

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Université M'Hamed Bougara -Boumerdes-  
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Département Gisements Miniers et Pétroliers**



---

**Mémoire de Fin d'Etude  
En vue de l'obtention du Diplôme**

**MASTER**

**Présenté par**

**DJELLAL Ala Eddine  
OTMANI Mahamed Ayoub**

**Filière : Hydrocarbures**

**Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures**

---

**Optimisation de la récupération sur le champ d'EL MERK:  
intégration de l'History Matching et  
Implémentation du WAG Miscible**

---

Devant le jury composé :

Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMB-Boumerdes	Examinateur
Mr. SAIFI Redha	Docteur	UMB-Boumerdes	Examinateur

## *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère et très cher père, pour leurs patiences et leurs confiances.*

*A mon frère et mes sœurs*

*A toute ma grande famille, OTAMNI et AKBELRSANE*

*A mes amis sans exception.*

*Je dédie également toute personne qu'il me connue soit de proche ou de loin.*

*Mahamed Ayoub.*

---

## *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A mes très chers parents, à toi ma très chère mère qui m'a donné la possibilité d'arriver là où je suis.*

*A mes sœur,*

*A toute ma grande famille, DJELLAL*

*A mes amis sans exception.*

*pour tous ceux qui m'ont encouragé.*

*Ala Eddine.*

## *Remerciements*

*Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à Mr N.ZERAIBI, notre professeur consultant qui nous a orienté durant l'élaboration de ce travail, ainsi tous nos professeurs à l'université; Mrs : R.SAIFI, K. BENYOUNES, et Mr M. GARECHE.*

*Nous témoignons notre profonde gratitude à notre Co-encadrant Mr N.LEBIHAT qui nous a aidé et nous orienté durant le stage.*

*Nos plus sincères remerciements sont également aux ingénieurs Mr A.BELLOUT et Mme KH.DRICI pour leur disponibilité permanente et pour tout le cœur qu'ils l'ont mis dans notre suivi.*

*Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.*

## Résumé

Dans l'industrie pétrolière, l'optimisation de la production et l'augmentation des bénéfices sont les principaux objectifs des études en génie de réservoir tout au long du cycle de vie du gisement. La simulation en génie de réservoir joue un rôle principal dans la réalisation de ces objectifs en créant, analysant, étudiant et comparant divers scénarios de réservoir afin de déterminer les résultats optimaux.

Cette étude se concentre sur l'analyse des indices de production et du potentiel du réservoir d'EL MERK. Elle propose une méthode de récupération assistée, le WAG miscible (injection alternée de gaz et d'eau), pour améliorer la récupération d'huile et prolonger au maximum le plateau de production. En outre, l'étude recommande l'implantation des nouveaux puits pour optimiser le développement du réservoir.

**Les mots clés :** injection miscible, WAG, récupération tertiaire, cycle d'injection, optimisation.

## Abstract

In the petroleum industry, optimizing production and increasing economic benefits are the primary objectives of reservoir engineering studies throughout the reservoir lifecycle. Reservoir engineering simulation plays a vital role in achieving these goals by creating, analyzing, studying, and comparing various reservoir scenarios to determine the optimal outcomes.

This study focuses on analyzing the production indices and potential of the EL MERK reservoir. It proposes a method of enhanced oil recovery, miscible WAG (Water Alternating Gas injection), to improve oil recovery and extend the production plateau as long as possible. Additionally, the study recommends the implementation of new wells to optimize the reservoir's development.

**Key words :** miscible injection, WAG, tertiary recovery, injection cycle, optimization.

## ملخص

في صناعة النفط يعد تحسين الانتاج و زيادة الارباح الاهداف الرئيسية لدراسات هندسة المكمن طوال دورة حياة الحقل حيث تلعب محاكاة هندسة المكمن دورا رئيسيا في تحقيق هذه الاهداف من خلال انشاء و تحليل و دراسة و مقارنة سيناريوهات مختلفة للمكمن و تحديد النتائج المثلى.

تركز هذه ادراسة على تحليل مؤشرات الانتاج و امكانات مكمن المرك تقترح هذه الدراسة طريقة استرداد محسنة و هي الحقن المتناوب للغاز و الماء القابل للامتزاج لتحسين استرداد النفط و اطالة فترة الانتاج الى اقصى حد ممكن. بالاضافة الى ذلك توصي الدراسة بانشاء ابار جديدة لتحسين تطوير المكمن .

# Sommaire

<b>Dédicace</b> .....	i
<b>Remerciements</b> .....	ii
<b>Résumé</b> .....	iii
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>I. CHAPITRE 01 : Description géologique et construction du modèle statique</b> .....	3
I.1. Introduction .....	3
I.2. Généralités sur le bassin .....	3
I.2.1. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine .....	3
I.2.1.1. Situation géographique .....	3
I.2.1.2. Situation Géologique du bassin de Berkine .....	3
I.2.2. Aspect stratigraphique .....	4
I.2.3. Aspect structurale .....	4
I.2.4. Système pétrolier .....	5
I.3. Généralités sur le champ d'EL MERK.....	7
I.3.1. Situation du champ EMK .....	7
I.3.1.1. Situation Géographique.....	7
I.3.1.2. Aspect stratigraphique.....	8
I.3.2. Développement du champ EL MERK.....	8
I.3.2.1. Historique de découverte et les données de commercialisation.....	8
I.3.2.2. Historique de production.....	9
I.3.3. Description de la région d'étude MLSE_3 :.....	9
I.3.3.1. Les couches productrices dans la région MLSE-3 .....	10
I.3.3.2. Système d'exploitation du la région d'étude MLSE-3.....	11
I.4. Construction de model statique .....	12
I.4.1. la modélisation géologique.....	12
I.4.2. Modélisation des propriétés de réservoir.....	13
I.4.2.1. Les sources de données du caractérisation de réservoir.....	14
I.4.3. Upscaling du modèle géologique au modèle réservoir .....	14
I.5. Vue générale sur le model statique.....	15
I.5.1. Modèle des litho faciès :.....	15
I.5.2. Model de porosité.....	16
I.5.3. Model de perméabilité.....	17

I.5.4.    Modèle de saturation : .....	18
I.6.    Conclusion.....	19
<b>II . CHAPITRE 02 : Modèle dynamique et History Matching .....</b>	<b>20</b>
II.1.    Introduction .....	20
II.2.    Construction du modèle dynamique du la région MLSE-3.....	20
II.2.1.    Maillage.....	20
II.2.2.    Les données dynamique .....	20
II.2.2.1.    Les données SCAL.....	20
II.2.2.2.    Implémentation des données de fluide.....	23
II.2.3.    Historique de production et d'injection dans l'injection dans la région MLSE-3.....	27
II.2.3.1.    Les puits producteurs .....	27
II.2.3.2.    Les puits injecteurs.....	29
II.2.4.    Initialisation du modèle dynamique .....	30
II.2.5.    Conclusion.....	31
II.3.    History Matching.....	32
II.3.1.    Introduction .....	32
II.3.2.    Plan de travail .....	33
II.3.3.    Les résultats du history matching .....	34
II.4.    Conclusion.....	38
<b>III . CHAPITRE 03 : Les scénarios de développements proposées.....</b>	<b>39</b>
III.1.    Introduction .....	39
III.2.    Présentation du Scénario de Référence (cas de base).....	39
III.2.1.    Emplacements Actuels des Puits .....	39
III.2.2.    L'analyse des indices de production pour le cas de base .....	40
III.2.2.1.    Analyse de profile de production.....	40
III.2.2.2.    Analyse des fractions de fluides produites .....	41
III.3.    Interprétation des résultats de cas de base.....	42
III.4.    Les différents techniques et scénario de développement proposés .....	43
III.4.1.    Scénario 01 : Implantation d'un nouveaux puits producteur verticale à partir de juillet 2024.....	43
III.4.1.1.    Les résultats de scénario 01 .....	45
III.4.1.2.    Analyse et interprétation des résultats du scénario 01 .....	48
III.4.2.    Scénario 02 : Implantation d'un nouveaux puits injecteur verticale à partir de juillet 2024.....	49
III.4.2.1.    Les résultats de scénario 02 .....	51

III.4.2.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 02.....	55
III.5. Conclusion.....	56
<b>IV . CHAPITRE 04: l'évaluation et l'optimisation d'implémentation du WAG.....</b>	<b>57</b>
IV.1. Introduction .....	57
IV.2. L'injection WAG.....	57
IV.2.1. Le processus de WAG .....	57
IV.2.2. L'objectif principal de l'injection WAG .....	58
IV.3. Classification des types de WAG.....	59
IV.4. Paramètres de conception du WAG .....	60
IV.5. Scénario 03 : remplacements l'injection d'eau par l'injection MWAG à partir de juillet 2024.....	61
IV.5.1. Détermination de MMP .....	61
IV.5.2. Cas de référence.....	62
IV.5.3. L'implémentation du WAG .....	63
IV.5.3.1. Analyse de l'impact de conversion du puits ML-3 du WI à WAGI.....	63
IV.5.3.2. Analyse de l'impact de conversion du puits ML-4 du WI à WAGI.....	64
IV.5.3.3. Analyse de l'impact de conversion du nouveau puits ML-7 du WI à WAGI.....	64
IV.5.3.4. Analyse l'impact de conversion de tous les puits WI a des puits WAGI.....	65
IV.5.4. L'optimisation d'implémentation du WAG.....	66
IV.5.4.1. Sensibilité de cycle d'injection.....	67
IV.5.4.2. Sensibilité de débit d'injection .....	68
IV.5.4.3. Le cas optimal.....	69
IV.6. Les résultats du scénario 03.....	69
IV.6.1. Analyse et interprétation des résultats du scénario 03.....	71
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>72</b>
<b>Références .....</b>	<b>xi</b>

## Liste des figures

Figure I-1 Carte montrant la localisation géographique du bassin de Berkine et des principaux bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne (d'après Wec Algérie 2005, modifiée) .....	3
Figure I-2 la colonne stratigraphique du bassin berkine (document Sonatrach).....	4
Figure I-3 Les Pièges et la migration dans le bassin de Berkine.....	7
Figure I-4 Représentation du location du champ de EL MERK dans le bassin de Berkine .....	8
Figure I-5 la position du la région d'étude MLSE-3 dans le champ dans EMK.....	9
Figure I-6 un CPI du puit ML-2 représente les couches productrices.....	10
Figure I-7 l'échelle des différents données pétrophysiques .....	15
Figure I-8 Modèle des facies au niveau de la phase réservoir TAGI.....	16
Figure I-9 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI.....	17
Figure I-10 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI.....	18
Figure I-11 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI.....	18
Figure II-1 courbe de perméabilités relatives en fonction de saturation du system huile/Gas....	21
Figure II-2 courbe de perméabilités relatives en fonction de saturation du system huile/eau ...	21
Figure II-3 courbe de pression capillaire.....	23
Figure II-4 l'historique des paramètres de production du puits MLSE-3 .....	27
Figure II-5 l'historique des paramètres de production du puits ML-2.....	28
Figure II-6 l'historique des paramètres de production du puits ML-5 .....	28
Figure II-7 l'historique des paramètres d'injection d'eau du puits ML-3 .....	29
Figure II-8 l'historique des paramètres d'injection d'eau du puits ML-4.....	30
Figure II-9 Organigramme des étapes de l'history matching.....	33
Figure II-10 le matching des paramètres de production pour le puits MLSE-3.....	35
Figure II-11 le matching des paramètres de production pour le puits ML-2 .....	36
Figure II-12 le matching des paramètres de production pour le puits ML-5 .....	36
Figure II-13 le matching de la pression du fond du puit injecteur ML-3 .....	37
Figure II-14 le matching de la pression du fond du puit injecteur ML-4.....	37
Figure III-1 L'emplacement des puits existants dans la région MLSE-3 .....	40
Figure III-2 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de région MLSE-3 .....	41
Figure III-3 L'évolution de GOR de champ en fonction du temps.....	41
Figure III-4 L'évolution de WATER CUT de champ en fonction du temps.....	42
Figure III-5 les zone proposer pour l'emplacement du nouveau puit producteur ML_06 .....	43
Figure III-6 comparaison entre le QOP et COP des différents emplacements proposées du puit avec le cas de base.....	44
Figure III-7 la sensibilité de débit du puits ML-6 .....	44
Figure III-8 Cartes de saturation d'huile en 2040 dans le cas de base VS le scénario .....	45
Figure III-9 prédiction des paramètres de production du scénario 01 VS cas de base.....	46
Figure III-10 la cumule de production d'huile pour chaque puits producteur dans la région MLSE-3 .....	47
Figure III-11 les zone proposer pour l'emplacement du nouveau puit injecteur ML_7 .....	49
Figure III-12 représente une comparaison entre le cumule de production des différents emplacements du nouveau puit injecteur .....	50



Figure III-13 Carte de saturation d'huile en 2024 cas de base.....	51
Figure III-14 Cartes de prédiction de la saturation d'huile en 2040 dans le cas de base scénario 1 VS le scénario 02.....	52
Figure III-15 prédiction des paramètres du scénario 02 VS cas de base et cas de premier scénario.....	53
Figure III-16 la cumule de production d'huile pour chaque puit producteur dans la région MLSE-3 .....	54
Figure IV-1 processus d'injection WAG au sien de réservoir .....	58
Figure IV-2 L'effet de gravité pendant l'injection du Gas ,eau et WAG (Mohammad and Mahmoud 2018) .....	59
Figure IV-3 :recovery factor en fonction de la pression pour déterminer la MMP.....	62
Figure IV-4 l'impact de conversion du puits ML-3 du WI a WAG sur les paramètres de production.....	63
Figure IV-5 l'impact de conversion du puits ML-4 du WI a WAG sur les paramètres de production.....	64
Figure IV-6 l'impact de conversion du puits ML-7 du WI a WAG sur les paramètres de production.....	65
Figure IV-7 l'impact de conversion tous les puits du WI dans la région a WAGI sur les paramètres de production .....	66
Figure IV-8 La comparaison du cumul de production entre les différents cycles de WAG .....	68
Figure IV-9 La comparaison du cumul de production entre les différents débits d'injection de WAG .....	68
Figure IV-10 Cartes de prédiction de la saturation d'huile en 2040 dans le cas de base scénario 2 VS le scénario 03.....	69
Figure IV-11 15 prédiction des paramètres du scénario 03 VS cas de référence (scénario 02)..	69
Figure IV-12 16 le cumule de production d'huile pour chaque puits producteur dans la région MLSE-3 avec l'injection WAG.....	70

## Liste des tableaux

Tableau II-1 Composition global détaillé de fluide de réservoir.....	26
Tableau II-2 résumé des information des puits du région MLSE-3 .....	30
Tableau II-3 Les conditions initiales .....	31
Tableau III-1 Les résultats de cas de base vs scenario 01 .....	45
Tableau III-2 Les implantation proposes et les résultats de chaque cas.....	51
Tableau IV-1 La composition de gaz injecté.....	61
Tableau IV-2 Facteur de récupération en fonction de pression.....	62
Tableau IV-3 les cycle du WAG proposés avec le taux de récupération de chaque cycle .....	67

# Abréviation

OIIP : volume d'huile en place.

Pc : pression capillaire.

P non mouillant : pression de la phase non mouillante.

P mouillant : pression de la phase mouillante.

$\sigma_{og}$  : la tension superficielle entre l'huile et le gaz .

$\sigma_{ow}$  : est la tension superficielle entre l'huile et l'eau.

NTG : Net to Gross.

$\Phi(Z)$  : représente la fonction objectif à minimiser.

Dobs : est les données observées obtenues à partir des mesures.

G(Z) : est le modèle de réservoir qui génère les données prédites

J-fonction : fonction de LEVERETT pour évaluer la pression capillaire.

$\gamma_g$  : la densité du gaz.

$\gamma_o$  : la densité d'huile

QOP : débit de production d'huile

COP : Cumule d'huile produitsés

PR : pression de réservoir

Pb : pression de bulle.

GOR: rapport gaz-huile.

WAG: Water Alternating Gas

MWAG : miscible Water Alternating Gas

WI : injection d'eau

HCPV Oil : volume poreux imprégné d'huile.

WCUT: le cut d'eau.

ESP : pompe électrique submersible.

Sw : saturation d'eau

Sg : saturation de gaz

Kro : perméabilité relative d'huile.

Krw : perméabilité relative d'huile.

MMP : pression minimale de miscibilité.

STP: Standard Temperature and Pressure.

bbl : blue barrel.

STB: Standard barrel.

## Introduction générale

L'Algérie est un pays producteur de pétrole et de gaz naturel, représentant environ 90% des exportations totales du pays. En 2019, le secteur pétrolier et gazier a contribué à hauteur de 23% au PIB de l'Algérie, qui s'est élevé à environ 181 milliards de dollars cette année-là. Le secteur a également représenté près de 60% des recettes fiscales totales du pays, soit environ 26 milliards de dollars. C'est pourquoi l'optimisation de la production de pétrole et de gaz est nécessaire pour l'économie de l'Algérie.

Le développement optimal d'un réservoir implique toutes les activités nécessaires pour élaborer un plan d'exploitation des ressources de manière efficace. Cela comprend la détermination du nombre idéal de puits à forer, le choix des techniques de récupération et d'extraction du pétrole, ainsi que la sélection et l'évaluation des installations de surface en termes de type et de coût. Pour optimiser ce plan, il est crucial de procéder à une évaluation approfondie de diverses variables de décision, telles que l'emplacement des puits, les limites de production et d'injection, et la capacité de traitement en surface.

Face à la baisse de production constatée dans le champ d'El Merk, et plus précisément dans la zone MLSE-3, notre objectif est d'optimiser les rendements et de prolonger autant que possible le plateau de production. Conscients de cette diminution, nous nous sommes intéressés à identifier les mesures concrètes permettant d'améliorer l'efficacité de nos opérations et atteindre des performances supérieures.

Pour développer un outil d'aide à la décision efficace, il est essentiel de réaliser une analyse approfondie de l'impact des différents paramètres technologiques d'exploitation des gisements. Cela inclut le mode de récupération, le nombre de puits, ainsi que les rythmes de production et d'injection. Une telle étude permet d'optimiser la récupération finale des hydrocarbures.

Les principales étapes à suivre pour atteindre cet objectif sont les suivantes :

- Analyse du modèle statique et ses étapes de construction : afin d'obtenir une vision globale et intégrée du réservoir. Cette étape constitue le lien essentiel entre les géologues, les géophysiciens et les ingénieurs des réservoirs. Une compréhension approfondie du modèle géologique est essentielle pour prendre des décisions précises et éclairées.
- Initialisation du modèle dynamique par intégration des données nécessaires du modèle de fluide, les données SCAL, etc.
- History Match et Calibration du modèle dynamique est une étape clé pour calibrer le modèle à l'aide des données historiques de production. Cette calibration permet de s'assurer que le modèle décrit précisément le comportement du réservoir, augmentant ainsi la confiance dans les prévisions futures.
- L'analyse des indices de production afin d'identifier les problématiques.
- L'optimisation de la production en proposant des solutions techniques.

Le présent mémoire est structure de la manière suivante :

Le premier chapitre commence par une description géologique du bassin de Berkine, suivie d'une présentation du champ de El MERK, incluant son historique de découverte et de production. Ensuite, nous nous concentrons plus précisément sur la région d'étude MLSE-3, en détaillant sa localisation au sein du champ de El MERK et en décrivant son système d'exploitation (nombre des puits, les couches productrices, etc). Par la suite, nous abordons la théorie de la construction du modèle statique, en intégrant différentes données géologiques et pétrophysiques, ainsi que la distribution des propriétés pétrophysiques telles que la porosité et la perméabilité.

Le deuxième chapitre se concentre sur les étapes de construction d'un modèle dynamique du réservoir. Il commence par une description des données intégrées dans le modèle, telles que les données géologiques du réservoir, les données PVT (Pression-Volume-Température) et les données SCAL (Special Core Analysis). Ensuite, il aborde l'initialisation du modèle dynamique, qui consiste à définir les conditions initiales du réservoir. Enfin, ce chapitre inclut un history match pour calibrer le modèle dynamique en utilisant les données historiques de production, assurant ainsi la fiabilité et la précision des simulations.

Dans ce troisième chapitre, une analyse approfondie des données de production pour le cas de base est effectuée afin d'identifier les paramètres influençant la baisse de production. À partir de ces résultats, divers plans de développement sont proposés. Ces plans incluent le forage de deux nouveaux puits, un puits producteur et un puits injecteur, ainsi que la sélection des meilleurs emplacements pour ces deux puits. De plus, nous déterminerons les débits optimaux pour le fonctionnement de ces puits afin de maximiser l'efficacité de la production et de la récupération.

Le quatrième chapitre envisage des changements de mode d'injection, passant de l'injection d'eau à l'injection WAG (Water Alternating Gas). Il analyse l'impact de la conversion de chaque puits sur la performance globale du réservoir. Ce chapitre inclut également l'optimisation de ce processus à travers une étude de la sensibilité des cycles d'injection et des débits, ainsi que l'impact de chaque puits sur la performance globale du réservoir.

# **I. CHAPITRE 01 : Description géologique et construction du modèle statique**

## I.1. Introduction

Ce chapitre présente une analyse approfondie du bassin de Berkine et de la région locale de EL MERK et MLSE-3. L'objectif est d'obtenir une compréhension complète de ces zones en examinant les différentes étapes de la construction du modèle statique généré par les géologues et les géophysiciens, afin d'avoir une idée précise de notre modèle.

## I.2. Généralités sur le bassin

### I.2.1. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine

#### I.2.1.1. Situation géographique

Le bassin de BERKINE se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale[1].

#### I.2.1.2. Situation Géologique du bassin de Berkine

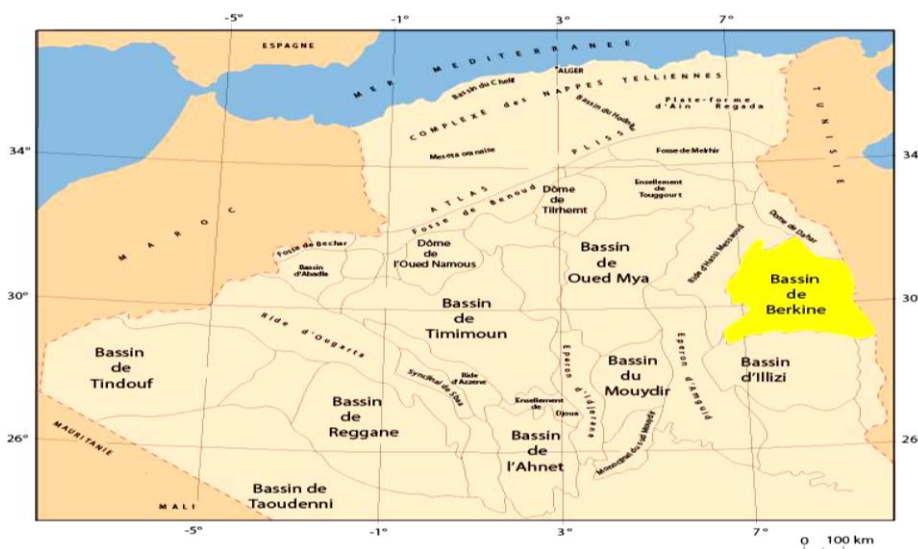


Figure I-1 Carte montrant la localisation géographique du bassin de Berkine et des principaux bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne (d'après Wec Algérie 2005, modifiée)

Le bassin de Berkine est de type intracratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne [2]. Sa superficie globale est de 102 395 km<sup>2</sup>. Les limites du bassin de berkine sont :

Les frontières :

- À l'Est, par le bassin de Syrte, entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE, et par le bassin de Ghadamès en Libye..
- Bassin d'Ilizi au sud.
- Dôme de Dahar au nord.
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

### I.2.2. Aspect stratigraphique

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. Un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le mésozoïque. Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

La colonne stratigraphique peut atteindre les 7000m d'épaisseur caractérisé comme la plus complété dans la plateforme saharienne[1].

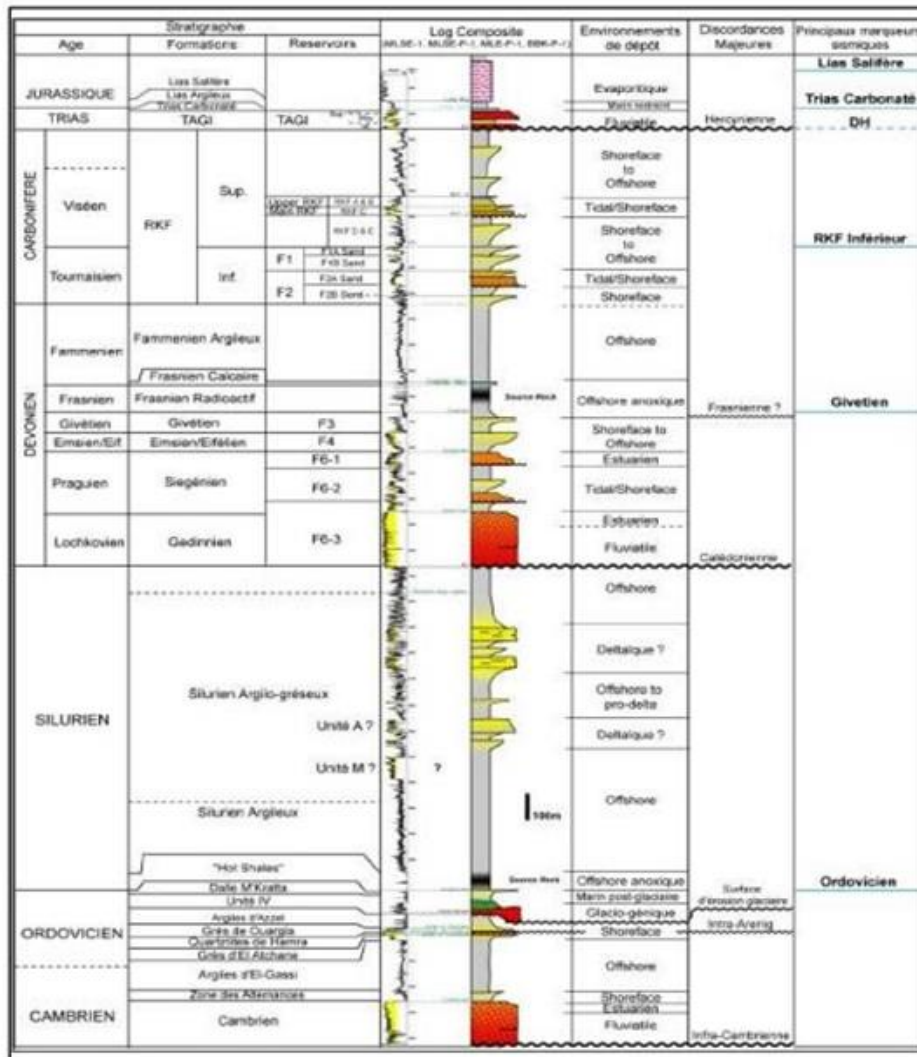


Figure I-2 la colonne stratigraphique du bassin berkine (document Sonatrach).

### I.2.3. Aspect structurale

Le bassin de berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- Domaine centre : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.



## I.2.4. Système pétrolier

### 1. Roches mère

Deux roches mères principales existent au sein du bassin : la formation frasnienne dévonienne et la formation Tannezuft silurienne. Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

### 2. Réservoirs :

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien[2].

**TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur) :** Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et, Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

**Trias carbonaté Trias intermédiaire :** L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

### TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial (parfois éoliens), se développant sur l'ensemble du bassin sur une épaisseur totale pouvant varier de 65 à 80m. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie de la région. Il montre un empilement vertical des unités gréseuses d'une dizaine de mètres séparées par des intervalles argileux. La source des apports serait du Sud-Ouest avec un écoulement du réseau fluvial principal vers le NordEst. Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité moyenne est de 27 à 35 md.

**Carbonifère** : D'âge Strunien à Viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le Carbonifère basal présente une extension restreinte à la partie centrale et aux bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens 15 d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

**Dévonien inférieur** : Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluviatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid- Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

**Ordovicien** : (Gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

**Cambrien** : Les réservoirs du Cambrien sont représentés par quatre unités Ri, Ra, R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

### 3. Roches Couvertures :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

### 4. La migration

Il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.

- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Le drainage est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas.

## 5. Les pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

**Les pièges structuraux** : Sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les vaporites du Trias- Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous [2].

**Les pièges stratigraphiques** : sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord -ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures [2].

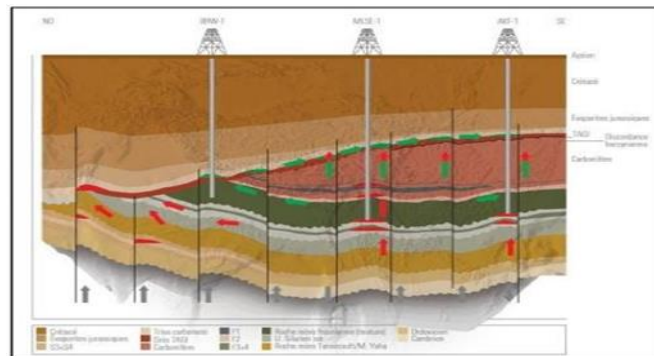


Figure I-3 Les Pièges et la migration dans le bassin de Berkine

## I.3. Généralités sur le champ d'EL MERK

### I.3.1. Situation du champ EMK

#### I.3.1.1. Situation Géographique

Le gisement d'EL MERK qu'il est situé dans le bloc 208 est situé à 350 km de Hassi Messaoud Et à 80 km du site HBSN (Hassi Berkine) les réservoirs de ce block 208 couvrent presque de 936 km cube et il est considéré comme un projet complétant celui de HBNS (block 404) qu'il est déjà en exploitation depuis 1998 [3].

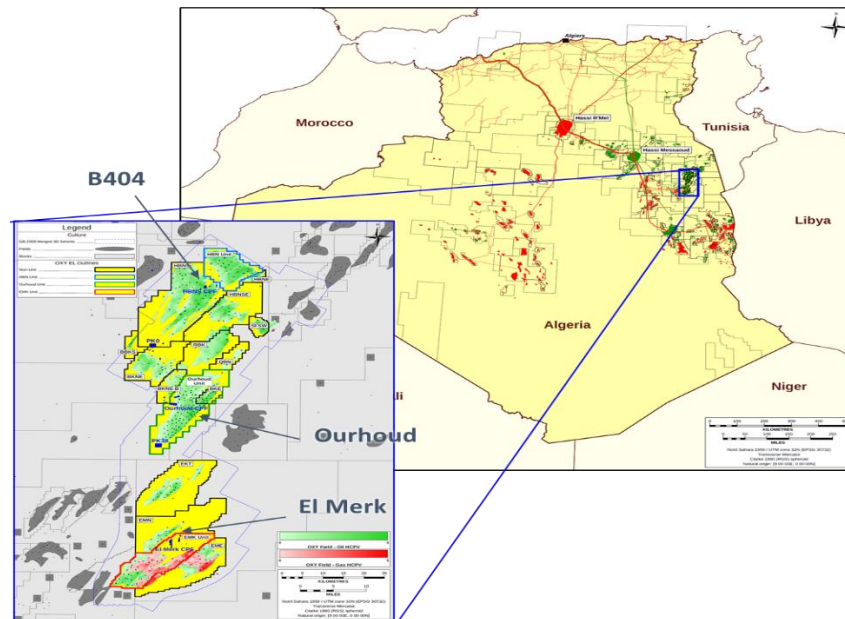


Figure I-4 Représentation de la location du champ de EL MERK dans le bassin de Berkine

### I.3.1.2. Aspect stratigraphique

Les réservoirs du block 208 (EMK, EKT, EMN...) le plus grand de ces réservoirs c'est celle d'EMK (EL MERK) ces réservoirs font partie du TAGI qui recouvre immédiatement la discordance hercynienne et son reconnus comme les réservoirs les plus importants dans le bassin de BERKINE. Les grés de réservoir ont été déposés dans un environnement fluvatile et localement modifié par des processus éoliens, lacustres et deltaïques.

## I.3.2. Développement du champ EL MERK

### I.3.2.1. Historique de découverte et les données de commercialisation

Le gisement d'EL MERK est l'une des grands découverts réalisés par l'association SONATRACH/ANADARKO. Avec des réserves de 1,2 milliard de barils de pétrole et de condensat Le développement d'EL MERK ce fait et assurer par six partenaire SONATRACH, ANADARKO, ENI, MAERSK, CONCOPHILIPS et TALISMAN qui ont convenu a la réalisation d'un usine (CPF) de traitement d'huile et gaz humide, la récupération et l'expédition d'huile vers hawdh el Hamra via PK0, et l'expédition de GPL et de condensat vers GASSI TOUIL [3].

L'exploitation et l'exploration dans le champ d'EL MERK est passée par les étapes suivantes :

1998-1999 : étude géophysique en 2D de la région (EL MERK).

1999 : étude géophysique en 3D.

2001 : pré-forage (+13 forages) et carottage.

2002-2003 : étude PVT, pétro physique et estimation des réserves.

2002-2004 : EL MERK est considéré comme une région renferme des réserves très important des hydrocarbures.

2006-2008 : étude réservoir, modélisation du champ, implantation des emplacements des puits et la décision du développement du champ.

2008 : débuts de forage et le développement d'EMK (début des travaux pour construire le CPF les installations de surfaces les routes et les base de vie).

2013 : débit de production.

### I.3.2.2. Historique de production

La production du champ EMK a commencé en 2013 avec un rythme faible pour tester les équipements et les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility). La production d'huile a atteint 16000 bbl/j en Octobre 2013. Ce plateau est maintenu pendant 6 ans.

Compte tenu de la taille insuffisante de l'aquifère pour maintenir la pression du réservoir, il sera indispensable de mettre en place, dès le début de l'exploitation, une méthode de récupération assistée. Celle-ci consistera à injecter de l'eau dans le réservoir, en utilisant à la fois l'eau produite par le gisement et de l'eau d'appoint provenant de la formation barrémienne. Cette injection d'eau permettra de soutenir la pression du réservoir et d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

### I.3.3. Description de la région d'étude MLSE\_3 :

La région étudiée est située dans la partie sud-ouest du champ d'EMK. Elle est délimitée par deux failles principales, ce qui en fait une voidage region. Sous nom de MLSE-3 par rapport au l'une des puits d'exploration MLSE-3 qu'est positionner dans cette région.

la position du MLSE-3 dans notre champ est illustré dans la figure suivante :

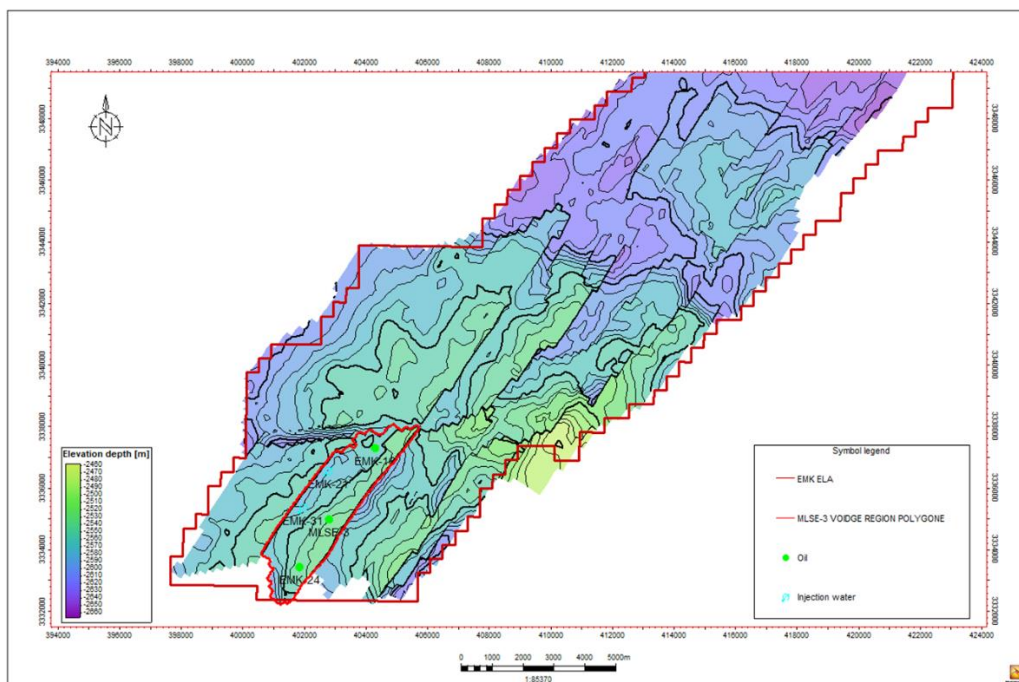


Figure I-5 la position de la région d'étude MLSE-3 dans le champ dans EMK

**I.3.3.1. Les couches productrices dans la région MLSE-3**

Le réservoir est entrain d’exploitation à partir de quatre couches productrices U3 U1 M1 et L3 chaque puits est perforés dans les couches exploitables.

La meilleure couche quelle a des bonne caractéristiques pétro physique et une saturation d’huile élever c’est M1 suivi par la couche U1.

Voici un exemple de CPI d’un puits dans notre région quelle représente les couches productrices :

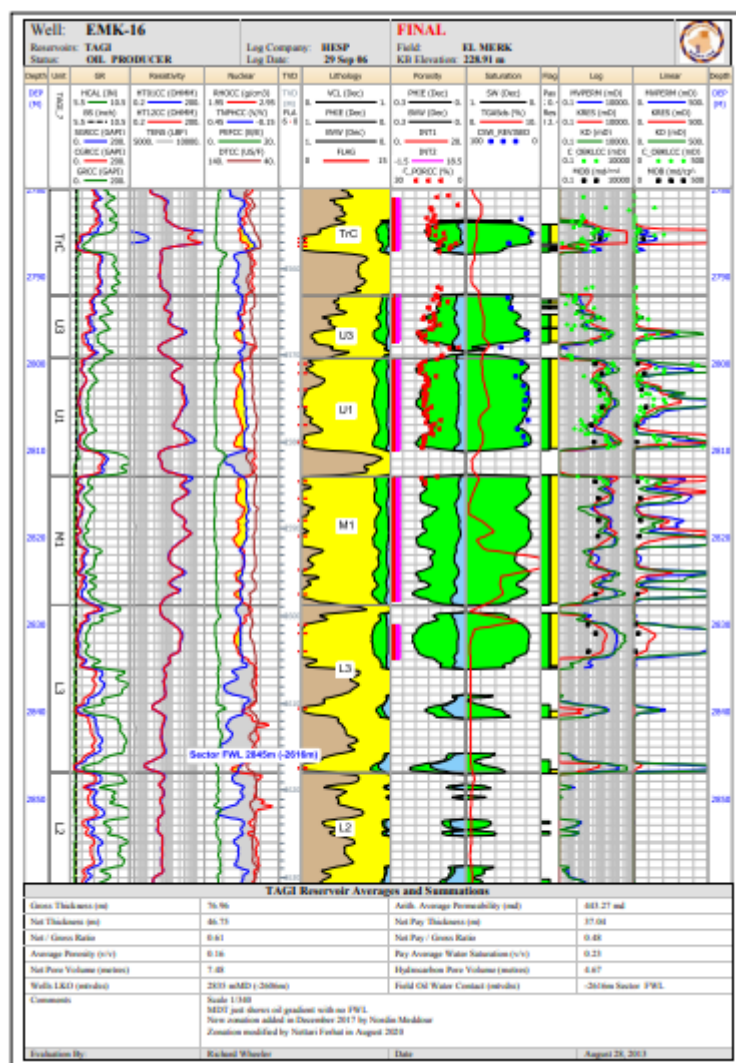


Figure I-6 un CPI du puits ML-2 représente les couches productrices

Dans notre région d’étude on n’a pas du Gas cap donc il y a que la partie d’aquifère et d’huile dans la roche réservoir alors tous ces quatre couches sont des couches pour la production d’huile.

### **I.3.3.2. Système d'exploitation du la région d'étude MLSE-3**

L'exploitation du notre région d'étude consiste à produire le réservoir au moyen de 3 puits de production, Elle comprend aussi deux puits injecteurs d'eau avec une injection maximale de 15000 STB par jour.

#### **Description des Puits**

Dans le cadre du développement de la région MLSE-3, cinq puits ont été forés. Ils sont mentionnées ci-dessous [3].

#### **Les puits producteurs**

**MLSE\_3** devrait être un puit producteur d'huile TAGI dans la partie sud du champ EMK, foré en décembre 1999 à une profondeur totale de 3594 m, comme puits d'exploration, la pression du réservoir de formation du MLSE\_3 de 4375 psia et une température du réservoir de 212 °F, Le puits a 51 mètres de net pays TAGI de 2804,0 m – 2855,0 m, il est perforé dans les TAGI U3, U1 et M1.

**ML\_2** devrait être un producteur d'huile TAGI dans la partie sud-ouest du champ EMK, foré en octobre 2006 à une profondeur totale de 2957 m, la pression du réservoir de formation de l'ML-2 est de 4366 psia et une température de réservoir de 219 °F, le puits a 23,5 mètres de TAGI net payé de 2781,0 m - 2835,0 m, il est perforé dans les TAGI, U3, U1, M1 et L3.

**ML\_5** foré en tant que producteur d'huile dans un champ EMK, foré en août 2013 à une profondeur totale de 2962,41 m, la pression du réservoir de formation ML-5 est de 4440 psia, et une température du réservoir de 219 °F, le puits à 27,58 mètres de TAGI net payé de 2846,9 m - 2925,5 m, il est perforé dans les TAGI U3, U1 et M1.

#### **Les puits injecteurs d'eau**

**ML-3** a été foré comme puits d'injection d'eau, foré en MARS AOÛT 2009 en profondeur totale à 3008,00 m, perforé en TAGI U3, U1 et M1.

**ML-4** a été foré comme puits d'injection d'eau, foré en MARS 2010 en profondeur totale à 2960m, perforé en TAGI U1, M1 en 2010 et une nouvelle perforation a été réalisée au niveau L3 en 2016.

## **I.4. Construction de model statique**

La construction du modèle statique représente une étape cruciale du processus de simulation de réservoir, visant à caractériser notre réservoir par son propriétés géologiques et pétrophysiques. Le modèle statique est considéré comme la base de simulation dynamique du comportement du réservoir sous différents scénarios de production, permettant ainsi d'estimer les réserves et de planifier l'exploitation de manière optimale [4].

La construction du modèle statique passe avec deux étape principale comme suit :

- Modélisation géologique
- Modélisation des propriétés du réservoir

### **I.4.1. la modélisation géologique**

la modélisation géologique consiste a créé un model structurel et stratigraphie d'un réservoir, elle est élaborée par l'intégration de données provenant de diverses sources, telles que les données sismiques, les diagraphies de puits, et les analyses de laboratoire.

Cette section présente une procédure générale pour la modélisation géologique.

#### **Interprétation des données sismiques**

Les données sismiques jouent un rôle crucial dans la construction de modèle géologique de réservoir. ils sont essentiels pour faire une représentation précise des caractéristiques structurales et stratigraphiques du réservoir. Elles aident à déterminer la profondeur, l'épaisseur et les variations latérales et verticales des formations pétrolifères ainsi que la délimitation du réservoir[5].

De plus l'interprétation des données sismiques permet d'identifier clairement la localisation et la géométrie des failles affectant le réservoir et la dynamique du fluide dans le réservoir (la migration et le piégeage des hydrocarbures).

#### **Intégration du modèle des failles**

Cette étape consiste à incorporer les failles géologiques dans le modèle pour évaluer leur impact sur la distribution des fluides et l'étanchéité du réservoir. Les données de performance du réservoir permettent de vérifier l'étanchéité des failles et d'ajuster le modèle en conséquence , cette caractéristique est cruciale pour l'emplacements des puit ainsi pour connaitre la connexion entre les différents endroits de notre réservoir.

#### **Détermination des horizons géologiques**

Une fois le modèle de faille créé, l'étape suivante consiste à créer un modèle détaillé des couches géologiques du réservoir. Il s'agit d'utiliser une combinaison de données sismiques, de diagraphies de puits et d'autres données géologiques [4].



### **Modélisation structurale**

la modélisation structurale est une étape cruciale qui permet de créer une représentation virtuelle (sous forme de squelette) détaillée de tous les événements structuraux identifiés dans le réservoir, tels que les plis, les anticlinaux et les synclinaux, et prend en compte la chronologie géologique de tous ces événements tectonique.

### **Modélisation stratigraphique**

La stratigraphie est une discipline essentielle qui organise les formations géologiques en fonction de leur disposition spatiale et temporelle, cette étape permet de prédire la position des formations en profondeur. L'analyse stratigraphique s'appuie sur différentes sources de données. D'une part, la lithologie des formations est étudiée à partir de l'analyse des déblais de forage et des carottes prélevées dans les puits. D'autre part, La datation des formations géologiques qui permet de déterminer l'âge des différentes couches de roches présentes dans le réservoir [6].

### **Interprétation et corrélation des données de diagraphies**

L'interprétation des diagraphies permet de reconnaître les zones de réservoir et d'éliminer les formations d'argile et les formations compactes et de détecter les contacts entre les fluides. Ainsi pour générer les propriétés de la roche telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, l'épaisseur de la formation etc, avant d'être chargées dans le modèle géologique.

#### **I.4.2. Modélisation des propriétés de réservoir**

La caractérisation du réservoir implique la distribution cohérente et logique des différentes définitions de roches et des propriétés pétrophysiques (faciès, porosité, perméabilité, sable net, saturations, etc.) dans le modèle géologique afin d'obtenir une représentation probable du réservoir [7].

Il existe une variété de techniques pour modéliser les propriétés du réservoir, allant de méthodes simples comme l'assignation directe des propriétés aux blocs de la grille dans le modèle géologique, à des approches plus avancées basées sur la géostatistique. Ces techniques peuvent être divisées en deux étapes principales : le maillage du modèle et l'utilisation de méthodes géostatistiques.

##### **1. Maillage du modèle :**

L'objectif de la modélisation de grille est de créer un système qui représente avec précision les caractéristiques et les propriétés géologiques du réservoir. Le système de grille doit également être optimisé pour assurer des simulations précises et efficaces de l'écoulement des fluides. Le choix de la méthode de gridding et de la taille des cellules peut avoir un impact significatif sur l'exactitude des résultats de simulation et les ressources informatiques requises pour effectuer la simulation.

##### **2. Méthodes géostatistiques :**

La géostatistique est une branche de la statistique qui se concentre sur la distribution des propriétés du milieu physique à travers l'analyse des données spatiales. Elle permet de traiter des propriétés qui peuvent varier de manière continue ou discontinue dans l'espace géographique, en un point ou sur une petite surface, en utilisant des méthodes statistiques appropriées.

### **I.4.2.1. Les sources de données du caractérisation de réservoir**

La porosité, lithofaciès, perméabilité, sable net, saturations, etc. tous ces propriétés sont cruciales pour la caractérisation du réservoir ces propriétés sont obtenues à partir de divers sources, on va présenter ci-dessus les différents source de données pour la caractérisation de réservoir.

#### **1. Les données de diagraphie des puits**

Les données de diagraphie sont obtenues à partir des outils placés dans les puits. Ces outils peuvent appartenir à différents types. Les données obtenues peuvent contenir des mesures de différentes propriétés physiques de la roche, comme la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, etc. Ces données sont ensuite corrigées, traitées et interprétées pour déterminer la structure et la stratigraphie du réservoir.

#### **2. Analyse des carottes (RCA)**

Lors du processus de forage de chaque puits, de multiples échantillons de carottes sont prélevés afin d'être analysés en laboratoire. Ces analyses permettent d'identifier en détail la stratigraphie de la roche réservoir. Elles permettent également de calculer les propriétés pétro physiques clés, telles que la porosité, la perméabilité et la saturation en eau, ainsi que les paramètres géomécaniques de la roche réservoir sont déterminés, comme le module de Young, le module de cisaillement, le module de compressibilité, et le coefficient de Poisson Les analyses géochimiques de la roche réservoir sont également réalisées. L'intégration et l'utilisation de ces données issues des analyses de carottes sont essentielles pour construire une modélisation géologique précise du réservoir, qui sera ensuite utilisée pour la planification et l'optimisation de l'exploitation.

Ainsi, l'intégration de ces différentes sources de données permet une caractérisation détaillée des propriétés pétrophysiques du réservoir, essentielle pour son évaluation et son développement.

#### **3. Les tests du puit**

Les tests de puits offrent des données approfondies sur les caractéristiques du réservoir, qui reflètent à la fois des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites du réservoir et la localisation des barrières, ainsi que des grandeurs dynamiques comme la pression de gisement, la perméabilité et l'indice de productivité. Ces informations sont essentielles pour évaluer l'efficacité des opérations de forage et de production.

### **I.4.3. Upscaling du modèle géologique au modèle réservoir**

L'étape d'upsaling du modèle géologique au modèle de réservoir est une phase critique de la modélisation des réservoirs. Elle implique la transition du modèle géologique détaillé, contenant des informations à une échelle locale fine, vers un modèle de réservoir à une échelle plus globale, adaptée à la simulation des écoulements de fluides. Cette transformation est essentielle pour garantir des calculs précis et efficaces lors des simulations de réservoir.

Cette transition peut être réalisée à l'aide de techniques avancées telles que la géostatistique, qui prennent en compte la variabilité spatiale des propriétés du réservoir. L'upsaling est crucial pour assurer que le modèle de réservoir soit adapté à la simulation des écoulements de fluides à

grande échelle, tout en conservant l'intégrité des caractéristiques essentielles du modèle géologique initial [8].

Une illustration du traitement des données des petites échelles a des grandes échelles est présentée dans la figure ci- dessous.

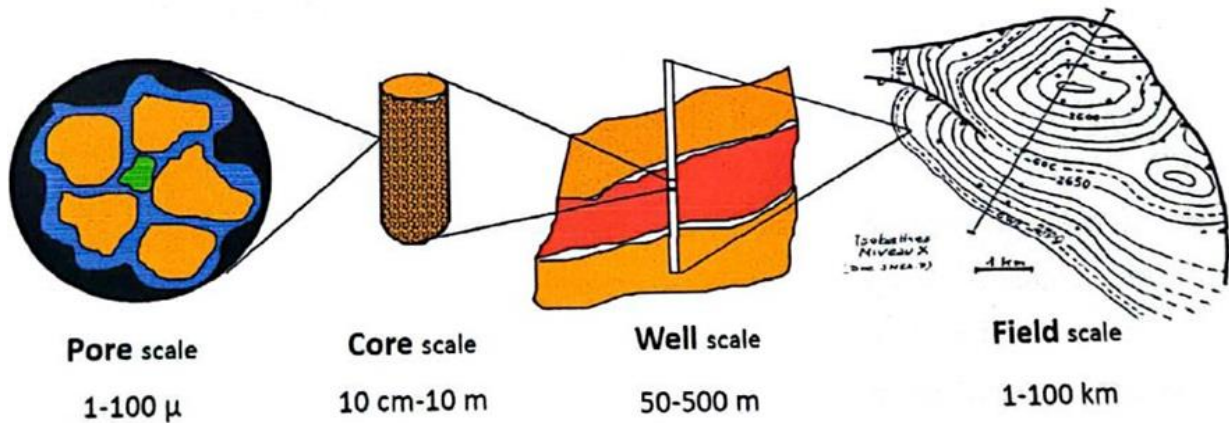


Figure I-7 l'échelle des différents données pétrophysiques

Après cette description sur les différents étapes de la construction du modèle statique ou géologique. On va donner une vue générale sur notre modèle statique de la région MLSE-3.

## I.5. Vue générale sur le modèle statique

### I.5.1. Modèle des litho faciès :

Le modèle des litho-faciès fait référence à la classification et à la description des différentes faciès lithologiques présentes dans le réservoir. Ce modèle est essentiel pour caractériser les propriétés géologiques et physiques des roches et des sédiments qui constituent le réservoir, telles que la porosité, la perméabilité, la composition minérale, ainsi que les structures géologiques et les environnements de dépôt.

Après avoir effectué la caractérisation, il a été déterminé qu'il y avait cinq types de roches distincts :

- ◆ Clean sand
- ◆ Argillaceous
- ◆ sandreworked sand
- ◆ Mudrock
- ◆ Cemented sand

Le modèle en 3D des Faciès est représenté dans la figure suivante :

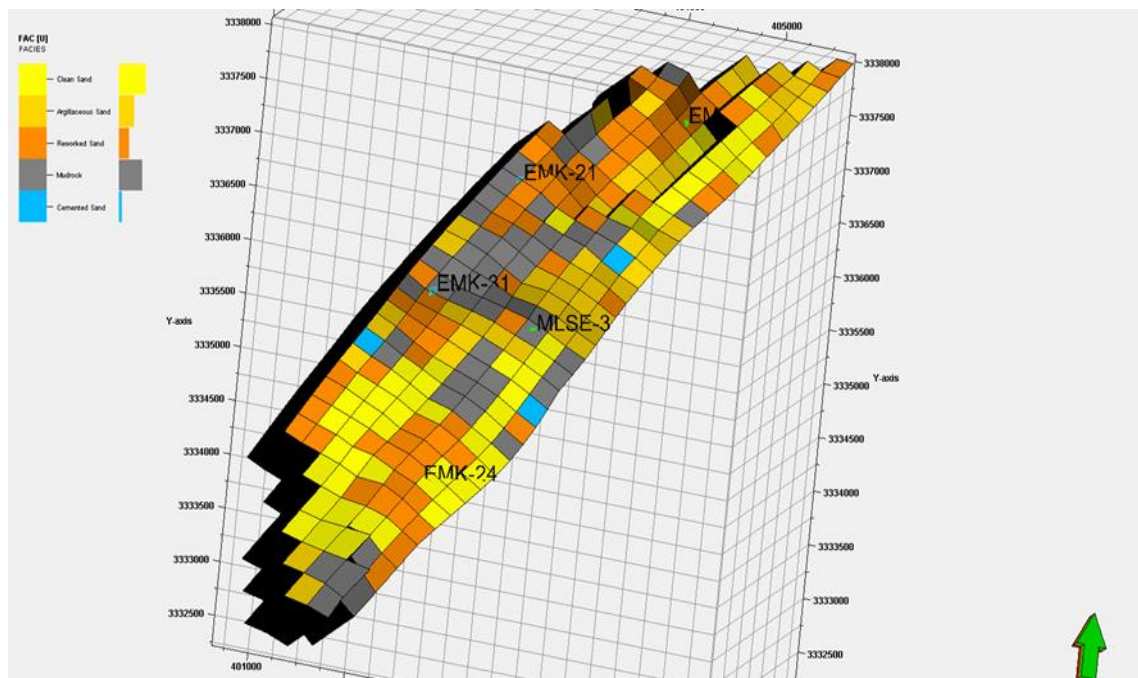


Figure I-8 Modèle des facies au niveau de la phase réservoir TAGI

### I.5.2. Model de porosité

Un modèle de porosité est une représentation mathématique de la distribution et de la variabilité de la porosité dans le réservoir, qui caractérise la proportion de la roche qui est poreuse et capable d'accueillir des fluides (Gas et huile), il y a plusieurs model de porosité qui sont en fonctions de la complexité du réservoir et de la nature des roches présentes. Voici quelques types de modèles de porosité couramment utilisés :

#### Modèle de porosité constante

Ce modèle suppose que la porosité est uniforme à travers le réservoir, ce qui est généralement valable pour les réservoirs avec des roches homogènes et peu de variations de porosité.

#### Modèle de porosité oscillatoire

Ce modèle prend en compte les variations de porosité dans le réservoir, qui peuvent être causées par des structures géologiques ou des variations de matériau poreux.

#### Modèle de double porosité

Ce modèle est utilisé pour simuler les réservoirs avec des matériaux poreux et des fissures, où les fluides peuvent circuler dans les deux milieux.

#### Modèle de porosité aléatoire

Ce modèle est utilisé pour simuler les réservoirs avec des matériaux poreux aléatoirement distribués, ce qui peut être utile pour modéliser les réservoirs avec des roches hétérogènes.

Pour construire un modèle de porosité tridimensionnel, on doit choisir premièrement le model de la porosité dans notre modelé est base sur Modèle de porosité constante, les données des logs de porosité ont été transformées à l'aide d'un processus d'upscaling basé sur les puits. ce

processus implique la moyenne des valeurs du log de porosité dans une même cellule, ainsi on obtient une seule valeur de porosité de chaque cellule du modèle de réservoir, À partir de ce log résultant, la porosité de chaque zone lithologique a été modélisée séparément en utilisant l'algorithme distribution gaussienne séquentielle. Ces étapes ont été réalisées en Pétrel un logiciel qui offre des fonctionnalités avancées pour la modélisation géologique et de réservoir, ces résultats vont intégrer dans le model statique.

Le modèle en 3D de porosité est représenté dans la Figure suivante

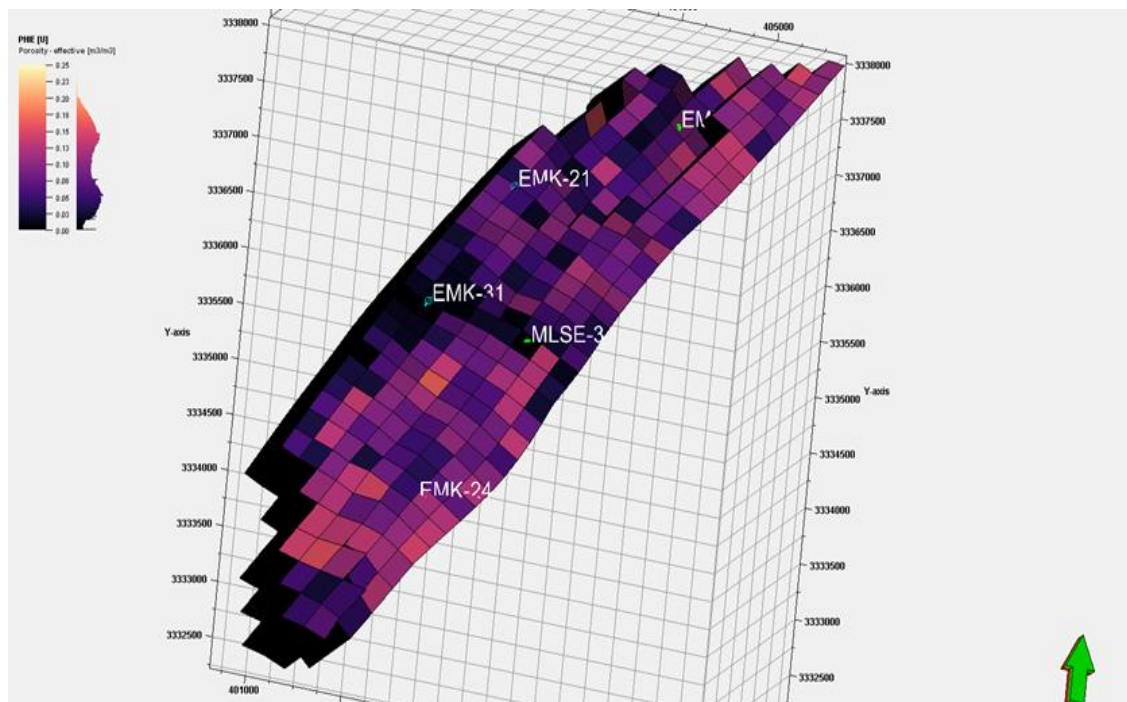


Figure I-9 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI

### I.5.3. Model de perméabilité

Les valeurs de perméabilité dimensionnées sont réparties dans l'ensemble du modèle géologique du champ au moyen de la distribution gaussienne séquentielle, sans corrélation avec la porosité (par Co krigeage) de sorte que les cellules à porosité élevée soient de préférence affectées à une perméabilité élevée, grâce à cette méthode, il a été possible de construire un modèle en 3D de la perméabilité du réservoir représenté dans la figure suivante :

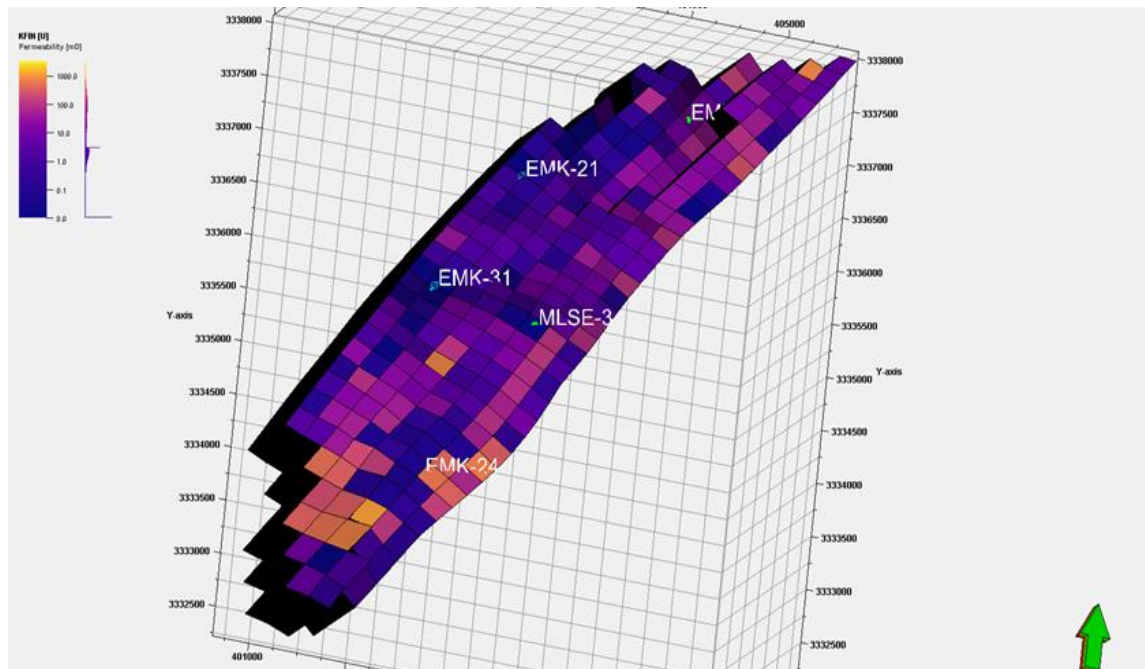


Figure I-10 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI

#### I.5.4. Modèle de saturation :

le modèle a été utilisé pour modéliser la saturation des fluides dans le réservoir à partir de tests de laboratoire et de données de puits. Ces informations ont été intégrées dans le modèle de saturation.

La saturation d'eau dans notre réservoir est illustrée dans la figure suivante :

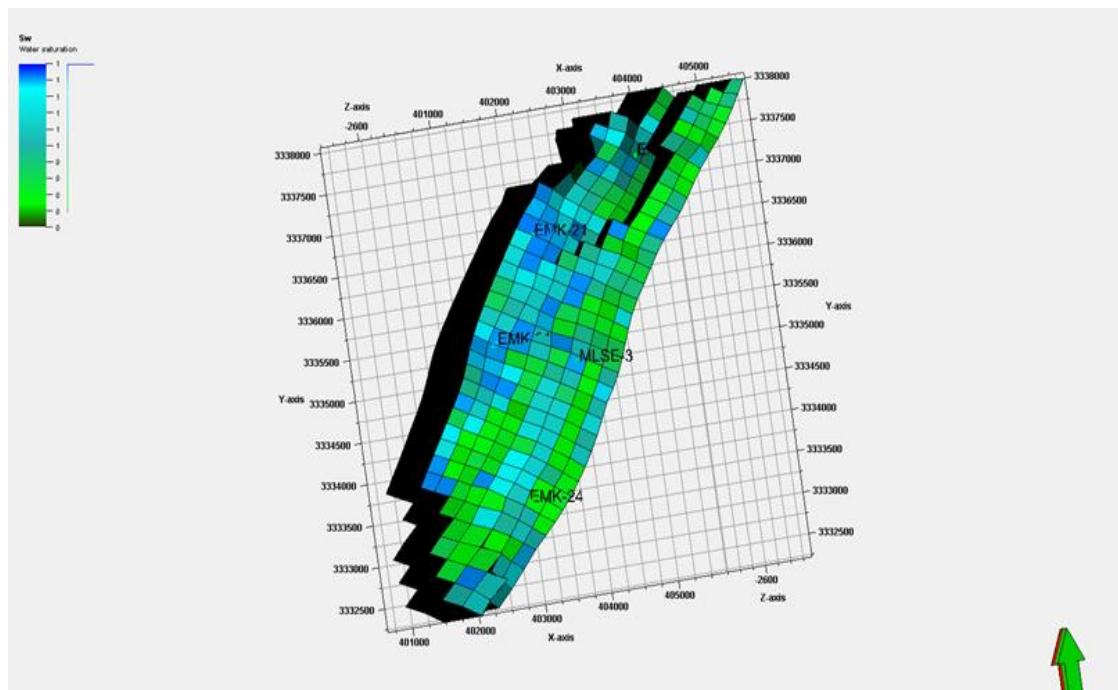


Figure I-11 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI

## **I.6. Conclusion**

La construction du modèle statique est une étape fondamentale pour créer un outil de prise de décision et de prédiction du comportement futur de notre réservoir. Il est impératif d'intégrer diverses données clés telles que les caractéristiques de la roche (SCAL), les propriétés physiques des fluides (PVT), et l'historique de production. Ces données sont essentielles pour élaborer un modèle dynamique capable de prédire avec précision le comportement du réservoir et d'optimiser sa production. Pour cela dans le chapitre suivant, nous allons discuter de ces paramètres, notamment les données PVT et SCAL, ainsi que l'initialisation et la calibration du modèle dynamique grâce à l'history match.

# **II . CHAPITRE 02 :**

## **Modèle dynamique et History Matching**



## II.1. Introduction

Le modèle dynamique de réservoir (MDR) est un outil de simulation numérique utilisé pour représenter les propriétés et le comportement d'un réservoir d'huile ou de gaz naturel. Cet outil est utilisé pour prédire la production future, analyser le comportement du réservoir après plusieurs années d'exploitation, évaluer diverses stratégies de production et d'exploitation, et optimiser les performances des réservoirs.

Les données de construction de MDR on peut les subdivise en quatre catégories

- La modélisation géologique de réservoir.
- Les données dynamique (PVT et SCAL).
- Les données de puits.
- Les données initiales (P réservoir, les contacts des fluides, température de réservoir).

## II.2. Construction du modèle dynamique du la région MLSE-3

### II.2.1. Maillage

Le maillage ainsi que les paramètres statique de réservoir telles que net-Gross la porosité la perméabilité et la saturation en eau ont été importés directement a partir du modèle géocellulaire construire par le software pétrel.

Un modèle de simulation compositionnel Nexus a été générée en se basant sur ce modèle statique et ces paramètres pétro physique importés, les principale caractéristique de notre modèle dynamique sont les suivants :

- Taille des cellules dans les directions i-j 200m-200 m.
- Nombre de cellules dans les direction i j k : 36 - 12 – 46.
- Nombre total de cellules 16632.
- Nombre totale des cellules active est 9534.
- Le TAGI supérieur a été divis é en 21 couche , le TAGI moyen en 14 couche et le TAGI inferieur en 11 couche.

### II.2.2. Les données dynamique

#### II.2.2.1. Les données SCAL

Pour déterminer les propriétés de la roche en précisant la perméabilité relative et la pression capillaire on passe à les analyse laboratoire SCAL (Special Core Analysis) est une analyse spéciale des carottes de roche prélevées dans un réservoir pour déterminer des propriétés clés telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en fluides et surtout la pression capillaire et les perméabilités relatives. Ces deux paramètres pression capillaire et la perméabilité relatif interprété et nous obtenue des graphe en fonction de la saturation de chaque fluide présent dans le réservoir.

Ces propriétés SCAL sont essentielles pour comprendre le comportement des fluides dans le réservoir et sont utilisées comme données d'entrée dans les modèles de simulation des réservoirs, en complément des données sur les propriétés des fluides eux-mêmes.

**Perméabilités relatives :**

C'est la capacité de chaque fluide à s'écouler dans la roche réservoir en présence d'autres fluides.

les figures suivantes représentent les courbes de perméabilité relatives en fonction de la saturation pour les différents system (Gas-huile) et (huile-eau) :

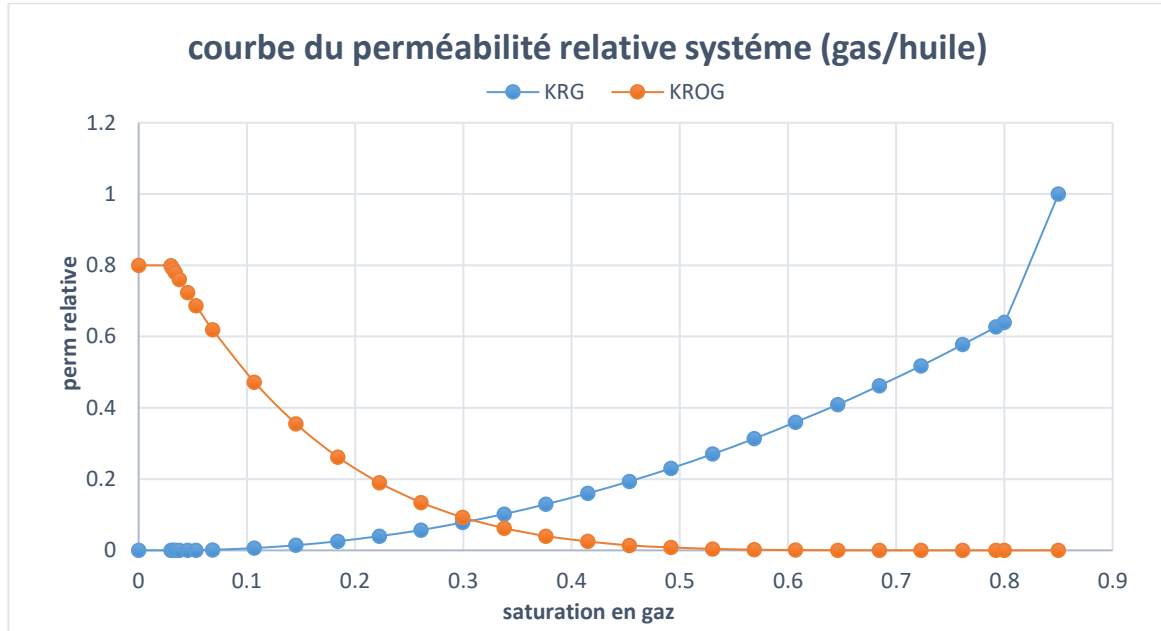


Figure II-1 courbe de perméabilités relatives en fonction de saturation du system huile/Gas

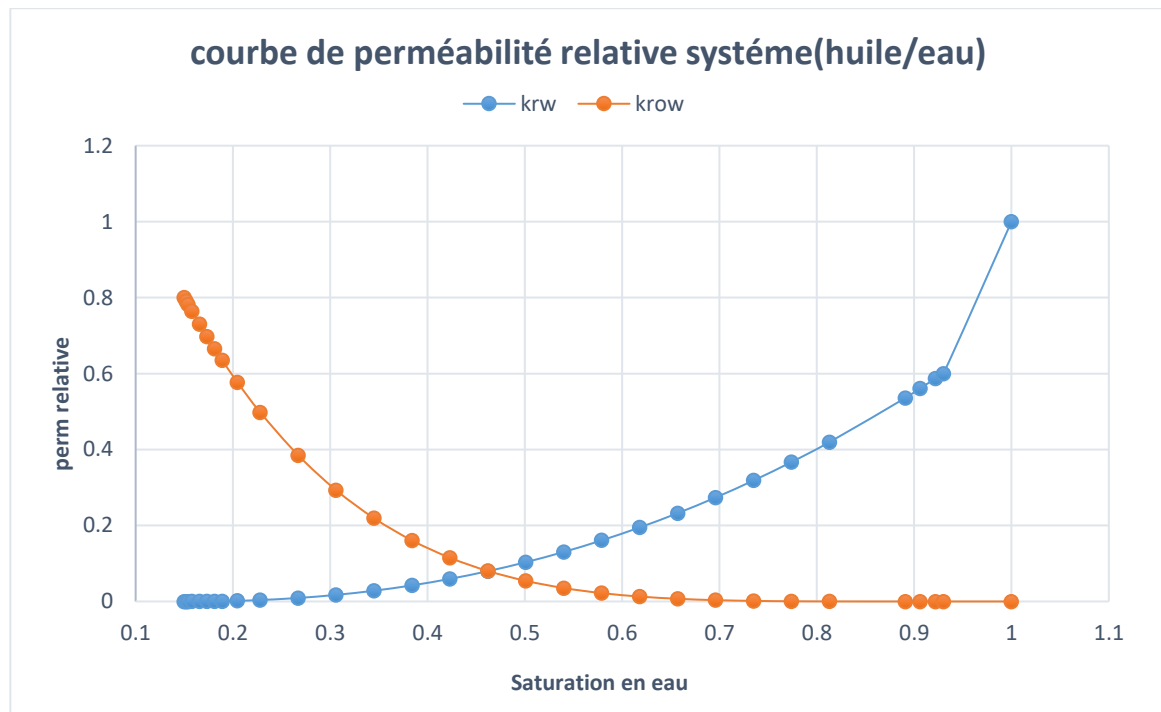


Figure II-2 courbe de perméabilités relatives en fonction de saturation du system huile/eau

**Pression capillaire :**

La pression capillaire est définie comme la différence de pression entre deux interfaces constituées par deux fluides immiscibles.

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (II-1)$$

**P<sub>c</sub>** : pression capillaire.

**P<sub>nw</sub>** : pression de la phase non mouillante.

**P<sub>w</sub>** : pression de la phase mouillante.

Dans un milieu poreux, En utilisant J-fonction de LEVERETT pour évaluer la pression capillaire dans le réservoir en fonction de ces paramètres :

**Φ** : est la porosité du réservoir.

**K** : est la perméabilité de la roche .

**σ<sub>og</sub>** : est la tension superficielle entre l'huile et le gaz .

**σ<sub>ow</sub>** : est la tension superficielle entre l'huile et l'eau.

$$J = \frac{(1-\varphi)\alpha}{\varphi\beta*k*(\sigma_{og}-\sigma_{ow})} \quad (II-2)$$

**α** et **β** sont les puissances respectives des termes de porosité et de perméabilité dans notre cas :

$$a = 0.5$$

$$\beta = 0.5$$

$$\sigma_{og} = 50 \text{ dyne/cm}$$

$$\sigma_{ow} = 26 \text{ dyne/cm}$$

Les valeurs des puissances **α** et **β** dépendent des caractéristiques spécifiques du réservoir et sont généralement déterminées empiriquement à partir de données de laboratoire ou de données de terrain. Ces puissances peuvent varier en fonction du type de roche, de la géométrie du réservoir et d'autres paramètres.

Les paramètres **a** et **b** sont des constantes qui déterminent la forme de la courbe de la fonction de Leverett.

$$J(S_w) = a * e^{(b*S_w)} \quad (II-3)$$

$$a = 17.969$$

$$b = -0.0496$$

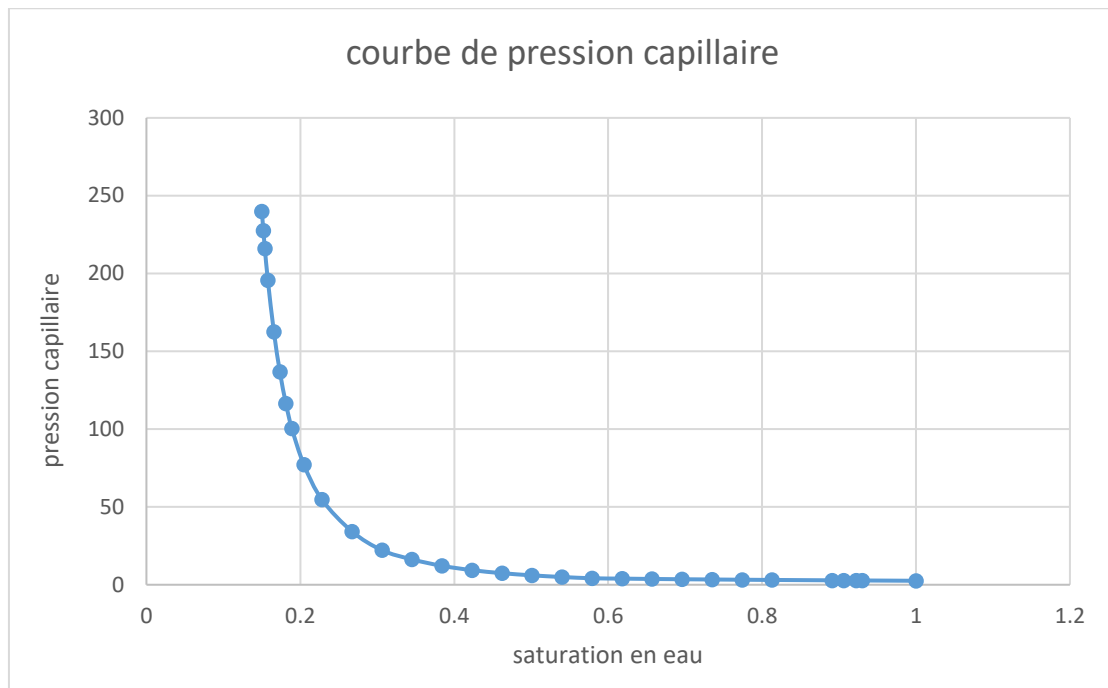


Figure II-3 courbe de pression capillaire

### II.2.2.2. Implémentation des données de fluide

Les données PVT (Pression-Volume-Température) sont essentielles pour comprendre les propriétés et le comportement des fluides présents dans le réservoir. Ces données fournissent des informations cruciales sur la manière dont les fluides (huile, gaz, et eau) se comportent sous différentes conditions de pression et de température, ce qui est fondamental pour la modélisation et la simulation des réservoirs et pour bien comprendre le comportement de fluide dans le réservoir il faut modéliser ces données PVT par la construction d'un modèle de fluide tout avant.

Le modèle de fluide en ingénierie de réservoir est une représentation mathématique essentielle pour décrire avec précision le comportement des fluides à l'intérieur du réservoir. Ce modèle joue un rôle crucial dans la compréhension des mécanismes d'écoulement des fluides à travers les milieux poreux, ainsi que des différents régimes d'écoulement, des gradients de pression et des interactions complexes entre les divers types de fluides présents.

Grâce à ce modèle, les ingénieurs peuvent simuler et analyser en profondeur les mouvements des fluides dans le réservoir, Parmi les modèles les plus utilisés en réservoir engineering, on peut citer le black oil et le modèle compassionnel.

#### Model black oil

Le modèle Black Oil, largement utilisé en simulation de réservoir pour représenter le comportement des fluides pétroliers, tire son appellation de la distinction simplifiée entre l'huile (liquide), le gaz associé et l'eau.

Ce modèle repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices pour décrire le comportement des fluides dans le réservoir parmi lesquelles on peut citer :

1. la composition du fluide : Le modèle considère trois composantes principales - le pétrole, le gaz et l'eau - traitées comme des fluides distincts avec des propriétés spécifiques.

2. Comportement des fluides : Le modèle suppose un équilibre thermodynamique entre le pétrole et le gaz, décrivant leurs comportements par les lois des fluides compressibles. L'eau est généralement traitée comme incompressible.

3. Propriétés des fluides : Le modèle intègre les propriétés physiques et thermodynamiques des fluides telles que la viscosité, la densité, l'enthalpie, la compressibilité, etc., caractérisées en fonction de la pression et de la température.

**Modèle compositionnelle :**

Dans ce modèle, les fluides présents dans le réservoir sont fractionnés en composants distincts tels que le méthane, l'éthane, le propane, etc. Chaque composant est ensuite caractérisé par ses propriétés physiques et chimiques telles que la densité, la viscosité, la solubilité et la masse moléculaire.

Ce modèle prend en considération les interactions entre les différents composants des fluides de réservoir, incluant le comportement de phase, la miscibilité et les tensions interfaciales. Il offre ainsi une représentation plus précise et détaillée que les modèles plus simples comme le modèles Black Oil. Ce modèle est particulièrement adapté pour simuler des réservoirs avec des compositions de fluides complexes, tels que les réservoirs de condensat ou d'huile très volatile. Il s'avère essentiel pour prédire le comportement des fluides lors des processus de récupération assistée du pétrole (EOR), comme l'injection de gaz miscible, le balayage d'eau ou le WAG (water alternating gas).

Le modèle de fluide qu'on a utilisée dans notre étude c'est le model compositionnelle car notre but de tous cette étude c'est d'appliquer une méthode de récupération assister (EOR) donc c'est mieux de travailler avec le model compositionnelle pour obtenir des résultats bien détermines et bien précise dans les résultats de prédiction et de développements de notre réservoir.

Voici ci-dessus Procédures d'Échantillonnage et d'Analyse PVT pour obtenir les données nécessaire pour la construction du modèle de fluide.

**Procédures d'Échantillonnage et d'Analyse PVT**

Pour déterminer les propriétés physiques et chimiques du fluide de réservoir, un échantillonnage de production doit être effectué pour prélever un échantillon représentatif du fluide qui imprègne la formation et de l'analyser en laboratoire.

Il existe deux modes d'échantillonnage pour prélever des effluents de fluide de réservoir :

- L'échantillonnage en surface est réalisé à la tête du puits, où le fluide de réservoir est collecté à l'aide de bouteilles de prélèvement spéciales.
- L'échantillonnage au fond est effectué directement dans le réservoir à l'aide d'outils de prélèvement spéciaux appelés sondes de prélèvement.

Pour réaliser cette étude, l'échantillon du fluide est introduit dans le système PVT et chauffé jusqu'à atteindre la température du réservoir. Le volume à la pression de saturation est alors déterminé à l'aide d'une relation pression-volume. Ensuite, le fluide est stabilisé aux premières conditions de séparation spécifiées. La phase gazeuse supérieure a été autorisée à atteindre l'équilibre avant d'être complètement déplacée et collectée pour une analyse de composition. Cette procédure est ensuite répétée sur la phase liquide restante, selon les différentes conditions spécifiées. Enfin, à la pression de 14,7 psia et à la température de 60°F, le liquide résiduel a été prélevé pour une analyse de composition [9].

Les résultats de ce test de séparation nous donnent des informations détaillées sur la densité, la viscosité, la compressibilité et autres propriétés physiques et chimiques des fluides de réservoir. Ainsi que des données complètes sur la composition des fluides, mettant en évidence les proportions des différents composants hydrocarbonés tels que le méthane, l'éthane, le propane, et autres.

Voici ci-dessous des résultats des analyses PVT sur le fluide de réservoir du champ EMK :

les caractéristiques principales des fluides dans les conditions d'équilibre de pression, et de température ainsi que les résultats d'étude PVT, sont définis de la manière suivante :

### 1. L'huile :

1. Pression de saturation : 3227 psia
2. Facteur volumétrique de formation : 2.011 vol/vol
3. Cumulative Solution GOR: 1866 scf/stb
4. Viscosité : 1.08 cP
5. Densité : 0.583 g/cm<sup>3</sup>
6. Pression de réservoir : 4570 psia
7. Température de réservoir : 212 °F

### 2. Le gaz :

8. La densité en 14.7 psia et 60°F : 1.514
9. La viscosité en 14.7 psia et 60°F : 0.0116 cP

### 3. L'eau :

10. pH (20°C): 7.5
11. Specific Gravity (20°C): 1.0025 g/cm<sup>3</sup>

Pour la composition détaillée du fluide de réservoir est présentée dans ce tableau :

Tableau II-1 Composition global détaillé de fluide de réservoir

Composant	Fraction massique	Fraction molaire	Pseudo composants	Fraction Massique	Fraction molaire	Masse volumique	Masse molaire
	wt%	mol%		wt%	mol%	g/cc3	g/mol
<b>N2</b>	0.154	0.356					
<b>CO2</b>	0.424	0.632					
<b>C1</b>	12.806	9.273					
<b>C2</b>	5.633	2.683					
<b>C3</b>	4.343	6.257					
<b>C4</b>	2.500	2.783					
<b>iC4</b>	0.915	1.018					
<b>C5</b>	1.540	1.380					
<b>iC5</b>	1.160	1.040					
<b>C6</b>	2.478	1.860					
<b>Benzene</b>	0.368	0.305					
<b>C7</b>	3.389	2.188	C7+	68.047	20.805	0.834	212
<b>C8</b>	4.294	2.431					
<b>Ethylbenzne</b>	0.611	0.372					
<b>Ortho xylen</b>	0.199	0.121					
<b>C9</b>	2.963	1.495					
<b>C10</b>	3.676	1.671					
<b>C11</b>	3.089	1.278					
<b>C12</b>	2.765	1.050	C12+	49.074	10.675	0.870	297
<b>C13</b>	2.853	1.001					
<b>C14</b>	2.699	0.880					
<b>C15</b>	2.489	0.758					
<b>C16</b>	2.400	0.686					
<b>C17</b>	2.487	0.669					
<b>C18</b>	2.165	0.550					
<b>C19</b>	1.784	0.430					
<b>C20</b>	1.884	0.431	C20+	29.432	6.451	0.901	409
<b>C21</b>	1.770	0.386					
<b>C22</b>	1.692	0.352					
<b>C23</b>	1.565	0.312					
<b>C24</b>	1.455	0.312					
<b>C25</b>	1.375	0.278					
<b>C26</b>	1.329	0.252					
<b>C27</b>	1.261	0.234					
<b>C28</b>	1.190	0.214					
<b>C29</b>	1.144	0.181					
<b>C30+</b>	14.676	1.816	C30+	14.676	1.816	0.929	567

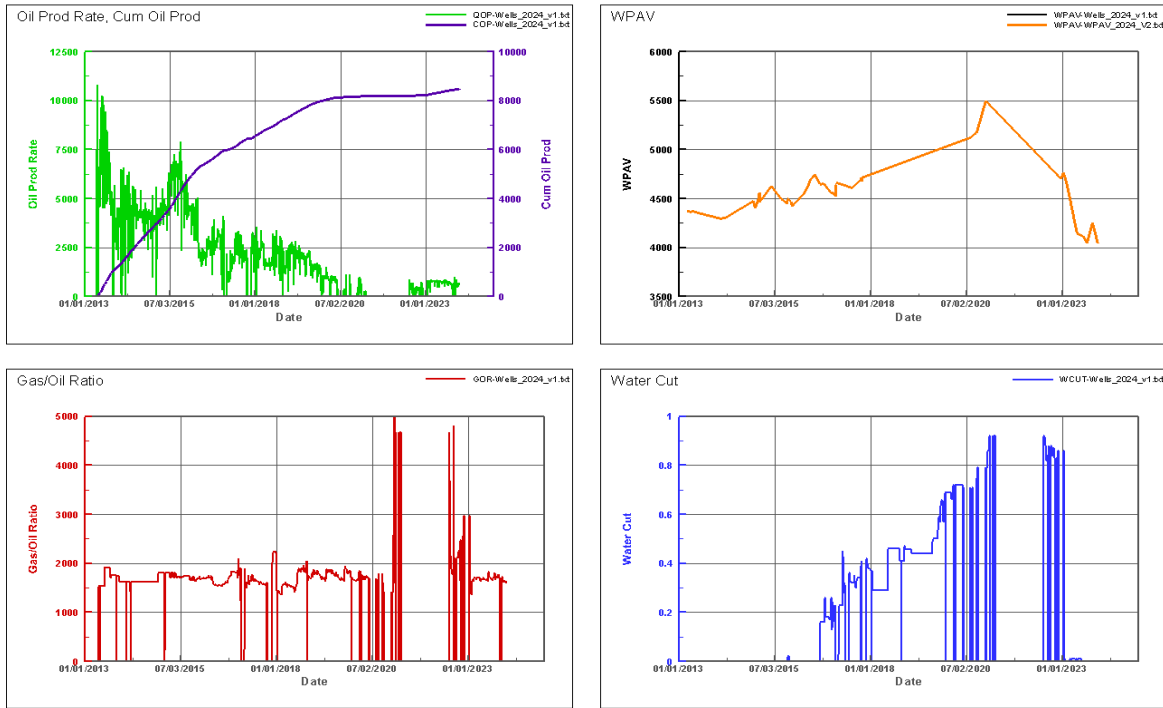
L'implémentation rigoureuse des données PVT et la construction d'un modèle de fluide précis pour décrire le comportement des fluides dans le réservoir sont des étapes essentielles pour réussir la simulation et optimiser les performances de production des réservoirs. Ces efforts permettent aux ingénieurs de prendre des décisions stratégiques éclairées, facilitant ainsi le développement et la gestion efficace des réservoirs.

II.2.3. Historique de production et d'injection dans l'injection dans la région MLSE-3

II.2.3.1. Les puits producteurs

MLSE-3:

devrait être un puit producteur d'huile 'TAGI' dans la partie sud du champ EMK, foré en décembre 1999 à une profondeur totale de 3594 m, comme puits d'exploration, la pression du réservoir de formation du MLSE\_3 de 4375 psia et une température du réservoir de 212 °F, Le puits à 51 mètres de TAGI net pay du 2804,0 m – 2855,0 m, il est perforé dans les TAGI U3, U1 et M1.



Wells\_2024\_v1.txt

29 Feb 2024

Figure II-4 l'historique des paramètres de production du puits MLSE-3

ML\_2

c'est un puit producteur d'huile TAGI dans la partie sud-ouest du champ EMK, et presque dans le milieu de la région MLSE-3, foré en octobre 2006 à une profondeur totale de 2957 m, la pression du réservoir de formation d'ML-2 est de 4366 psia et une température de réservoir de 219 °F, le puits à 23,5 mètres de TAGI net pay du 2781,0 m - 2835,0 m, il est perforé dans tous les couches productrices, U3, U1, M1 et L3.



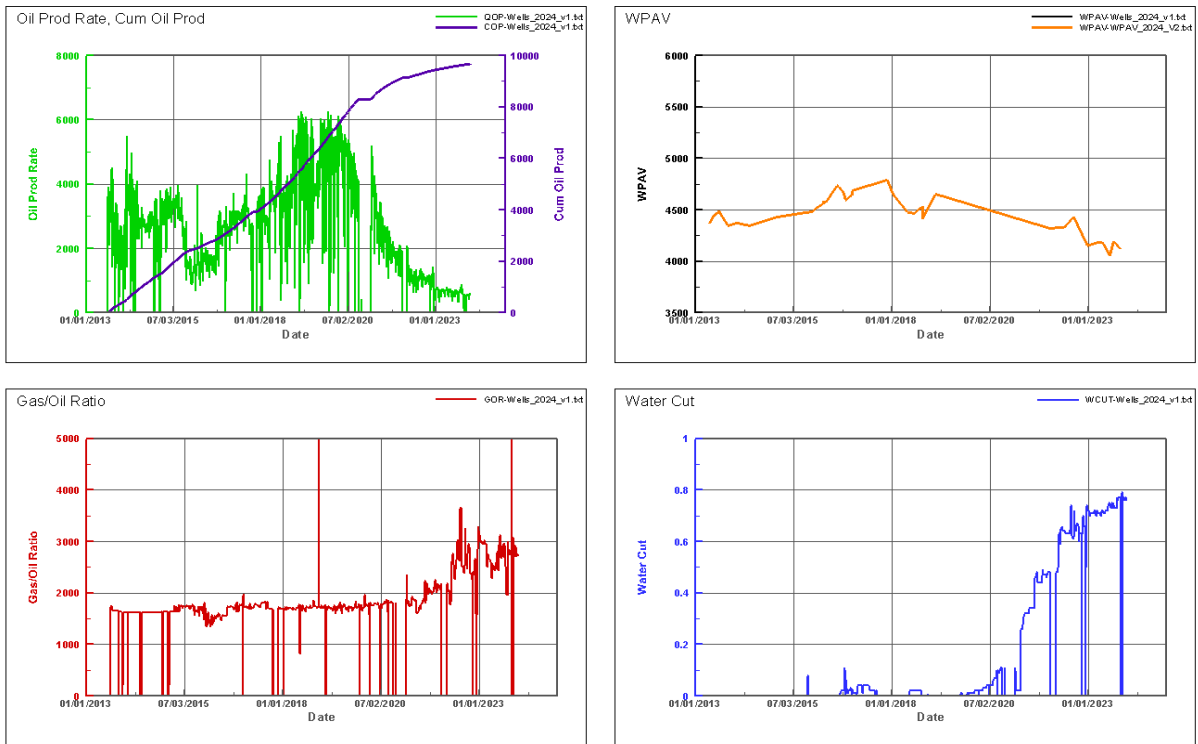


Figure II-5 l'historique des paramètres de production du puits ML-2

**ML\_5**

foré en tant que un puit producteur d'huile dans le champ EMK, foré en août 2013 à une profondeur totale de 2962,41 m, la pression du réservoir de formation ML-5 est de 4440 psia, et une température du réservoir de 219 °F, le puits à 27,58 mètres de TAGI net pay du 2846,9 m - 2925,5 m, il est perforé dans les TAGI U3, U1 et M1.

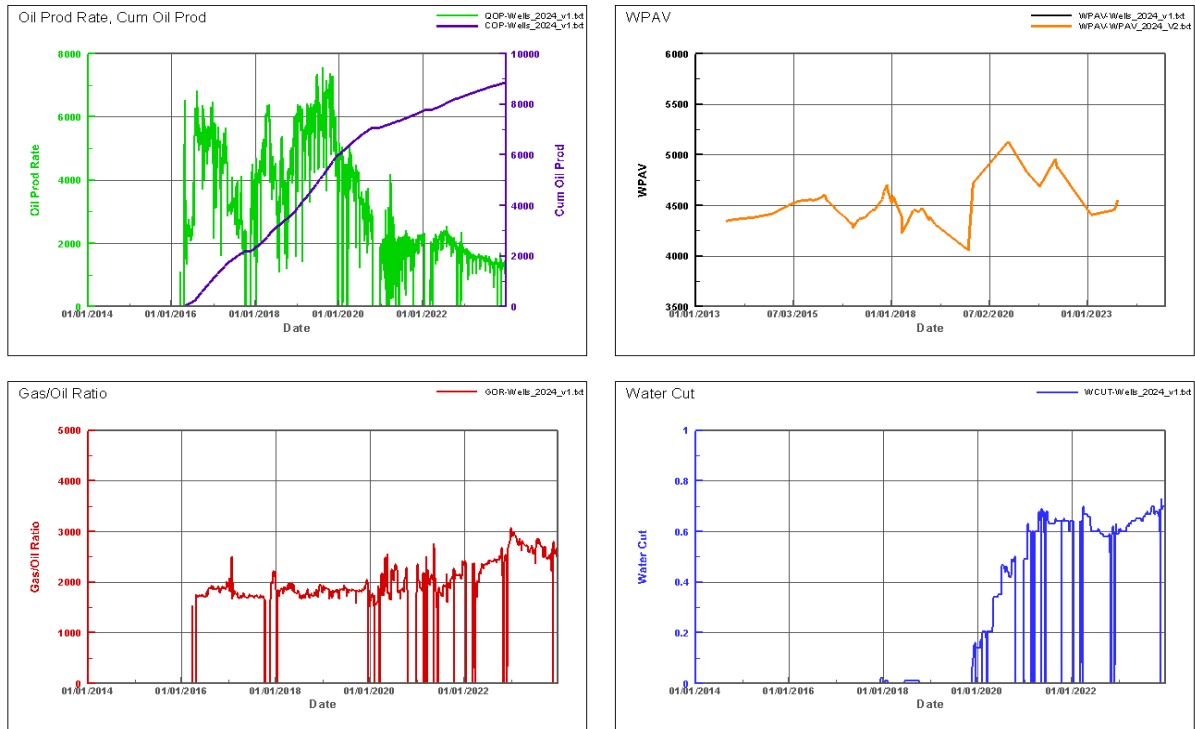
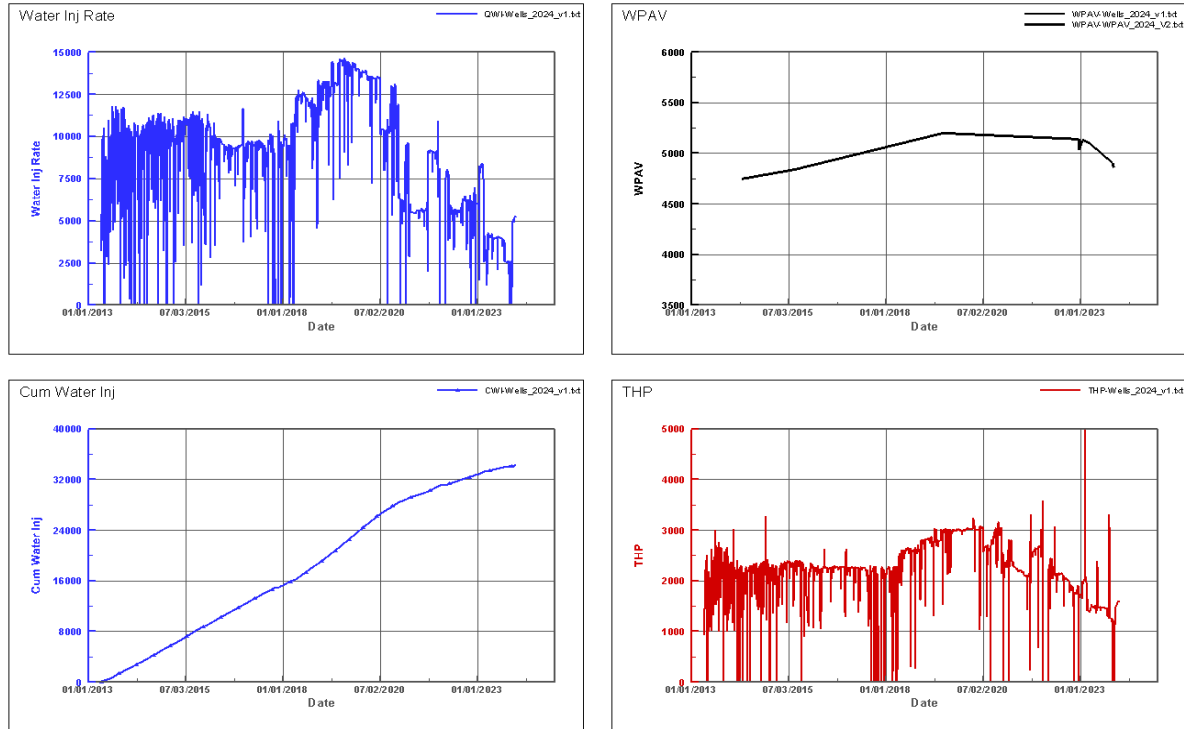


Figure II-6 l'historique des paramètres de production du puits ML-5

**II.2.3.2. Les puits injecteurs**

**ML-3**

ML-3 a été foré comme un puit d'injection d'eau, positionné dans la partie inférieure de la structure du région MLSE-3, il est foré en aout 2009 avec une profondeur totale de 3008,00 m, perforé en TAGI U3, U1 et M1.



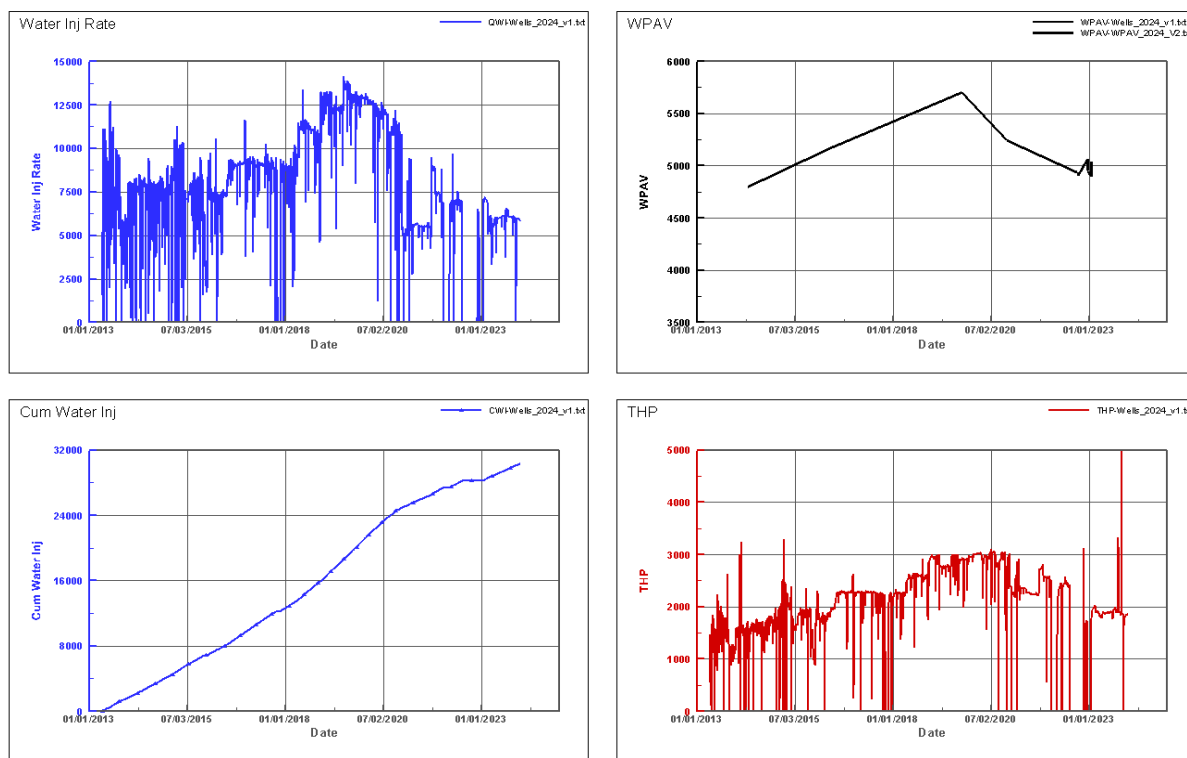
Wells\_2024\_v1.txt

29 Feb 2024

*Figure II-7 l'historique des paramètres d'injection d'eau du puits ML-3*

**ML-4**

ML-4 a été foré comme un puit d'injection d'eau, foré en mars 2010 en profondeur totale à 2960 m, perforé en TAGI U1, M1 et une nouvelle perforation a été réalisée au niveau L3 en 2016.



Wells\_2024\_v1.txt

29 Feb 2024

Figure II-8 l'historique des paramètres d'injection d'eau du puits ML-4

Voici un tableau qui résume les information des puits du région MLSE-3 :

Tableau II-2 résumé des information des puits du région MLSE-3

Well name	Drilling date	Well type	Start-up date	Initial WPAV	Perforated zones	COP	CWI
ML_01	DEC 1999	OP	11/05/2013	4369.24	U3, U1, M1	9679.78	-
ML_02	OCT 2006	OP	13/08/2013	4370.16	U3, U1, M1, L3	8870.29	-
ML_03	AUG 2009	WI	06/05/2013	4747.2	U3, U1, M1	-	34258.33
ML_04	MAR 2010	WI	03/05/2013	4795.1	U1, M1, L3	-	30340.76
ML_05	AUG 2013	OP	24/04/2016	4350	U3, U1, M1, L3	8490.26	-

### II.2.4. Initialisation du modèle dynamique

L'initialisation du modèle est une étape cruciale dans la simulation de réservoirs, permettant d'intégrer l'ensemble des données disponibles telles que les propriétés PVT (pression-volume-température), les fonctions de saturation qu'il sont indispensables pour déterminer les propriétés des fluides, comme leur densité et leur viscosité, ainsi que l'importation de la structure et les propriétés du maillage (le modèle statique) et ajuster et compléter ces données, tandis que les conditions initiales et aux limites du réservoir sont établies [10].

Le modèle est ensuite calibré et validé en utilisant des données historiques de production afin de garantir sa précision et sa fiabilité. Une fois le modèle initialisé et validé, des simulations dynamiques sont effectuées pour prédire le comportement future du réservoir. Ces simulations permettent d'optimiser les stratégies de développement et de gestion du réservoir, en fournissant des informations cruciales pour la prise de décisions éclairées et la maximisation de la production d'huile et de gaz de manière efficiente et rentable.

Le tableau suivant résume les paramètres d'initialisation intégrer :

*Tableau II-3 Les conditions initiales*

<b>Paramètres</b>	<b>Valeur</b>
<b>Pression initiale (psia)</b>	<b>4381.1</b>
<b>Water-Oil contact (ft)</b>	<b>8589.5</b>
<b>Oil-Water PC (psia)</b>	<b>0</b>
<b>Gas-Oil contact (ft)</b>	<b>0</b>
<b>Pression de saturation (psia)</b>	<b>4374</b>
<b>Température initiale</b>	<b>212</b>

### **II.2.5. Conclusion**

Cette partie a été consacré à l'initialisation du modèle dynamique à partir des données préalablement traitées. Nous avons ensuite procédé à la calibration du modèle en ajustant les paramètres clés du réservoir les quelles ayant un impact significatif sur les résultats de la simulation, Cette étape est cruciale pour garantir la précision et la fiabilité du notre modèle.

## II.3. History Matching

### II.3.1. Introduction

History Match est l'une des premières étapes avant la prédiction, au cours de la simulation de la performance des réservoirs et des étapes d'optimisation. Cependant, les ingénieurs de réservoir profitent de cette étape pour évaluer la qualité du modèle de réservoir afin de simuler le comportement futur du réservoir avec un degré de confiance plus élevé.

Le terme "History Matching" peut être défini comme l'ajustement des paramètres du réservoir dans le modèle jusqu'à d'obtenir une correspondance entre les valeurs de prédiction du simulateur et les données historiques observées. C'est la phase la plus longue d'une étude de simulation pour obtenir une correspondance des données dynamiques et elle peut parfois être frustrante et complexe parce qu'il n'y a pas d'approche précise universellement utilisée pour effectuer l'adaptation historique, initialement les ingénieurs de réservoir doivent faire une étude de sensibilité analytique et ensuite essayer d'adapter les paramètres de réservoir à travers plusieurs itérations [11].

Les techniques spéciales les plus couramment utilisées consistent généralement à modifier les paramètres du modèle initial par essais et erreurs. Pour ajuster les paramètres du réservoir en fonction des performances simulées, il est nécessaire d'effectuer plusieurs itérations en modifiant un ou plusieurs paramètres sensibles à la simulation.

La fonction 'G' représente le modèle de réservoir, 'D' représente la valeur prédite des données observables telles que les débits et les pressions de puits obtenues à partir du modèle de réservoir correspondant au modèle, 'Z' comprenant la porosité, la perméabilité, etc.

Les paramètres du modèle inconnus Z sont considérés comme des variables aléatoires, et la probabilité est utilisée pour décrire les vraies valeurs des paramètres.

Les données observées 'Dobs' diffèrent des données prédites d'en raison des incertitudes de mesure. Les incertitudes de mesure sont supposées être additives.

$$\mathbf{Dobs} = \mathbf{D} + \mathbf{e} = \mathbf{G}(\mathbf{Z}) + \mathbf{e} \quad (\text{II-4})$$

Où 'e' représente les erreurs de mesure qui sont indépendantes et identiquement distribuées.

Le processus de calage historique consiste à trouver l'ensemble des paramètres du modèle Z qui minimisent la fonction objectif  $\Phi(\mathbf{Z})$ . Cela se fait en résolvant un problème inverse à l'aide de techniques d'optimisation, telles que des méthodes basées sur les gradients ou des algorithmes évolutifs, pour ajuster de manière itérative les paramètres du modèle et améliorer la concordance entre les données observées et prédites.

Minimiser :

$$\Phi(\mathbf{Z}) = \Sigma[\mathbf{Dobs} - \mathbf{G}(\mathbf{Z})]^2 \quad (\text{II-5})$$

Où :

$\Phi(\mathbf{Z})$  : représente la fonction objectif à minimiser.

**Dobs** : est la donnée observée obtenue à partir des mesures.

$\mathbf{G}(\mathbf{Z})$  : est le modèle de réservoir qui génère les données prédites en fonction des paramètres du modèle  $\mathbf{Z}$ .

La sommation est effectuée sur tous les points de données observés [11].

Voici un schéma qui résume les étapes essentielles dans le processus d'history matching :

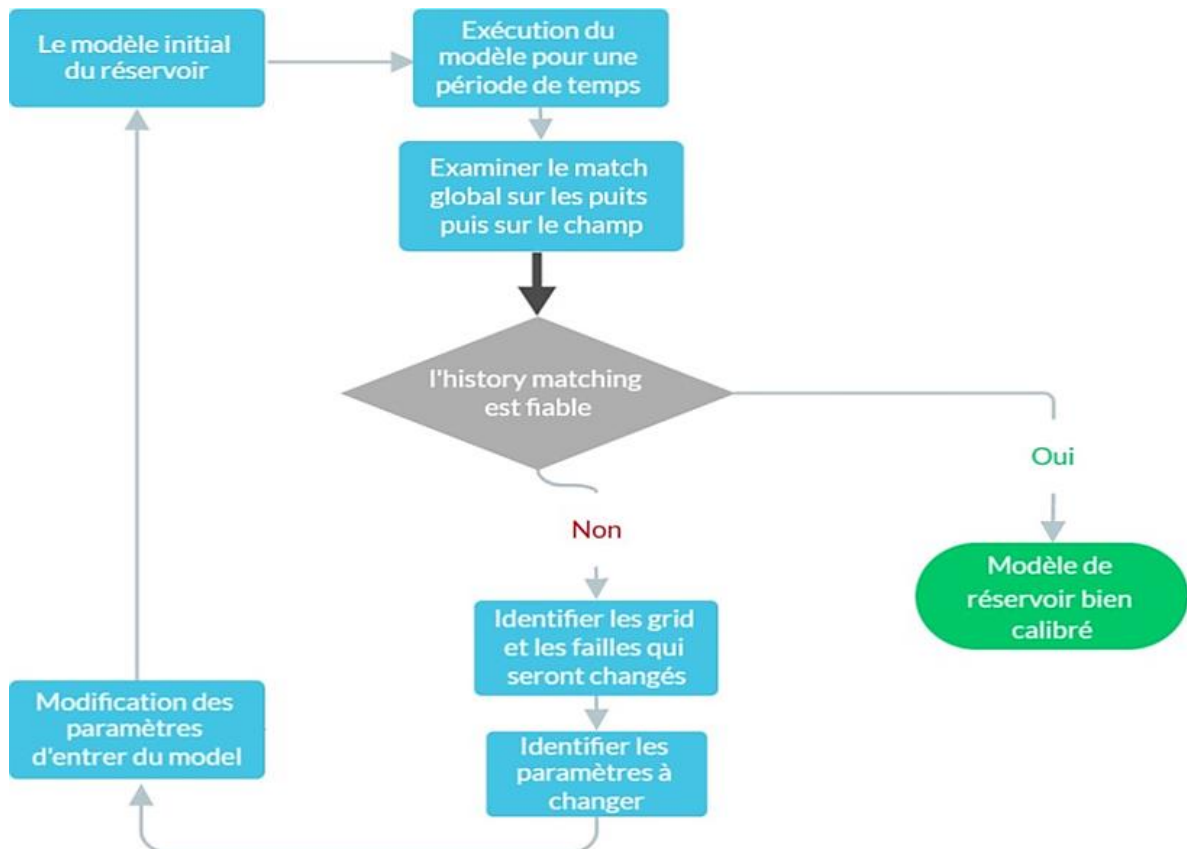


Figure II-9 Organigramme des étapes de l'history matching

### II.3.2. Plan de travail

Un workflow d'history matching est un processus qui vise à calibrer un modèle de réservoir en fonction des données de production observées. Il comporte généralement les étapes suivantes :

#### 1. Comparaison des Données Observées et Simulées :

On fait exécuter le modèle présent de simulation de réservoir pour générer des données simulées, et on Compare les données simulées avec les données observées pour identifier les écarts.

#### 2. Observation des problèmes présent dans le modèle dynamique:

Dans notre modèle dynamique nous avons deux problèmes apparus :

- Production d'eau (early breakthrough) qui va causer la baisse de production d'huile.
- La chute de pression de réservoir rapidement par rapport au données observées.

### 3. Utiliser la Production Cumulée d'huile comme Contrainte :

Prendre en compte la production cumulée d'huile comme une contrainte pour guider le processus de mise en correspondance, et assurer que le modèle simulé respecte les contraintes de production cumulée observée avant d'ajuster les autres paramètres.

### 4. Ajustement Manuel des Paramètres :

Ajuster manuellement les paramètres clés du réservoir les quelles ayant un impact significatif sur les résultats de la simulation. tels que la perméabilité, les saturation, le contact huile-eau et les propriétés des fluides.

Dans notre cas, nous avons apporté des modifications aux perméabilités dans les grilles appropriées afin d'ajuster divers paramètres, notamment le WCUT, le GOR et la pression de fond dynamique.

### 5. Évaluation de la Précision de l'Ajustement et Mise à Jour des Paramètres Acceptés :

On fait exécuter le modèle de simulation ajusté et Évaluer la qualité de l'ajustement des paramètres en comparant les données simulées vs les données observées.

Sélectionner les paramètres modifiés qu'ils nous donnent une meilleure correspondance avec les données observées, et les Mettre à jour dans notre modèle .

### 6. Processus Itératif :

Continuer le processus d'ajustement des paramètres et d'exécution des simulations de manière itérative jusqu'à atteindre un niveau de convergence satisfait et cohérent avec le comportement connu (observé) du réservoir.

### 7. Validation :

Valider que le modèle est bien calibré avec les données d'observation et capable de décrire le comportements de réservoir d'une manière précise sur tous dans les prédictions des données de production et de pression.

Ce flux de travail implique une approche par essais et erreurs et repose fortement sur les connaissances de notre réservoir obtenir une correspondance satisfaisante entre les données observées et simulées [12].

## II.3.3. Les résultats du history matching

Les résultats du history matching montrent une bonne correspondance entre les données d'historique de production et les prévisions du modèle, ce qui indique que les paramètres du modèle ont été bien calibrés, les profils de ces paramètres sont représentés par les figures suivantes :

### Les puits producteurs

En ce qui concerne les puits producteurs (MLSE-3, ML-2, ML-5), nous pouvons voir dans tous les puits que la production cumulée de pétrole correspond à 100 % parce que c'est la

contrainte que nous donnons au logiciel et nous essayons ensuite de faire correspondre le WPAV, le GOR et le WCUT en fonction du COP.

**MLSE-3**

Nous avons une correspondance acceptable pour WPAV et une bonne correspondance pour GOR et WCUT.

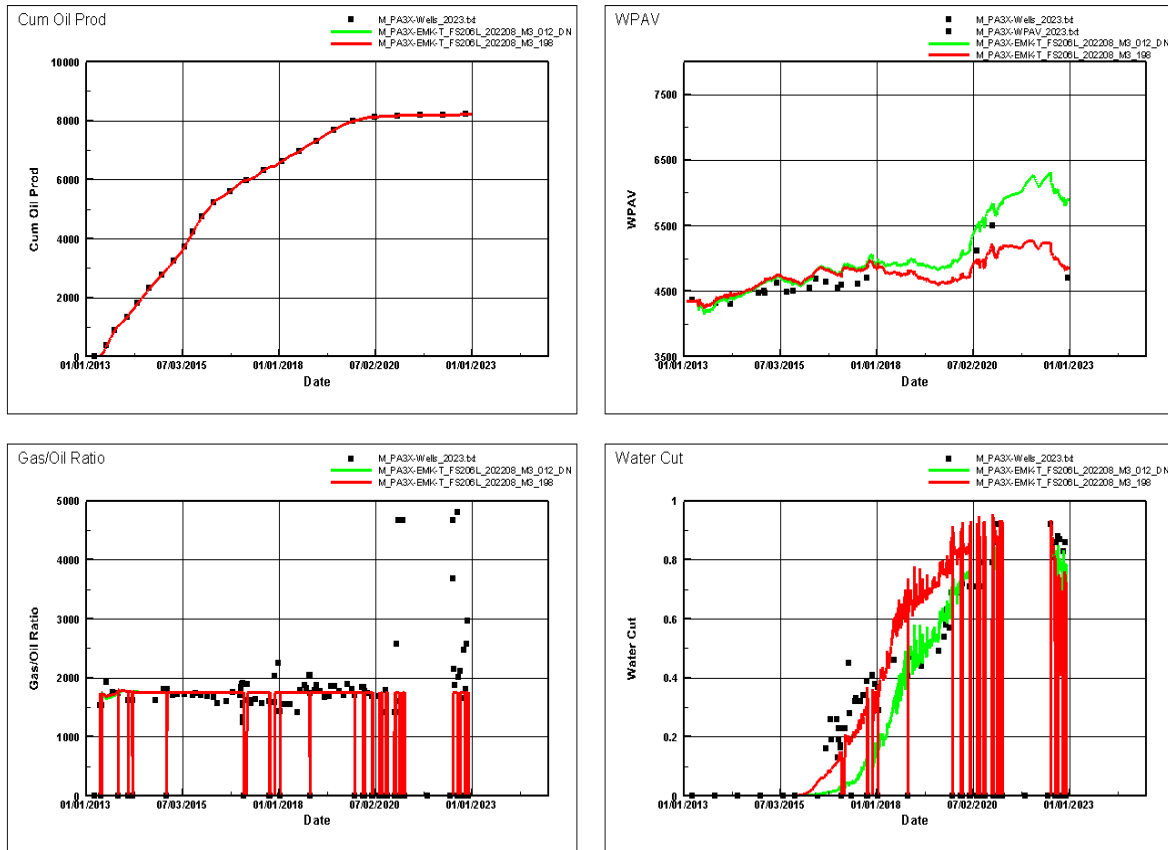


Figure II-10 le calage des paramètres de production pour le puits MLSE-3

**ML\_2**

nous avons une correspondance acceptable pour GOR et WPAV et une bonne correspondance pour WCUT.



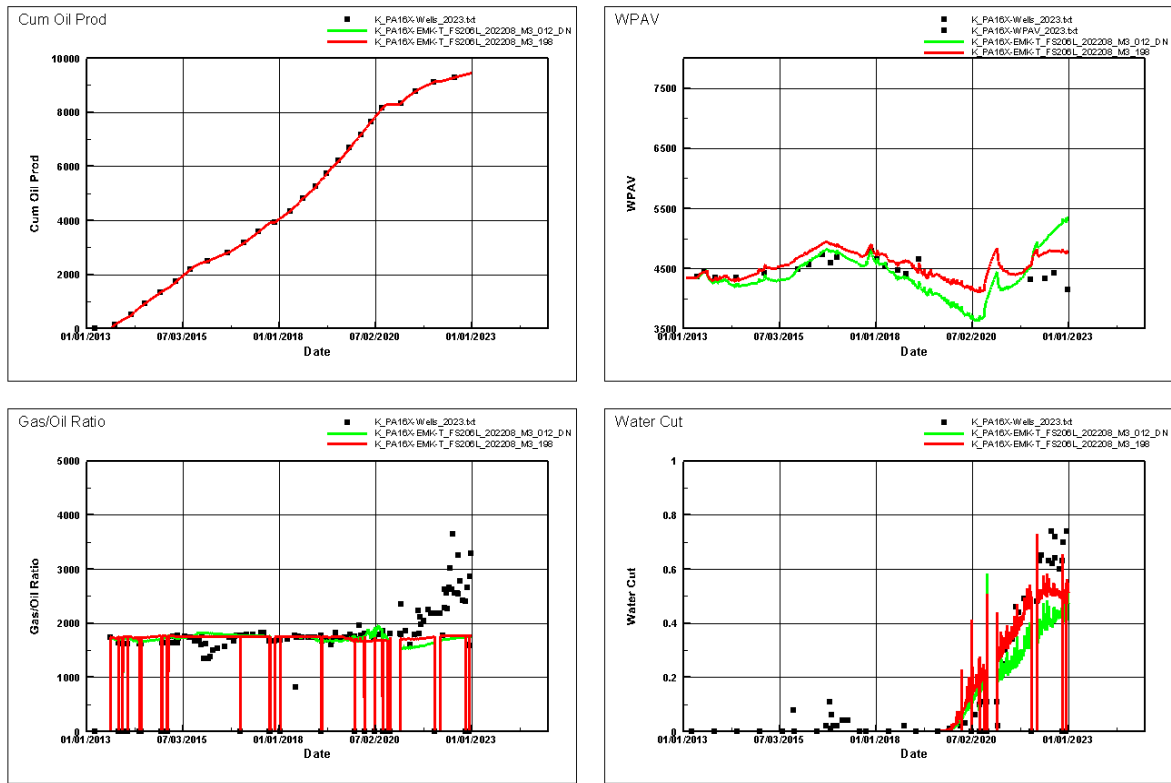


Figure II-11 le matching des paramètres de production pour le puits ML-2

**ML\_5**

Nous avons une bonne correspondance pour chaque paramètre (WCUT, GOR, WPAV)

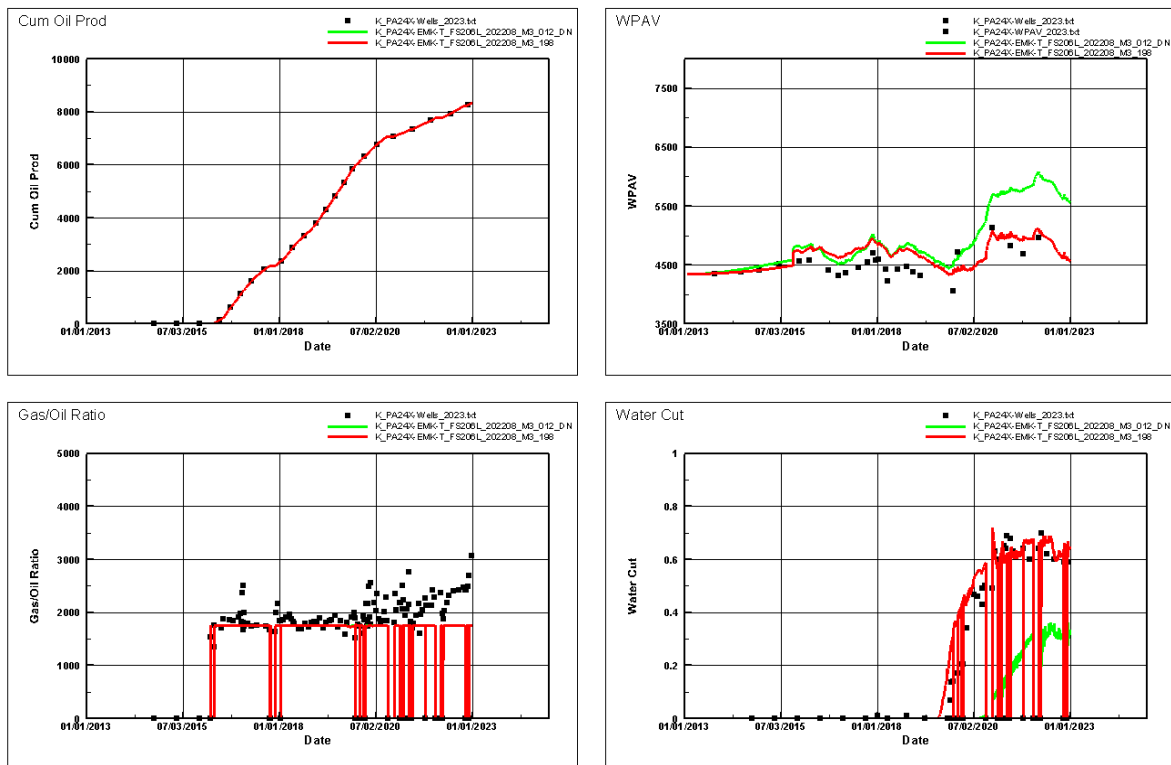


Figure II-12 le matching des paramètres de production pour le puits ML-5

### Les puits injecteurs

Ce qui concerne les puits d'injection (ML-3, ML-4), il nous suffit de faire correspondre le CWI et le WPAV. La correspondance est excellente pour le CWI, car il s'agit d'une contrainte que nous donnons au logiciel, et acceptable pour le WPAV.

#### ML-3

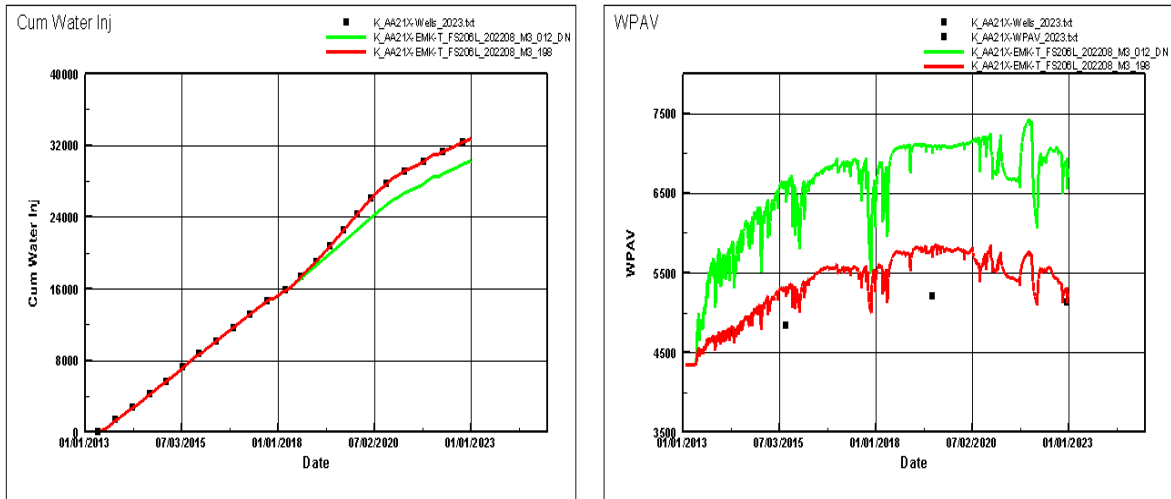


Figure II-13 le matching de la pression du fond du puit injecteur ML-3

#### ML-4

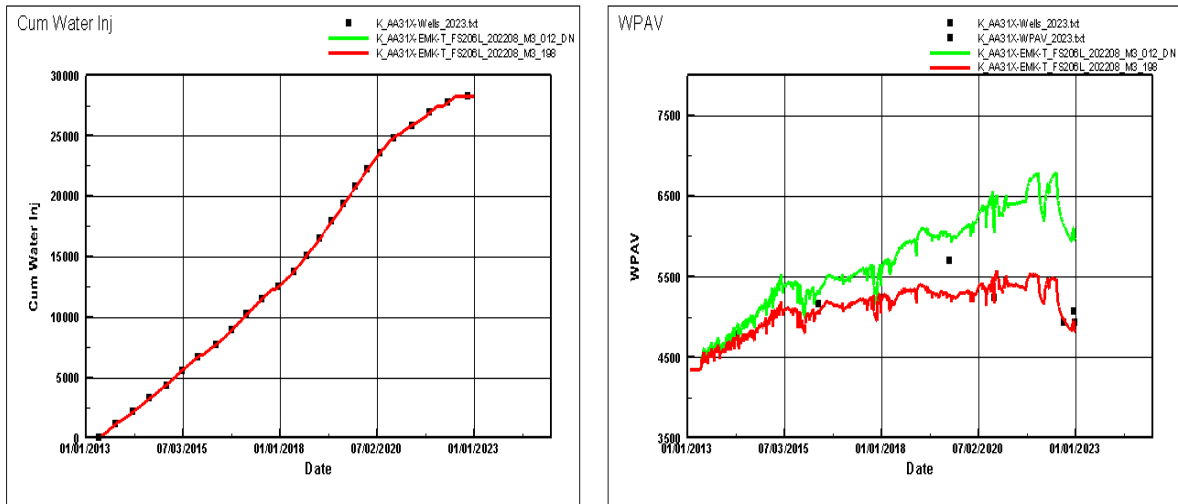


Figure II-14 le matching de la pression du fond du puit injecteur ML-4

Les résultats du history matching montrent une bonne correspondance entre les données d'historique de production et les prévisions du modèle, ce qui indique que les paramètres du modèle ont été bien calibrés.

## **II.4. Conclusion**

Ce chapitre a été consacré à l'ajustement dynamique du modèle par le biais du History Matching, assorti d'une étude de sensibilité des paramètres dynamiques, notamment la production d'eau (en examinant le phénomène de "early breakthrough"), la chute rapide de la pression du réservoir et la diminution de la production d'huile en fonction de la distribution des perméabilités. Le modèle ainsi calibré servira de fondement pour la simulation de divers scénarios de développement, qui seront exposés dans les chapitres à venir. En définitive, le processus de History Matching permet d'améliorer la précision du modèle et de faciliter la prise de décisions éclairées pour l'avenir.

# **III .CHAPITRE 03 : Les scénarios de développements proposées**

### **III.1. Introduction**

Dans ce chapitre, nous examinons deux scénarios de développement pour la région MLSE-3 du champ d'EMK en utilisant le modèle dynamique que nous avons établi et ajusté dans le chapitre précédent. Nous avons analysé et interprétés les résultats obtenus et étudié les avantages et les inconvénients de chaque scénario, en tenant aussi les risques et les contraintes opérationnelles, afin de recommander un ou plusieurs scénarios de développement qui permettront d'optimiser la production et de maximiser la rentabilité à long terme.

Lors de la conception des scénarios conceptuels, certaines contraintes opérationnelles et critères de contrôle doivent être pris en compte, notamment :

- Une pression de fond dynamique minimale de 1300 psi.
- Un water cut maximal de 95% pour chaque puits.
- Les programmes de forage et les limitations des installations.
- L'huile est considérée comme la phase préférée.
- Débit de production maximale 15000 bbl/jour.

### **III.2. Présentation du Scénario de Référence (cas de base)**

#### **III.2.1. Emplacements Actuels des Puits**

Le cas de base consiste à produire le réservoir au moyen de trois puits de production verticaux : MLSE-3, ML-2 et ML-5, positionnés dans la partie supérieure de la structure de la région MLSE-3. Chaque puits de production est équipé d'une pompe submersible électrique (ESP) comme mécanisme de soutirage artificiel.

La pression du réservoir est maintenue par injection d'eau à l'aide de deux puits injecteurs, ML-3 et ML-4, situés dans la partie inférieure de la structure de la région. Cette disposition permet de maintenir une pression de réservoir plus uniforme et efficace, tout en assurant un balayage optimal des hydrocarbures vers les puits producteurs. L'eau injectée provient de l'eau produite, complétée par l'eau de la formation barrémienne.

L'emplacement des puits existants est illustré dans les deux figures suivantes :

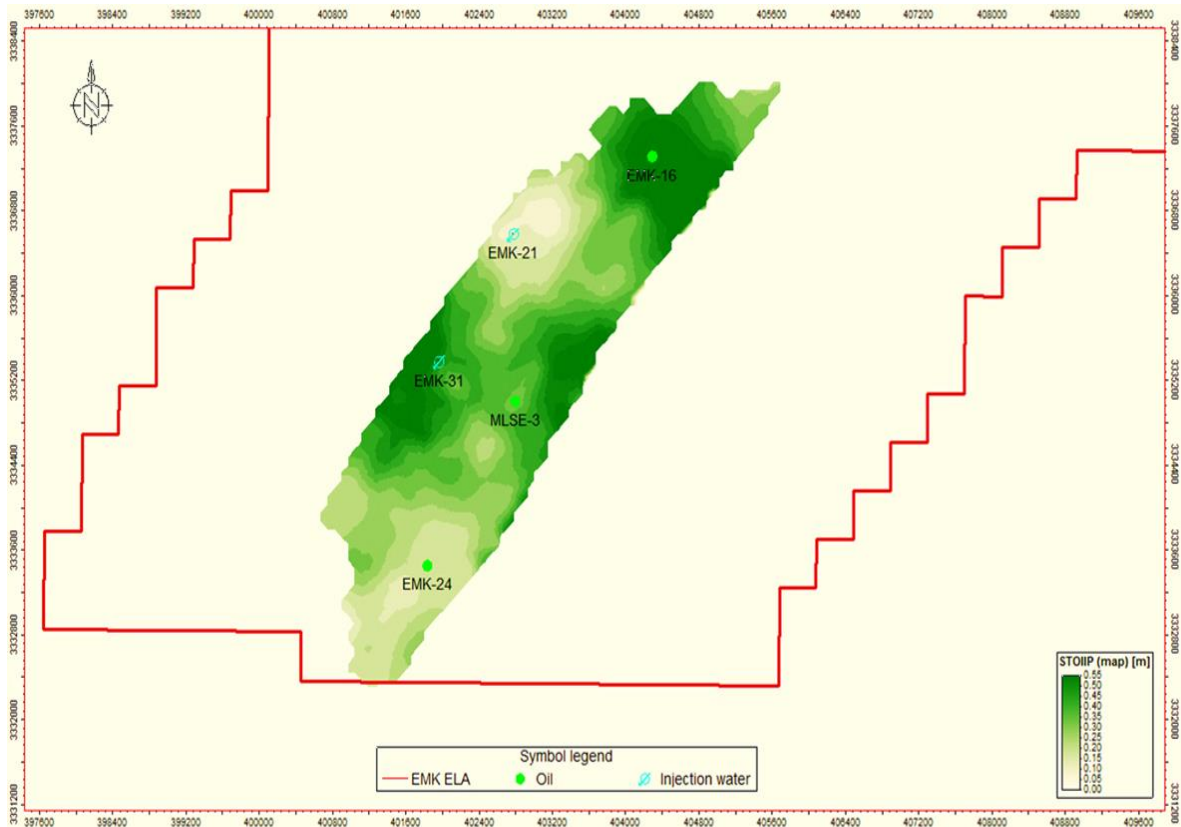


Figure III-1 L'emplacement des puits existants dans la région MLSE-3

### III.2.2.L'analyse des indices de production pour le cas de base

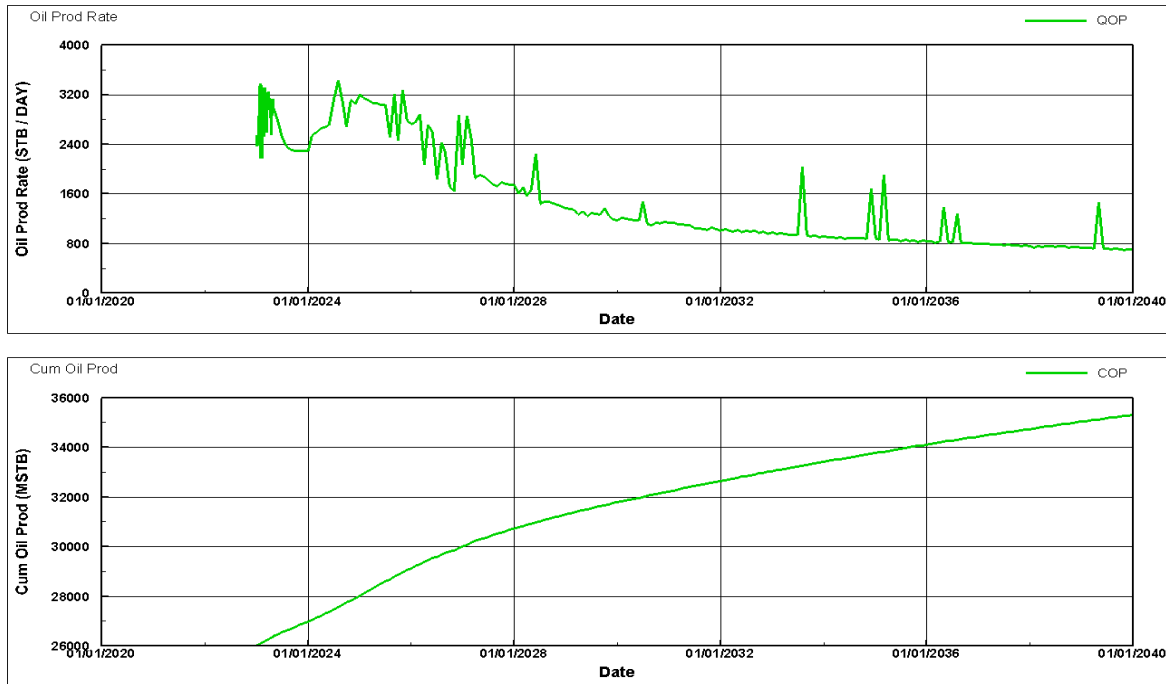
L'analyse des indices de production, tels que les volumes déjà produits, les fractions de fluide produites, les débits d'injection, l'état des puits et la salinité de l'eau de formation, revêt une importance capitale pour évaluer les potentiels du réservoir et déterminer les meilleures techniques de récupération à appliquer sur ce champ.

#### III.2.2.1. Analyse de profil de production

Le graphe du profil de production montre que le taux de production de pétrole en 2023 est d'environ 3200 STB/jour, mais décline progressivement avec quelques fluctuations pour se stabiliser à environ 400 STB/jour vers 2040. La production cumulative de pétrole, quant à elle, augmente de manière continue, atteignant environ 34 000 MSTB d'ici 2040. Cette tendance indique une extraction régulière d'huile malgré la baisse progressive du taux de production, signalant que le réservoir approche de sa phase de déclin terminal tout en maximisant la récupération totale. Le déclin du taux de production de pétrole au fil du temps est typique à mesure que le réservoir se mature et que la coupe d'eau augmente. Donc notre but est de prolonger le plateau de production le plus possible.

Le profil de production d'huile et le cumule de production de région MLSE-3 à partir de 2023 sont illustrés dans la figure suivante :

PREDICTION BASE CASE



ML\_Dev\_012

11 Mar 2024

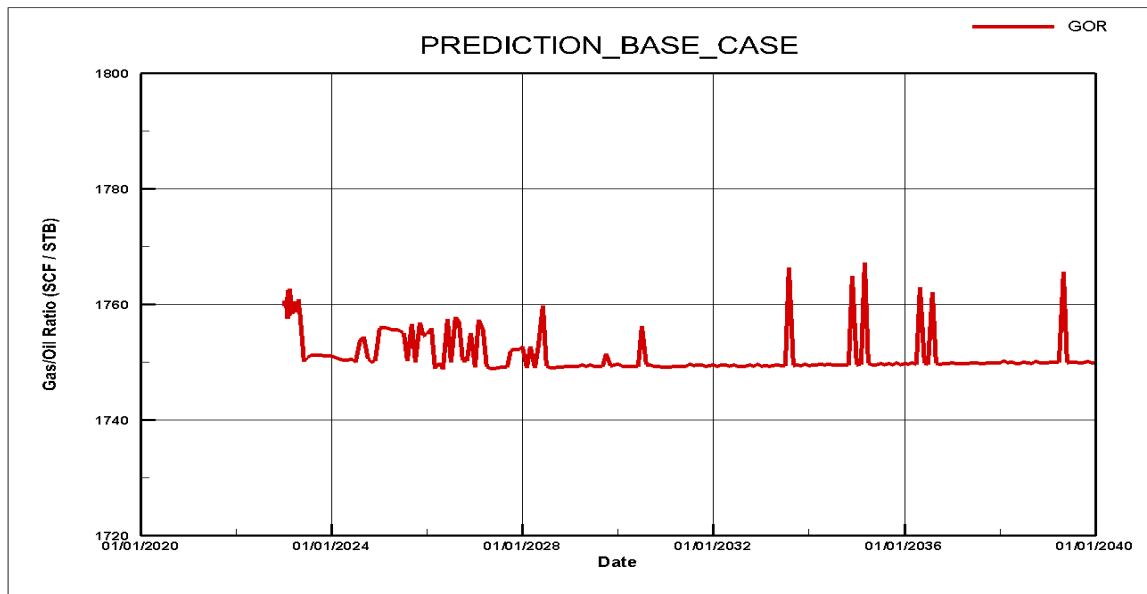
Figure III-2 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de région MLSE-3

III.2.2.2. Analyse des fractions de fluides produites

1-GOR

Le graphe de GOR est représenté dans la figure suivante :

GOR



ML\_Dev\_012

11 Mar 2024

Figure III-3 L'évolution de GOR de champ en fonction du temps

Le GOR de champ est presque fixe à une valeur entre (1750 et 1760) SCF/STB en raison de la pression du réservoir qui elle est supérieure à la pression de saturation 4374 Psia de l'huile dans la température de réservoir 219 °F. Ainsi, le fluide qui sort du réservoir est monophasique. Le comportement global du GOR, avec des valeurs relativement stables et sans augmentation significative et continue, confirme l'absence de la libération de gaz dissous ou de gaz libre dans le réservoir qui pourrait précéder l'huile dans la formation perméable.

## 2-WCUT

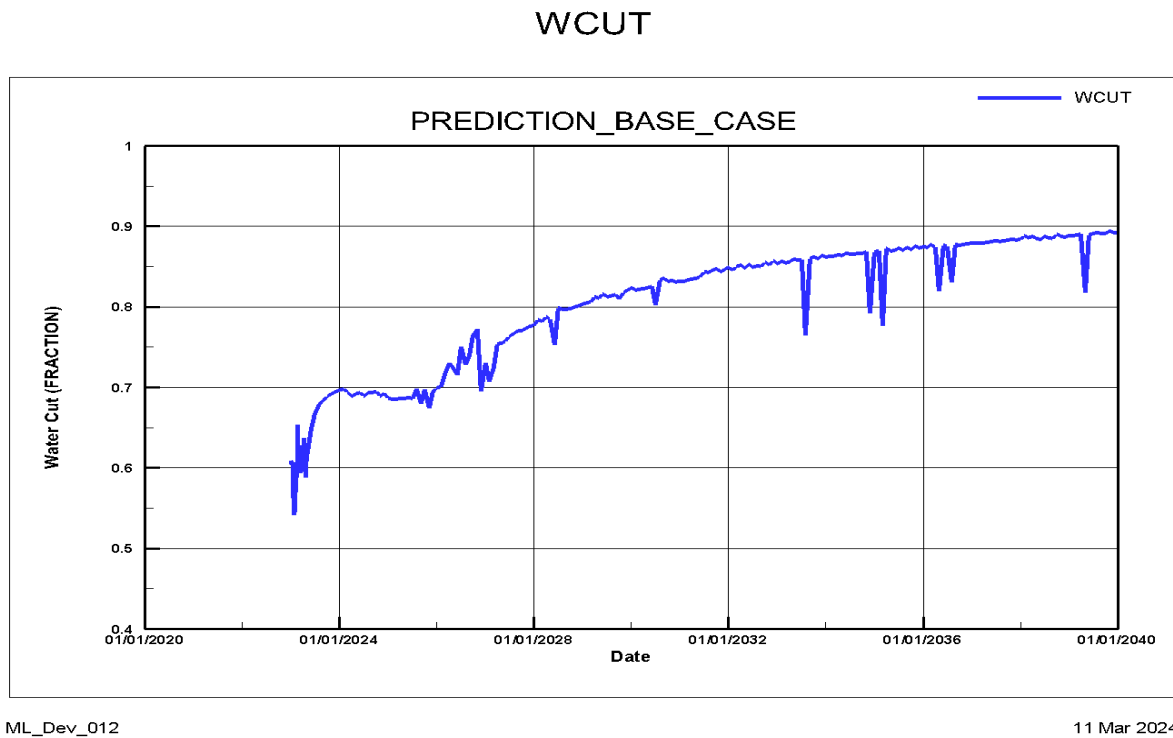


Figure III-4 L'évolution de WATER CUT de champ en fonction du temps

- Le WATER CUT du champ augmente jusqu'à atteindre une valeur de 0.89 en 2040, Cette valeur est logique non seulement parce que le champ a été mis en production à partir de 2013, mais aussi en raison de l'injection d'eau continue pour maintenir la pression du réservoir.
- Il augmente progressivement jusqu'en 2028 environ, atteignant des niveaux autour de 0,8, ce qui signifie que la production devient de plus en plus aqueuse.
- L'augmentation de WCUT indique qu'avec le temps, une plus grande fraction du fluide produit est de l'eau plutôt que d'huile. Cela est typique à mesure qu'un réservoir vieillit et que l'injection d'eau continue de maintenir la pression.

### III.3. Interprétation des résultats de cas de base

D'après ces résultats obtenus, on déduit :

- 1) Le taux de récupération qui correspond à la production cumulée jusqu'à décembre 2039 est égale à 38.22 %. Ce taux de récupération est modéré.
- 2) La cumulative de production arrive à une valeur 35.311 MMSTB.



3) La production d'eau du champ est un peu élevée durant les dernières années, le water Cut des deux puits MLSE-3 et ML-2 a une valeur moyenne (augmentation d'une façon lente) sauf pour le puits ML-5 qui ils présente une augmentation rapide de water Cut.

### III.4. Les différents techniques et scénario de développement proposés

#### III.4.1.Scénario 01 : Implantation d'un nouveaux puits producteur verticale à partir de juillet 2024

On propose d'implanter un nouveau puits producteur ML-6 pour augmenter le taux de récupération d'huile. Un critère principal est effectué afin d'élaborer cette idée, l'emplacement du puits qui a un grand impact sur récupération total d'huile. Les zones proposées sont des zones ou la saturation d'huile est élevée qui possède de bonnes caractéristiques pétro-physiques et de la hauteur utile, qui permettent d'avoir une meilleure récupération.

Trois différents emplacements ont été proposés pour le nouveau puits producteur. Les résultats de simulation sont comparés toujours avec le cas de base (3 puits producteurs, 2 puits injecteurs d'eau).

La figure suivante montre les zones proposées pour l'implantation du puit ML-6 :

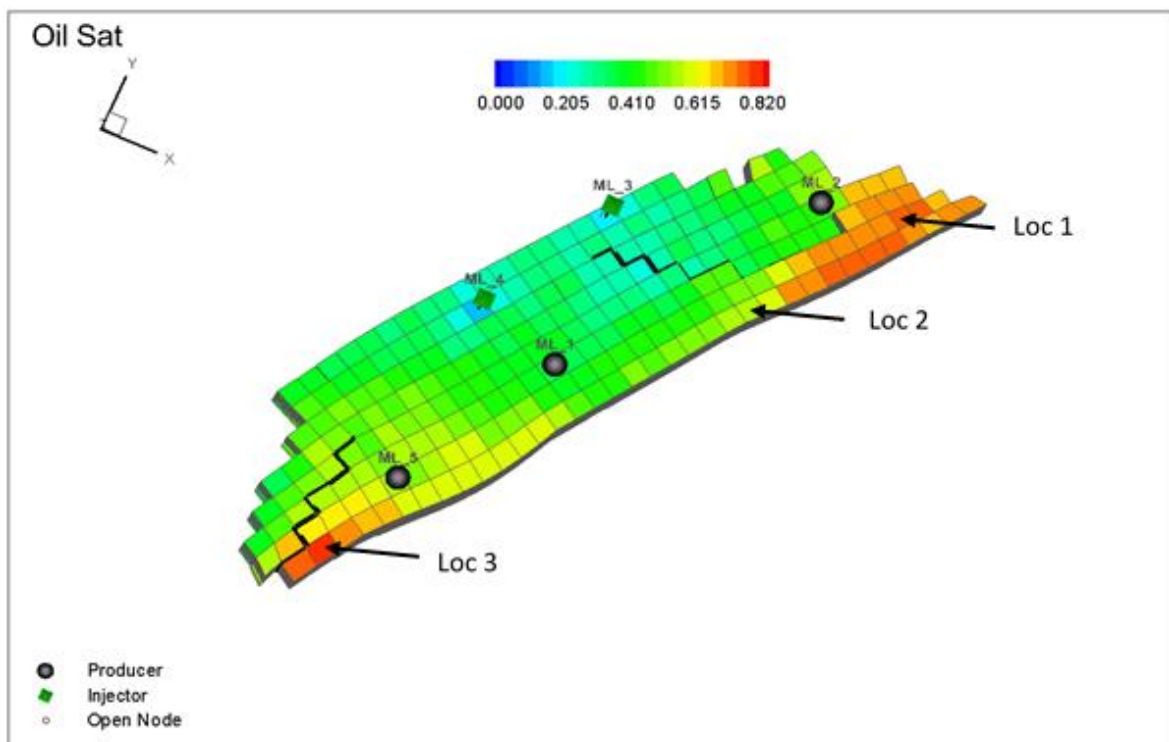
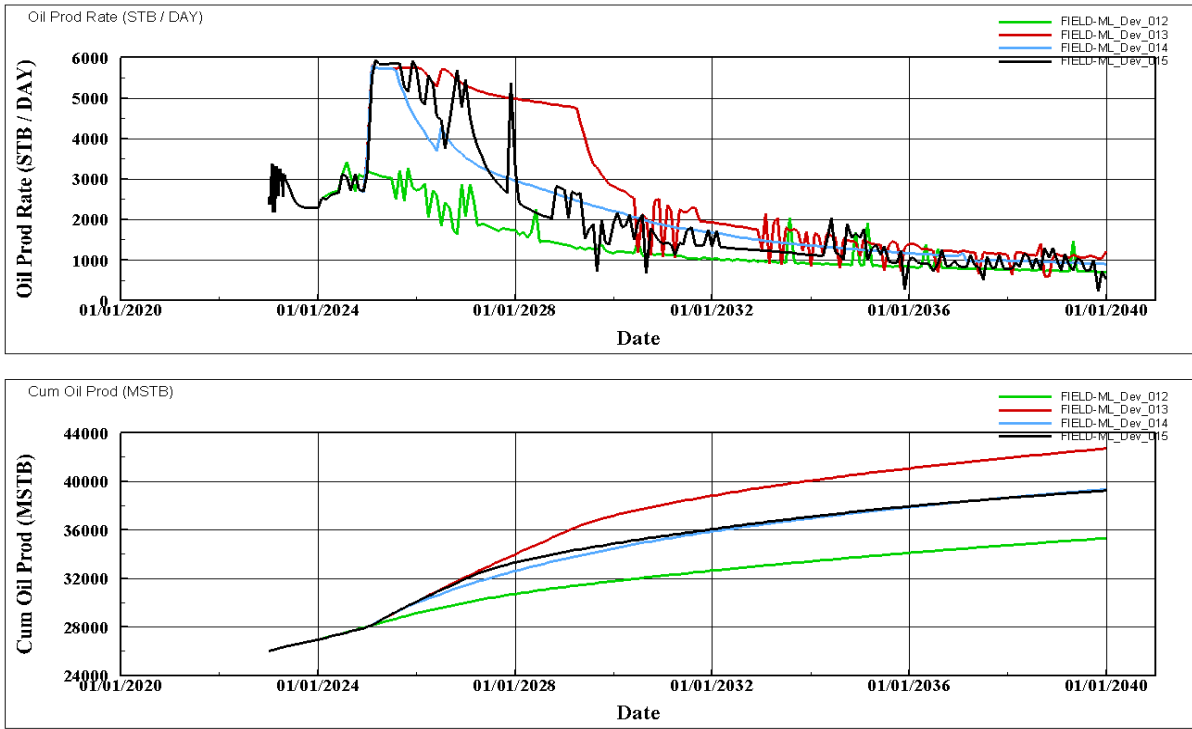


Figure III-5 les zone proposer pour l'emplacement du nouveau puit producteur ML\_06

À cause de l'inclinaison de notre région ce que nous donne que la richesse des hydrocarbures va apparaitre dans la structure supérieure du la région MLSE-3 (une grande hauteur utile) c'est pour ça toutes les positions sont proposées dans la partie supérieur de la structure de notre région.

La figure suivante représente une comparaison entre le QOP et COP des différents emplacements proposés du puits avec le cas de base :



ML\_Dev\_012

14 Mar 2024

Figure III-6 comparaison entre le QOP et COP des différents emplacements proposés du puit avec le cas de base

Les résultats du run de ce scénario nous confirment que l'ajout d'un nouveau puits producteur dans la région nous donne une augmentation remarquable de taux de récupération d'huile par rapport au cas de base, et pour la position optimale c'est (LOC\_1) laquelle nous donne une déférence de RF à 8.14 % par rapport au cas de base et 3.88% pour le deux autres position (LOC2, LOC3).

Nous avons étudié la sensibilité du débit maximal de ce puits producteur en testant trois débits différents : 2000, 3500 et 5000 STB/Jour. D'après les résultats du simulateur, il a été observé que le débit de 5000 STB/Jour est le plus optimal.

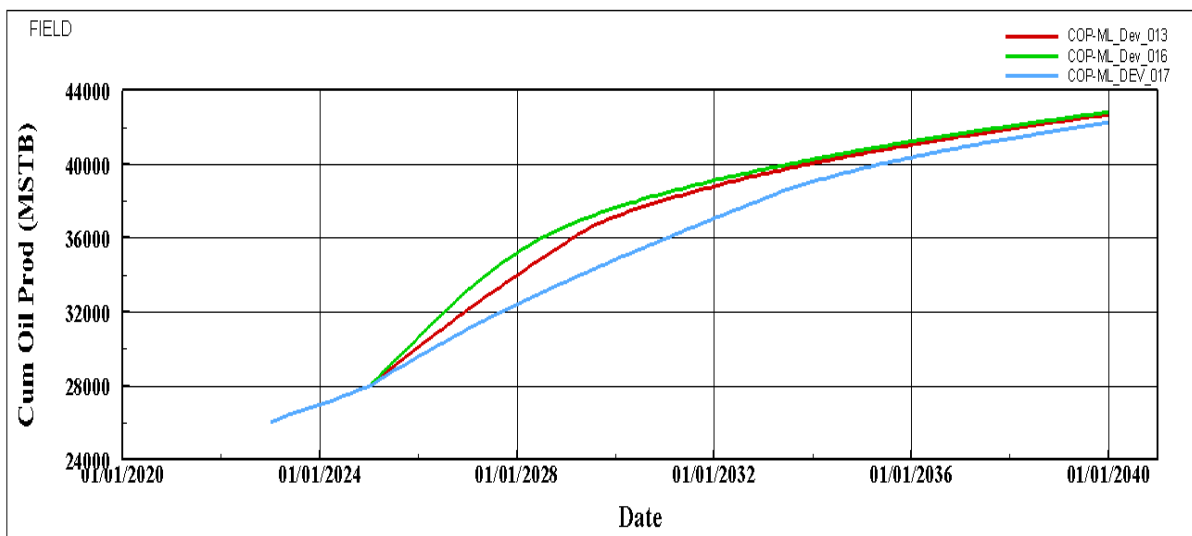


Figure III-7 la sensibilité de débit du puits ML-6

**III.4.1.1. Les résultats de scénario 01**

Les figures suivantes illustrent l'emplacement du nouveau puits producteur ML-6 ainsi qu'une comparaison de la saturation d'huile entre le cas de base et après l'implantation du puits ML-6 à la fin de la simulation en 2040.

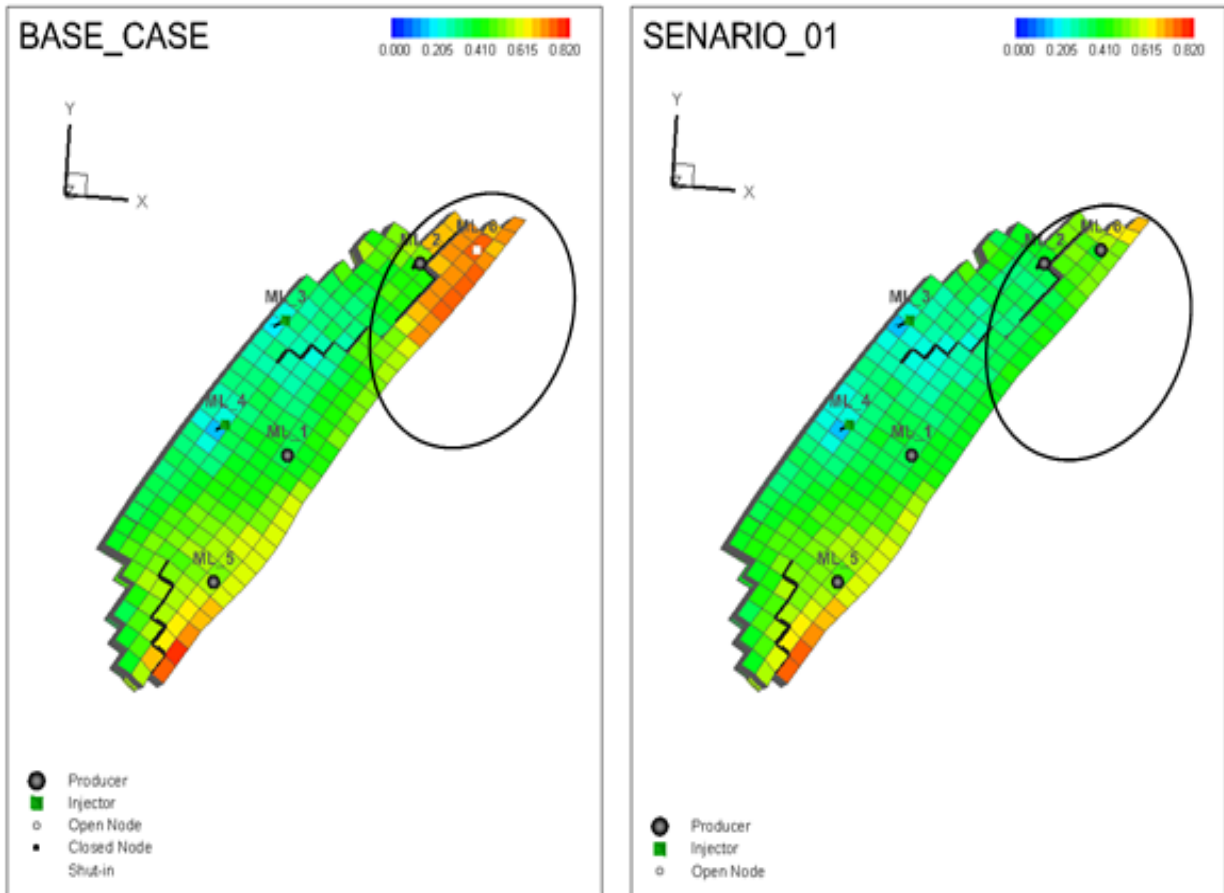


Figure III-8 Cartes de saturation d'huile en 2040 dans le cas de base VS le scénario

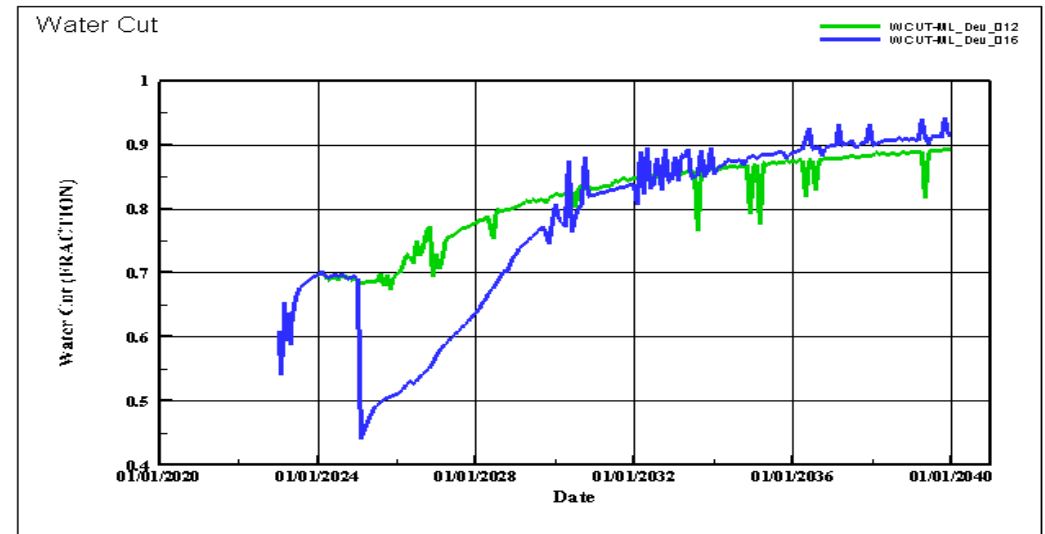
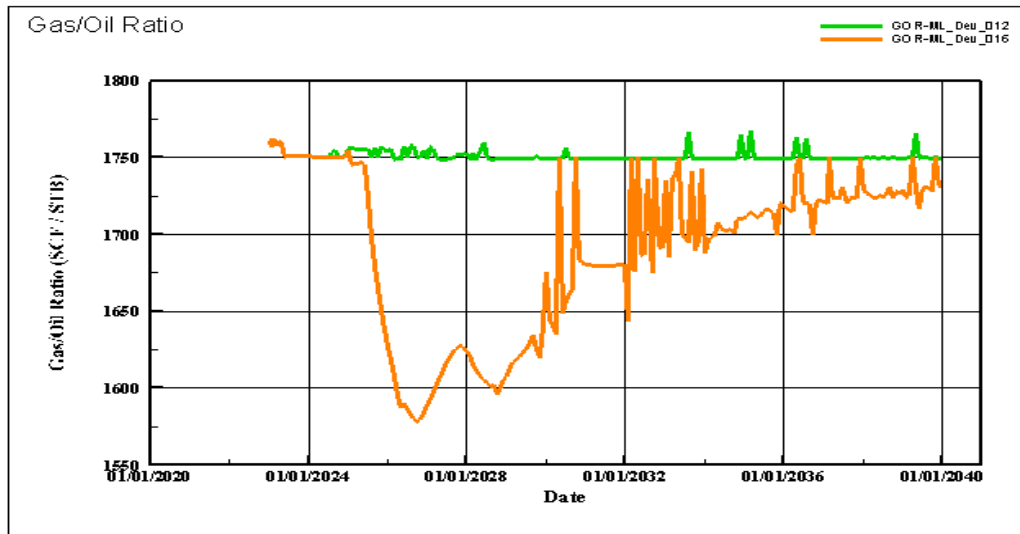
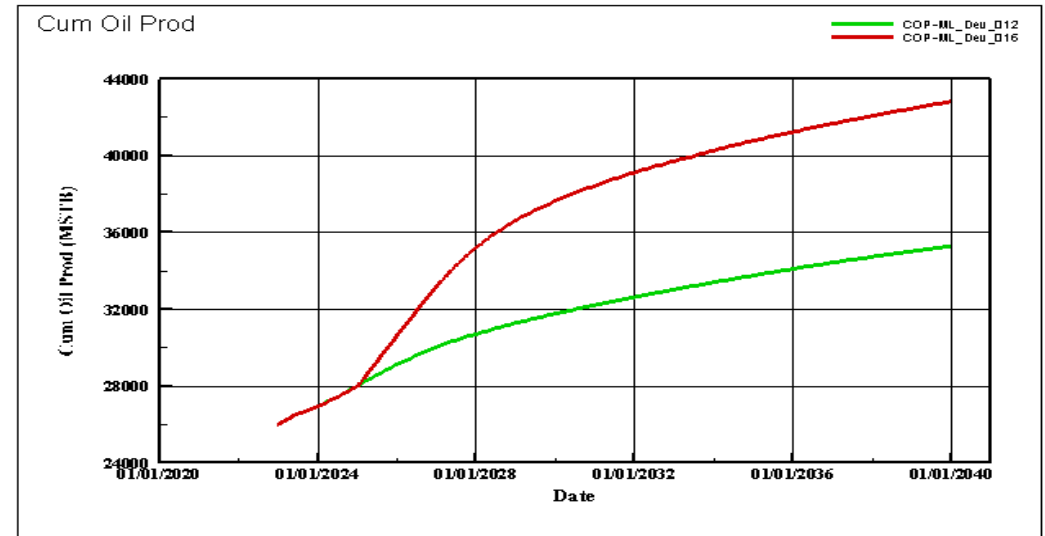
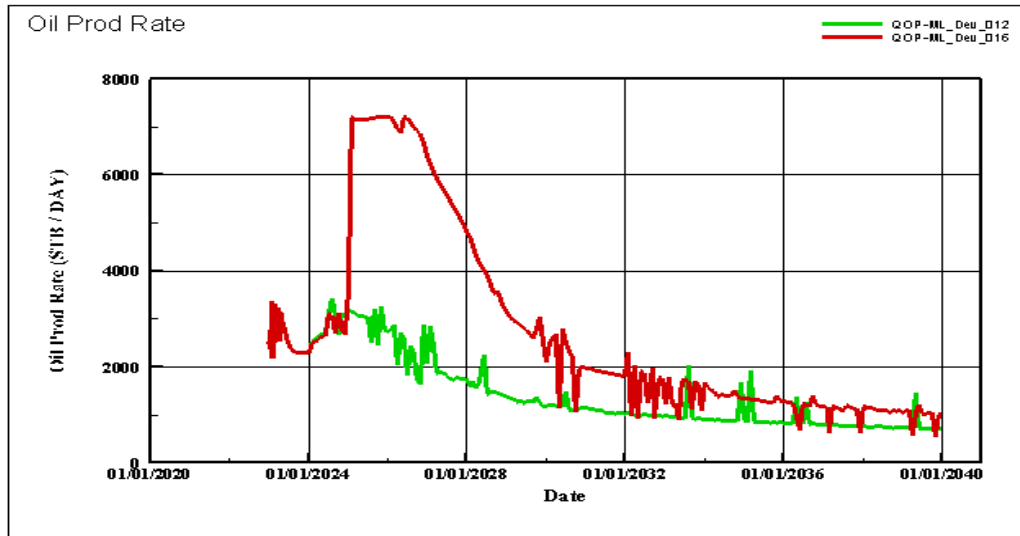
Comme la figure montre la comparaison des cartes de saturation en huile. Le nouveau puits a permis de mieux balayer le réservoir et de récupérer plus d'hydrocarbures, réduisant ainsi les zones de haute saturation en huile par rapport au cas de base. Ces résultats confirment l'efficacité de l'ajout du puits producteur pour améliorer la performance du réservoir.

Voici ce tableau qu'il résume le résultat ce scénario par rapport au cas de base :

Tableau III-1 Les résultats de cas de base vs scénario 01

Scénario	Cumule de production finale[10 <sup>6</sup> STB]	Recovery factor RF (%)
Cas de base	35.310	38.220
Scénario 01	42.835	46.36

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous



ML\_Deu\_012

14 Mar 2024

Figure III-9 prédiction des paramètres de production du scénario 01 VS cas de base

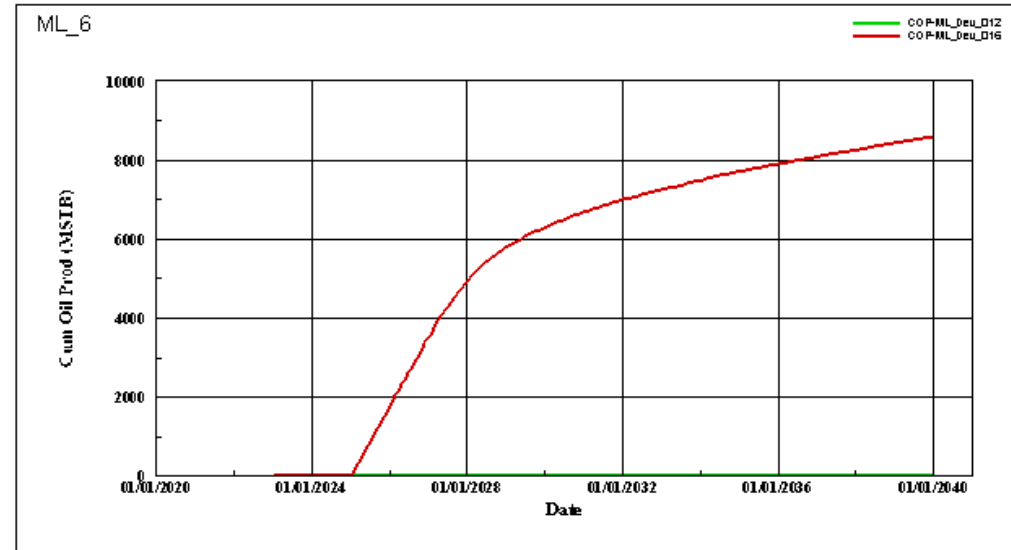
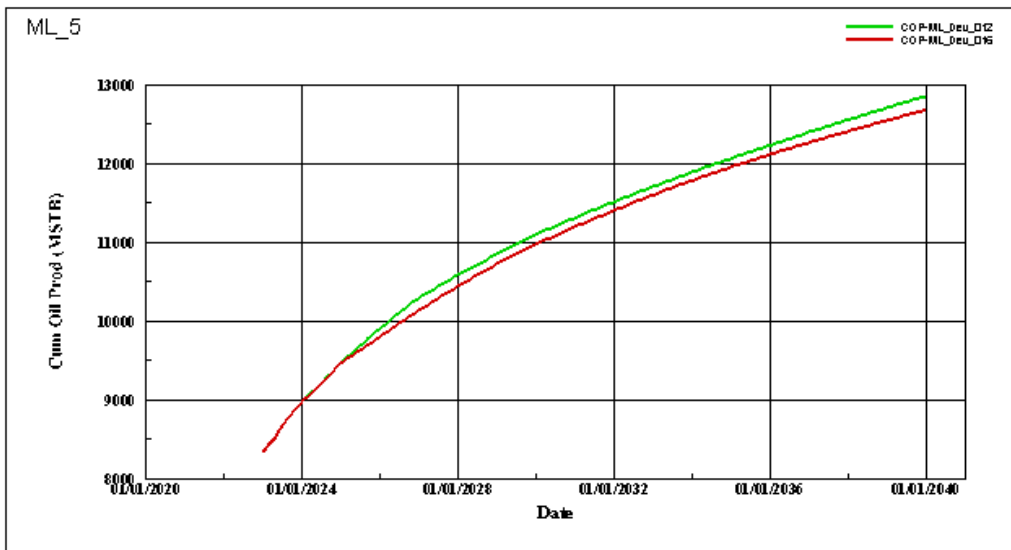
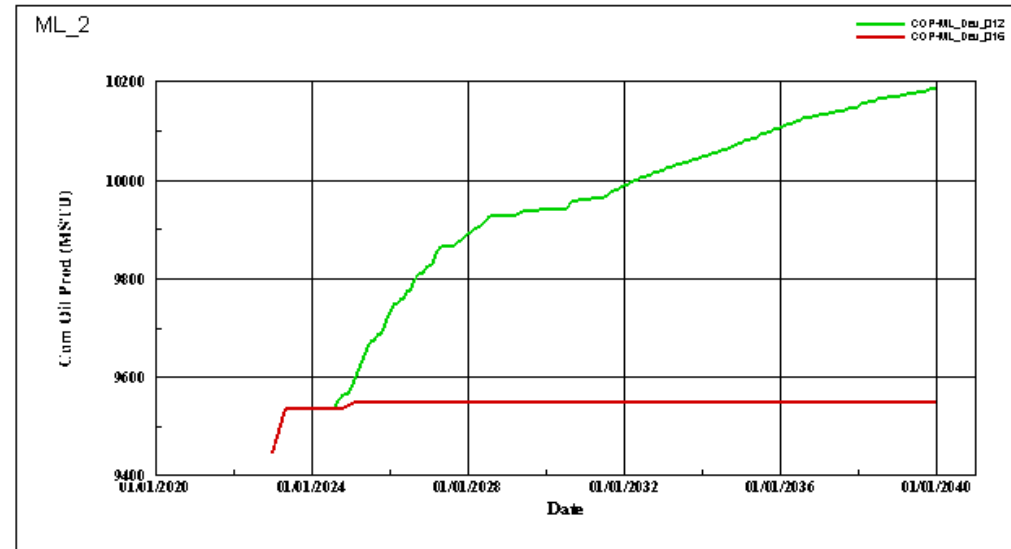
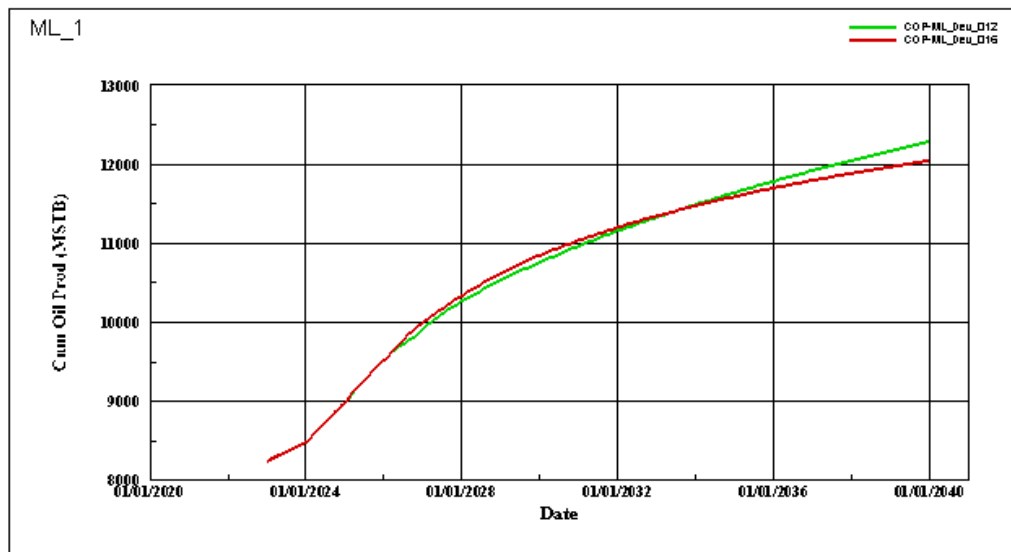


Figure III-10 la cumule de production d'huile pour chaque puits producteur dans la région MLSE-3

### III.4.1.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 01

- Ce premier scénario donne un taux de récupération de 46.48 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté de 8,26 % par rapport au cas de base, atteignant 7,52 millions de barils. Cette amélioration est principalement attribuée au puits ML\_6, malgré une diminution de production observée dans les puits ML\_1 et ML\_5, et l'arrêt de production du puits ML\_2 en raison des contraintes hydrauliques (WCUT élevé).
- La pression du réservoir est mal maintenue par rapport au cas de base. Au lieu de chuter à 3752 psi, dans ce scénario la pression chuter à une valeur de 3230 psi, Cependant cette diminution de pression ne pose pas de problème pour le réservoir, car elle reste supérieure à la pression de bulle d'huile.
- La production d'eau du champ est inférieure à celle du cas de base au cours des dix premières années (jusqu'en 2034) car au début de la production le puit producteur exploite principalement les zones riches en huile, Au fil du temps, ce dernier commence à épuiser les zones riches en huile autour de lui, et l'eau commence à envahir ces zones, augmentant ainsi la coupe d'eau jusqu'à dépasser le cas de base après 2034, mais cette augmentation peut être gérée avec les capacités de CPF.
- Le GOR diminue initialement car le nouveau puits produit principalement d'huile au début. Au fur et à mesure que le réservoir se déplete, le GOR commence à se stabiliser ou à augmenter légèrement à mesure que la proportion de gaz dans le flux de production augmente.

Ce scénario nous donne des bonnes résultats pour le développement de notre région, nous l'utiliserons comme référence pour la suite de notre étude. Les prochains scénarios de développement seront basés sur celui-ci et commenceront après l'implantation du puits ML-6. Nous conserverons également le cas de base avec 3 puits producteurs et 2 puits injecteurs afin de pouvoir comparer les résultats de nos propositions de développement avec la situation initiale sans modification.

### III.4.2.Scénario 02 : Implantation d'un nouveaux puits injecteur verticale à partir de juillet 2024

A cause de la diminution de la pression du réservoir, on propose d'implanter un nouveau puit injecteur d'eau pour maintenir la pression et assurer un bon support de balayage des hydrocarbures sur tous pour le puit ML-5. Quatre différents emplacements ont été proposés pour optimiser l'implantation du nouveau puit injecteur qu'il a un grand impact sur la récupération de pétrole. Les zones proposées sont imposées par des caractéristiques pétro-physiques et de la hauteur utile, qui permet d'avoir une meilleure récupération et qui nous aide plus tard à optimiser le nombre de puits injecteurs.

Nous avons choisi les trois premières positions, bien qu'elles se situent dans la partie supérieure de la structure de la région, afin d'assurer un support de pression et de balayage pour cette zone riche en hydrocarbures, même à la fin de la production du cas de base et du premier scénario. Ces positions fournissent également un bon soutien pour le nouveau puits ML-5, proposé dans le premier scénario. Quant à la position numéro 4, nous l'avons proposée dans la partie inférieure de la structure de la région afin de maintenir une pression de réservoir plus uniforme et efficace, et d'assurer un balayage optimal des hydrocarbures par rapport à les structures supérieures.

Les résultats de simulation sont comparés toujours avec le cas de base et le cas du premier scénario qu'on le valide dans notre modèle .

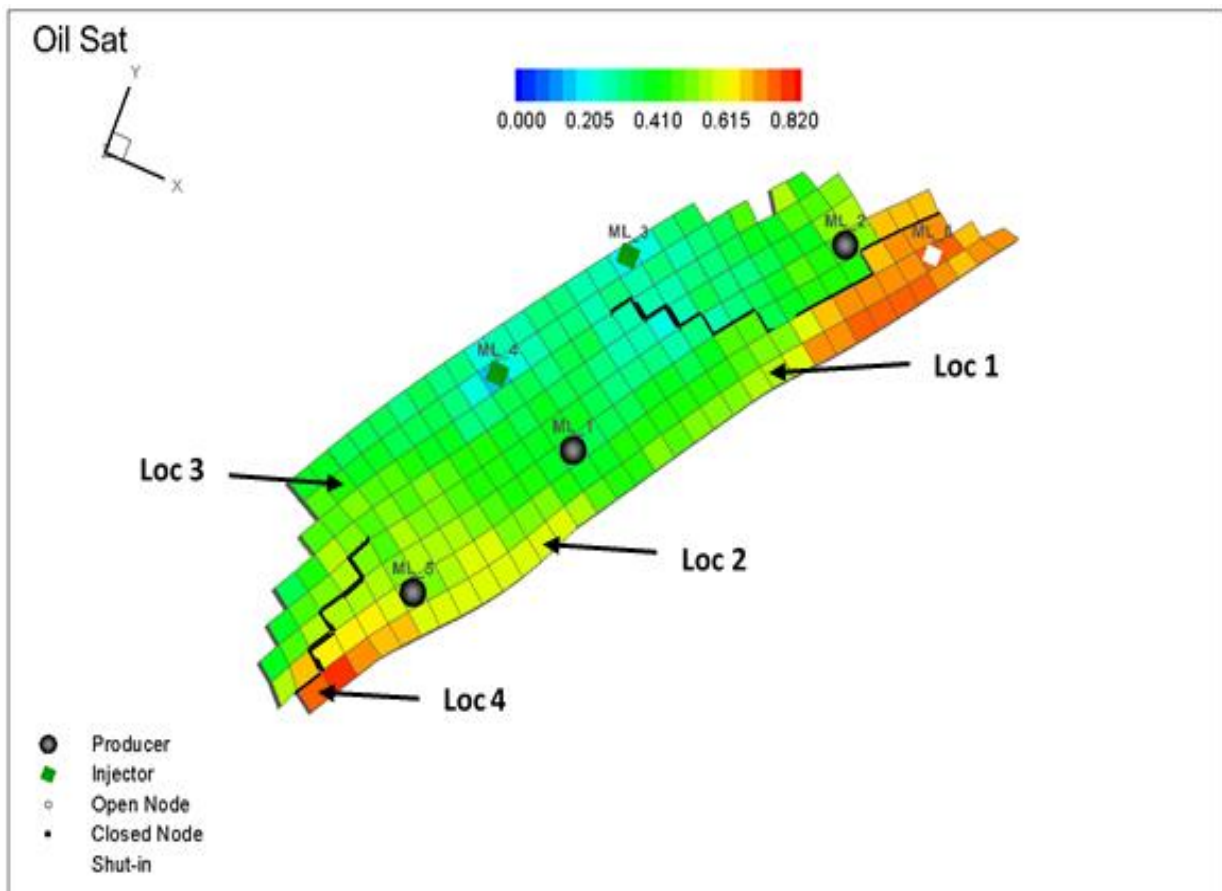


Figure III-11 les zone proposer pour l'emplacement du nouveau puit injecteur ML\_7

On a éliminé la location 2 (LOC-2) quelle est située entre deux puits producteurs ML-5 et MLSE-3. Car au cours de la simulation, nous avons observé percement d'eau en raison de la faible distance entre ce puit injecteur et les puits producteurs, ce qui a également entraîné une dégradation de la production.

La figure suivante représente une comparaison entre le cumule de production des différents emplacements des puits :

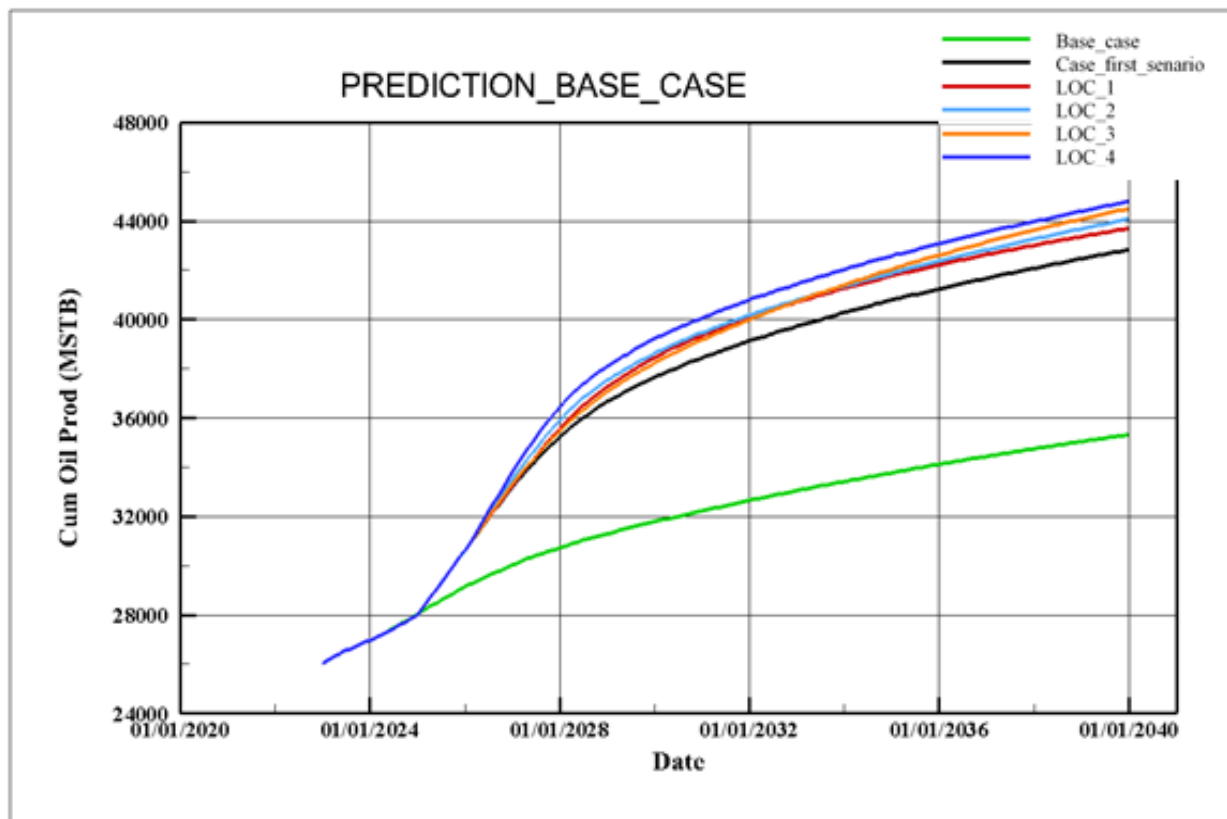


Figure III-12 représente une comparaison entre le cumule de production des différents emplacements du nouveau puit injecteur

Après les résultats obtenus par la simulation on observe que le meilleur emplacement du nouveau puit injecteur ML-7 qui nous donne un meilleur taux de récupération c'est la position 4 (LOC\_4) qu'elle assure un bon balayage de cette partie du réservoir, qu'elle été présente une saturation élevée en huile.

Après l'étude de sensibilité du débit maximal d'injection, nous avons déterminé que 10000 STB/jour est le débit optimal.

Les propositions réalisées pour optimiser l'implantation du nouveau puits injecteur sont présentées dans le tableau :



Tableau III-2 Les implantation proposes et les résultats de chaque cas

Implantation	Coordonné de puits	Cumule de production finale [106 STB]	Recovery factor (RF)
Cas de base	/	35.311	/
Cas de premier scénario	/	42.837	46.36%
LOC_1	i= 27 , j= 108	43.693	47.29%
LOC_2	i= 27 , j= 120	44.081	47.71%
LOC_3	i= 21 , j= 126	44.510	48.17%
LOC_4	i= 27 , j= 131	44.797	48.48%

Donc, la meilleure position pour l'emplacement du nouveau puits injecteur ML\_7 est LOC\_4 et nous allons présenter les résultats de ce scénario ci-dessous.

**III.4.2.1. Les résultats de scénario 02**

Les figures suivantes illustrent l'emplacement du puits injecteur ML-7 ainsi qu'une comparaison de la saturation d'huile entre le cas du premier scénario (ajout un nouveau puits producteur ML-6) et après l'implantation du puits ML-6 à la fin de la simulation en 2040.

**BASE\_CASE**

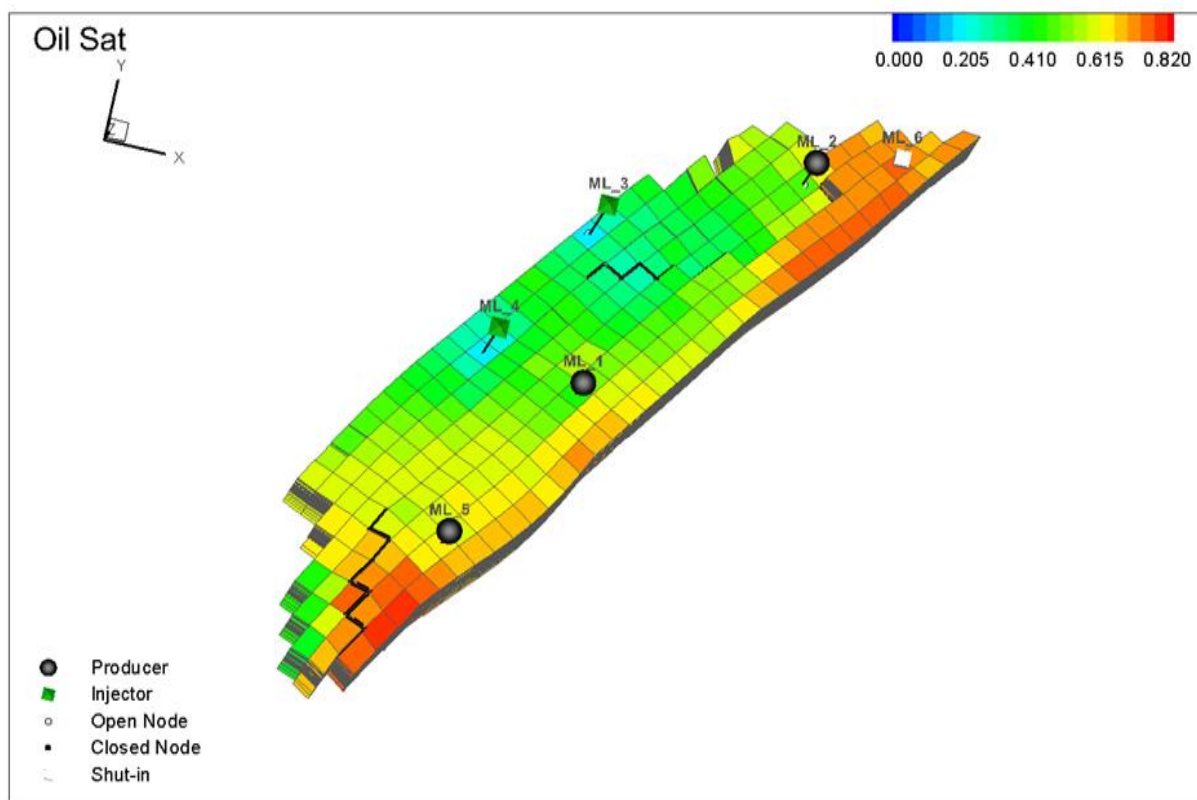


Figure III-13 Carte de saturation d'huile en 2024 cas de base

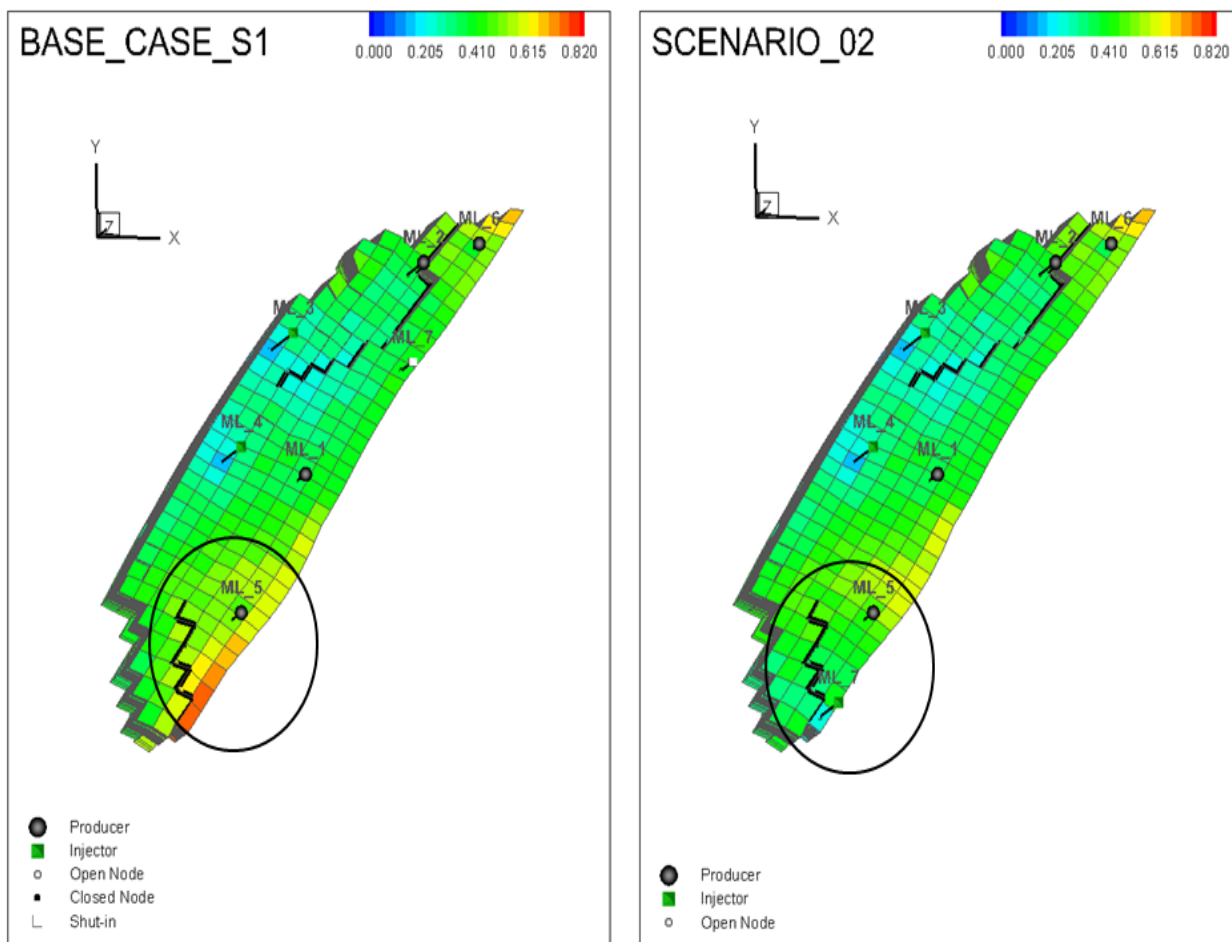
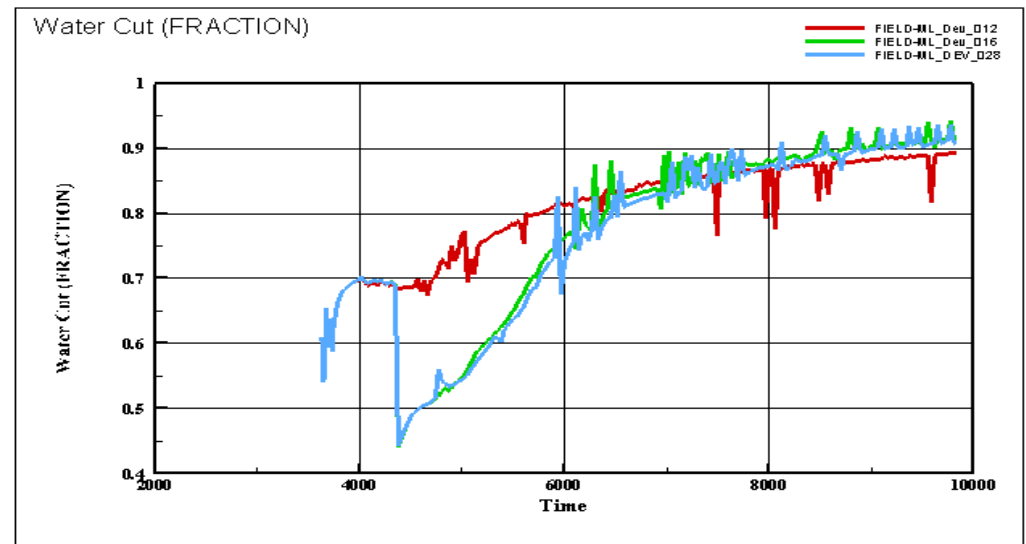
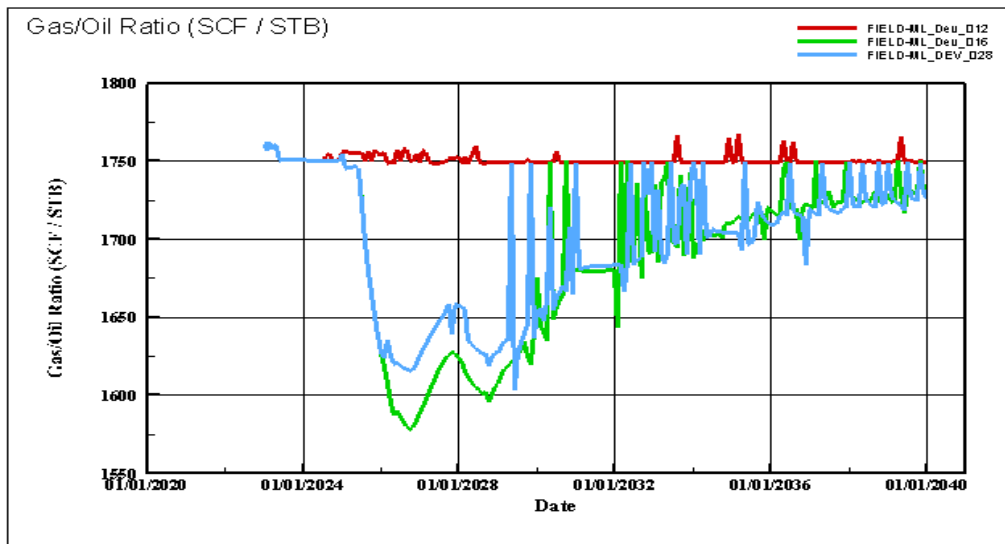
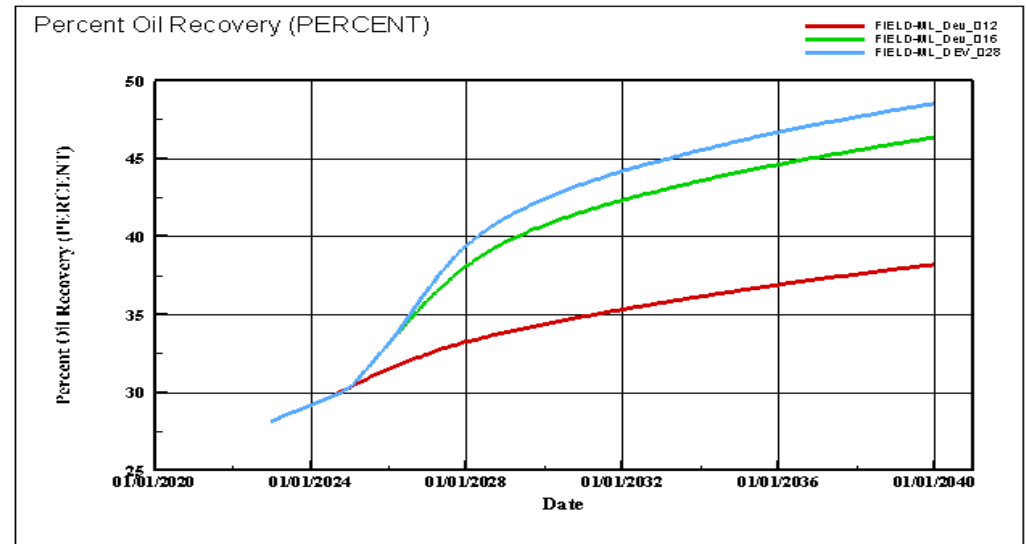
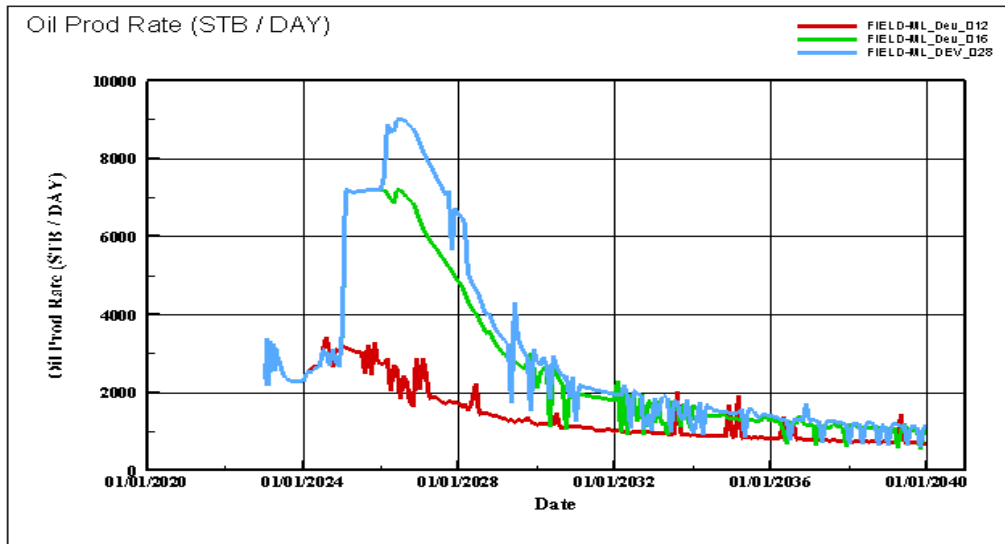


Figure III-14 Cartes de prédiction de la saturation d'huile en 2040 dans le cas de base scénario 1 VS le scénario 02

Comme la figure montre, La présence du ce nouveau puits injecteur permis une récupération plus efficace de l'huile par rapport ou cas de base, ce qui est visible par la diminution de la saturation d'huile dans le scénario 2 par rapport au cas de base en particulier dans les zones entourant ce puits.

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous



ML\_Deu\_012

13 Mar 2024

Figure III-15 prédiction des paramètres du scénario 02 VS cas de base et cas de premier scénario.

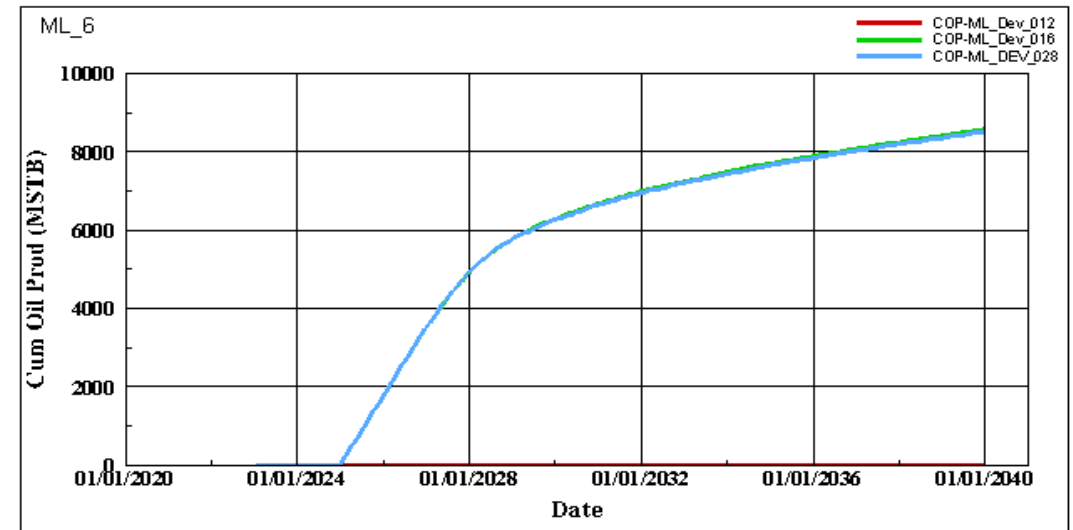
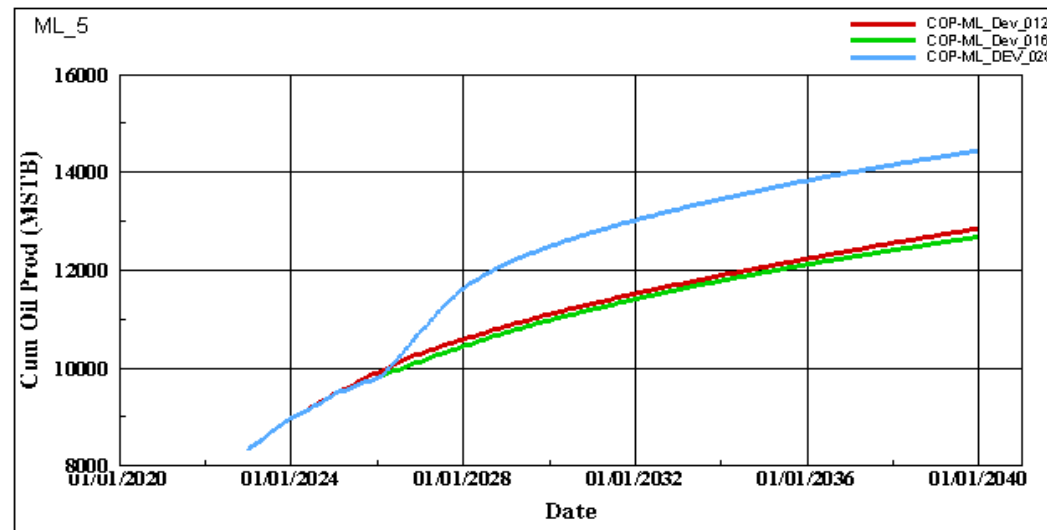
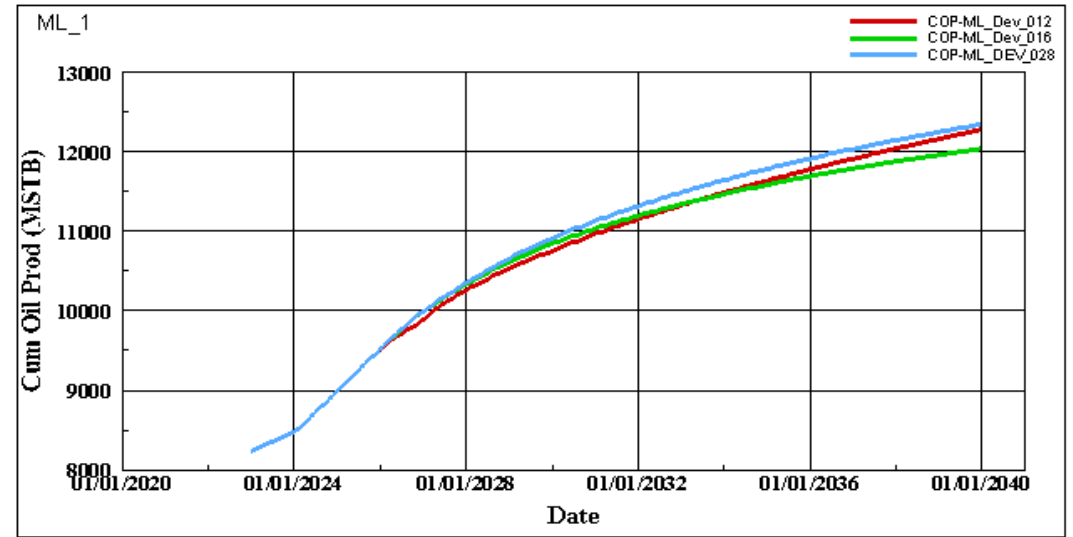
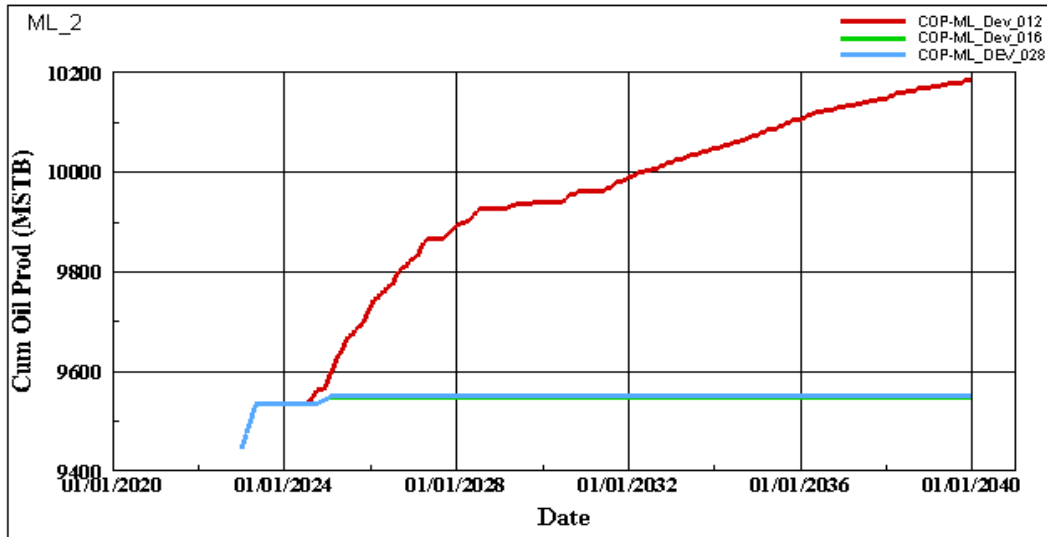


Figure III-16 la cumule de production d'huile pour chaque puit producteur dans la région MLSE-3

**III.4.2.2. Analyse et interprétation des résultats du scénario 02**

- Ce deuxième scénario donne un taux de récupération de 48.52 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec un pourcentage de 2.16% (2.09 millions barils) par rapport au cas de premier scénario. Cette augmentation est assurée par le bon balayage du nouveau puits injecteur proposer ML\_7, sur tous pour le puits producteur ML\_5 qu'il proche à lui, Donc ce puits a un apport important pour le champ.
- La pression du réservoir est bien maintenue par rapport au cas de base a une valeur de 5000 psia.
- La production d'eau du champ a augmenté 0.086% par rapport au cas de base, et cela est dû au nouveau puits injecteur ML-7 implanté, cette augmentation est négligeable et peut-être traite avec les mêmes capacités de CPF.
- Le GOR des puits est diminué en raison de l'augmentation de la pression de fond du trou qui est liée à l'augmentation de la pression du réservoir.

### **III.5. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons exploré divers scénarios de développement pour optimiser la production de notre champ pétrolier. Nous avons proposé l'ajout de deux puits : un puits producteur et un puits injecteur d'eau. L'objectif principal de ces scénarios est d'augmenter l'extraction d'huile tout en maintenant la pression du réservoir, ce qui est essentiel pour prolonger la durée de vie du champ et maximiser la récupération des ressources. Dans le chapitre suivant, nous allons implémenter une technique avancée de récupération assistée des hydrocarbure l'injection de WAG Miscible (Water Alternating Gas), nous analyserons comment cette méthode peut être intégrée aux scénarios précédents pour optimiser encore davantage la production d'huile et améliorer l'efficacité du balayage ainsi de traiter le problème de Water CUT.

**IV . CHAPITRE 04: l'évaluation  
et l'optimisation  
d'implémentation du WAG**

## IV.1. Introduction

La procédé Water-Alternating-Gas (WAG) est une technique de récupération assistée du pétrole qui a suscité un intérêt croissant ces dernières années, tant pour les applications miscibles qu'immiscibles. Le procédé WAG implique l'injection cyclique d'eau et de gaz dans le réservoir, dans le but de combine les avantages de l'injection d'eau et de l'injection de gaz. L'injection d'eau peut améliorer l'efficacité du déplacement microscopique, tandis que l'injection de gaz peut améliorer l'efficacité du balayage macroscopique en surmontant le rapport de mobilité défavorable entre le gaz injecté et les fluides du réservoir [13].

Donc Pour bénéficier les effets de balayage microscopique et macroscopique simultanément, dans ce chapitre nous allons tester cette technique de récupération tertiaire (WAG) dans notre région MLSE-3 et tenant compte l'optimisation des paramètres du processus WAG, tels que le taux d'injection et la durée du cycle, qu'ils sont cruciaux pour garantir le succès de l'application WAG.

Lors de la conception du WAG, certaines contraintes opérationnelles et critères de contrôle doivent être pris en compte, notamment

- Disponibilité de gaz et d'eau
- Capacité de CPF
- Les installations de surface.

## IV.2. L'injection WAG

Le procédé Water Alternating Gas (WAG) est un procédé cyclique qui consiste à injecter alternativement de l'eau puis du gaz. L'objectif principal de l'injection de WAG est d'améliorer l'efficacité du balayage macroscopique et microscopique, de maintenir la pression de réservoir de ralentir la percée du gaz et de réduire la viscosité de l'huile et alors facilite le déplacement d'huile à travers les pores de réservoir. L'injection de WAG permet également de réduire la saturation résiduelle en pétrole résultant du flux des trois phases et des effets associés à l'hystérésis de perméabilité relative [14, 15].

### IV.2.1. Le processus de WAG

Le processus comporte essentiellement deux étapes :

#### L'injection du Gas :

Le gaz injecté réagit avec l'huile, provoquant son gonflement et réduisant sa viscosité. Cette réduction de viscosité rend l'huile plus mobile et facilite son écoulement vers les puits producteurs. Si la pression du réservoir est maintenue au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP), le gaz injecté sera miscible dans l'huile de réservoir pour former un bouchon miscible. Ce bouchon miscible améliore l'efficacité de la récupération en réduisant la saturation résiduelle d'huile et en facilitant le déplacement de l'huile vers les puits producteurs [15].



### L'injection d'eau :

La deuxième étape consiste à injecter l'eau dans le réservoir qu'il va pousser le bouchon miscible formé par le gaz et l'huile du réservoir. L'injection d'eau après le gaz permet d'améliorer à la fois le balayage microscopique et macroscopique. Le balayage microscopique se réfère à l'efficacité avec laquelle l'eau et le gaz déplacent l'huile à l'échelle poreuse, tandis que le balayage macroscopique concerne la couverture globale du réservoir.

Le processus de WAG est illustré dans la figure suivante :

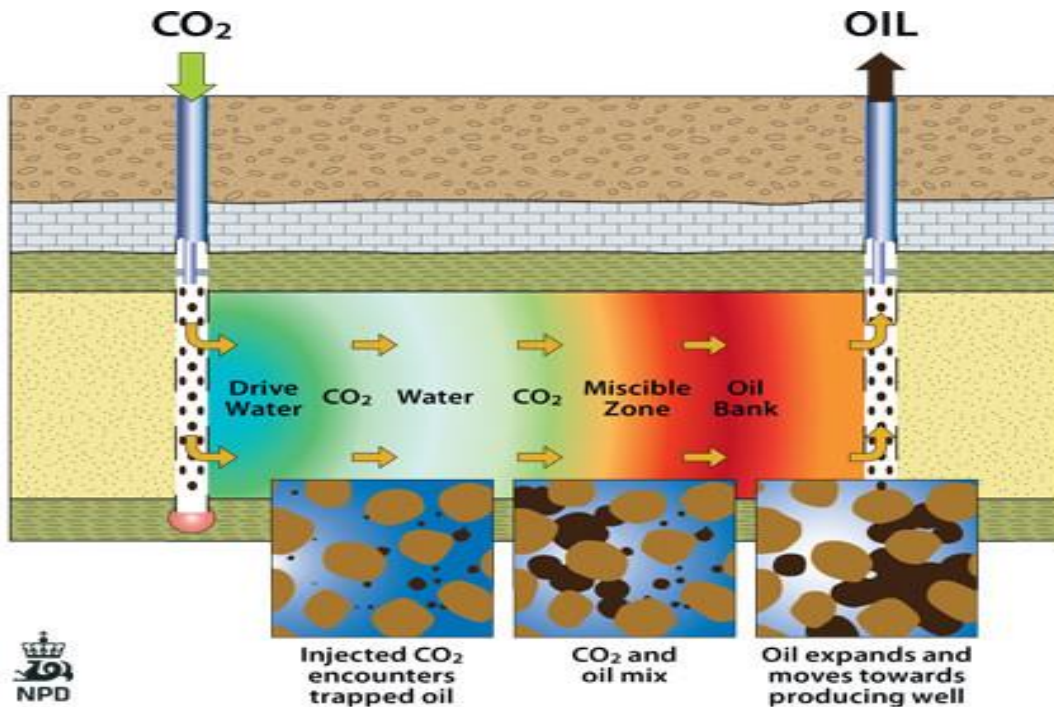


Figure IV-1 processus d'injection WAG au sien de réservoir

#### IV.2.2. L'objectif principal de l'injection WAG

L'injection de WAG est utilisée pour augmenter la quantité d'huile récupérée par rapport à l'injection d'eau seule. Dans un réservoir gréseux à haute perméabilité, la ségrégation par gravité est commune, par conséquent, le gaz aura tendance à se déplacer vers le haut du réservoir et l'eau aura tendance à migrer vers le bas du réservoir. Et pour cela En utilisant l'injection WAG afin que la partie supérieure du réservoir peut être mise en contact avec le gaz injecté et l'eau poussera le slug miscible. Cela augmentera l'efficacité de balayage microscopique car la zone de réservoir non balayée sera plus petite. De plus, l'huile résiduelle pour WAG est inférieure à l'huile résiduelle pour l'eau et à l'huile résiduelle pour le gaz ( $SorWAG < Sorw < Sorg$ ). Réservoir, la figure ci-dessous explique l'effet de gravité lors de l'injection de gaz, d'eau et de WAG [16].

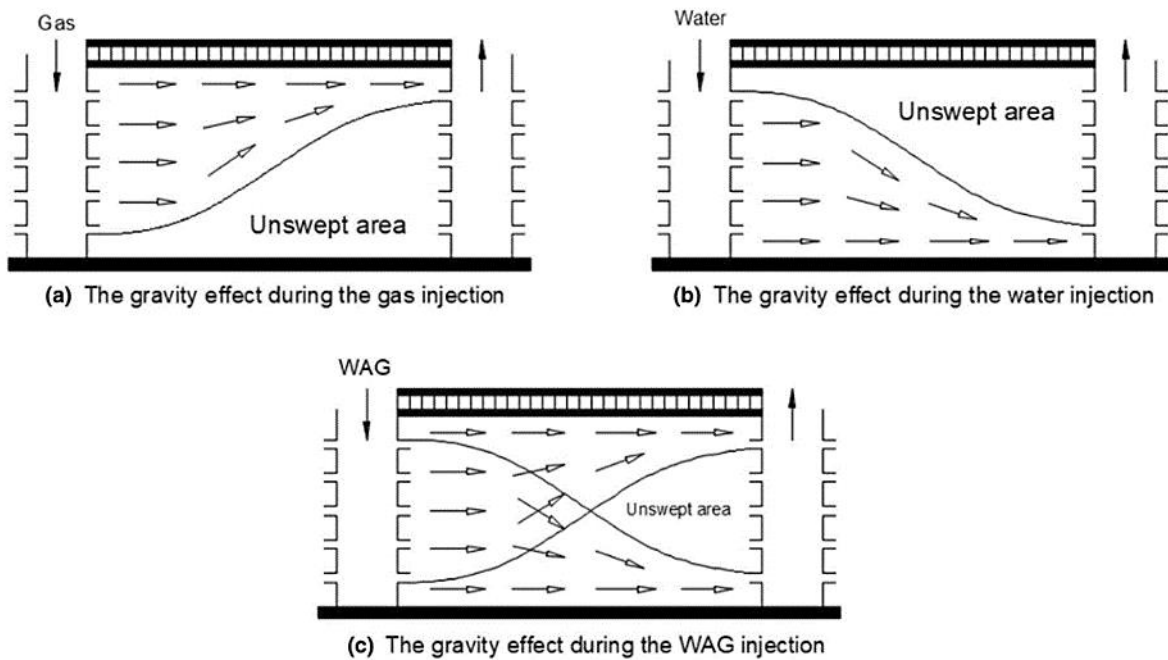


Figure IV-2 L'effet de gravité pendant l'injection du Gas ,eau et WAG (Mohammad and Mahmoud 2018)

### IV.3. Classification des types de WAG

De nombreux auteurs ont proposé une classification complète du processus du WAG, qui comprend les éléments suivants MWAG (miscible), IWAG (immiscible), HWAG (hybrid), SWAG (simultaneous), SSWAG (selective) et Faom WAG.

#### WAG Miscible

Au cours du processus de WAG miscible (MWAG), le gaz injecté est miscible avec l'huile du réservoir lors du premier contact ou avec le temps lorsque le déplacement se poursuit dans les conditions existantes. La miscibilité du gaz présente l'avantage supplémentaire de diminuer la viscosité du pétrole, ce qui permet de mobiliser l'huile piégé au cours des étapes ultérieures de la production. L'injection WAG miscible peut se produit lorsque le réservoir est au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) [17].

#### WAG Immiscible

Dans le processus de WAG non miscible (IWAG), le gaz injecté ne se mélange pas avec l'huile du réservoir (non miscible) et il déplace l'huile tout en restant dans sa phase gazeuse, créant ainsi un front entre les deux phases. Le WAG non miscible peut se produit lorsque la pression du réservoir est inférieure à la pression minimale de miscibilité (PMM).

#### SWAG et SSWAG

Dans la technique d'injection SWAG, l'eau et le gaz sont injectés en même temps dans le réservoir par un seul puits d'injection. Cependant, lorsque l'eau et le gaz sont mélangés à la surface puis injectés dans le réservoir, le processus est appelé injection SWAG, mais lorsque le gaz et l'eau sont pompés séparément à l'aide d'un injecteur à double complétion sans mélanger les deux phases à la surface, le processus est appelé injection sélective simultanée d'eau et de gaz (SSWAG).

**l'Hybrid WAG**

L'Hybrid WAG consiste à injecter d'abord une grande quantité de gaz dans le réservoir, suivie d'un certain nombre de petites quantités d'eau et de gaz.

**Foam WAG**

Le Foam WAG (Water Alternating Gas avec mousse) est une technique avancée de récupération assistée des hydrocarbures qui utilise la mousse pour améliorer le contrôle de la mobilité du gaz et l'efficacité du balayage. En injectant simultanément du gaz avec un agent moussant, la mousse formée réduit les effets de contournement et améliore la distribution verticale du gaz et de l'eau. Cette méthode est particulièrement utile dans les réservoirs hétérogènes et peut conduire à une récupération plus efficace des hydrocarbures par rapport aux méthodes de WAG traditionnelles [18].

**IV.4. Paramètres de conception du WAG**

Pour assurer le succès de l'implantation du WAG, il est nécessaire de choisir judicieusement les paramètres de conception :

- Débits d'injection d'eau et de gaz et rapport WAG : le rapport WAG est un paramètre clé qui détermine la quantité relative d'eau et de gaz injectée pendant chaque cycle. Un rapport WAG optimal permet de maintenir une bonne mobilité du gaz et de l'eau dans le réservoir, ce qui améliore l'efficacité du balayage et la récupération des hydrocarbures [19].

- La pression de fond dynamique (BHP) de production doit être proche de la pression de bulle .

- Durée des cycles WAG : La durée de chaque cycle d'injection d'eau et de gaz peut avoir un impact significatif sur les performances du WAG. Pour éviter la percée précoce du gaz.

- Composition du gaz injecté : La composition du gaz injecté, L'injection de gaz enrichi en composants plus lourds peut améliorer la miscibilité avec le pétrole en place, ce qui peut augmenter la récupération des hydrocarbures [20].

- La taille des bouchons de gaz, qui correspond au volume de gaz injecté pendant un cycle exprimé en volume poreux (PV).

Ces paramètres supplémentaires, ainsi que ceux mentionnés précédemment, doivent être pris en compte lors de la conception et de l'optimisation d'un projet WAG. Une analyse approfondie du réservoir, des simulations numériques et des essais pilotes peuvent aider à déterminer les paramètres optimaux pour maximiser les performances du WAG dans un réservoir donné.

## IV.5. Scenario 03 : remplacements l'injection d'eau par l'injection MWAG à partir de juillet 2024

Dans ce scénario nous allons tester la technique de récupération MWAG (miscible) dans notre région MLSE-3 par la conversion des puits injecteurs d'eau a des puits WAGI et avoir l'impact de conversion de chaque puit seule sur le taux de récupération.

Ainsi l'optimisation d'implémentation du la technique de WAG par changements de cycle et de débit d'injection et de choisir les meilleur paramètres les quelle nous donne un meilleur taux de récupération bien sur selon des critère limité de la disponibilité de Gas et de l'eau et aussi la capacité de CPF.

Dans notre cas La miscibilité du gaz offre l'avantage supplémentaire de réduire la viscosité de l'huile, ce qui facilite la mobilisation de l'huile piégée lors des étapes ultérieures de production. Le MWAG se produit lorsque la pression du réservoir est supérieure à la pression minimale de miscibilité (MMP) pour cela on doit déterminer la MMP.

### IV.5.1. Détermination de MMP

La pression minimale de miscibilité (MMP) est un paramètre critique dans les processus de récupération assistée du pétrole. Il s'agit de la pression la plus basse requise pour obtenir la miscibilité entre le gaz injecté et l'huile du réservoir. Cette pression est cruciale pour garantir que les composants se mélangent de manière homogène et forment une solution stable donc déplacement efficace d'huile dans les réservoirs, améliorant ainsi les taux de récupération du pétrole. Les principaux facteurs qui influent sur la miscibilité sont la composition des fluides du réservoir, la composition du gaz injecté, la température et la pression du réservoir. Il existe de nombreuses méthodes pour calculer la pression minimale de miscibilité, telles que le tube mince, l'appareil à bulle montante et différents types de corrélations.

Parmi ces méthodes, la méthode du tube mince (slim-tube) qu'elle est largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour déterminer la MMP. L'expérience consiste en un tube de petit diamètre rempli de sable est initialement entièrement saturé L'huile. L'huile contenue dans le tube est ensuite déplacée par le gaz injecte en plusieurs pressions réalisées dans des conditions d'écoulement de fluide afin d'éliminer l'effet de viscosité. Après l'injection de 1,2 HCPV (Hydrocarbure Pore Volume) de gaz, la récupération d'huile est mesurée/calculée. Cette procédure est répétée pour plusieurs pressions différentes [21].

La composition du gaz injecté sera la même que celle du gaz produit. Le tableau VI-présentée représente la composition du gaz injecté :

Tableau IV-1 La composition de gaz injecté

COMPOSANT	C1N2	C2CO2	C3	C4	C5	C6	C7-C10
FRACTION MOLAIRE	53.91	20.39	19.103	3.861	0.95	0.108	0.172

Plusieurs simulations avec un tube mince ont été réalisées à différentes pressions de déplacement en utilisant un modèle avec 200 blocs de grille, puis le facteur de récupération pour chaque pression a été déterminé comme indiqué dans le Tableau ci-dessous s. Le facteur de récupération à 1,2 volumes de pore de gaz injecté est tracé en fonction de la pression pour déterminer la MMP comme indiqué dans la Figure IV-3, Selon ces résultats, la MMP pour l'injection de gaz est d'environ 4100 psia.

Tableau IV-2 Facteur de récupération en fonction de pression

	Immiscible			Near miscible		Miscible			
Pression (psia)	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000
Maximуме recovery %	25.2	34.3	44.3	62.9	90.7	97.1	99.4	100.1	100.0

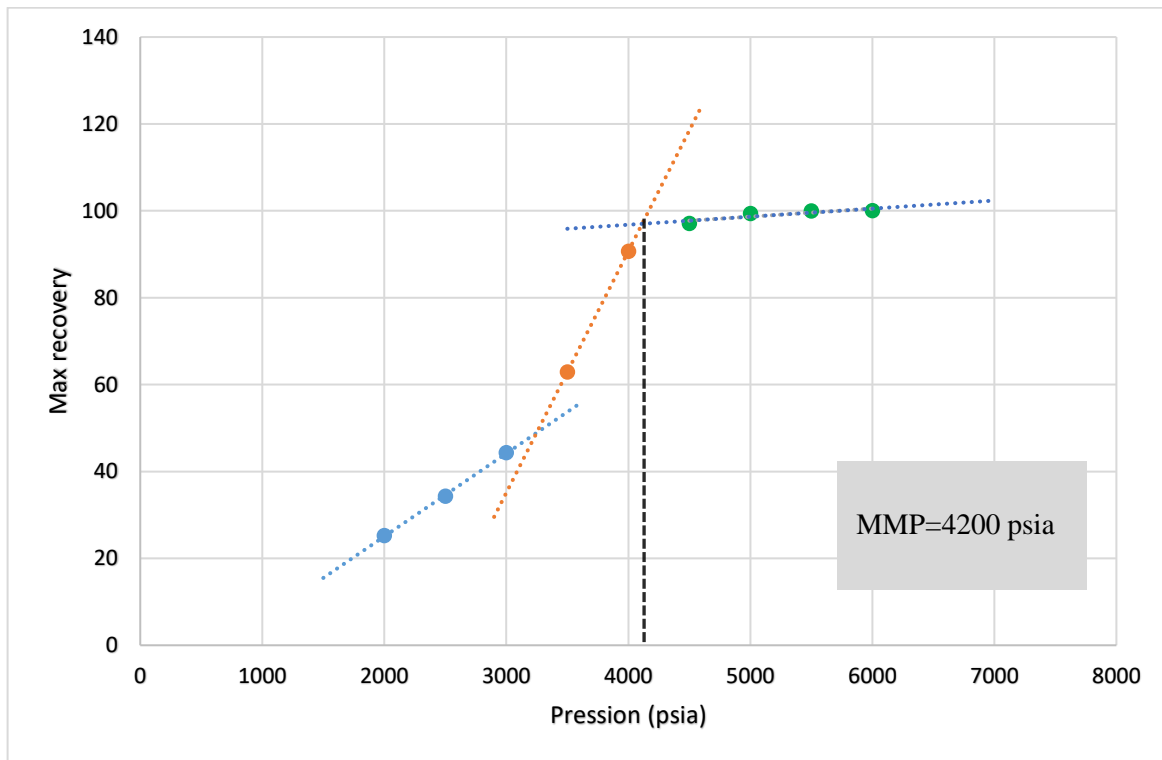


Figure IV-3 :recovery factor en fonction de la pression pour déterminer la MMP

**IV.5.2. Cas de référence**

Le cas de référence de ce scénario se base sur le deuxième scénario mentionné dans le chapitre précédent, qui comprend quatre puits producteurs d'huile et trois puits injecteurs d'eau. L'objectif est d'étudier et d'évaluer l'impact de deux méthodes différentes d'EOR

(Water Alternative Gas et injection d'eau) sur l'amélioration du taux de récupération d'huile dans notre région.

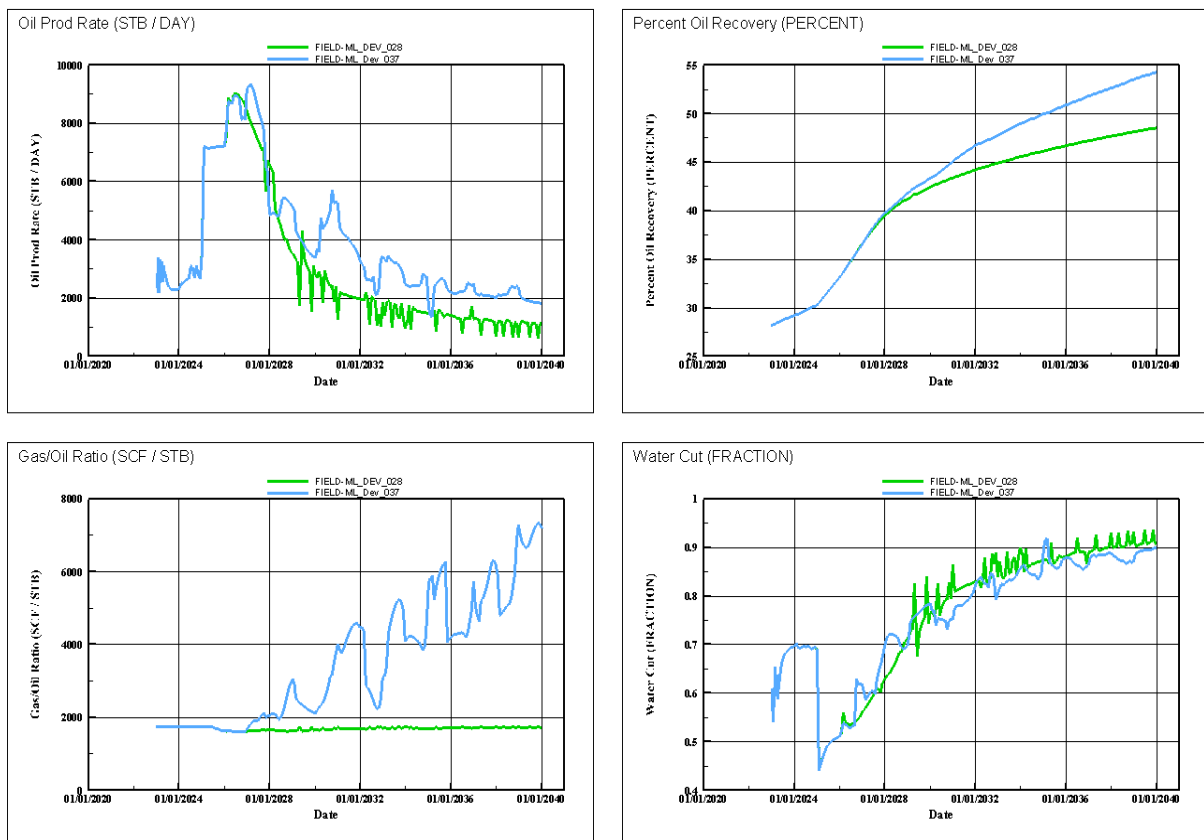
### IV.5.3. L'implémentation du WAG

Nous allons essayer d'évaluer l'impact de la conversion de chaque puits injecteur d'eau individuel en mode WAGI (Water Alternating Gas Injection), ainsi que l'impact de la conversion de l'ensemble des puits injecteurs d'eau en WAGI.

#### IV.5.3.1. Analyse de l'impact de conversion du puits ML-3 du WI à WAGI

La conversion de ce puit en WAGI a permis d'atteindre un taux de récupération de 54,25 %. Ce taux est supérieur à celui obtenu avec l'injection d'eau seule. La production d'eau du champ est inférieure celle de scénario 02 (l'injection d'eau seulement) donc c'est un point fort pour ce scénario. Le rapport du GOR a montré des changements notables dans certains puits. En particulier, les puits MLSE-3, ML\_2 et ML\_6, situés à proximité du puits injecteur WAG (ML\_3), ont vu leur GOR augmenter à partir de l'année 2030, atteignant jusqu'à 7000 SCF/STB. Cela est dû aux cycles de gaz injectés qui atteignent ces puits producteurs, augmentant ainsi le GOR du champ.

La figure suivante montre l'impact de conversion de ce puits sur les paramètres de production du champ :



ML\_DEV\_028

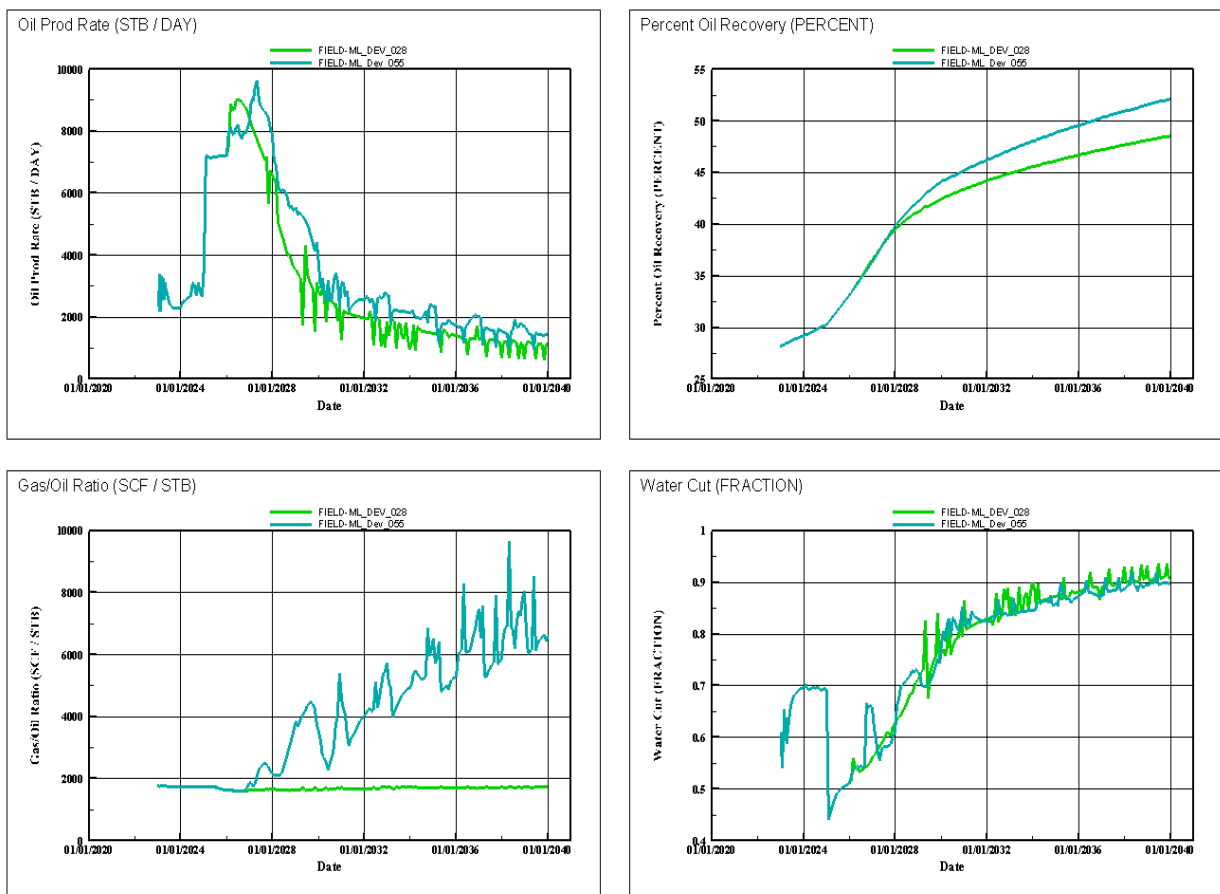
17 Mar 2024

Figure IV-4 l'impact de conversion du puits ML-3 du WI a WAG sur les paramètres de production

**IV.5.3.2. Analyse de l'impact de conversion du puits ML-4 du WI à WAGI**

La conversion de ce puit en WAG (ML\_4) nous donne un taux de récupération de 52.12 %, La production d'eau du champ reste inférieure à celle observée dans le scénario 02 (injection d'eau uniquement), ce qui constitue un avantage significatif pour ce scénario. Une augmentation du GOR a été observée dans tous les puits situés à proximité de ce puits injecteur. Cette augmentation, qui a commencé en 2027, est due aux cycles de gaz injectés atteignant les puits producteurs, entraînant une augmentation du GOR jusqu'à 6000 SCF/STB. Cette hausse est causée par la pénétration du gaz injecté dans les zones productrices de ces puits, augmentant ainsi la proportion de gaz dans le flux de production.

La figue suivante résume cette analyse des résultats obtenue :



ML\_DEV\_028

17 Mar 2024

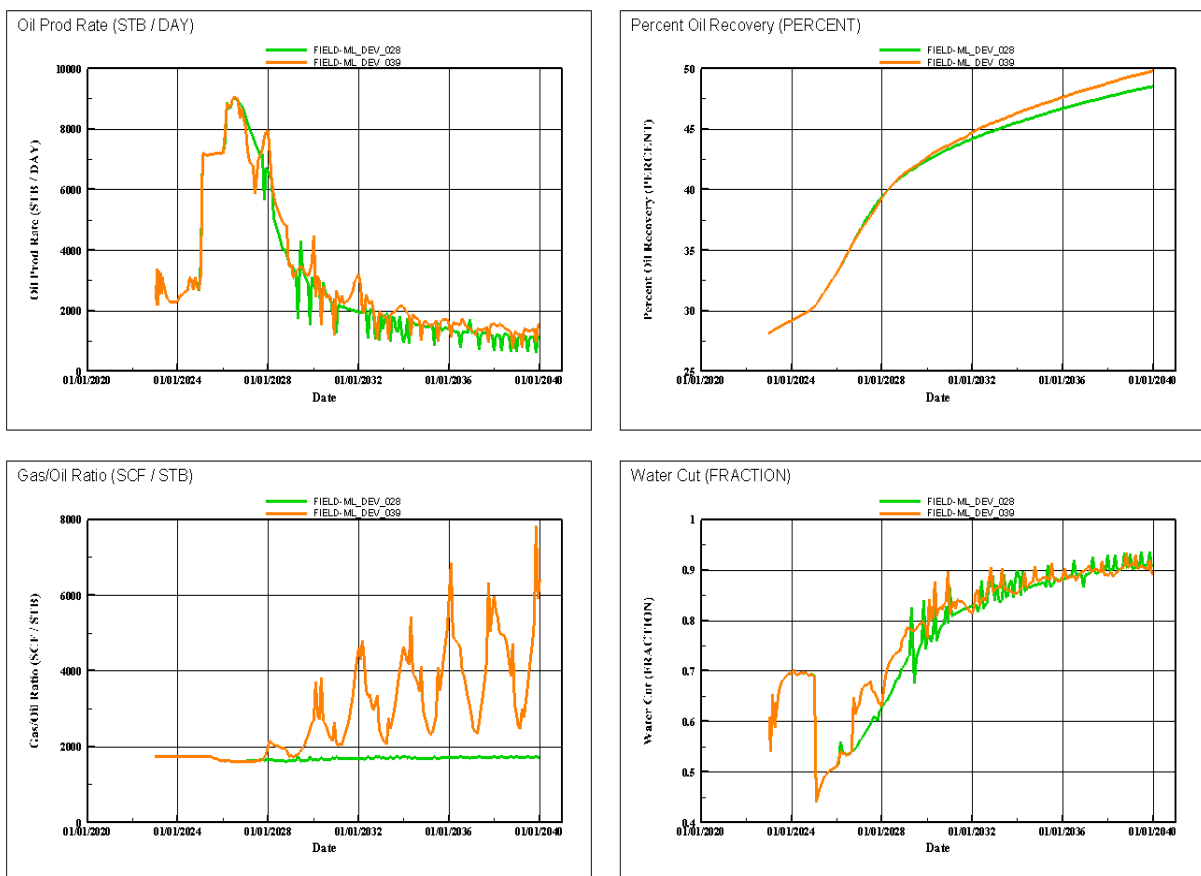
Figure IV-5 l'impact de conversion du puits ML-4 du WI a WAG sur les paramètres de production

**IV.5.3.3. Analyse de l'impact de conversion du nouveau puits ML-7 du WI à WAGI**

La conversion du nouveau puits injecteur d'eau ML\_7 (imposé dans le scénario 2) en mode WAGI a permis d'atteindre un taux de récupération de 49,83 %. donc cette conversion a

un impact moindre sur le taux de récupération par rapport à la conversion des deux premiers puits injecteurs. On observe une augmentation initiale plus rapide du Water Cut dans le cas de WAGI par rapport à l'injection d'eau, avec des valeurs atteignant des niveaux plus élevés plus rapidement, ce qui indique une production d'eau plus élevée dans le cas de WAGI. Vers la fin des années 2030, les deux courbes se stabilisent autour de 0,9, suggérant une production dominée par l'eau. et qui concerne l'interprétation du GOR de chaque puits, on observe que la principale source de l'augmentation du GOR dans le champ provient du puits producteur ML\_5, situé à proximité du puits injecteur WAG ML\_7. Ce phénomène est dû au breakthrough des cycles de gaz injectés, provoquant une augmentation progressive du GOR à partir de 2031 et atteignant une valeur maximale de 6189 SCF/STB.

La figure suivante illustre les résultats de la conversion de ce puits en WAGI :



ML\_DEV\_028

17 Mar 2024

Figure IV-6 l'impact de conversion du puits ML-7 du WI à WAG sur les paramètres de production

#### IV.5.3.4. Analyse l'impact de conversion de tous les puits WI à des puits WAGI

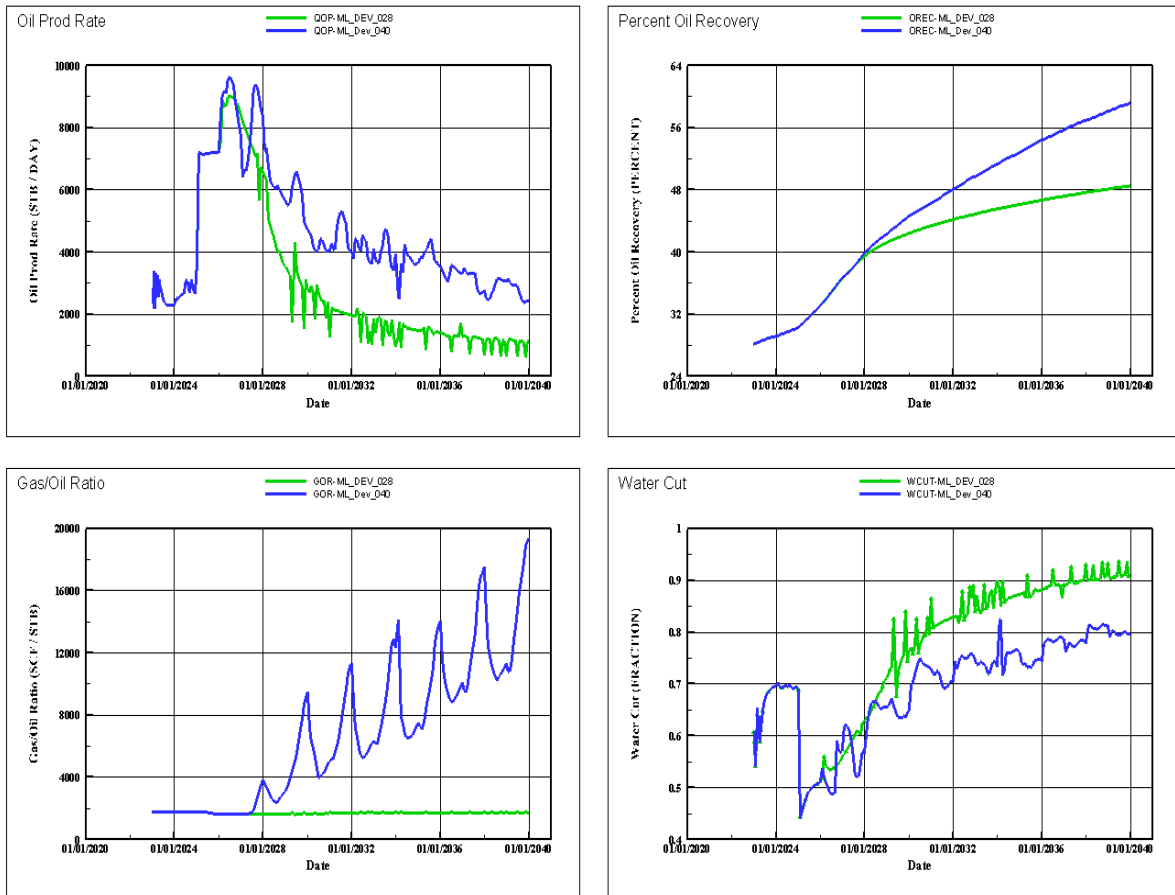
La conversion de tous les puits injecteurs d'eau de la région en mode WAG a entraîné un taux de récupération de 59,18 %, soit une amélioration significative de près de 10 % par rapport au cas d'injection d'eau, qui donnait un taux de récupération de 48,55 %.

En ce qui concerne la production d'eau du champ, elle est diminuée, ce qui constitue un avantage majeur pour ce scénario.



Cependant, le Gas-Oil Ratio (GOR) est considérablement augmenté, atteignant une valeur de 19 416 SCF/STB en 2040. Chaque cycle de gaz injecté provoque un pic dans le GOR, suivi d'une diminution pendant la période d'injection d'eau. Cette fluctuation est due à la pénétration du gaz injecté dans les zones productrices, augmentant ainsi la proportion de gaz dans le flux de production.

La figure suivante montre l'impact de conversion de tous les puits en WAGI sur les paramètres de production du champ :



ML\_DEV\_028

16 Mar 2024

Figure IV-7 l'impact de conversion tous les puits du WI dans la région a WAGI sur les paramètres de production

Nous avons décidé de choisir la conversion de tous les puits injecteurs d'eau en mode WAG comme un scénario optimal. Cependant, nous devons maintenant nous concentrer sur l'optimisation de ce scénario. Pour ce faire, nous entreprendrons une série d'analyses et de simulations afin d'identifier les paramètres optimaux, tels que les cycles d'injection de gaz et d'eau et les volumes injectés pour améliorer encore plus l'efficacité de la récupération tout en contrôlant le GOR et la production d'eau du champ.

#### IV.5.4. L'optimisation d'implémentation du WAG

Dans le cadre de notre étude sur le processus Water Alternation Gas (WAG), nous avons accordé une attention particulière aux paramètres essentiels tels que le cycle d'injection et les

débits d'injection. Pour déterminer le cycle et le débit d'injection optimal offrant la meilleure récupération, nous avons mené des tests sur différents cycles et des différents débits en tenant compte de leur impact sur l'efficacité du processus. Ces expérimentations visaient à identifier les valeurs optimales et les plus favorable de ces deux crucial paramètres pour maximiser la récupération des hydrocarbures. En analysant la sensibilité de ces paramètres, nous avons pu sélectionner le cycle d'injection le plus efficace pour garantir des performances optimales du processus WAG.

#### IV.5.4.1. Sensibilité de cycle d'injection

Dans notre étude, nous avons évalué Cinq cycles d'injection WAG le premier cycle est composé de 1 ans d'injection d'eau suivies par 1 ans d'injection de gaz, pour le deuxième 1 ans d'injection de gaz et 6 mois d'injection eau, le troisième on a proposé d'injecter 6 mois du Gas après 6 mois d'eau, et pour les deux derniers cycles qu'ils ont généralement des bons résultats c'est 9 mois d'injection du gaz et 3 mois d'injection d'eau, et 1 ans d'injection de gaz et 3 mois d'injection d'eau.

Nous avons proposé des cycles où la durée d'injection d'eau est supérieure à celle du gaz, comme 6 mois d'injection de gaz suivis de 1 an d'injection d'eau. Cependant, ces cycles ont donné de moins bons résultats par rapport aux cycles où la durée d'injection de gaz est supérieure à celle de l'eau.

Les résultats sont montrés une amélioration significative de la récupération par rapport au scénario de base qu'ils sont résumés dans le tableau suivant :

*Tableau IV-3 les cycle du WAG proposés avec le taux de récupération de chaque cycle*

WAG cycles (G-W)	1y-1y	1y-6m	6m-6m	9m-3m	1y-3m
Recovery factor (%)	59.18	60.49	59.34	61.86	62.53

Notre analyse a révélé que le cycle optimal pour notre cas était le cycle 1y-3m. La comparaison du cumul de production entre les différents cycles de WAG et le scénario de base est présentée dans la figure ci-dessous

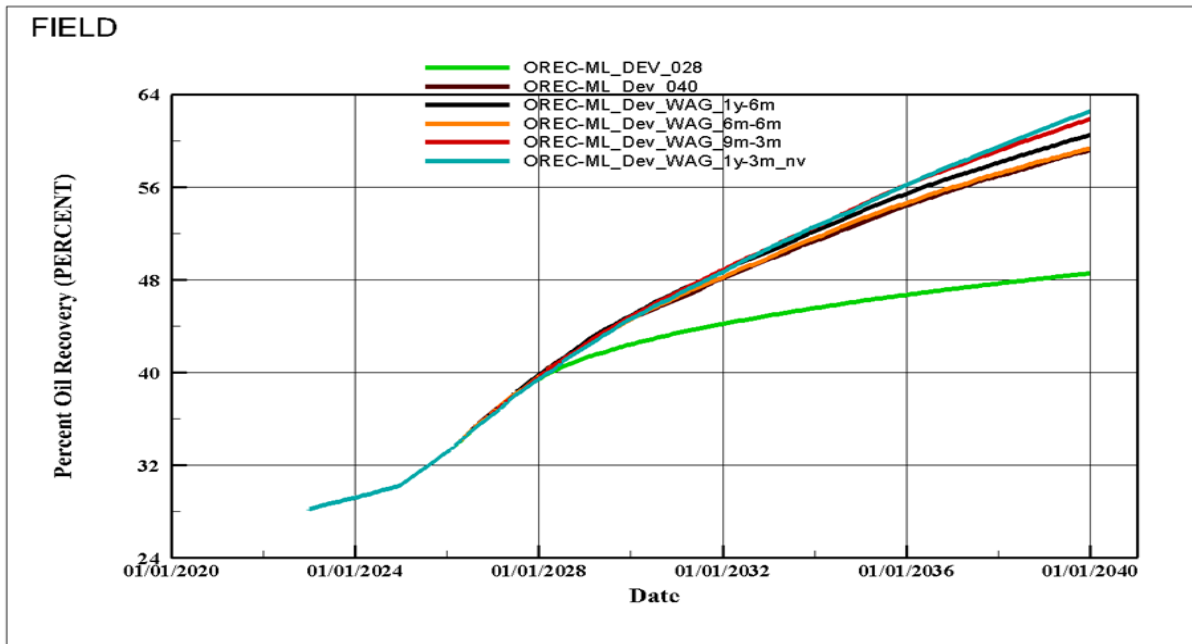


Figure IV-8 La comparaison du cumul de production entre les différents cycles de WAG

**IV.5.4.2. Sensibilité de débit d'injection**

Pour choisir les débits d'injection d'eau et de gaz dans l'injection WAG, Nous avons donc testé différents débits en fonction de cette sensibilité afin de choisir le meilleur débit d'injection qui permet d'obtenir une meilleure récupération, ainsi il est essentiel de prendre en compte plusieurs facteurs clés, tels que les contraintes opérationnelles, des capacités des installations (CPF), la disponibilité de Gas et d'eau.

La comparaison du taux de récupération entre les différents débits d'injection de WAG et le cas de base sont illustrées dans la figure suivante.

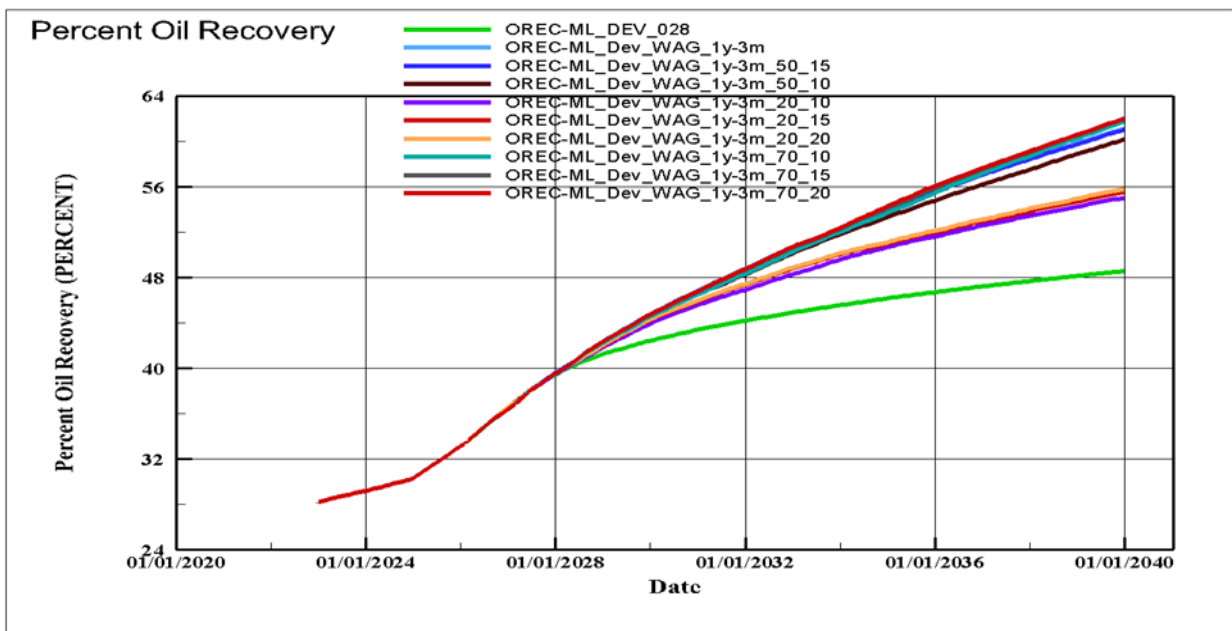


Figure IV-9 La comparaison du cumul de production entre les différents débits d'injection de WAG

#### IV.5.4.3. Le cas optimal

Le scénario optimal pour notre cas implique un cycle d'injection alternant une année d'injection de gaz suivie d'une période de trois mois d'injection d'eau. Les paramètres d'injection sont les suivants : un débit de gaz de 70 000 pieds cubes standard par jour (SCF/Day) et un débit d'eau de 10 000 barils par jour (STB/Day).

#### IV.6. Les résultats du scénario 03

Les figures ci-après offrent une comparaison visuelle de la saturation en huile entre le cas de base et le cas de scénario 03 (l'implémentation de MWAG, à la fin de la simulation en 2040).

Les figures démontrent que l'implémentation du scénario 3 WAG (1 an d'injection de gaz suivi de 3 mois d'injection d'eau, avec un ratio de 70-20) est plus efficace pour réduire la saturation d'huile dans le réservoir par rapport au cas de base utilisant uniquement l'injection d'eau. Cela suggère que l'injection WAG améliore significativement la récupération d'huile et pourrait être une stratégie plus efficace pour la gestion de ce réservoir.

Les figures sont illustrées ci-dessous :

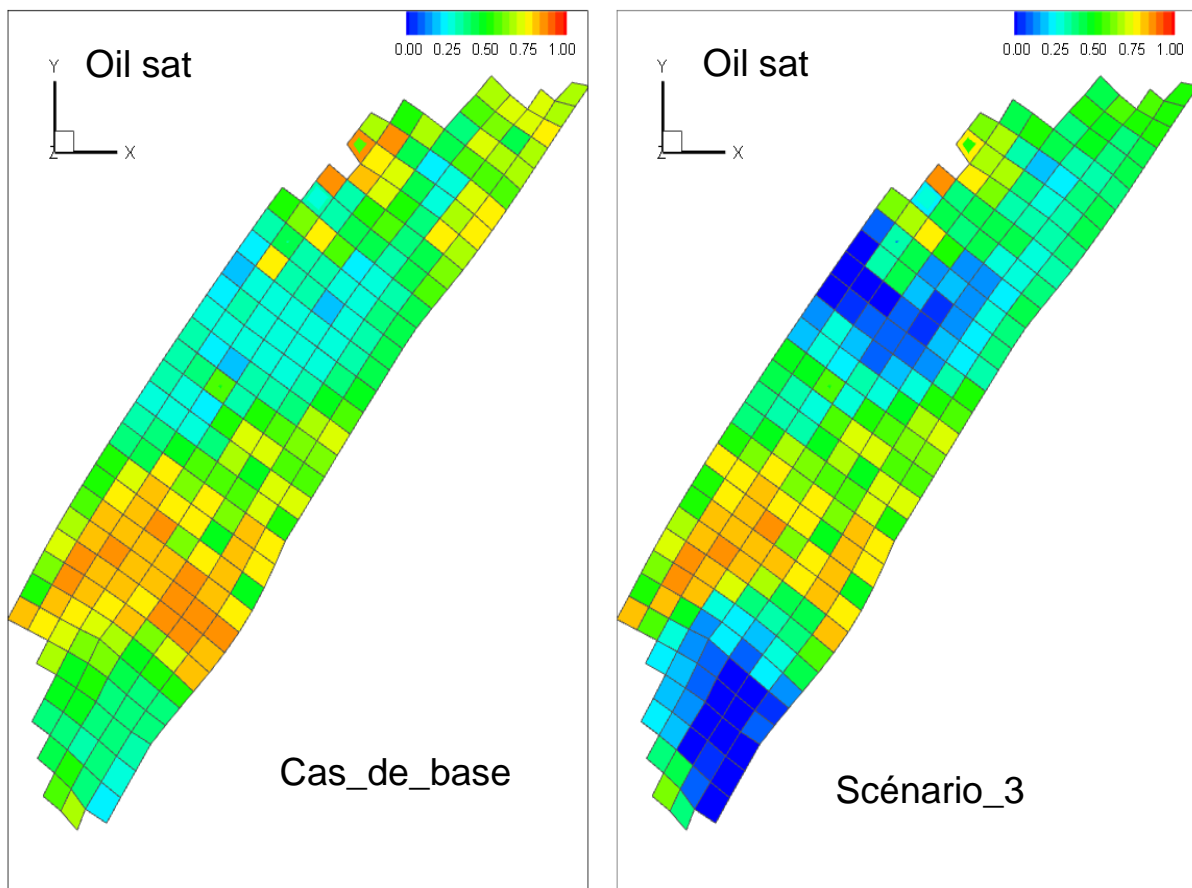


Figure IV-10 Cartes de prédiction de la saturation d'huile en 2040 dans le cas de base scénario 2 VS le scénario 03

Les résultats du run de ce scénario sont présentés ci-dessous :

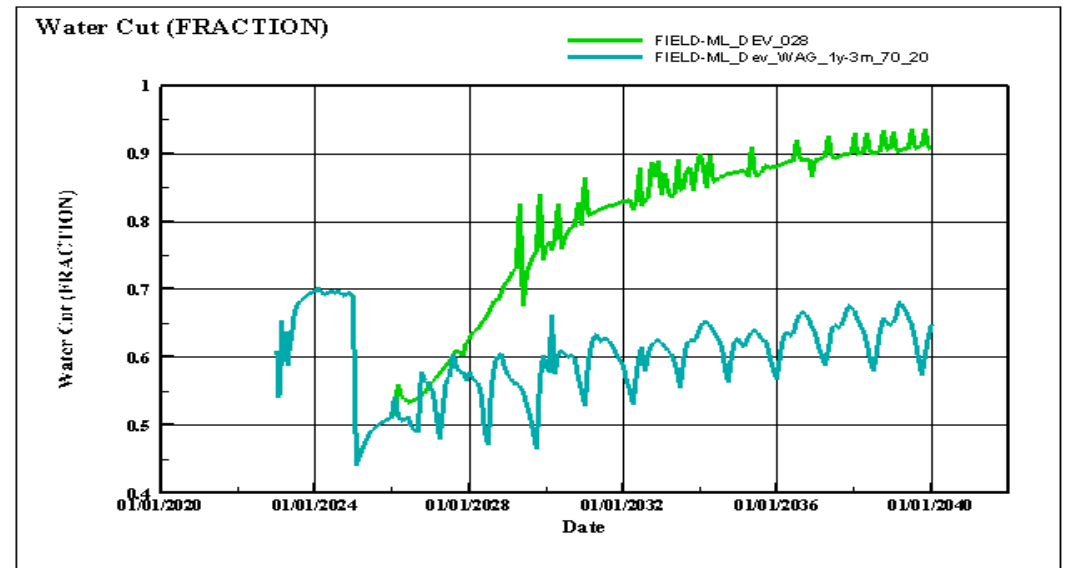
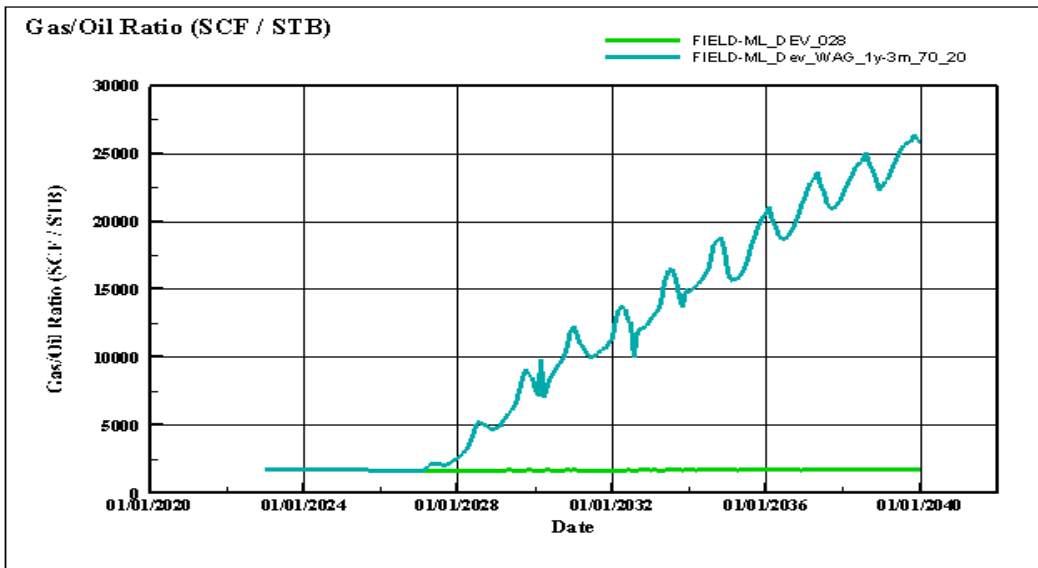
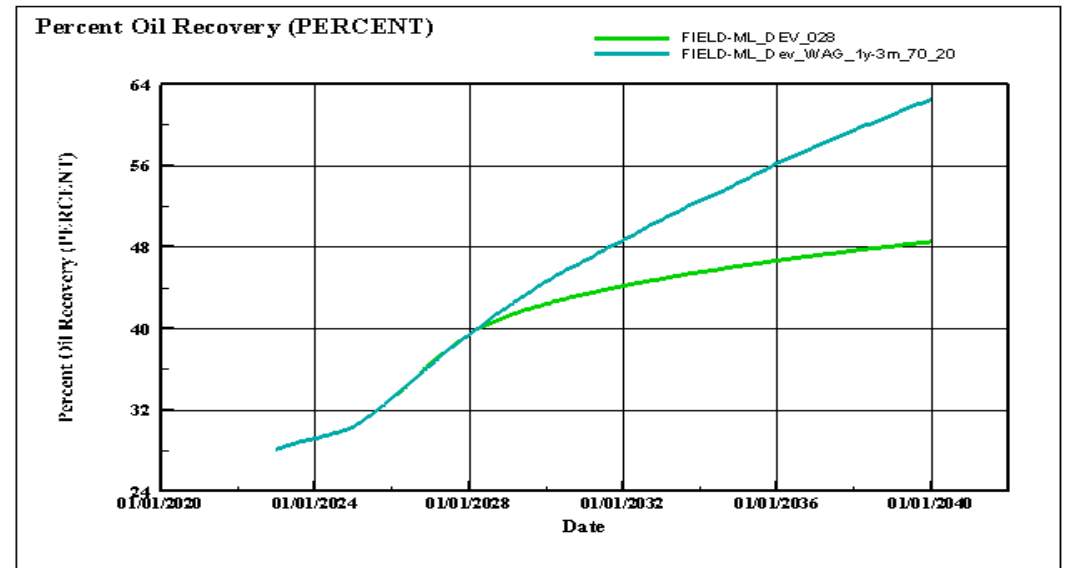
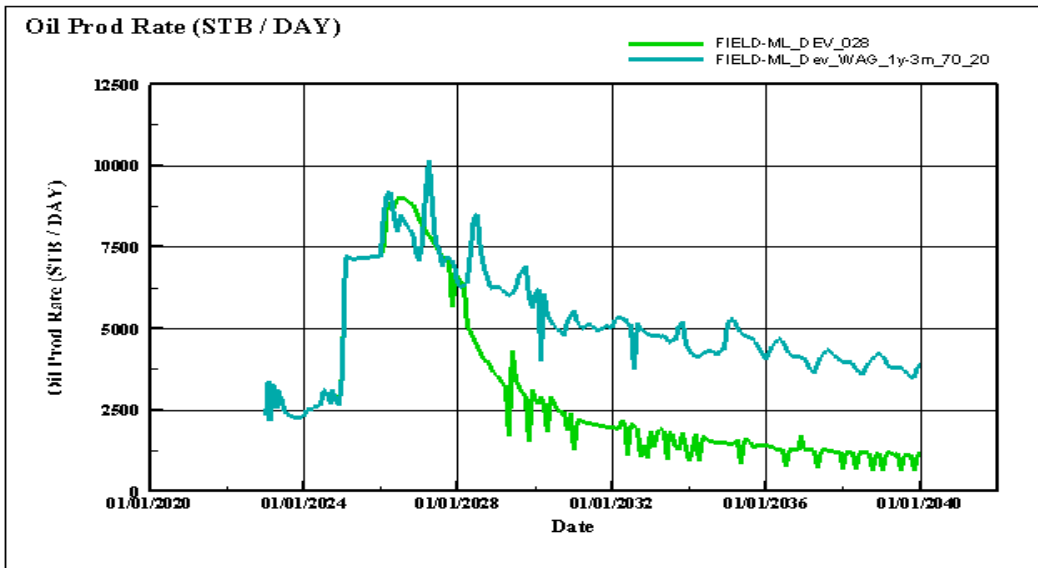


Figure IV-11 15 prédiction des paramètres du scénario 03 VS cas de référence (scénario 02)

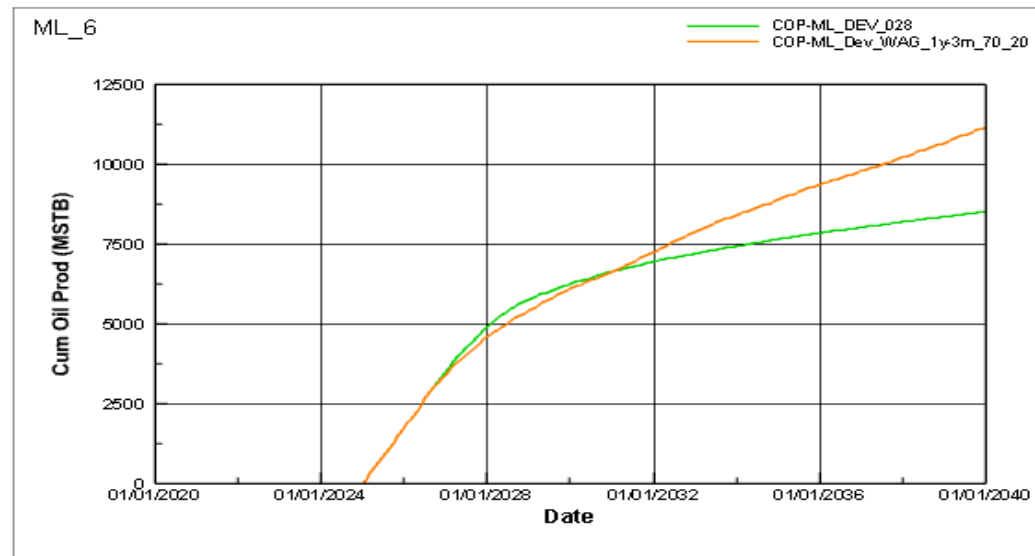
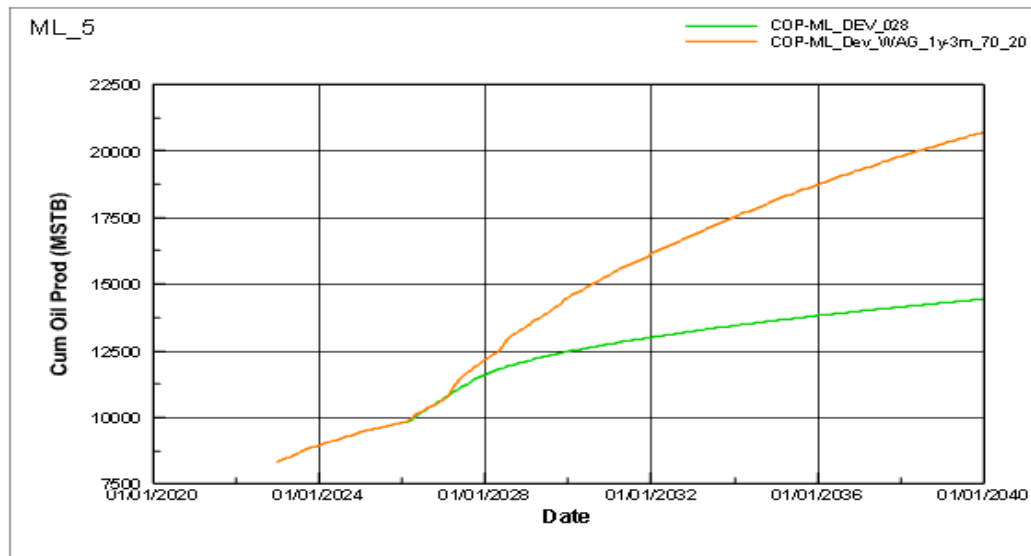
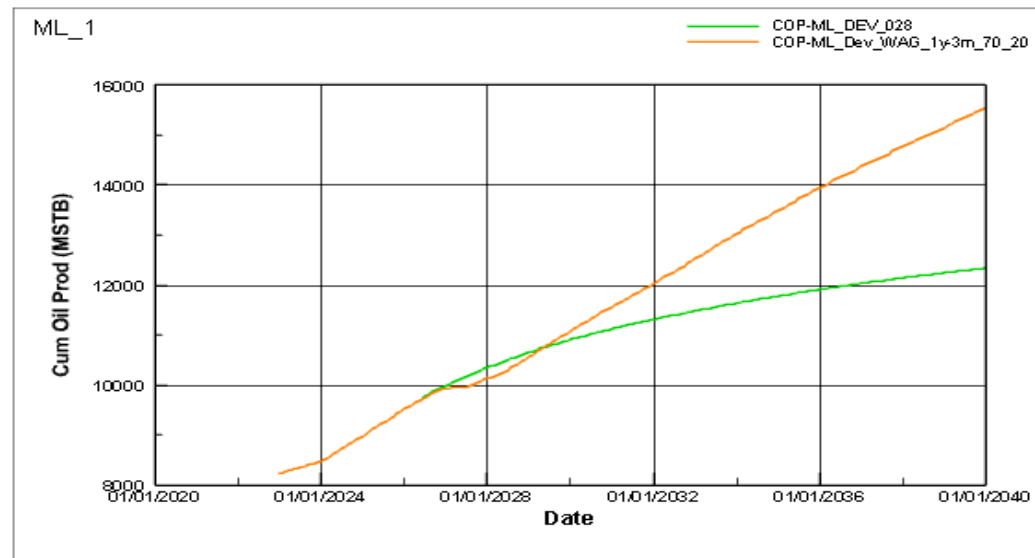
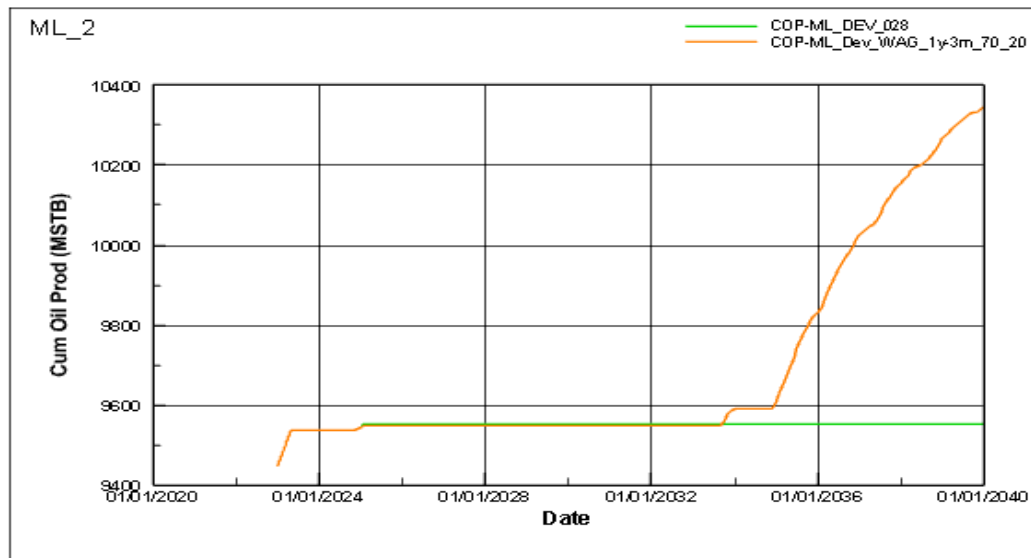


Figure IV-12 16 le cumule de production d'huile pour chaque puits producteur dans la région MLSE-3 avec l'injection WAG

**IV.6.1. Analyse et interprétation des résultats du scénario 03**

- Ce scénario donne un taux de récupération de 62.32 %.
- La récupération cumulée du champ a augmenté avec 13.59% par rapport au cas de base (6.14 millions barille). Cette augmentation est assurée par le balayage microscopique et macroscopique efficace assuré par la conversion des trois puits injecteurs d'eau en WAG, Donc cette méthode d'injection a un apport important pour le champ.
- La pression du réservoir n'est pas maintenue de manière optimale par rapport au cas de base (injection d'eau). Au lieu de chuter à 3640 psi, dans ce scénario, la pression chute à une valeur de 3511 psi en raison de l'injection de gaz. Le gaz étant un fluide compressible, il ne permet pas de maintenir la pression aussi efficacement que l'eau.
- La production d'eau du champ a diminué de 25,76 % par rapport au cas de base. Cette réduction est inférieure à celle observée dans le scénario de base (injection d'eau seule), ce qui constitue un point fort pour ce scénario. Ainsi, l'eau produite peut être traitée avec les mêmes capacités de traitement actuelles.
- Le GOR du champ a augmenté à partir de l'année 2027 jusqu'à arriver à 2500 SCF/STB, Chaque cycle de gaz injecté provoque un pic dans le GOR, suivi d'une diminution pendant la période d'injection d'eau. Cette fluctuation est due à la pénétration du gaz injecté dans les zones productrices, augmentant ainsi la proportion de gaz dans le flux de production.

## Conclusion générale

Le réservoir de MLSE-3 contient des réserves d'hydrocarbures remarquables, avec environ 90 MMSTB d'huile en place, dont seulement 27 MMSTB ont été récupérés en 2023, selon les études et les estimations effectuées. Ce réservoir présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques en termes de porosité et de perméabilité.

La construction et l'initialisation du modèle dynamique, est réalisée à l'aide de logiciel NEXUS, Tout d'abord, le modèle a été vérifié et validé en utilisant l'history matching par une étude de sensibilité des perméabilités, L'analyse des potentiels du réservoir et des données de production pour le cas de base nous a aidé à améliorer nos décisions. Ensuite, des prévisions ont été réalisées pour étudier le comportement futur du champ.

Les prévisions ont indiqué qu'avec la configuration actuelle du champ, une récupération d'environ 38.2% des réserves pourrait être atteinte au cours des 15 prochaines années. Par conséquent, plusieurs scénarios ont été étudiés et modélisés, ce qui a permis d'établir des profils de production qui démontrent une amélioration significative de la récupération, validant ainsi leur réussite technique. Par conséquent, plusieurs scénarios ont été étudiés et modélisés, ce qui a permis d'établir des profils de production qui démontrent une amélioration significative de la récupération, validant ainsi leur réussite technique.

Cette étude a montré que l'implantation du nouveau puits producteur dans les zones avec forte saturation en huile, où les puits existants ne parviennent pas à exploiter efficacement les réserves restantes, est une stratégie efficace. Grâce à ce nouveau puits, une récupération d'environ 46,63 % des réserves pourrait être atteinte au cours des 15 prochaines années. L'ajout de ce nouveau puits dans les régions difficilement accessibles aux puits actuels permettra de cibler et de drainer les poches d'huile immobile, améliorant ainsi considérablement le taux de récupération global.

L'implantation du nouveaux puit injecteur est efficace pour maintenir la pression et balayer les zones sature en huile.

À la fin de cette étude, le scénario 03 a montré d'excellents résultats sur le plan technique, avec un taux de récupération atteignant environ 62,53% au cours des 15 prochaines années. On peut donc affirmer que la méthode d'injection WAG Miscible est très efficace en tant que méthode de récupération tertiaire dans notre région, avec un cycle de 1 an et 3 mois, et avec des débits d'injection optimaux de gas et d'huile.



# Références

- [1] Sonatrach, "Description geologique de bassin de berkine," 2002.
- [2] R. L. Nouredine BOUNOUA, & S. Z. , "WEC 2007. Sonatrach et Schlumberger," *Houston.*, 2007.
- [3] R. d. f. d. f. d. p. BMS., "Rapport de fin de forage des puits EMK," *Sonatrach, Hassi Berkine*, 2013.
- [4] C. Dubreuil-Boisclair, *Modélisation stochastique du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik*. Institut National de la Recherche Scientifique (Canada), 2013.
- [5] A. Neau, "Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation," Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2009.
- [6] K. BOUSLAH, "Stratigraphie et sédimentologie du réservoir Silurien argilo-gréseux (SAG) du Bassinde Berkine."
- [7] E. Isaaks, "Introduction to geosatatics," *united kingdom: Oxford University Press*. , 1989.
- [8] M. Panda, C. Mosher, and A. Chopra, "Reservoir modeling using scale-dependent data," *SPE Journal*, vol. 6, no. 02, pp. 157-170, 2001.
- [9] EXPRO, " Document d'analyse de fluide laboratoire de EXPRO UK.," 2002.
- [10] C. Jerbi, "Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique," Université Pierre et Marie Curie-Paris VI, 2016.
- [11] M. R. Thiele, D. H. Fenwick, and R. P. Batycky, "Streamline-assisted history matching," in *Abu Dabhi, United Arab Emirates: 9th International Forum in Reservoir Simulation*, 2007, pp. 9-13.
- [12] A. ShahkaramI, "«Typical workflow for the history matching study»,," january 2014.
- [13] A. Alagorni, Z. Yaacob, A. Nour, and R. Junin, "Effect of water alternating gas (WAG-N2) after water or gas flooding on crude oil recovery in sandstone reservoirs," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 736, no. 2: IOP Publishing, p. 022015.
- [14] S. Afzali, N. Rezaei, and S. Zendehboudi, "A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection," *Fuel*, vol. 227, pp. 218-246, 2018.
- [15] L. Belazreg and S. M. Mahmood, "Water alternating gas incremental recovery factor prediction and WAG pilot lessons learned," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 10, no. 2, pp. 249-269, 2020.

- [16] S. S. Ghorashi and K. Akbari, "Critical parameters affecting Water Alternating Gas (WAG) injection in an Iranian fractured reservoir," *Journal of Petroleum Science and Technology*, vol. 7, no. 3, pp. 3-14, 2017.
- [17] A. Kohata, T. Willingham, P. Chen, and A. Al Sowaidi, "Evaluation of miscible water alternating gas WAG injection by comparing with lesson learnt from an immiscible gas injection pilot," in *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 2017: SPE, p. D041S113R001.
- [18] O. Olabode, O. Orodu, S. Isehunwa, A. Mamudu, and T. Rotimi, "Effect of foam and WAG (water alternating gas) injection on performance of thin oil rim reservoirs," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 171, pp. 1443-1454, 2018.
- [19] A. R. Awan, R. Teigland, and J. Kleppe, "A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 11, no. 03, pp. 497-512, 2008.
- [20] F. Stalkup, "Carbon dioxide miscible flooding: Past, present, and outlook for the future," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 30, no. 08, pp. 1102-1112, 1978.
- [21] M. L. Sahraoui, A. Belkanichi, and A. Lagra, "Choix de L'Application de la Methode (WAG) Dans la Zone 19 Hassi Messouad."