diminution de débit après un certain temps d'injection, voici quelques interprétations possibles :

- ✓ **Hétérogénéité du réservoir :** le réservoir peut présenter une hétérogénéité, ce qui signifie qu'il existe des variations dans les propriétés de la roche telles que la perméabilité et la porosité. Au cours des premières étapes de l'injection de CO₂, le gaz peut s'écouler préférentiellement à travers les zones à haute perméabilité, ce qui entraîne une augmentation de la production de pétrole. Cependant, à mesure que le CO₂ continue de déplacer le pétrole, il peut rencontrer des régions de moindre perméabilité où il devient moins efficace pour mobiliser le pétrole restant. Cela peut entraîner une baisse du taux global de pétrole.
- ✓ **Remplacement de la gravité :** dans certains cas, le CO₂ injecté peut avoir une densité inférieure à celle des fluides du réservoir, ce qui le fait monter au sommet du réservoir en raison de la flottabilité. En conséquence, le CO₂ peut contourner certaines régions où des quantités importantes de pétrole sont présentes, entraînant une baisse des taux de production de pétrole.

Conclusion
Et
Recommandation

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).

Après analyse des résultats de simulation à l'aide du logiciel CMG sur le modèle en boîte représentant la formation de carbone D0A du champ nord-est de Zarzaitin, les résultats suivants ont été obtenus:

- ✚ CO2 diminue la viscosité .
- ✚ La récupération d'huile est efficace par le CO2 car après les résultats nous avons constaté une augmentation de Débit dans un bon laps de temps
- ✚ Même après l'avoir mélangé avec du CH4, nous avons obtenu de bons résultats (taux) qui nous aident mieux pour une bonne production d'huile et de manière économique
- ✚ Pour les travaux utilisant le programme PipeSim, nous avons obtenu qu'il existe une relation entre le facteur de compression et la pression : plus la pression est élevée, plus la valeur du facteur de compression est élevée.

Recommandation :

Recommandations :

- ✚ En raison des résultats obtenus dans cette étude, nous avons constaté que la meilleure condition d'injection est de 100% de CO₂.
- ✚ Cependant, de notre point de vue, il serait préférable d'injecter un mélange de 70% CO₂ avec 30% CH₄ ou 50% CO₂ avec 50% CH₄, car le gaz méthane possède de bonnes propriétés et est largement disponible dans notre pays, en plus d'être moins cher.
- ✚ Alors, économiquement nous constatons que les proportions de 50% ou 70% sont meilleures.

Nous vous prions de prendre en considération notre étude car notre objectif est d'augmenter la production pétrolière.

BIBLIOGRAPHIE

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]https://www.researchgate.net/publication/351979739_Les_différentes_méthodes_de_récupération_du_pétrole_etude_de_cas_en_Tunisie_Realise_par
- [6]https://fr.m.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9cup%C3%A9ration_assist%C3%A9e_du_p%C3%A9trole
- [7]https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9cup%C3%A9ration_assist%C3%A9e_du_p%C3%A9trole
- [8]<https://chat.openai.com/c/cd8713dc-e5be-43ba-a5a8-ae930aa3645e>
- [9]document SONATRACH SH-DP-INAS.
- [10] Introduction to CMG's Modelling Workflows.
- [11] Etude des Paramètres de Production du Réservoir D0a – ZRNE par la méthode de bilan matière. Bentahar Habib Ingénieur SONATRACH.