

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEGNEMENT SUPERIERUR 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'Études
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

Guembour Ahmed

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Production des hydrocarbures

**Elaboration d'un plan de développement du
champ MLN pour assurer un prolongement du
plateau de production**

Devant le jury composé :

Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. SAIFI Redha	Doctorant	UMB-Boumerdes	Examineur

Année universitaire: 2023/2024

Dédicaces

Je dédie ce présent travail :

*A l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, qui a tant donné pour ses enfants :
ma Mère.*

A mes frères et sœur,

A toute ma grande famille, Guembour, et Djaieh,

A mes amis sans exception.

Ahmed

"The top of one mountain is the bottom of the next"

Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier Allah, le Clément et le Miséricordieux, de m'avoir donné la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

J'adresse mes vifs remerciements à M. N. ZERAIBI, mon professeur consultant, qui m'a guidé et orienté tout au long de l'élaboration de ce travail, ainsi qu'à tous mes professeurs à l'université : Mme R. SAIFI, Mme K. BENYOUNES et M. M. GARECHE.

Mes plus sincères remerciements vont également à N. HAKKAR et A. GHOUT pour leur disponibilité permanente et pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Je prie celles qui n'ont pas été citées de bien vouloir m'en excuser et de trouver dans cette note l'expression de toute ma gratitude.

Résumé

Dans l'industrie pétrolière, les études en génie de réservoir visent principalement à optimiser la production et à maximiser les bénéfices tout au long du cycle de vie d'un gisement. La simulation en génie de réservoir est essentielle pour atteindre ces objectifs, car elle permet de créer, analyser, étudier et comparer divers scénarios de réservoir afin d'identifier les résultats les plus efficaces.

Cette étude se concentre sur l'évaluation des indices de production et des potentiels du réservoir KGB dans la région de MLN, et propose plusieurs techniques de récupération assistée pour améliorer l'extraction d'huile et prolonger la durée du plateau de production. Cela est réalisé grâce à l'injection alternée de gaz et d'eau (WAG) utilisant un modèle de fluide compositionnel, ainsi qu'en proposant le forage de nouveaux puits. Cette analyse technique nous a permis de prendre des décisions éclairées pour améliorer les performances techniques et économiques du réservoir.

Abstract

In the oil industry, reservoir engineering studies primarily aim to optimize production and maximize profits throughout a reservoir's lifecycle. Reservoir engineering simulation is essential for achieving these goals, as it allows for the creation, analysis, study, and comparison of various reservoir scenarios to identify the most effective outcomes.

This study focuses on evaluating the production indices and potential of the KGB reservoir in the MLN region, and it proposes several enhanced oil recovery techniques to improve oil extraction and extend the plateau duration. This is accomplished through Water-Alternating-Gas (WAG) injection using a compositional fluid model, as well as by suggesting the drilling of new wells. This technical analysis has enabled us to make informed decisions to enhance the technical and economic performance of the reservoir.

المخلص

في مجال انتاج البترول، تهدف دراسات هندسة الحقول النفطية إلى تحسين الإنتاج وزيادة الفوائد إلى أقصى حد ممكن طوال دورة حياة الحقل. تُعد محاكاة هندسة المكامن ضرورية لتحقيق هذه الأهداف، حيث تتيح إنشاء وتحليل ودراسة ومقارنة سيناريوهات المكامن المختلفة لتحديد أكثر النتائج فعالية

وتقترح عدة تقنيات للاستخلاص، MLN في منطقة KGB وتركز هذه الدراسة على تقييم مؤشرات الإنتاج وإمكانات مكمن (WAG) المعزز للنفط لتحسين استخراج النفط وإطالة مدة الإنتاج. ويتم تحقيق ذلك من خلال الضخ المتناوب للمياه والغاز باستخدام نموذج السوائل المركبة، وكذلك من خلال اقتراح حفر آبار جديدة. وقد مكنتنا هذه الدراسة من اتخاذ قرارات لتعزيز أداء المكمن

Sommaire

Dédicaces.....	I
Remerciements.....	II
Résumé.....	III
Introduction générale.....	1
Chapitre.I. Description géologique et construction du modèle statique.....	3
I.1. Introduction.....	4
I.2. CHAMPS DE MENZEL LEJMAT NORD.....	4
I.3. Aperçu géologique.....	5
I.4. Événements structurels.....	6
I.5. Stratigraphie TAG-I régionale.....	7
I.6. Réservoirs MLN TAG-I.....	8
I.7. Stratigraphie de la région carbonifère-tournaisienne (grés F).....	9
I.8. Réservoirs MLN carbonifères – Tournaisiens.....	9
I.9. Interprétation sismique et cartographie TAG-I.....	10
I.10. Réservoir KGB-TAGI.....	11
I.10.1. Historique du développement.....	11
I.10.2. Brève description géologique.....	11
I.10.3. Caractéristiques du réservoir.....	12
I.11. Aperçu générale sur le modèle statique.....	12
I.11.2. Modélisation de la Porosité.....	14
I.11.3. Modélisation de la Perméabilité.....	16
I.11.4. Modélisation de la Saturation.....	17
I.11.5. Conclusion.....	19
Chapitre.II. Etude du SCAL & PVT.....	20
II.1. Etude SCAL.....	21
II.1.1. Introduction à étude SCAL.....	21
II.1.2. Objectifs de l'Étude SCAL.....	21
II.1.3. Importance des Données SCAL dans la Modélisation de Réservoir.....	21
II.1.4. Étude de la Perméabilité Relative.....	22
II.1.5. Étude de la Pression Capillaire.....	23
II.2. Etude PVT.....	24
II.2.1. Introduction.....	24
II.2.2. Source des données: Séparateur vs Échantillons de fond de puits.....	25

II.2.3.	Les principaux tests du l'étude PVT	26
II.2.4.	Les caractéristiques des fluides de formation TAGI dans KGB.....	33
II.2.5.	Analyse et Modélisation des Fluides Pétroliers	35
II.2.6.	L'équation d'état de Peng-Robinson.....	37
II.2.7.	La Méthode de Whitson pour le Regroupement des Composants	38
II.2.8.	Résultats du Matching du Modèle de Fluide.....	43
II.2.9.	Conclusion	45
Chapitre.III.	Construction du modèle dynamique et History Matching	47
III.1.	Introduction.....	48
III.2.	Dimensionnement du maillage de réservoir.....	48
III.3.	Structure de réservoir et emplacement des puits existants (puits pour le cas de base)	48
III.3.1.	Les puits producteurs	50
III.4.	Calcul de volume en place	51
III.5.	Initialisation du modèle dynamique	51
III.5.1.	Modèle de fluide de formation.....	52
III.5.2.	Fonctions de saturation	53
III.5.3.	La pression capillaire	53
III.5.4.	Modèle de compaction de la roche.....	54
III.5.5.	Les perméabilités I, J et K.....	55
III.5.6.	Net To Gross (NTG).....	56
III.5.7.	Historique de production.....	57
III.5.8.	Création de stratégie pour le cas de base	58
III.5.9.	Conclusion	59
III.6.	History Matching	59
III.6.1.	Introduction.....	59
III.6.2.	Plan de travail.....	61
III.6.3.	Les données nécessaires pour l'history matching Données observées de production	64
III.6.4.	Calage du modèle du réservoir.....	64
III.6.5.	Les resultats de l'History Matching	66
III.7.	Conclusion	70
Chapitre.IV.	Les scénarios proposés.....	71
IV.1.	Introduction.....	72
IV.2.	Vue générale sur le modèle dynamique	72
IV.2.1.	Cartes de Porosité et de Perméabilité.....	73
IV.3.	Scenarion de base : Continuation de l'Injection de Gaz et Production à Puits K-2.....	74

IV.3.1.	Projections de Production	74
IV.3.2.	Analyse des graphes de prédiction.....	74
IV.3.3.	Résultats	77
IV.4.	Scenario 2 : Implantation d'un Nouveau Puits K-8 dans la Région Nord (Zone Non Balayée) .	78
IV.4.1.	Performance du Puits K-8	80
IV.4.2.	Impact sur la Production, Pression de Fond et Production d'Eau.....	81
IV.5.	Scénario 3 : Implantation du Nouveau Puits K-8 et Conversion de Deux Puits en Injecteurs (WAG et Eau)	82
IV.5.1.	Description du Scénario	82
IV.5.2.	Configuration d'optimisation.....	82
IV.5.3.	Données du Champ à la Fin de la Période de Prévion.....	85
IV.6.	Calcul du MMP (Minimum Miscible Pressure).....	85
IV.6.1.	Composition du Gaz d'Injection.....	85
IV.6.2.	Calcul du MMP	85
IV.7.	Conclusion	88
Conclusion générale.....		89

Liste des Tableaux

Tableau I-1 Paramètres pétrophysiques de réservoir TAG-I.....	12
Tableau II-1 Résultats du test CCE.....	28
Tableau II-2 Composition du fluide de réservoir KGB.....	34
Tableau II-3 Composition du fluide de réservoir après lumping	41
Tableau II-4 Composition du fluide d'injection après le lumpig	42
Tableau II-5 Paramètres de l'équation d'état Peng Robinson.....	43
Tableau III-1 Les conditions initiales.....	53
Tableau III-2 STOOIP du Modèle Statique vs Dynamique	59
Tableau IV-1 Configuration d'optimisation des puits K-3 et M-6.....	82

Liste des figures

Figure I-1 Champs du bloc de concession 405a	4
Figure I-2 Section stratigraphique généralisée pour le bloc de concession 405a.....	5
Figure I-3 Section transversale E-W	6
Figure I-4 Log type de TAG-I (MLC-1)	8
Figure I-5 Log type de F sands (MLC-1).....	10
Figure I-6 TAG-I Carte au toit de la structure.....	11
Figure I-7 Modèle des facies au niveau de la phase réservoir TAGI	14
Figure I-8 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI	15
Figure I-9 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI	17
Figure I-10 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI	19
Figure II-1 Courbe de perméabilités relatives system huile/eau	23
Figure II-2 Courbe de perméabilités relatives system huile/Gas	23
Figure II-3 Courbe de Pression Capillaire	24
Figure II-4 Test d'Expansion à composition constante (David Voorhis & Associates)	30
Figure II-5 Test de Libération différentielle (David Voorhis & Associates)	31
Figure II-6 CCE1 densité de liquide calculé vs observée	44
Figure II-7 CCE2 Volume Relative calculé vs observée.....	45
Figure III-1 Emplacement des puits dans le champ KGB.....	50
Figure III-2 Historique de production d'Huile, Gaz, Eau	57
Figure III-3 Historique d'injection de gaz	58
Figure III-4 Organigramme des étapes de l'History Matching	61
Figure III-5 Profil de production d'huile du champ KGB	66
Figure III-6 Profil de production d'huile du champ KGB	67
Figure III-7 Profil de pression de tête du champ KGB	67
Figure III-8 Profil de production d'huile du puits K-2 KGB.....	68
Figure III-9 Profil de production de gaz du puits K-2 KGB	68
Figure III-10 Profile de pression de fond du puits K-2.....	69
Figure III-11 Profile d'injection de gaz pour le puits K3.....	69
Figure IV-1 La carte de la saturation en eau dans la section c	72
Figure IV-2 La carte de porosité dans la section c	73
Figure IV-3 La carte de perméabilité dans la section c	73
Figure IV-4 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ.....	75
Figure IV-5 profil de débit de production de gas de champ.....	75
Figure IV-6 profil de pression de champ.....	76
Figure IV-7 profil de débit de production d'eau de champ	76
Figure IV-8 Emplacement du nouveau puits K-8.....	78
Figure IV-9 profil de débit de production d'huile de champ	79
Figure IV-10 profil de pression de fond de champ.....	79
Figure IV-11 profil de débit de production de gaz de champ.....	80
Figure IV-12 profil de débit de production d'eau et d'injection de gaz de champ	80
Figure IV-13 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ.....	83
Figure IV-14 profil de pression de tête	83
Figure IV-15 profil de débit d'injection d'eau et le cumule d'injection d'eau de champ	84
Figure IV-16 profil de débit d'injection de gaz et le cumule d'injection de gaz de champ	84

Figure IV-17 Différence de cumule de production d'huile du cas de base et le scenario 3	85
Figure IV-18 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP à 108 °C pour gas 1	86
Figure IV-19 Résultat de calcul d'MMP pour gas 1	86
Figure IV-20 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP à	87
Figure IV-21 Résultat de calcul d'MMP pour Gas 2.....	87

Nomenclature

hu : La hauteur utile moyenne de la roche

ht : La hauteur totale de la roche

Φ : La porosité moyenne de la couche

Swi : saturation d'eau irréductible

Sw : saturation d'eau

Sg : saturation de gaz

So : saturation d'huile

Φ_{moy} : Porosité moyenne.

So moy : Saturation moyenne.

Gp : Production de gaz cumulée

Np : Production d'huile cumulée

Rsi : Solubilité au gaz à la pression initiale

Pi : Pression initiale du réservoir

P : Pression de réservoir

Pc : Pression capillaire

Krw : perméabilité relative de l'eau.

Krog : perméabilité relative de l'huile en présence de gaz.

Krow : perméabilité relative de l'huile en présence d'eau.

Krg : perméabilité relative de gaz

GOR : Rapport de gaz produit sur l'huile produit

Boi : Facteur volumétrique d'huile dans les conditions initiales

Bo : Facteur volumétrique d'huile

Bgi : Facteur volumétrique de gaz dans les conditions initiales

Bg : Facteur volumétrique du gaz

Bw : Facteur volumétrique d'eau

Qginj : débit de gaz injecté

Qwinj : débit d'eau injecté

Qoprd : débit d'huile produit

Qgprd : débit de gaz produit

Qwprd : débit d'eau produit

Ginj Volume de gaz injecté

OOIP : huile original en place

Introduction générale

Les estimations actuelles des réserves d'hydrocarbures indiquent un possible épuisement complet dans les 80 prochaines années. En l'absence d'alternatives quantitatives et qualitatives immédiates, il est fondamental d'optimiser la récupération des gisements d'hydrocarbures, qu'ils soient déjà exploités ou futurs. Pour ce faire, des modèles de réservoirs, basés sur des données sismiques et géologiques, sont élaborés afin d'établir des prévisions à court et à long terme. Les ingénieurs de production utilisent ces modèles pour maximiser les performances du réservoir, valider les stratégies de l'entreprise, atteindre les objectifs économiques fixés, et augmenter la production globale sur le site.

La mise en place et l'optimisation d'un réservoir implique une série d'activités destinées à élaborer un plan efficace pour exploiter les ressources de manière optimale. Cela comprend la détermination du nombre de puits nécessaires, le choix des méthodes de récupération et d'extraction de pétrole dans la roche du réservoir, ainsi que l'évaluation des infrastructures de surface en termes de type et de coût. Pour optimiser ce plan, il est essentiel de prendre en compte divers paramètres décisionnels tels que la localisation des puits, les taux de production et d'injection, ainsi que la capacité de traitement en surface.

D'après les données de production montrant une baisse de rendement dans le champ KGB Menzel Ledjmet Nord depuis 2019 à ce jour, notre objectif est d'optimiser la production et de maintenir un plateau stable aussi longtemps que possible. En réponse à cette diminution de production, nous nous engageons à mettre en œuvre des stratégies pour améliorer l'efficacité de nos opérations et atteindre des résultats plus satisfaisants.

L'organisation du document est structurée comme suit :

Le premier chapitre couvre la description géologique du bassin de Berkine, ainsi que la région locale de KGB, en détaillant son historique de découverte et de production. Ce chapitre aborde également la théorie de la construction du modèle statique, les différentes données intégrées, et la distribution des propriétés pétro-physiques telles que la porosité et la perméabilité.

Le deuxième chapitre traite du développement d'un modèle fluide du réservoir. Il inclut une introduction aux paramètres PVT, aux différents tests de fluides, à la caractérisation du fluide, à la méthode de groupe et au calage de l'équation d'état. L'objectif est de représenter de manière précise et fiable le comportement des fluides dans le réservoir.

Le troisième chapitre est consacré aux étapes de construction du modèle dynamique du réservoir. Il commence par l'intégration des différentes données telles que les données géologiques, PVT et SCAL. Puis, il traite de l'initialisation du modèle dynamique, y compris la définition des conditions initiales du réservoir comme la pression, la température et les contacts fluides.

Le quatrième chapitre focalise sur la détermination du potentiel du réservoir. Ensuite, une analyse détaillée des données de production est menée pour reconnaître les paramètres influençant la baisse de production. Sur la base des résultats obtenus, divers plans d'optimisation sont proposés, incluant le forage de nouveaux puits, la mise en service des puits abandonnés, et l'application de nouvelles

méthodes d'injection. Notamment, l'injection WAG (Water Alternating Gas). De plus, les différents paramètres et mécanismes intervenant lors de l'utilisation de ces méthodes sont analysés.

Cette étude a inclus une analyse approfondie de la rentabilité technique des différents scénarios proposés. Nous avons également pris en compte divers problèmes techniques pouvant survenir, tels que la formation de fractions indésirables. Ces aspects sont cruciaux pour assurer non seulement l'efficacité de l'exploitation, mais aussi sa viabilité économique à long terme.

Chapitre.I. Description géologique et construction du modèle statique

I.1. Introduction

Ce chapitre présente un aperçu géologique et une description des principaux réservoirs du grand champ pétrolier de Menzel Lejmat Nord (MLN) situé dans le bassin de Berkine à l'est de l'Algérie. Il couvre l'environnement géologique régional du bassin, la stratigraphie et les caractéristiques des réservoirs gréseux du Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAG-I) et des sables carbonifères F1 et F2 du Tournaisien qui constituent les cibles majeures de production, ainsi que l'interprétation des données sismiques 3D et la méthodologie de cartographie structurale employées.

I.2. CHAMPS DE MENZEL LEJMAT NORD

Le champ nord de Menzel Lejmat (grand champ MLN) est entièrement contenu dans le bloc de concession 405a et se compose de huit champs situés au sud-est de la ville de Hassi Messaoud dans l'est d'Algeria. Le champ MLN a été découvert en 1996. Une exploration plus poussée du bloc de concession 405a a permis de faire sept autres découvertes sur le terrain dans la partie nord du bloc 405a.

La production dans le Grand Champ MLN est dérivée de trois réservoirs : le Trias Argileux Gréseux-Inférieur (TAG-I) et les sables carbonifères F (sables F1 et F2). La production a commencé en juin 2003, avec trois réservoirs à maintien partiel de la pression et cinq à épuisement primaire. En 2008, l'injection de gaz a commencé dans tous les champs pour le maintien à pleine pression à l'exception d'un seul réservoir. Figure I.1 montre la carte du champ MLN.[1]

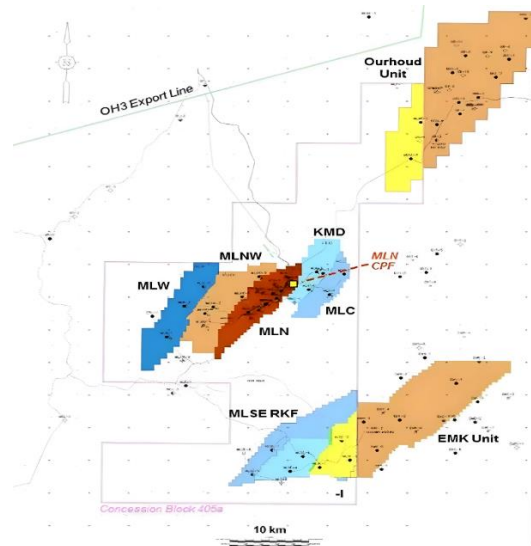


Figure I-1 Champs du bloc de concession 405a

I.3. Aperçu géologique

Le grand champ MLN est situé dans le bloc de concession 405a dans la province tectonique de la plate-forme saharienne dans le bassin de Berkine, à l'est de l'Algérie. Le bloc de concession 405a se trouve dans la partie centrale du bassin, qui fait partie du grand bassin intracratonique de Ghadames sur la plate-forme saharienne. Le bassin de Berkine couvre une superficie d'environ 70000 km² dans la région centrale orientale du Sahara Deser, bordée au sud par le bassin d'Iilizi, à l'ouest par la crête d'Amguid-El biod Arch-Hassi Messaoud et au nord par l'arc de Telemazene.

Le bassin de berkine était un centre de dépôt sédimentaire dans la plupart des unités sédimentaires du Paléozoïque au Mésozoïque et les unités sédimentaires individuelles ont tendance à être répandues. Un mince placage de sédiments tertiaires recouvre une séquence épaisse de clastiques, de carbonates et d'évaporites du Crétacé à l'âge du Trias, qui se trouve de manière discordante sur une section érodée, principalement clastique, du Carbonifère au Cambrien. La discordance hercynienne sépare les dépôts triasiques carnivores des sédiments carbonifères visées sous-jacents

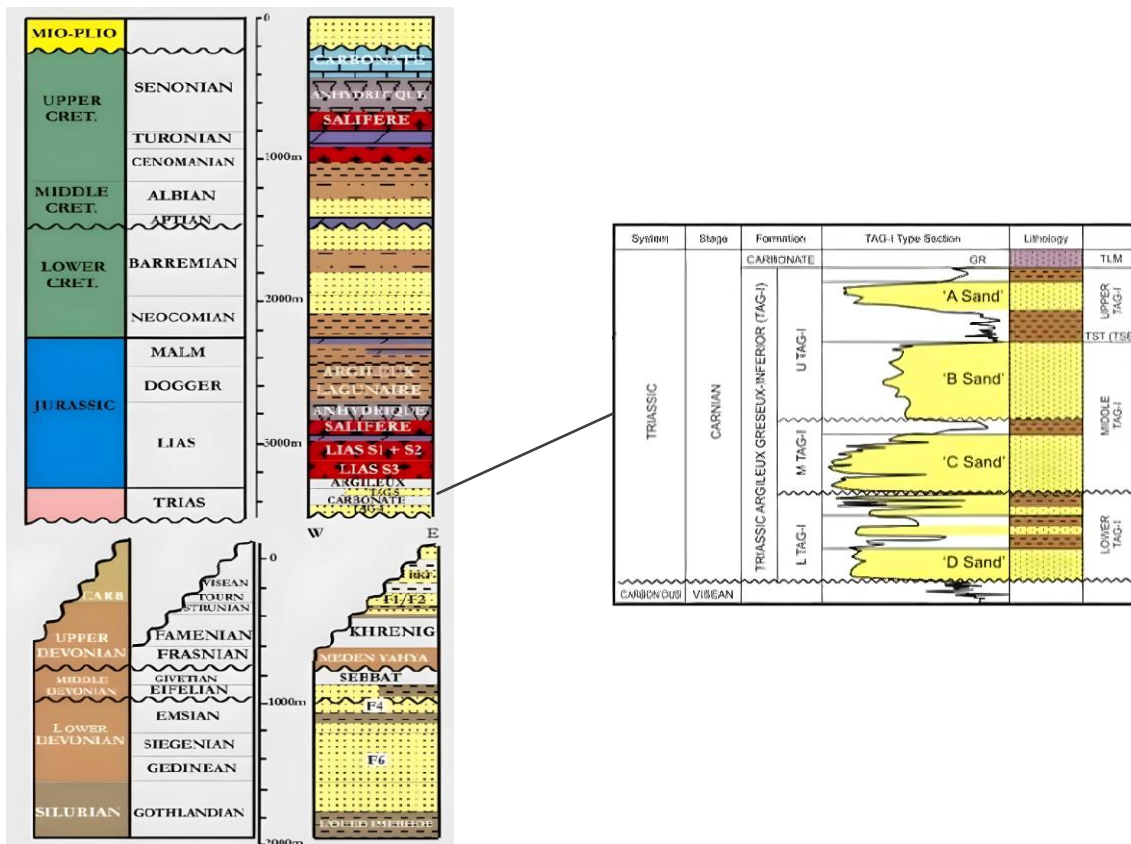


Figure I-2 Section stratigraphique généralisée pour le bloc de concession 405a

et tournaisiens plus anciens. Les dépôts carbonifères recouvrent les sédiments du Dévonien et du Silurien âgés de Strunia. La section sédimentaire totale est jusqu'à 7000 mètres d'épaisseur.[1]

I.4. Événements structuraux

Plusieurs épisodes tectoniques-orogéniques dans le bassin Berkine structurellement complexe ont affecté les styles structuraux et la formation de pièges. Trois de ces épisodes ont particulièrement influencé le voisinage du bloc de concession 405a.

Le premier événement majeur qui définit les structures de la plate-forme du Sahara est la collision panafricaine pré-colombienne. Les sutures du craton d'Afrique de l'Ouest et du craton d'Afrique de l'Est ont créé les structures de sous-sol profondes orientées nord-sud qui ont été périodiquement réactivées. Le premier épisode clé de l'orogénèse hercynienne du Carbonifère tardif a entraîné un événement de soulèvement qui a induit une inclinaison régionale majeure de la séquence paléozoïque vers l'est avec une érosion profonde de roches successivement plus anciennes à l'ouest. Cet épisode d'érosion de 60 millions d'années a enlevé le Paléozoïque presque entièrement dans certaines régions, et a probablement enlevé tout le Permien et une partie du Carbonifère dans le bloc de concession 405a. L'événement a préservé et épaissi vers l'est la section du Carbonifère

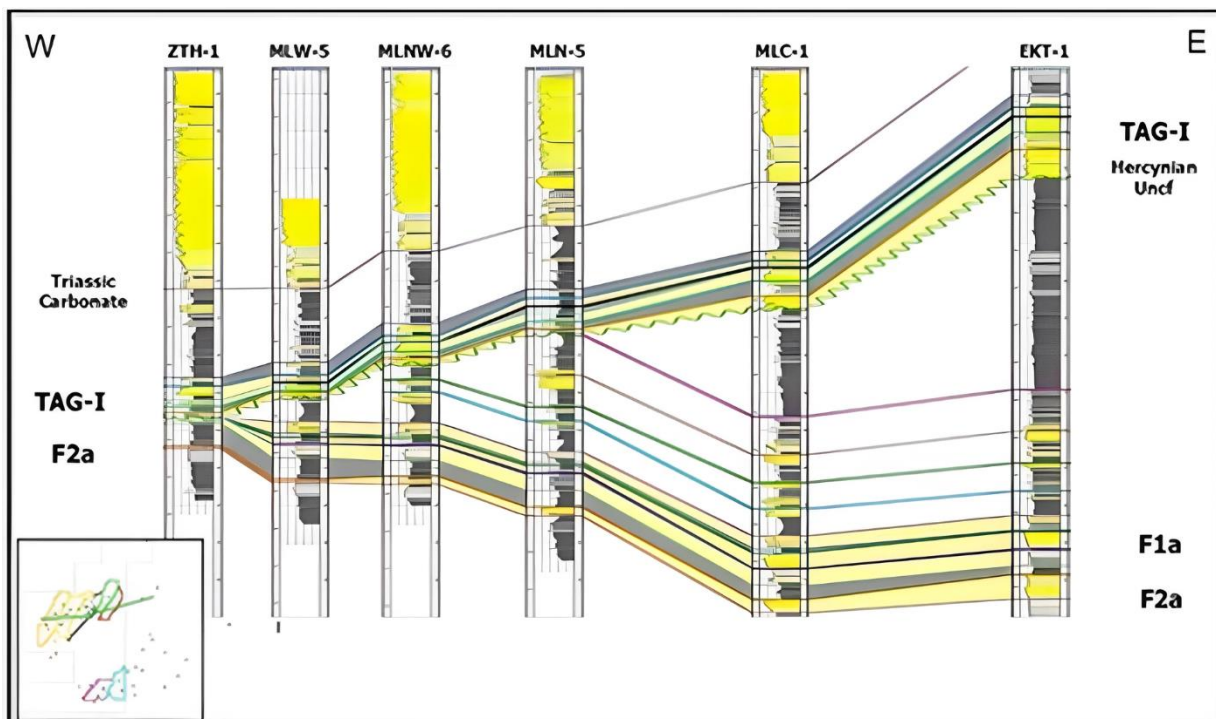


Figure I-3 Section transversale E-W

à partir d'une ligne de troncation traversant la partie ouest du bloc 405a de la Concession (figure I.3).

Le deuxième épisode, de la fin du Trias au début du Jurassique, a créé les principaux pièges structuraux dans les séquences pré-Hercynien et a finalement abouti à un épaissement vers le nord des sédiments du Trias provenant des hautes terres hercyniennes soulevées au sud et au sud-ouest. Les dépôts comprenaient les sables des chenaux fluviaux, les plaines inondables, les sillstones et les paléosols associés à la formation de TAG-I.

Le troisième épisode s'est produit à la fin du Crétacé lorsqu'une collision entre les plaques africaine et européenne a créé les montagnes de l'Atlas et un régime de compression à travers l'Afrique du Nord. Cela a entraîné une inversion, souvent le long des failles existantes du Trias qui étaient alignées sur les anciennes tendances nord-est-sud-ouest de Plaezoic.[1]

I.5. Stratigraphie TAG-I régionale

Les grès TAG-I se trouvent sur une grande partie du bassin de Berkine, sur les sables de Visean et les schistes du Carbonifère. Les sables TAG-I sont d'origine fluviale et déposés dans une large vallée à faible relief contrôlée par le système de failles panafricain paléozoïque.

Le dépôt initial s'est probablement produit dans la vallée incisée et semble s'éloigner du sud-ouest, mais avec un remplissage continu et un faible relief, un système de cours d'eau tressé à méandre s'est développé dans un environnement de plaine inondable. Dans les parties centrale et sud-ouest du bassin, les sables ont été déposés dans des plaines à tresses fluviales, tandis qu'ils se sont dégradés en schiste dans le nord-ouest. Au nord-est, les grès tressés de la rivière se transforment en dépôts fluviaux sinueux, qui à leur tour se transforment en sédiments deltaïques influencés par les marées. L'intervalle TAG-I transgressif global est composé de trois grandes unités stratigraphiques : les membres supérieurs, moyens et inférieurs. Les membres correspondent à des séquences de dépôts majeures et sont probablement attribuables à des impulsions tectoniques séparées avec les arénites de quartz TAG-I inférieures dérivées de roches siliciclastiques paléozoïques, et les sous-arches TAG-I moyennes et supérieures provenant principalement de terrains métamorphiques.[1]

I.6. Réservoirs MLN TAG-I

Dans le grand champ MLN, les membres du TAG-I sont subdivisés en une série de sous-unités de grès et d'argile. Les sables ont été classés comme les sables TAG-I A, B, C et D (figure 1).

Les sables A et B représentent le TAG-I supérieur, les sables C représentent le TAG-I moyen et les sables D représentent le TAG-I inférieur. Les sous-unités de la pierre argileuse intermédiaire sont classées comme schiste A/B, schiste B/C et schiste C/D, qui se composent généralement de pierres argileuses rouge-brun et gris-vert.

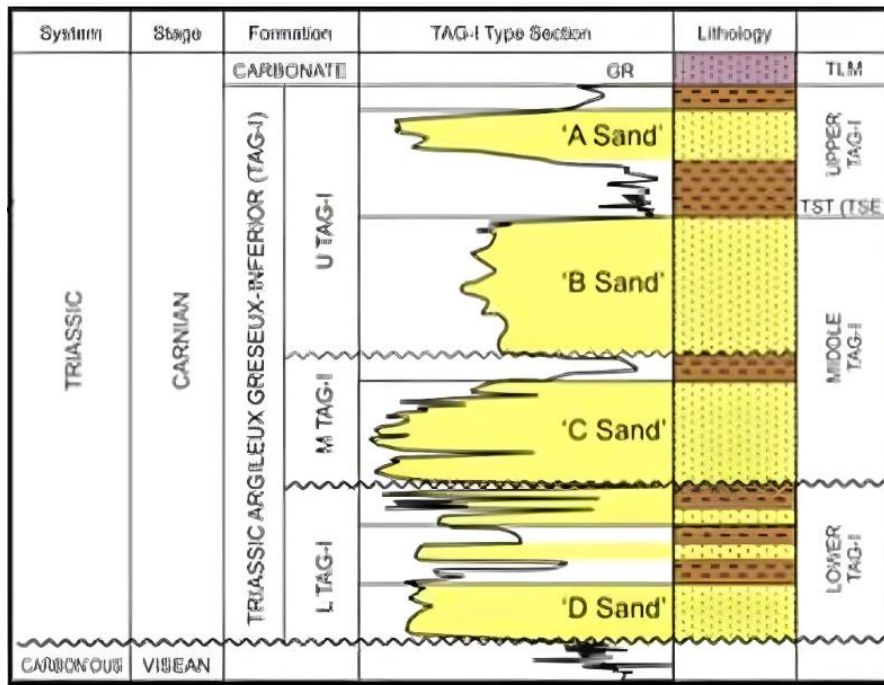


Figure I-4 Log type de TAG-I (MLC-1)

La description sédimentologique des intervalles carottés permet d'identifier plusieurs types de lithofaciès et associations caractéristiques des milieux suivants : plaine inondable/crevasse fluviale, lacustre, lac playa et plateau de sable éolien. La direction dominante de l'écoulement va du sud-ouest au nord-est, parallèlement à la marge de la paléobasine.

Le contrôle du puits dans l'ensemble du champ MLN a rencontré des intervalles bruts TAG-I allant de 51 à 84 m d'épaisseur. La porosité moyenne des puits des grès issus de l'analyse pétrophysique est de 12,3 % et varie de 10 à 16 %. Les perméabilités à l'air mesurées à partir de l'analyse du cœur classique sont en moyenne de 74 mD et varient de 0,01 à 1900 mD.[1]

I.7. Stratigraphie de la région carbonifère-tournaisienne (grès F)

Les réservoirs majeurs du carbonifère tournaisien sont constitués par les premiers grès de F1 et F2 du bloc de concession 405a du bassin de Berkine. La marge passive de la plate-forme nord-africaine a été utilisée pour déposer les sédiments dans un milieu marin peu profond. Selon une étude des données de carottages, on peut observer que l'environnement de dépôt général des grès Tournaisiens F est un littoral marin peu profond et influencé par les vagues. Ces grès ont été produits à la suite de deux cycles de dépôts. Les sous-environnements typiques incluaient des zones de large côtier, de transition entre le large et la côte proche.

À la différence des réservoirs de TAG-I abondants dans cette partie du bassin, les grès du Tournaisien sont géographiquement restreints. Les grès sont classés en faciès boueux non réservoir au sud et à l'est et érodés au nord et à l'ouest par la discordance hercynienne.

I.8. Réservoirs MLN carbonifères – Tournaisiens

Les grès F1 supérieurs (F1 sands) sont des grès peu profonds, une surface de rive supérieure et un canal de marée dans une barre de barrière ou plate-forme de marée/marée/canal de barrage dans le champ MLN. La non-conformité hercynienne au puits ZTH-1 à l'ouest coupe le grès F1 et présente un développement de faciès variable vers l'est.

Les puits dans le champ MLN ont été contrôlés avec des niveaux de grès grossiers F2 allant de 1 à 23 mètres d'épaisseur. Les porosités moyennes du puits de grès F2 sont de 18,4%, avec une variation de 8 à 22%, selon l'analyse pétrophysique. Les perméabilités de l'air obtenues grâce à une analyse de carotte traditionnelle sont de 83 mD et fluctuent entre 0,01 et 657 mD. Dans les grès F2, seuls deux puits ont produit du champ MLN : MLNW-8 et MLNW-5. Le gaz/condensat a été généré par les deux puits à partir d'un réservoir gréseux de haute qualité.

Selon la figure I.5, un log type et une description générale des environnements de dépôt interprétés pour l'intervalle F Sands dans le champ sont présentés.

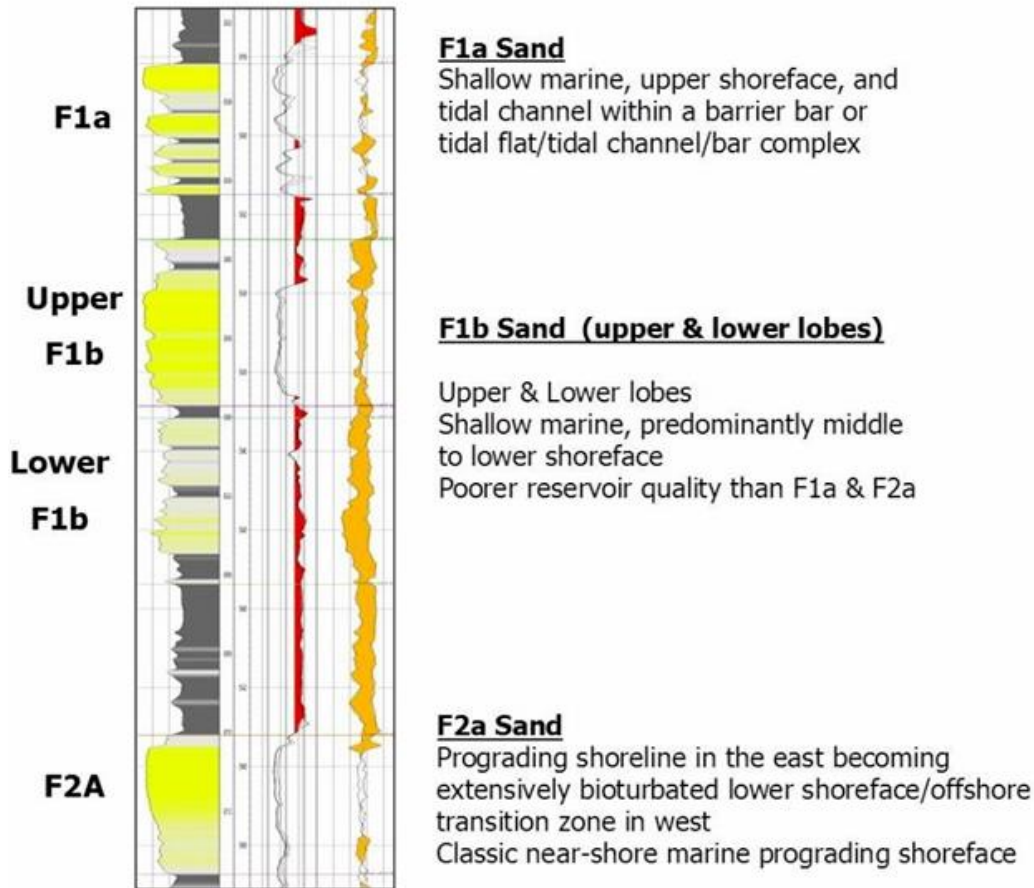


Figure I-5 Log type de F sands (MLC-1)

I.9. Interprétation sismique et cartographie TAG-I

Selon l'analyse des diagraphies, les grès TAG-I ne présentent pas de différence d'impédance acoustique avec les schistes de carbonate triasique. Par conséquent, le sommet du TAG-I ne génère pas un événement de réflexion qui puisse être interprété.

La figure I.7 présente le sommet de la carte de structure TAG-I, qui englobe l'ensemble du champ MLN.

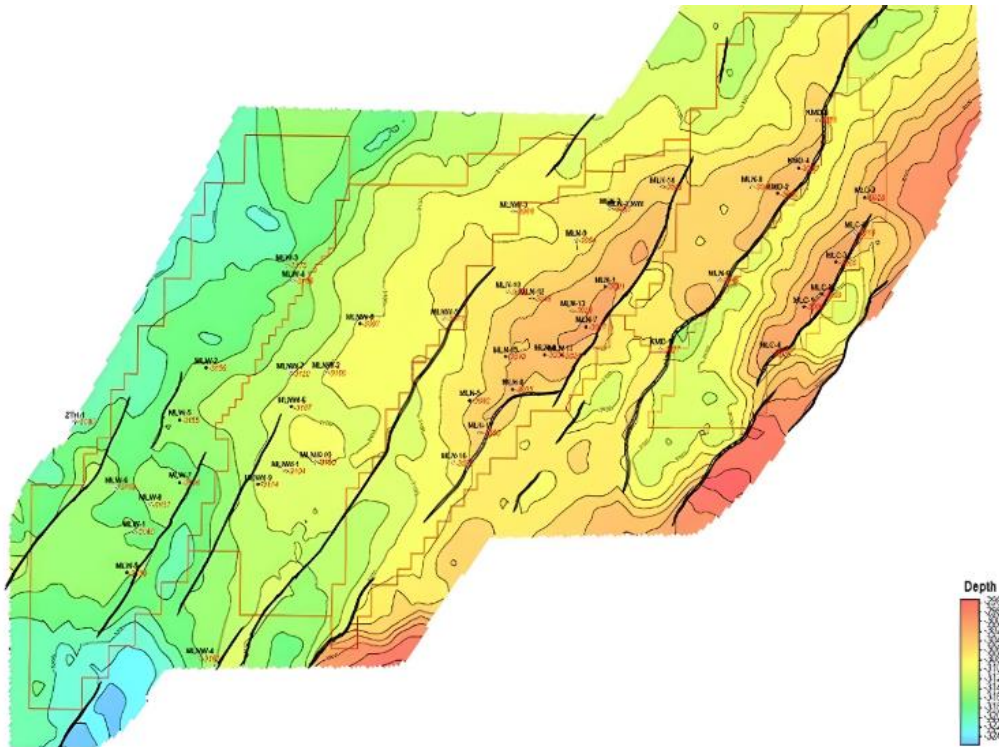


Figure I-6 TAG-I Carte au toit de la structure.

I.10. Réservoir KGB-TAGI

Le champ TAG-I du KGB a été découvert en 1997 par le puits M-3 qui a rencontré d'huile dans le sable TAGI "C" et a coulé 1204 bbl/d à l'essai

I.10.1. Historique du développement

KGB TAG-I a été découvert en 1997 par le puits MLN-3, qui a rencontré l'huile dans la sous-couche "C" Sand du réservoir TAG-I. Ce réservoir a été évalué par les puits : M-6 (puits producteur qui a été converti en puits injecteur de gaz), K-1 (bouché et abandonné en 2001) et K-2 un puits producteur (2002). La 2ème phase du forage de développement inclue le puits K-3 qui a été foré avec succès en 2006, le puits M-6 a été converti en un puits injecteur de gaz à la fin de l'année 2007 pour commencer le maintien total de pression. La 3ème phase inclue le puits K-4 en 2010 et la conversion du K-3 en un puits injecteur de gaz en 2011.

I.10.2. Brève description géologique

Le réservoir TAG-I du KGB est situé dans un bloc de failles incliné situé entre deux failles limitantes. Le bloc de failles incliné présente une fermeture par immersion au nord-est-sud-ouest

et une combinaison de fermeture par immersion et par faille au nord-ouest. Le réservoir se compose d'un large anticlinal avec un pendage sud-est et nord-ouest vers les failles limitrophes. La limite est contrôlée par une faille à angle élevé qui se déplace brusquement du sud-ouest au nord-est. Cette faille limitante est projetée vers l'est, juxtaposant les sables du réservoir TAG-I contenant d'huile aux schistes d'étanchéité plus jeunes de la formation carbonatée du Trias. Le champ, qui contient d'huile volatil, a une contacte huile-eau estimée à -3087m TVDSS

I.10.3. Caractéristiques du réservoir

Les analyses pétrophysiques calculent une épaisseur moyenne nette de 13 mètres avec une gamme de 7 à 19 mètres et la porosité totale moyenne du sable net est calculée à 12,3 %.

Le tableau suivant résume les paramètres pétrophysiques de l'intervalle du TAG-I :

Tableau I-1 Paramètres pétrophysiques de réservoir TAG-I

Puits	Épaisseur brute (m)	Épaisseur nette (m)	Porosité Moyenne (%)	Sw Moyenne (%)	Kair Moyenne (mD)	K_M Moyenne (mD)
1	67.06	20.57	10.3	92	29.7	29.7
2	69.42	32.61	13.6	45	509.8	509.8
3	69.65	47.09	14.3	67	802.6	802.6
4	69.19	31.09	11.9	55	82.6	82.6

I.11. Aperçu générale sur le modèle statique

I.11.1.1. Modélisation des Propriétés de la Roche Réservoir

La modélisation des propriétés de la roche réservoir est une étape essentielle dans la construction du modèle statique, car elle conditionne directement les simulations d'écoulement et les prévisions de production. Cette étape implique la distribution spatiale des lithofaciès, de la porosité, de la perméabilité et des saturations initiales dans le volume du réservoir.

I.11.1.2. Modélisation de la Lithofaciès

La modélisation des lithofaciès consiste à déterminer la distribution spatiale des différents types de roches sédimentaires (grès, shales) et des faciès dans le réservoir. Cette distribution est généralement contrôlée par le milieu de dépôt et les processus sédimentaires.

I.11.1.3. Sources de données

- **Diagraphies et analyses de carottes** : Permettent de caractériser les propriétés physiques et minéralogiques des roches.
- **Données sismiques et de surface** : Fournissent des informations stratigraphiques et structurelles.

I.11.1.4. Techniques de modélisation

- **Simulations gaussiennes tronquées** : Utilisées pour générer des réalisations équiprobables de la distribution des lithofaciès.

L'équation de la simulation gaussienne tronquée est :

$$Z(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Y(x_i) \quad \text{Équation I-1}$$

où $Z(x)$ est la variable simulée (lithofaciès), $Y(x_i)$ est une variable gaussienne, et λ_i sont les poids déterminés par le krigeage.

- **Simulations d'objets** : Appliquées pour modéliser les géométries complexes des faciès sédimentaires.

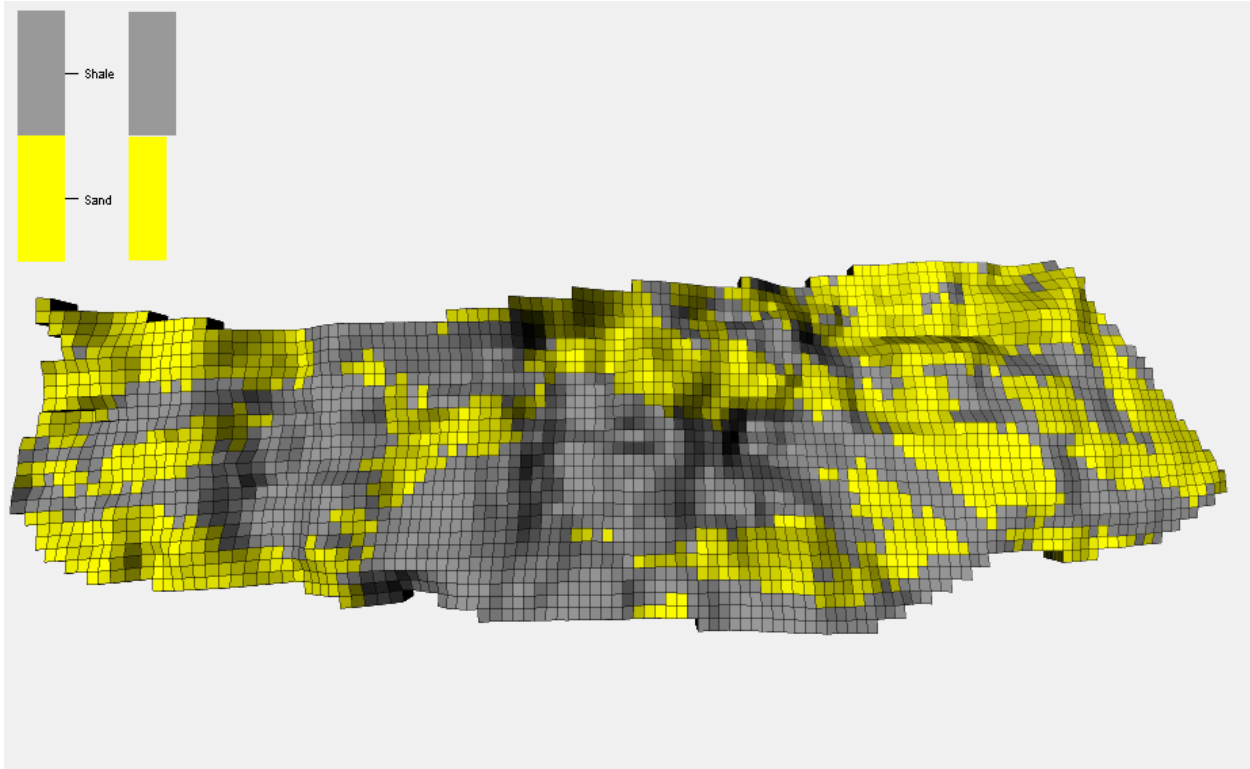


Figure I-7 Modèle des faciès au niveau de la phase réservoir TAGI

I.11.2. Modélisation de la Porosité

La porosité est une propriété clé qui contrôle la capacité de stockage du réservoir. Sa distribution spatiale est généralement liée aux lithofaciès et au milieu de dépôt.

I.11.2.1. Sources de données

- **Diagraphies de puits** : Incluent les diagraphies de densité, neutron, et sonique, qui fournissent des mesures directes de la porosité.
- **Analyses de carottes** : Fournissent des mesures précises et localisées de la porosité.

I.11.2.2. Techniques d'interpolation

- **Krigeage** : Méthode géostatistique couramment utilisée pour interpoler les données de porosité en tenant compte des tendances lithologiques.

L'équation du krigeage est :

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) \quad \text{Équation I-2}$$

où $\hat{Z}(x_0)$ est l'estimation de la porosité en x_0 , $Z(x_i)$ est la porosité mesurée en x_i , et λ_i sont les poids calculés en minimisant la variance de l'erreur d'estimation.

- **Simulations gaussiennes** : Permettent de modéliser la distribution spatiale de la porosité en respectant les contraintes géologiques

$$\phi(x) = \phi_{\text{mean}} + \sigma_{\phi} Y(x) \quad \text{Équation I-3}$$

Où $\phi(x)$ est la porosité, ϕ_{mean} est la moyenne de la porosité, σ_{ϕ} est l'écart type, et $Y(x)$ est une variable gaussienne normalisée.

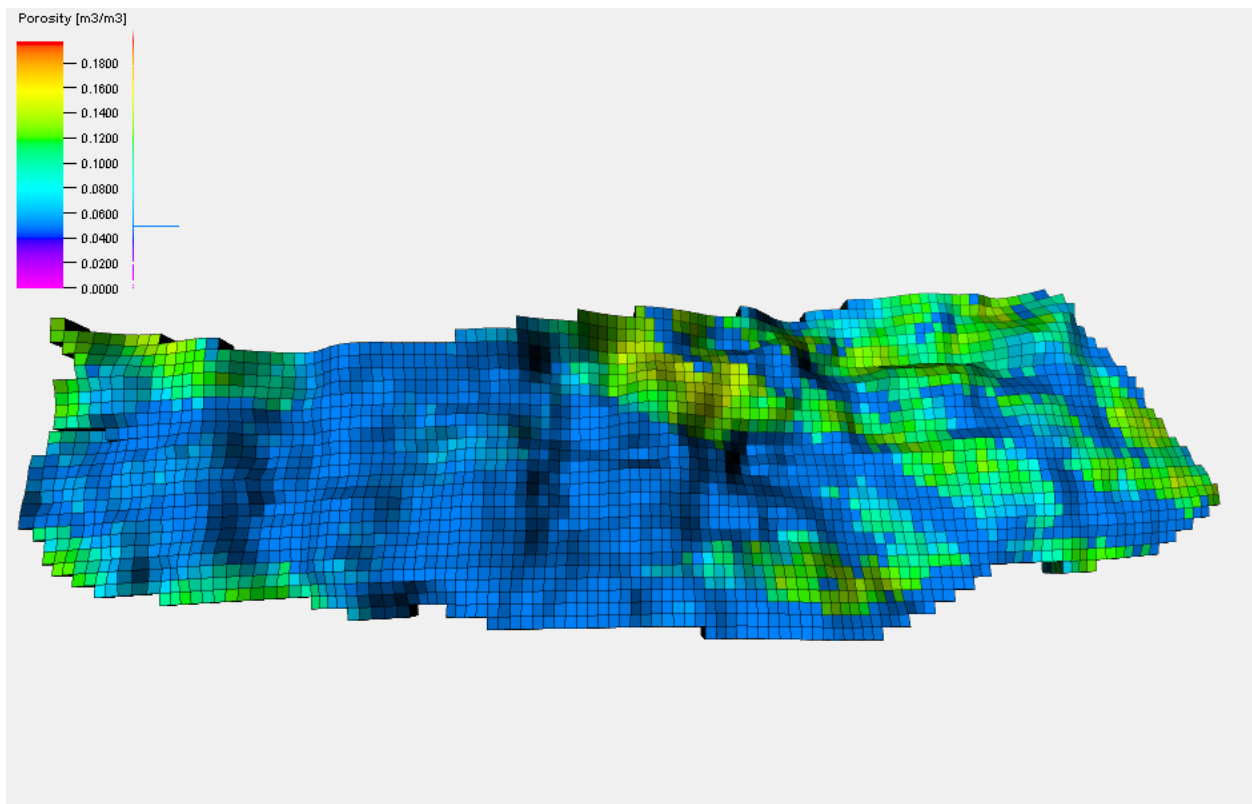


Figure I-8 Modèle de porosité au niveau de la phase réservoir TAGI

I.11.3. Modélisation de la Perméabilité

La perméabilité contrôle la capacité d'écoulement des fluides dans le réservoir. Sa distribution spatiale est plus complexe que celle de la porosité, car elle dépend non seulement de la lithologie et de la porosité, mais aussi de facteurs tels que la géométrie des pores, la tortuosité et la cimentation.

I.11.3.1. Sources de données

- **Analyses de carottes** : Fournissent des mesures directes de la perméabilité.
- **Tests de puits** : Comprennent les tests de formation et les tests d'injection, qui fournissent des mesures in situ de la perméabilité.

I.11.3.2. Techniques de modélisation

- **Corrélations empiriques** : Utilisées pour établir des relations entre la perméabilité et d'autres propriétés de la roche, comme la porosité.

$$k = a\phi^b \quad \text{Équation I-4}$$

Où k est la perméabilité, ϕ est la porosité, et a et b sont des constantes empiriques.

- **Modèles pétrophysiques** : Permettent de prédire la perméabilité à partir des données disponibles.

$$k = \frac{d^2}{8} \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad \text{Équation I-5}$$

Où d est le diamètre moyen des grains.

- **Techniques géostatistiques** : Appliquées pour interpoler les valeurs de perméabilité en respectant les tendances géologiques.

$$\hat{k}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i k(x_i) \quad \text{Équation I-6}$$

Où $\hat{k}(x_0)$ est l'estimation de la perméabilité en x_0 , $k(x_i)$ est la perméabilité mesurée en x_i , et λ_i sont les poids déterminés par le krigeage.

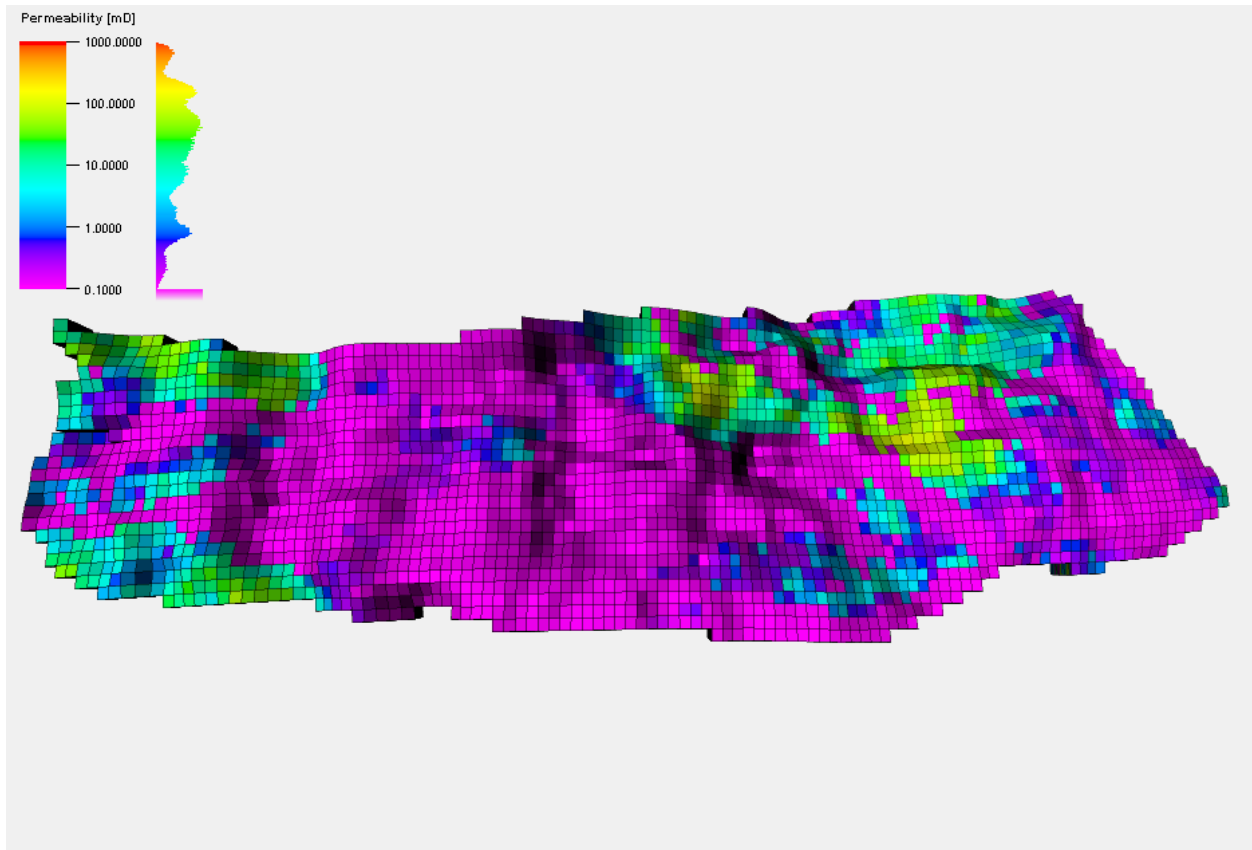


Figure I-9 Modèle de perméabilité au niveau de la phase réservoir TAGI

I.11.4. Modélisation de la Saturation

La modélisation des saturations initiales (eau, huile, gaz) dans le réservoir est essentielle pour établir les conditions initiales des simulations d'écoulement et pour estimer les volumes de fluides en place.

I.11.4.1. Sources de données

- **Diagraphies de puits** : Incluent les diagraphies de résistivité, rayons gamma, et neutrons, qui sont utilisées pour déterminer les saturations en fluides.
- **Analyses de carottes** : Fournissent des mesures directes des saturations en fluides.

I.11.4.2. Techniques de calcul

- **Modèles pétrophysiques** : Utilisés pour calculer les saturations à partir des réponses des différentes diagraphies.

$$S_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{R_t}{R_w}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Équation I-7}$$

Où S_w est la saturation en eau, R_t est la résistivité totale, R_w est la résistivité de l'eau de formation, et n est l'indice de saturation.

- **Techniques géostatistiques** : Appliquées pour interpoler les saturations dans le volume du réservoir en respectant les tendances lithologiques et stratigraphiques, ainsi que les contraintes capillaires et les contacts eau-huile ou gaz-huile identifiés.

$$\hat{S}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i S(x_i) \quad \text{Équation I-8}$$

Où $\hat{S}(x_0)$ est l'estimation de la saturation en x_0 , $S(x_i)$ est la saturation mesurée en x_i , et λ_i sont les poids déterminés par le krigeage.

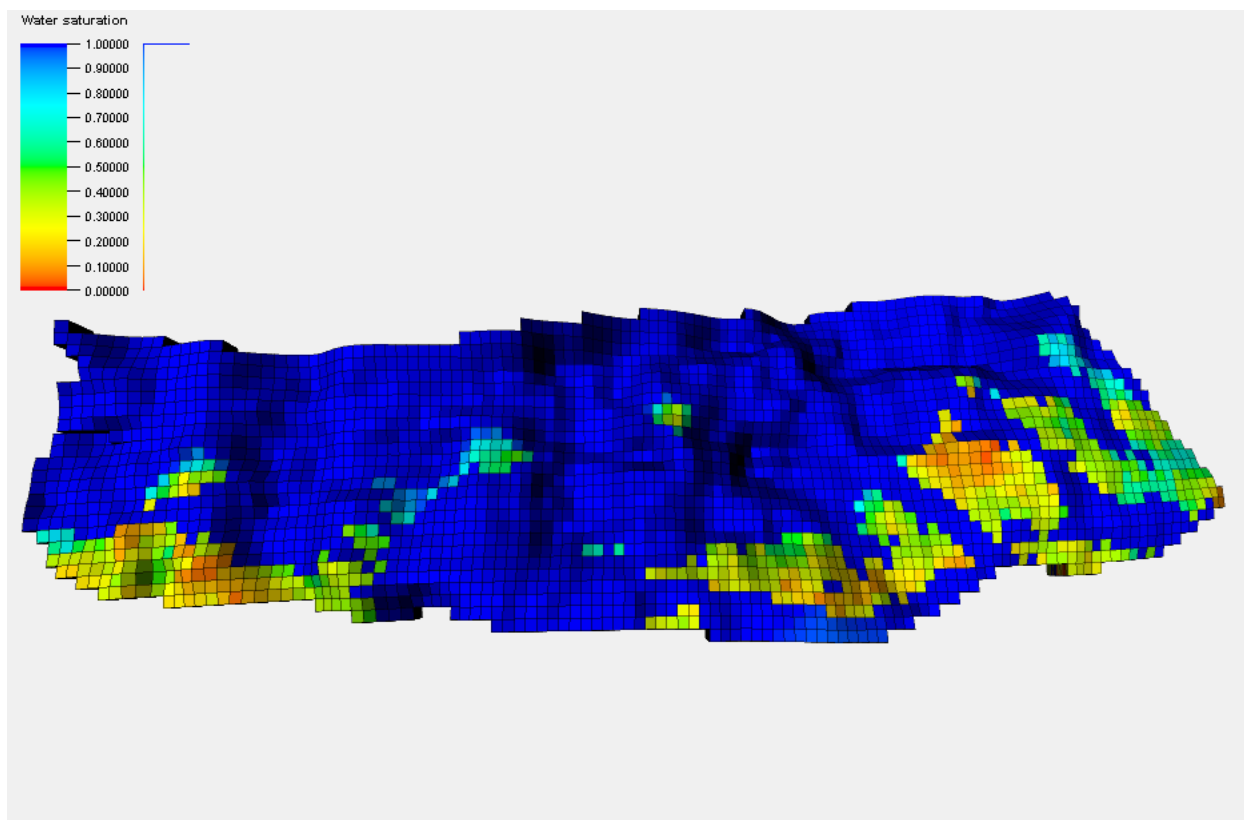


Figure I-10 Modèle de saturation en eau au niveau de la phase réservoir TAGI

I.11.5. Conclusion

La modélisation précise des propriétés de la roche réservoir est essentielle pour garantir la cohérence et la fiabilité du modèle statique. Ce modèle statique servira de base aux simulations dynamiques et aux études de performance de réservoir, permettant une gestion optimisée des ressources en hydrocarbures.

Chapitre.II. Etude du SCAL & PVT

II.1. Etude SCAL

II.1.1. Introduction à étude SCAL

L'étude SCAL (Special Core Analysis Laboratory) est une étape essentielle de la caractérisation des réservoirs pétroliers. Elle vise à fournir des informations détaillées sur les propriétés des roches et des fluides, qui sont indispensables pour une modélisation précise et fiable des réservoirs. Cette section présente les objectifs de l'étude SCAL et souligne l'importance des données obtenues pour la modélisation de ces derniers.

II.1.2. Objectifs de l'Étude SCAL

Les principaux objectifs de l'étude SCAL sont les suivants :

- **Caractérisation des Propriétés des Roches** : Déterminer des propriétés fondamentales telles que la porosité, la perméabilité, la mouillabilité et la capillarité des échantillons de carottes prélevés dans le réservoir.
- **Évaluation des Propriétés des Fluides** : Analyser les propriétés physiques et chimiques des fluides présents dans le réservoir, y compris la viscosité, la densité et la tension interfaciale.
- **Interactions Roche-Fluide** : Étudier les interactions entre les roches et les fluides pour comprendre leur impact sur les propriétés du réservoir, telles que la capacité de stockage et le comportement d'écoulement des fluides.
- **Modélisation et Simulation** : Utiliser les données obtenues pour améliorer les modèles de simulation de réservoir, permettant des prévisions de production plus précises.

II.1.3. Importance des Données SCAL dans la Modélisation de Réservoir

Les données SCAL jouent un rôle crucial dans la modélisation des réservoirs pour plusieurs raisons :

- **Précision des Modèles** : Les propriétés des roches et des fluides obtenues à partir des études SCAL sont utilisées pour calibrer les modèles numériques de réservoir, améliorant ainsi leur précision et leur fiabilité.

- **Prévisions de Production** : Une bonne compréhension des propriétés du réservoir permet de réaliser des prévisions de production plus précises, ce qui est essentiel pour la planification des opérations de production et de développement.
- **Gestion des Réservoirs** : Les données SCAL aident à identifier les meilleures stratégies de gestion du réservoir, telles que les méthodes d'injection et les techniques de récupération améliorée, optimisant ainsi la récupération des hydrocarbures.
- **Réduction des Incertitudes** : En fournissant des informations détaillées et spécifiques sur les échantillons de carottes, les études SCAL permettent de réduire les incertitudes associées à la modélisation des réservoirs, conduisant à des décisions plus éclairées et mieux informées.

II.1.4. Étude de la Perméabilité Relative

II.1.4.1. Introduction à la Perméabilité Relative

La perméabilité relative est une mesure essentielle des propriétés d'écoulement multiphasiques dans les réservoirs pétroliers. Elle décrit la capacité de chaque phase fluide (eau, huile, gaz) à se déplacer à travers une roche poreuse lorsqu'une autre phase est également présente. Les courbes de perméabilité relative sont fondamentales pour la modélisation des écoulements multiphasiques dans les simulations de réservoir.

II.1.4.2. Détermination Expérimentale de la Perméabilité Relative

La perméabilité relative est généralement déterminée à partir de tests de déplacement multiphasique réalisés en laboratoire sur des échantillons de carottes. Ces tests impliquent l'injection de différentes phases fluides dans l'échantillon et la mesure des taux d'écoulement et des pressions différentielles.

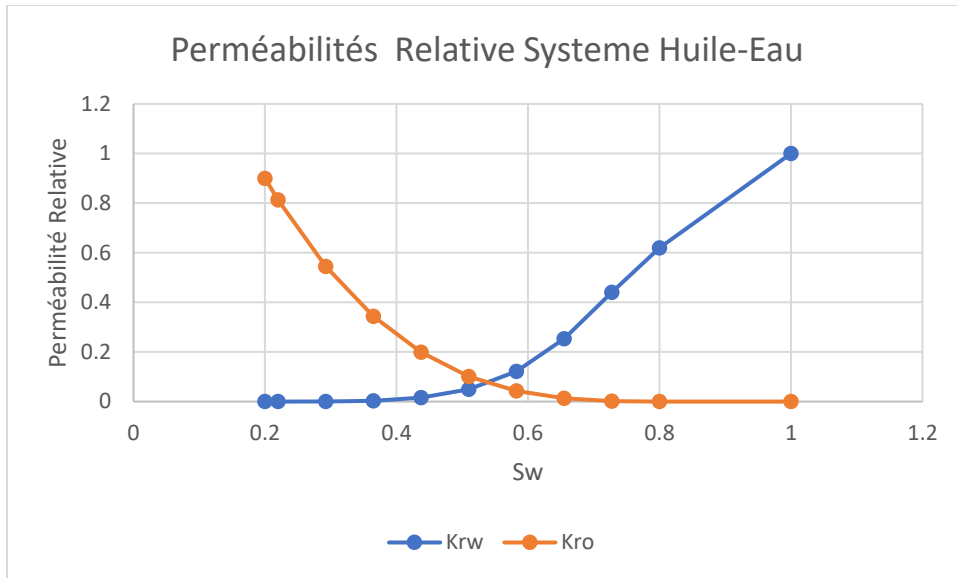


Figure II-1 Courbe de perméabilités relatives system huile/eau

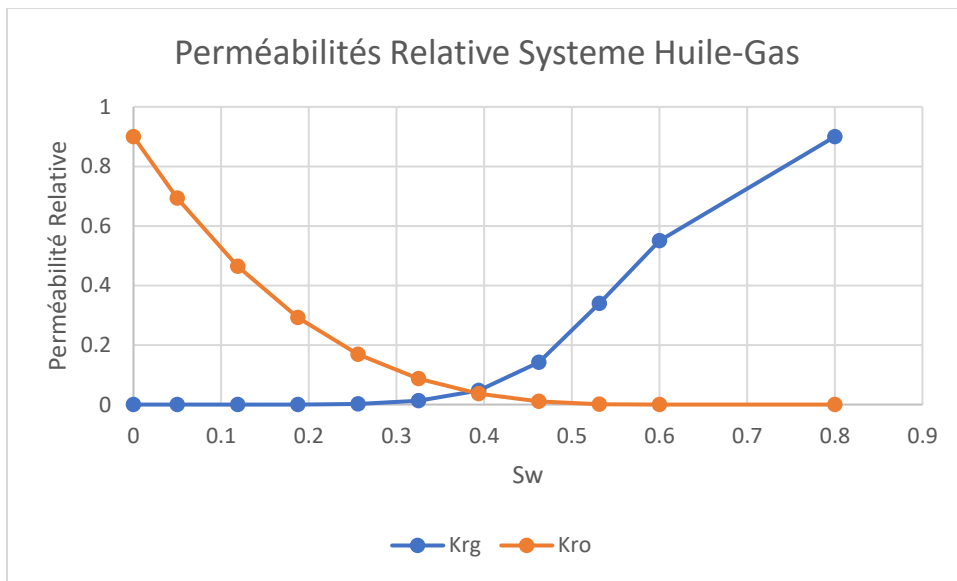


Figure II-2 Courbe de perméabilités relatives system huile/Gas

II.1.5. Étude de la Pression Capillaire

II.1.5.1. Introduction à la Pression Capillaire

La pression capillaire est une caractéristique clé des systèmes multiphasiques dans les réservoirs pétroliers. Elle représente la différence de pression entre deux phases immiscibles dans un milieu poreux, résultant de la tension superficielle et des forces capillaires à l'échelle des pores. La

pression capillaire influence fortement la distribution des fluides dans le réservoir et doit être soigneusement intégrée dans les modèles de simulation.

II.1.5.2. Mesure de la Pression Capillaire

La pression capillaire est déterminée expérimentalement par des techniques telles que la méthode de la centrifugeuse, les tests d'imbibition et de drainage, ou les tests de rétention par diaphragme semi-perméable. Les courbes de pression capillaire sont tracées en fonction de la saturation des fluides.

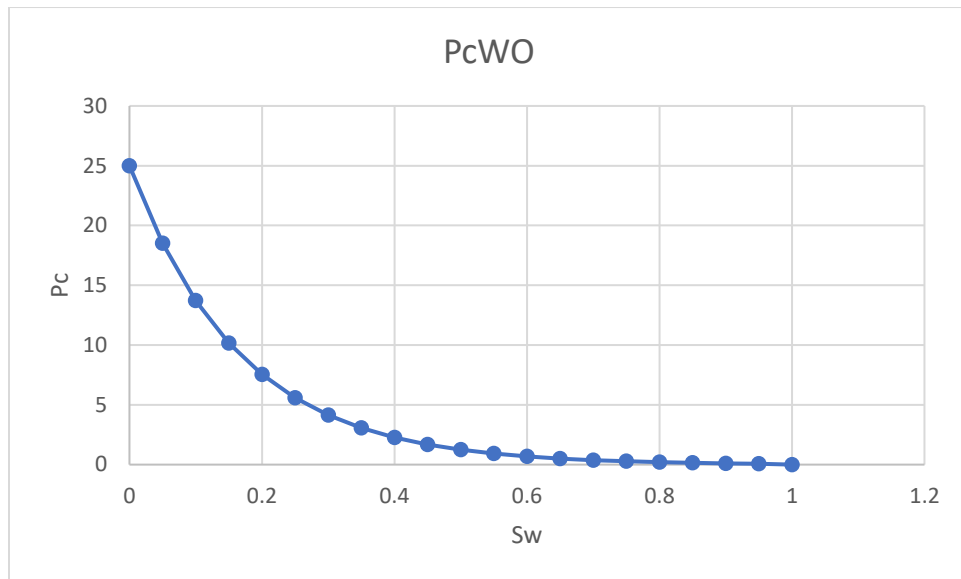


Figure II-3 Courbe de Pression Capillaire

II.2. Etude PVT

II.2.1. Introduction

L'étude PVT (Pression-Volume-Température) est essentielle lors de la découverte d'un champ d'hydrocarbures, car elle fournit des informations précises sur la nature des fluides produits, notamment leur composition et leurs propriétés thermodynamiques. Cette étude est réalisée en prélevant un échantillon représentatif du fluide de gisement et en l'analysant en laboratoire. Les données obtenues lors d'une étude PVT sont essentielles pour plusieurs aspects de la gestion des réservoirs, tels que :

- Le calcul des réserves.
- L'évaluation d'un modèle de bilan matière.

- La réalisation d'un modèle dynamique du réservoir.
- La sélection des équipements de production appropriés.
- La minimisation des pertes de production et la réduction des risques de formation d'hydrates et de dépôts de paraffine.

En comprenant les propriétés des fluides, les ingénieurs peuvent modéliser le comportement des fluides dans le réservoir et concevoir des stratégies de production efficaces pour maximiser la récupération des hydrocarbures. Ces informations sont également vitales pour optimiser les conditions de séparation en surface, assurer une gestion efficace du réservoir et garantir une production stable et rentable.

II.2.2. Source des données: Séparateur vs Échantillons de fond de puits

Lors de l'étude PVT, deux sources principales de données sont considérées : les échantillons de séparateur et les échantillons de fond de puits.

II.2.2.1.Échantillons de séparateur

Description : Les échantillons de séparateur sont prélevés après que les fluides du réservoir aient été produits et séparés en phases de pétrole, de gaz et éventuellement d'eau dans des installations de surface. Ces échantillons sont couramment utilisés car ils sont facilement accessibles et représentent les conditions de production en surface.

Avantages : Facilité de prélèvement et de manipulation. Utilisés couramment pour des analyses rapides et des ajustements de production.

Inconvénients : Les conditions de pression et de température diffèrent de celles du réservoir, ce qui peut altérer la composition des fluides et leurs propriétés. Les échantillons peuvent être affectés par les processus de séparation et de manipulation en surface, réduisant ainsi leur représentativité des conditions initiales du réservoir.

II.2.2.2. Échantillons de fond de puits

Description : Les échantillons de fond de puits sont prélevés directement dans le réservoir, à la profondeur où se trouvent les hydrocarbures. Ces échantillons capturent les fluides dans leurs conditions natives de pression et de température.

Avantages : Représentation précise des conditions réelles du réservoir. Les propriétés des fluides, telles que la composition et les caractéristiques thermodynamiques, sont conservées, ce qui permet des analyses plus exactes et fiables.

Inconvénients : Prélèvement plus complexe et coûteux. Nécessite des équipements spécialisés pour assurer que les échantillons sont prélevés et transportés sans altération.

II.2.2.3. Comparaison et justification du choix

Après une évaluation détaillée des deux sources, nous avons opté pour les échantillons de fond de puits. Cette décision repose sur plusieurs facteurs clés :

- Précision des données : Les échantillons de fond de puits offrent une représentation fidèle des conditions de pression et de température du réservoir, ce qui est crucial pour des analyses PVT précises.
- Fiabilité des résultats : En utilisant des échantillons qui n'ont pas été altérés par les processus de séparation et de manipulation en surface, nous obtenons des données plus fiables pour évaluer les propriétés des fluides du réservoir.
- Représentativité : Les échantillons de fond de puits minimisent les risques d'erreurs et de biais dans les mesures des propriétés des fluides, assurant ainsi une meilleure modélisation et gestion du réservoir.
- Nous avons choisi l'échantillon de fond car il est le plus récent, assurant ainsi une représentation précise des conditions actuelles du réservoir pour des analyses fiables.

En conclusion, bien que les échantillons de séparateur soient plus faciles à obtenir, nous avons choisi d'utiliser les échantillons de fond de puits pour garantir la précision et la fiabilité de notre étude PVT, ce qui est essentiel pour le développement optimal du champ d'hydrocarbures.

II.2.3. Les principaux tests du l'étude PVT

Les principaux tests effectués pour avoir le modèle PVT du fluide de réservoir sont les suivant :

- Expansion à composition constante (CCE)
- Libération différentielle (DL)
- Tests de séparateur (TS)

II.2.3.1. Expansion à composition constante (CCE)

Le test est effectué dans le but de déterminer :

- La pression de saturation
- Coefficients de compressibilité isotherme du fluide monophasé ($P > P_b$)
- Volume total d'hydrocarbures en fonction de la pression La procédure expérimentale, illustrée schématiquement par la Figure II-4 implique de placer un échantillon de fluide (huile dans ce cas) dans une cellule PVT à la température du réservoir (Figure 3.10, Section A). La pression est réduite par paliers à température constante en éliminant le mercure de la cellule et la variation du volume total d'hydrocarbures V_t est mesurée pour chaque changement de pression. La pression de saturation (pression de bulle dans ce cas) et le volume correspondant sont observés et enregistrés et utilisés comme volume de référence V_{sat} Figure 3.10, Section C. Le volume relatif et est exprimé mathématiquement par l'équation suivante :

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad \text{Équation II-1}$$

- V_{rel} : volume relatif
- V_t : volume total d'hydrocarbures
- V_{sat} : volume à la pression de saturation

La masse volumique de l'huile est déterminée à partir des mesures directes poids / volume effectuées sur l'échantillon dans la cellule PVT. La compressibilité de l'huile (pour $P > P_b$) peut être écrite en termes de volume relatif, par la relation :

$$C_o = -\frac{1}{V_{rel}} \frac{\partial V_{rel}}{\partial P} \quad \text{Équation II-2}$$

Les résultats de ce test (échantillon du puits M6) sont présentés dans le Tableau 3.6. Il convient de noter qu'aucun hydrocarbure n'est éliminé. Ainsi, la composition du mélange d'hydrocarbures dans la cellule reste fixée à la composition d'origine.

Tableau II-1 Résultats du test CCE

Pression (psia)		Volume Relative	Density (g cm ⁻³)	Y- function
7015		0.9374	0.6281	
6015		0.9517	0.6187	
5177	Reservoir pressure	0.9660	0.6095	
5015		0.9690	0.6076	
4115		0.9883	0.5958	
4015		0.9907	0.5943	
3915		0.9932	0.5928	
3815		0.9958	0.5913	
3715		0.9984	0.5897	
3656	Saturation pressure	1.0000	0.5888	

3651	1.0005	
3640	1.0015	
3629	1.0026	
3619	1.0036	
3609	1.0046	
3528	1.0130	
3354	1.0319	
3098	1.0691	2.607
2791	1.1253	2.474
2484	1.2013	2.344
2203	1.2963	2.226
1953	1.4108	2.123
1708	1.5636	2.024
1479	1.7616	1.933
1190	2.1381	1.821
929	2.7035	1.724
687	3.6417	1.637

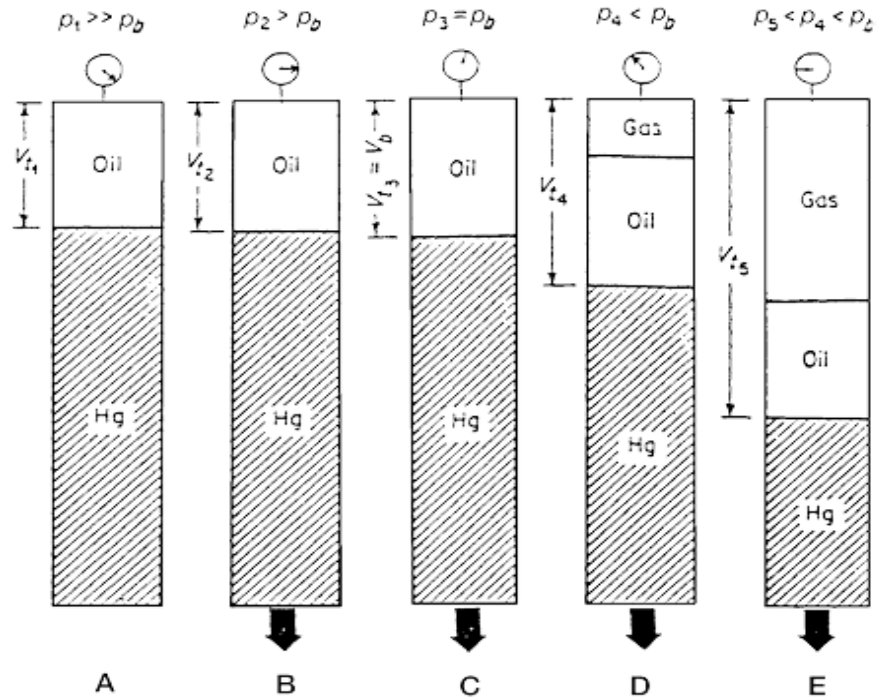


Figure II-4 Test d'Expansion à composition constante
(David Voorhis & Associates)

II.2.3.2. Libération différentielle (DL)

L'objectif de ce test est de déterminer les valeurs de B_o , R_s , la viscosité et la densité de l'huile, ainsi que les propriétés du gaz dégagé, y compris la composition du gaz libéré, le facteur de compressibilité du gaz et sa densité en fonction de la pression. Le test est effectué sur des échantillons d'huile de réservoir dans une cellule PVT à la pression de bulle et à la température du réservoir. Comme le montre schématiquement la Figure 3.11, la pression est réduite par paliers, généralement entre 10 et 15 niveaux de pression, jusqu'à la pression atmosphérique. Tout le gaz libéré est éliminé et son volume est mesuré dans des conditions standard. Le volume d'huile restant, V_L , est également mesuré à chaque niveau de pression. Il convient de noter que le pétrole restant subit des changements continus de composition lorsqu'il s'enrichit progressivement en composants plus lourds. Le volume de l'huile résiduelle (restante) est mesuré à 229°F et P_{atm} , V_{sc} . Les facteurs de volume de formation d'huile obtenus par la vaporisation différentielle B_o sont calculés par la relation suivante :

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \quad \text{Équation II-3}$$

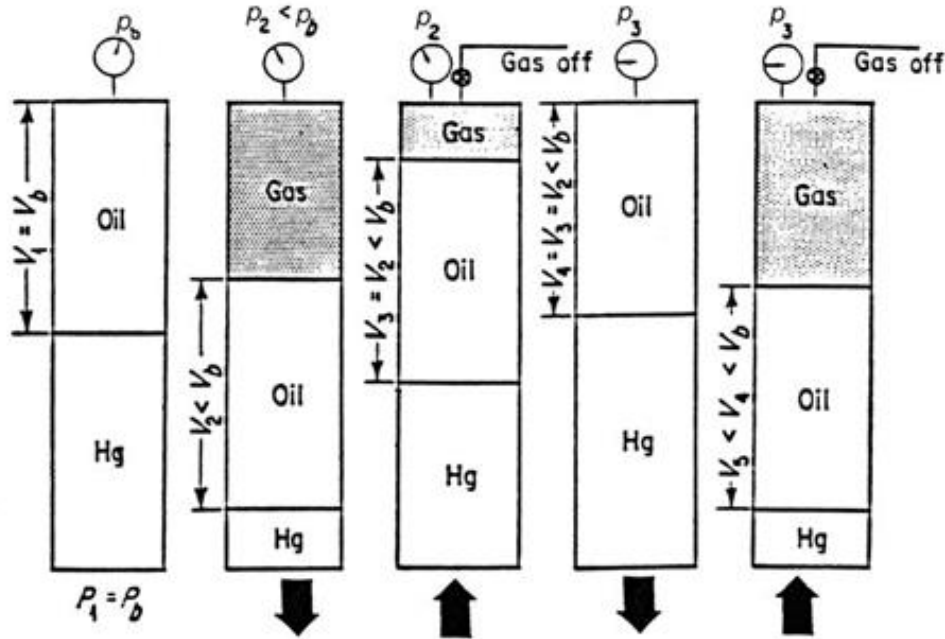


Figure II-5 Test de Libération différentielle (David Voorhis & Associates)

II.2.3.3. Test de séparateur (TS)

L'objectif principal des essais de séparation est de fournir les informations de laboratoire nécessaires pour déterminer les conditions optimales de séparation de surface, ce qui optimisera la production de pétrole dans les bacs de stockage. La procédure de laboratoire est répétée en variant, dans chaque test, la pression du séparateur à une température fixe. Il est généralement recommandé d'utiliser quatre de ces tests pour déterminer la pression optimale du séparateur, qui est généralement considérée comme la pression du séparateur entraînant un facteur de volume de formation d'huile minimal. À cette même pression, la gravité de l'huile du réservoir sera maximale et le gaz total dégagé, c'est-à-dire le gaz séparateur et le gaz du réservoir, sera au minimum. La séparation est d'autant mieux réussie que le gaz est moins libéré (malheureusement, nous n'avons pas eu ces données). En outre, les résultats du test, lorsqu'ils sont combinés de manière appropriée avec les données du test de libération différentielle, permettent d'obtenir les paramètres PVT (B_o ,

R_s et B_t) nécessaires aux calculs d'ingénierie pétrolière. Ces tests de séparation sont effectués uniquement sur l'huile d'origine au point de bulle.

Le test consiste à placer un échantillon de brut à sa pression de saturation et à la température du réservoir dans une cellule PVT. Le volume de l'échantillon mesuré est V_{sat} . L'échantillon d'hydrocarbures est ensuite passé au flash dans un système de séparation multi-étages, généralement un à trois étages. La pression et la température de ces étages sont définies pour représenter les installations de séparation de surface. Le gaz libéré de chaque étage est éliminé et sa densité et son volume dans les conditions standards sont mesurés. Le volume de l'huile restante dans la dernière étape (représentant l'état du stock tank) est mesuré et enregistré comme V_{ost} . Ces données mesurées expérimentalement peuvent ensuite être utilisées pour déterminer le facteur de volume de formation d'huile et la solubilité du gaz à la pression de bulle comme suit :

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{V_{ost}} \quad \text{Équation II-4}$$

$$R_{sfb} = \frac{V_{gsc}}{V_{ost}} \quad \text{Équation II-5}$$

- B_{ofb} , Facteur de volume de formation d'huile au point de bulle, mesuré par la libération flash.
- V_{gsc} , Volume total de gaz extrait des séparateurs.
- R_{sfb} , Rapport gaz en solution-huile au point de bulle mesuré par éclair la libération flash

II.2.3.4. Commentaire des résultats

Nous avons choisi les résultats du test CCE (Constant Composition Expansion) pour leur fiabilité. Cette fiabilité est principalement due à l'utilisation d'échantillons prélevés au fond du puits, qui représentent les conditions les plus proches de celles du réservoir. Les échantillons de fond de puits permettent d'obtenir des données précises et représentatives des propriétés du fluide en place, assurant ainsi une meilleure précision dans l'évaluation des paramètres PVT nécessaires aux calculs d'ingénierie pétrolière. En utilisant ces échantillons, nous minimisons les erreurs

potentielles liées à la dégradation ou aux modifications du fluide lors de son extraction et de sa manipulation en surface.

II.2.4. Les caractéristiques des fluides de formation TAGI dans KGB

Les caractéristiques principales des fluides, dans les conditions d'équilibre de pression et de température, ainsi que les résultats des expériences, sont définies de la manière suivante :

Huile :

- Température de réservoir : 108°C
- Pression initiale de réservoir : 357.95 Bar
- Pression de réservoir : 270.7 Bar
- Pression de saturation : 256.5 Psia
- GOR initiale : 1,561 SCF/STB
- Facteur volumique de formation initiale de gaz (B_{gi}) : 0.00074 m³/Sm³
- Densité : 1236 kg/m³

Tableau II-2 Composition du fluide de réservoir KGB

Composant	Mole %	Masse%	Composant	Mole %	Masse%
CO2	0.69	0.41615	C18	0.71	2.4422
N2	0.96	0.36854	C19	0.63	2.2706
C1	45.33	9.966	C20	0.53	1.9974
C2	10.2	4.2032	C21	0.47	1.8743
C3	5.48	3.3116	C22	0.41	1.7137
C4	4.1	3.2658	C23	0.37	1.6124
C5	3.11	3.0751	C24	0.33	1.4969
C6	4.03	4.6391	C25	0.3	1.4184
C7	3.33	4.3809	C26	0.25	1.2299
C8	3	4.399	C27	0.23	1.1788
C9	2.36	3.9133	C28	0.21	1.1166
C10	2.13	3.9114	C29	0.19	1.0467
C11	1.92	3.8679	C30	0.17	0.96916
C12	1.61	3.5522	C31	0.15	0.88392
C13	1.46	3.5014	C32	0.13	0.791
C14	1.2	3.1245	C33	0.12	0.75318
C15	1.09	3.0771	C34	0.11	0.71152
C16	0.9	2.7381	C35	0.11	0.73262
C17	0.78	2.5333	C36+	0.9	7.5157

II.2.5. Analyse et Modélisation des Fluides Pétroliers

II.2.5.1. Le modèle Black Oil

Le modèle Black Oil est couramment utilisé en simulation de réservoir pour représenter le comportement des fluides pétroliers. Il est appelé "Black Oil" en référence à la distinction simplifiée entre le pétrole noir (liquide), le gaz associé et l'eau.

Le modèle Black Oil repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices pour représenter le comportement des fluides dans le réservoir. Voici quelques caractéristiques clés du modèle Black Oil :

Les compositions du fluide :

- Le modèle considère trois composantes principales : l'huile, le gaz et l'eau.
- Chaque composante est traitée comme un fluide distinct avec ses propriétés spécifiques.

Comportement des fluides :

- Le modèle suppose que le pétrole et le gaz sont en équilibre thermodynamique et que leurs comportements peuvent être décrits par les lois des fluides compressibles.
- L'eau est généralement considérée comme incompressible.

Propriétés des fluides :

- Le modèle tient compte des propriétés physiques et thermodynamiques des fluides tels que la viscosité, la densité, l'enthalpie, la compressibilité, etc.
- Ces propriétés sont généralement caractérisées en fonction de la pression et de la température.

II.2.5.2. Le modèle compositionnel de fluide

Le modèle compositionnel de fluide est utilisé pour prédire le comportement des fluides dans un réservoir de pétrole ou de gaz. Dans ce modèle, les fluides du réservoir sont divisés en composants individuels, tels que le méthane, l'éthane, le propane, etc. Chaque composant est décrit par ses propriétés physiques et chimiques, telles que la densité, la viscosité, la solubilité et la masse moléculaire.

Ce modèle prend en compte les interactions entre les différents composants des fluides de réservoir, y compris le comportement de phase, la miscibilité et les tensions interfaciales. Cela le rend plus précis et détaillé que les modèles plus simples, tels que les modèles de fluides Black Oil ou Single Phase.

Le modèle compositionnel de fluide est particulièrement utile pour simuler des réservoirs ayant des compositions de fluides complexes, comme les réservoirs de condensat ou les réservoirs contenant de l'huile très volatile. Il est également essentiel pour prédire le comportement des fluides pendant les processus de récupération assistée du pétrole (EOR), tels que l'injection de gaz miscible, le balayage d'eau, ou le WAG (water alternating gas).

Cependant, ce modèle nécessite une grande quantité de temps de calcul pour résoudre les équations qui décrivent le comportement des fluides dans le réservoir. En conséquence, les simulations de réservoir basées sur ce modèle peuvent nécessiter des heures ou même des jours de temps de CPU pour être exécutées. [13]

II.2.5.3.Choix du modèle compositionnel

Dans notre système de réservoir, nous avons la coexistence de trois phases distinctes : huile, gaz et eau. Le modèle compositionnel est essentiel pour représenter avec précision le comportement des phases et les propriétés des fluides dans un tel système à trois phases, pour les raisons suivantes [14] :

1. Mélanges d'hydrocarbures multi-composants : Les phases huile et gaz de notre réservoir sont constituées de nombreux composants hydrocarbures, allant des gaz légers aux fractions lourdes. Le modèle compositionnel prend en compte les interactions et l'équilibre entre ces composants, ce qui est crucial pour la modélisation précise du comportement des phases.
2. Transitions de phase et miscibilité : Le modèle compositionnel peut gérer les transitions de phase et la miscibilité entre les phases huile et gaz, ce qui est particulièrement important dans notre système de réservoir. Il tient compte des transferts de masse et des changements de composition qui se produisent lors de ces transitions de phase, assurant une prédiction précise des propriétés des fluides et du comportement d'écoulement.

3. Interaction avec la phase aqueuse : La présence d'une phase aqueuse (eau) dans notre système de réservoir introduit des complexités supplémentaires dans le comportement des phases et les propriétés des fluides. Le modèle compositionnel peut prendre en compte le partitionnement des composants hydrosolubles entre les phases hydrocarbures et aqueuse, ainsi que les effets de l'eau sur les équilibres de phase et les propriétés des fluides.
4. Variations de pression et de température : Notre système de réservoir connaît probablement des variations importantes des conditions de pression et de température, qui peuvent avoir un impact significatif sur le comportement des phases et les propriétés des fluides. Le modèle compositionnel peut modéliser avec précision ces changements, contrairement aux modèles plus simples qui pourraient ne pas capter adéquatement le comportement complexe des phases.

En utilisant le modèle compositionnel, nous pouvons obtenir des prédictions fiables des compositions des phases, des densités, des viscosités et d'autres propriétés critiques des fluides dans notre système de réservoir à trois phases huile, gaz et eau. Cette représentation précise est essentielle pour une simulation fiable du réservoir, des prévisions de production, ainsi que pour le développement et la gestion optimaux du champ pétrolier.

II.2.6. L'équation d'état de Peng-Robinson

L'équation d'état de Peng-Robinson (PR EOS) est un modèle thermodynamique empirique développé par Ding-Yu Peng et Donald Robinson en 1976 [2]. Elle est dérivée de l'équation d'état de van der Waals et offre une meilleure représentation des propriétés des mélanges d'hydrocarbures, en particulier près du point critique.

II.2.6.1. Formulation mathématique de l'équation de Peng-Robinson

L'équation de Peng-Robinson exprime la relation entre la pression (P), le volume molaire (V), la température (T) et la composition du mélange. Sa forme mathématique est la suivante [3] :

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{[V(V + b) + b(V - b)]} \quad \text{Équation II-6}$$

Où :

R : la constante des gaz parfaits

a(T) et b : des paramètres dépendant de la température et de la composition du mélange

Les paramètres a(T) et b sont calculés à partir des propriétés critiques (température critique T_c et pression critique P_c) de chaque composant pur i du mélange :

$$a(T) = \sum \sum x_i x_j a_i a_j (1 - k_{ij}) \quad \text{Équation II-7}$$

$$b = \sum x_i b_i \quad \text{Équation II-8}$$

Avec :

$$a_i = 0.45724 \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \quad \text{Équation II-9}$$

$$b_i = 0.07780 \frac{R T_{ci}}{P_{ci}} \quad \text{Équation II-11}$$

k_{ij} est le paramètre d'interaction binaire ajusté pour mieux représenter les propriétés des mélanges non idéaux.

Le paramètre α dans l'équation de Peng-Robinson est une fonction de la température réduite (Tr = T/T_c) et du facteur acentrique ω qui caractérise la non-sphéricité des molécules [4] :

$$\alpha = [1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2)(1 - \sqrt{Tr})]^2 \quad \text{Équation II-12}$$

Cette relation a été proposée par Peng et Robinson pour améliorer les prédictions du comportement de phase de l'équation d'état.

II.2.7. La Méthode de Whitson pour le Regroupement des Composants

Le regroupement (ou "lumping") des composants est essentiel pour les calculs de simulation de réservoir. Les mélanges d'hydrocarbures complets contiennent souvent des centaines, voire des milliers de composants individuels, ce qui rend les calculs de comportement de phase extrêmement coûteux en termes de temps de calcul et de ressources informatiques. Le regroupement en pseudo-

composants permet de réduire considérablement la complexité des calculs tout en préservant une précision acceptable.

La méthode de Whitson est une technique clé dans l'industrie pétrolière pour simplifier les mélanges complexes d'hydrocarbures en pseudo-composants gérables, en particulier avec le logiciel PVTi. Cette méthode améliore l'efficacité computationnelle tout en préservant la précision des prévisions de comportement de phase. Elle offre plusieurs avantages par rapport à d'autres méthodes de regroupement, notamment sa capacité à préserver les propriétés clés du mélange d'origine, sa flexibilité dans le choix du nombre de groupes, et sa large adoption dans l'industrie pétrolière. [19] [20] [21].

II.2.7.1.Principes de Base

a. Estimation des Groupes MCN

La méthode de Whitson calcule le nombre de groupes de numéro de carbone moléculaire (MCN) nécessaires pour représenter efficacement la fraction plus (composants C7+). Cela est fait en utilisant un modèle de distribution semblable à une distribution log-normale pliée.

$$N_g = \ln[1 + 3.3 \log_{10}(N - n)] \quad \text{Équation II-13}$$

Par exemple, si $N = 20$ (nombre total de composants) et $n = 7$ (nombre de composants légers), alors :

$$N_g = \ln[1 + 3.3 \log_{10}(20 - 7)] = 3$$

Dans ce cas-là on a 3 groupes MCN.

b. Distribution des Poids Moléculaires

La méthode regroupe les composants de numéro de carbone unique (SCN) en fonction de leurs poids moléculaires, en veillant à ce que chaque SCN tombe dans les limites MCN spécifiées

$$M_l = M_n \left\{ \exp \left[\frac{1}{N_g} \ln \left(\frac{M_N}{M_n} \right) \right] \right\}_l \quad \text{Équation II-14}$$

II.2.7.2.Stratégie de Regroupement des Composants selon Whitson

Le nombre de schémas de regroupement possibles pour dériver un modèle EOSx à partir d'un modèle EOSxx détaillé peut être extrêmement élevé, comme indiqué par les équations II.13 et II.14. Afin de réduire cet espace de solutions, Whitson (1983) a proposé une approche systématique avec certaines contraintes sur le processus de regroupement [6] :

1. **Regroupement des composants non-hydrocarbures** : Les composants purs non-hydrocarbures (N₂, CO₂, H₂S) peuvent être regroupés avec des hydrocarbures légers spécifiques, par exemple N₂ avec C₁, CO₂ avec C₂, H₂S avec C₃, ou laissés séparés. Cette décision dépend de l'importance relative de ces composants dans le mélange.
2. **Groupes de Numéro de Carbone Moléculaire (MCN)** : Les hydrocarbures sont regroupés en groupes MCN contigus, c'est-à-dire que les composants ayant des nombres de carbone adjacents sont regroupés ensemble. Par exemple, C₇ à C₁₀ forment un groupe MCN : $C_7C_{10} = C_7 + C_8 + C_9 + C_{10}$.
3. **Ordre des Isomères** : Pour les isomères ayant le même nombre de carbone, un ordre contigu est établi en fonction du point d'ébullition normal (PBN), conformément aux pratiques des laboratoires PVT. Le regroupement est alors effectué sur ces composants contigus.
4. **Pas de Regroupement Partiel** : Le regroupement partiel d'un composant d'origine *i* en plusieurs pseudo-composants n'est pas autorisé. Chaque composant d'origine doit être entièrement inclus dans un seul pseudo-composant regroupé.
5. **Préservation des Comportements de Phase** : Le regroupement doit être réalisé de manière à préserver les comportements de phase importants, tels que les points critiques, les azéotropes, les cinétiques de réaction et la thermodynamique du système.
6. **Similarité des Propriétés Physiques** : Les composants présentant des similitudes en termes de poids moléculaire, point d'ébullition et propriétés critiques sont généralement regroupés ensemble.

En appliquant ces règles de regroupement proposées par Whitson, le nombre de schémas EOSx possibles est considérablement réduit, tout en assurant une représentation raisonnablement précise

du comportement du fluide. Le choix final du modèle EOSx optimal dépend de l'application spécifique visée et de l'évaluation quantitative de la précision du modèle regroupé par rapport au modèle détaillé d'origine.

Mise en Œuvre : Les utilisateurs peuvent spécifier le nombre de pseudo-composants et ajuster les facteurs Alpha et ETA de Whitson pour affiner le processus, garantissant une haute précision dans les prévisions de comportement de phase.

Bien que la méthode de Whitson soit largement utilisée et offre une bonne précision dans la plupart des cas, il convient de noter que pour certains mélanges spécifiques ou certaines conditions de réservoir, elle peut parfois entraîner une perte de précision. Il est donc important de valider les résultats obtenus et, si nécessaire, d'ajuster les paramètres ou d'envisager d'autres méthodes de regroupement pour garantir des prévisions fiables. Des études de cas et des articles de recherche ont été publiés pour évaluer et comparer les performances de la méthode de Whitson par rapport à d'autres techniques.

Compositions de fluide de réservoir et d'injection après le regroupement :

Tableau II-3 Composition du fluide de réservoir après lumping

Composants	Fraction Molaire %	Fraction Massique %	Gravité Spécifique
C1N2	48.642	11.873	0.53608
C2CO2	11.816	5.4984	0.56753
C3	6.2687	4.1525	0.59554
C4	4.3159	3.7678	0.62548
C5	2.8636	3.1034	0.65543
C6	2.3431	3.0332	0.69172
C7P	8.882	14.278	0.74503
C10P	7.9612	19.293	0.80026
C16P	4.8324	19.668	0.86032
C26P	1.4974	9.2128	0.90063
C36P	0.5783	6.1203	0.94822

Tableau II-4 Composition du fluide d'injection après le lumpig

Composant	Mole %	Composant	Mole %
C 1N2	74.8	C7-9	0
C2CO	14.9	C10P	0
C3	7.4	C16P	0
C4	2.02	C26P	0
C5	0.6	C36P	0
C6	0.2	Total	100

Le tableau suivant représente les paramètres de l'équation d'état du réservoir :

Tableau II-5 Paramètres de l'équation d'état Peng Robinson

Components	Crit Pres(psia)	Crit Temp (F)	Omega A	Omega B	Acentric Factor	Parachors	V Crit(ft³ /lb-mole)	Z Crit
C1N2	661.92	-120.09	0.45724	0.077796	0.01356	76.21	1.5672	0.37987
C2CO	741.86	89.85	0.45724	0.077796	0.10661	106.04	2.3159	0.28814
C3	615.76	205.97	0.45724	0.077796	0.1524	151.9	3.2037	0.28029
C4	545.88	298.41	0.45724	0.077796	0.1956	189.29	4.1328	0.27611
C5	489.94	379.24	0.45724	0.077796	0.2413	230.48	4.9657	0.26567
C6	430.59	453.65	0.45724	0.077796	0.299	271	5.6225	0.26037
C7-9	380.92	508.95	0.45724	0.077796	0.31718	311.84	6.9062	0.26319
C10+	265.71	657.54	0.45724	0.077796	0.45492	445.32	10.235	0.22347
C16+	200.56	830.33	0.45724	0.077796	0.67603	705.64	15.542	0.24605
C26+	200.14	920.33	0.45724	0.077796	0.92478	1026.5	21.689	0.35632
C36+	205.63	1037.3	0.45724	0.077796	1.984	1532.1	54.355	0.54231

II.2.8. Résultats du Matching du Modèle de Fluide

Après avoir appliqué la méthode de Whitson pour le regroupement des composants, le modèle de fluide pseudoisé a été utilisé pour réaliser un Matching des données PVT expérimentales à l'aide du logiciel PVTi. Les principaux paramètres d'ajustement étaient la densité du liquide et le volume relatif.

II.2.8.1. Matching de la Densité du Liquide

Le Matching de la densité du liquide est essentiel, car cette propriété influence directement les calculs de saturation et de volumes de phase dans le réservoir. La Figure II.7 présente la

comparaison entre les données de densité expérimentales et les valeurs calculées par le modèle de fluide ajusté.

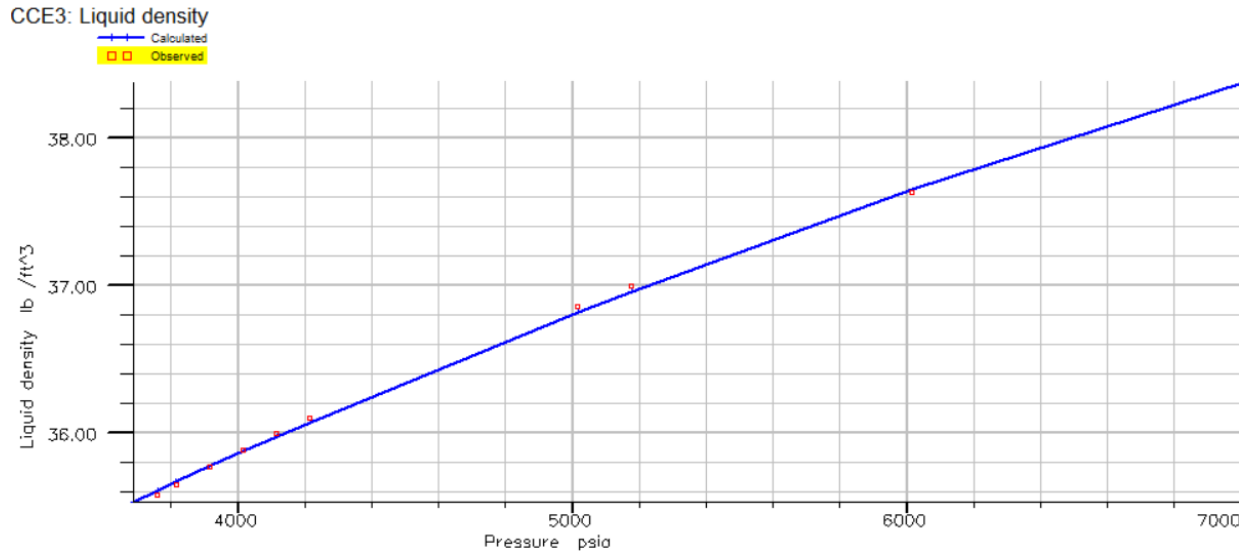


Figure II-6 CCE1 densité de liquide calculé vs observée

Comme on peut le constater, le modèle ajusté reproduit avec précision les données de densité sur toute la gamme de pression et de température couverte par les tests de laboratoire. L'écart maximal observé est de 3.7%, ce qui est considéré comme acceptable pour les applications de simulation de réservoir.

II.2.8.2. Matching du Volume Relatif

Le volume relatif, ou facteur de formation de volume, est une propriété clé dans les calculs de volumes de fluide dans le réservoir. La Figure II.8 compare les valeurs expérimentales et calculées du volume relatif en fonction de la pression.

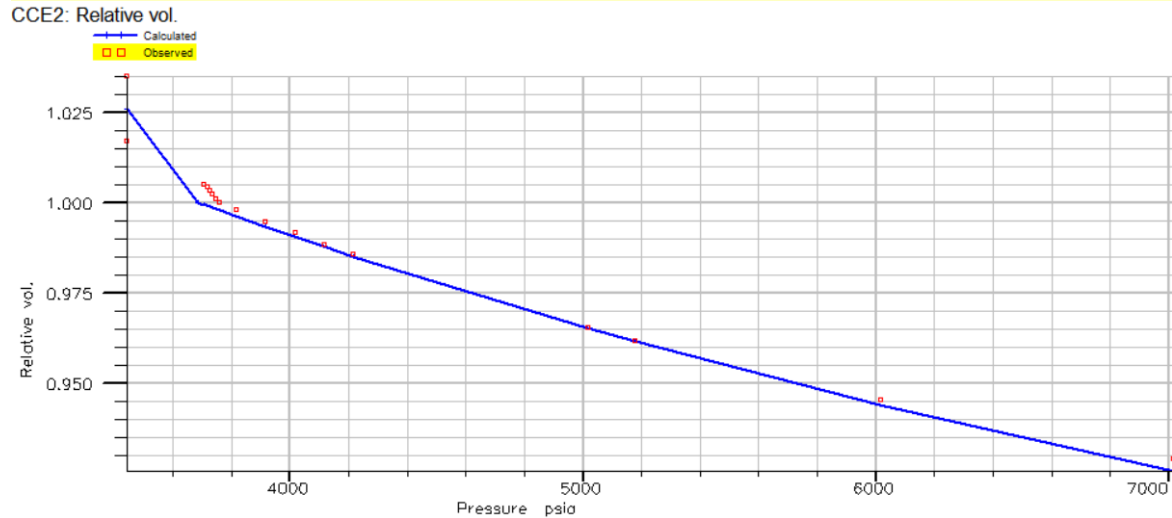


Figure II-7 CCE2 Volume Relative calculé vs observée

On constate que le modèle ajusté capture fidèlement le comportement du volume relatif, avec un excellent accord sur toute la plage de pression étudiée. L'écart maximal observé est de 0.41%, ce qui est considéré comme acceptable pour les applications de simulation de réservoir.

Cela est essentiel pour garantir des prévisions précises des volumes de fluide produits et des saturations dans le réservoir.

Le Matching satisfaisant de la densité du liquide et du volume relatif, combiné à un ajustement adéquat des autres propriétés PVT, valide l'utilisation du modèle de fluide regroupé selon la méthode de Whitson pour les simulations de réservoir.

II.2.8.3. Matching de pression de saturation

Les résultats de l'étude comparative entre les valeurs observées et calculées de la pression de saturation sont très satisfaisants. En effet, la pression de saturation observée était de 3759 psi, tandis que la valeur calculée s'élevait à 3773 psi. L'écart entre ces deux valeurs n'est que de 14 psi, ce qui représente une erreur relative inférieure à 0,4%. Cette erreur minimale, largement inférieure du seuil acceptable de 5%, démontre la grande précision du modèle de calcul utilisé pour prédire la pression de saturation.

II.2.9. Conclusion

L'étude SCAL et l'analyse PVT sont des étapes essentielles dans la caractérisation des réservoirs pétroliers, fournissant des informations détaillées sur les propriétés des roches et des fluides,

indispensables pour une modélisation précise et fiable. L'étude SCAL permet de déterminer la porosité, la perméabilité, la mouillabilité et la capillarité des roches, ainsi que d'analyser les interactions roche-fluide, améliorant ainsi les modèles de simulation de réservoir. L'analyse PVT, en prélevant des échantillons de fond de puits, offre une représentation fidèle des conditions réelles du réservoir, essentielle pour estimer les réserves, évaluer les modèles de bilan matière, et optimiser les stratégies de production. Les modèles Black Oil et compositionnel, ainsi que l'équation d'état de Peng-Robinson et la méthode de Whitson pour le regroupement des composants, sont utilisés pour simuler le comportement des fluides, garantissant des prévisions précises et fiables. Les résultats obtenus montrent une bonne concordance entre les données expérimentales et les valeurs calculées, validant l'utilisation des modèles ajustés pour les simulations de réservoir.

Chapitre.III. Construction du modèle dynamique et History Matching

III.1. Introduction

Le modèle dynamique de réservoir est un outil numérique de simulation utilisé pour représenter les caractéristiques et le comportement d'un réservoir d'hydrocarbures (huile ou gaz naturel). Les MDR permettent de prédire la production future, d'évaluer les stratégies d'exploitation et de production, et d'optimiser la performance des réservoirs. La construction d'un MDR repose sur quatre types de données principales :

- La modélisation géologique du réservoir.
- Les données de propriétés (PVT) et (SCAL).
- Les données initiales du réservoir (pression, contacts fluides, température).
- Les données relatives aux puits.

Cette introduction résume l'objectif des modèles dynamiques de réservoir et les différentes catégories de données requises pour leur élaboration.

III.2. Dimensionnement du maillage de réservoir

Le maillage et la discrétisation du réservoir constituent une étape fondamentale dans l'élaboration d'un modèle de simulation dynamique, car ils définissent la résolution spatiale et le niveau de détail avec lequel les hétérogénéités du réservoir sont représentées. Les choix effectués à cette étape influencent directement la précision des résultats de simulation et les temps de calcul associés.

Le réservoir étudié présente des dimensions de 68 mètres x 98 mètres x 60 mètres. Pour discrétiser cette géométrie, un maillage structuré composé de 399,840 cellules hexaédriques a été construit, dont 33,813 cellules actives représentant le volume poreux du réservoir. Une épaisseur de cellule constante de 1 mètre a été adoptée, identique à la résolution verticale du modèle géologique, afin d'éliminer tout biais lié à une discrétisation différente des propriétés du réservoir et de ses hétérogénéités.

III.3. Structure de réservoir et emplacement des puits existants (puits pour le cas de base)

Ce réservoir en phase de maturité avancée a initialement été produit par drainage primaire via les mécanismes de dissolution de gaz (gas solution drive) et de drive aquifère (water drive).

Cependant, avec la déplétion progressive, des méthodes de récupération assistée ont dû être mises en œuvre pour maintenir les performances du gisement.

Sur les 8 puits initialement forés en production primaire, seul K-2 demeure actuellement en production. Les puits K-3GI et M-6GI ont été convertis respectivement en injecteurs en 2011 et 2007 suite à un déclin naturel de productivité lié à l'endommagement des zones drainantes.

Le puits M-3 a également été reconverti récemment en injecteur car il nécessite désormais un système de soutirage artificiel.

Face au problème de percée de gaz sur K-4 et K-5, entraînant des rapports gaz/huile trop élevés, ces puits ont été temporairement fermés. Des études évaluent les options de repositionnement des intervalles perforés ou de conversion en injecteurs. La principale raison de fermeture du puits K4 est un outil coincé et laissé dans le puits.

Pour pallier la déplétion du réservoir, un projet d'injection de gaz a été mis en place via les puits convertis. Cette injection a pour objectif de maintenir la pression du réservoir au-dessus de la pression de saturation, afin d'éviter la libération de gaz. Cela permet de prévenir l'augmentation du rapport gaz/huile et de limiter la diminution de la production d'huile.

Malgré ces défis opérationnels, le réservoir a produit 13,39 millions de stb via K-2, avec un facteur de récupération de 29,24%. Cependant, la pression moyenne actuelle de 270 bars reste proche de la pression de saturation de 252 bars. La poursuite d'un programme intensif d'injection par les puits convertis, conjuguée à une gestion optimisée du puits producteur restant, est essentielle pour maximiser la récupération finale.

En résumé, le champ dispose de trois puits producteurs, K-2, qui est en activité, ainsi que K-4 et K-5, fermés en raison d'un GOR élevé et de quatre puits injecteurs de gaz : K-3, K-6, K-7 et M-6.

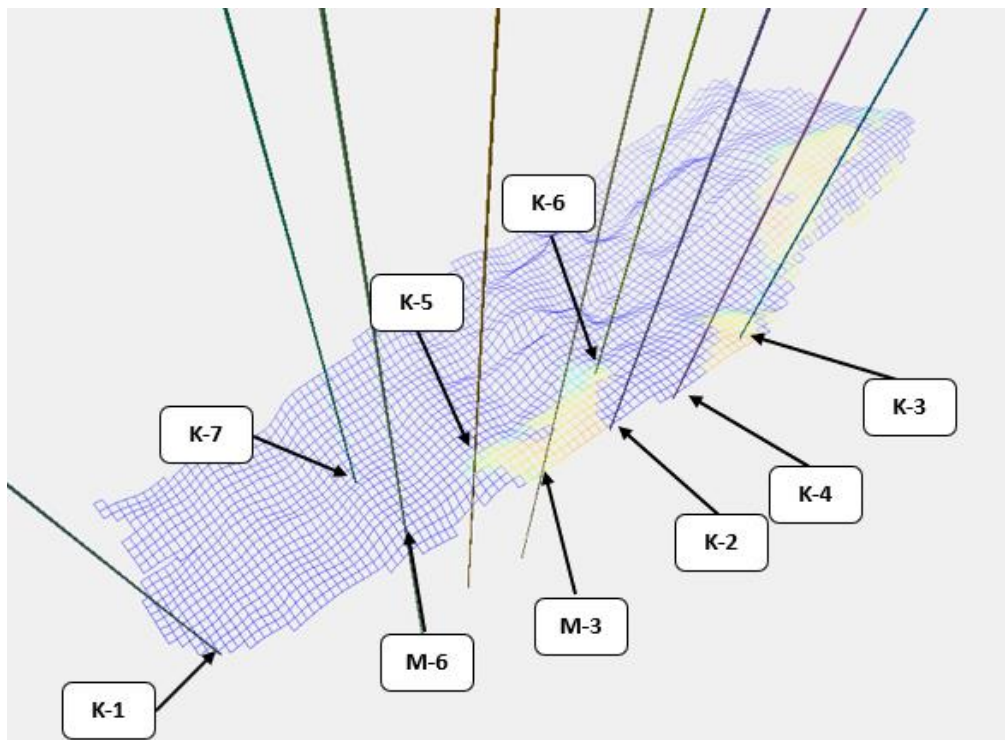


Figure III-1 Emplacement des puits dans le champ KGB

III.3.1. Les puits producteurs

Puits K-2

K-2, mis en production en décembre 2003, est actuellement le seul puits producteur du réservoir KGB-TAGI. Ce puits s'est révélé être le meilleur puits de production de pétrole (OP) dans le champ KGB-TAGI. Cependant, la production K-2 a été fortement influencée par les opérations de K-3GI, en particulier avec une réduction notable du rapport gaz-pétrole (GOR) en 2022, date à laquelle l'injection de gaz a repris dans K-3GI.

La pression au fond du trou (BHP) pour le puits K-2 est acceptable mais pourrait être améliorée. La fréquence de surveillance de la pression (SBHP) est adéquate pour le suivi de la pression du puits. K-2 montre un potentiel prometteur, mais nécessite une gestion attentive, notamment en ce qui concerne l'injection de gaz pour maintenir la pression et maximiser la production d'huile.

Puits K-4

K-4, puits producteur, est actuellement fermé en raison d'un incident (outil coincé et laissé dans le puits).

Puits K-5

K-5, également un puits producteur, a été fermé en raison d'un rapport gaz-pétrole (GOR) trop élevé. Ce problème de GOR élevé a entraîné une baisse de l'efficacité de la production, rendant nécessaire la fermeture du puits pour éviter des complications supplémentaires.

III.4. Calcul de volume en place

La quantification des volumes d'hydrocarbures initialement en place dans un réservoir constitue une étape préliminaire essentielle. Elle fournit une référence clé pour les estimations ultérieures de facteurs de récupération et de réserves récupérables. La méthode volumétrique demeure l'approche standard pour cette évaluation.

Cette méthode repose sur l'équation fondamentale reliant le volume poreux, la porosité, la saturation et le facteur volume de formation :

$$STOOIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_o} \quad \text{Équation III-1}$$

Où A représente l'aire drainée, h l'épaisseur nette, Φ la porosité moyenne, S_w la saturation en eau irréductible et B_o le facteur volume de formation de l'huile.

III.5. Initialisation du modèle dynamique

L'initialisation du modèle est une étape fondamentale dans la simulation de réservoirs. Elle permet d'appliquer l'ensemble des données disponibles telles que les propriétés PVT (pression volume-température), les fonctions de saturation, la structure et les propriétés du maillage, etc. dans le but de calculer les conditions initiales des pressions et saturations de phase dans le réservoir

Plus précisément, lors de l'initialisation du modèle, il est nécessaire d'importer les données acquises lors du prétraitement, notamment les données SCAL et PVT. Ces données sont nécessaires pour déterminer les propriétés des fluides tels que leur densité, leur viscosité, etc.

Ensuite, il est souvent nécessaire d'ajuster et de compléter les données du modèle statique. Cette étape permet de s'assurer que toutes les données nécessaires pour le modèle sont disponibles et qu'elles sont cohérentes avec les données acquises lors du prétraitement.

Enfin, la création des données manquantes est une étape importante pour s'assurer que toutes les informations nécessaires sont présentes pour effectuer une simulation précise. Cette étape peut inclure la création de nouvelles données à partir des données existantes ou l'utilisation de techniques de modélisation pour estimer les données manquantes. [17]

III.5.1. Modèle de fluide de formation

L'importation des données PVT est essentielle pour déterminer les propriétés des fluides nécessaires à la simulation des réservoirs. Ces propriétés incluent la densité, la viscosité et la compressibilité. Ces informations sont indispensables pour modéliser le comportement des fluides dans le réservoir et réaliser des simulations précises. Toutes ces données sont stockées dans un fichier « .PVO ». [20]

Ce fichier contient le modèle de fluide compositionnel prédéfini. Pour cela, nous importons les mots-clés ECLIPSE générés par le module PVTi. Ces mots-clés sont inclus dans un fichier « .PVO » créé dans le chapitre précédent (CHAPITRE Étude PVT), qui contient les données PVT de chaque phase (huile, gaz, eau) et l'équation d'état du mélange d'hydrocarbures. Pour ajuster et compléter les données du modèle de fluide, il est nécessaire d'ajouter les conditions initiales de pression, température, profondeur de référence et contact OWC pour chaque cas, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau III-1 Les conditions initiales

	Unit	Oil Region	Aquifer Region
Type d'Initialization		Oil	Oil
Pression	bar	357.95	357.95
Datum Depth	m	-3087	-3087
GOC	m	N/A	N/A
Oil-gas Pc	bar	0	0
WOC	m	-3087	-1000
Pc a water contact	bar	0	0
Temperature	degC	108	108

III.5.2. Fonctions de saturation

Pour compléter le modèle, des champs analogiques ont été utilisés pour intégrer les courbes de perméabilité relative et les fonctions de saturation. Les tests effectués sur le puits de découverte M-6 ont servi à calibrer la perméabilité dans le modèle, garantissant ainsi une simulation précise du comportement du réservoir. La perméabilité, qui mesure la capacité du réservoir à permettre le passage des fluides, est essentielle pour ajuster le modèle aux conditions réelles du réservoir.

Pour évaluer les incertitudes, une gamme complète de sensibilités a été appliquée lors du History Matching afin de corriger les courbes de saturation. Ces courbes seront converties en mots-clés ECLIPSE.

III.5.3. La pression capillaire

Les données SCAL dérivées du cœur des pressions capillaires et de la perméabilité relative étaient disponibles pour les Sands TAG-I, comprennent des unités de sable individuelles (TAG-I A-sand, TAG-I B-sand, TAG-I C-sand). La plupart des échantillons ont été obtenus à partir de carottes conservées. La modélisation de la pression capillaire des sand TAG-I a été représentée par une seule courbe de fonction J, les modèles de hauteur de saturation sont développés en utilisant des unités de débit hydrauliques et basés sur les fonctions J de Leverett pour les sables TAG-I dans un simulateur de réservoir. La pression capillaire a été convertie en fonctions J. Les fonctions J pour chaque réservoir ont été modélisées en utilisant la méthode de Skelt-Harrison. Des indicateurs de

zone d'écoulement (FZI) ont été utilisés pour définir les fonctions J basées sur des unités hydrauliques pour chacun des réservoirs en utilisant des données de pression capillaire. Les expériences capillaires ont inclus des données capillaires de centrifugeuse, de plaque poreuse et de Hg-air. La méthode de détermination des FZIs est basée sur l'indice de qualité du réservoir (RQI) et le volume poreux au volume de grain (Phiz), comme le montrent les équations suivantes. Les échantillons ont été tracés et les FZIs pour chaque réservoir ont été déterminés par des données qui étaient sur une ligne de pente unitaire commune de RQI versus Phiz. Le FZI est défini par l'intersection de la ligne de pente unitaire à Phiz=1.

$$RQI = 0.0314 * \left(\frac{K}{\varphi e}\right)^{1/2} \quad \text{Équation III-2}$$

$$Phiz = \frac{\varphi e}{(1 - \varphi e)} \quad \text{Équation III-3}$$

$$FZI = \frac{RQI}{Phiz} \quad \text{Équation III-4}$$

$$J = B \left[-\ln\left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wir}}\right) \right] \quad \text{Équation III-5}$$

III.5.4. Modèle de compaction de la roche

La compaction de la roche se produit lorsque les couches de sédiments sont comprimées sous leur propre poids, entraînant une réduction de la porosité et de la perméabilité de la roche. Ce phénomène peut également être utilisé pour évaluer les risques de tassement de la roche, susceptibles de provoquer des fractures et des fuites dans le réservoir.

Pour développer un modèle de compaction de la roche, des données géologiques et géophysiques sont nécessaires pour estimer la densité, la porosité et la perméabilité de la roche dans le réservoir. Des modèles mathématiques sont ensuite employés pour simuler l'évolution de ces propriétés au fil du temps.

La corrélation de Newman est fréquemment utilisée pour estimer la perméabilité absolue d'un réservoir à partir de données de porosité et de saturation en eau. Cette corrélation repose sur l'hypothèse que la perméabilité absolue du réservoir est principalement déterminée par la taille des

pores dans la roche. La corrélation de Newman s'exprime mathématiquement de la manière suivante :

$$K = C * Phi^n * (1 - Sw)^{(m)} \quad \text{Équation III-6}$$

Les valeurs de C, n et m varient en fonction des propriétés de la roche et des conditions du réservoir, et doivent être déterminées à partir de données de puits et de tests de laboratoire. Dans ce contexte, nous utilisons les valeurs suivantes :

- C = 0.14
- n = 2.0
- m = 1.0

La perméabilité absolue ainsi estimée est ensuite intégrée dans le modèle de compaction de la roche pour déterminer comment la structure de la roche évolue au fil du temps en réponse à des forces de compression, de dilatation et de cisaillement. Les résultats de ce modèle permettent de prédire la porosité, la perméabilité et d'autres propriétés de la roche à différents moments dans le temps.

Dans notre cas, la corrélation de Newman a été utilisée en l'absence de données suffisantes pour une estimation plus précise (manque de tests sur les carottes en laboratoire), avec les paramètres suivants :

- Pression minimale : 100 Bar.
- Pression maximale : 357.95 Bar.
- Pression de référence : 270.2 Bar.
- La porosité moyenne : 0.125
- Type de roche : Grès consolidé.

III.5.5. Les perméabilités I, J et K

Dans le modèle statique, une seule valeur de perméabilité est attribuée à chaque cellule, ce qui peut entraîner une sous-estimation ou une surestimation de la perméabilité réelle du réservoir. Pour

mieux représenter cette variabilité, on utilise souvent une relation entre la perméabilité horizontale (k_h) et la perméabilité verticale (k_v) :

$$k_v = a \cdot k_h \quad \text{Équation III-7}$$

Le facteur d'anisotropie, noté a , est une constante qui exprime la relation entre la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale dans un réservoir pétrolier. Cette constante varie entre 0 et 1 et est déterminée à partir de données de forage, de tests de puits et d'observations géologiques.

Les perméabilités I, J et K correspondent aux composantes de la perméabilité d'un réservoir dans les directions x, y et z respectivement, où chaque direction est définie par un axe orthogonal du système de coordonnées. Dans notre cas, le facteur a a été estimé à 0.1. La perméabilité dans chaque direction est alors définie comme suit :

- $PERM_x = PERM$
- $PERM_y = PERM_x$
- $PERM_z = PERM_x \times 0.1$

III.5.6. Net To Gross (NTG)

Le calcul du Net To Gross (NTG) est une mesure de la qualité de la roche réservoir dans un gisement pétrolier. Il représente la proportion de la formation occupée par des pores et des fractures, favorisant ainsi la circulation des fluides (roche réservoir), par rapport à la proportion de la formation occupée par des matériaux non poreux tels que les argiles et les minéraux non perméables (roche non-réservoir).

Le NTG est calculé en divisant l'épaisseur de la couche de roche réservoir par l'épaisseur totale de la formation, selon la formule suivante :

$$NTG = \frac{\text{épaisseur de la roche réservoir}}{\text{épaisseur totale de la formation}} * 100 \quad \text{Équation III-8}$$

Par exemple, si une formation a une épaisseur totale de 100 mètres et que la couche réservoir a une épaisseur de 10 mètres, le NTG sera de :

$$NTG = (10 / 100) \times 100 = 10 \%$$

Cette mesure sera utilisée plus tard dans la simulation sous forme de mots-clés (keywords), chaque grille ayant sa propre valeur de NTG. Cela permet d'intégrer la variabilité de la qualité de la roche réservoir dans les modèles de simulation, offrant ainsi une représentation plus précise des propriétés du réservoir.

III.5.7. Historique de production

Cette étape consiste à importer l'intégralité de l'historique de production et d'injection de notre champ. Les graphiques ci-dessous illustrent l'historique de production d'huile, d'eau et de gaz, ainsi que l'historique d'injection de gaz au cours des 20 dernières années.

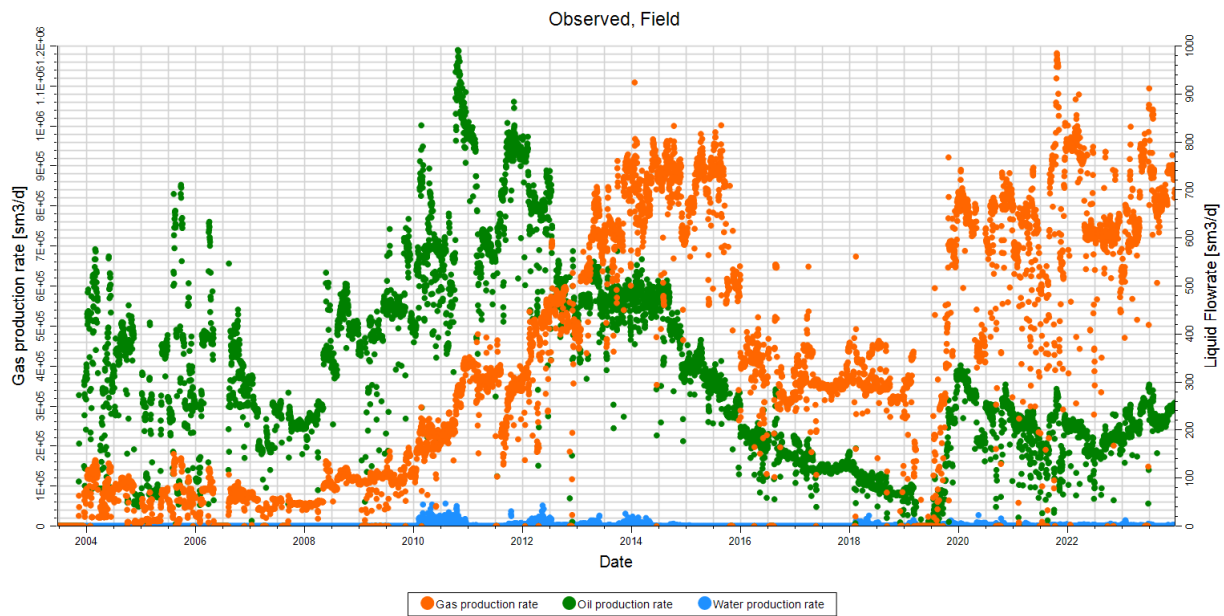


Figure III-2 Historique de production d'Huile, Gaz, Eau

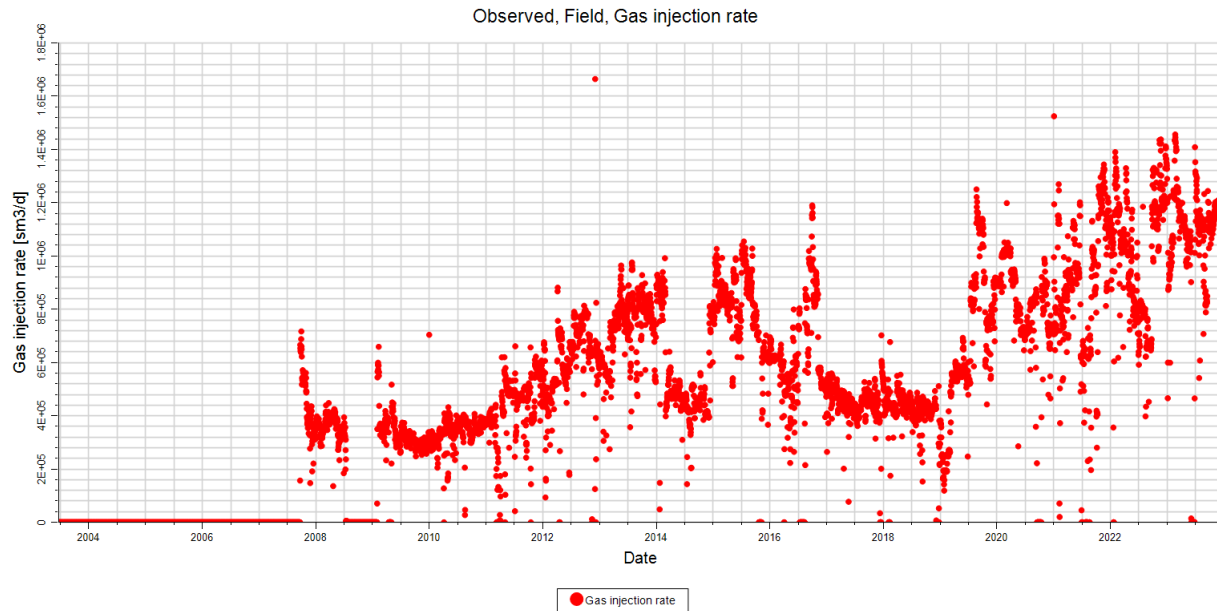


Figure III-3 Historique d'injection de gaz

III.5.8. Création de stratégie pour le cas de base

Il est prévu de créer une stratégie de simulation pour le cas de base en utilisant les conditions initiales suivantes :

- Une grille de taille 68 x 98 x 60 (X*Y*Z).
- Les perméabilités I, J et K.
- La porosité.
- Net to Gross (NTG).
- Les fonctions de saturation.
- La compaction de la roche.
- Le modèle de fluide compositionnel.
- Une stratégie de développement vide (la partie Schedule de fichier DATA).

Toutes ces données sont incluses dans le fichier .DATA pour l'exécution de la simulation pour les scénarios de WAG. Une fois la simulation effectuée, il sera possible de calculer le volume de fluide en place à partir du modèle dynamique et du modèle statique, et de comparer les résultats pour évaluer l'erreur entre les deux modèles. Si l'erreur est inférieure à un seuil de 5%, cela validera le modèle dynamique et permettra son utilisation pour la suite de notre étude.

Le tableau ci-dessous présente le volume de pétrole en place calculé par le modèle dynamique et l'erreur relative pour chaque cas :

Tableau III-2 STOOIP du Modèle Statique vs Dynamique

	Modèle Statique (MMstb)	Modèle Dynamique (MMstb)	Erreur Relative (%)
STOOIP (10⁶ STB)	45.8	47.1	2.8%

L'écart de 2,8% entre le STOOIP du modèle dynamique et du modèle statique est inférieur au seuil acceptable de 5%, ce qui valide la concordance des résultats des deux approches de modélisation.

III.5.9. Conclusion

Dans cette section, nous avons abordé la mise en place du modèle dynamique à partir des données précédemment analysées. Par la suite, nous avons effectué la calibration du modèle en ajustant les paramètres.

En sélectionnant les contacts huile-eau les plus avantageux pour notre situation, nous pouvons obtenir des courbes de saturation huile-eau aussi proches que possible de ceux observés dans le champ pétrolier réel. Il est essentiel de franchir cette étape afin d'assurer la précision et la fiabilité du modèle.

III.6. History Matching

III.6.1. Introduction

L'History Matching est un processus où certains paramètres d'entrée du simulateur de réservoir, tels que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, les saturations, la profondeur du contact huile/eau, la saturation en eau statique, et la perméabilité relative, sont ajustés individuellement ou collectivement pour obtenir une correspondance entre les valeurs prédictives du simulateur et les données historiques observées [22].

L'hétérogénéité spatiale et la nature anisotrope des roches réservoirs augmentent la complexité du modèle de réservoir. Le history matching est un problème inverse où l'on cherche à recalculer les paramètres du système à partir des sorties du système.

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 ‘D_{obs}’ diffèrent des données prédites d'en raison des incertitudes de mesure. Les incertitudes de mesure sont supposées être additives.

$$D_{obs} = D + e = G(Z) + e \quad \text{Équation III-9}$$

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 $\Phi(Z)$. 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 :

$$\phi(Z) = \sum [D_{obs} - G(Z)]^2 \quad \text{Équation III-10}$$

Où :

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

D_{obs} : est la donnée observée obtenue à partir des mesures.

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

La sommation est effectuée sur tous les points de données observés [23].

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

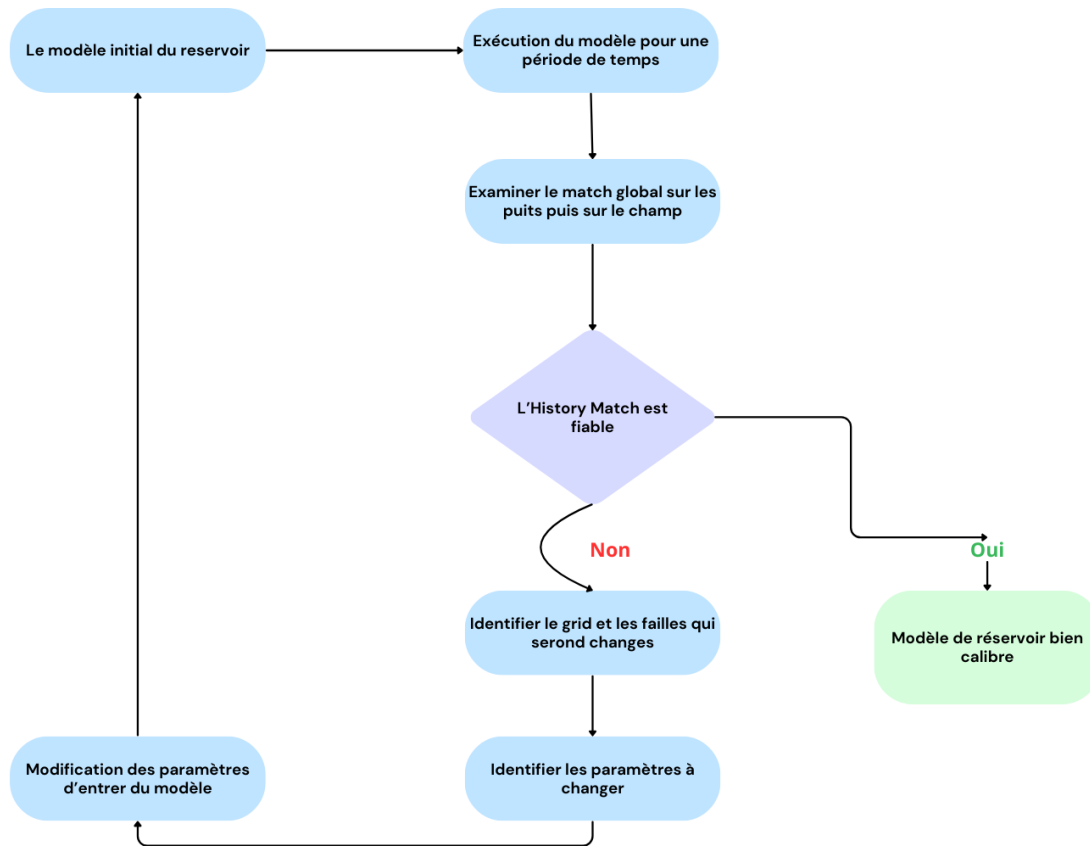


Figure III-4 Organigramme des étapes de l'History Matching

III.6.2. Plan de travail

Un workflow d'History Matching est un processus méthodique visant à calibrer un modèle de réservoir en fonction des données de production observées. Ce processus se déroule en plusieurs étapes clés [9] [18] :

- **Identification des Problèmes Observés dans le Modèle Dynamique**

La première étape consiste à identifier les problèmes observés dans le modèle dynamique. Dans notre cas, nous avons constaté deux principaux problèmes : une production d'eau élevée et une production de gaz élevée par rapport aux données de production réelles. Ces écarts entre les simulations et les observations réelles doivent être corrigés pour améliorer la précision du modèle.

- **Définition des Plages des Paramètres Incertains**

Ensuite, il est essentiel de définir les plages des paramètres incertains du modèle. En analysant les résultats de la simulation, nous avons identifié plusieurs facteurs pouvant expliquer l'augmentation de la production d'eau et de gaz par rapport aux niveaux réels observés.

En ce qui concerne le Niveau Statique de l'Eau (SWL), nous avons constaté que la production d'eau dans le modèle de simulation est plus élevée que la production réelle et que cette différence suggère que le SWL utilisé dans le modèle est inférieur à la normale. Lorsque le SWL est bas, il y a un plus grand volume d'eau mobile qui se déplace dans le réservoir et atteint le puits, ce qui entraîne une augmentation de la production d'eau.

Pour correspondre à la production réelle d'eau, il serait nécessaire d'ajuster le SWL dans le modèle de simulation. Une augmentation du SWL signifierait un niveau d'eau statique plus élevé, ce qui limiterait l'entrée d'eau dans le puits et réduirait la production d'eau simulée, la rapprochant des niveaux observés dans la réalité.

De plus, les perméabilités relatives peuvent également être supérieures à la normale, ce qui conduit à une augmentation de la production d'eau et au phénomène de percée de gaz "gaz breakthrough". Une perméabilité élevée facilite le déplacement de l'eau et du gaz dans le réservoir, ce qui peut entraîner des niveaux de production plus élevés que prévu. Par conséquent, il est également crucial de calibrer les perméabilités relatives avec précision pour refléter les conditions réelles du réservoir et obtenir des simulations plus précises.

- **Génération de Réalisations du Modèle**

Une fois les plages des paramètres incertains définies, plusieurs réalisations du modèle doivent être générées. Cela se fait en échantillonnant les paramètres incertains selon des distributions probabilistes appropriées. Cette génération de réalisations permet d'explorer l'espace des possibles et de comprendre comment les variations des paramètres influencent les résultats du modèle.

- **Évaluation de la Qualité de l'Ajustement**

L'étape suivante consiste à évaluer la qualité de l'ajustement des différentes réalisations en comparant les données simulées avec les données observées. Pour ce faire, des métriques quantitatives telles que l'erreur quadratique moyenne (RMSE) ou les coefficients de corrélation peuvent être utilisées. Cette évaluation permet de déterminer quelles réalisations offrent la meilleure correspondance avec les données réelles.

- **Sélection des Réalisations Acceptables**

Après l'évaluation, il est nécessaire de sélectionner les réalisations qui satisfont des critères d'acceptation prédéfinis. Ces critères peuvent inclure des seuils de tolérance pour les écarts entre les données simulées et observées. Seules les réalisations qui respectent ces critères sont retenues pour les étapes suivantes.

La sélection des réalisations acceptables se fait lorsque l'history matching est réalisé, c'est-à-dire lorsque les graphes du modèle de simulation se situent en dessous des points des données observées. Cela indique que le modèle de simulation reproduit correctement le comportement historique du réservoir, assurant ainsi la fiabilité des prévisions futures basées sur ce modèle. [8]

- **Mise à Jour des Paramètres Incertains**

Les paramètres incertains du modèle doivent ensuite être mis à jour en fonction des réalisations acceptées. Cela peut se faire en utilisant des techniques d'inférence statistique ou d'optimisation. La mise à jour des paramètres permet de réduire l'incertitude et d'améliorer la précision du modèle.

- **Itération du Processus**

Le processus d'history matching est itératif. Les étapes de génération, d'évaluation, de sélection et de mise à jour doivent être répétées jusqu'à ce qu'un niveau de convergence satisfaisant soit atteint. La convergence est généralement définie par la stabilité des paramètres et la minimisation des écarts entre les données simulées et observées.

- **Prédiction de la Production Future**

Enfin, une fois le modèle ajusté, il peut être utilisé pour prédire la production future. Il est également important d'évaluer l'incertitude associée à ces prédictions en analysant la variabilité

des réalisations acceptées. Cette évaluation permet de fournir des bases solides pour la prise de décision en matière de gestion du réservoir.

Ce workflow structuré permet de calibrer le modèle de réservoir de manière rigoureuse et systématique, assurant ainsi une meilleure correspondance entre les simulations et les observations réelles. La méthodologie adoptée permet également d'évaluer et de quantifier les incertitudes associées aux prédictions futures, fournissant ainsi des bases solides pour la prise de décision en matière de gestion du réservoir.

III.6.3. Les données nécessaires pour l'history matching Données observées de production

L'importation et l'analyse des données d'historique de production sont fondamentales dans la modélisation et la simulation des réservoirs pétroliers. Ces données sont utilisées pour valider et calibrer les modèles, permettant de détecter les erreurs, de les corriger si nécessaire, et d'identifier les tendances et les modèles de production [9].

Cette analyse permet également d'identifier les puits sous-performant ou les problèmes de réservoir, ce qui oriente les décisions de gestion du réservoir.

Pour les puits producteurs d'huile en a ces données :

- Débit de production d'huile.
- Débit de production de gaz.
- Débit de production d'eau.
- Pression de fond dynamique et pression de tête de tubing.

Pour les puits injecteurs d'eau et de gaz en a ces données :

- Débit d'injection de gaz.
- Pression de tête (dans notre cas on n'a pas la pression de tête, on utilise la pression de fond pour la remplacer)

III.6.4. Calage du modèle du réservoir

Le modèle initial a indiqué une production d'eau calculée plus élevée par rapport aux données observées. Pour résoudre ce problème, des paramètres clés tels que K_x (perméabilité horizontale), K_z (perméabilité verticale) et SWL (niveau statique de l'eau) ont été identifiés pour ajustement.

Les sensibilités de ces paramètres ont été évaluées pour déterminer leur impact sur la production d'eau.

III.6.4.1. Analyse de Sensibilité

L'analyse de sensibilité est un outil essentiel dans le processus de calage historique, qui quantifie l'influence des paramètres individuels sur les résultats du modèle. Ces valeurs indiquent l'impact relatif de chaque paramètre sur la prédiction de la production d'eau par le modèle. Les valeurs de sensibilité plus élevées pour SWL suggèrent que les ajustements du niveau statique de l'eau ont un effet plus significatif sur l'appariement des données observées par rapport aux modifications de la perméabilité. [7]

III.6.4.2. Résultats

Des ajustements ont été effectués en fonction de l'analyse de sensibilité, conduisant à une meilleure concordance entre les prédictions du modèle et la production d'eau observée. En particulier, nous avons minimisé les perméabilités K_x et K_z et augmenté la saturation d'eau statique (SWL) pour obtenir une production d'eau inférieure :

1. **Ajustements de K_x et K_z :** La réduction de la perméabilité horizontale et verticale dans la plage de sensibilité (0,74 à 0,81) a fourni une représentation plus précise de la dynamique d'écoulement du réservoir. Ces ajustements ont permis de réduire la mobilité de l'eau dans le réservoir, contribuant à une diminution de la production d'eau.
2. **Ajustements de SWL :** L'augmentation du niveau statique de l'eau, dans la plage de sensibilité de 1,64 à 1,79, a été cruciale pour réduire la production d'eau calculée afin de correspondre aux taux observés. En augmentant le SWL, nous avons pu simuler un volume d'eau statique plus important, ce qui a réduit la production d'eau mobile.

III.6.4.3. Discussion

La production d'eau initialement plus élevée suggérée par le modèle pourrait être attribuée à des valeurs de perméabilité surestimées ou à un SWL inexact. L'analyse de sensibilité a mis en évidence que le SWL avait un impact plus important sur les écarts de production d'eau. Cette constatation est en accord avec des études antérieures indiquant que la calibration précise du SWL est essentielle pour des prévisions fiables de production d'eau dans les modèles de réservoir. Cependant, il est également crucial de noter que les perméabilités horizontale et verticale ont joué

un rôle significatif. Des valeurs de perméabilité surestimées peuvent entraîner une mobilité accrue de l'eau, exacerbant ainsi la production d'eau.

L'ajustement des perméabilités K_x et K_z a permis de mieux représenter la dynamique d'écoulement du réservoir, réduisant ainsi la production d'eau simulée. En combinant les ajustements de SWL et de perméabilité, nous avons pu obtenir une correspondance plus précise entre les données simulées et observées. Cette approche intégrée souligne l'importance de considérer plusieurs paramètres et leurs interactions lors du calage d'un modèle de réservoir.

III.6.5. Les résultats de l'History Matching

Les résultats du History Matching démontrent une concordance satisfaisante entre les données d'historique de production et les prévisions du modèle, ce qui suggère que les paramètres du modèle ont été correctement ajustés, ainsi que les profils de production et de pression représentés par les figures suivantes :

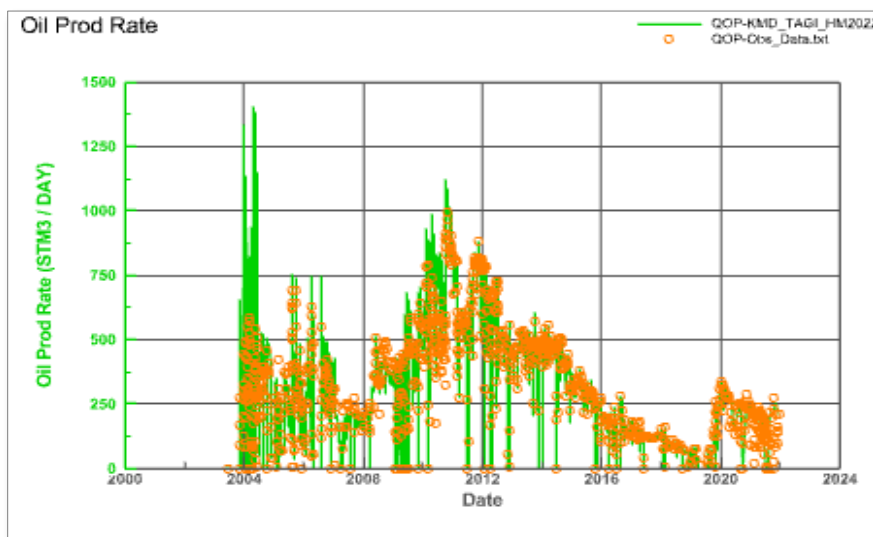


Figure III-5 Profil de production d'huile du champ KGB

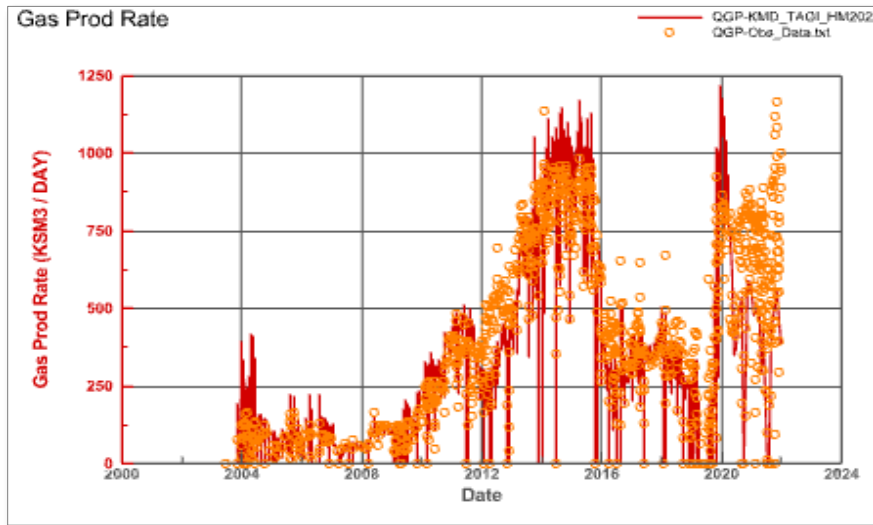


Figure III-6 Profil de production d'huile du champ KGB

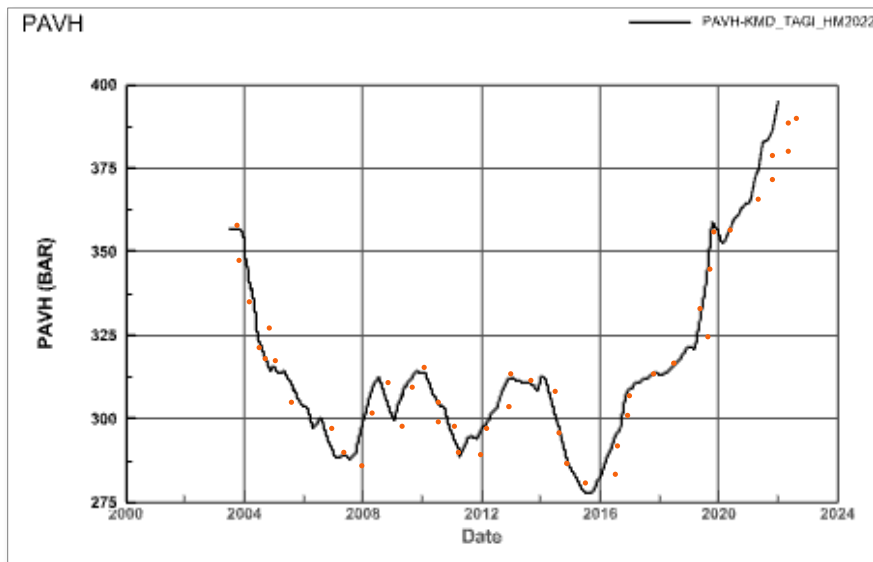


Figure III-7 Profil de pression de tête du champ KGB

Les figures suivantes représente le calage d'historique du puits producteur K-2 :

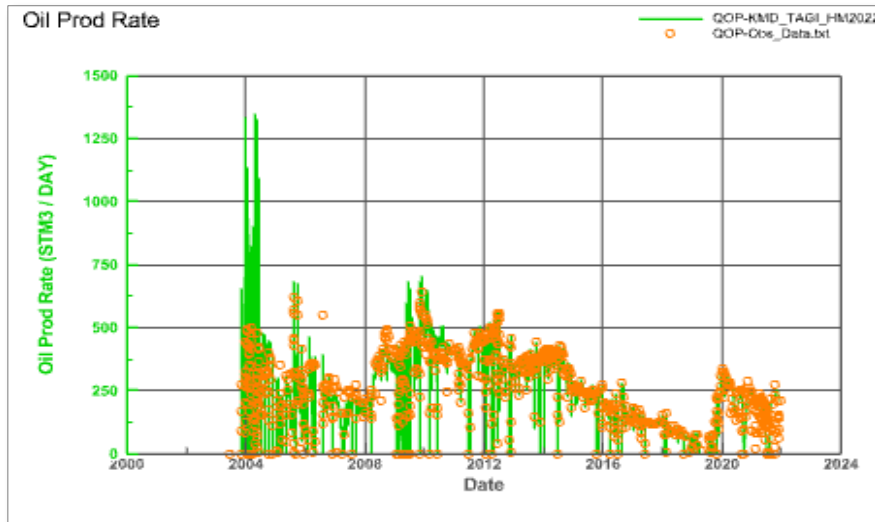


Figure III-8 Profil de production d'huile du puits K-2 KGB

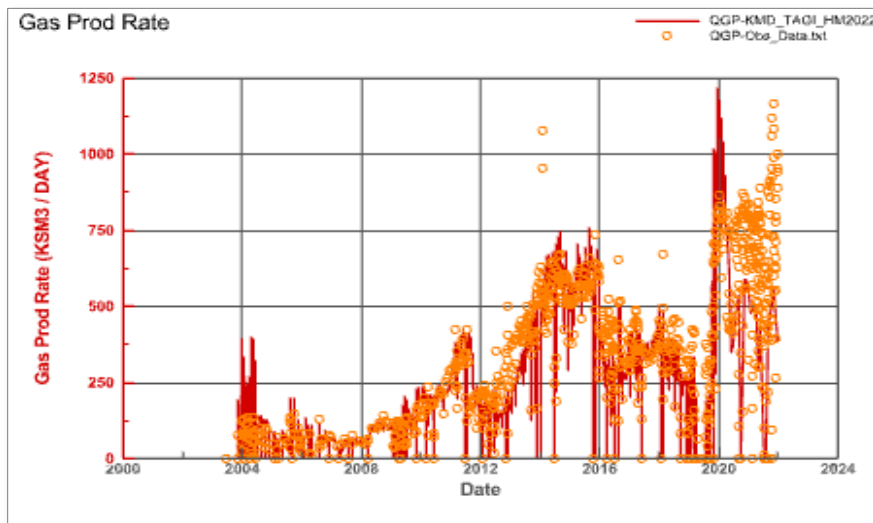


Figure III-9 Profil de production de gas du puits K-2 KGB

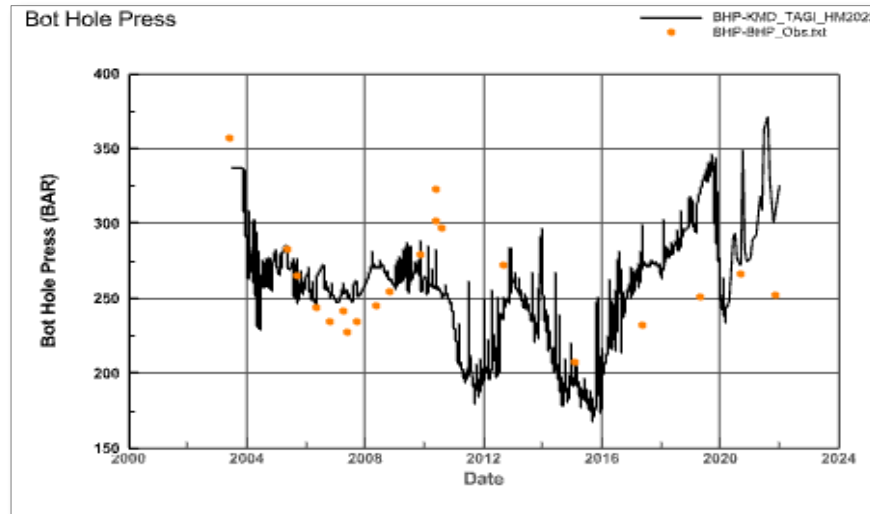


Figure III-10 Profile de pression de fond du puits K-2

Les figures suivantes représente le calage d'historique du puits injecteur K-3 :

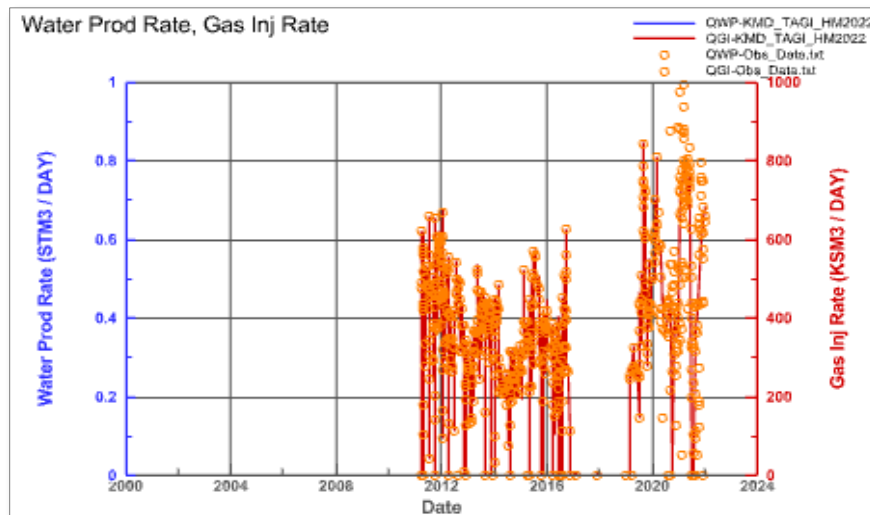


Figure III-11 Profile d'injection de gaz pour le puits K3

III.6.5.1. Données de Champ à la Fin de l'History Match

- Débit de Production d'huile (QOP) : 1260 STB/d
- Cumul de Production d'huile (COP) : 13.41 MMSTB
- Facteur de Récupération : 29.4 %

III.7. Conclusion

Ce chapitre a présenté en détail le processus de construction et de calage du modèle dynamique du réservoir KGB-TAGI. L'analyse de sensibilité approfondie a permis d'identifier avec précision les paramètres clés, tels que les perméabilités et le niveau statique initial, ayant un impact significatif sur les prévisions de production. Un ajustement de ces paramètres a été réalisé, permettant d'améliorer considérablement la concordance entre les simulations et les données de production historiques.

Le processus itératif d'History Matching, combinant des approches analytiques et stochastiques, a permis de valider la fiabilité du modèle ajusté. Ce modèle calibré de manière optimale offre désormais un outil de prévision précis pour évaluer différents scénarios de récupération assistée et optimiser les stratégies de production d'hydrocarbures.

Chapitre.IV. Les scénarios proposés

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous examinons plusieurs scénarios de développement possibles pour le champ KGB-TAGI en utilisant le modèle dynamique que nous avons établi et ajusté dans le chapitre précédent. L'objectif principal de cette analyse est de maintenir le plateau de production tout en évitant une diminution de la pression du réservoir en dessous de la pression de bulle. Une telle diminution pourrait entraîner des problèmes de production de gaz dissous, compromettant ainsi l'efficacité de la production de pétrole et ayant des répercussions économiques négatives.

Nous avons sélectionné ces scénarios en tenant compte des aspects économiques, des coûts, des risques et des contraintes opérationnelles. Les scénarios proposés incluent la continuation des pratiques actuelles d'injection de gaz, l'introduction de nouveaux puits dans des zones non balayées, et l'implémentation de techniques avancées telles que l'injection simultanée eau-gaz (WAG). Ce chapitre détaillera chacun de ces scénarios, leurs objectifs, descriptions et impacts attendus, ainsi que des recommandations basées sur les résultats de ces analyses.

IV.2. Vue générale sur le modèle dynamique

Afin de mieux comprendre les stratégies de développement à mettre en place, il est essentiel d'examiner le modèle dynamique actuel. La figure suivante montre la carte de saturation en eau.

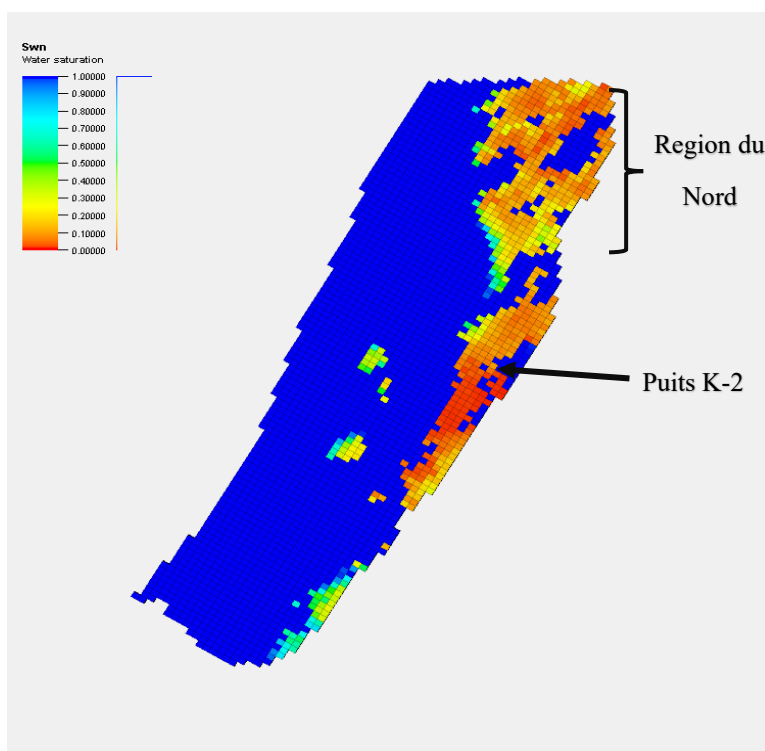


Figure IV-1 La carte de la saturation en eau dans la section c

Après examen de la carte de saturation, nous remarquons que la région du puits producteur K-2 contient encore une quantité significative d'huile, ce qui est encourageant pour les opérations actuelles. Cette observation indique que le puits K-2 peut continuer à contribuer efficacement à la production totale du champ pour une période prolongée.

En parallèle, nous avons identifié que la région du nord contient des zones d'huile non balayées. Cette observation suggère un potentiel inexploité dans cette zone, ce qui ouvre des opportunités pour le développement futur.

En plus de la carte de saturation en eau, nous avons également analysé les cartes de porosité et de perméabilité pour cette région spécifique.

IV.2.1. Cartes de Porosité et de Perméabilité

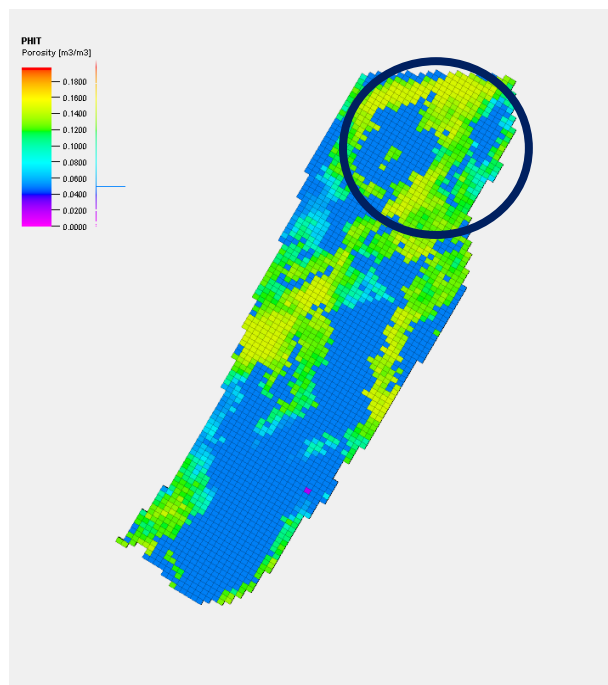


Figure IV-2 La carte de porosité dans la section c

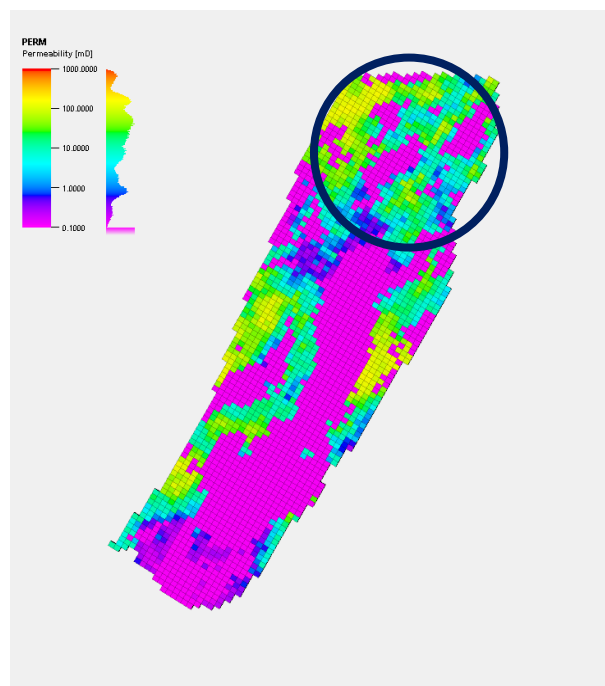


Figure IV-3 La carte de perméabilité dans la section c

La carte de porosité révèle que la région nord non balayée présente des valeurs de porosité élevées. Une bonne porosité est un indicateur clé de la capacité du réservoir à stocker des hydrocarbures. Dans cette zone, les valeurs de porosité suggèrent que le réservoir peut contenir une quantité significative d'huile non récupéré. Cette caractéristique géologique favorable renforce l'attrait de

cette zone pour le forage de nouveaux puits, car elle promet une récupération optimale des hydrocarbures présents.

La carte de perméabilité montre également des résultats encourageants pour la région nord non balayée. La perméabilité élevée indique que les formations rocheuses dans cette zone permettent un flux facile des fluides, ce qui est essentielle pour une production efficace d'huile.

IV.3. Scenario de base : Continuation de l'Injection de Gaz et Production à Puits K-2

Le puits K-2 est actuellement le seul puits producteur dans le champ, contribuant à 100 % de la production totale. Avec un débit de production de 1260 baril par jour, dans ce cas de base on continue l'injection de gaz et produire de ce dernier puits.

IV.3.1. Projections de Production

Selon les projections actuelles, si nous maintenons le débit d'injection de gaz et continuons la production du puits K-2 sans ajustements, nous ferons face à plusieurs défis :

- D'ici 16 ans, la pression du réservoir descendra en dessous de la pression de bulle de 256 Bar. Cette diminution de la pression entraînera une augmentation de la production de gaz dissous, ce qui réduira la production d'huile ou le gaz dissous prendra de l'espace dans le réservoir et dans les installations de surface.
- À partir de 2025, un déclin de la production d'huile est prévu. Cela signifie que sans interventions ou modifications dans la gestion du puits, nous observerons une diminution progressive des volumes de production d'huile.
- En 2050, le facteur de récupération sera de 34.4%.

IV.3.2. Analyse des graphes de prédiction

- La production initiale élevée est soutenue par l'injection de gaz.
- La diminution progressive et les fluctuations indiquent un déclin naturel du réservoir malgré l'injection de gaz.
- Le déclin de la production commence en 2025, ce qui est visible par la baisse continue du taux de production.

Les figures suivantes représente les prédictions de performance du puits K-2 du scenario 1 :

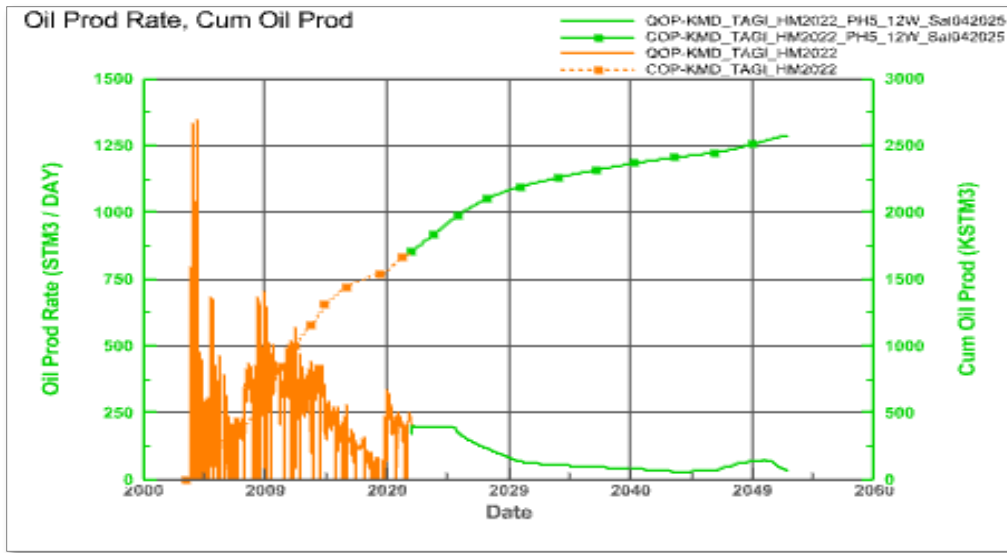


Figure IV-4 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ

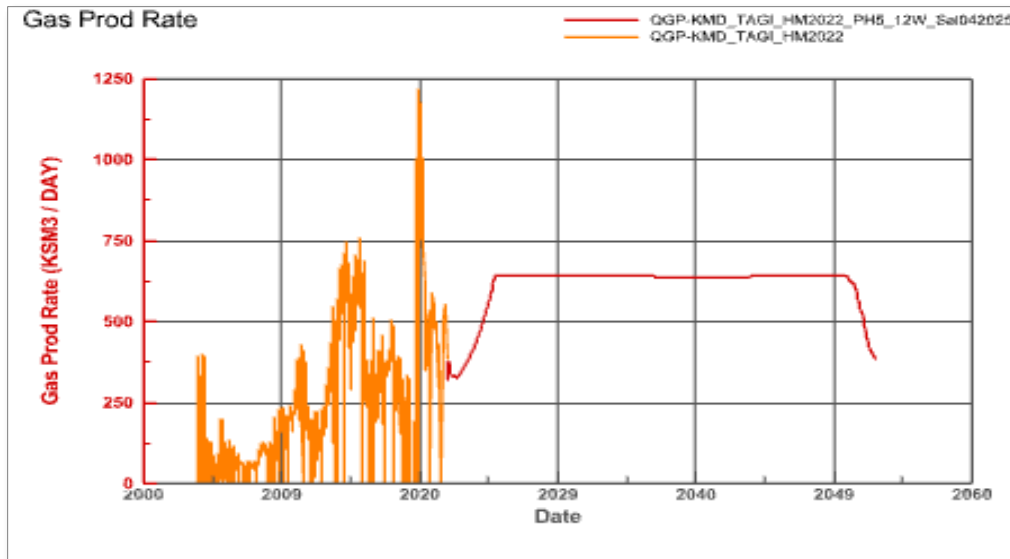


Figure IV-5 profil de débit de production de gas de champ

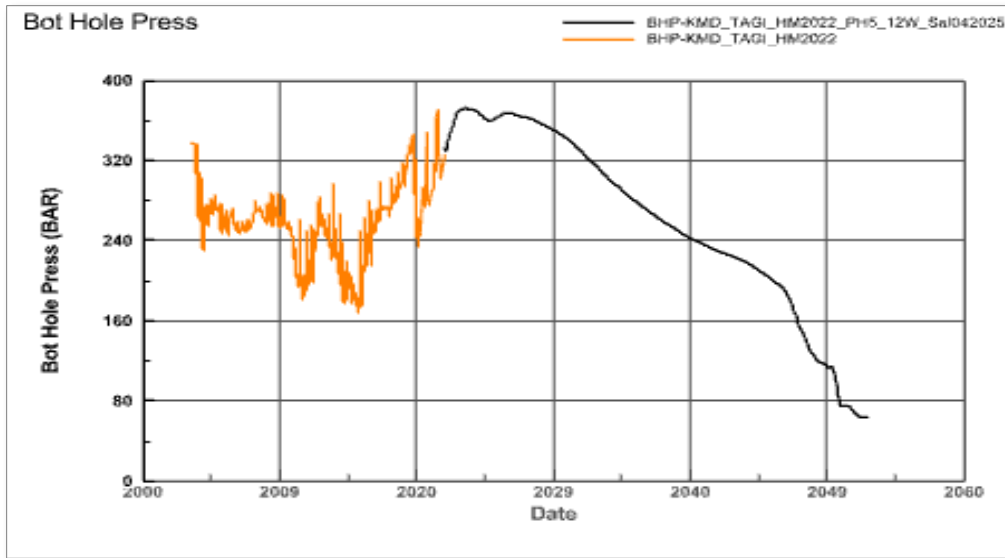


Figure IV-6 profil de pression de champ

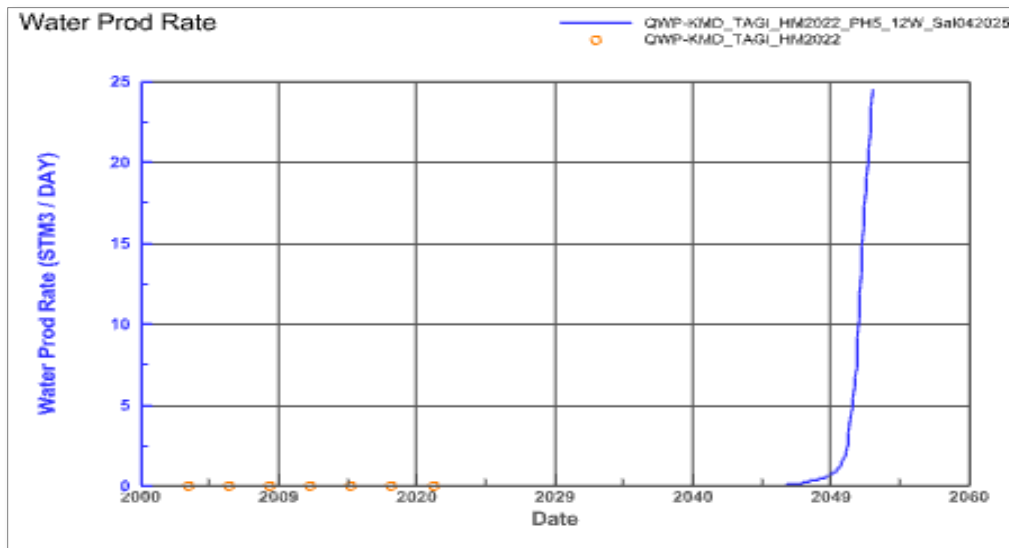


Figure IV-7 profil de débit de production d'eau de champ

IV.3.3. Résultats

- **Pression du Réservoir** : L'injection de gaz permet de maintenir une pression adéquate pendant une période prolongée, mais elle ne peut pas empêcher une baisse progressive à long terme. Une fois la pression en dessous de 256 bar (pression de bulle), la production de gaz augmente, réduisant ainsi l'efficacité de la production de pétrole.
- **Production d'huile** : La production d'huile à partir du puits K-2 est initialement élevée, mais commence à décliner de manière significative à partir de 2025. Cette tendance est visible dans les graphiques de production, où une baisse constante est observée après le pic de production initial.
- **Stratégie Actuelle** : Le scénario actuel (continuation de l'injection de gaz) ne semble pas durable à long terme pour maintenir des niveaux de production d'huile élevés. Une fois la pression du réservoir tombée en dessous de la pression de bulle, la production de pétrole devient de moins en moins efficace.

IV.4. Scenario 2 : Implantation d'un Nouveau Puits K-8 dans la Région

Nord (Zone Non Balayée)

La région nord non balayée du champ présente une opportunité stratégique idéale pour l'implantation du nouveau puits producteur K-8 en raison de ses caractéristiques géologiques et opérationnelles favorables. Le point d'implantation proposé pour le puits K-8 est situé aux coordonnées ($x=400586.14\text{m}$, $y=336763766\text{m}$). N'ayant jamais été exploitée auparavant, cette zone contient des réserves d'hydrocarbures intacts, offrant un potentiel de production élevé.

La présence du puits K-3 à proximité facilite le support logistique et aide à maintenir la pression nécessaire pour une extraction efficace. De plus, la haute saturation en huile, combinée à une bonne porosité et perméabilité, garantit une récupération optimale des hydrocarbures. Ces avantages font de la région nord non balayée une cible de choix pour maximiser la production et prolonger la durée du plateau de production, tout en nécessitant une gestion rigoureuse de la pression et de la production d'eau pour maintenir l'efficacité opérationnelle et la rentabilité à long terme.

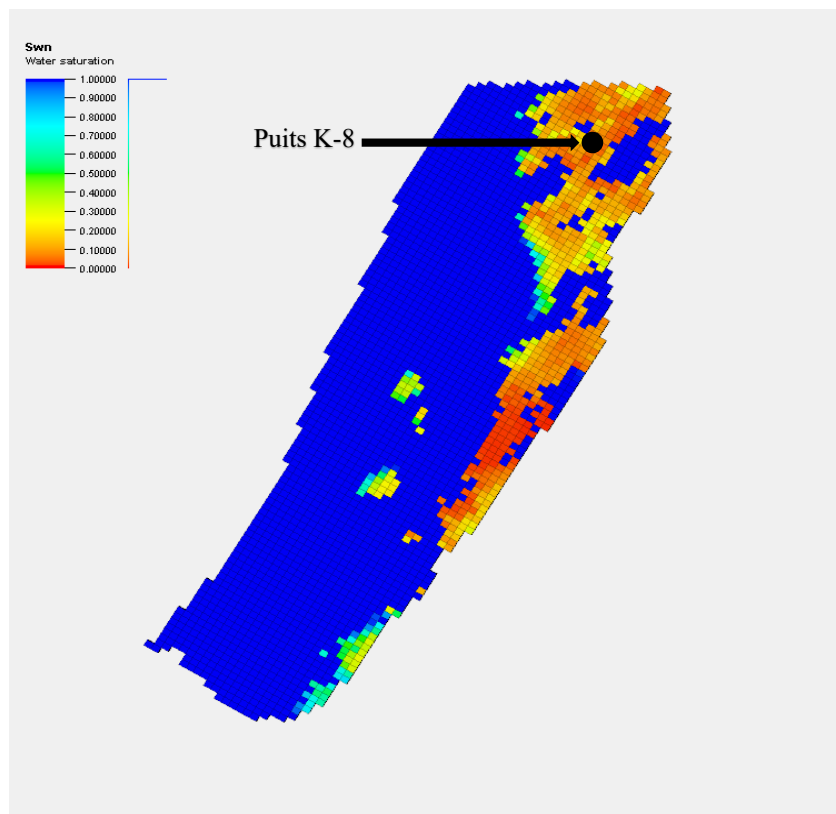


Figure IV-8 Emplacement du nouveau puits K-8

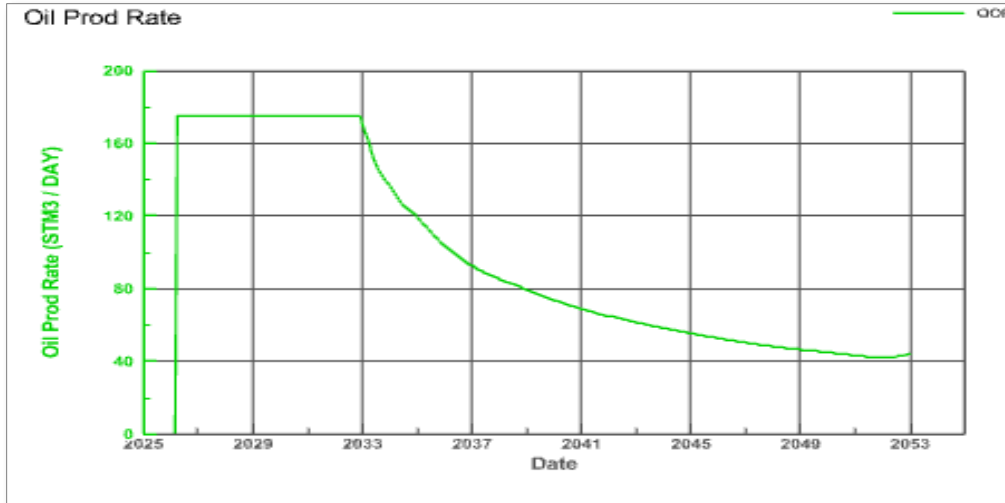


Figure IV-9 profil de débit de production d'huile de champ

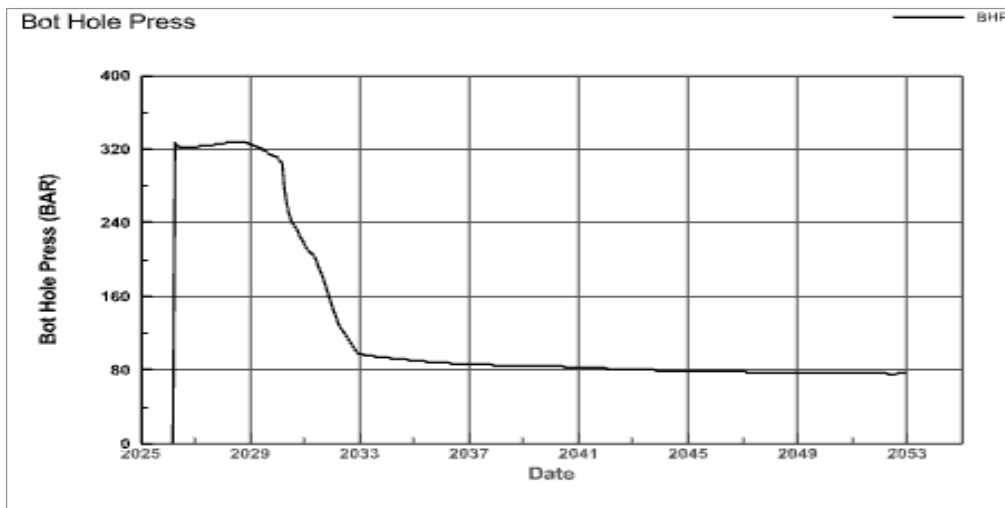


Figure IV-10 profil de pression de fond de champ

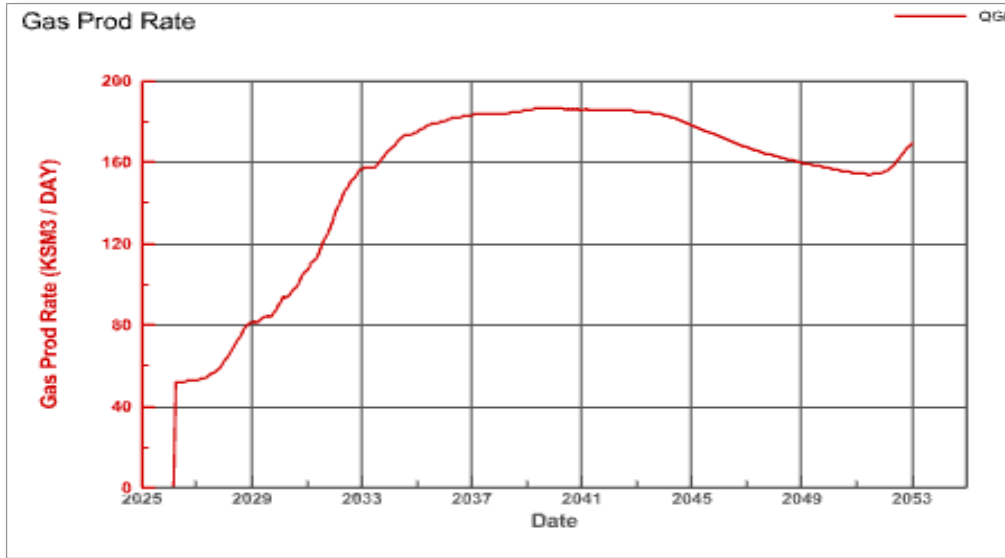


Figure IV-11 profil de débit de production de gaz de champ

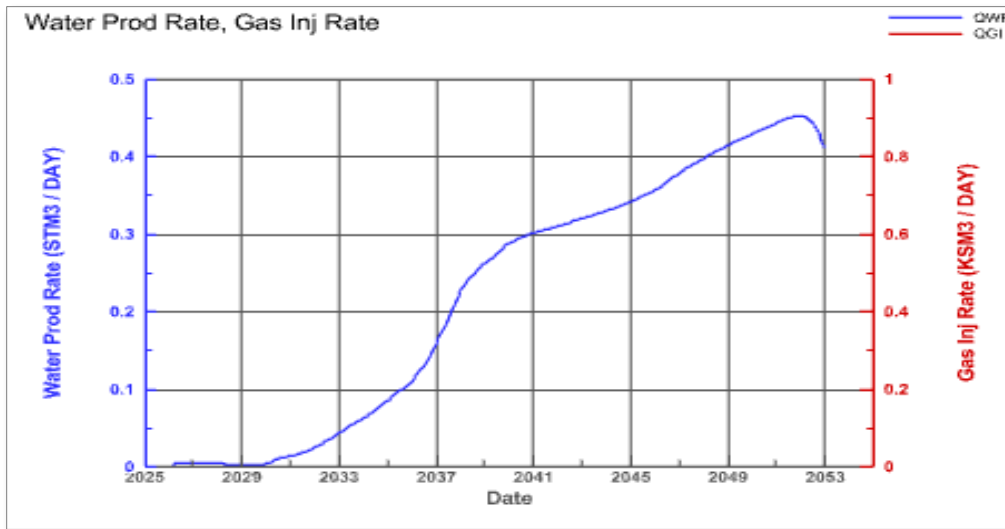


Figure IV-12 profil de débit de production d'eau et d'injection de gaz de champ

IV.4.1. Performance du Puits K-8

La performance attendue du nouveau puits K-8 est estimée à 1100 STB par jour, ce qui est légèrement inférieur à la performance actuelle du puits K-2, qui produit 1260 STB par jour. Malgré cette différence, le puits K-8 devrait contribuer de manière significative à la production totale du champ ce qui ajouterait un volume incrémental d'environ 4 millions de barils à la production totale du champ. Cette contribution substantielle est due aux caractéristiques géologiques favorables de

la région nord non balayée, telles que la haute saturation en huile, la bonne porosité et la perméabilité élevée. Ces facteurs combinés garantissent une récupération optimale des hydrocarbures et justifient pleinement l'implantation du nouveau puits K-8.

IV.4.2. Impact sur la Production, Pression de Fond et Production d'Eau

L'ajout du puits K-8 devrait permettre de maintenir le plateau de production jusqu'en 2033, au lieu de 2025 comme prévu dans le scénario de base. Cependant, la pression de fond de trou risque de descendre en dessous de la pression de saturation de 256 bars plus tôt, en 2031, comparé au scénario de base où la pression de fond atteint la pression de saturation en 2037. Il est crucial de maintenir la pression au-dessus de 256 bars pour éviter une augmentation indésirable de la production de gaz et une diminution de la production d'huile.

Dans ce scénario, la production d'eau commence en 2030 et augmente de manière significative. Contrairement au scénario de base où la production d'eau ne commence pas avant 2047, l'implantation du puits K-8 entraîne une production d'eau plus précoce. L'implantation du puits K-8 augmente le taux de production total du champ, ce qui peut entraîner une diminution plus rapide de la pression de fond de trou. Lorsque la pression baisse, les forces capillaires et gravitationnelles peuvent provoquer une invasion d'eau plus rapide dans les zones de production. En conséquence, la présence accrue d'eau dans la zone du puits K-8 dès 2030 est un indicateur de la déplétion progressive de la pression et de l'avancée de l'eau, bien avant que ce phénomène ne soit observé dans le scénario de base, où la production d'eau ne commence qu'en 2047.

L'ajout du puits K-8 permet également d'améliorer significativement le facteur de récupération final du champ. Alors que le scénario de base prévoyait 34,4% en 2050, l'implantation de ce nouveau puits dans la zone non drainée au nord du champ permet d'atteindre 41,1% à cette même échéance. Cette augmentation de près de 7% démontre l'impact positif de ce nouveau puits sur la valorisation du potentiel du réservoir KGB.

IV.5. Scénario 3 : Implantation du Nouveau Puits K-8 et Conversion de Deux Puits en Injecteurs (WAG et Eau)

IV.5.1. Description du Scénario

Ce scénario combine l'implantation du nouveau puits K-8, comme décrit dans le scénario 2, avec la conversion de deux puits existants en injecteurs. Le puits K-3, initialement un injecteur de gaz, sera converti en un puits injecteur WAG (Water-Alternating-Gas), tandis que le puits M-6, également un injecteur de gaz, sera converti en un puits injecteur d'eau (WI). Les puits injecteurs existants K-6 et K-7 continueront d'injecter du gaz. Cette approche vise à optimiser la récupération d'hydrocarbures en utilisant la récupération tertiaire par injection eau-gaz (WAG).

Le choix de l'injection de WAG et d'eau dans ce scénario est motivé par les problèmes de percée de gaz et de ratio gaz-huile (GOR) élevé observés dans les puits producteurs du champ à cause de l'injection intensive de gaz à travers les quatre puits injecteurs existants. L'introduction de l'injection d'eau dans le système, en complément de l'injection de gaz sous forme de WAG, vise à améliorer le balayage à l'échelle macroscopique du réservoir. Cette approche devrait ainsi permettre de mieux contrôler la percée du gaz et de minimiser la production de gaz, tout en favorisant une meilleure récupération d'huile.

IV.5.2. Configuration d'optimisation

Tableau IV-1 Configuration d'optimisation des puits K-3 et M-6

Puits	Type d'Injection	Débit d'Injection d'Eau (QWI)	Débit d'Injection de Gaz (QGI)	Pression Maximale (P_{MAX})
K-3	WAG	2500 STBD	19,5 MMscfd	400 bar
M-6	Eau	3500 STBD	/	400 bar

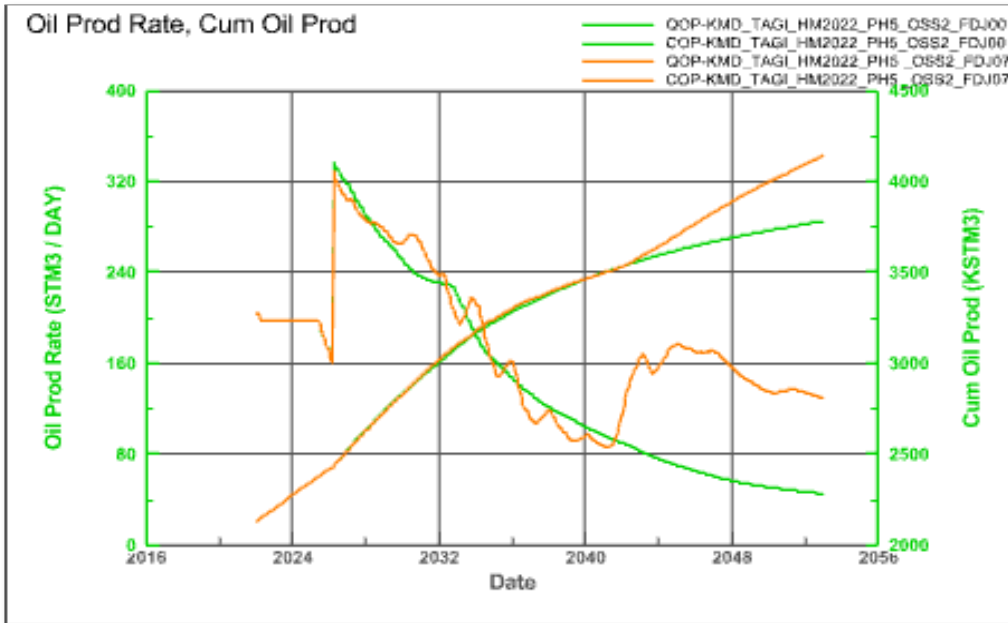


Figure IV-13 profil de débit de production d'huile et le cumule de production de champ

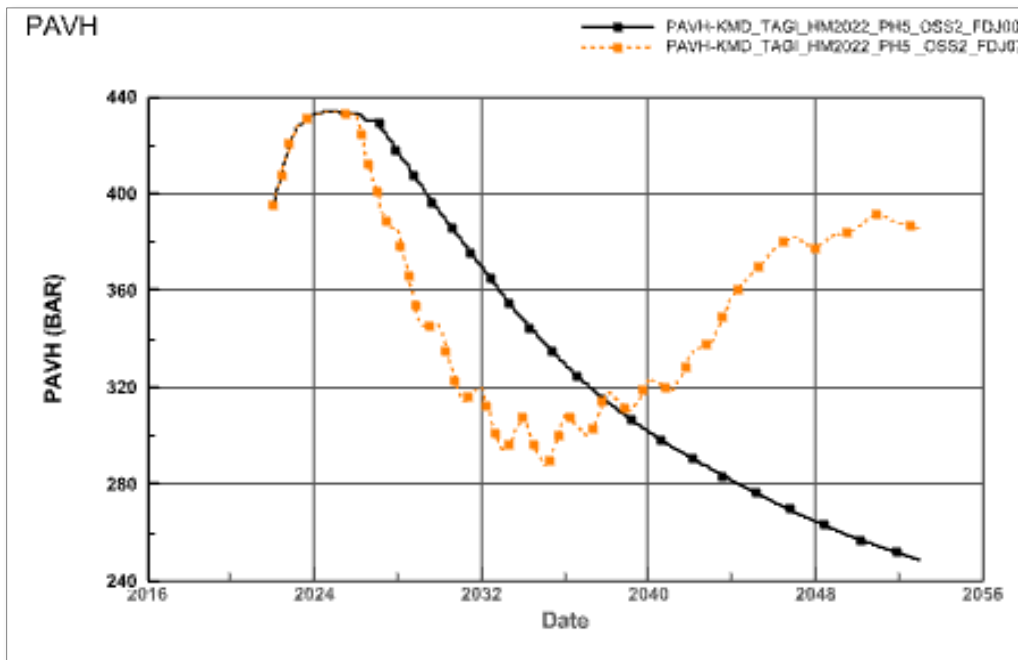


Figure IV-14 profil de pression de tête

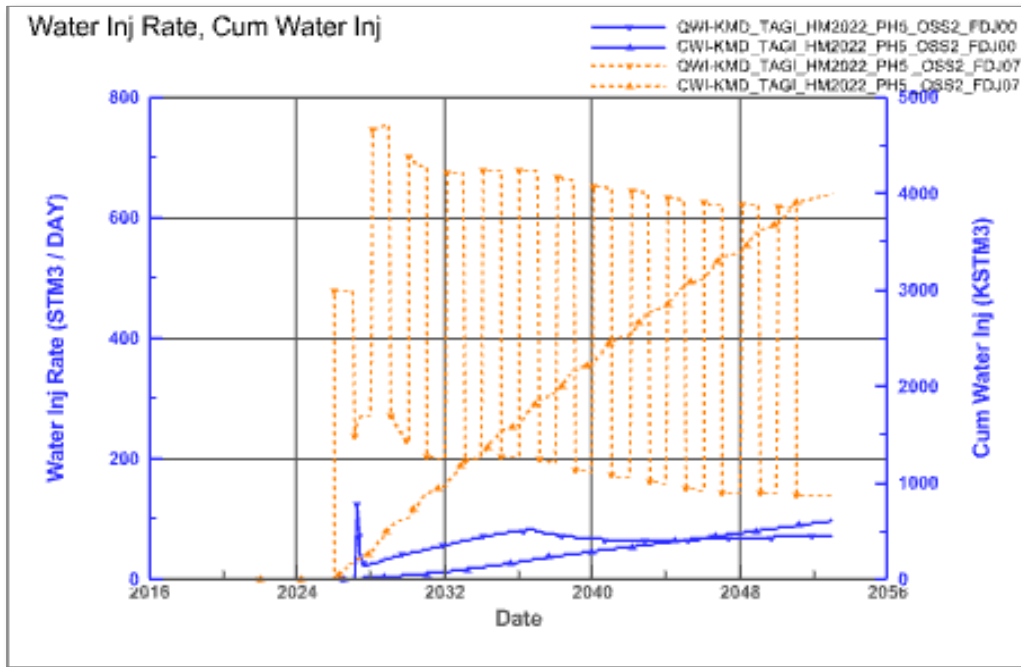


Figure IV-15 profil de débit d'injection d'eau et le cumule d'injection d'eau de champ

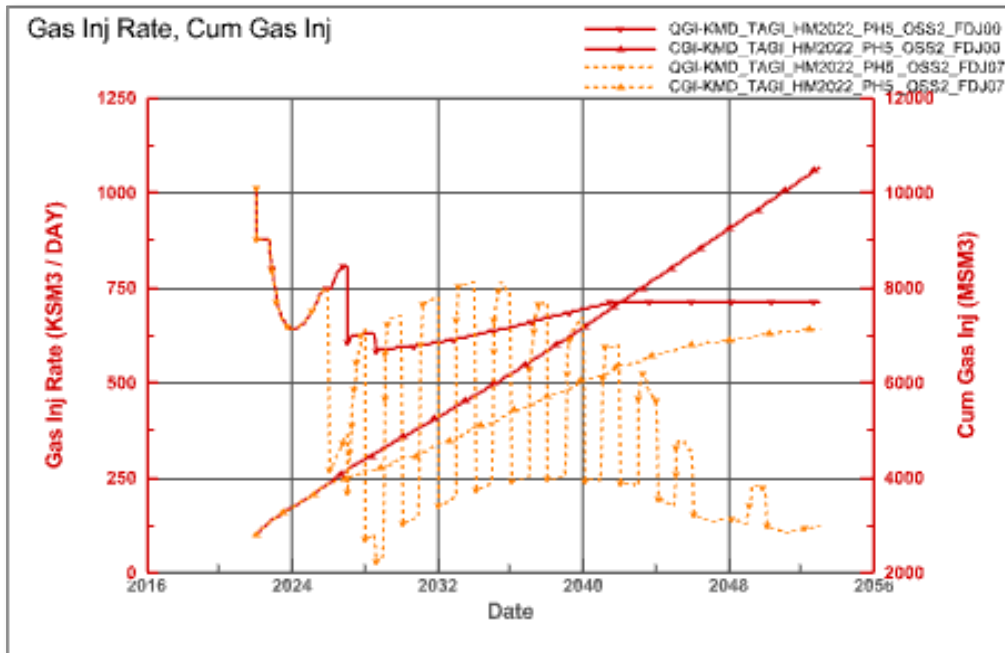


Figure IV-16 profil de débit d'injection de gaz et le cumule d'injection de gaz de champ

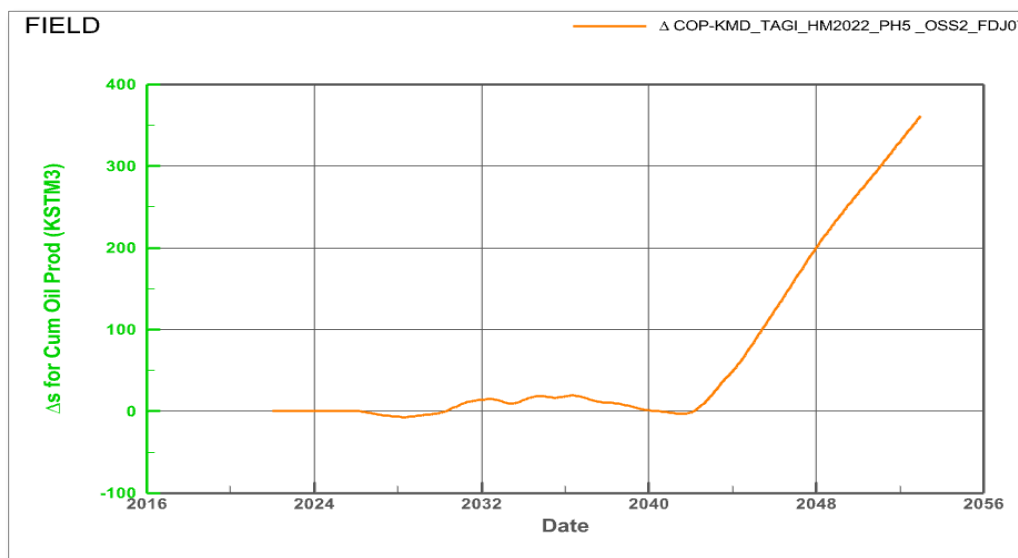


Figure IV-17 Différence de cumule de production d'huile du cas de base et le scenario 3

IV.5.3. Données du Champ à la Fin de la Période de Prévision

Débit de Production d'Huile (QOP) : 500 STB/Day

Cumul de Production d'Huile (COP) : 23,81 MMSTB

Facteur de Récupération : 52,2 %

Cumul de Production d'Huile Incrementale : 4,76 MMSTB

IV.6. Calcul du MMP (Minimum Miscible Pressure)

IV.6.1. Composition du Gaz d'Injection

Le projet de modernisation du GPL (gaz de pétrole liquéfié) a un impact sur la composition du gaz injecté, car les composants (C3-C4) seront retirés du flux de gaz d'injection. Nous considérons qu'un déplacement miscible se produit lors de l'injection de gaz dans les champs MLN.

IV.6.2. Calcul du MMP

L'évaluation de la pression minimale miscible (MMP) a été effectuée en utilisant le modèle EOSx créé et les méthodes MMP et Slim Tube dans le logiciel PVTsim. Les résultats des calculs sont les suivants :

MMP de l'ancienne composition de gaz d'injection : 279,31 bar

MMP de la nouvelle composition de gaz d'injection : 308,41 bar

Ces résultats montrent une augmentation de la pression minimale miscible avec la nouvelle composition de gaz d'injection, en raison du retrait des composants C3-C4. Cette augmentation de MMP doit être prise en compte lors de la planification et de l'optimisation des opérations d'injection de gaz pour assurer une miscibilité efficace et maximiser la récupération d'hydrocarbures.

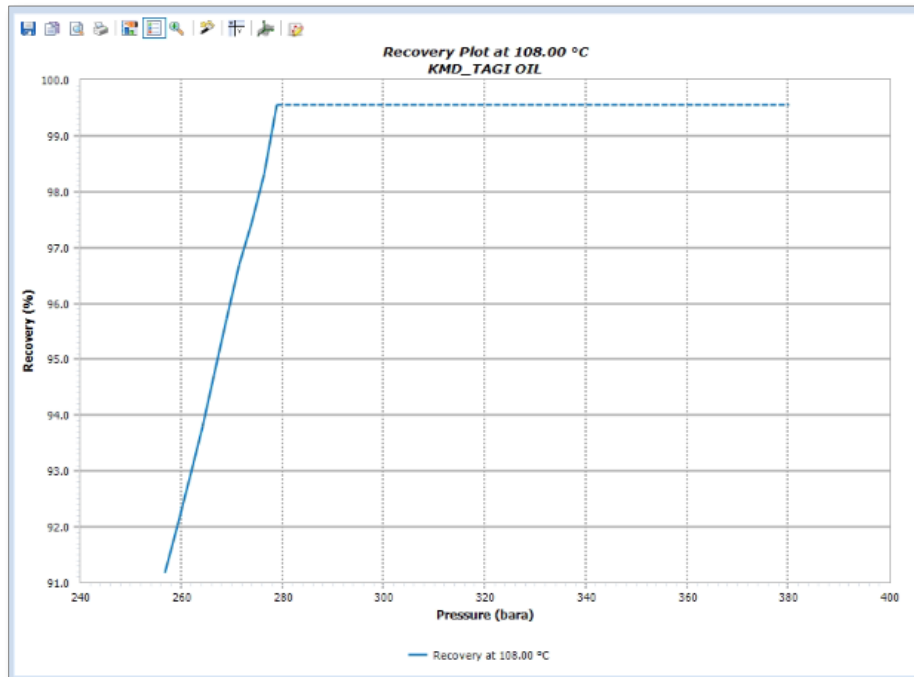


Figure IV-18 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP à 108 °C pour gas 1

Injection gas: Injection Gas 1		
Slim Tube Result at		
Temperature	108.00 °C	
Simulation Results		
	Pressure Step bara	Recovery %
Sat. Pres.	256.74	91.17
	259.19	92.02
	261.65	92.89
	264.10	93.79
	266.55	94.73
	269.00	95.72
	271.45	96.68
	273.90	97.44
	276.35	98.31
MMP	278.80	99.56

Figure IV-19 Résultat de calcul d'MMP pour gas 1

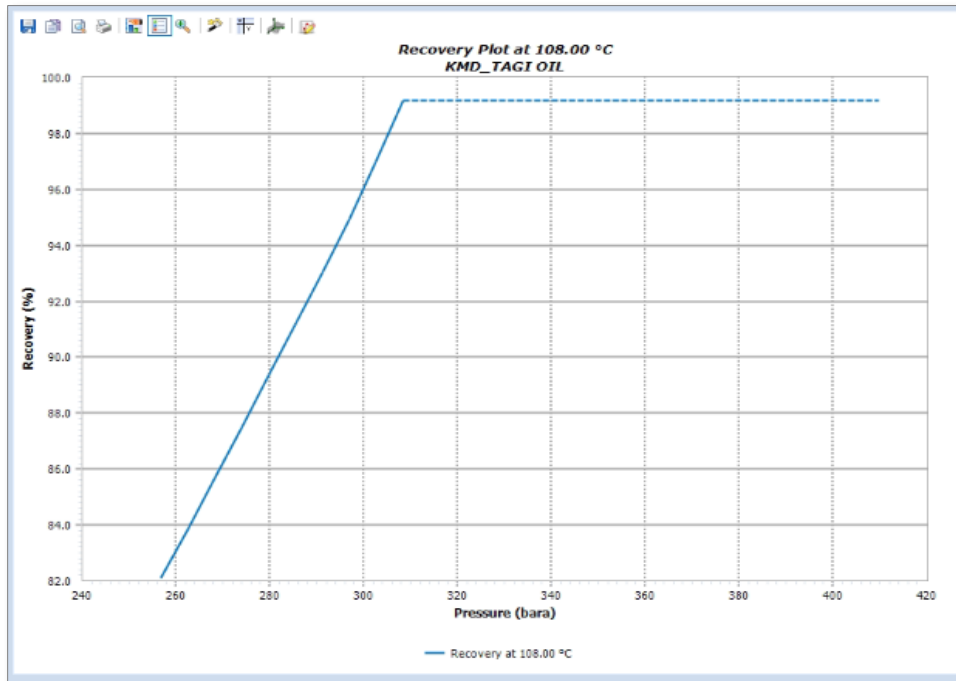


Figure IV-20 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP à 108 °C pour Gas 2

Injection gas: Injection Gas 2

Slim Tube Result at
Temperature 108.00 °C

Simulation Results

	Pressure Step bara	Recovery %
Sat. Pres.	256.74	82.10
	262.48	83.87
	268.22	85.66
	273.97	87.49
	279.71	89.38
	285.45	91.16
	291.19	93.01
	296.93	94.96
	302.67	96.98
MMP	308.41	99.18

Figure IV-21 Résultat de calcul d'MMP pour Gas 2

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré divers scénarios de développement pour le champ KGB-TAGI visant à maintenir les niveaux de production tout en empêchant la pression du réservoir de tomber en dessous du point de bulle, ce qui pourrait compromettre l'efficacité de la production de pétrole. Le premier scénario consistant à continuer l'injection de gaz a mis en lumière des défis de durabilité à long terme en raison de la baisse de la pression du réservoir. Le deuxième scénario, qui inclut le forage d'un nouveau puits dans une zone non balayée, offre un potentiel de production supplémentaire mais nécessite une gestion vigilante de la pression. Le troisième scénario, qui combine le forage du nouveau puits K-8 avec la conversion des puits existants en injecteurs alternatifs de gaz et d'eau (WAG), apparaît comme la stratégie la plus prometteuse. Cette approche prolonge non seulement le plateau de production mais optimise également la récupération des hydrocarbures tout en équilibrant la pression du réservoir. En conclusion, le scénario 3 est recommandé pour maximiser la récupération, maintenir la pression et assurer la viabilité économique et opérationnelle à long terme du champ KGB-TAGI.

Conclusion générale

Le réservoir KGB-MLN abrite des réserves substantielles d'hydrocarbures, estimées à environ 45,8 MMSTB d'huile en place. Selon les analyses et estimations récentes, seulement 29,4 % de ces réserves ont été extraites entre 2003 et 2023. Ce réservoir se distingue par ses remarquables propriétés pétro-physiques, notamment en matière de porosité et de perméabilité, offrant ainsi un potentiel considérable pour une exploitation future.

Dans cette optique, des efforts considérables ont été déployés pour construire et générer un modèle de réservoir dynamique capable de reproduire correctement le comportement des fluides présents dans le réservoir. Cette tâche a été réalisée grâce à l'utilisation de logiciels spécialisés tels que PVTi, ECLIPSE300, et Petrel RE. La validation du modèle a été assurée par un processus de calage historique, impliquant une étude de sensibilité des perméabilités relatives et de la saturation d'eau statique.

Les projections réalisées ont indiqué que, dans la configuration actuelle, une récupération d'environ 34% des réserves pourrait être atteinte en 2050. Afin d'améliorer ces performances, plusieurs scénarios alternatifs ont été étudiés et modélisés. Les résultats obtenus ont révélé des profils de production prometteurs, démontrant une amélioration significative des taux de récupération et validant ainsi la faisabilité technique de ces scénarios.

L'une des stratégies clés identifiées dans cette étude est l'implantation d'un nouveau puits K-8 producteur dans une région non balayée, qui s'est avérée efficace pour maintenir le plateau de production et favoriser un balayage optimal des zones saturées en huile. Le scénario 3 a combiné l'implantation du puits K-8 avec la conversion de deux puits existants en injecteurs, l'un en injecteur WAG (Water-Alternating-Gas) et l'autre en injecteur d'eau. Cette approche intégrée visait à optimiser la récupération d'hydrocarbures grâce à la récupération tertiaire par injection eau-gaz. Les résultats ont montré un maintien prolongé du plateau de production, une gestion améliorée de la pression de réservoir et un facteur de récupération final de 52,2 %

Référence Bibliographique

- [1] report development plan MLN 2014
- [2] Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59-64.
- [3] Ahmed, T. (2018). *Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling*. Gulf Professional Publishing.
- [4] Danesh, A. (1998). *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids (Vol. 47)*. Amsterdam : Elsevier.
- [6] Whitson, C. H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(04), 683-694.
- [7] Coats, K. H. (1985). Simulation of gas condensate reservoir performance. *Journal of Petroleum Technology*, 37(10), 1-870.
- [8] Li, Y. K., Nghiem, L. X., & Siu, A. (1984). *Phase Behavior Modeling for Reservoir Simulation*. Proceedings of the 59th SPE Annual Technical Conference.
- [9] Pedersen, K. S., & Christensen, P. L. (2007). *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press.
- [10] A. ShahkaramI, «Typical workflow for the history matching study,» january 2014. [En ligne].
- [13] McCain, W.D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, 2nd Edition. PennWell
- [14] Mattax, C.C. et Dalton, R.L. (1990). *Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers.
- [15] Michelsen, M.L. (1990). Simplified Flash Calculations for Cubic Equations of State. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 29(11), 2282-2287.
- [16] Leibovici, C.F. (1993). Tuning Equations of State. *Fluid Phase Equilibria*, 84, 347-360.
- [17] Nnaemeka Ezekwe « *Petroleum Reservoir Engineering Practice* » United States, September 2010.
- [18] John R. Fanchi « *Principles of Applied Reservoir Simulation* » Second Edition, United States 2000.
- [19] Whitson, C. H. "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions." *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 25, no. 4, 1985, pp. 683-694.
- [20] PVTi Reference Manual. Schlumberger, 2023.
- [21] Whitson, C. H. "Phase Behavior," PVTi Course Notes. 2022.

[22] Katende, Allan F. S. (2019). A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 285, 627-649.

[23] M. Panda. (2001, June). Reservoir modelling using Scale-Dependent Data integration. *SPEJ*, 157-170.