



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables, des
Sciences de la Terre et de l'Univers

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Mémoire De FIN D'ETUDE

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

-Thème-

Evaluation des scénarios de récupération assistée dans le champ d'Oued El Ghofrane -Région de Ghardaïa

Présenté par :

- KABOUL Ahmed

- DJEMAOUI Maroua

Devant le jury :

Président : BELEKSIER M^{ed} Salah

Examineur : LAOUINI Hamza

Encadreur : MEDJANI Fethi

Co-encadreur : Laouini Reda

Pr. UKMO

MCB. UKMO

Pr. UKMO

Dr

Année universitaire : 2025/2026

Dédicaces

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

À nos parents, pour leur soutien indéfectible et leurs sacrifices tout au long de notre parcours académique.

À nos familles, pour leur amour et leur encouragement constants.

À nos enseignants, .

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

KABOUL AHMED

With all my love, I dedicate this great work,

To my Mother Sabiha,

Who raised me with a fine taste for music and books, who turned every obstacle into just a small step to climb over, who believed in me when I lost hope and strength, and who I find myself in tears for as I write these words. Because, mom, words can never be enough to express, and tears can never fill the ocean of your love, support, and the peace you have brought to my heart and life. I could never be more proud than to have you.

To my siblings Abd El Hamid and Safa,

My precious, my dearest, if I ever grow it is to encourage you to grow more, and if I ever shine, it is to see you shine even brighter. Because before I can be anything, I am a big sister, and I will always be here for you, cheering for you, protecting you, and believing in you.

To my Grand parents ,my aunt Sabrina, and my dear cousins,

Nano, Ihcene, Nour, and Ines, for their support and prayers but also the love and laughters we shared, to see me as the person I am today and what I'll be.

To my dearest sisters,

To Khaira and Hourry , my roommates, my safe place, and the ones who made this journey easier, more meaningful, and filled with love and laughter through every tear.

To Maroua and Jiji , for making a new and frightening journey feel like home, warm, comforting, and beautiful. Leaving was painful, but forgetting will never be possible. Thank you for every moment, every memory, and every piece of love you gave me. My mom gave me one sister, but the world gave me far more than I could have ever imagined.

To Dear Oussama,

For his support and kindness, when a word can change your resilience and your will, a presence made even the hardest moments feel lighter. I am truly grateful for the accompaniment of such a soul .

Maroua Djemaoui

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent en premier lieu à notre encadrant le professeur **Medjani Fethi**, pour sa disponibilité, ses conseils précieux et son accompagnement tout au long de ce travail. Sa rigueur scientifique et son expertise en ingénierie des réservoirs ont été une source d'inspiration et de motivation constante. Ainsi que notre co-encadrant le docteur

Nous remercions également le corps enseignant du Département de sciences de la terre et l'univers, université D'Ouargla pour la qualité de la formation dispensée et le soutien académique apporté durant notre cursus universitaire.

Nos remerciements vont aussi aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail et d'y apporter leur expertise scientifique.

Nous exprimons notre reconnaissance envers la personnel de la grande société nationale et fierté de L'Algérie SONATRACH pour la mise à disposition des données caractérisant le champ d'Oued El Ghofrane, sans lesquelles cette étude n'aurait pu voir le jour.

Enfin, nous remercions nos familles et amis pour leur soutien moral et leurs encouragements tout au long de notre parcours universitaire.

تتمحور هذه المذكرة التخرجية حول تحسين إنتاج حقل واد الغفران النفطي، الواقع في ولاية غرداية بشمال الصحراء الجزائرية. خلال سبع سنوات ومعدلات استرجاع غير كافية إذ لم يجر استرجاع psi في ظل انخفاض ضغط الخزان بمقدار نحو 2000 أكثر من 70% من التراكومات النفطية، يهدف هذا البحث إلى تقييم ومقارنة سيناريوهات مختلفة للاسترجاع المعزز بهدف تحديد الأكثر فعالية منها لتعظيم الإنتاج على المدى البعيد.

Petroleum Experts: التابعة لشركة IPM تعتمد المنهجية المعتمدة على مقارنة متكاملة تجمع بين برنامجين من حزمة لمحاكاة الخزان باستخدام MBAL، وبرنامج IPR/VLP لمحاكاة أداء الآبار عبر التحليل العقدي (PROSPER) برنامج (Material Balance) طريقة موازنة المواد).

PVT في الجزء الجنوبي من منطقة الدراسة، وتشمل بيانات P2 و P1 استندت الدراسة إلى بيانات بئرين منتجتين (والمعاملات البتروفيزيائية وسجلات الإنتاج والضغط ونتائج اختبارات الآبار. الخزان المدروس من نوع الحجر ، ومسامية 14,5%، وحجم نفط موضوع في المكان C، ودرجة حرارة 87°C، وpsi، بضغط أولي 5854 A) الرملي (المستوى m³ بـ 3,7238 × 10⁶ OOIP).

بعد بناء النموذج ومعايرته مع التاريخ الفعلي بتطابق يفوق 90%، جرى محاكاة ثلاثة سيناريوهات: الاستنزاف الطبيعي ، وضخ الماء، وضخ الغاز. أظهرت النتائج أن ضخ الماء يقدم أفضل أداء من حيث صون الضغط، وعامل الاسترجاع، (NFA) والإنتاج النفطي التراكمي، مسجلاً عوامل استرجاع أعلى بكثير مقارنة بالسيناريوهات الأخرى. كما أسهم الخزان المائي النشط في الحالة المستقرة بشكل ملحوظ في دعم ضغط الخزان طبيعياً. Fetkovich من نوع

على الصعيد التقني الاقتصادي، أكدت الدراسة أن مشروع ضخ الماء مربح مالياً من خلال قيم إيجابية لصافي القيمة الحالية يفوق معدل الخصم، مع مرونة مقبولة أمام تذبذبات سعر النفط. TRI) ومعدل عائد داخلي (VAN)

الكلمات المفتاحية: واد الغفران، ضخ الماء، ضخ الغاز، عامل الاسترجاع، التحليل العقدي. الخزان المائي

Résumé

Ce mémoire de fin d'études porte sur l'optimisation de la production du champ pétrolier d'Oued El Ghofrane, situé dans la wilaya de Ghardaïa au Nord du Sahara Algérien. Face à une problématique de chute de pression réservoir de l'ordre de 2 000 psi en sept ans et un taux de récupération insuffisant — plus de 70 % des accumulations d'huile n'ayant pas encore été récupérées — l'objectif principal de cette étude est d'évaluer et de comparer différents scénarios de récupération assistées afin d'identifier le plus efficace pour optimiser la production à long terme.

La méthodologie adoptée repose sur une approche intégrée combinant deux logiciels de simulation de la suite IPM (Integrated Production Modelling) de Petroleum Experts : PROSPER pour la modélisation des performances des puits à travers l'analyse nodale (IPR/VLP), et MBAL pour la modélisation globale du réservoir par la méthode du bilan de matière (Material Balance).

Les données utilisées proviennent de deux puits producteurs (P1 et P2) situés dans la partie sud du périmètre d'étude et comprennent les données PVT, les paramètres pétrophysiques, les historiques de production et de pression, ainsi que les résultats des tests de puits. Le réservoir étudié est de type grès triasique (Niveaux A), caractérisé par une pression initiale de 5 854 psia, une température de 87°C, une porosité de 14,5% et un volume d'huile initiale en place (OOIP) estimé à 3,7238 × 10⁶ m³.

Après la construction et le calage du modèle (history matching) avec une corrélation supérieure à 90 % entre les données simulées et réelles, trois scénarios ont été simulés : la récupération naturelle (NFA), l'injection d'eau, et l'injection de gaz. L'analyse des résultats montre que l'injection d'eau présente les meilleures performances en termes de maintien de pression, de facteur de récupération et de production cumulée d'huile, atteignant des facteurs de récupération nettement supérieurs aux deux autres scénarios.

La présence d'un aquifère actif de type Fetkovich en régime permanent (Steady State), modélisé avec un rayon extérieur/intérieur de 2,95 et une perméabilité de 8,05 md, joue un rôle significatif dans le soutien naturel en pression du réservoir.

Mots-clés : Oued El Ghofrane, Réservoir Triasique, Bilan de Matière, PROSPER, MBAL, Injection d'Eau, Injection de Gaz, Facteur de Récupération, Aquifère, Analyse Nodale.

Abstract

This end-of-studies dissertation focuses on the production optimization of the Oued El Ghofrane oil field, located in the Ghardaïa province in northern Algeria. Facing a reservoir pressure decline of approximately 2,000 psi over seven years and insufficient recovery — with more than 70% of oil accumulations yet to be recovered — the primary objective of this study is to evaluate and compare different recovery scenarios to identify the most effective strategy for long-term production optimization.

The methodology relies on an integrated approach combining two simulation tools from Petroleum Experts' IPM (Integrated Production Modelling) suite: PROSPER for well performance modelling through nodal analysis (IPR/VLP), and MBAL for reservoir-scale modelling using the Material Balance method.

The data used originate from two producing wells (P1 and P2) located in the southern part of the study area, including PVT data, petrophysical parameters, production and pressure histories, and well test results. The studied reservoir consists of Triassic sandstones (Levels A and B), characterized by an initial pressure of 5854 psia, a temperature of 87°C, a porosity of 0.145, and an estimated Original Oil In Place (OOIP) of $3.7238 \times 10^6 \text{ m}^3$.

After model construction and history matching, achieving a correlation exceeding 90% between simulated and actual data, three scenarios were simulated: natural depletion (NFA), water injection, and gas injection. Results show that water injection delivers the best performance in terms of pressure maintenance, recovery factor, and cumulative oil production.

Keywords: Oued El Ghofrane, Triassic Reservoir, Material Balance, PROSPER, MBAL, Water Injection, Gas Injection, Recovery Factor, Aquifer, Nodal Analysis.

Table des Matières

Remerciements	4
Résumé	5
Abstract	6
Table des Matières	7
Liste des Figures	9
Liste des Tableaux	10
Nomenclature et Abréviations	11
Introduction Générale	13
Chapitre I : Description de la Zone d'Étude	15
I.1 Introduction au Chapitre	16
I.2 Situation Géographique	16
I.3 Situation Géologique et Cadre Lithostratigraphique	17
I.3.1 Contexte Géologique Régional	17
I.3.2 Cadre Lithostratigraphique	17
I.3.3 Système Pétrolier	19
I.4 Structure Géologique du Champ	20
I.4.1 Carte en Isobathes	20
I.4.2 Profil Sismique	21
I.5 Conclusion du Chapitre	21
Chapitre II : Matériaux et Méthode	22
II.1 Introduction au Chapitre	23
II.2 Problématique et Objectifs de l'Étude	23
II.2.1 Problématique	23
II.2.2 Objectifs de l'Étude	23
II.3 Sources de Données	24
II.4 Données PVT	24
II.4.1 Définition et Rôle des Données PVT	24
II.4.2 Principales Propriétés PVT Utilisées	24
II.5 Données de Well Test	26
II.6 Paramètres de Réservoir	27
II.7 Historique de Production et de Pression	28
II.8 Construction du Modèle — Équations Fondamentales	28
II.8.1 Logiciels Utilisés	28
II.8.2 Équation d'Analyse Nodale — PROSPER (IPR)	29
II.8.3 Équation de Bilan de Matière — MBAL	31
II.8.4 Modèle d'Aquifère de Fetkovich — Régime Permanent	32
II.9 Procédure de Modélisation Intégrée	33

Chapitre III : Résultats et Discussion	35
III.1 Introduction au Chapitre	36
III.2 Résultats du Calage Historique (History Matching).....	36
III.2.1 Résultats du Modèle de Puits (PROSPER)	36
III.2.2 Calage Historique dans MBAL — Pression Réservoir	37
III.3 Analyse du Mécanisme de Drainage — Energy Plot.....	38
III.4 Résultats de la Simulation des Scénarios	39
III.4.1 Prévision de Pression Réservoir	39
III.4.2 Facteur de Récupération et Production Cumulée d'Huile	41
III.4.3 Débit d'Huile Moyen	42
III.5 Synthèse Comparative des Scénarios	43
III.6 Discussion Générale	44
III.7 Conclusion du Chapitre	45
Chapitre IV : etude techno-economique de l'injection d'eau.....	46
IV.1 Introduction au Chapitre.....	47
IV.2 Performance éconoique et analyse de sensibilitées du projet.....	47
IV.2.1 Paramètres technoéconomique.....	47
IV.2.2 Profile de production en fonction des années.....	48
IV.2.3 Critères de rentabilité.....	49
IV.2.4 Analyse de sensibilités au prix de brut.....	51
Conclusion Générale et Perspectives.....	52
Références Bibliographiques	
Annexes.....	
Annexe A — Données PVT Détaillées.....	56
Annexe B — Paramètres de l'Aquifère de Fetkovich	57
Annexe C — Tableau de Bord des Résultats de Simulation	58
Annexe D — Récapitulatif de Toutes les Équations.....	58
Annexe E — Légende complète des symboles.....	59

Liste des Figures

- Figure I.1** — situation géographique du champ
- Figure I.2** — Situation géologique du bassin d'Oued Mya
- Figure I.3** — Colonne stratigraphique à travers le bassin d'Oued Mya
- Figure I.4** — Carte en isobathes au toit de TAG niveau A
- Figure I.5** — Profil sismique du champ d'Oued El Ghofrane
- Figure II.1** — Courbe de pression de bulle — Test CCE
- Figure II.2** — Évolution de R_s en fonction de la pression
- Figure II.3** — Évolution de B_o en fonction de la pression
- Figure II.4** — Évolution de la viscosité en fonction de la pression
- Figure II.5** — Historique de pression du champ d'Oued El Ghofrane
- Figure II.6** — Historique de production cumulée du champ d'Oued El Ghofrane
- Figure II.7** — Matching VLP — Corrélation Hagedorn-Brown
- Figure III.1** — Courbe IPR/VLP — Point de fonctionnement optimal du puit P1
- Figure III.2** — History Matching — Pression réservoir vs temps
- Figure III.3** — Graphe Energy Plot — Mécanisme de drainage
- Figure III.4** — Prévion de pression — Trois scénarios (NFA, Eau, Gaz)
- Figure III.5** — Prévion de Facteur de récupération et Production cumulée — NFA vs Eau vs Gaz
- Figure III.6** — Prévion de Débit d'huile moyen — NFA vs Eau vs Gaz
- Figure IV.1** — Profil de production annuelle (bbl/an) — INJ WATER vs NFA (2027–2050)
- Figure IV.2** — Comparaison de la production cumulée totale (Mbbbl) — INJ vs NFA
- Figure IV.3** — Comparaison de la VAN (MM\$) — INJ WATER vs NFA sous deux hypothèses de prix
- Figure IV.4** — — Taux de Rentabilité Interne (TRI nominale %) — INJ WATER vs NFA
- Figure IV.5** — — Analyse de sensibilité : VAN (MM\$) en fonction de la variation du prix (Base P75 et P130)

Liste des Tableaux

- Tableau II.1 — Les problématique du champ de oued el ghofrane qui nécessite cette étude
- Tableau II.2 — Les propriétés PVT du fluide du champ d'Oued El Ghofrane
- Tableau II.3 — Les résultqts de well test de P1
- Tableau II.4 — Les paramètres de reservoir
- Tableau II.5 — Description de logiciels utilisées et leurs intérêt
- Tableau II.6 — signification des symboles d'équation de bilan
- Tableau II.7 — Types des aquifères et leurs caractéristique
- Tableau II.8 — Les paramètres de l'aquifère
- Tableau II.9 — Les étapes de modélisation adoptée dans cette étude
- Tableau III.1 — Résultats du Modèle de Puit 1 (PROSPER model)
- Tableau III.2 — Résultats d'history matching (logiciel mbal)
- Tableau III.3 — comparaison de Np et RF des trois scénarios simulés (mbal model)
- Tableau III.4 — synthèse comparative des performances des trois scénarios simulés (mbal model)
- Tableau IV.1 — Paramètres technique et leurs sources internationales
- Tableau IV.2 — Paramètres économiques et leurs sources internationales
- Tableau IV.3 — Synthèse des critères de rentabilité — INJ WATER vs NFA

Nomenclature et Abréviations

Symbole / Abréviation	Signification	Unité
OOIP	Original Oil In Place (Volume initial d'huile en place)	m ³
RF	Recovery Factor (Facteur de récupération)	%
Bo	Facteur de volume d'huile (Oil Formation Volume Factor)	m ³ /m ³
Rs	Rapport gaz-huile dissous (Solution Gas-Oil Ratio)	m ³ /m ³
Pb	Pression de bulle (Bubble Point Pressure)	psia
μo	Viscosité de l'huile (Oil Viscosity)	cP
Pi	Pression initiale du réservoir	psia
Pwf	Pression de fond de puits en production	psia
IPR	Inflow Performance Relationship (Relation entrée-performance)	—
VLP	Vertical Lift Performance (Performance de remontée verticale)	—
GOR	Gas-Oil Ratio (Rapport gaz-huile)	m ³ /m ³
MBAL	Material Balance (Bilan de Matière)	—
NFA	No Further Action (Récupération naturelle sans injection)	—

Symbole / Abréviation	Signification	Unité
We	Volume d'eau envahissant l'aquifère	m ³
Np	Cumulative Oil Production (Production cumulée d'huile)	m ³
Wp	Cumulative Water Production (Production cumulée d'eau)	m ³
Bg	Facteur de volume de gaz	m ³ /m ³
Φ	Porosité (Porosity)	fraction
K	Perméabilité (Permeability)	md
Swi	Saturation en eau irréductible (Connate Water Saturation)	fraction
PI	Indice de productivité (Productivity Index)	m ³ /j/bar
PVT	Pressure-Volume-Temperature	—
OGR	Oued Ghoufrane (désignation du champ)	—
CCE	Constant Composition Expansion	—
IPM	Integrated Production Modelling	—
EOR	Enhanced Oil Recovery (Récupération assistée)	—

Introduction Générale

L'exploitation optimale des gisements pétroliers représente l'un des défis les plus complexes et stratégiques de l'industrie des hydrocarbures. Alors que les ressources mondiales en énergie fossile sont confrontées à une diminution progressive des découvertes de nouveaux gisements et à une maturité croissante des champs en production, la maximisation du facteur de récupération (Recovery Factor, RF) des réservoirs existants s'impose comme une priorité économique et technologique. Dans ce contexte, les méthodes de récupération secondaire jouent un rôle essentiel en permettant de maintenir la pression du réservoir et d'améliorer le balayage des hydrocarbures résiduels. Parmi ces méthodes, l'injection d'eau (waterflooding) demeure la technique la plus largement utilisée à l'échelle mondiale en raison de sa simplicité opérationnelle et de son coût relativement faible. Selon Du et Thakur (2024), la gestion optimisée de l'injection d'eau dans les réservoirs carbonatés a permis d'améliorer significativement l'efficacité du balayage et de prolonger la durée de vie productive de nombreux champs pétroliers onshore et offshore. De même, les techniques d'injection d'eau à faible salinité (low-salinity waterflooding) ont montré un potentiel important pour accroître la récupération du pétrole dans les réservoirs carbonatés grâce à la modification des propriétés de mouillabilité et des interactions roche-fluide (Marquez et al., 2025).

Parallèlement, l'injection de gaz constitue une alternative particulièrement efficace pour améliorer la récupération des hydrocarbures dans les réservoirs matures ou à faible perméabilité. Les gaz injectés, tels que le CO_2 , les gaz associés ou les hydrocarbures légers, contribuent au maintien de la pression du réservoir, à la réduction de la viscosité du pétrole et à l'amélioration de sa mobilité. Une étude récente de Li et al. (2024) a montré que l'injection de gaz hydrocarbonés après une phase de waterflooding permet d'augmenter significativement le taux de récupération dans les réservoirs ultra-profonds à fort taux d'eau. De même, Bera et al. (2024) ont souligné que les stratégies d'injection de CO_2 offrent un double avantage en améliorant la récupération des hydrocarbures tout en favorisant le stockage géologique du carbone. Les procédés combinés eau-gaz (Water Alternating Gas, WAG) suscitent également un intérêt croissant, car ils permettent d'améliorer l'efficacité du balayage volumique tout en limitant les phénomènes de canalisation du gaz. Des travaux récents réalisés sur des réservoirs gréseux ont démontré que l'injection alternée eau- CO_2 peut générer des gains substantiels de récupération par rapport aux procédés conventionnels d'injection d'eau seule (Rawat et al., 2025).

En Algérie, où les hydrocarbures constituent l'un des principaux piliers de l'économie nationale, l'amélioration du facteur de récupération des champs matures représente un enjeu stratégique majeur. La mise en œuvre de techniques avancées de récupération secondaire et tertiaire apparaît ainsi comme une solution essentielle pour optimiser l'exploitation des réserves existantes, accroître la rentabilité des gisements et garantir la durabilité de la production à long terme.

Le champ d'Oued El Ghofrane, situé dans la wilaya de Ghardaïa au nord du Sahara Algérien, illustre cette problématique avec acuité. Depuis le début de sa mise en production le 19 juin 2019, ce réservoir de grès triasique (Niveaux A) a connu une chute de pression d'environ 2 000 psi en sept ans, avec une production journalière ne dépassant pas 264 m³/j et plus de 70 % des accumulations d'huile encore non récupérées. Cette situation traduit une sous-performance manifeste du réservoir et soulève la question fondamentale du choix optimal du scénario de récupération.

Face à cette problématique, ce travail s'inscrit dans le cadre d'une approche de modélisation dynamique intégrée, visant à évaluer l'impact de différents scénarios de récupération — récupération naturelle, injection d'eau et injection de gaz — sur les performances du réservoir et le facteur de récupération final. Cette démarche repose sur l'utilisation de deux logiciels de référence de l'industrie pétrolière, issus de la suite IPM (Integrated Production Modelling) de Petroleum Experts :

- PROSPER, dédié à la modélisation des performances de puits par analyse nodale (IPR/VLP), permettant de simuler l'écoulement des fluides du réservoir jusqu'à la surface ;
- MBAL, outil de modélisation globale du réservoir par la méthode du bilan de matière, permettant d'estimer les volumes en place, d'identifier l'énergie de réservoir et de prédire les performances futures selon différents scénarios.

La démarche adoptée dans ce travail est la suivante : dans un premier temps, le modèle de puits est construit dans PROSPER à partir des données PVT et des tests de puits (well test), puis les résultats sont exportés vers MBAL pour la modélisation à l'échelle du réservoir. Après le calage du modèle sur les données historiques, trois scénarios de production sont simulés et comparés afin d'identifier le plus efficace pour optimiser la production à long terme du champ.

Ce mémoire est organisé en trois chapitres principaux :

- Le Chapitre I décrit la zone d'étude, en présentant la situation géographique, le contexte géologique et stratigraphique, ainsi que la structure du champ d'Oued El Ghofrane.
- Le Chapitre II expose les matériaux et la méthode, incluant les données utilisées (PVT, well test, paramètres pétrophysiques, historiques de production et de pression), la construction du modèle PROSPER et MBAL, avec les équations fondamentales de l'analyse nodale et du bilan de matière.
- Le Chapitre III présente et discute les résultats obtenus, incluant la validation du modèle par history matching, l'analyse du mécanisme de drainage, et l'interprétation détaillée des graphes de résultats pour les trois scénarios simulés.

Chapitre I : Description de la Zone d'Étude.

Ce chapitre présente la zone d'étude du champ d'Oued El Ghofrane, en couvrant successivement sa situation géographique, son contexte géologique régional, son cadre lithostratigraphique détaillé et sa structure géologique. Ces éléments constituent le socle géoscientifique indispensable à toute modélisation de réservoir fiable.

I.2 Situation Géographique

Le périmètre d'Oued El Ghofrane (OGR) est situé au Nord du Sahara Algérien, dans la wilaya de Ghardaïa, à environ 600 km au sud d'Alger. Les principales références géographiques sont :

- La wilaya de Laghouat, au nord, à environ 200 km ;
- La ville de Ghardaïa, à seulement 10 km ;
- Le gisement de gaz à condensat d'Aït Kheir, à 27 km au Nord-Ouest ;
- Le champ d'Oued Noumer, à 26 km à l'Ouest.

Cette position géographique stratégique place le champ dans une zone de transition entre le bassin d'Oued Mya et le grand champ de Hassi R'mel, conférant à la structure une importance géologique et industrielle particulière. L'accessibilité du site est facilitée par le réseau routier saharien reliant Ghardaïa à la région pétrolière.

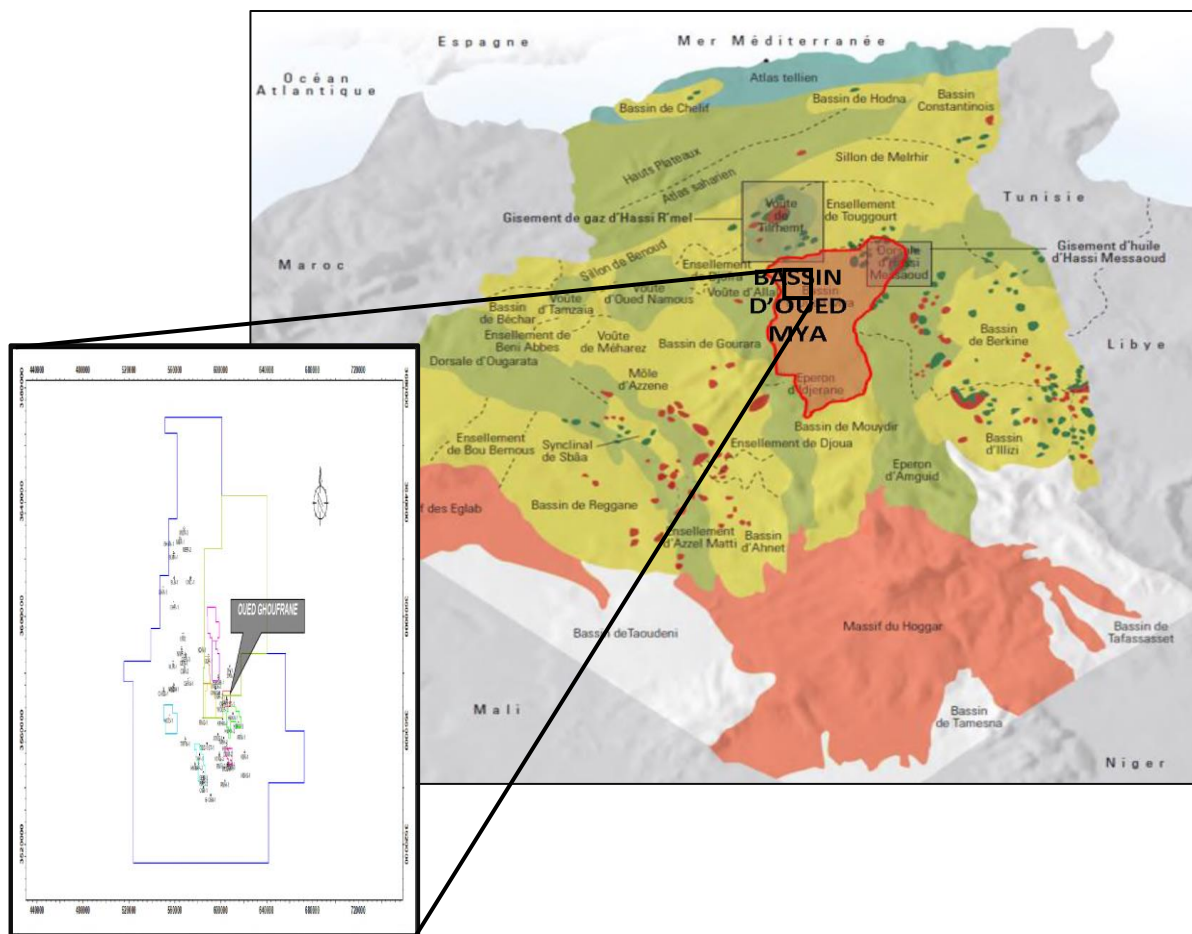


Figure I.1 — situation géographique du champ (POD OF OUED EL GHOFRANE SH)

I.3 Aperçu Géologique et lithostratigraphique

I.3.1 Contexte Géologique Régional

Le gisement d'Oued El Ghofrane s'inscrit dans le bassin d'Oued Mya, l'un des bassins sédimentaires les plus riches d'Algérie. Ce bassin fait partie de la province triasique du Sahara Algérien et est de type intracratonique. Il est délimité par plusieurs hauts structuraux régionaux qui contrôlent son architecture géologique :

- Au Nord : le haut structural Djemaa-Touggourt ;
- À l'Ouest : le dôme d'Allal et la dorsale d'Idjerane-M'zab ;
- Au Sud : le bassin de Mouydir ;
- À l'Est : le haut structural d'Amguid-Messaoud.

Le bassin d'Oued Mya renferme d'importantes accumulations d'hydrocarbures dans les grès triasiques, qui constituent le principal objectif pétrolier, mais également dans les formations ordoviciennes et dévoniennes. Plusieurs découvertes majeures d'huile et de gaz ont été réalisées dans cette province, faisant d'Oued Mya un bassin pétrolier de premier rang à l'échelle algérienne.

Le périmètre d'exploitation OGR est situé dans le permis Ghardaïa II, sur le flanc Nord du bassin d'Oued Mya. Cette structure, d'une superficie d'environ 29 km², occupe une position charnière entre le grand champ de Hassi R'mel à l'Ouest et le bassin d'Oued Mya au Sud-Est. La fermeture structurale est estimée à 60 m, avec une superficie productive de 15,28 km².

I.3.2 Cadre Lithostratigraphique

La couverture sédimentaire du bassin d'Oued Mya repose sur le socle cristallin de la plateforme saharienne. La série stratigraphique est dominée par les dépôts du Mésozoïque qui reposent en discordance sur la série Paléozoïque, celle-ci étant érodée jusqu'au Cambro-Ordovicien. La colonne lithostratigraphique, de la surface vers le bas, comprend les formations suivantes :

Cénozoïque

- Mio-Pliocène (épaisseur ~20 m) : caractérisé généralement par des Sables fins à moyens, mal classé, à ciment calcaire, avec la présence de Traces de calcaire blanchâtre, gréseux, microcristallin.

Mésozoïque — Crétacé

- **Sénonien carbonaté** (épaisseur ~175 m) : caractérisé par des Calcaire blanchâtre à beige-clair, micro à cristallin, légèrement dolomitique, dur, avec la présence de passées de marne verdâtre.
- **Sénonien anhydritique** (épaisseur ~42 m) : caractérisé par une Anhydrite gris-blanchâtre à translucide, avec la présence de passées d'argile brun-rouge et de marne jaune.
- **Turonien** (épaisseur ~148 m) : caractérisé par un Calcaire dolomitique gris-clair, cryptocristallin à microcristallin, avec la présence de faciès souvent argileux.

- **Cénomanién** (épaisseur ~153 m) : caractérisé généralement par une Alternance d'anhydrite blanche, de marne gris-verdâtre et d'argile grise, avec la présence de fines passées de dolomie.
- **Albien** (épaisseur ~460 m) : formation avec des Grès gris-blanc à brun-rouge, fins à moyens, sub-arrondis, friables, avec la présence d'un ciment argilo-carbonaté.
- **Aptien** (épaisseur ~26 m) : caractérisé par une Dolomie grise et gris-beige, compacte, microcristalline, dure.
- **Barrémien** (épaisseur ~320 m) : caractérisé par des Grès jaunâtres, rosâtres à translucides, fins à grossiers, arrondis à sub-anguleux, friables.
- **Néocomien** (épaisseur ~257 m) : caractérisé par une Argile gris-verdâtre à brun-rouge, feuilletée, indurée, avec la présence de passées de dolomie et de grès blanc-beige.

Mésozoïque — Jurassique

- Malm (épaisseur ~140 m) : caractérisé par des Grès gris-blanc à blanc, très fins à moyens, sub-arrondis, friables à moyennement durs.
- Dogger Argileux (épaisseur ~128 m) : caractérisé généralement par une Argile brun-rouge à gris-vert, tendre à indurée, avec la présence de faciès dolomitiques.
- Dogger Lagunaire (épaisseur ~131 m) : caractérisé par une Dolomie calcaire blanchâtre et gris-clair, avec la présence de faciès argileux.
- Lias (Marneux, Carbonaté, Anhydritique, Salifère) : caractérisé généralement par une série carbonatée et évaporitique caractéristique du Jurassique saharien.

Trias — Les Réservoirs Producteurs

- Les principaux réservoirs producteurs du champ d'Oued El Ghofrane sont les formations gréseuses du Trias argileux. Ces réservoirs sont constitués, de haut en bas, par :
- Trias Salifère S4 (épaisseur ~61 m) : Généralement par une couche Sel rosâtre, translucide, massif, avec la présence de fines passées d'argile brun-rouge.
- Trias Argileux Inférieur (épaisseur ~49 m) : Des argile brun-rouge, parfois gris-vert, tendre et localement salifère, avec la présence de faciès induré et micacé vers la base.
- Trias Niveau A (épaisseur ~26 m) : caractérisé généralement par des Grès constituant l'ultime phase du dépôt détritique au Trias, d'extension beaucoup plus vaste que le Niveau B, représentant le principal réservoir du champ.
- Trias Niveau B (épaisseur ~62 m) : caractérisé par un Agencement de chenaux fluviaux, avec la présence d'une granulométrie grossière à la base (galets de grès et d'argile), suivant un schéma classique d'évolution d'un système fluvial en tresse.
- Trias Niveau C (épaisseur ~23 m) : caractérisé par une Argile brun-rouge tendre à plastique et silteuse, avec la présence de passées de grès brun-rouge à gris-clair, très fins, argilo-dolomitiques.
- Trias Série Inférieure (épaisseur ~34 m) : caractérisé généralement par le terme de base du Trias, discordant sur un Paléozoïque fortement érodé.
- Dans le bassin d'Oued Mya, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-azoïque comprenant les unités A, B et C, déposées en climat semi-aride à aride sur une large surface dans un environnement continental fluvial, passant progressivement vers le Nord-Est à une sédimentation fluvio-deltaïque. Ces dépôts

sont recouverts par les évaporites du Trias salifère S4 et reposent en discordance angulaire sur des formations d'âge variable du Cambrien au Dévonien inférieur

Paléozoïque

- Ordovicien : caractérisé généralement par une Argile micro-conglomératique, grise à gris-foncée, tendre à indurée, silteuse, micacée et pyriteuse, avec la présence de grains de quartz fin à grossier.

COLONNE STRATIGRAPHIQUE TYPE DE LA REGION DE OUED NOUMER				
AGE	ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	Calcaire à silex	
		TURONIEN	Dolomie	
		CENOMANIEN	Argile dolomie anhydrite	
		ALBIEN	Grès fin	
		APTIEN	Dolomie et marnes	
		BARREMIEN	Grès carbonaté	
		NEOCOMIEN	Grès, dolomie	argille
	JURASSIQUE	MALM	Grès Carbonate	argille
		DOGGER	Argile, carbonate	
		LIAS MARNEUX	Marnes	
		LIAS CARBONATE	Calcaire	
		LIAS ANHYDRITIQUE	Anhydrite	
		LIAS SALIFERE	Sel, argile	
		HORIZON B	Dolomie	
	TRIAS	S1+S2	Sel, anhydrite, argile	
		S3	Sel massif	
		ARGILEUX SUP.	Argile dolomitique	
		S4	sel massif	
		ARGILEUX INF.	Argile	
		GRES A	Argile silteuse	
		ARGILES AB	Grès argileux	
		GRES B	Grès argileux et microconglomératiques	
		ARGILES C	Argile silteuse	
		GRES C	Grès argileux	
		SERIE INFERIEURE	Argile silteuse	
DZOIQUE	VICIEN	GRES D'OUED SARET	Grès argileux	

Figure I.3 — Colonne stratigraphique à travers le bassin d'Oued Mya (POD OF OUED EL GHOFRANE SH)

I.3.3 Système Pétrolier

Le système pétrolier du champ d'Oued El Ghofrane s'articule autour des éléments suivants:

Élément du Système Pétrolier	Description
Roche Mère	Argiles à graptolites radioactives du Silurien, riches en matière organique (kérogène de type II). Elles constituent la principale source des hydrocarbures accumulés dans les grès triasiques du bassin d'Oued Mya.
Roches Réservoirs	Grès fluviatiles triasiques des Niveaux A et B, caractérisés par une porosité moyenne de 14,5 % et une perméabilité variable, avec une distribution hétérogène liée à l'architecture chenalisée des dépôts.

Élément du Système Pétrolier	Description
Roches Couvertures	Évaporites et séries argilo-salifères du Trias salifère (S4) et du Lias. Ces niveaux imperméables constituent des barrières d'étanchéité efficaces.
Pièges	Pièges structuraux de type anticlinal faillé, avec une direction principale NW-SE. La faille bordière Ouest et la faille limitant le flanc Sud constituent les éléments structuraux majeurs.
Migration	Migration verticale et latérale depuis la roche mère silurienne vers les grès triasiques, facilitée par les failles et les discontinuités stratigraphiques.

I.4 Aperçu Structural

I.4.1 Carte en Isobathes

Les horizons sismiques (couverture morte, réservoir) et le réseau de failles ont été convertis en profondeur à partir d'un modèle de vitesse construit spécifiquement pour la région. Les cartes en isobathes représentent l'image structurale en profondeur des horizons réservoirs triasiques, notamment le toit des Grès A (T2).

L'interprétation de la carte en isobathes au toit des Grès A révèle que la structure d'Oued El Ghofrane se présente comme un anticlinal allongé, d'orientation NW-SE, formé d'une seule culmination. La structure est :

- Limitée dans son flanc Ouest par une faille de direction NW-SE ;
- Limitée au Sud par une faille de direction NE-SW ;
- Caractérisée par une fermeture structurale d'environ 60 m ;
- D'une superficie productive d'environ 15,28 km².

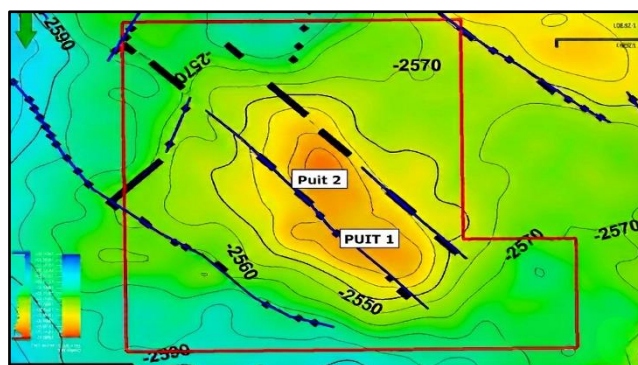


Figure I.4 — Carte en isobathes au toit de TAG niveau A (POD OF OUED EL GHOFRANE SH)

I.4.2 Profil Sismique

Les données sismiques 2D disponibles sur le périmètre d'Oued El Ghofrane ont permis d'identifier et de caractériser les principales discontinuités structurales affectant les niveaux réservoirs. L'analyse des profils sismiques montre :

- Un contexte tectonique extensif dominant, avec des failles normales à faible rejet, typiques de la tectonique de la plateforme saharienne ;
- La structure anticlinale est clairement individualisée sur les profils sismiques, avec une bonne continuité latérale des réflecteurs triasiques ;
- La présence de failles d'orientation NW-SE contrôlant la géométrie de la fermeture structurale ;
- L'épaisseur nette du réservoir varie de manière significative en fonction de l'architecture chenalisée des grès triasiques.

Ces données géophysiques constituent la base du modèle géologique statique et ont orienté le positionnement des puits de développement P1 et P2 dans la partie la plus favorable de la structure.

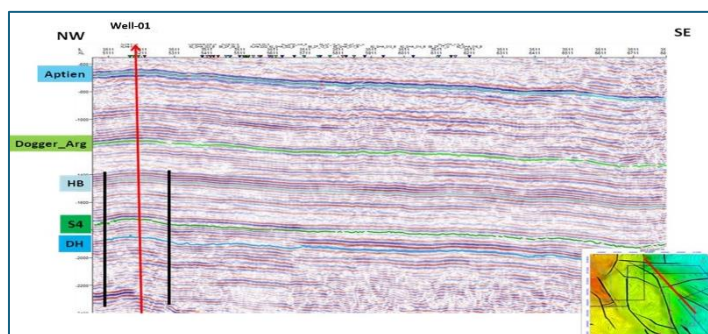


Figure 1.5 — Profil sismique du champ d'Oued El Ghofrane (POD OF OUED EL GHOFRANE SH)

I.5 Conclusion

Ce chapitre a fourni la description géologique et structurale complète du champ d'Oued El Ghofrane. Le réservoir se compose principalement des grès fluviatiles triasiques de Niveau A, piégés dans une structure anticlinale faillée d'orientation NW-SE, au sein du bassin d'Oued Mya. La roche mère silurienne, les couvertures évaporitiques triasiques et la géométrie structurale favorable constituent les ingrédients d'un système pétrolier complet. Ces éléments géoscientifiques fondent la caractérisation du réservoir qui sera intégrée dans la modélisation dynamique des chapitres suivants.

Chapitre II : Matériels et Méthodes

II.1 Introduction

Ce chapitre présente l'ensemble de matériels et de la méthodologie utilisés pour atteindre l'objectif principal de cette étude : la modélisation dynamique du réservoir d'Oued El Ghofrane et la comparaison des scénarios de récupération. Il détaille d'abord la problématique de l'étude et les sources de données, puis expose la procédure de modélisation dans les logiciels PROSPER et MBAL, en incluant les équations fondamentales mobilisées.

II.2 Problématique et Objectifs de l'Étude

II.2.1 Problématique

Depuis sa mise en production le 19 juin 2019, le champ d'Oued El Ghofrane connaît une dégradation progressive de ses performances de production. Les données disponibles indiquent:

Chute de pression réservoir	Environ 2 000 psi en 7 ans de production (5854 → 3780)
Débit journalier maximum observé	264 m ³ /j, en dessous des prévisions initiales
Taux de récupération actuel	15% de l'OOIP
OOIP estimé	$3,7238 \times 10^6$ m ³
Accumulations non récupérées	Plus de 85% de l'OOIP en place
Production cumulée actuelle	604965 m ³

Tableau II.1 — Les problématique du champ de oued el ghofrane qui nécessite cette étude

Cette situation traduit un réservoir sous-performant par rapport à son potentiel en hydrocarbures. La déplétion naturelle du réservoir s'avère insuffisante pour maintenir des débits de production économiquement viables à long terme. Il est donc impératif d'envisager des stratégies de récupération secondaire permettant de maintenir la pression réservoir et d'améliorer le facteur de récupération final.

II.2.2 Objectifs de l'Étude

Face à cette problématique, les objectifs de cette étude sont les suivants :

1. Construire un modèle de puits fiable dans PROSPER, pour simuler les performances des puits P1 et P2 ;
2. Construire et calibrer (history matching) un modèle de réservoir global dans MBAL, basé sur l'équation de bilan de matière ;

3. Analyser le mécanisme de drainage dominant du réservoir ;
4. Simuler et comparer trois scénarios de production : récupération naturelle (NFA), injection d'eau et injection de gaz ;
5. Identifier le scénario optimal en termes de pression de réservoir, de débit d'huile, de production cumulée et de facteur de récupération.

II.3 Sources de Données

Pour atteindre les objectifs de cette étude, un ensemble de données collectées sur deux puits producteurs P1 et P2, situés dans la partie Sud du périmètre d'étude, a été utilisé. Ces données couvrent les aspects PVT, les tests de puits, les paramètres pétrophysiques et l'historique de production et de pression.

II.4 Données PVT

II.4.1 Définition et Rôle des Données PVT

Les données PVT (Pression-Volume-Température) décrivent le comportement thermodynamique des hydrocarbures en fonction des variations de pression et de température. Elles jouent un rôle stratégique dans la modélisation :

- Dans MBAL : les données PVT permettent de calculer les termes d'expansion de l'huile et du gaz dans l'équation de bilan de matière, d'identifier le mécanisme de drainage, et de réaliser le history matching pour ajuster le modèle sur les données réelles du réservoir. La précision de l'estimation de l'OOIP et du facteur de récupération dépend directement de la qualité des données PVT.
- Dans PROSPER : les données PVT influencent directement la courbe IPR (Inflow Performance Relationship) et la courbe VLP (Vertical Lift Performance), permettant d'estimer la performance des puits et de déterminer le point de fonctionnement optimal. Sans données PVT fiables, le modèle de puits sera erroné.

II.4.2 Principales Propriétés PVT Utilisées

a) Pression de Bulle (P_b)

La pression de bulle est définie comme la pression à laquelle la première bulle de gaz se forme dans l'huile lors d'une réduction de pression à température constante. Elle marque la transition de l'huile sous-saturée (tout le gaz est dissous) à l'huile saturée (le gaz commence à se libérer).

Méthode de détermination utilisée : Constant Composition Expansion (CCE). L'échantillon est placé dans une cellule PVT à pression et température de réservoir, puis dépressurisé progressivement jusqu'à l'apparition de la première bulle.

Critère de validation : La pression de bulle doit être cohérente avec la gravité API de l'huile et la quantité de gaz dissous. Pour un réservoir sous-saturé ($P_i > P_b$), la valeur doit être inférieure à la pression initiale.

b) Rapport Gaz-Huile Dissous (Rs)

Rs représente la quantité de gaz dissous dans l'huile à une pression donnée, exprimé en m^3/m^3 . Il détermine la quantité de gaz libérée lors de la production et influence la densité, la viscosité et la compressibilité de l'huile. La détermination de Rs est réalisée par le test de Differential Liberation (DL) : l'échantillon est dépressurisé par étapes et la quantité de gaz libérée est mesurée à chaque étape.

Critère de validation : Rs doit augmenter avec la pression jusqu'à P_b et rester stable au-delà. Une diminution irrégulière de Rs indique un problème de mesure ou de contamination d'échantillon.

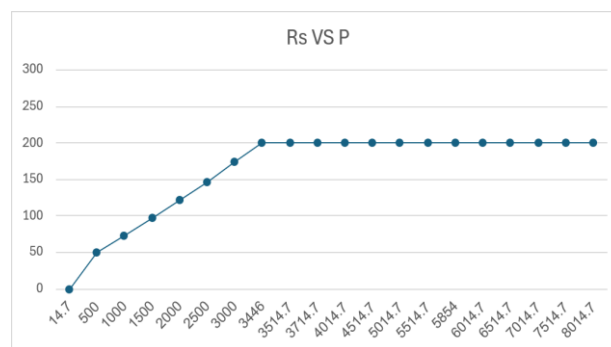


Figure II.2 — Évolution de Rs en fonction de la pression (Fluid analysis report of oued el ghofrane)

c) Facteur de Volume d'Huile (Bo)

Bo exprime le rapport entre le volume d'huile aux conditions de réservoir et le volume d'huile à la surface. Il reflète l'expansion de l'huile due au gaz dissous et est utilisé pour estimer l'OOIP et calculer l'expansion volumétrique des fluides lors de la production. Bo est déterminé par le test CCE ou DL.

Critère de validation : Bo doit atteindre un maximum à la pression de bulle et diminuer légèrement en dessous. Il doit être cohérent avec Rs et la gravité API de l'huile.

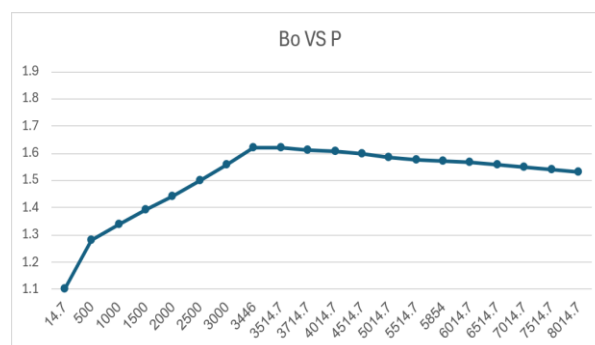


Figure II.3 — Évolution de Bo en fonction de la pression (Fluid analysis report of oued el ghofrane)

d) Viscosité de l'Huile (μ_o)

La viscosité mesure la résistance interne à l'écoulement de l'huile. Elle influence la mobilité du fluide, la productivité du puits et la récupération finale. La viscosité augmente généralement lorsque le gaz se libère sous la pression de bulle. La mesure est réalisée à différentes pressions et températures à l'aide d'un viscosimètre spécialisé.

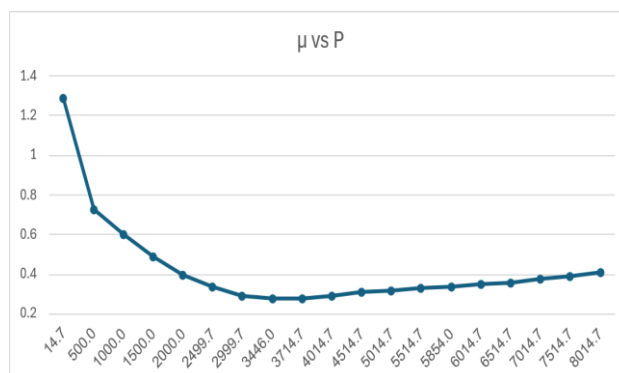


Figure II.4 — Évolution de la viscosité en fonction de la pression (Fluid analysis report of oued el ghofrane)

Le tableau suivant récapitule les principales propriétés PVT du fluide du champ d'Oued El Ghofrane :

Propriété	Symbole	Valeur	Unité
Pression initiale du réservoir	Pi	5 854	psia
Pression de bulle	Pb	3446	Psia
Facteur de volume d'huile	Boi	Variable	m ³ /m ³
Solution Gas-Oil Ratio	Rs	Variable	m ³ /m ³

Tableau II.2 — Les propriétés PVT du fluide du champ d'Oued El Ghofrane

II.5 Données de Well Test

Les tests de puits (well test) ont été réalisés sur les deux puits P1 et P2 afin de caractériser la capacité de production du puits et les propriétés dynamiques du réservoir. Ces données remplissent un double rôle :

- Dans PROSPER : elles servent à la calibration de la courbe IPR (calage du modèle d'afflux sur les données réelles de débit et de pression de fond) ;

- Dans MBAL : elles contribuent à la validation du comportement dynamique du réservoir, via l'exportation des résultats de PROSPER vers MBAL (débit de puits, indice de productivité).

Les résultats principaux du well test sont représentés dans le tableau suivant :

Débit de production mesuré	225 m ³ /j
Pression du fond dynamique	3295 psi

Tableau II.3 — Les résultats de well test de P1

La faible différence entre le débit mesuré (225 m³/j) et le débit calculé (230 m³/j), soit une erreur relative inférieure à 2,2%, confirme la bonne fiabilité du modèle PROSPER et valide les paramètres PVT utilisés.

II.6 Paramètres de Réservoir

Les paramètres pétrophysiques du réservoir ont été déterminés à partir de l'interprétation des diagraphies de puits (logs), de l'analyse des carottes et des tests SCAL (Special Core Analysis). Ils constituent les données d'entrée fondamentales pour le calcul de l'OOIP et la définition du mécanisme de drainage dans MBAL.

Paramètre	Symbole	Valeur	Source
Porosité moyenne	Φ	(14,5%)	Interprétation logs + carottes
Saturation en eau irréductible	Swi	(20%)	Tests capillaires SCAL
Épaisseur nette du réservoir	h	25 m	Interprétation des logs
Température de réservoir	T	87°C	Mesure directe
Perméabilité relative	Kr	variables	%
Pression initiale	Pi	5 854 psia	Mesure directe
OOIP calculé	N	3,7238 × 10 ⁶ m ³	Methode Volumetrique
Date de début de production	—	19/06/2019	Données operationelle

Tableau II.4 — Les paramètres de reservoir

II.7 Historique de Production et de Pression

L'historique de production et de pression constitue la donnée la plus critique pour le history matching dans MBAL. Ces données décrivent ce qui a été réellement produit depuis le début de l'exploitation du champ et permettent :

- De vérifier la cohérence du modèle avec la réalité (histoire matching) ;
- D'identifier le mécanisme de drainage dominant (aquifère, gaz en solution, expansion roche-fluide) ;
- De valider l'équation de bilan de matière.

Sans historique de production et de pression fiable, le modèle reste purement théorique. L'historique disponible couvre la période du 19 juin 2019 à mars 2026, soit environ 7 ans de production.

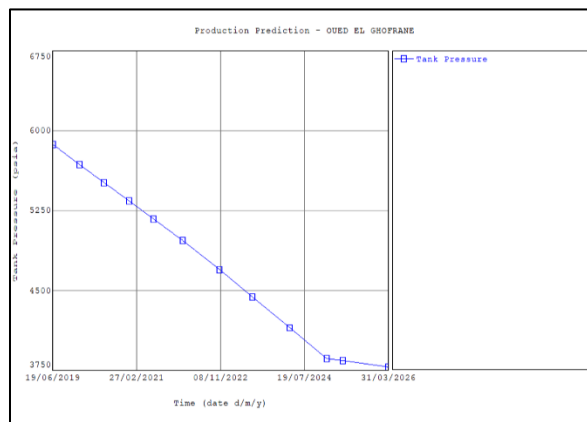


Figure I.5 — Historique de pression du champ d'Oued El Ghofrane (Mbal model)

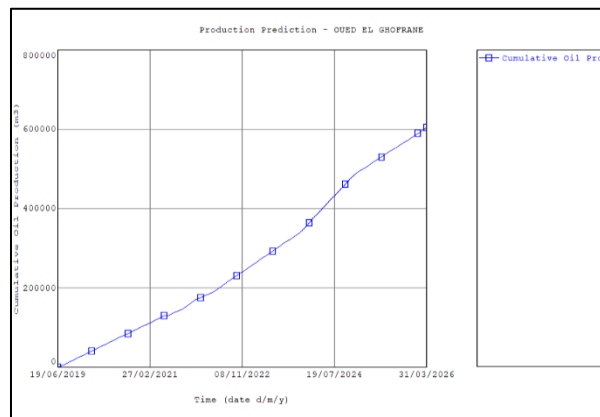


Figure I.5 — Historique de production cumulée du champ d'Oued El Ghofrane (Mbal model)

II.8 Construction du Modèle — Équations Fondamentales

II.8.1 Logiciels Utilisés

Deux logiciels de la suite IPM (Integrated Production Modelling) de Petroleum Experts ont été utilisés dans cette étude :

Logiciel	Fonction principale	Application dans cette étude
PROSPER	Modélisation des performances de puits — Analyse nodale (IPR/VLP)	Construction de la courbe IPR, matching VLP, détermination du point de fonctionnement optimal des puits P1 et P2
MBAL	Modélisation globale du réservoir — Bilan de Matière (Material Balance)	Calage historique, analyse du mécanisme de drainage, simulation des scénarios NFA / Injection d'eau / Injection de gaz

Tableau II.5 — Description de logiciels utilisées et leurs intérêt

II.8.2 Équation d'Analyse Nodale — PROSPER (IPR)

La modélisation des performances du puits dans PROSPER repose sur l'analyse nodale, qui consiste à étudier l'équilibre entre la capacité d'afflux du réservoir vers le puits (courbe IPR) et la capacité de remontée des fluides dans le tubing (courbe VLP). Le point d'intersection de ces deux courbes définit le point de fonctionnement réel du puits.

Modèle de Vogel (IPR) :

Pour les réservoirs d'huile sous saturée, où la pression est inférieure à la pression de bulle, le modèle de Vogel (1968) est utilisé pour représenter la courbe IPR (Inflow Performance Relationship) :

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2$$

Où

$$Q_{max} = \frac{J \cdot P_r}{1.8}$$

Avec :

- Q_o : débit de production d'huile (m^3/j)
- Q_{max} = débit maximum (m^3/j) lorsque $P_{wf} = 0$
- P_{wf} : pression de fond en production (psia)
- $\bar{P}_r$: pression moyenne du réservoir (psia)
- J : indice de productivité ($m^3/j/psi$), calibré sur les données de well test

Cette équation est utilisée dans PROSPER pour générer la courbe IPR, qui relie la pression de fond au débit de production. Les données d'entrée utilisées sont la pression de réservoir, la température, le GOR total et les résultats du well test.

Corrélation VLP — Hagedorn & Brown :

Pour la modélisation de la performance de remontée verticale (VLP — Vertical Lift Performance), la corrélation de Hagedorn & Brown a été sélectionnée après comparaison de plusieurs corrélations. Cette corrélation calcule le gradient de pression dans le tubing en tenant compte de l'écoulement multiphasique (huile, gaz, eau) :

$$\frac{dP}{dz} = \frac{\rho_m \cdot g + f \cdot \rho_m \cdot v^2 / (2D)}{g_c}$$

Où :

P_m : est la densité du mélange (kg/m³),

g : est l'accélération gravitationnelle,

f : est le facteur de friction,

V : est la vitesse du mélange et

D : est le diamètre du tubing.

Le matching VLP a été réalisé en ajustant les paramètres de la corrélation jusqu'à obtenir une intersection IPR/VLP cohérente avec les données de well test (débit observé = 225 m³/j, débit simulé = 230 m³/j).

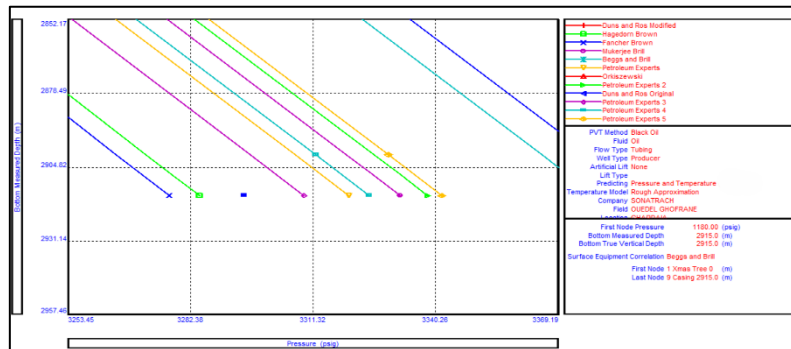


Figure II.7 — Matching VLP — Correlation Hagedorn-Brown (Prosper model)

II.8.3 Équation de Bilan de Matière — MBAL

L'équation de bilan de matière constitue le fondement mathématique du modèle MBAL. Elle traduit la conservation de la masse dans le réservoir et permet de relier les volumes produits aux variations de pression, en tenant compte de tous les mécanismes de drive. L'équation générale de bilan de matière pour un réservoir d'huile, développée par Havlena et Odeh (1963) à partir de l'équation originale de Craft & Hawkins, s'écrit

$$N \times [E_o + m \times E_g + E_{fw}] + W_e = N_p \times [B_o + (R_p - R_s) \times B_g] + W_p \times B_w$$

Où chaque terme représente :

Terme	Signification	Données utilisées
N	OOIP — Volume initial d'huile en place (m ³)	Calculé par MBAL à partir de la porosité Φ , S_{wi} , B_o et du volume de roche
E_o	Terme d'expansion de l'huile et du gaz dissous = $B_{oi} - B_o + B_g (R_s - R_{si})$	Données PVT : B_o , R_s , B_g (fonction de la pression)
m	Rapport du volume de gaz cap initial au volume d'huile initial	Nul dans ce réservoir (pas de gaz cap : Initial Gas Cap = 0)
E_g	Terme d'expansion du gaz cap = $B_{oi} \times (B_g/B_{gi} - 1)$	Non applicable ($m = 0$)
$E_{f,w}$	Terme de compressibilité de l'eau et de la formation = $(1 + m) \times B_{oi} \times (C_w \times S_{wi} + C_f) / (1 - S_{wi}) \times \Delta P$	$C_w = 1,73265e-6$ /psi ; $C_f = 4,06446e-6$ /psi ; $S_{wi} = 0,20$
W_e	Volume d'eau de l'aquifère entrant dans le réservoir (m ³)	Modèle Fetkovich Steady State : calculé par MBAL lors du calage
N_p	Production cumulée d'huile (m ³)	Historique de production réel
R_p	Rapport gaz-huile produit cumulé (m ³ /m ³)	Historique de production réel
W_p	Production cumulée d'eau (m ³)	Historique de production réel
B_w	Facteur de volume d'eau ($\approx 1,0$ m ³ /m ³)	Données PVT eau

Tableau II.6 — signification des symboles d'équation de bilan matière

Dans cette étude, le réservoir ne présente pas de gaz cap initial ($m = 0$). L'équation simplifiée devient donc :

$$N \times [E_o + E_{fw}] + W_e = N_p \times [B_o + (R_p - R_s) \times B_g] + W_p \times B_w$$

II.8.4 Modèle d'Aquifère de Fetkovich — Régime Permanent

Pour représenter le soutien de l'aquifère identifié lors du calage, le modèle de Fetkovich en régime permanent (Steady State) a été sélectionné dans MBAL.

Situation	Modèle recommandés
Grand aquifère avec réponse rapide	Schilthuis Steady State ; Hurst Steady State
Grand aquifère avec réponse lente	Hurst-van Everdingen-Modified , Fettkovich Semi Steady State
Petit aquifère ou confinement limité	Small Pot , Fettkovich Steady State
Aquifère radial	Carter-Tracy (radial), Hurst-van Everdingen-Modified , Fettkovich Semi Steady State
Aquifère linéaire	Carter-Tracy (linéaire), Hurst-van Everdingen-Odeh
Modèle détaillé avec données complètes	Hurst-van Everdingen-Modified; Vogt-Wang Carter-Tracy

Tableau II.7 — Types des aquifères et leurs caractéristique

Ce modèle décrit l'afflux d'eau depuis l'aquifère vers le réservoir par l'équation suivante :

$$\frac{dWe}{dt} = J \times (Pa - P)$$

$$J = \frac{2\pi \times k \times h \times \theta}{\mu_w \times \ln\left(\frac{Ra}{R}\right)}$$

Où :

J est l'indice de productivité de l'aquifère (m³/j/bar),

Pa est la pression initiale de l'aquifère (supposée constante en régime permanent),

P est la pression courante du réservoir,

k est la perméabilité de l'aquifère,

h est l'épaisseur,

θ est l'angle d'encerclement

Ra/R est le rapport des rayons extérieur/intérieur.

μ_w viscosité de l'eau de l'aquifère aux conditions du réservoir.

Les paramètres de l'aquifère dans cette étude sont :

Type de modèle d'aquifère	Fettkovich Steady State (Régime Permanent)
Géométrie de l'aquifère	Aquifère Radial
Rapport Ra/R (extérieur/intérieur)	2,95

Angle d'encerclement	200°
Volume de l'aquifère calculé	61,0575 Mm ³
Perméabilité de l'aquifère	11,0520 md

Tableau II.8 — Les paramètres de l'aquifère

II.9 Procédure de Modélisation Intégrée

La procédure de modélisation adoptée dans cette étude suit un workflow intégré en deux étapes principales :

Étape	Logiciel	Action	Données utilisées
1	PROSPER	Construction du modèle de puits : saisie des données PVT et de fluide, modélisation IPR (Vogel), sélection et matching de la corrélation VLP (Hagedorn & Brown), détermination du point de fonctionnement	PVT (B_o , R_s , μ_o , P_b), données well test, équipements de fond
2	PROSPER	Validation du modèle puits : comparaison débit simulé vs débit mesuré (225 vs 230 m ³ /j)	Résultats de well test
3	PROSPER → MBAL	Export des résultats de PROSPER (sensitivité) vers MBAL	Courbes de performances générées par PROSPER
4	MBAL	Initialisation du modèle réservoir : saisie des paramètres pétrophysiques, PVT, OOIP initial, conditions initiales (P_i , T)	Φ , S_{wi} , h , P_i , T , PVT
5	MBAL	Intégration de l'historique : saisie des données de production (N_p , W_p , R_p) et de pression (P vs t)	Historique de production et pression (2019-2026)

Étape	Logiciel	Action	Données utilisées
6	MBAL	History Matching : ajustement de l'OOIP, des paramètres de l'aquifère (Fetkovich) pour reproduire l'historique de pression pour valider le modèle	Données historiques réelles
7	MBAL	Simulation des scénarios : NFA (récupération naturelle), injection d'eau, injection de gaz	Modèle calibré
8	MBAL	Comparaison et analyse des résultats : pression, débit, Np, RF pour chaque scénario	Résultats de simulation

Tableau II.9 — Les étapes de modélisation adoptée dans cette étude

Chapitre III : Résultats et Discussion

Ce chapitre présente et analyse l'ensemble des résultats obtenus à travers la modélisation dynamique du réservoir d'Oued El Ghofrane. Il s'organise en quatre parties : (1) les résultats du calage historique (history matching) ; (2) l'analyse du mécanisme de drainage ; (3) les résultats de simulation des trois scénarios de production ; et (4) la discussion comparative permettant d'identifier le scénario optimal.

La première étape du processus de modélisation a consisté à construire et valider le modèle de puits dans PROSPER. Les résultats du calage du modèle IPR/VLP sont présentés ci-dessous :

Indice de productivité (PI)	Calculé par calage sur les données de test
Débit calculé par le modèle PROSPER	-
Erreur relative	-
Corrélation VLP sélectionnée	-
Modèle IPR utilisé	-

Tableau III.1 — Résultats du Modèle de Puit 1 (PROSPER model)

La très faible erreur entre le débit mesuré et le débit simulé confirme la bonne fiabilité du modèle de puits. L'intersection IPR/VLP obtenue est cohérente avec le point de fonctionnement réel observé lors du test de puits. Ce résultat valide les données PVT utilisées et les paramètres de l'équipement de fond saisis dans PROSPER.

III.2.2 Calage Historique

Le history matching constitue l'étape critique de la modélisation MBAL. Il consiste à ajuster les paramètres du modèle — principalement l'OOIP et les caractéristiques de l'aquifère — jusqu'à ce que la pression réservoir simulée reproduise fidèlement la pression réservoir historique mesurée.

Conclusion générale et Perspectives

Le calage a été obtenu avec les paramètres suivants, conduisant à une corrélation supérieure à 90 % entre les données simulées et réelles :

OOIP calé	-
Modèle d'aquifère	-
Rapport Ra/R	-
Volume de l'aquifère calculé	-
Perméabilité de l'aquifère	-
Corrélation History Matching	-

Tableau III.2 — Résultats d'history matching (logiciel mbal)

Interprétation du graphe de calage : La courbe de pression simulée suit de très près la courbe de pression mesurée (points de données historiques). La décroissance progressive de la pression, modérée par rapport à un scénario sans soutien aquifère, indique la présence d'un aquifère actif qui apporte une contribution énergétique significative au réservoir. L'excellent alignement entre les points simulés et les données réelles valide le modèle pour être utilisé dans la phase de prévision.

Le graphe Energy Plot (Mécanisme de Drainage) présente l'évolution temporelle des contributions relatives des différents mécanismes d'énergie du réservoir : expansion des fluides, compressibilité pore-volume (PV Compressibility) et influx d'eau (Water Influx). Cette analyse est fondamentale pour comprendre le comportement naturel du réservoir et justifier le choix des scénarios de récupération assistée.

L'injection de gaz ralentit significativement la chute de pression par rapport au scénario NFA. La courbe de pression sous injection de gaz se situe systématiquement au-dessus de la courbe NFA sur toute la période de prévision. L'injection de gaz maintient la pression réservoir à des niveaux plus élevés en substituant le volume d'huile produit, réduisant ainsi la dépression créée dans le réservoir. Cependant, les niveaux de pression restent inférieurs à ceux obtenus avec l'injection d'eau.

III.7 Conclusion

Ce chapitre a présenté et discuté les résultats complets de la modélisation dynamique du réservoir d'Oued El Ghofrane. Le calage historique, avec une corrélation supérieure à 90 %, a validé le modèle et identifié un aquifère radial de type Fetkovich comme mécanisme de drive dominant. La simulation des trois scénarios de production démontre clairement la supériorité du scénario d'injection d'eau, qui atteint un facteur de récupération de 42% (1 673 020 m³), nettement supérieur au facteur de récupération naturelle (31% ; 1 215 450 m³) et au scénario d'injection de gaz (32% ; 1 255 590 m³).

Cette mémoire de fin d'études avait pour objectif l'optimisation de la production du champ pétrolier d'Oued El Ghofrane, situé dans la wilaya de Ghardaïa, par le biais d'une modélisation dynamique intégrée du réservoir. Face à la problématique de chute de pression de 2 000 psi en sept ans et à un taux de récupération inférieur à 30% de l'OOIP, une approche méthodologique rigoureuse a été mise en oeuvre, combinant les logiciels PROSPER et MBAL de Petroleum Experts.

Les principaux résultats et conclusions de cette étude peuvent être résumés comme suit :

La simulation de trois scénarios sur un horizon de 25 ans (2026-2051) a conduit aux conclusions suivantes :

- La récupération naturelle (NFA), significativement soutenue par l'aquifère radial de Fetkovich, atteint un facteur de récupération de
- L'injection de gaz n'améliore que marginalement les performances par rapport au NFA, avec un facteur de récupération
- L'injection d'eau présente les meilleures performances, avec un facteur de récupération de L'injection d'eau est donc identifiée comme le scénario optimal pour le champ d'Oued El Ghofrane. Ce résultat s'explique physiquement par la synergie entre l'eau injectée et l'aquifère naturel radial, par la faible compressibilité de l'eau comme agent de maintien de pression, et par la bonne efficacité de déplacement de l'eau dans les grès triasiques.

Perspectives :

Ce travail ouvre plusieurs perspectives de recherche et d'application :

- 1 Simulation numérique 3D full-field : La construction d'un modèle de simulation numérique 3D (Eclipse, CMG) prenant en compte les hétérogénéités spatiales du réservoir permettrait d'affiner les résultats et d'optimiser le schéma d'injection (nombre de puits injecteurs, débits, pressions d'injection).
- 2 Monitoring de l'aquifère : La mise en place d'un programme de surveillance de l'aquifère (mesures de pression, analyse de la salinité de l'eau produite) permettrait de mieux caractériser son comportement dynamique et d'affiner le modèle.

- 3 Étude de récupération améliorée (EOR) : À plus long terme, des techniques de récupération tertiaire (injection de polymères, injection de CO₂ miscible) pourraient être envisagées pour améliorer encore davantage le facteur de récupération.

- [1] Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook, 5th Edition. Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- [2] Craft, B.C., Hawkins, M.F., & Terry, R.E. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Edition. Prentice Hall.
- [3] Havlena, D., & Odeh, A.S. (1963). The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(8), 896-900.
- [4] Fetkovich, M.J. (1971). A Simplified Approach to Water Influx Calculations — Finite Aquifer Systems. Journal of Petroleum Technology, 23(7), 814-828.
- [5] Vogel, J.V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. Journal of Petroleum Technology, 20(1), 83-92.
- [6] Hagedorn, A.R., & Brown, K.E. (1965). Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. Journal of Petroleum Technology, 17(4), 475-484.
- [7] Standing, M.B. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. API Drilling and Production Practice, 275-287.
- [8] Vasquez, M., & Beggs, H.D. (1980). Correlations for Fluid Physical Property Prediction. Journal of Petroleum Technology, 32(6), 968-970.
- [9] Petroleum Experts Ltd. (2023). MBAL Technical Manual — Material Balance Analysis Software. Edinburgh, UK.
- [10] Petroleum Experts Ltd. (2023). PROSPER Technical Manual — Well Performance Analysis Software. Edinburgh, UK.
- [11] Dake, L.P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science, Amsterdam.
- [12] Dandekar, A.Y. (2013). Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, 2nd Edition. CRC Press.
- [13] SONATRACH (2019-2025). Rapports de Production et de Pression du Champ d'Oued El Ghofrane. Documents internes, Ghardaïa, Algérie.
- [14] Tarek, A. (2019). Hydrocarbon Reservoir Simulation. In Reservoir Engineering Handbook (Ch. 5). Gulf Professional Publishing.
- [15] Aguilera, R. (1995). Naturally Fractured Reservoirs, 2nd Edition. PennWell Publishing.
- [16] OPEC — Monthly Oil Market Report, avril 2026. Sahara Blend price series.
- [17] IMF — Algeria: 2025 Article IV Consultation, Country Report No. 25/270, sept. 2025.
- [18] World Bank — World Development Indicators 2024: Algeria CPI inflation 4,05%.
- [19] IEA — Cost of Capital Observatory 2024 / World Energy Investment 2024–2025.
- [20] SPE/JPT — Cost-Effective EOR Technique with Polymer Flooding, déc. 2024 : CAPEX+OPEX EOR = \$3–6/bbl.
- [21] Mordor Intelligence — Algeria Oil and Gas Upstream Market Report, 2026.
- [22] Fisher, I. — The Theory of Interest, Macmillan, New York, 1930.
- [23] FMI — Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation, 2023.
- [24] OPEC — Annual Statistical Bulletin 2024.

Annexe A — Données PVT Détaillées

Le tableau suivant présente les données PVT utilisées dans la modélisation, à différentes pressions, pour le fluide du réservoir d'Oued El Ghofrane (température de réservoir = 87°C) :

Pression (psia)	Bo (m³/m³)	Rs (m³/m³)	μo (cP)
5 854 (Pi)	1,450	200.2	0.34
5514.7	1.577	200.2	0.33
5014.7	1.586	200.2	0.32
4514.7	1.598	200.2	0.31
4014.7	1.606	200.2	0.29
3714.7	1.613	200.2	0.28
3514.7	1.619	200.2	0.28
3446.0	1.619	200.2	0.29
3 000	1,175	173.6	0.34
2 500	1,115	146.6	0.40
2 000	1,050	121.3	0.49
1500	1.560	97.5	0.60
1000	1.499	73.5	0.73
500	1.442	49.1	1.29
14,7	1.391	0.0	0.34

Annexe B — Paramètres de l'Aquifère de Fetkovich

La formulation de l'aquifère de Fetkovich en régime permanent utilisée dans MBAL :

$$Wei = Jaquifère \times (Pa - P) \times \Delta t$$

Wei : L'afflux d'eau incrémentiel (i water influx) entrant dans le réservoir pendant l'intervalle de temps

Jaquifère: L'indice de productivité de l'aquifère .

Pa : La pression initiale ou pression moyenne de l'aquifère.

P : La pression au niveau de la limite réservoir-aquifère (pression du réservoir) pendant l'intervalle de temps.

Δt : L'intervalle de temps considéré.

Aquifer Model	Fetkovich Steady State
Aquifer System	Radial Aquifer
Outer/Inner Radius (Ra/R)	2,95
Encroachment Angle	200°
Calculated Aquifer Volume	61,0575 Mm ³
Aquifer Permeability	11,05206 md
Tank Radius	1 042,08 m

Annexe C — Tableau de Bord des Résultats de Simulation

Comparaison synthétique des trois scénarios à l'horizon de prévision 2051 :

Paramètre	NFA	Injection d'Eau	Injection de Gaz
Pression finale (psia)	< 1 500	> 2 500	~2 000
Np final (m³)	1 215 450	1 673 020	1 255 590
RF final (%)	~31%	~44%	~32%
Débit final (m³/h)	Très faible	Modéré	Faible
Durée de vie économique	~10-12 ans	~25 ans	~18-20 ans

Annexe D — Récapitulatif de Toutes les Équations

#	Indicateur	Formule	Valeur (INJ P75)
1	Taux nominal (Fisher)	$a' = (1 + a) \times (1 + d) - 1$	$(1,10)(1,05) - 1 = 15,5 \text{ \%/an}$
2	Recettes brutes	$R_k = Q_k \times P_o \times (1+d)^k$	$720\,899 \times 75 \times 1,05 = 56,77 \text{ MM\$}$
3	Redevance (Royalty)	$Roy_k = R_k \times 10 \text{ \%}$	$56,77 \times 10 \text{ \%} = 5,68 \text{ MM\$}$
4	Amortissement	$A_k = (CAPEX \div n) \times (1+d)^k$	$(14\text{MM\$} \div 5) \times 1,05 = 2,940 \text{ MM\$}$
5	OPEX courant	$OPEX_k = Q_k \times 2,80 \times (1+d)^k$	$720\,899 \times 2,80 \times 1,05 = 2,119 \text{ MM\$}$
6	Base imposable TRP (BB)	$BB_k = R_k - Roy_k - A_k - OPEX_k$	$56,77 - 5,68 - 2,94 - 2,12 = 46,03 \text{ MM\$}$
7	TRP	$TRP_k = BB_k \times 25 \text{ \%}$	$46,03 \times 25 \text{ \%} = 11,509 \text{ MM\$}$
8	ICR	$ICR_k = (BB_k - TRP_k) \times 30 \text{ \%}$	$(46,03 - 11,51) \times 30 \text{ \%} = 11,240 \text{ MM\$}$
9	Cash-Flow net (CF)	$CF_k = R_k - Roy_k - OPEX_k - TRP_k - ICR_k$	$56,77 - 5,68 - 2,12 - 11,51 - 11,24 = 26,226 \text{ MM\$}$
10	Facteur d'actualisation	$FA_k = (1 + a')^{-k}$	$k=1: 0,866 \mid k=6: 0,421 \mid k=24: 0,031$
11	VAN	$VAN = \sum [CF_k \times FA_k] - CAPEX$	$115,971 - 14,000 = 101,97 \text{ MM\$}$
12	TRI	$\sum CF_k \times (1+TRI)^{-k} - CAPEX = 0$	TRI nom. = 176,9 % TRI réel = 163,7 %
13	POT	$POT = k^* + (CAPEX - \sum CFA_k) \div CFA_{k^*+1}$	CF act. 2027 = 22,71 MM\\$ $\rightarrow$ POT = 0,62 an
14	ERC	$ERC = VAN \div CAPEX$	$101,97 \div 14,00 = 7,28\times$

Annexe E — Légende complète des symboles

Symbole	Signification	Unité	Valeur dans l'étude
a	Taux d'actualisation réel (monnaie constante)	%/an	10,0 %
a'	Taux d'actualisation nominal (monnaie courante)	%/an	15,5 %
d	Taux d'inflation annuel (Algérie)	%/an	5,0 %
k	Rang de l'année (1 = 2027, 24 = 2050)	sans unité	1 à 24
P ₀	Prix de base du brut (monnaie constante)	\$/bbl	75 ou 130
P _k	Prix courant du brut à l'année k	\$/bbl	$P_0 \times (1+d)^k$
Q _k	Volume de pétrole produit à l'année k	bbl/an	voir profil prod.
R _k	Recettes brutes à l'année k (en courant)	MM\$	$Q_k \times P_k$
Roy _k	Redevance (Royalty) à l'année k	MM\$	$R_k \times 10 \%$
A _k	Dotation amortissement à l'année k	MM\$	$(CAPEX \div n) \times (1+d)^k$
OPEX _k	Charges opérationnelles à l'année k	MM\$	$Q_k \times 2,80 \times (1+d)^k$
BB _k	Bénéfice brut imposable (base TRP)	MM\$	$R_k - Roy_k - A_k - OPEX_k$
TRP _k	Taxe Résultat Pétrolier à l'année k	MM\$	$BB_k \times 25 \%$
ICR _k	Impôt Complémentaire Résultat	MM\$	$(BB_k - TRP_k) \times 30 \%$
CF _k	Cash-flow net à l'année k	MM\$	$R_k - Roy_k - OPEX_k - TRP_k - ICR_k$
FA _k	Facteur d'actualisation à l'année k	-	$(1+a')^{-k}$
CFA _k	Cash-flow actualisé à l'année k	MM\$	$CF_k \times FA_k$
VAN	Valeur Actuelle Nette	MM\$	$\sum CFA_k - CAPEX$
TRI	Taux de Rendement Interne	%	Annule la VAN
POT	Délai de Récupération du Capital	ans	< 1 an (INJ)
ERC	Enrichissement Relatif en Capital	×	$VAN \div CAPEX$

