

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



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



Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par :

BRADJI Mahdi Chams Eddine
GHANI Habib

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

Optimisation du Balayage et de la Mobilité en Réservoir Mature : Stratégie
Foam-Assisted WAG dans le Champ GSE

Devant le jury composé :

Mr.GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr.ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr.BENYOUNES Khaled	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mr.SAIFI Redha	Maitre Assistant A	UMB-Boumerdes	Examineur

Dédicaces :

A la mémoire de mon très cher père 'ABDELKADER BRADJI', qui nous a quittés trop tôt. Ses précieux enseignements et sa sagesse resteront à jamais gravés dans mon cœur et m'inspireront tout au long de mon chemin.

À ma chère mère 'BOUSSAHIA AKILA', Dont l'amour et le soutien indéfectibles m'ont porté jusqu'ici. Que ce modeste travail soit le témoignage de ma profonde gratitude.

À mes frères, Compagnons de toujours, dont la complicité et les encouragements ont été une source de motivation intarissable.

À ma grande famille et mes amis, Qui ont cru en moi et m'ont épaulé tout au long de ce parcours. Votre présence à mes côtés a rendu cette aventure plus douce.

Mahdi

À ma chère mère, mes à chères sœurs Aicha, Soumia, Zohra, Zineb, Amina et le reste de ma famille pour tous leurs sacrifices, leur amour infini, leur tendresse réconfortante, leur soutien indéfectible et leurs prières bienveillantes qui l'intégralité mes études.

Je dédis à GHEUENOUCHE Zakaria et DAHLOUM Dhia Eddine et le reste de mes amis sans exception.

Habib

Remerciements :

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude envers le Tout-Puissant ALLAH pour nous avoir guidés et aidés à mener à bien ce modeste travail.

*Nous adressons nos sincères remerciements à notre professeur et encadreur, **M. ZERAIBI Noureddine**, pour l'accompagnement précieux qu'il nous a apporté tout au long de cette réalisation. Ses judicieux conseils, le temps qu'il nous a consacré et sa précieuse orientation, ainsi que tous nos professeurs à l'université; Mr : **R.SAIFI, K. BENYOUNES, et M.GARECHE**.*

*Nos vifs remerciements vont également au personnel de la division GSE/SONATRACH qui nous a accueillis, en particulier **M. KRIAT Mohammed Amine**, pour ses conseils avisés et le temps qu'il nous a généreusement accordé malgré ses lourdes charges professionnelles.*

Enfin, dans l'impossibilité de citer tous les noms, nous exprimons nos sincères remerciements à tous ceux et celles qui, de près ou de loin, ont permis, par leurs précieux conseils et leurs compétences, la réalisation de ce mémoire.

BRADJI Mahdi Chams Eddine

&

GHANI Habib

Résumé :

Les réservoirs matures présentent des défis majeurs pour maximiser les taux de récupération finaux des hydrocarbures. Après avoir épuisé les méthodes de récupération primaire et secondaire, des techniques de récupération tertiaire ou assistée doivent être mises en œuvre. Parmi celles-ci, l'injection alternée de mousse, de gaz et d'eau (Foam-Assisted-WAG) est une approche prometteuse pour améliorer le balayage du réservoir et la mobilité des fluides.

Cette thèse porte sur l'évaluation technico-économique détaillée d'un projet Foam-Assisted WAG pour le champ pétrolier mature GSE.

Dans un premier temps, différents scénarios d'injection alternée de gaz et d'eau (WAG) conventionnels ont été étudiés afin d'identifier le schéma optimal. Malgré des gains de récupération, les simulations ont révélé des limitations persistantes, notamment une remontée rapide du GOR, des baisses de pression défavorables et un taux de récupération final limité.

Pour remédier à ces problèmes, l'injection de mousse a été intégrée au schéma WAG optimal. Le tensioactif AOS a été sélectionné pour générer une mousse stable à haute température, offrant un excellent contrôle de la mobilité du gaz.

Abstract:

Mature reservoirs present major challenges to maximize final hydrocarbon recovery rates. After exhausting primary and secondary recovery methods, tertiary or enhanced recovery techniques must be implemented. Among these, the alternating injection of foam, gas and water (Foam WAG) is a promising approach to improve reservoir sweep and fluid mobility.

This thesis focuses on the detailed technical and economic evaluation of a Foam WAG project for the mature GSE oil field.

Initially, different conventional water and gas (WAG) injection scenarios were studied in order to identify the optimal scheme. Despite recovery gains, the simulations revealed persistent limitations, including a rapid rise in GOR, unfavorable pressure drops, and a limited final recovery rate.

To address these issues, foam injection was integrated into the optimal WAG scheme. The AOS surfactant was selected to generate a stable foam at high temperature, offering excellent control of gas mobility.

ملخص:

تمثل المكامن النفطية الناضجة تحديات كبيرة لتحقيق أقصى معدلات إستخراج البترول و الغاز. بعد إستنفاد طرق الإستخراج الأولية (الطبيعية) و الثانوية، لابد من تطبيق تقنيات الإستخراج المعززة، و من بين هذه التقنيات تعتبر تقنية الحقن المتناوب للماء و الغاز مقارنة واعدة لتحسين مسح المكامن و إستخراج الهيدروكربونات النهائي.

تركز هذه الرسالة على التقييم التقني و الاقتصادي لهاته التقنية على حقل النفط (ج س ا). في البداية، تمت دراسة سيناريوهات مختلفة للحقن المتناوب للماء و الغاز التقليدية، وذلك لتحديد الخطة المثلى. وعلى الرغم من تحقيق مكاسب في الإستخراج، كشفت نتائج المحاكاة عن قيود مستمرة، بما في ذلك ارتفاع في نسبة الغاز إلى النفط مع مرور الوقت، وانخفاضات ضغط غير مواتية، ومعدل استرداد نهائي محدود.

لمعالجة هذه المشكلات، تم دمج تقنية حقن الرغوة ضمن خطة الحقن المتناوب المثلى. وقد تم اختيار متفاعل التوتر السطحي لتوليد رغوة مستقرة عند درجات الحرارة العالية، مما يوفر تحكماً ممتازاً في حركة الغاز.

Sommaire :

Dédicaces :
Remerciements :
Résumé :
Abstract:
Introduction Générale.....
I. CHAPITRE 01: Etude du comportement des fluides (PVT)
I.1 Introduction	1
I.2 Etude PVT du champ GSE.....	1
I.2.1 Echantillonnage du fond	1
I.2.2 Echantillonnage de surface.....	1
I.2.3 Les Principaux Expériences PVT en Laboratoire	1
I.3 Projection sur le champ GSE.....	2
I.4 Caractérisation de l'équation d'état (EOS)	5
I.4.1 Introduction	5
I.4.2 Définition de l'équation d'état (EOS)	5
I.4.3 L'équation d'état de Peng Robinson (PR) :.....	5
I.5 Regroupement des composants	6
I.5.1 Weight Based Lumping.....	6
I.6 Modélisation de Fluide	7
I.6.1 Résultats du calage du modèle PVT compositionnel	8
II. CHAPITRE 02 : Construction du modèle statique
II.1 Introduction	16
II.2 Présentation de la zone d'étude	16
II.2.1 Le bassin de Berkine :	16
II.2.2 Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :.....	16
II.2.3 Géologie locale de la région champ GSE.....	18
II.3 La construction du modèle:	21
II.3.1 Analyse Géophysique :.....	21
II.3.2 Analyse Géologique :	21
II.3.3 Modélisation statique	22
III. CHAPITRE 03 : Construction du modèle dynamique
III.1 Introduction :	29
III.2 Construction du modèle dynamique du champ GSE :	29
III.2.1 Maillage.....	29

III.2.2	Les données dynamiques.....	29
III.2.3	Calcul de huile en Place (OOIP).....	39
III.3	History Matching :.....	39
III.3.1	Introduction	39
III.3.2	Le processus history matching	39
III.3.3	Projection sur notre modèle.....	40
III.3.4	Résultats de History Match	41
III.4	Conclusion	44
IV.	CHAPITRE 04 : Implémentation de l'injection de WAG	
IV.1	Introduction	44
IV.2	L'analyse de cas de base	44
IV.2.1	Prévision de production :.....	44
IV.2.2	Pression de réservoir:	45
IV.2.3	L'analyse de profil de production :	46
IV.2.4	L'analyse du Water Cut et Gas-Oil Ratio :	48
IV.2.5	Interprétation des resultats de cas de base :.....	50
IV.2.6	Etude économique de cas de base:	51
IV.3	Evaluation des scénarios d'injection WAG sur le champ GSE	53
IV.3.1	Definition du WAG (Water-Alternating-Gas) :	53
IV.3.2	La classification de WAG :	54
IV.3.3	Implémentation sur champ GSE :	54
IV.3.4	Le Gas injecté :.....	55
IV.3.5	Scénarios d'injection WAG (Water Alternating Gas)	56
IV.3.6	Etude économique détaillée	65
IV.4	Conclusion.....	66
V.	CHAPITRE 05 : L'étude de l'injection Foam-Assisted WAG	62
V.1	Introduction:	67
V.2	Formation de la Mousse :	67
V.3	Composition de la mousse :.....	67
V.3.1	Les propriétés de la mousse :	67
V.4	Mécanismes de la mousse dans le réservoir :.....	68
V.4.1	Réduction de la mobilité du gaz :.....	68
V.4.2	Sensibilité à la pression capillaire :	68
V.4.3	Méthodes d'injection :	68
V.4.4	Ségrégation par gravité :.....	68
V.5	Propriétés de surfactant utilisé:	68

V.5.1	Composition et Structure:.....	68
V.5.2	Propriétés Physico-Chimiques :	68
V.6	Modèles Mathématiques et Simulation :	69
V.6.1	.Modèles Mathématiques :	69
V.6.2	La simulation et les scenarios de FAWAG :	70
V.7	Analyser économique :	75
V.7.1	Analyse des besoins en infrastructure :	75
V.7.2	Recommandations :	75
V.7.3	Calcule de VAN :	75
V.8	Conclusion.....	76
Conclusion Générale.....		80
Références.....		i
Annexe		ii

Listes des figures :

Figure I-1 Differential Liberation Test.....	2
Figure I-2 Analyse compositionnelle du fluide de réservoir (l'huile) du champ GSE.	3
Figure I-3 Facteur Y de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI	9
Figure I-4 Facteur Y de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI	10
Figure I-5 facteur de formation de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_ Lower TAGI.....	11
Figure I-6 Solution Gas-Oil Ratio de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI	12
Figure I-7 Densité de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI	11
Figure I-8 Facteur Z de gaz calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI..	12
Figure I-9 La gravité API de gaz calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI	15
Figure II-1 Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine	17
Figure II-2 Situation Géologique du bassin de Berkine	17
Figure II-4 Coupe géologique du champ de GSE	18
Figure II-5 rapport des lèves définitifs performe par ENAGEO En Avril 2009	22
Figure II-6 Définition des faciès à l'échelle du puits.....	23
Figure II-7 Distribution de Porosité en Upper TAGI	24
Figure II-8 Distribution de Porosité en Middle TAGI	24
Figure II-9 Distribution de Porosité en Lower TAGI.....	24
Figure II-10 La corrélation entre la saturation irréductible et la porosité.	25
Figure II-11 Distribution de saturation en eau en Upper TAGI	25
Figure II-12 Distribution de saturation en eau en Lower TAGI.....	26
Figure II-13 Distribution de saturation en eau en Middle TAGI	26
Figure II-14 Distribution de perméabilité en Lower TAGI.....	27
Figure II-15 Distribution de perméabilité en Upper TAGI	27
Figure II-16 Distribution de perméabilité en Middle TAGI.....	27
Figure III-1 Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile.....	31
Figure III-2 Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile.....	31
Figure III-3 La pression capillaire du réservoir TAGI du champ GSE.....	34
Figure III-4 Comparaison KH	35
Figure III-5 Historique de Production du Champ GSE.....	35
Figure III-6 Historique d'injection du Champ GSE	36
Figure III-7 l'évolution des pressions statiques UPPER TAGI mesurées dans le temps.	36
Figure III-8 l'évolution des pressions statiques UPPER TAGI mesurées dans le temps.	36
Figure III-9 l'évolution des pressions statiques MIDDLE TAGI mesurées dans le temps.....	37
Figure III-10 l'évolution des pressions statiques LOWER TAGI mesurées dans le temps.....	37
Figure III-11 Profil de production d'huile de Champ GSE (Résultats de simulation).....	41
Figure III-12 GOR et Water Cut du Champ GSE (Résultats de simulation)	42
Figure III-13 Profil d'injection d'eau et du gas du Champ GSE (Résultats de simulation).....	42
Figure III-14 Profil de production de huile pour les puits :GSE 1,6,9,10 (Résultats de simulation).....	43
Figure III-15 Profil d'injection d'eau pour les puits :GSE 4,5,7,11(Résultats de simulation).	43

Figure III-16 Profil d'injection d'eau pour les puits :GSE 4,5,7,11(Résultats de simulation).	43
Figure III-17 Profil d'injection de gaz pour les puits :GSE 3 (Résultats de simulation)	44
Figure IV-1 Pression de Champ pour le cas de base	45
Figure IV-2 Facteur Z de gaz calculé vs observée	47
Figure IV-3 Pression de Champ pour le cas de base	48
Figure IV-4 Débit d'injection de gaz puit GSE-3 pour le cas de base.....	46
Figure IV-5 Prédiction de débit de production d'huile pour le cas de base.	
Figure IV-6 Débit d'injection de gaz puit GSE-3 pour le cas de base.....	46
Figure IV-7 Prédiction de débit de production d'huile pour le cas de base.....	46
Figure IV-8 Prédiction de cumule de production d'huile pour le cas de base	47
Figure IV-9 Water cut pour le cas de base.	48
Figure IV-10 Water cut des puits GSE-6, GSE-9 pour le cas de base.	48
Figure IV-11 GOR pour le cas de base.	49
Figure IV-12 GOR des puits GSE-1, GSE-6, GSE-8, GSE-9.	50
Figure IV-13 Mécanisme d'injection de WAG.....	53
Figure IV-14 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP.....	56
Figure IV-15 Production totale du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 400 sm ³ d'eau et 200 ksm ³ de gaz.	57
Figure IV-16 Production totale du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 600 sm ³ d'eau et 400 ksm ³ de gaz.	58
Figure IV-17 Production totale du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 1000 sm ³ d'eau et 500 ksm ³ de gaz.	59
Figure IV-18 Production totale du champ GSE pour les meilleurs scénarios d'injection WAG pour chaque débit.	60
Figure IV-19 Comparaison de la pression du champ pour le meilleur scenarios d'injection WAG et le cas de base.....	61
Figure IV-20 Comparaison de water cut du champ pour le meilleur scenarios d'injection WAG et le cas de base.	61
Figure IV-21 Comparaison de la pression du champ pour le meilleur scenarios d'injection WAG et le cas de base.....	61
Figure IV-22 Comparaison de water cut du champ pour le meilleur scenarios d'injection WAG et le cas de base.	61
Figure IV-23 Comparaison de GOR du champ pour le meilleur scenarios d'injection WAG et le cas de base.	62
Figure IV-24 Comparaison entre le puit GSE-6 pour le cas de base et le scenario WAG optimal.....	63
Figure IV-25 Comparaison entre le puit GSE-9 pour le cas de base et le scenario WAG optimal.....	64
Figure V-1 Rescaling gas relative permeability.	70
Figure V-2 Cummule de champ GSE Pour le cas de FOAM WAG	72
Figure V-3 Pression du champ GSE pour les différents cas d'injection FAWAG.	73
Figure V-4 Water-Cut du champ GSE pour les différents cas d'injection FAWAG.....	73
Figure V-5 Gas-Oil Ratio du champ GSE pour les différents cas d'injection FAWAG.	74

Liste des tableaux :

Tableau I-1 La composition de l'huile de UPPER TAGI	3
Tableau I-2 La composition de l'huile de MIDDLE AND LOWER TAGI	4
Tableau I-3 Caractéristiques de l'huile (Résultats des tests PVT standard).....	4
Tableau I-4 Paramètres de l'équation d'état de Peng Robenson.....	8
Tableau I-5 Coefficients d'interaction binaire entre les composants de l'équation	8
Tableau II-1 Contacts des hydrocarbures en place	19
Tableau II-2 Données géologiques et pétrophysiques du champ GSE	19
Tableau II-3 volume d'hydrocarbures en place (OOIP).	28
Tableau III-1 Comparaison KH du Champ GSE	34
Tableau III-2 Comparaisons de STOOIP.	39
Tableau IV-1 Cumul de production (cas de base).....	44
Tableau IV-2 Calcule de la VAN pour le cas de base.....	52
Tableau IV-3 emplacement supplémentaire de l'injecteur WAG.....	54
Tableau IV-4 Composition du gaz d'injection.....	55
Tableau IV-5 Facteur de récupération en fonction de pression.....	56
Tableau IV-6 Comparaison des Scénarios de Production avec le Cas de Base	64
Tableau IV-7 Les coûts d'installation, des coûts opérationnels annuels, et des revenus pour chaque scénario d'injection WAG.	65
Tableau IV-8 Les resultats de VAN et bénéfice supplémentaire.	66
Tableau V-1 Comparaison de cumules de production d'huile des quatres scénarios.	71
Tableau V-2 Comparaison des performances de différents scénarios de récupération d'huile pour le champ GSE.....	72

Liste d'abréviation

WAG : Water Alternating Gas

FAWAG : Foam Assisted Water Alternating Gas

PVT : Pressure, Volume, Temperature

GOR : Gas Oil Ratio

Sw : saturation en eau.

WOC : contact huile-eau.

GOC : contact gaz-huile

V : le volume molaire du fluide

R : la constante des gaz

T : la température

a et b : les paramètres dépendant de la température de l'équation d'état.

α : est un paramètre qui tient compte des forces attractives entre les molécules.

EOS : Equation d'état de fluide

Le modèle détaillé. EOSx : modèle pseudoisé.

Rs : facteur de solubilité.

K : la perméabilité.

Kx : la perméabilité suivant la direction x.

Ky : la perméabilité suivant la direction y.

Kz : la perméabilité suivant la direction z.

OIIP : volume d'huile en place.

STOOIP : volume d'huile en place aux conditions standards

\emptyset : porosité fractionnelle

Pc : pression capillaire.

σ : Tension interfacial

J(Sw): Leverett J-fonction

$(P_c)_{rev}$: Pc en réservoir

$(P_c)_{lab}$: Pc en laboratoire

σ_{rev} : Tension interfacial en réservoir

Krolw : Perméabilité relative de l'huile à Swi

σ_{lab} : Tension interfacial en laboratoire

Swi : Saturation de l'eau initiale

Swc : Saturation critique de l'eau

Krwro : Perméabilité relative de l'eau à Sorw

Krolg : Perméabilité relative de l'huile à Sgi

Sgc : Saturation critique du gaz

Krorg : Perméabilité relative de l'huile à Sgc

Sorg : Saturation résiduelle due au gaz

Krgro : Perméabilité relative de l'eau à Sorg

NTG : net to gross.

KH : perméabilité-épaisseur

THP : Pression de tête

BHP : Pression de fond

OF(m) : représente la fonction objectif à minimiser.

Di : est la donnée observée obtenue à partir des mesures.

Gi(m) : est le modèle de réservoir qui génère les données prédites

VAN : Valeur Actuelle Nette

CAPEX : coûts d'investissement

OPEX : coûts opérationnels

CFn : Cash-flow d'une année

MMP : pression minimale de miscibilité

SM3 : mètre cube standard

ppm : (Parties Par Million)

AOS : Alpha-Oléfine Sulfonâtes

MRF : Facteur de Réduction de Mobilité

Introduction Générale

L'Algérie, riche en ressources pétrolières et gazières, figure parmi les principaux acteurs de l'industrie énergétique mondiale. Toutefois, face à l'épuisement progressif des réserves conventionnelles facilement exploitables, le pays se tourne vers le développement de gisements matures pour assurer la pérennité de sa production. C'est dans ce contexte que s'inscrit le présent projet de recherche, axé sur l'optimisation de la récupération des réserves résiduelles du champ pétrolier GSE, situé dans le bassin de Berkine.

Le bassin de Berkine, localisé dans le nord-est algérien, abrite un système pétrolier riche, avec des roches mères productives comme les argiles du Frasnien et du Dévonien. Le principal réservoir de la région est la formation du Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI), subdivisée en trois niveaux distincts : le TAGI inférieur, le TAGI moyen et le TAGI supérieur. Cette formation gréseuse fluviatile est recouverte par le Trias carbonaté et les argiles radioactives du Trias argilo-gréseux supérieur. [1]

Le champ GSE, caractérisé par une structure monoclinale, a été découvert en 1997 et mis en production en décembre 2004, avec un débit initial d'environ 8 000 barils par jour. Depuis lors, diverses phases de développement ont été menées, impliquant le forage de plusieurs puits producteurs et injecteurs d'eau et de gaz, ainsi que les conversions de puits, les extensions de perforations et les fracturations hydrauliques. [2]

Malgré ces efforts, une quantité substantielle de réserves récupérables reste inexploitée dans le champ GSE, justifiant la nécessité d'une nouvelle approche pour maximiser la récupération finale. Cette étude vise à proposer une stratégie de gestion optimale des réservoirs du champ GSE, basée sur la mise en œuvre d'une méthode de récupération assistée par injection alternée d'eau et de gaz (WAG).

La méthode WAG, qui consiste à injecter alternativement de l'eau et du gaz dans le réservoir, offre plusieurs avantages par rapport à l'injection d'eau conventionnelle. Premièrement, elle améliore l'efficacité de balayage en profitant de la mobilité favorable du gaz par rapport à l'huile, favorisant ainsi une meilleure récupération des zones mal balayées. De plus, l'injection de gaz aide à maintenir une pression de réservoir élevée, ce qui est crucial pour la production des réservoirs hétérogènes et compartimentés comme ceux du champ GSE.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs étapes clés ont été réalisées dans le cadre de cette thèse :

- 1. Caractérisation du gisement** : Une étude détaillée des propriétés pétrophysiques et des mécanismes de production actuels du champ GSE a été réalisée, en s'appuyant sur les données de puits et les analyses de laboratoire.
- 2. Construction et calage d'un modèle d'équation d'état (EOS)**: Un modèle thermodynamique précis, capable de décrire le comportement des fluides du réservoir dans différentes conditions de pression et de température, a été développé et calibré à partir des données de laboratoire.
- 3. Modélisation statique et dynamique** : Des modèles statiques et dynamiques représentatifs du champ GSE ont été construits, intégrant les données géologiques, pétrophysiques et de productions disponibles. Ces modèles servent de base pour la simulation des différents scénarios de développement.

- 4. Étude des scénarios de développement WAG :** Différents scénarios d'injection alternée d'eau et de gaz (WAG) ont été évalués à l'aide des modèles dynamiques, en faisant varier les paramètres clés tels que les rapports de slug, les débits d'injection et les séquences d'injection. Les performances de production, les profils de saturation et les efficacités de balayage ont été analysés pour chaque scénario.
- 5. Optimisation et sélection du scénario optimal :** Parmi les scénarios étudiés, celui offrant les meilleures performances en termes de récupération finale, de taux de production et de rentabilité économique a été identifié comme la stratégie optimale pour le développement futur du champ GSE.
- 6. Eude économique :** Enfin, nous terminons notre travail par une analyse économique pour identifier le scénario optimal, et ce en évaluant à la fois la rentabilité économique et les performances techniques.

I. CHAPITRE 01:

Etude du comportement des fluides (PVT)

I.1 Introduction :

Lorsque les propriétés des fluides varient en fonction de la pression et de la composition, l'adoption d'un modèle compositionnel basé sur une équation d'état (EOS) se révèle être la méthode de choix pour simuler avec précision les transferts de masse et les comportements PVT. La simulation compositionnelle, couplée à l'utilisation d'EOS, se révèle particulièrement efficace lorsqu'il s'agit d'analyser les déplacements par injection de gaz miscible ou quasi-miscible.

La fiabilité d'un modèle EOS repose intimement sur la qualité des données PVT issues de diverses expériences en laboratoire, ainsi que sur les méthodologies utilisées pour déterminer les paramètres de l'EOS. Ces données PVT sont essentielles pour calibrer le modèle EOS afin de réaliser une simulation compositionnelle précise, ceux sont collectés en prélevant un échantillon représentatif du fluide de gisement.

I.2 Etude PVT du champ GSE:

I.2.1 Echantillonnage du fond :

Pour évaluer les caractéristiques physiques et chimiques du fluide réservoir, il est essentiel de collecter un échantillon représentatif via un échantillonnage de production et une analyse en laboratoire. Un échantillonneur en profondeur est descendu dans le puits et maintenu face à la couche de production pendant une durée suffisante. [3]

I.2.2 Echantillonnage de surface:

Un échantillon de liquide et de gaz est prélevé à partir du séparateur connecté au puit, ces échantillons sont recombinaés en laboratoire sur la base du rapport gaz/huile de production. Par conséquent, une attention particulière doit être portée sur le terrain pour obtenir des échantillons fiables et une mesure précise du rapport gaz/huile ainsi que des conditions du séparateur. [3]

I.2.3 Les Principaux Expériences PVT en Laboratoire :

Il existe quatre principaux tests PVT pour les systèmes pétroliers, ainsi que l'analyse compositionnelle associée :

a) Analyse compositionnelle.

b) Expansion a masse constante (CCE) :

La vaporisation éclair consiste à déterminer la relation entre la pression et le volume d'un liquide de réservoir à température constante, en abaissant la pression de manière progressive. Le gaz libéré après le point de saturation reste en équilibre avec le liquide tout au long de l'expérience, le système reste constant. . [4]

c) Libération différentielle (DL) : La vaporisation différentielle, contrairement à la vaporisation éclair, retire le gaz libéré de manière progressive. À chaque étape sous le point de bulle, les quantités de gaz, le volume et la densité de l'huile, ainsi que l'expansion et la compressibilité du gaz sont mesurés, fournissant des données PVT pour ces conditions. [5]

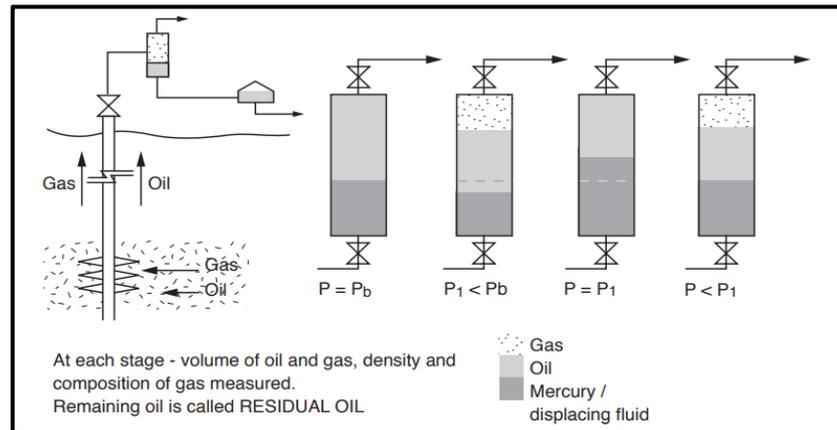


Figure I-1 Differential Liberation Test.

- d) Séparation à un seul étage ainsi qu'à plusieurs étages. :** L'objectif de ces tests est d'examiner l'influence de la pression et de la température du séparateur sur le facteur de volume de formation, le rapport gaz/huile, et les densités du gaz et de l'huile en réservoir. Réalisés indépendamment des futurs responsables du processus de séparation optimisé, ces tests fournissent des indications sur la contraction de l'huile et le rapport gaz/huile aux conditions de surface. Il est important de noter qu'il n'existe pas de valeur unique pour le facteur de volume de formation et le rapport gaz/huile en solution, ceux-ci variant selon les étapes et conditions de séparation. [6]

I.3 Projection sur le champ GSE

D'après l'échantillonnage, les propriétés des liquides diffèrent entre les niveaux supérieurs et les niveaux moyens et inférieur TAGI.

Alors que les fluides liquides au niveau moyen et inférieur TAGI présentent des caractéristiques similaires, elles diffèrent considérablement de celles du niveau supérieur, donc on a deux modèles fluides pour simuler.

Des échantillons au fond du trou ont été collectés à la fois sur GSE-1 et GSE-3 lors des tests de production. Les échantillons ont été analysés après en utilisant plusieurs techniques, notamment l'expansion de composition constante, la libération différentielle et la séparation en quatre stages.

La figure ci-dessous représente les fractions molaires des composants (de N2 jusqu'au C30+) de l'huile des deux niveaux UPPER TAGI ET MIDDLE LOWER TAGI.

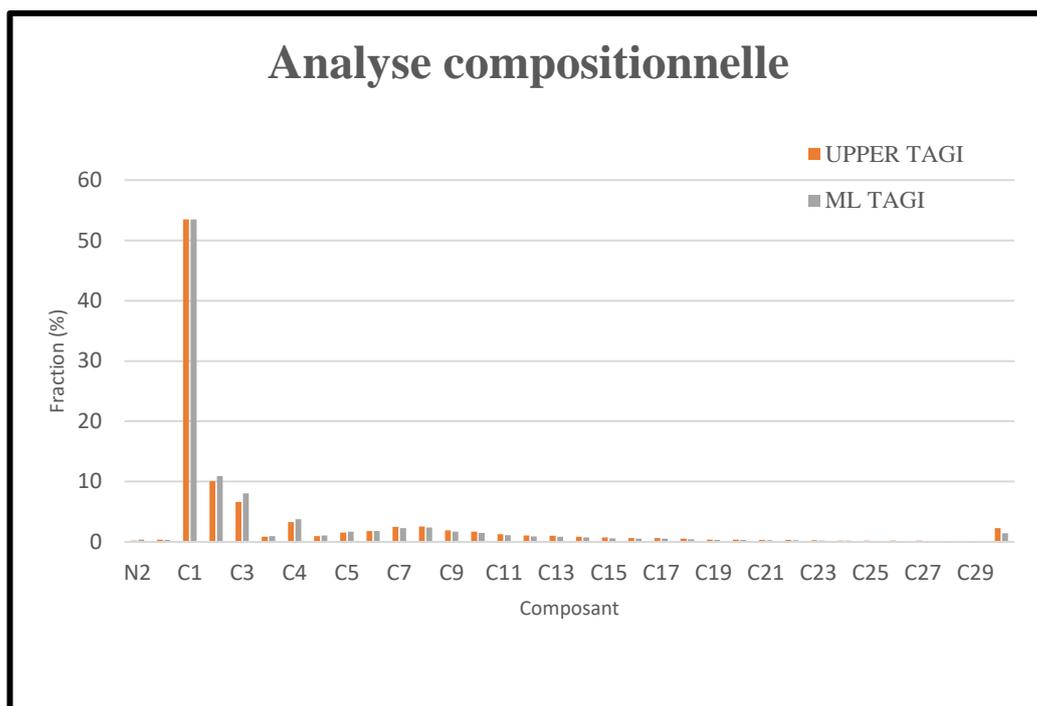


Figure I-2 Analyse compositionnelle du fluide de réservoir (l'huile) du champ GSE.

La composition de l'huile de la région GSE supérieure ainsi que les principaux résultats des tests sont résumés dans les tableaux et le tableau ci-dessous :

Composant	Fraction molaire	Composant	Fraction molaire
N ₂	0.21	C14	0.88
H ₂ S	0	C15	0.75
CO ₂	0.36	C16	0.63
nC1	53.49	C17	0.65
nC2	10.05	C18	0.52
nC3	6.62	C19	0.39
iC4	0.86	C20	0.39
nC4	3.31	C21	0.34
iC5	0.97	C22	0.31
nC5	1.54	C23	0.28
C6	1.83	C24	0.25
C7	2.52	C25	0.23
C8	2.58	C26	0.21
C9	1.91	C27	0.2
C10	1.69	C28	0.19
C11	1.3	C29	0.18
C12	1.06	C30+	2.29
C13	1.03		

Tableau I-1 La composition de l'huile d'UPPER TAGI.

La composition de l'huile de la région TAGI moyenne et inférieure ainsi que les principaux résultats des tests sont résumés dans les tableaux et les figures ci-dessous :

Composant	Fraction molaire	Composant	Fraction molaire
N ₂	0.395	C14	0.740
H ₂ S	0.000	C15	0.619
CO ₂	0.345	C16	0.523
nC1	53.495	C17	0.521
nC2	10.925	C18	0.418
nC3	8.078	C19	0.327
iC4	0.978	C20	0.325
nC4	3.779	C21	0.285
iC5	1.048	C22	0.255
nC5	1.683	C23	0.226
C6	1.802	C24	0.202
C7	2.297	C25	0.184
C8	2.408	C26	0.168
C9	1.698	C27	0.153
C10	1.507	C28	0.141
C11	1.115	C29	0.127
C12	0.899	C30+	1.464
C13	0.870		

Tableau I-2 La composition de l'huile de MIDDLE AND LOWER TAGI

Et voici les Paramètres PVT de Réservoir des Zones Upper TAGI et Lower/Middle TAGI :

Paramètre	Upper TAGI	Lower and Middle TAGI
Pression initiale du réservoir	6000 psia	5500 psia
Température initiale du réservoir	190 °F	189 °F
Pression au point de bulle, Pb	4465 psia	4041 psia
Facteur volumétrique de formation @ Pression de bulle	2.042 RB/STB	2.051 RB/STB
GOR Initial de solution (4 stage flash)	1898 SCF/STB	2110 SCF/STB
Viscosité du réservoir @ conditions initiales	0.28 cp	0.17 cp
Stock tank oil specific gravity	0.8227	0.8083
Compressibilité du fluide du réservoir @ Pi	17.17*10 ⁻⁶ psi-1	20.52 *10 ⁻⁶ psi-1
Densité API, °API @ Pi	104.333 °	109.67 °

Tableau I-3 Caractéristiques de l'huile (Résultats des tests PVT standard).

I.4 Caractérisation de l'équation d'état (EOS) :

I.4.1 Introduction :

Pour anticiper le comportement de l'huile dans le réservoir lors d'un processus donné et en tenant compte des variations potentielles, il est essentiel de construire un modèle PVT.

Étant donné que le modèle Black Oil ne tient pas compte des changements compositionnels de l'huile dus à l'injection de gaz miscible, l'utilisation d'un modèle compositionnel a été proposée afin de mieux représenter les variations des propriétés de l'huile lors des processus physiques.

I.4.2 Définition de l'équation d'état (EOS) :

Une équation d'état est une fonction mathématique qui exprime la relation entre la pression, la température et le volume d'un liquide ou d'un gaz. Ces équations sont généralement formulées de manière cubique. Actuellement, deux équations d'état sont largement adoptées dans l'industrie pétrolière : les équations de Peng-Robinson (PR) et de Soave-Redlich-Kwong (SRK).

L'expression générale de ces équations est la suivante :

$$f(T, P, v, a, b) = 0$$

Où : a est une fonction de la température, b est une constante calculée à partir de la température et la pression critique et la constante R . [3]

I.4.3 L'équation d'état de Peng Robinson (PR) :

Peng et Robinson (1976) ont conduit une étude pour évaluer l'équation d'état pour prévoir le comportement du système fluide.

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b) + (V - b)}$$

P : Pression du système, psia.

T : Température du système, °R.

R : Constante des gaz, 10.73 psi. ft³/lb. mol.

V : Volume, ft³/mol.

α : Paramètre adimensionnel qui est égale à l'unité à $T = T_C$, à des températures autres que la température critique, le paramètre α est défini par l'expression suivante :

$$\sqrt{\alpha} = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]$$

Avec T_r : la température réduite T/T_C

Le paramètre m est corrélé avec le facteur acentrique ω par la formule suivante :

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

Pour les composants lourds et si $\omega > 0.49$, la formule suivante doit être appliquée :

$$m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$$

a et b sont des paramètres de l'équation donnés par les formules suivantes :

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$\Omega_a = 0.45724$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c}$$

$$\Omega_b = 0.07780$$

Où P_c et T_c sont la pression critique et la température critique respectivement. [3]

La forme cubique de l'équation d'état en termes de Z :

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

Pour un élément simple :

$$A = \frac{(a\alpha)p}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

Pour un mélange :

$$A = \frac{(a\alpha)_m p}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{b_m p}{RT}$$

I.5 Regroupement des composants :

Pour simuler un réservoir, il faut caractériser le fluide qu'il contient. Cela nécessite souvent l'utilisation d'un grand nombre de composants pour une modélisation précise des phases, ce qui rend les calculs d'équations d'état (EOS) lourds. En regroupant les composants originaux en un nombre réduit de pseudo-composants, on peut réduire le coût et le temps de calcul. Cependant, ce processus de regroupement doit être effectué avec soin pour préserver la précision de prédiction de l'équation d'état, ce qui implique la sélection judicieuse des groupes de composants purs à représenter par chaque pseudo-composant. [7]

I.5.1 Weight Based Lumping

On a utilisé un regroupement basé sur le poids, où chaque pseudo-composant regroupé contient approximativement la même quantité de poids. Les valeurs de T_c , P_c et ω des fractions de nombre de carbone individuelles sont calculées comme les moyennes pondérées des valeurs de T_c , P_c et ω des fractions de nombre de carbone individuelles. Si le k -ième pseudo-composant contient les fractions de nombre de carbone de M à L , ses valeurs de T_c , P_c et ω seront déterminées à partir des relations suivantes : [8]

$$T_c = \frac{\sum_{i=M}^L z_i M_i T_{c_i}}{\sum_{i=M}^L z_i M_i} \quad P_c = \frac{\sum_{i=M}^L z_i M_i P_{c_i}}{\sum_{i=M}^L z_i M_i} \quad \omega_c = \frac{\sum_{i=M}^L z_i M_i T_{c_i}}{\sum_{i=M}^L z_i M_i}$$

Où z_i est la fraction molaire et M_i la masse molaire de la fraction de nombre de carbone i . La procédure basée sur le poids garantit que tous les segments d'hydrocarbures de la fraction C7+ sont traités avec une importance égale.

I.6 Modélisation de Fluide :

- La modélisation de fluide a été effectuée avec le logiciel PVTsim pour estimer les paramètres de l'EOS par régression sur les données expérimentales.
- Le modèle d'équation d'état Peng Robinson à 3 paramètres a été utilisé pour notre modèle. (Ce modèle a été sélectionné après la comparaison de ses résultats par rapport aux résultats prévus par le modèle SRK. Cette comparaison a montré que le modèle d'équation d'état de PR est meilleur pour prédire le comportement du fluide)
- La viscosité a été modélisée à l'aide du modèle LBC (Lorentz-Bray-Clark). Le modèle LBC est un modèle avec 5 paramètres et peut être utilisé pour la plupart des types d'huiles et de gaz.

Le modèle d'équation d'état a été développé selon les étapes suivantes :

1. Créer un modèle incluant les non-hydrocarbures et les composés C1 à C30+.
2. Caractériser la fraction C30+ en utilisant la masse moléculaire et la densité fournies dans les rapports de laboratoire. (PVTsim utilise diverses corrélations pour développer les propriétés critiques en fonction de la masse moléculaire et de la densité).
3. Regrouper les composants C7 à C30+ en trois pseudo-composant C7-C13, C14-C25 et C26-C80 En utilisant le schémas wight based lumping.
4. Regrouper Les isomères Iso et normal de chacun des composants C4 et C5.
5. La décision de ne pas regrouper les composants (C1, C2, C3, C4, C5, C6) a été imposée pour assurer un changement minimum des propriétés (température et pression critiques, la masse moléculaire, facteurs acentriques, la densité, etc.).
6. Regrouper N2 avec le méthane et CO2 avec l'éthane.
7. Faire correspondre la pression de saturation mesurée en ajustant les coefficients d'interaction binaires entre les deux pseudo-composants lourds et le méthane.
8. Faire correspondre aux paramètres : Facteur de formation d'huile Bo, Gas Oil Ratio, Gravite et facteur de déviation Z de gaz en ajustant les paramètres : Pression critique, Température critique et Facteur Acentrique des pseudo-composants lourds.
9. Faire correspondre la densité liquide de saturation en ajustant les facteurs Volume shifts des pseudo-composants lourds en groupe.

10. Faire correspondre la viscosité en ajustant les volumes critiques (utilisés dans la corrélation de viscosité Lorenz-Bray-Clark) pour les deux pseudo-composants lourds.

Les paramètres précédents ont été modifiés jusqu'à ce qu'un calage acceptable entre les données expérimentales de laboratoire et les résultats calculés par l'EOS sont obtenu comme se suit :

Composant	Fraction molaire	masse molaire	Crit P psia	Crit T °F	Crit V cm ³ /mol	Acentric Factor	Omega A -	Omega B -
C1N2	53.689	16.087	666.01	-117.379	98.94	8.22E-03	0.45724	7.78E-02
C2CO2	10.408	30.552	726.36	89.942	145.31	0.1043	0.45724	0.0778
C3	6.619	44.1	615.76	205.97	203	0.152	0.45724	0.0778
C4	4.169	58.12	546.55	299.342	256.65	0.1895	0.45724	0.0778
C5	2.509	72	489.94	379.21	304.77	0.2417	0.45724	0.0778
C6	1.83	84	430.59	453.65	370	0.296	0.45724	0.0778
C7-C13	12.088	123.696	352.52	600.142	509.44	0.4185	0.45724	7.78E-02
C14-C25	5.619	242.454	237.17	884.536	939.43	0.7716	0.45724	7.78E-02
C26-C80	3.069	464.655	188.19	1272.764	1923.97	1.1368	0.45724	7.78E-02

Tableau I-4 Paramètres de l'équation d'état de Peng Robinson

Les interactions binaires :

Composant	C1N2	C2CO2	C3	C4	C5	C6	C7-C13	C14-C25	C26-C80
C1N2									
C2CO2	0.0043								
C3	0.0003	0.0041							
C4	0.0003	0.0041	0						
C5	0.0004	0.0041	0	0					
C6	0.0003	0.0041	0	0	0				
C7-C13	0.0333	0.0353	0	0	0	0			
C14-C25	0.0333	0.0353	0	0	0	0	0		
C26-C80	0.0333	0.0353	0	0	0	0	0	0	

Tableau I-5 Coefficients d'interaction binaire entre les composants de l'équation

I.6.1 Résultats du calage du modèle PVT compositionnel :

Grâce à un processus rigoureux de de calage, ces mesures ont permis d'ajuster les paramètres d'une équation d'état compositionnelle représentant fidèlement le comportement thermodynamique et les équilibres de phases du système étudié.

I.6.1.1 Résultats de calage d'expérience CCE :

a) Facteur Y (Y-Factor) :

Le facteur Y, traduit l'écart de comportement du gaz par rapport à l'état idéal aux conditions de pression et température considérées. Il est défini comme le rapport des quantités du gaz déviant du comportement idéal et du gaz réel. Cet écart est dû aux interactions moléculaires qui deviennent non négligeables aux hautes pressions et températures. Le facteur Y intervient directement dans les équations d'état cubiques et permet le calcul du facteur de compressibilité Z, décrivant la non-idéalité du gaz réel. [3]

$$Y = \frac{(P_{sat} - P)}{P} \left(\frac{V_t}{V_{sat}} - 1 \right)$$

Ce graphique illustre la variation de facteur Y en fonction de la pression :

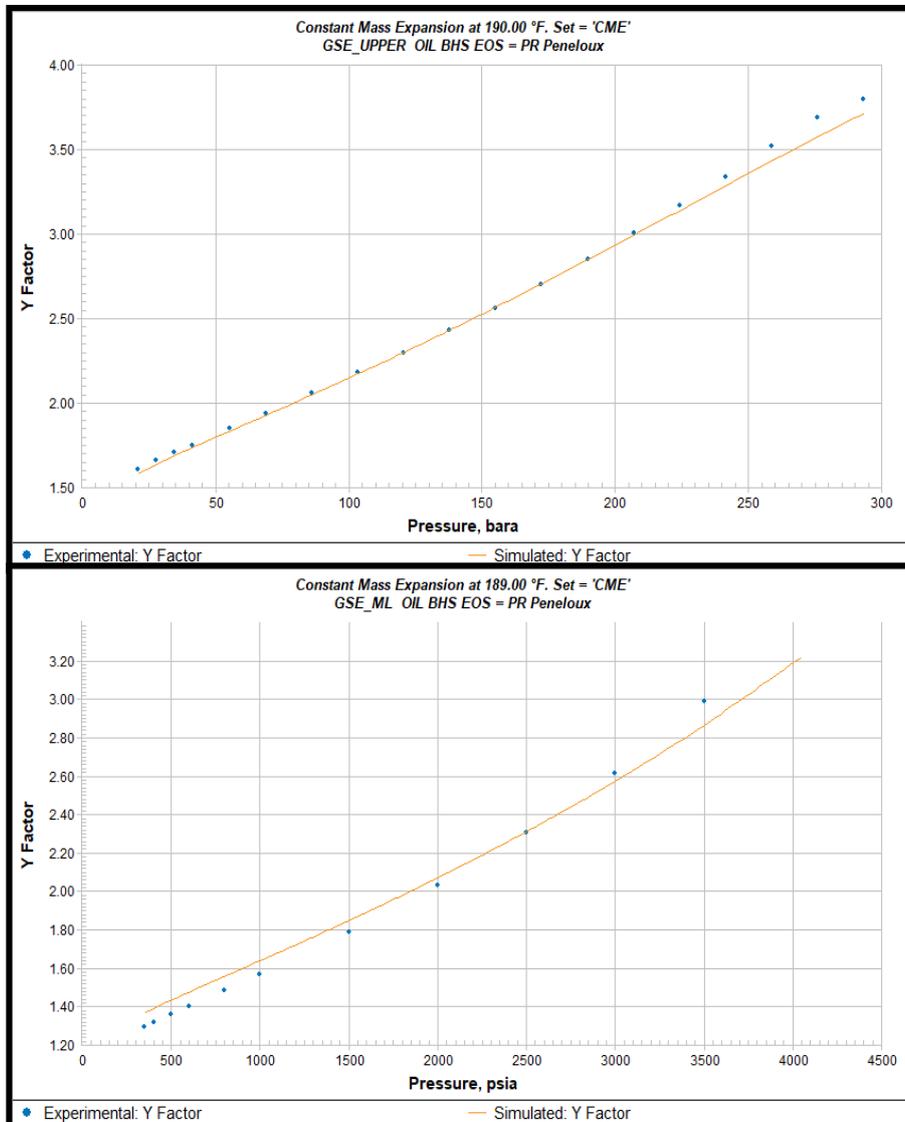


Figure I-4 Facteur Y de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

b) Volume Relatif (Relative Volume) :

Le volume relatif est défini comme le rapport entre le volume réel d'un fluide (V) et le volume du fluide à son point de bulle (V_b). Le point de bulle est la pression à laquelle la première bulle de gaz apparaît dans le liquide lorsqu'on réduit la pression d'un mélange liquide-gaz. Il est exprimé par la formule. [3]

$$\text{Volume Relatif} = V/V_b$$

Ce graphique illustre la variation de volume relatif en fonction de la pression :

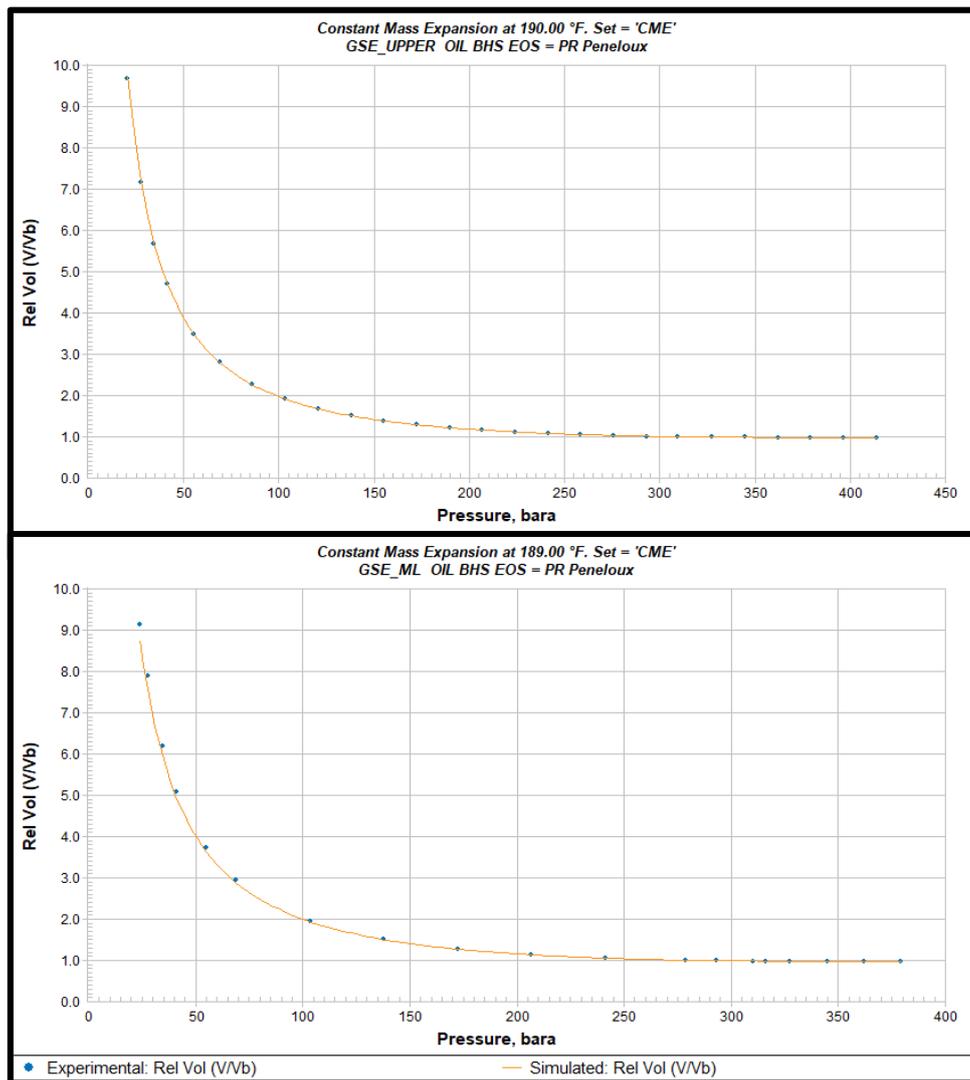


Figure I-5 Volume Relatif de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

I.6.1.2 Résultats de calage d'expérience DL (Libération Différentielle) :

a) Oil FVF (Oil Formation Volume Factor) :

Le facteur volume formation huile, ou Oil FVF, représente le rapport entre le volume occupé par la phase huile à la pression et température de réservoir, et le volume de cette même quantité d'huile aux conditions standards (généralement 101,325 kPa et 15,6°C). C'est un paramètre essentiel permettant de convertir les volumes d'huile mesurés en surface aux conditions réelles en fond de puits. Ce facteur dépend notamment de la pression de saturation, de la compressibilité de la phase huile et de la quantité de gaz initialement dissoute dans l'huile. . [3]

Ce graphique illustre la variation de facteur de formation d'huile en fonction de la pression

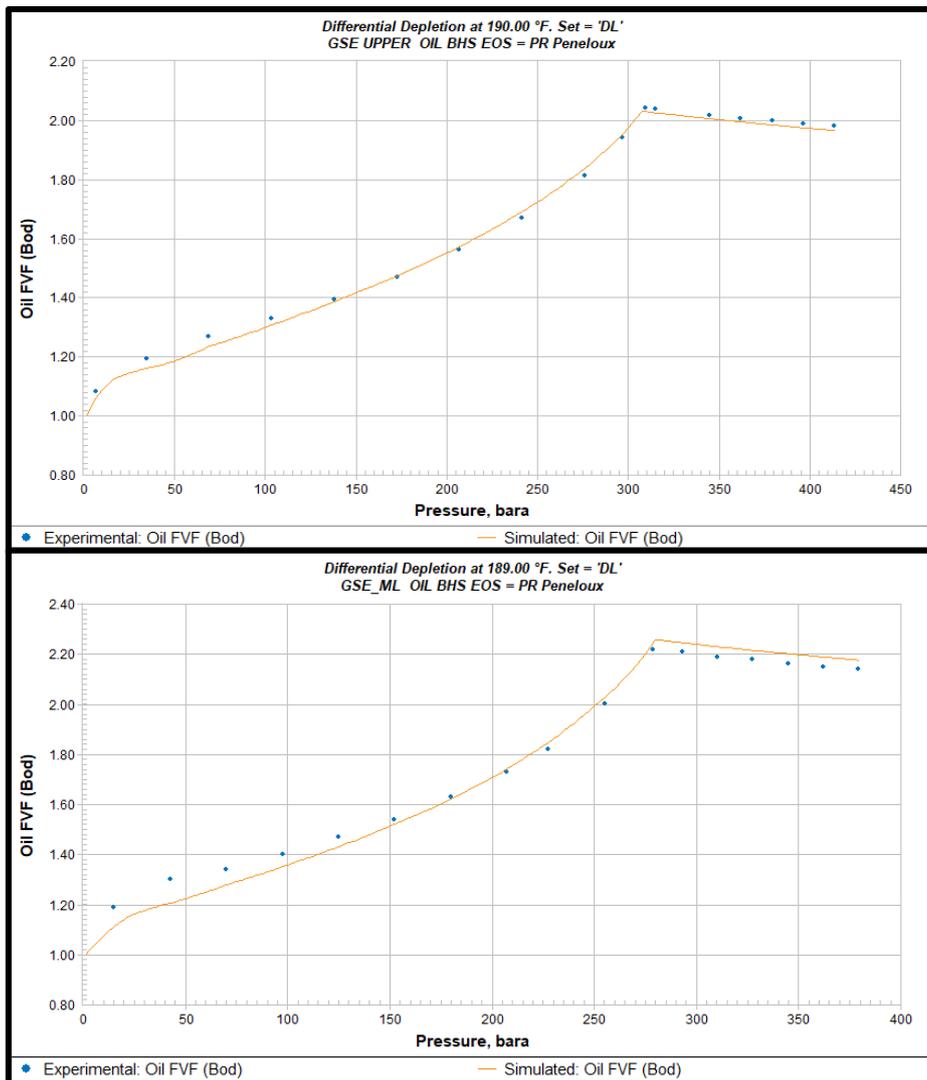


Figure I-6 facteur de formation de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

b) R_s (Solution Gas-Oil Ratio) :

Le rapport gaz dissous-huile, ou R_s , correspond à la quantité de gaz naturel dissoute dans un volume donné de pétrole brut aux conditions de pression et température du réservoir. Lorsque la pression diminue sous la pression de saturation, ce gaz se dégage progressivement de la phase huile, entraînant une diminution du R_s . Ce paramètre est essentiel pour caractériser le phénomène de dégazage qui affecte les propriétés volumiques et les écoulements diphasiques dans un réservoir. Les essais DL permettent de tracer la courbe de libération de gaz dissous en fonction de la pression sous la pression de saturation. La connaissance précise du R_s à différentes pressions est requise dans les calculs de facteurs volume formation et pour modéliser correctement les gradients de pression en réservoir. [3]

Ce graphique illustre la variation de Gas-Oil ratio en fonction de la pression :

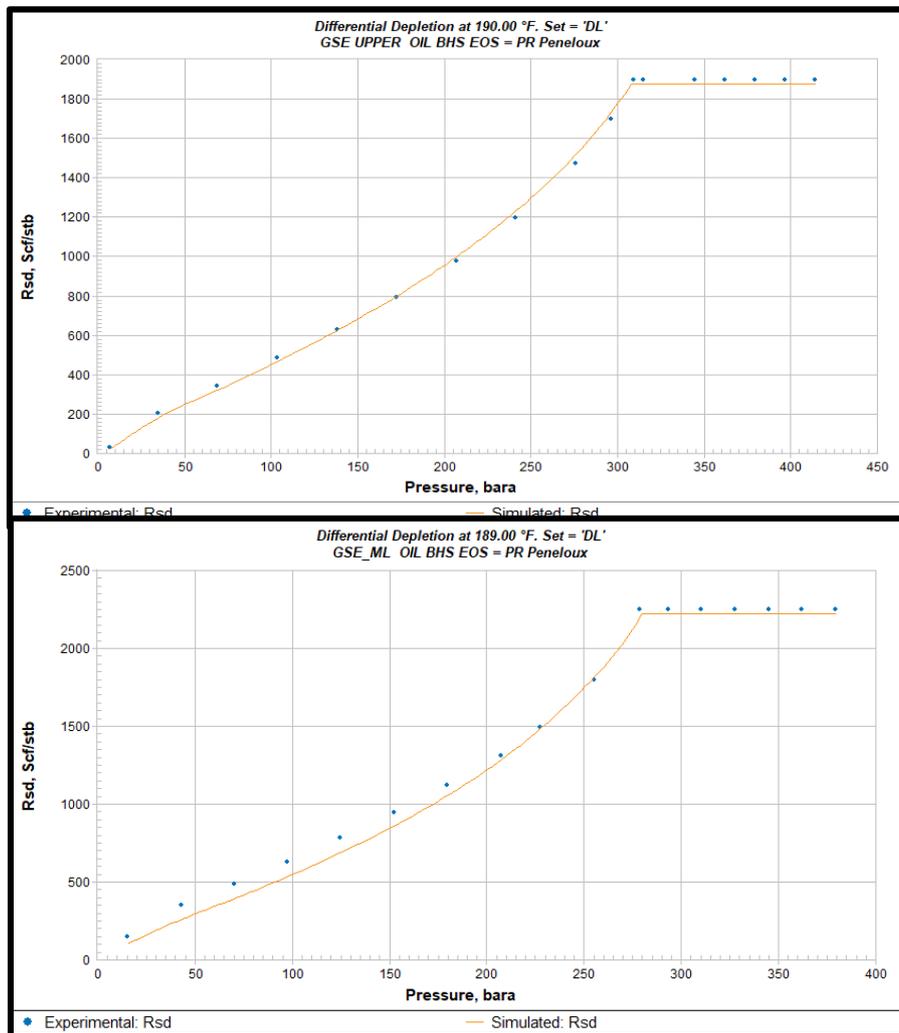


Figure I-7 Gas-Oil Ratio de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

c) Densité de l'huile :

La densité représente la masse par unité de volume d'un fluide aux conditions de pression et température étudiées. C'est une propriété fondamentale qui découle directement de la composition du fluide et de son comportement thermodynamique. La densité est requise pour de nombreux calculs tels que la détermination des masses et volumes de phases, les équilibres liquide-vapeur, les transferts de quantité de mouvement, etc. Elle est liée aux propriétés critiques et aux facteurs acentriques des composants du mélange par le biais des équations d'état. Une connaissance précise de la densité en fonction de P, T et composition est donc essentielle pour la caractérisation complète des fluides de réservoir. [3]

Ce graphique illustre la variation de la densité d'huile en fonction de la pression :

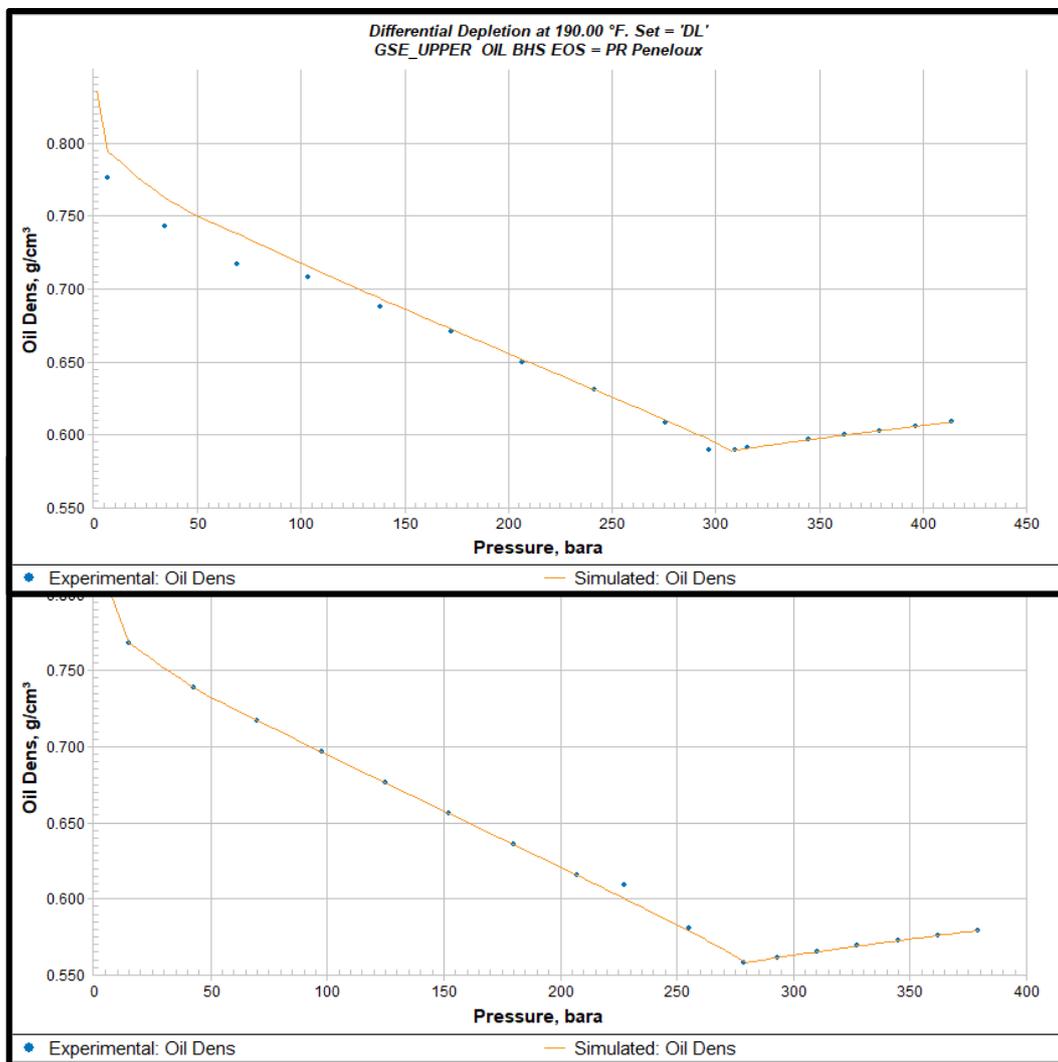


Figure I-8 Densité de liquide calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

d) Facteur Z (Z-Factor) :

Le facteur de compressibilité Z, représente le rapport entre le volume occupé par une quantité donnée de gaz réel et le volume qu'occuperait cette même quantité de gaz si elle se comportait comme un gaz parfait, dans les mêmes conditions de pression et température. C'est une mesure de l'écart au comportement idéal du gaz, lié aux interactions moléculaires non négligeables à hautes pressions. Le facteur Z apparaît dans les équations d'état cubiques (van der Waals, Redlich-Kwong, Peng-Robinson, etc.) décrivant la relation pression-volume-température des gaz réels. Sa valeur dépend de la pression réduite, de la température réduite et de la composition du mélange gazeux. . [3]

Ce graphique illustre la variation de facteur Z en fonction de la pression :

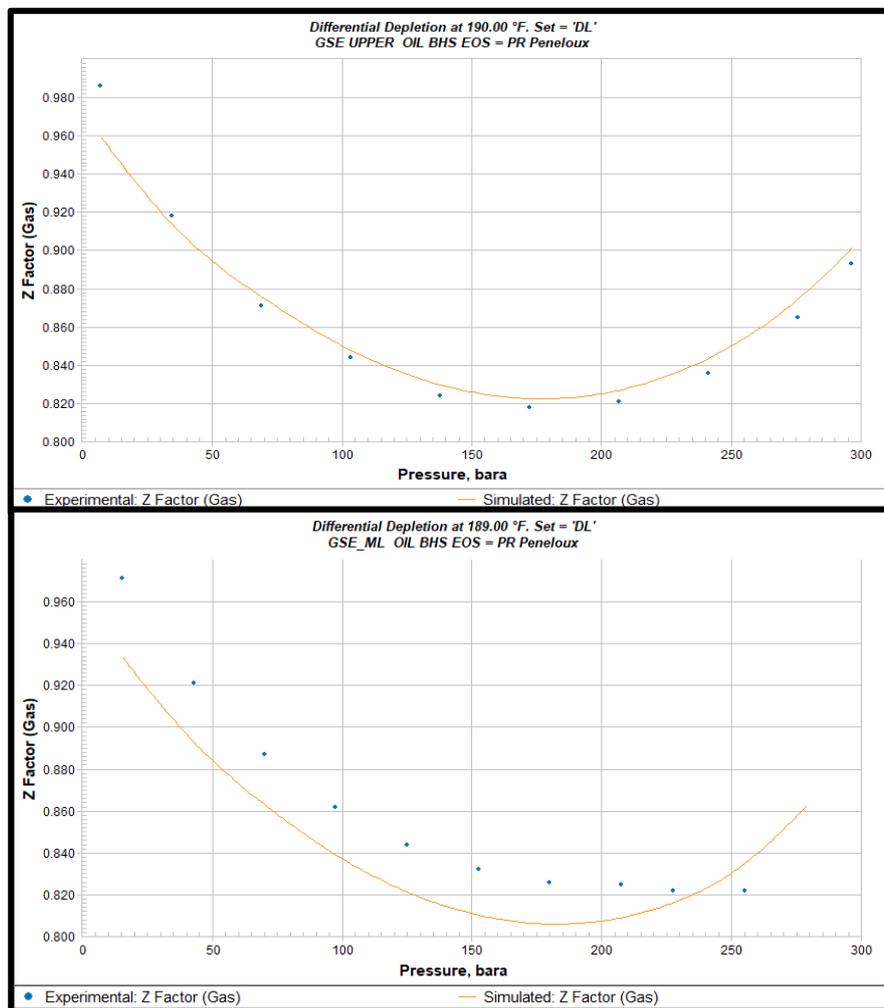


Figure I-9 Facteur Z de gaz calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

e) Gravité API (Densité Relative) :

La gravité API, ou densité relative API, est une mesure conventionnelle de la densité d'un pétrole brut par rapport à l'eau pure. Elle est calculée selon une échelle inversée définie par l'American Petroleum Institute, où une gravité API élevée correspond à un pétrole brut plus léger. Cette propriété permet de classer les huiles différents groupes allant des ultra-légers aux lourds, en fonction de leur densité à 60°F (15,6°C). La gravité API dépend de la composition du brut, notamment sa teneur en fractions légères, intermédiaires et lourdes. . [3]

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Où SG est la densité spécifique du pétrole par rapport à l'eau à 60 °F (15.6 °C).

Ce graphique illustre la variation de la gravité API, en fonction de la pression :

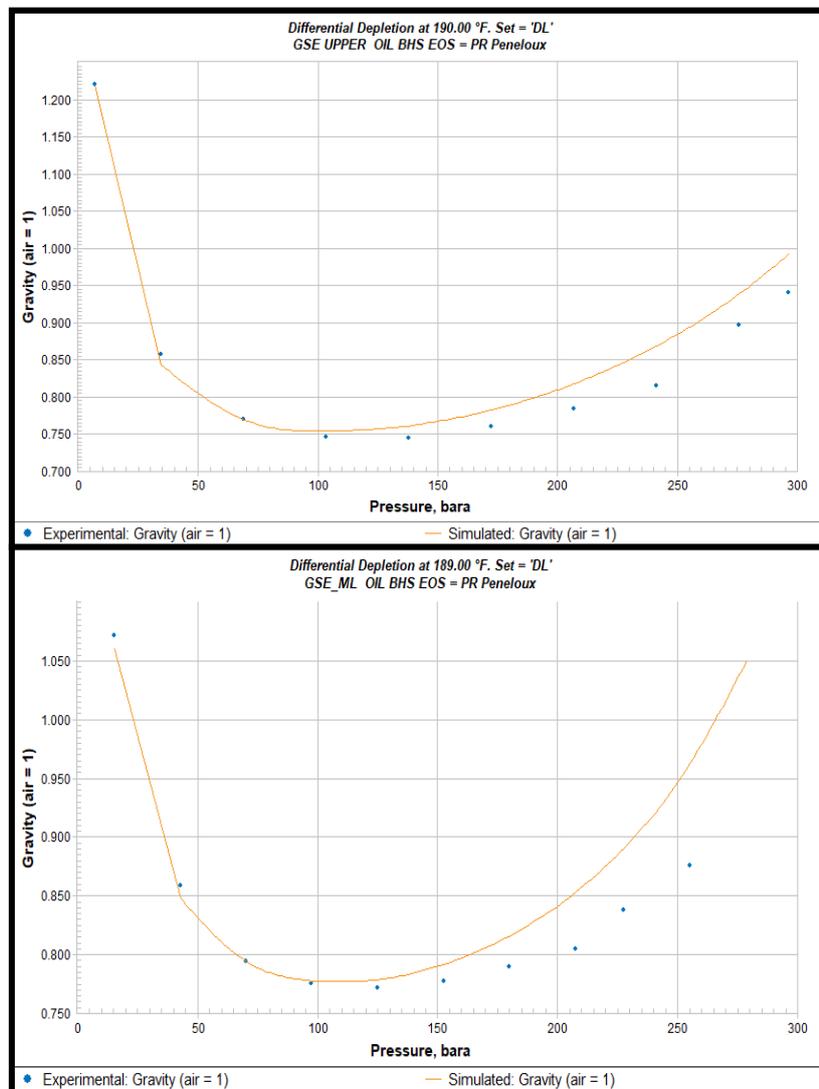


Figure I-10 La gravité API de gaz calculé vs observée Pour Upper TAGI et Middle_Lower TAGI

II. CHAPITRE 02 :

Construction du modèle statique

II.1 Introduction

Le modèle géologique est la représentation essentielle du gisement, offrant une vision détaillée de sa structure et de sa composition. Ca consiste à décrire une formation rocheuse en utilisant une grille tridimensionnelle composée de petits parallélépipèdes (ou blocs) dont les dimensions varient de quelques mètres à quelques dizaines de mètres. Cette représentation, établie selon les principes de la géostatistique, permet d'assigner à chaque bloc des paramètres tels que la porosité, la perméabilité et d'autres propriétés pertinentes.

La modélisation géologique comprend généralement les étapes suivantes :

- Analyse préliminaire du contexte géologique du domaine d'étude.
- Interprétation des données et des observations disponibles sous forme d'ensembles de points ou de lignes polygonales.
- Construction d'un modèle structural décrivant les principales limites des roches (horizons, failles)
- Définition d'un maillage tridimensionnel respectant le modèle structural pour soutenir la représentation volumétrique de l'hétérogénéité de réservoir.

Une fois établi, le modèle géologique devient un pilier central de la simulation du réservoir. Les paramètres statiques dérivés du modèle géologique sont intégrés dans les modèles de simulation pour permettre une analyse détaillée du comportement du réservoir. [9]

II.2.Présentation de la zone d'étude :

II.2.1 Le bassin de Berkine :

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins les plus perspectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ses réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères siluriennes et franiennes. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH. Aussi, définir de nouveaux gisements pétroliers et de nouveaux axes d'exploration dans ce bassin, constituent l'un des objectifs principaux à atteindre par l'entreprise SONATRACH. [1]

II.2.2 Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :

II.2.2.1 Situation géographique :

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

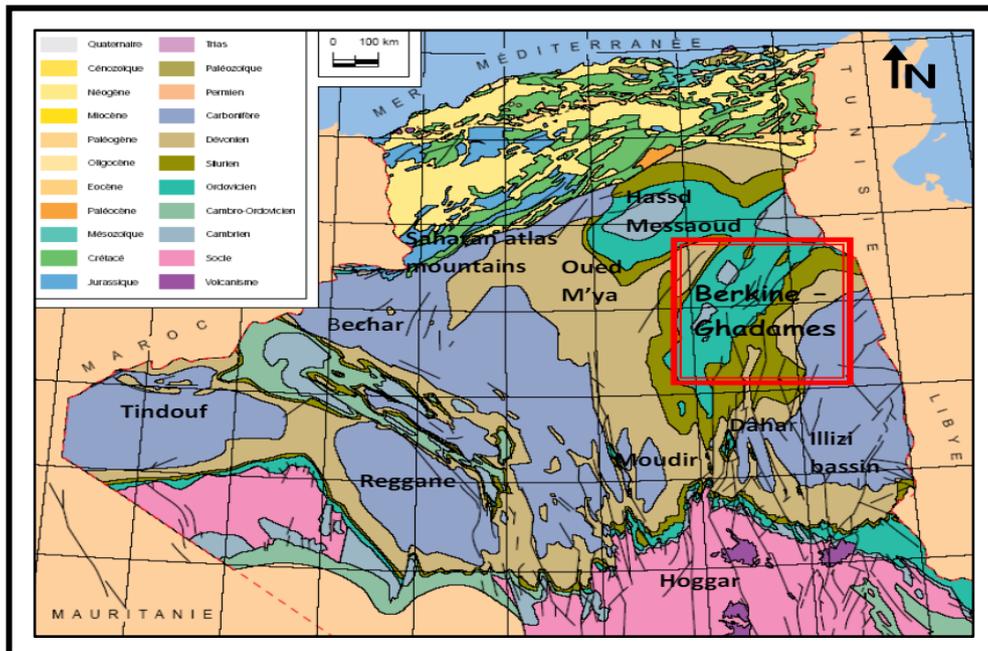


Figure II-1 Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkiné

II.2.2.2 Situation géologique :

De point de vue géologique, le bassin de Berkiné, est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne. Sa superficie globale est de 102 395 km². [1]

Les limites du bassin de BERKINE sont :

- Les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est.
- Bassin d'illizi au sud.
- Dôme de Dahar au nord.
- Hassi-Messaoud à l'ouest.

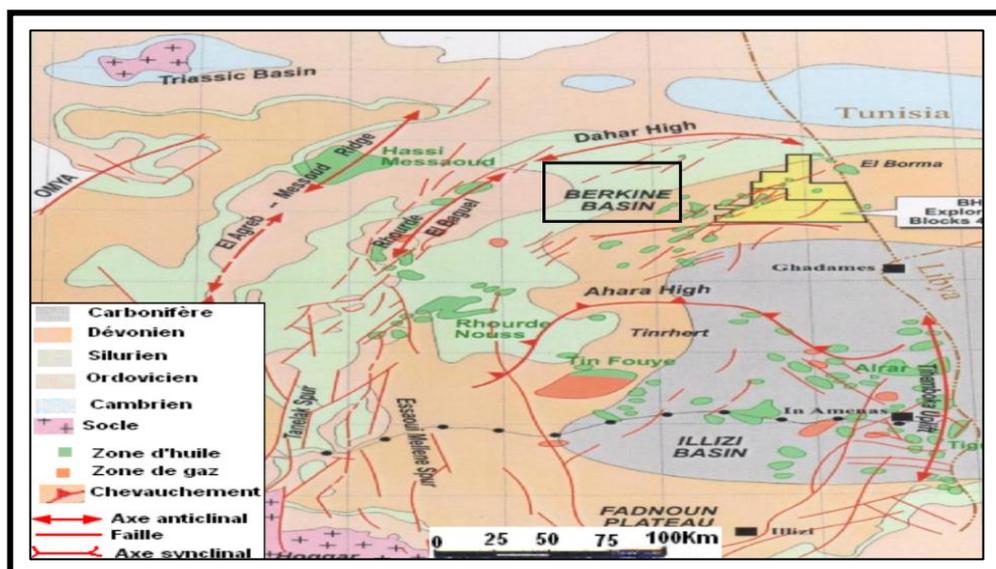


Figure II-2 Situation Géologique du bassin de Berkiné

II.2.3 Géologie locale de la région champ GSE:

II.2.3.1 Situation géographique de la Zone GSE:

Le secteur de Notre Champ d'étude GSE (bloc 402) est situé dans la partie Nord-est du bassin de BERKINE, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bloc (402) couvre une superficie de 103Km² (Fig. 7). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes 31°-32° Nord et longitudes 8°-9° Est. [2]

II.2.3.2 Le potentiel pétrolier de la zone d'étude:

a) **Roche mère:** Les principales roches mères de la région sont:

- Les argiles du frasien
- Les argiles du dévonien qui sont fortement productives.

b) **Roche réservoir:** Le principal réservoir dans la région d'étude est le Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI) qui est subdivisé en trois niveaux qui sont de bas en haut comme suit:

- TAGI basal
- TAGI moyenne
- TAGI supérieur

c) **Roche couverture :** est assurée par:

- Le Trias carbonaté.
- Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.

II.2.3.3 Description du réservoir:

Le champ de GSE est caractérisé par une structure monoclinale délimitée à l'est par une faille principale. Le réservoir est constitué des grès fluviatiles de la Fm. TAGI (Trias Argileux Gréseux Inférieur) qui est composé de trois accumulations indépendantes et séparées hydrauliquement (Fig. 11), nommés de haut en bas Upper TAGI, Middle TAGI et Lower TAGI. . [2]

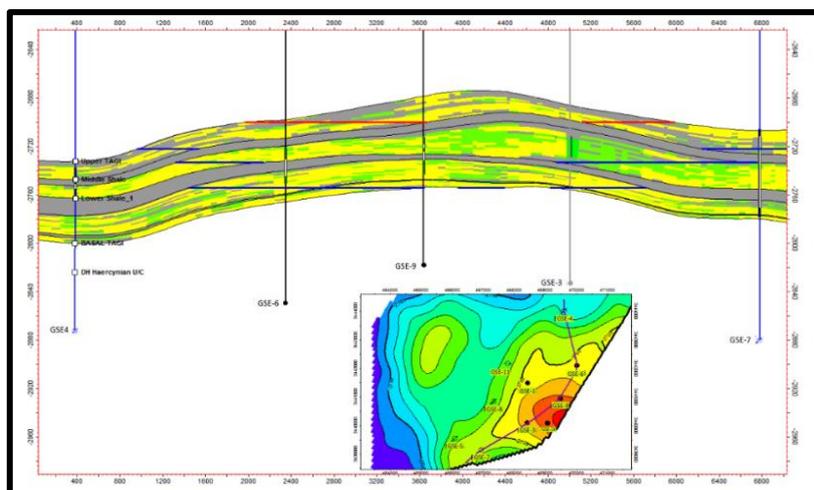


Figure II-4 Coupe géologique du champ de GSE

II.2.3.4 Contacts et Caractéristiques Pétrophysiques :

- a) **Contacts** : Les contacts entre gaz, huile et eau dans les réservoirs sont les suivants. [2]:

Niveaux	Contacts mTVDss	
	GOC	OWC
UPPER TAGI	2702	2721.8
MIDDLE TAGI	-	2733.0
LOWER TAGI	-	2754.0

Tableau II-1 Contacts des hydrocarbures en place

- b) **Caractéristiques Pétrophysiques** :

Les informations Pétrophysiques principales du champ sont résumées comme ce suit :

ZONE	Top (mNm)	Avg Thik	NTG % (Sand)	Avg PHI	Avg Sw	K (mD)
U-TAGI	2710	17	44%	16%	27%	110
M-TAGI	2727	21	47%	15%	40%	70
L-TAGI	2748	29	35%	15%	46%	140

Tableau II-2 Données géologiques et pétrophysiques du champ GSE

II.2.3.5 Historique du Champ :

1. Découverte et mise en production du champ GSE :

- Découvert en septembre 1997 par le puits d'exploration GSE-1, confirmant la présence d'huile dans le Trias Argileux Gréseux Inférieur (Formation TAGI).
- Mise en production en décembre 2004 avec un débit initial d'environ 8000 barils par jour.
- Maintien de la pression assuré par injection d'eau et de gaz.

2. Estimation des réserves et scénario de développement initial :

- Estimation des réserves d'huile en place à 88 millions de barils.
- Scénario initial de développement (1999) : 2 producteurs, 2 injecteurs d'eau et un injecteur de gaz pour une production en plateau de 8000 barils par jour.

3. Forage et développement des puits :

- Forage de 7 puits de développement entre 2001 et 2007 (3 producteurs d'huile, 4 injecteurs d'eau).
- Mise en service des puits GSE-10 et GSE-11 en 2012.

4. Injection d'eau et soutien de pression :

- Début de l'injection d'eau en mars 2006 par les puits GSE-4 et GSE-5, suivi de l'ajout des puits GSE-8 (juillet 2007) et GSE-7 (décembre 2008).

5. Optimisation de la production et soutien de pression :

- Conversion du puits GSE-3 en injecteur de gaz (GI) en 2016, améliorant les performances du puits GSE-9.
- Stratégie de soutien de pression par injection d'eau mise en place pour le réservoir Lower TAGI (L-TAGI) à partir du puits GSE-11 jusqu'en décembre 2019.

II.2.3.6 Description des Puits :

a) Les puits producteurs :

- ✓ **GSE-1 (2923,5m – 2939m):** Le puits a été complété dans l'U-TAGI, la production est commencée le 12 Avril 2005 avec un débit d'huile de 900 bopd et THP=90 bars
- ✓ **GSE-6 (2943 – 2952 ; 2966 – 2972 m) :** Le puits a été initialement prévu comme injecteur d'eau pour soutenir la production de GSE-3 dans le Middle TAGI. Il a été complété sur le L-TAGI et mis en production en décembre 2006 avec un débit d'huile de 3100 bopd et THP=80 bars.
- ✓ **GSE-9 (2935 – 2941 ; 2944 – 2947 ; 2954 - 2966 m) :** Le puits est complété dans le M-TAGI et a commencé à produire le 02 Juillet 2008 avec un débit d'huile de 750 bopd et THP=70 bars. En aout 2009 une extension de perforation dans le L-TAGI a été effectuée.
- ✓ **GSE-8 (2936 – 2939 m) :** GSE-08 a été un injecteur d'eau dans le M+L TAGI et a été mis hors service depuis février 2015. En juin 2018, le M+L TAGI a été isolé avec un bouchon de pontage et une nouvelle perforation a été réalisée dans l'Upper TAGI en 2936 – 2939 mRT pour le convertir en producteur dans l'U-TAGI.

b) Les puits Injecteurs :

- ✓ **GSE-4 (Injecteur Eau) :** Les résultats de forage montrent que tous les niveaux TAGI traversés par ce puits sont saturés en Eau. Le puits a été complété dans l'Upper et le Middle TAGI. Le puits a été fracturé en 2005 dans le M-TAGI et l'injection est commencée le 19 mars 2006 ; le Middle TAGI a été isolé en juin 2010.
- ✓ **GSE-5 (Injecteur Eau) :** Le puits à rencontrer l'U-TAGI argileux. Le puits a été mis en service comme injecteur d'eau en mars 2005. Malgré la fracturation effectuée dans le M-TAGI l'injection a été arrêtée en août 2010 à cause d'une mauvaise communication avec les puits producteurs voisins (gestion du réservoir).
- ✓ **GSE-7 (Injecteur Eau) :** Le puits a été complété dans le L-TAGI et l'injection d'eau est commencée en Novembre 2008 ; à partir d'aout 2009 l'U-TAGI a été aussi perforé. Le L-TAGI a été fracturé en juin 2010 pour optimiser l'injection d'eau dans ce niveau.
- ✓ **GSE-11 (Injecteur Eau) :** Le puits a été mis en service comme injecteur d'eau en février 2014, une fracturation hydraulique a été effectuée sur le L-TAGI dans le but d'améliorer son injectivité. Le puits a été mis hors service dans le cadre de la gestion du réservoir.
- ✓ **GSE-3 (Injecteur Gaz) :** Le puits a été complété dans le Middle TAGI en tant qu'un puit producteur. et mis en production en décembre 2004, il a produit jusqu'au février 2010 quand il a été fermé pour l'augmentation de WCUT. En juin 2016, le puits GSE-3 a été converti en injecteur de gaz dans le M-TAGI. Et après en janvier 2021 : Le L-TAGI a été perforé afin d'améliorer le soutien de pression aux puits GSE-6 et GSE-9, entraînant une augmentation supplémentaire du taux d'injection de gaz (problème d'intégrité du puits).

- ✓ **GSE-10 (2891.7-2898.9 m) :** Le puits a été complété dans l'U-TAGI, Il a commencé à produire à partir de juillet 2013, avec une production totale de 1,1 million de barils (Mbbbl). En août 2018, en raison d'une teneur élevée en eau (WC), le puits GSE-10 a été mis hors service.

c) Les puits abandonnés

- ✓ **GSE-2 (3080 m) :** GSE-2 a été foré au nord-est d'environ 7,5 km du puits de découverte GSE-1, avec l'objectif d'apprécier la limite septentrionale de l'accumulation de GSE. Le puits a rencontré le réservoir TAGI à 2963,3 m mDRT saturé complètement à l'eau. Suite à ce résultat le puits a été abandonné.

II.3 La construction du modèle:

L'interprétation structurale initiale du champ de GSE était basée sur une grille de données sismiques 2D acquise ou retraitée par BHP Billiton.

II.3.1 Analyse Géophysique :

II.3.1.1 Base de Données Sismique :

La tendance structurale de la terrasse de GSE est bien couverte par 500 kilomètres linéaires de données 2D acquises lors de six levés depuis 1990, fournissant un espacement des lignes de pendage de 1 à 1,5 km et un espacement des lignes de direction de 1 à 2 km.

II.3.1.2 Horizons Interprété :

Interprétation des horizons Six horizons clés ont été interprétés par GSA :

- Aptien
- Lias Anhydrite
- Trias S4
- Niveau B
- Tadrat
- Ordovicien

II.3.2 Analyse Géologique :

II.3.2.1 Base de données des puits :

Les sections de réservoir Upper et Middle TAG-I dans les puits GSE-1, GSE-2, GSE-4 et GSE-5 ont été largement carottées et des analyses de carottes conventionnelles, des descriptions sédimentologiques et des analyses pétrographiques ont été réalisées.

II.3.2.2 Description Géologique :

Le champ de GSE partage la même histoire structurale que les autres champs de la zone voisine. De même, les roches sources, l'histoire de la migration des hydrocarbures et l'étanchéité du réservoir sont communes avec les autres champs de la zone ROD. Le réservoir TAGI dans GSE a été subdivisé en utilisant les mêmes séquences que celles utilisées pour les autres champs dans le développement.

En ce qui concerne le TAGI inférieur, en plus de la couche d'argile, la couche de sable a été subdivisée en trois sous-couches de réservoir afin de mieux contrôler la production d'eau des puits ouverts dans le TAGI inférieur (GSE-6 et GSE-9).

La corrélation des puits est résumée dans le tableau ci-dessous :

Top (m TVDSS)	GSE-1	GSE-2	GSE-3	GSE-4	GSE-5	GSE-6	GSE-7	GSE-8	GSE-9
UTM X	468393.28	470929.71	468410.42	469587.73	466090.02	470012.03	466924.86	467309.99	469450.05
UTM Y	3441501.87	3448522.94	3440117.31	3444064.41	3439570.07	3442077.04	3439112.82	3440889.97	3440990.02
KB Elevation (m)	226.6	222	229.4	219.7	212.1	220.7	219.9	218.6	222,2
Upper TAGI	-2696.39	-2741.35	-2686.16	-2732.29	-2714.49	-2698.00	-2706.14	-2715.88	-2678.23
Middle TAGI Shale	-2711.93	-2753.67	-2698.40	-2747.13	-2730.92	-2712.97	-2725.36	-2731.79	-2700.37
Middle TAGI Sand	-2718.39	-2760.04	-2705.18	-2752.40	-2738.70	-2719.43	-2732.25	-2738.20	-2706.88
Lower TAGI Shale	-2736.19	-2771.71	-2734.56	-2762.80	-2763.27	-2732.00	-2754.39	-2758.96	-2726.37
Lower TAGI Sand_1	-2744.80	-2783.78	-2739.71	-2776.98	-2772.83	-2740.03	-2763.38	-2767.76	-2730.02
Lower TAGI Shaly_Sand	-2759.58	-2805.40	-2752.78	-2793.45	-2790.98	-2758.83	-2775.70	-2782.45	-2747.23
Lower TAGI Sand_2	-2760.57	-2806.06	-2753.47	-2795.58	-2792.61	-2759.95	-2776.45	-2783.90	-2747.83

Figure II-5 Rapport des lèves définitifs performé par ENAGEO En Avril 2009

II.3.3 Modélisation statique

II.3.3.1 Résumé :

La modélisation statique a été réalisée en combinant les éléments suivants :

- Étude sédimentologique et analyse des séquences stratigraphiques.
- Analyse de seuil pour définir les lithofaciès.
- Simulations géostatistiques pour répartir les propriétés pétrophysiques.

Le modèle GSE a été basé sur une grille d'environ 100 par 100 m, avec une taille de cellule verticale d'environ 1 mètre. Ces paramètres ont été sélectionnés pour respecter, modéliser et simuler l'hétérogénéité requise du réservoir, telle que les contrastes de perméabilité, les baffles et barrières intra-réservoir et les géométries des corps des chenaux du réservoir.

II.3.3.2 Construction de la géométrie du réservoir :

La construction de la grille en 3D a été réalisée par le logiciel PETREL À travers la modélisation structurale, les trois horizons TAGI ont été dessinés afin de s'adapter aux sommets des puits de la nouvelle zonation. Voici les dimensions de la grille :

- Taille moyenne de la cellule dans les directions I-J : 100 x 100 m et dans la direction Z : 1 m
- Nombre de cellules dans les directions I-J-K : 70 - 142 - 56
- Le nombre total de cellules est de 556640.
- Le nombre total de cellules actives est de 238235.
- Le TAGI supérieur a été divisé en 14 couches.
- Le TAGI moyen a été divisé en 15 couches + 1 couche d'argile au sommet du TAGI moyen.
- Le TAGI inférieur a été divisé en 25 couches + 1 couche d'argile au sommet du TAGI inférieur.

Une simulation dynamique a été effectuée dans un délai raisonnable de CPU et donc aucune autre mise à l'échelle n'a été effectuée ; cela a permis de préserver l'hétérogénéité sédimentologique du réservoir.

II.3.3.3 Analyse du seuil de coupure :

Une analyse du seuil de coupure a été réalisée afin de définir les lithofaciès à l'échelle du puits.

- Trois lithofaciès sont définis :
- Argile
- Silt
- Sable

Les critères utilisés pour définir les lithofaciès sont résumés ci-dessous :

- Argile : $GR \geq 120$ ou $PHI \leq 0,01$
- Silt : $PHI \geq 0,01$ et $PHI \leq 0,09$
- Sable : $PHI > 0,09$

Les faciès ont été mis à l'échelle du puits, soumis à un contrôle de qualité, puis utilisés pour peupler la grille 3D à l'aide d'une approche géostatistique.

Le faciès d'argile est le faciès de fond imperméable qui représente la plaine d'inondation de fond. Il s'agit d'un faciès NON PAY et le rapport net/brut dans le modèle a été fixé à zéro.

Le faciès de sable est le sable qui remplit les chenaux sinueux et est considéré comme la meilleure qualité de réservoir en raison de l'énergie relativement élevée de la sédimentation. Il s'agit d'un faciès PAY et le rapport net/brut dans le modèle a été fixé à 1.

Le faciès de silt est le faciès de digue qui représente les sables déposés le long des marges des chenaux, avec une qualité plus faible que les sables de remplissage des chenaux. Cependant, il s'agit d'un faciès PAY et le rapport net/brut dans le modèle a été fixé à un.

Sur le graphique ci-dessous, le log GR est comparé au log PORO pour chaque faciès à l'échelle du puits :

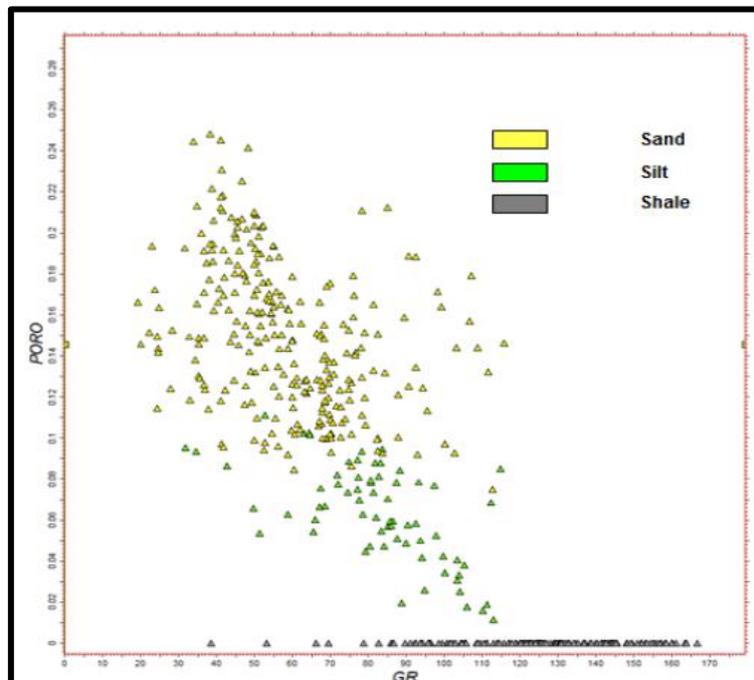


Figure II-6 Définition des faciès à l'échelle du puits

II.3.3.4 La modélisation de la porosité :

La modélisation de la porosité a été réalisée en utilisant les données de porosité du journal CPI à l'échelle du puits et distribuées à l'échelle du réservoir en utilisant l'algorithme gaussien.

Voici les cartes illustrant la répartition de la porosité :

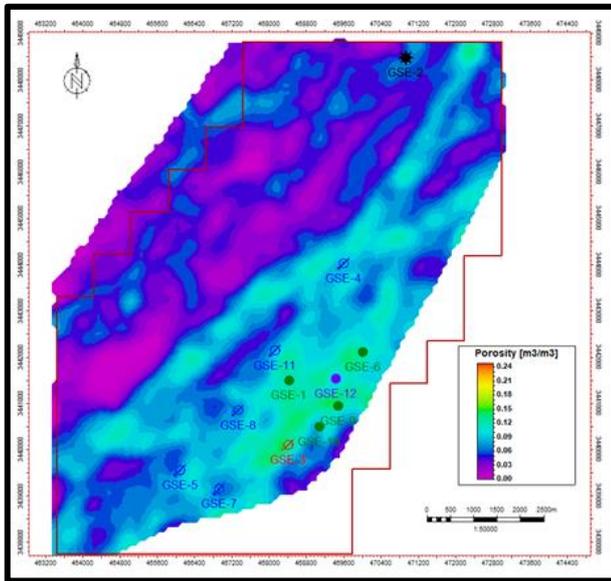


Figure II-7 Distribution de Porosité en Upper TAGI

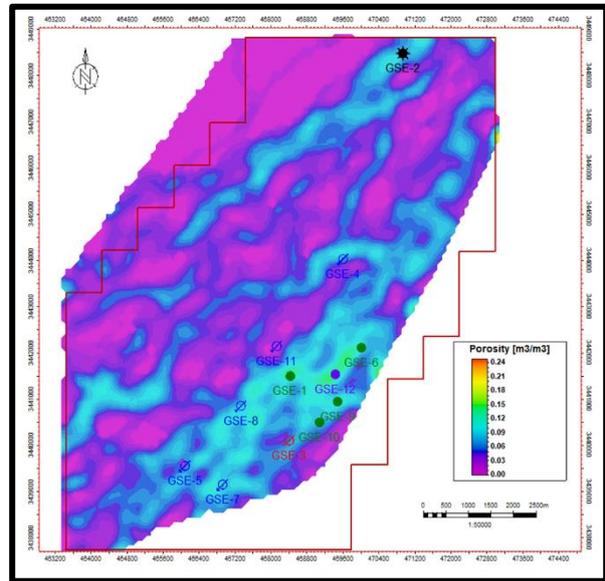


Figure II-8 Distribution de Porosité en Middle TAGI

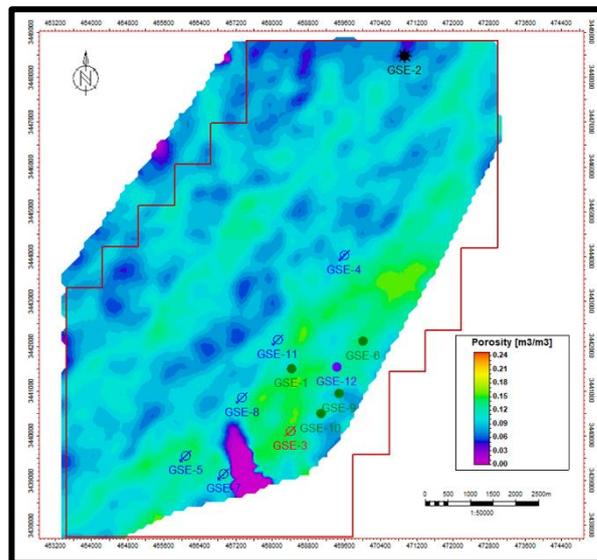


Figure II-9 Distribution de Porosité en Lower TAGI

II.3.3.5 La modélisation de la saturation :

La modélisation de la saturation en eau a été réalisée en distribuant la saturation en eau irréductible selon une relation avec la porosité. Seule une corrélation PHI vs. Sw a été effectuée, mais cette corrélation a permis de décrire les deux faciès, le sable avec $\text{PHI} > 9\%$ et la levee avec $\text{PHI} < 9\%$.

La corrélation est illustrée dans la figure ci-dessous :

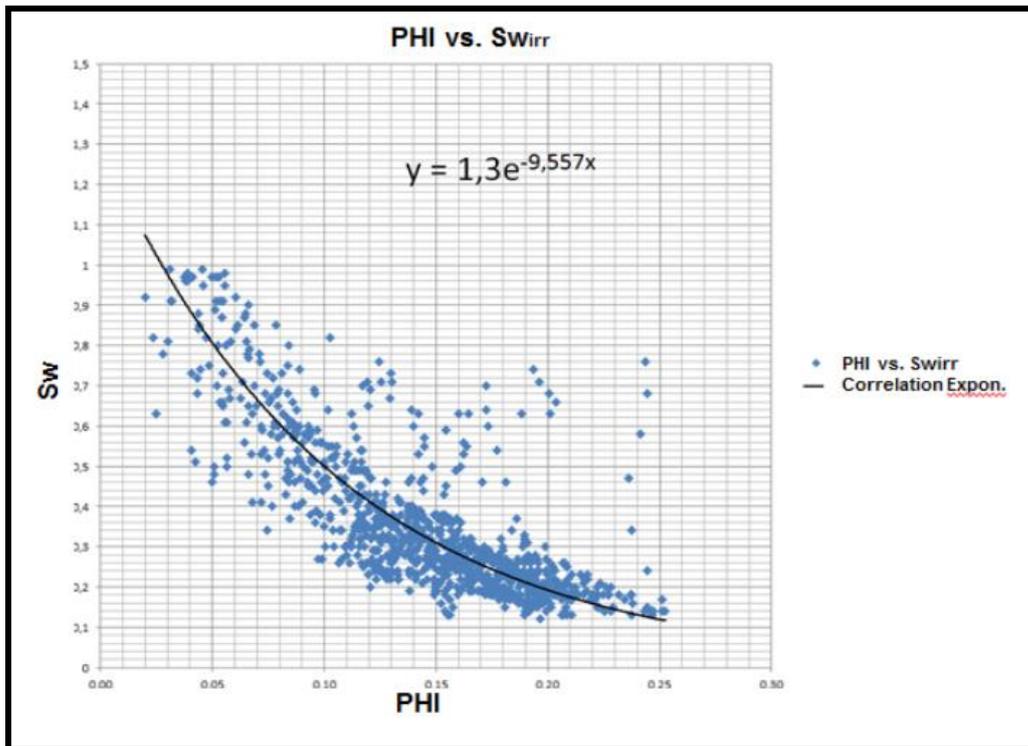


Figure II-10 La corrélation entre la saturation irréductible et la porosité.

Voici les cartes illustrant la répartition de la saturation en eau :

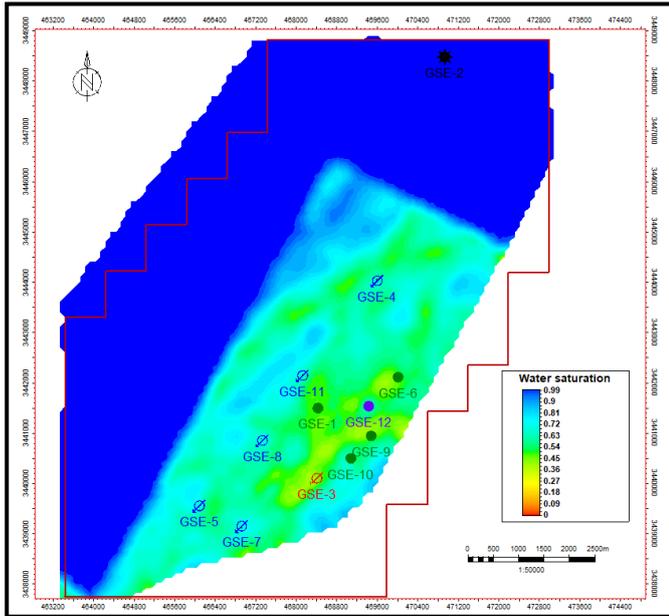


Figure II-11 Distribution de saturation en eau en Upper TAGI

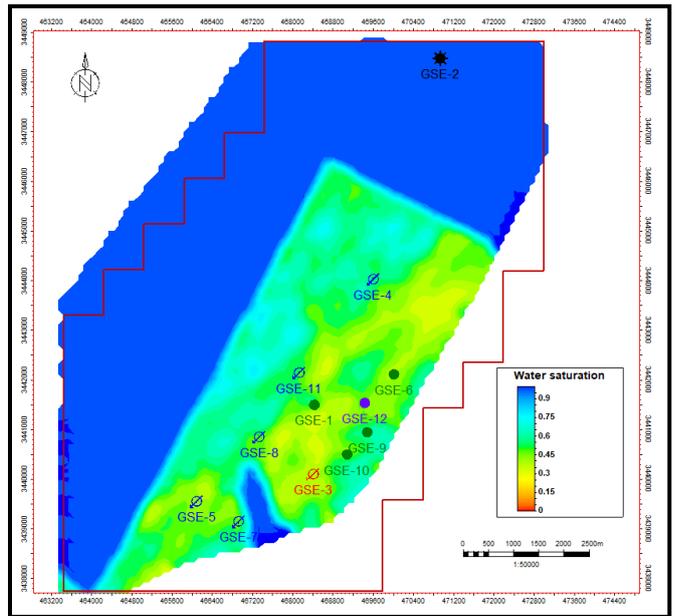


Figure II-12 Distribution de saturation en eau en Lower TAGI

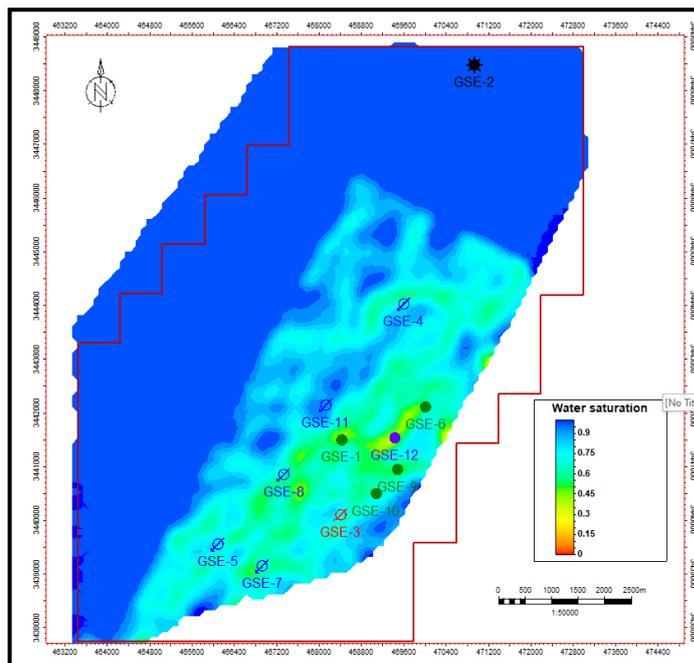


Figure II-13 Distribution de saturation en eau en Middle TAGI

II.3.3.6 Modélisation de la perméabilité :

La perméabilité a été distribuée en utilisant une relation entre la perméabilité et la porosité dérivée des données de carottage. Les carottes ont été prélevées dans trois puits :

- GSE-1 > Supérieur-Moyen-Inférieur
- GSE-2 > Supérieur-Inférieur
- GSE-4 > Supérieur Moyen

Les corrélations de perméabilité ont été définies pour chaque couche séparément en utilisant les corrélations suivantes :

- TAGI supérieur : $k = 0.0436e^{(41.932PH)}$
- TAGI moyen : $k = 0.0149e^{(49.866PH)}$
- TAGI inférieur : $k = 0.0979e^{(41.267PH)}$

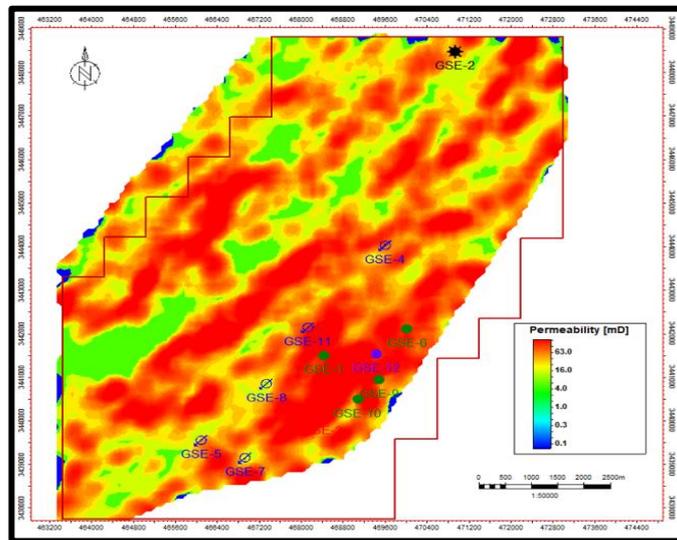


Figure II-14 Distribution de perméabilité en Lower TAGI

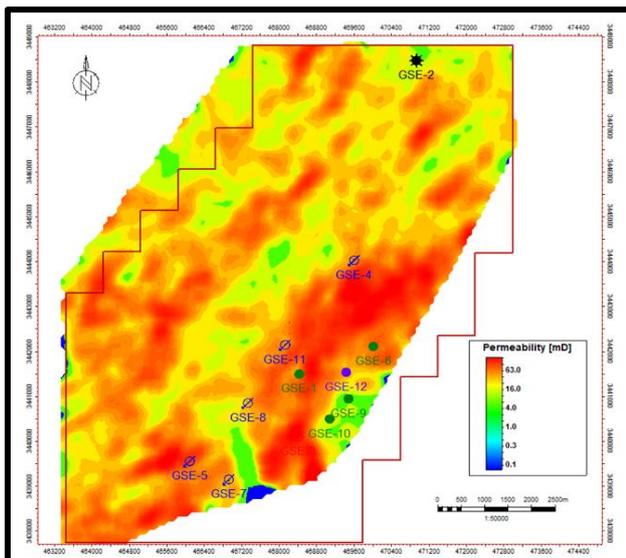


Figure II-15 Distribution de perméabilité en Middle TAGI

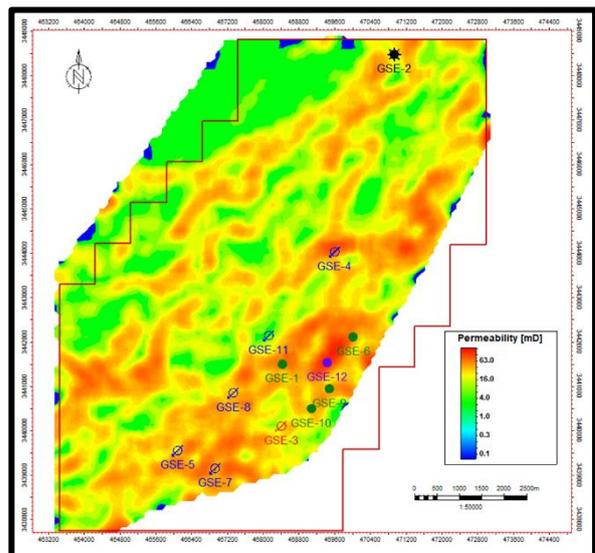


Figure II-16 Distribution de perméabilité en Upper TAGI

II.3.3.7 Modélisation statique du volume d'hydrocarbures en place (OOIP) :

Les volumes d'huile en place (OIIP) ont été calculés et les sensibilités des paramètres ont été évaluées pour le réservoir TAGI du champ GSE. Le tableau ci-dessous présente le résultat obtenu pour le modèle statique :

Modèle	OOIP [MMbbls]
Statique	98.25

Tableau II-3 volume d'hydrocarbures en place (OOIP).

III. CHAPITRE 03 :

Construction du modèle dynamique

III.1 Introduction :

La simulation de réservoir pétrolier vise à reproduire numériquement le comportement du gisement réel au moyen d'un modèle mathématique. Ce dernier consiste en un ensemble d'équations qui décrivent, sous certaines hypothèses, les processus physiques régissant l'écoulement des fluides dans le réservoir. Bien que simplifié par rapport à la réalité du gisement, un modèle valide permettra de prédire fidèlement les performances d'exploitation du réservoir.

L'objectif principal de la simulation est d'évaluer la récupération finale des hydrocarbures selon différents scénarios de développement et stratégies de production envisagés. Alors que la mise en production d'un gisement ne peut être réalisée qu'une seule fois à des coûts élevés, un modèle numérique offre la possibilité de tester rapidement et à moindre coût diverses options opérationnelles. L'analyse des résultats de simulation représentatifs des différents schémas de production envisageables permet ainsi d'optimiser la stratégie d'exploitation du réservoir. [10]

III.2 Construction du modèle dynamique du champ GSE :

III.2.1 Maillage

Le maillage ainsi que les paramètres réservoir statiques telles que le Net-Gross, la porosité, la perméabilité et la saturation en eau ont été importés directement à partir du modèle géocellulaire.

Un modèle de simulation compositionnel Eclipse 300 a ensuite été généré en se basant sur ce modèle statique et ces paramètres pétro physiques importés. Les principales caractéristiques de notre modèle dynamique sont les suivantes:

- Taille des cellules dans les directions I - J - K: 100 x 100 x 1 m,
- Nombre de cellules dans les directions I - J - K : 70 - 142 - 56
- le nombre total de cellules est 556 640.
- Le nombre total de cellules actives est de 238 235.
- Le TAGI supérieur a été divisé en 15 couches ; le TAGI moyen en 16 couches et le TAGI inférieur en 25 couches.
- Modèle compositionnel avec plusieurs composants fluides représentés.
- Deux zones PVT ont été créées pour reproduire les données disponibles pour chaque niveau.

III.2.2 Les données dynamiques

III.2.2.1 Données PVT

Les propriétés fluides incluent le facteur volumique, la densité, la viscosité, la compressibilité, etc. décrivent le comportement thermodynamique et l'écoulement des fluides dans le réservoir sont essentielles pour réaliser des simulations réalistes.

On importe les mots-clés ECLIPSE générés préalablement par le logiciel PVTsim à partir de l'ajustement de l'équation d'état cubique sur les données PVT échantillonnées. Ces mots-clés

rassemblent les propriétés thermodynamiques et les compositions des différentes phases (huile, gaz, eau) ainsi que le mélange d'hydrocarbures représenté par l'équation d'état calibrée.

La définition de ces deux zones PVT différenciées permet de représenter de manière plus réaliste l'hétérogénéité de la distribution des fluides dans le réservoir, améliorant ainsi la cohérence et la prédictivité du modèle par rapport à la caractérisation thermodynamique des fluides.

Afin de compléter la description du modèle de fluide, il est nécessaire d'y intégrer également les conditions initiales de pression, température, profondeur de référence et position des contacts eau-huile pour chaque cas d'étude considéré :

III.2.2.2 Données SCAL :

L'analyse spéciale des carottes (SCAL) est une source de données essentielle pour construire le modèle de notre réservoir, ça complètent les diagraphies et tests de puits en fournissant des mesures dans des conditions représentatives du réservoir.

Les résultats des études SCAL nous ont permis :

- Obtenir une analyse exhaustive de la caractérisation du réservoir de la formation complexe du TAGI dans le gisement de GSE.
- Une meilleure compréhension des propriétés pétrophysiques du réservoir, telles que la perméabilité et la porosité.
- Des données précises sur la distribution des fluides dans le réservoir, ce qui permet une modélisation plus réaliste du comportement des fluides.
- Une évaluation de la mouillabilité et de la pression capillaire, ce qui aide à prédire la saturation des fluides à différentes profondeurs dans le réservoir.
- Des mesures électriques et des caractéristiques de flux de fluides qui fournissent des informations essentielles sur la résistivité et la conductivité du réservoir.
- Une meilleure interprétation des logs de puits grâce à l'utilisation de données de perméabilité relative et de perméabilité absolue.
- Une évaluation plus précise de l'efficacité de la récupération des fluides et des taux de débit relatifs dans le réservoir.

III.2.2.2.1. Les perméabilités relatives :

Les représentations des perméabilités relatives dans les deux systèmes Eau-Huile et Huile-Gaz sont illustrées dans les figures ci-dessous :

➤ **Système Eau-Huile :**

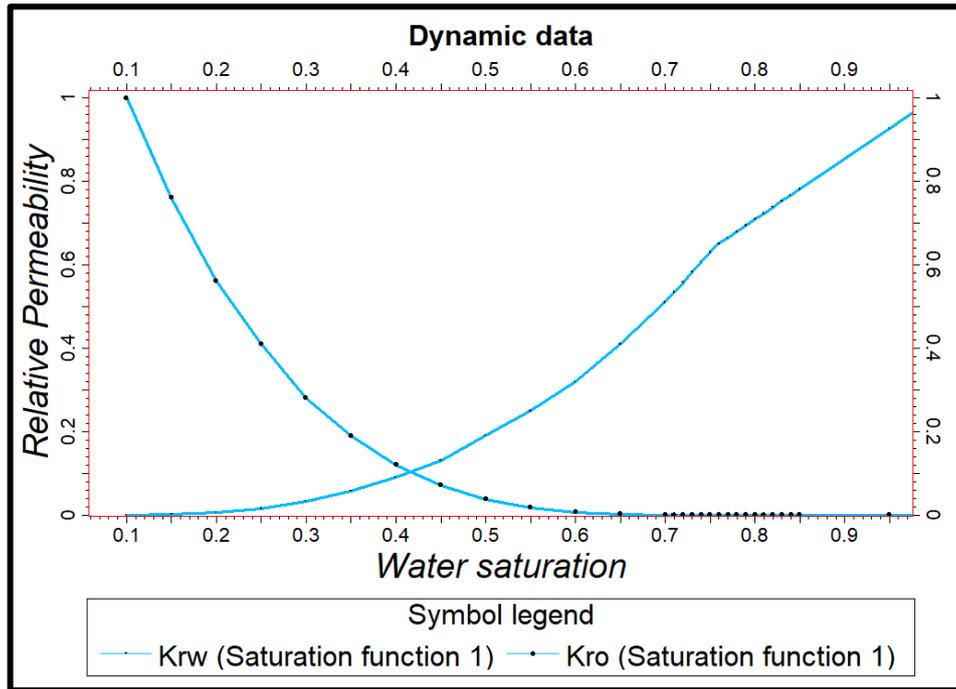


Figure III-1 Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile.

➤ **Système Huile-Gaz :**

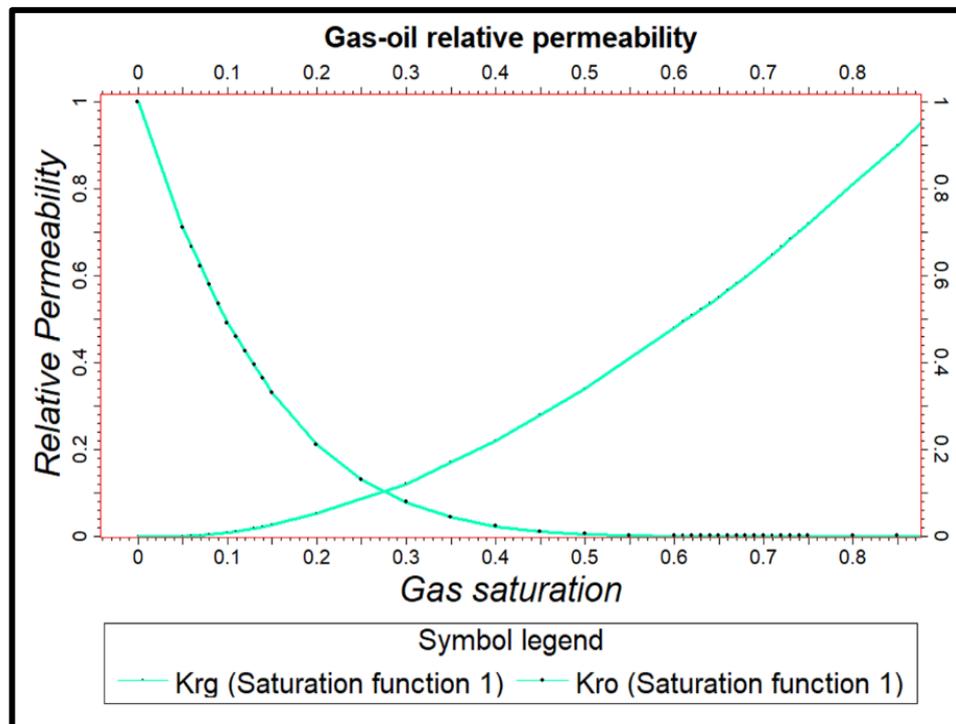


Figure III-2 Courbes de perméabilités relatives du système Eau-Huile

Ces courbes de perméabilités relatives incluent les valeurs des points finaux (endpoints) de saturations et perméabilités relatives suivantes :

- La saturation de l'eau initiale, $S_{wi}=0.1$
- La perméabilité relative de l'huile à S_{wi} , $K_{rolw}=1$
- La saturation critique de l'eau, $S_{wc}=0.16$
- La perméabilité relative de l'huile à S_{wc} , $K_{rorw}=0.71$
- La saturation résiduelle de l'huile due à l'injection d'eau, $S_{orw}=0.24$
- La perméabilité relative de l'eau à S_{orw} , $K_{rwro}=0.65$
- La perméabilité relative de l'huile à S_{gi} , $K_{rolg}=1$
- La saturation critique du gaz, $S_{gc}=0.08$
- La perméabilité relative de l'huile à S_{gc} , $K_{rorg}=0.5$
- La saturation résiduelle due au gaz, $S_{org}=0.15$
- La perméabilité relative de l'eau à S_{org} , $K_{rgro}=0.79$

III.2.2.2.2 La mouillabilité :

Les tests de mouillabilité dans le champ GSE ont été réalisés sur plusieurs carottes et à différentes profondeurs en utilisant une combinaison des méthodes d'Amott et USBM.

Cette mesure consiste à réaliser à travers un échantillon saturé d'huile et de saumure des expériences d'imbibition et de drainage spontanées et forcées.

Les résultats des tests de mouillabilité cités montrent que le type de la mouillabilité du réservoir TAGI du champ GSE est fortement mouillable à l'huile. Ce qui confirme les conclusions obtenus par l'interprétation des courbes de perméabilités relatives.

Une roche réservoir fortement imprégnée d'huile indique généralement une faible affinité pour l'eau et une forte affinité pour l'huile. Cela peut entraîner des difficultés dans le processus de récupération du pétrole, car l'eau aura du mal à pénétrer dans les pores de la roche pour chasser l'huile. Cela peut réduire l'efficacité des méthodes de récupération améliorée du pétrole.

III.2.2.2.3 La pression capillaire :

Les courbes de pression capillaire (P_c) sont dérivées par drainage, ce qui signifie qu'elles sont obtenues en déplaçant le fluide mouillant par un fluide non mouillant tel que l'air, en utilisant la méthode de Purcell (mercure-air).

Les données de pression capillaire sont obtenues sur de petits échantillons de carottes qui représentent une partie extrêmement petite du réservoir, il est donc nécessaire de combiner toutes les données capillaires pour classer un réservoir particulier. Le fait que les courbes de saturation en pression capillaire de presque tous les matériaux poreux naturels présentent de nombreuses caractéristiques communes a conduit à des tentatives de deviser une équation générale décrivant toutes ces courbes. Leverett (1941) a abordé le problème du point de vue de l'analyse dimensionnelle. En réalisant que la pression capillaire devrait dépendre de la porosité, de la tension interfaciale et du rayon moyen des pores, Leverett a défini la fonction sans dimension de saturation, qu'il a appelé la fonction J , comme : [3]

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Où:

$J(S_w)$: Leverett J-function

P_c : Pression capillaire, psi

σ : Tension interfacial, dynes/cm

k : perméabilité, md

ϕ : porosité fractionnelle

Pour des raisons pratiques expérimentales, il est courant en laboratoire de déterminer la pression capillaire en utilisant des systèmes air-mercure ou air-saumure, plutôt que le système eau-huile réel caractéristique du réservoir. Étant donné que le système fluide en laboratoire n'a pas la même tension superficielle que le système de réservoir, il est nécessaire de convertir la pression capillaire en laboratoire en pression capillaire de réservoir. En supposant que la fonction J de Leverett est une propriété de la roche et ne change pas du laboratoire au réservoir, nous pouvons calculer la pression capillaire de réservoir comme indiqué ci-dessous :

$$(P_c)_{rev} = (P_c)_{lab} \frac{\sigma_{rev}}{\sigma_{lab}}$$

Même après correction de la pression capillaire en laboratoire pour la tension superficielle, il peut être nécessaire de procéder à des corrections supplémentaires pour la perméabilité et la porosité. La raison en est que l'échantillon de carotte utilisé pour effectuer le test de pression capillaire en laboratoire peut ne pas être représentatif de la perméabilité et de la porosité moyenne du réservoir. Si nous supposons que la fonction J de Leverett reste invariable pour un type de roche donné sur une plage de valeurs de porosité et de perméabilité, alors la pression capillaire de réservoir peut être exprimée comme suit :

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \frac{\sigma_{rev}}{\sigma_{lab}} \sqrt{\frac{\phi_{rev} k_{core}}{\phi_{core} k_{rev}}}$$

La courbe de pression capillaire en fonction de la saturation d'eau du champ GSE est représentée ci-dessous :

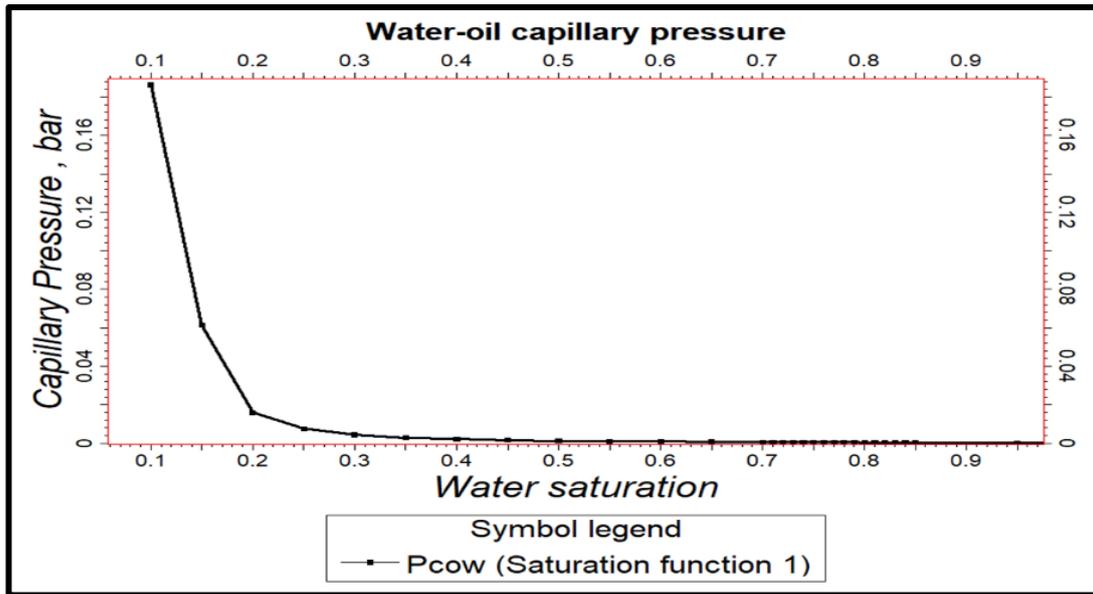


Figure III-3 La pression capillaire du réservoir TAGI du champ GSE.

III.2.2.3 Essais de puits (Well testing) :

Des tests de production ont été réalisés sur les quatre puits producteurs GSE : GSE-1, GSE-3, GSE-6 et GSE-9.

Une comparaison des valeurs de perméabilité-épaisseur (kH) issues de l'interprétation de ces tests de puits et des valeurs du modèle statique est disponible dans le tableau 9 et la figure 21 ci-dessous :

Puit	Niveau	Well Test KH	Statique KH
		mDm	mDm
GSE-1	Upper TAGI	1643	1320
GSE-3	Middle TAGI	687	1579
GSE-4	Middle TAGI	283	412
GSE-5	Middle TAGI	1666	2286
GSE-9	Middle TAGI	989	92
GSE-9	Lower TAGI	1632	1284

Tableau III-1 Comparaison KH du Champ GSE

Les résultats des interprétations d'essais de puits ont permis de valider la relation porosité-perméabilité utilisée pour distribuer les valeurs de perméabilité dans le modèle de réservoir. Un bon accord général a pu être constaté entre cette relation et les données dynamiques issues des tests, confirmant ainsi la cohérence de la modélisation des propriétés pétrophysiques du réservoir.

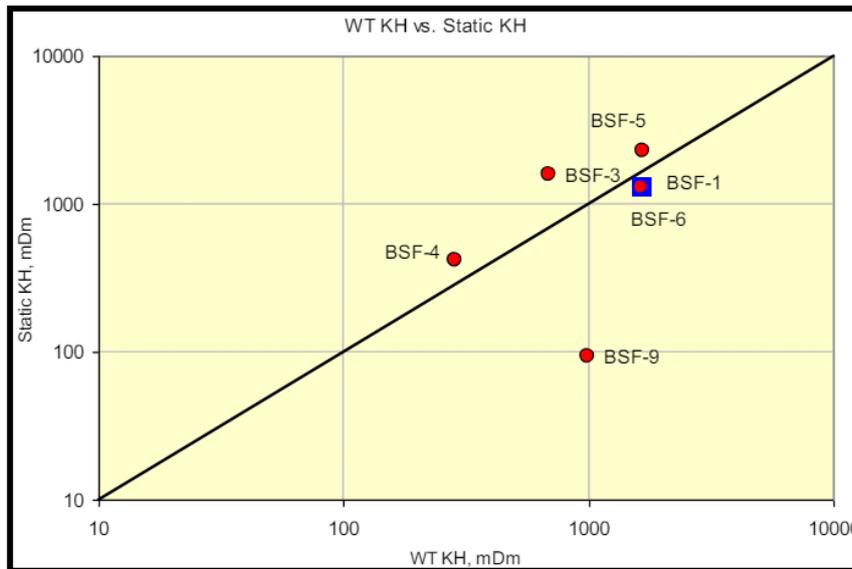


Figure III-4 Comparaison KH

III.2.2.4 Données de Production et Injection

Les données de production et d'injection historiques réelles observées sur le champ sont essentielles pour initialiser notre modèle dynamique.

Le champ GSE est développé, jusqu'au 2022, par 11 puits dont 5 sont actuellement producteurs d'huile, 4 injecteurs d'eau, 1 injecteur du gaz et 1 puits abandonné.

La production du champ est supportée par l'injection d'eau (2005) et du gaz (2016) dans les réservoirs triasiques TAGI afin d'améliorer le balayage des hydrocarbures et le maintien de la pression.

Les figures ci-dessous présentent les graphiques de l'historique de production et d'injection du champ GSE :

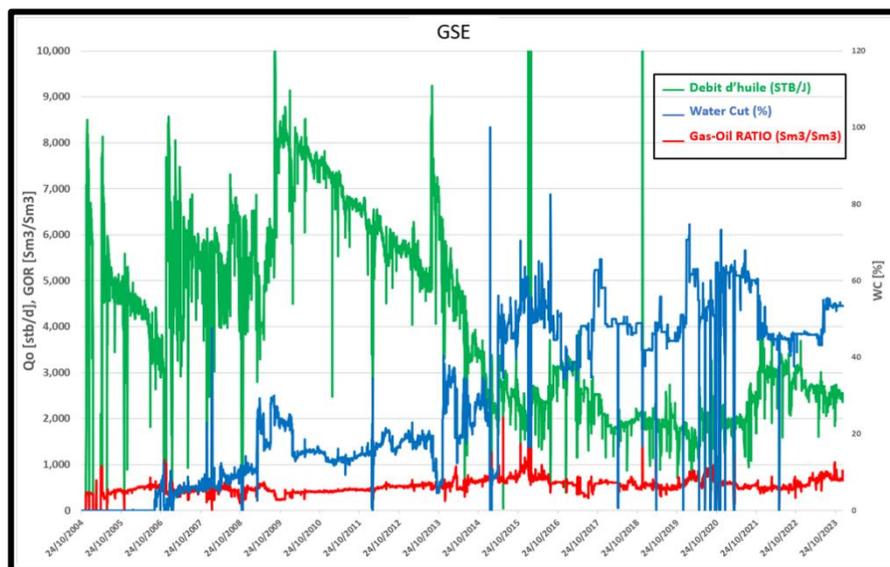


Figure III-5 Historique de Production du Champ GSE

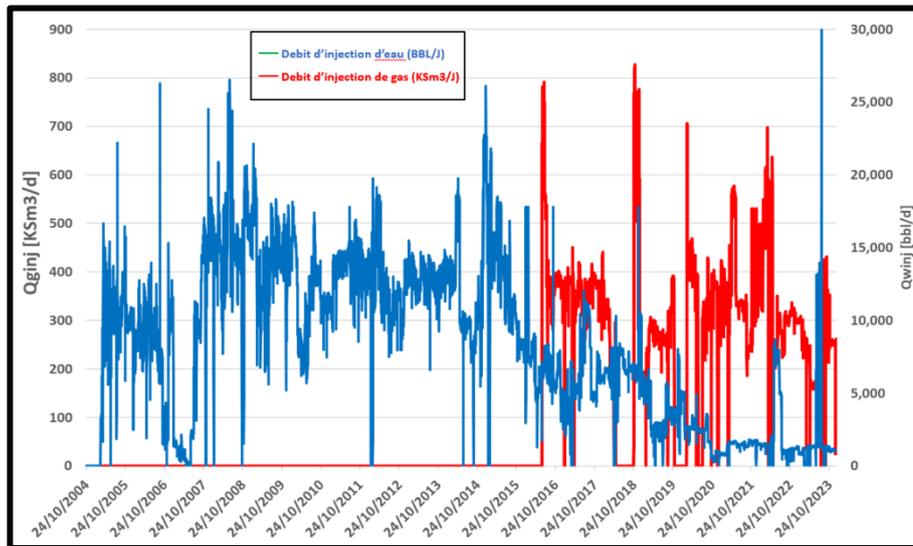


Figure III-6 Historique d'injection du Champ GSE

III.2.2.5 Les testes d'interférences :

La figure ci-dessous représente l'évolution des pressions statiques mesurées dans le temps. La ligne rouge à 316 bars correspond à la pression de saturation. Les points représentent les mesures de pression statique effectuées. On constate que pour le puits GSE-1, producteur depuis le réservoir supérieur, l'ensemble des mesures de pression statique se situent sous la ligne de pression de bulle, indiquant une production en régime sous-saturé

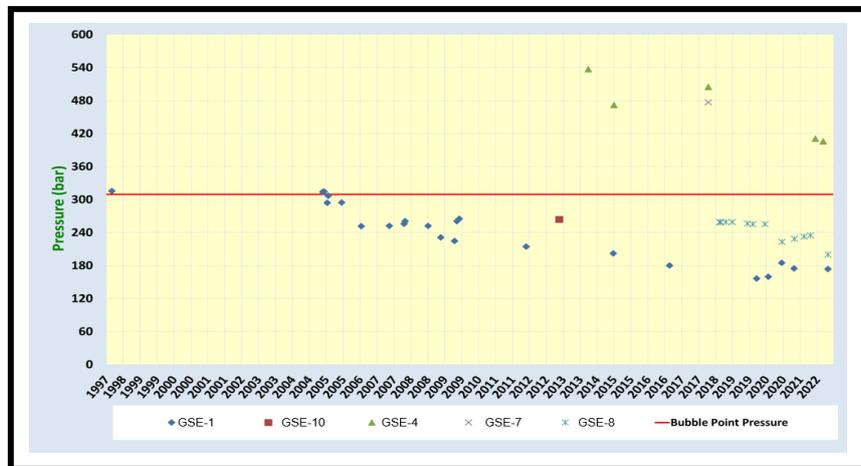


Figure III-7 l'évolution des pressions statiques UPPER TAGI mesurées dans le temps.

En ce qui concerne le réservoir moyen de TAGI, la production a débuté par le puits GSE-3 avec des pressions initiales supérieures à la pression de bulle de 279 bars (ligne rouge sur la Figure 6-5). L'injection d'eau de soutien a commencé avec les puits GSE-5 et GSE-4. Cependant, GSE-5 n'étant pas bien connecté à GSE-3, son injection a été stoppée fin 2010 en raison d'un support de pression insuffisant.

Suite au déclin de production de GSE-3 consécutif à ce manque de support, le puits GSE-8 a été mis en injection dans les réservoirs moyen et inférieur de TAGI. Actuellement, le soutien de pression de ce niveau est assuré par GSE-8. On peut d'ailleurs observer sur la figure ci-dessus une nette inflexion des mesures de pression statique avant et après la mise en service de GSE-8, reflétant l'impact positif de ce puits injecteur.

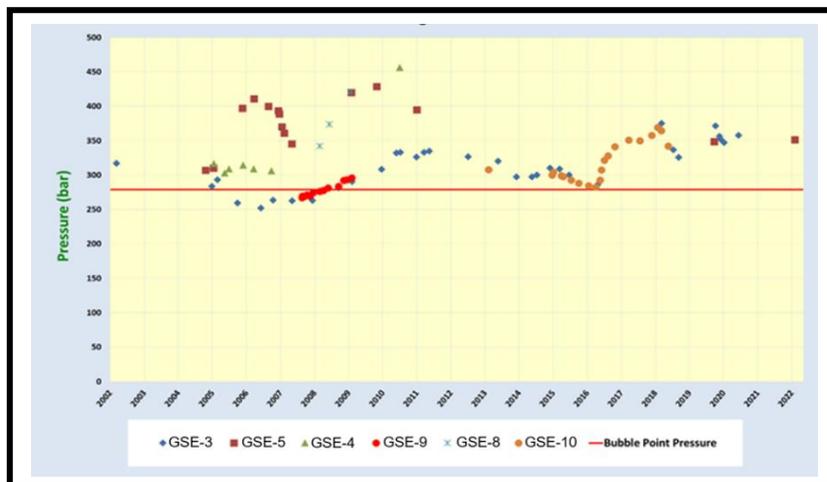


Figure III-9 l'évolution des pressions statiques MIDDLE TAGI mesurées dans le temps

La production du réservoir inférieur de la formation TAGI a débuté par le puits GSE-6, complété ultérieurement par le puits GSE-9. L'injection d'eau de soutien est effectuée par les puits GSE-7 (niveaux supérieur et inférieur) et GSE-8 (niveaux moyen et inférieur), aucun puits n'étant dédié spécifiquement à l'injection dans ce réservoir inférieur.

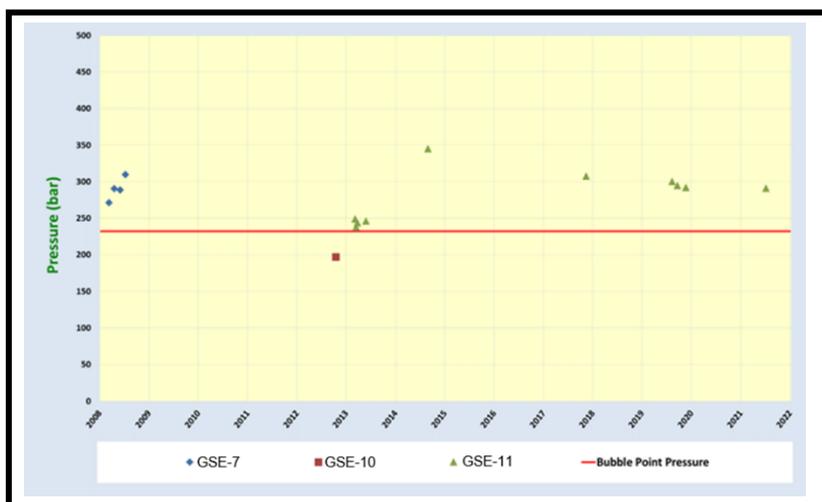


Figure III-10 l'évolution des pressions statiques LOWER TAGI mesurées dans le temps

III.2.2.6 Types de contrôle de puits :

Dans tous les simulateurs, il est possible d'attribuer des types de puits qui dictent la ou les phases de production que le simulateur doit respecter. Par exemple, il est possible de spécifier le type de puits comme un producteur d'huile, ce qui garantit que le simulateur respectera le débit de d'huile spécifié, à condition que le modèle ait un volume de fluide et une productivité suffisants. Dans ce cas, la production des phases restantes (gaz et eau) et la pression d'écoulement dépendront de la mobilité relative des phases autour du puits. Les types de puits de production suivants peuvent être spécifiés pour le contrôle de débit dans la plupart des simulateurs commerciaux :

- Producteur de gaz - pour respecter le débit de surface de gaz spécifié.
- Producteur de liquide - pour respecter le débit de surface d'huile plus d'eau spécifié.
- Producteur de fluide de réservoir - pour respecter la somme des trois phases sous forme de débit de volume de réservoir combiné.

Pour notre cas :

- **Puits d'injection d'eau :**
 - ✓ Pression de tête (THP) cible : 265 bars
 - ✓ Pression de fond (BHP) contrainte : 400 bars
 - ✓ THP maximum : 345 bars
- **Puits d'injection de gaz :**
 - ✓ THP cible : 320 bars
 - ✓ BHP contrainte : 400 bars
 - ✓ THP maximum : 10000 psi (approximativement 689 bars)
- **Puits de production :**
 - ✓ THP minimum : 40 bars
 - ✓ Pression de tête de puits maximum : 345 bars

Pour les puits d'injection, le simulateur cherchera à atteindre la pression de tête cible spécifiée, tout en respectant les contraintes de pression de fond et de THP maximum définies.

Pour les puits de production, le simulateur produira en essayant de maintenir la THP au-dessus de la valeur minimum spécifiée de 40 bars, sans dépasser la pression de tête de puits maximum de 345 bars.

Ces contrôles de pression permettent de modéliser des conditions d'exploitation réalistes pour les différents types de puits pendant l'historique de production.

III.2.3 Calcule de huile en Place (OOIP)

Après avoir construit le modèle de simulation dynamique, une étape cruciale consiste à calculer les volumes d'hydrocarbures initialement en place (OOIP).

Le modèle statique fournit généralement la première estimation d'OOIP, calculée uniquement à partir des données géologiques, géophysiques et pétrophysiques. Cette OOIP statique dépend principalement du volume poreux déterminé, des saturations initiales dérivées des contacts fluides, et des propriétés PVT de l'huile.

Le modèle dynamique, intégrant davantage de données de production et d'analyses spécifiques, permet de recalculer l'OOIP de manière plus raffinée et représentative du comportement réel du réservoir.

Tableau III-2 Comparaisons de STOOIP.

Modèle	STOOIP [MMbbls]
Modèle statique	98.25
Modèle Dynamique	96.17
Erreur Relative	2.16 %

III.3 History Matching :

III.3.1 Introduction

Le calage historique est un processus clé visant à ajuster les paramètres d'entrée (géologiques, fluides, perméabilités relatives, etc.) d'un modèle de simulation de réservoir afin qu'il reproduise fidèlement les données de production réelles observées sur le terrain (débits, pressions, traceurs, etc.). L'objectif principal est d'obtenir un modèle numérique étalonné permettant de prédire avec fiabilité les performances futures du réservoir dans divers scénarios opérationnels.

Il n'existe pas de critère universel pour juger la qualité du calage, celle-ci variant selon les pratiques des opérateurs. Mais la capacité prédictive du modèle final reste le test ultime. Des approches inadaptées peuvent mener à des concordances historiques trompeuses. [10]

III.3.2 Le processus history matching:

La démarche itérative consiste à faire tourner le modèle en mode historique, analyser les écarts entre ses réponses et les données observe du terrain, puis ajuster les paramètres incertains pour améliorer progressivement la concordance. Chaque itération est appelée un "run".

Cette démarche vise à minimiser l'erreur quadratique moyenne (Minimiser la fonction objectif) définie comme suit :

$$OF(m) = \Sigma [W_i * (G_i(m) - D_i)^2]$$

Sous les contraintes : $m_{\min} \leq m \leq m_{\max}$

Où :

- $F(m)$ est la fonction objective à minimiser
- m représente le vecteur des paramètres du modèle à ajuster
- $G_i(m)$ sont les réponses simulées (par exemple, les pressions, les débits, etc.)
- D_i sont les données réelles observées correspondantes
- W_i sont les poids attribués aux différentes réponses
- m_{\min} et m_{\max} sont les limites inférieure et supérieure des paramètres

En ajustant les paramètres du modèle $m = (m_1, m_2, \dots, m_k)$, on cherche à minimiser $OF(m)$.

Les paramètres les plus souvent ajustés sont : perméabilités (k), porosités (Φ), courbes de perméabilités relatives ($k_r = f(S_w)$), saturations initiales, coefficients puits (PI , $skin$), etc.

Des techniques d'optimisation mathématique peuvent être utilisées pour accélérer la minimisation de la fonction objectif (Eq. 1) comme les méthodes de gradient, algorithmes génétiques, etc. [10]

III.3.3 Projection sur notre modèle :

Le processus itératif comprend généralement les étapes suivantes :

- 1) Identifier les problèmes constatés dans notre modèle dynamique, à savoir :
 - **Pour Upper TAGI :**
 - Le niveau supérieur était sur pressurisé.
 - La production de gaz est élevée par rapport aux données historiques.
 - De plus, les injecteurs GSE-4 et GSE-7 présentent des valeurs légèrement élevées de pression statique pendant l'injection.
 - Le puits GSE-1 a produit de l'eau, mais les échantillons prélevés à la tête de puits de GSE-1 n'indiquent aucune présence d'eau.
 - Les valeurs de pression du fond de trou (BHP) ne correspondent pas pour GSE-1.
 - **Pour Middle TAGI :**
 - le problème du retard de l'apparition d'eau dans GSE-3
 - **Pour Lower TAGI :**
 - La production d'eau était encore supérieure à celle observée
- 2) Afin de résoudre les problèmes identifiés et d'obtenir un meilleur calage du modèle aux données de production observées, les paramètres incertains suivants ont été sélectionnés pour l'ajustement:
 - pour matcher le Gas-Oil Ratio, Water Cut et la pression de fond statique dans UPPER TAGI :
 - Ajustement de perméabilités absolues
 - Ajustement de transmissibilités
 - Pour caler l'historique de production d'huile :
 - Ajustement de volumes des pores
 - Pour reproduire les pressions de fond (BHP) :
 - Ajustement des indices de productivité pour les puits : GSE-6, GSE-9.

- Pour correspondre au débit d'eau injecté :
 - Ajustement de l'indice d'injectivité de GSE-7
- 3) Évaluation de l'ajustement des réalisations en comparant données simulées vs observées.
- 4) Sélection des réalisations satisfaisant un critère d'acceptation prédéfini.
- 5) Mise à jour des paramètres incertains basée sur les réalisations retenues.
- 6) Itérations jusqu'à convergence satisfaisante du modèle ajusté.
- 7) Prédications de production future à partir du modèle ajusté, avec quantification de l'incertitude.

III.3.4 Résultats de History Match :

Les résultats du calage historique démontrent une concordance satisfaisante entre les données de production historique et les prévisions du modèle. Cela suggère que les paramètres du modèle ont été correctement ajustés, comme le montrent les profils de production et de pression illustrés dans les figures suivantes :

1) Pour le Champ :

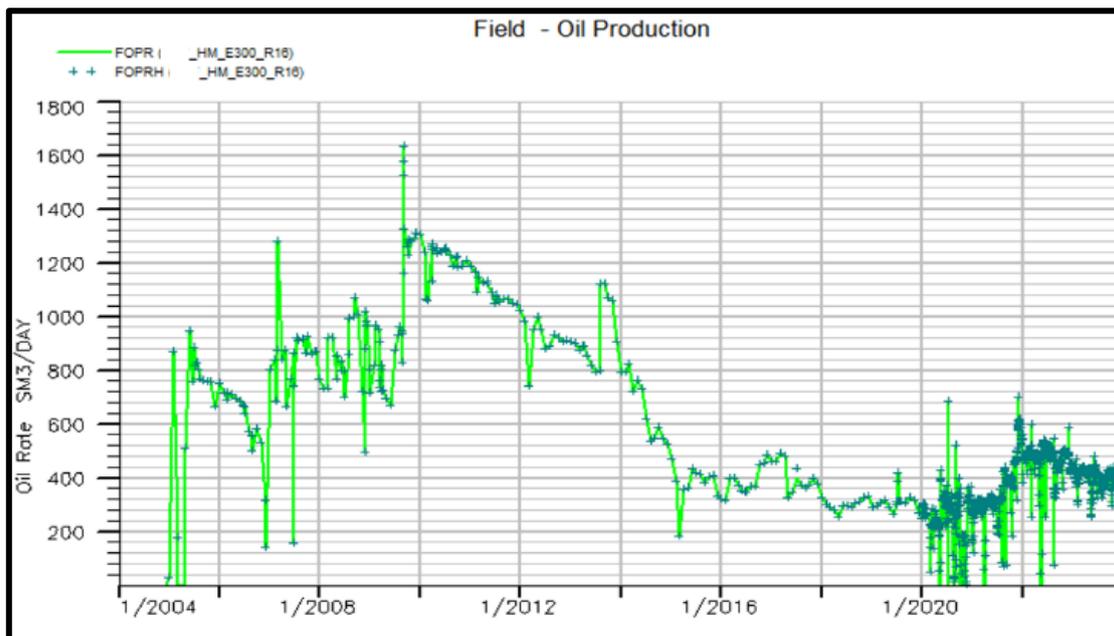


Figure III-11 Profil de production d'huile de Champ GSE (Résultats de simulation)

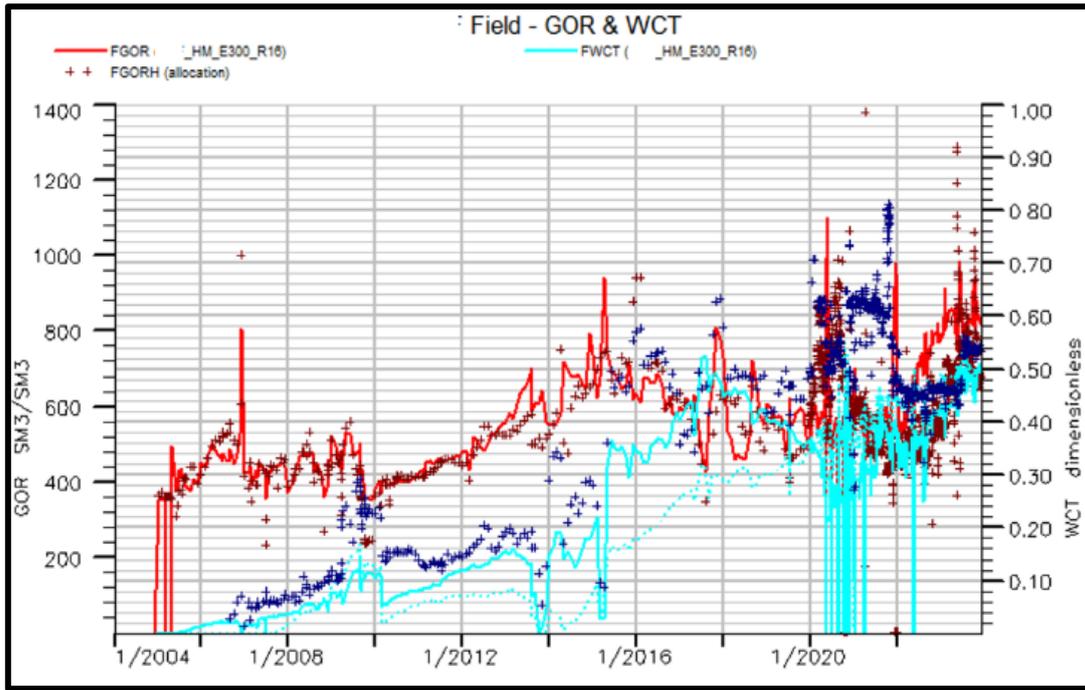


Figure III-13 GOR et Water Cut du Champ GSE (Résultats de simulation)

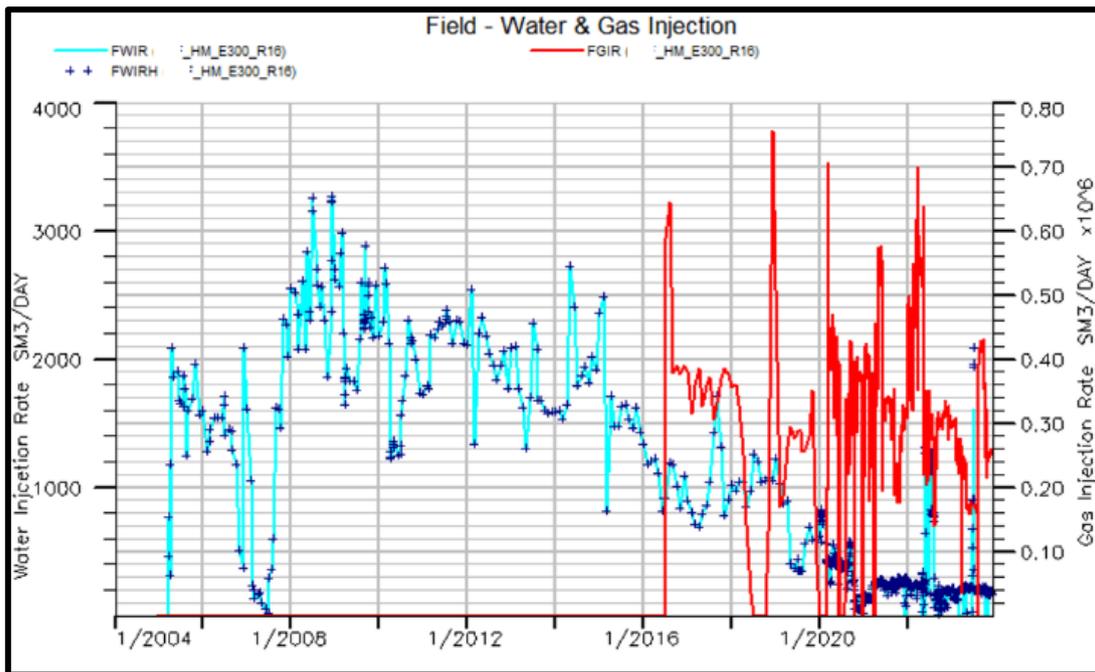


Figure III-12 Profil d'injection d'eau et du gars du Champ GSE (Résultats de simulation)

2) Pour les Puits Producteur:

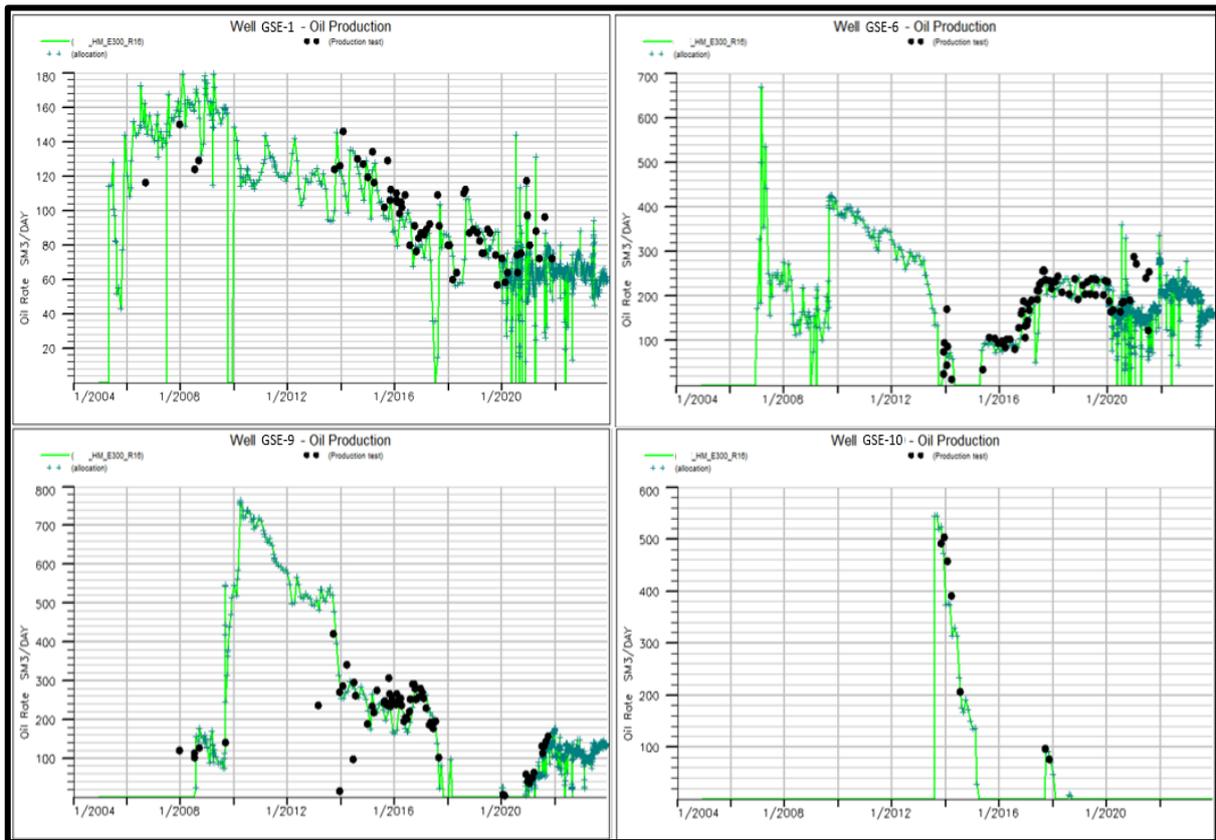


Figure III-15 Profil de production d'huile pour les puits : GSE 1, 6, 9,10 (Résultats de simulation)

3) Pour les puits injecteur d'eau :

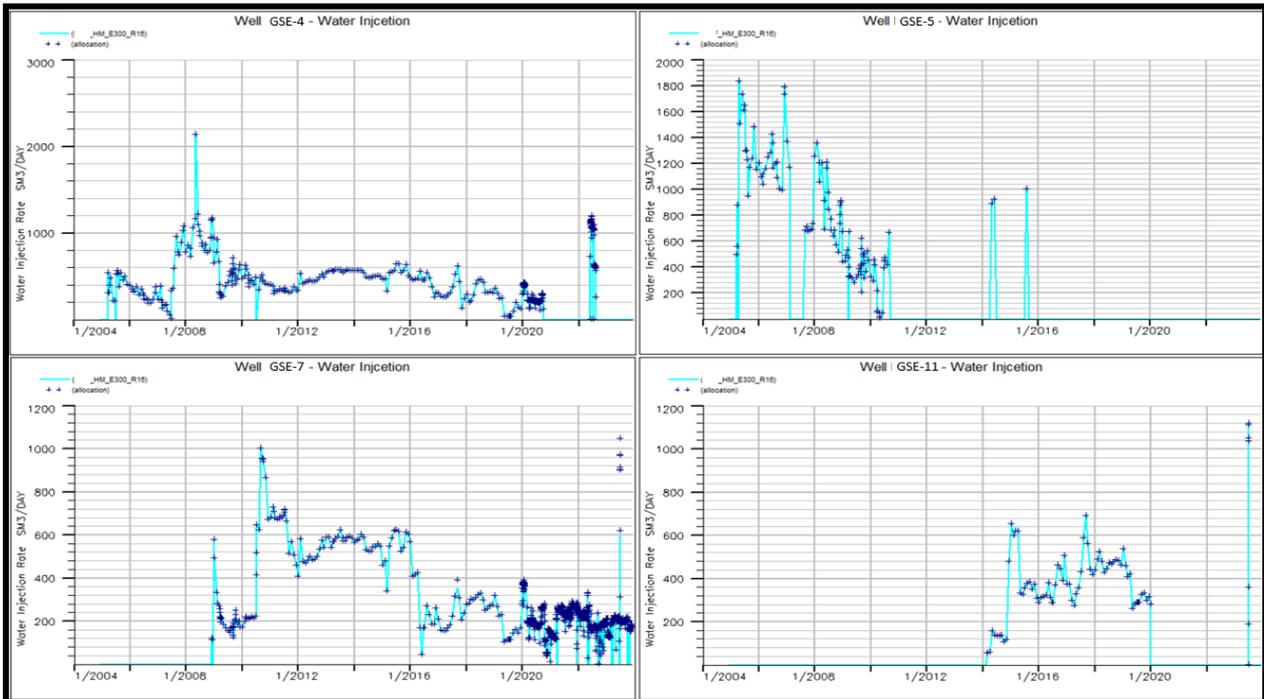


Figure III-16 Profil d'injection d'eau pour les puits : GSE 4, 5, 7,11(Résultats de simulation)

4) Pour le puit injecteur de Gas :

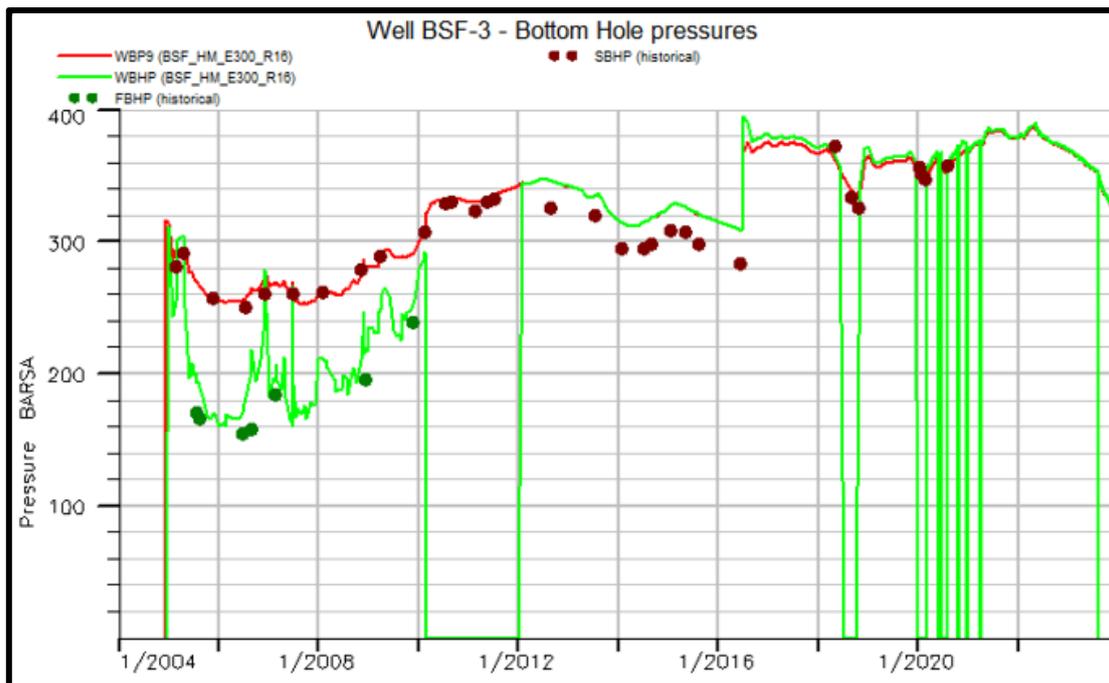


Figure III-17 Profil d'injection de gaz pour les puits : GSE 3 (Résultats de simulation)

III.4 Conclusion :

Le processus d'history matching mis en œuvre dans cette étude a permis d'obtenir un modèle de réservoir fiable et précis, reproduisant fidèlement les données de production observées. L'ajustement rigoureux des paramètres incertains clés, tels que les perméabilités absolues, les transmissibilités, les volumes poreux et les indices de productivité/injectivité, a conduit à une représentation calibrée du comportement réel du réservoir.

Forts de ce modèle robuste et représentatif du comportement réel du réservoir, nous pouvons désormais aborder avec confiance les simulations de récupération assistée par injection alternée de gaz et d'eau (WAG). Les résultats de ces simulations prédictives, basées sur un modèle fiable, permettront d'optimiser efficacement la stratégie de récupération et de maximiser la production future du réservoir et ça ce qu'on va aborder dans le chapitre suivant.

IV. CHAPITRE 04 :

Implémentation de l'injection de WAG

IV.1 Introduction

Après avoir construit avec précision un modèle de réservoir dynamique, la prochaine étape cruciale consiste à évaluer diverses stratégies de développement du champ.

L'objectif principal est d'identifier le plan de développement le plus rentable et le plus efficace pour extraire la plus grande quantité de réserves récupérables.

Le processus de planification du développement est un exercice d'optimisation, dont l'objectif est de maximiser les indicateurs économiques tels que la valeur actuelle nette (VAN) ou la récupération ultime, tout en respectant les contraintes externes, telles que les limitations physiques (plateformes), le capital disponible, les appareils de forage ou le gaz d'injection disponible.

Ce chapitre se concentre sur l'évaluation des scénarios de récupération assistée impliquant la technique d'injection alternée d'eau et de gaz (WAG) dans les réservoirs pétroliers

IV.2 L'analyse de cas de base

Le cas de référence (Do-Nothing) considère la configuration suivante :

- 4 puits producteurs d'huile : GSE-1, GSE-6, GSE-8, GSE-9
- 4 puits injecteurs d'eau : GSE-4, GSE-10, { GSE-5,GSE-7, GSE-11 }(fermé).
- 1 puits injecteur de gaz : GSE-3

IV.2.1 Prévision de production :

La production cumulée du cas de référence (Do-Nothing) à la fin de 2040 est de 34,65 millions de barils. La production cumulée du cas avec actions conventionnelles est présentée :

Année	Cumule (MMbbl)	Recovery FACTOR (%)
2024	28.14	29%
2025	29.08	30%
2026	30.01	31%
2027	30.77	32%
2028	31.30	33%
2029	31.68	33%
2030	32.01	33%
2031	32.28	34%
2032	32.54	34%
2033	32.81	34%
2034	33.07	34%
2035	33.33	35%
2036	33.60	35%
2037	33.86	35%
2038	34.13	35%
2039	34.39	36%
2040	34.65	36%

Tableau IV-1 Cumul de production (cas de base).

Dans ce scénario de référence, aucune action de développement supplémentaire n'est entreprise au-delà des opérations courantes. Il sert de base de comparaison pour évaluer l'impact potentiel des stratégies de récupération assistée et d'optimisation de la production. Les prévisions de production sont établies sur la base des conditions d'exploitation actuelles et des contraintes opérationnelles existantes.

IV.2.2 Pression de réservoir:

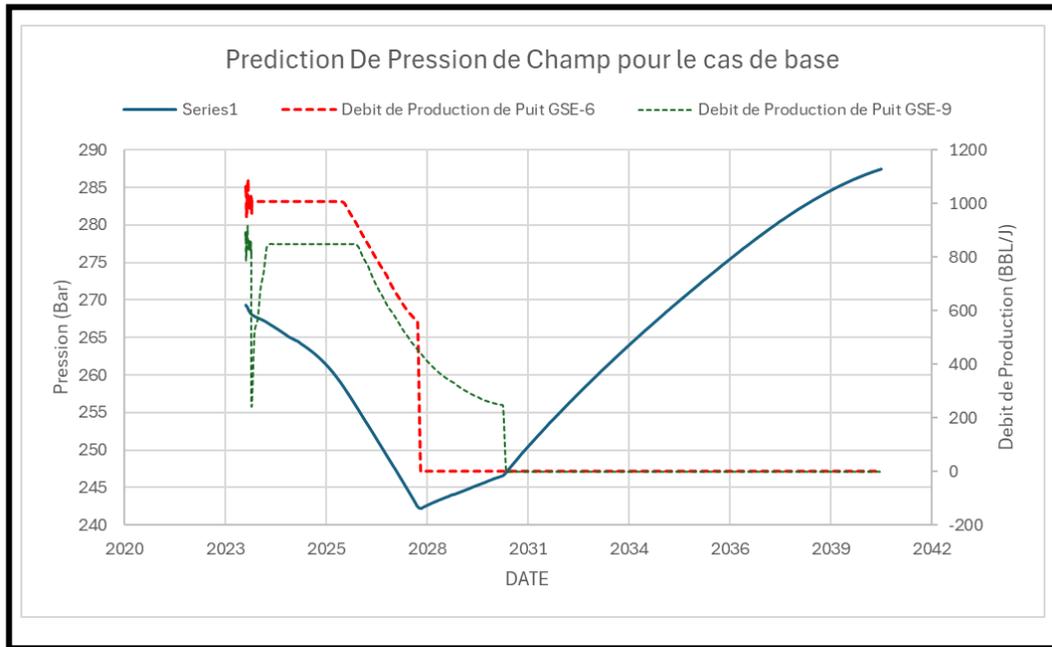


Figure IV-1 Pression de Champ pour le cas de base

Nous observons une baisse de pression, indiquant un déclin de pression dans le réservoir dû à la production d'huile sans soutien suffisant, ensuite une remontée significative de la pression à partir d'environ 2028.

Cette augmentation soudaine de pression pourrait s'expliquer par :

- Le simulateur a fermé les puits GSE-6 et GSE-9 après avoir atteint la contrainte de rapport gaz-huile (GOR) prédéfinie, évitant une production de gaz excessive.
- La conversion de puit GSE-10 en un puit injecteur de gaz dans le niveau UPPER TAGI et le démarrage de l'injection 2023
- Nettoyage du puits injecteur GSE-3 en 2021 pour améliorer l'injectivité après le diagnostic des dépôts de sédiments.
- L'injection de gaz compense la déplétion et permet de mieux soutenir la pression du réservoir

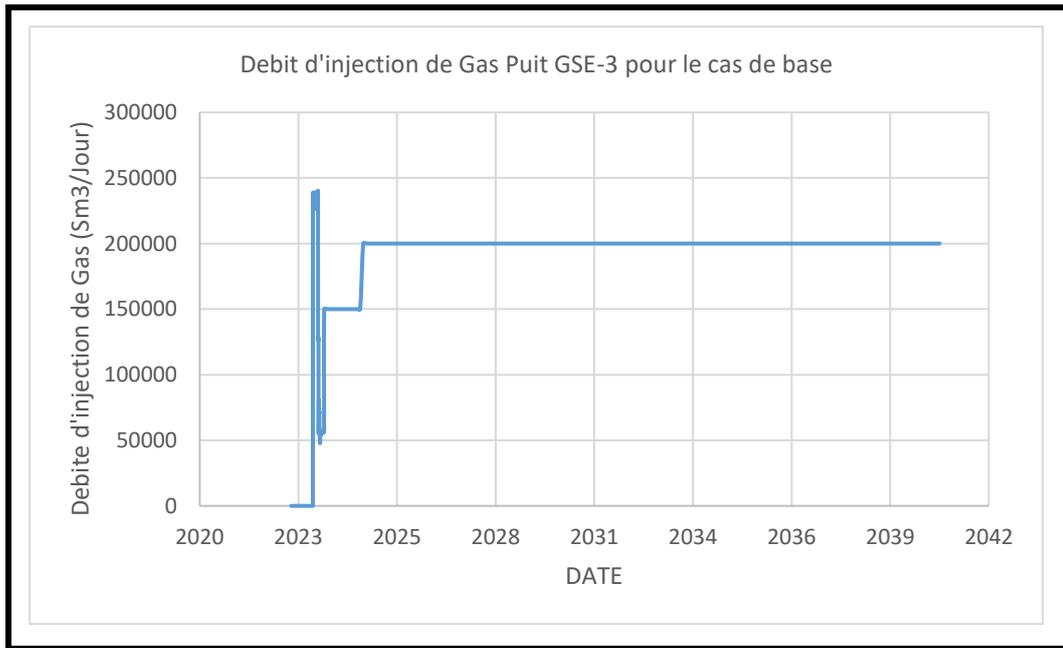


Figure IV-2 Débit d'injection de gaz puit GSE-3 pour le cas de base.

Dans l'ensemble, ce graphique met en évidence l'impact positif de la stratégie d'injection de gaz, renforcée par la conversion de GSE-10, pour stabiliser et soutenir la pression de champ après une période initiale de déclin.

IV.2.3 L'analyse de profil de production :

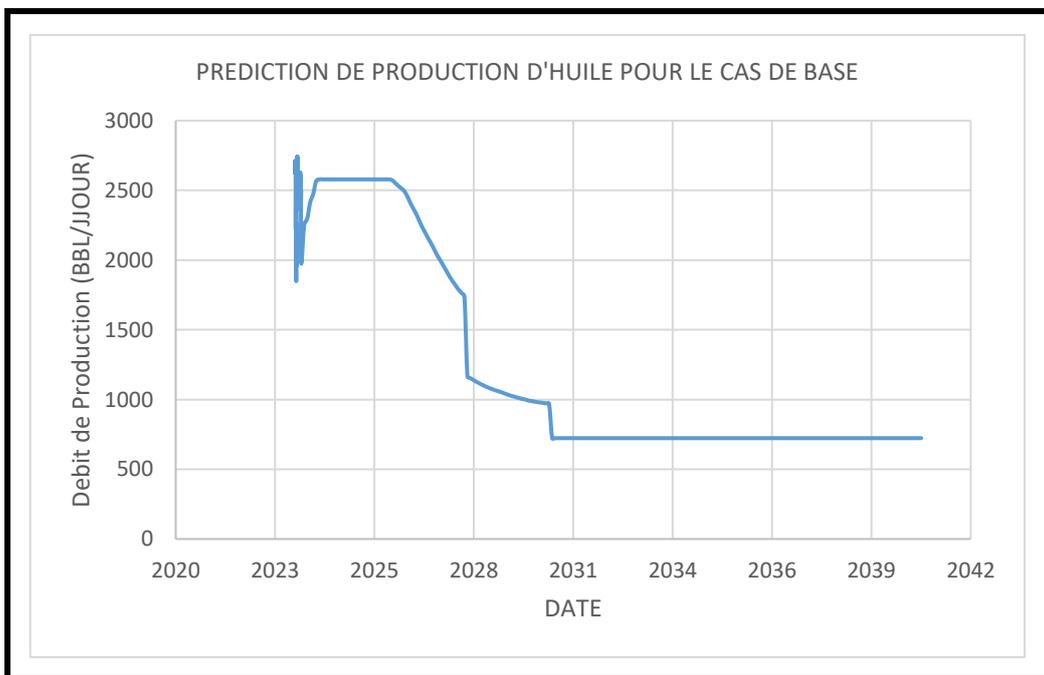


Figure IV-3 Prédiction de débit de production d'huile pour le cas de base.

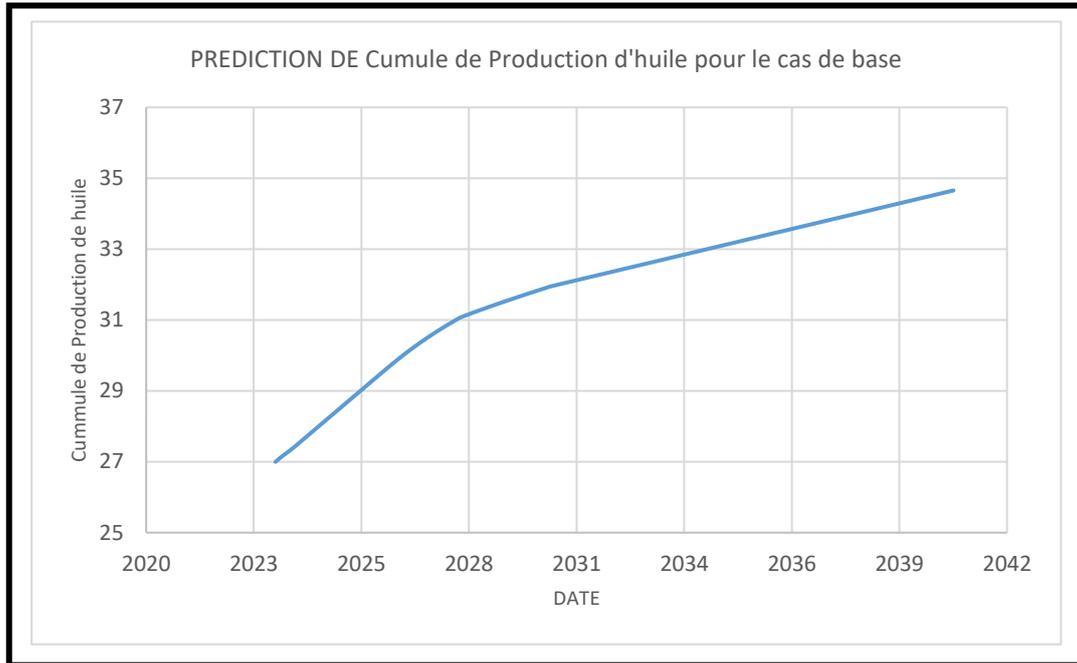


Figure IV-4 Prédiction de cumule de production d'huile pour le cas de base

D'après le graphique présentant la prédiction de production d'huile pour le cas de base, nous pouvons faire les observations suivantes :

1. Déclin de production rapide : La courbe de production d'huile montre un déclin très prononcé et rapide dans les premières années, avec une chute drastique des niveaux de production entre 2020 et 2025 environ.
2. Pic de production dépassé : le champ est désormais en phase de déclin naturel avec un épuisement progressif des réserves.
3. Production résiduelle faible : Après 2025, le taux de déclin se stabilise mais à un niveau très bas, autour de 700 barils/jour, et le cumul semble plafonner autour de 35 millions de barils à l'horizon 2042, suggérant que la majeure partie des réserves récupérables aura été extraite d'ici là dans ce scénario de base.
4. Récupération limitée : Le profil de déclin indique que dans ce scénario de base sans actions supplémentaires, une part importante des réserves en place ne sera pas récupérée, ce qui souligne la nécessité d'envisager des techniques de récupération assistée.

En résumé, ce graphique met en évidence un déclin de production sévère et rapide pour le cas de base, suggérant l'urgence d'appliquer des stratégies de gestion de réservoir et de récupération assistée pour maximiser la récupération finale.

IV.2.4 L'analyse du Water Cut et Gas-Oil Ratio :

IV.2.4.1 Interprétation Water Cut :

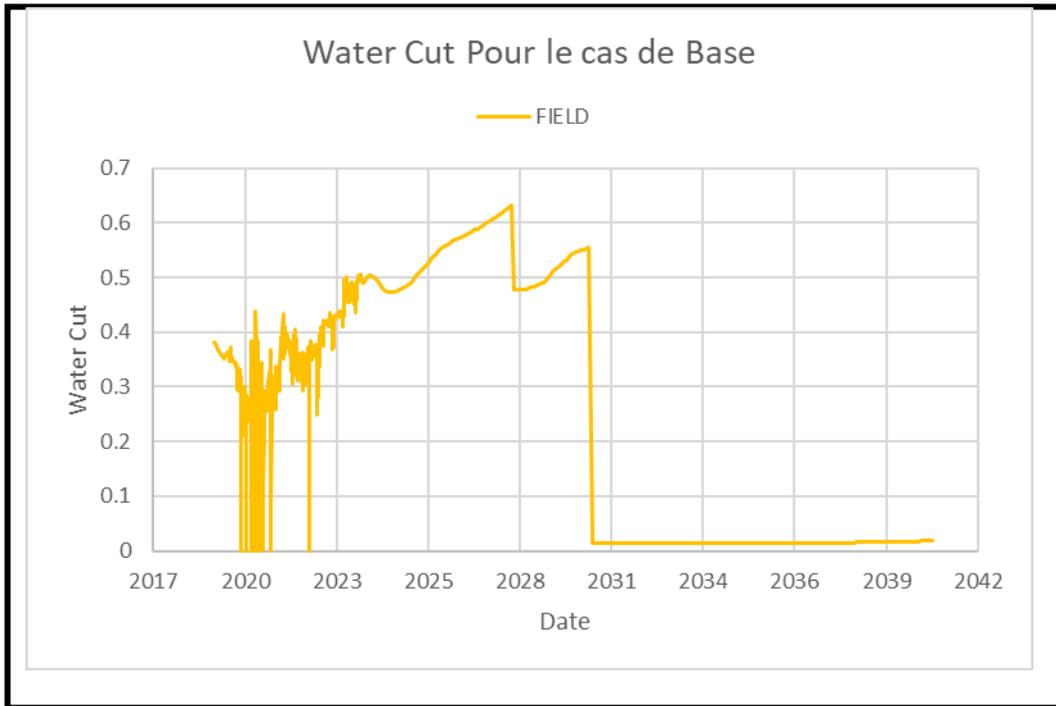


Figure IV-5 Water cut pour le cas de base.

Pour la période 2023-2031, le taux de water cut oscille entre 0,4 et 0,6, indiquant une présence significative d'eau dans la production. Cela est attribué à des phases de forte injection d'eau dans les niveaux Middle et Lower TAGI, suivies par une invasion d'eau progressive vers les zones productrices. La diminution soudaine de la coupe d'eau après 2030 peut s'expliquer par la fermeture des puits producteurs GSE-6 et GSE-9, ayant atteint les contraintes GOR prédéfinies pour le simulateur.

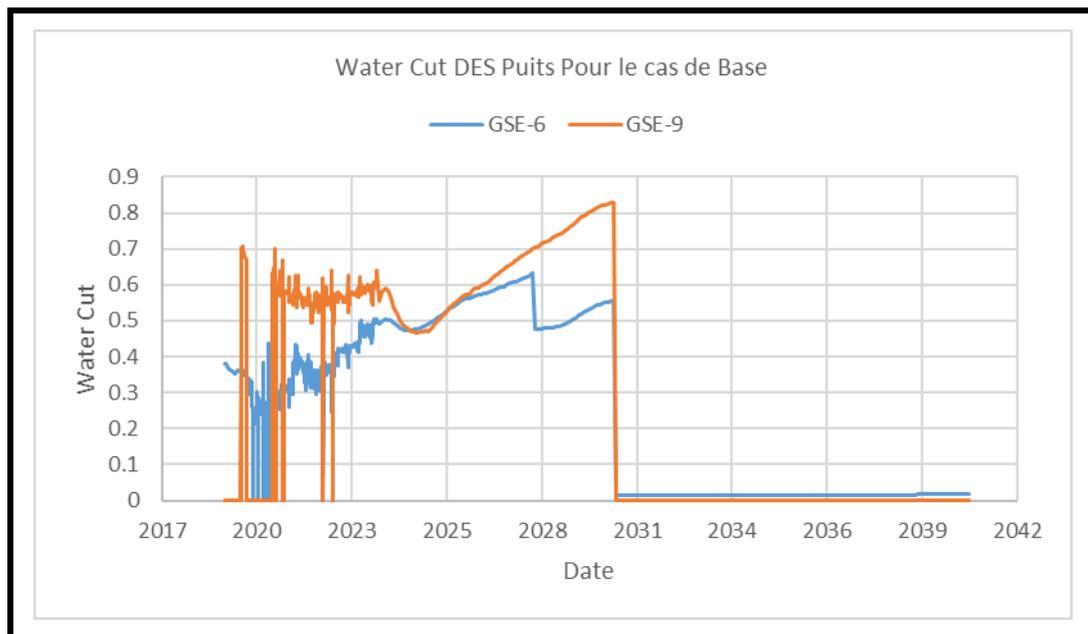


Figure IV-6 Water cut des puits GSE-6, GSE-9 pour le cas de base.

IV.2.4.2 Interprétation GOR :

Le GOR global connaît une augmentation initiale rapide jusqu'en 2025 environ, indiquant un apport croissant de gaz dans la production. Il atteint un pic élevé autour de 3200 sm³/sm³ vers 2028. Après ce pic, on observe une baisse élevée temporaire du GOR jusqu'en 2034, ça s'explique par la fermeture des puits GSE-6, GSE-9 après avoir atteint la contrainte de GOR prédéfinie.

Cependant, le GOR remonte ensuite progressivement pour atteindre des niveaux encore plus élevés, dépassant 2300 sm³/sm³ à la fin de la période de prévision en 2042.

L'augmentation GOR est causée par l'injection de gaz élevée et la décroissance des pressions de fond de puits (BHP) des puits produisant dans les formations Middle et Lower TAG-I, sous leurs pressions de saturation. Ceci implique la libération du gaz initialement dissous dans l'huile en place, entraînant ainsi un GOR élevé.

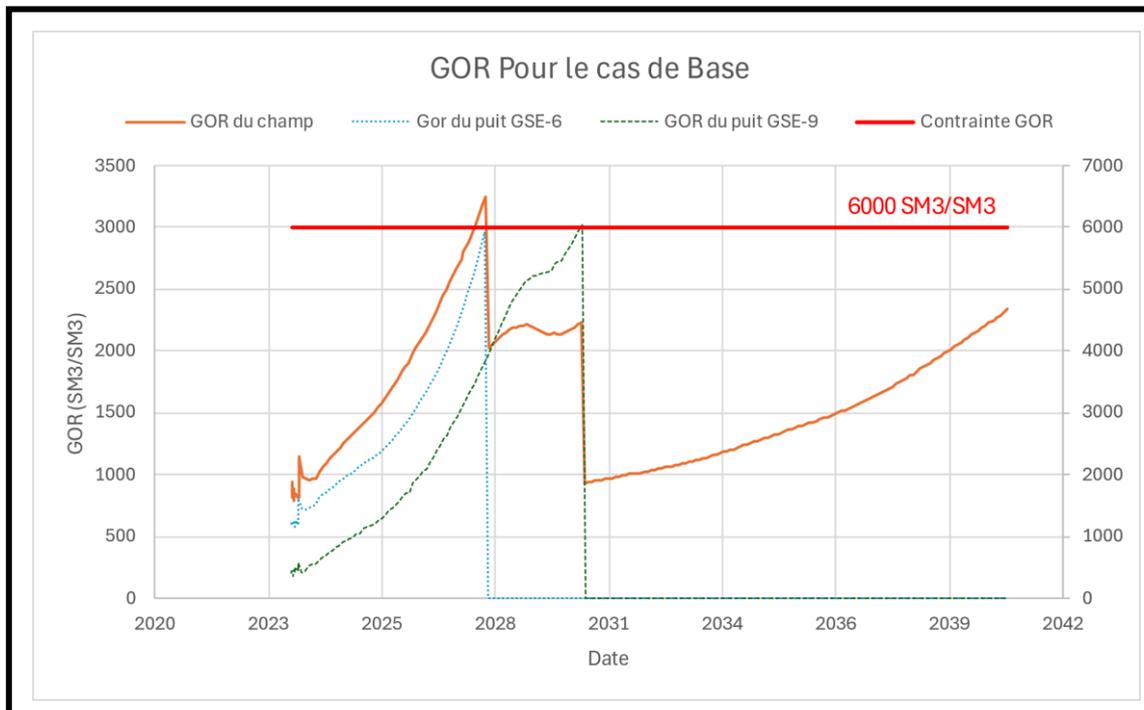


Figure IV-7GOR pour le cas de base.

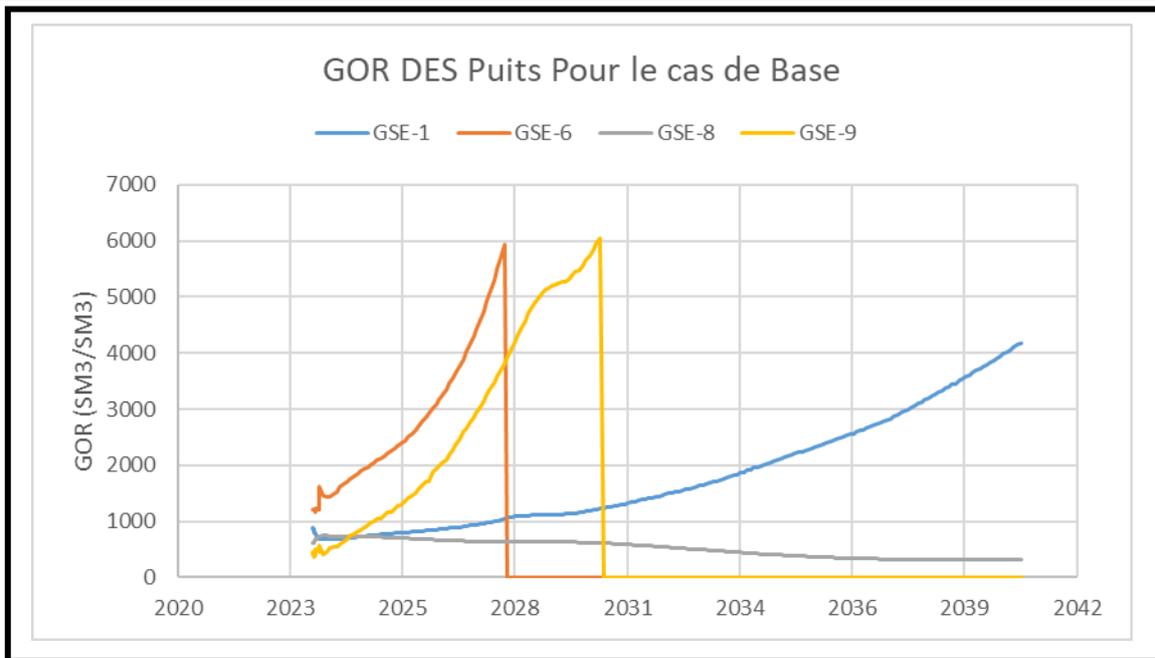


Figure IV-8 GOR des puits GSE-1, GSE-6, GSE-8, GSE-9.

Après 2031, le GOR augmente continuellement jusqu'en 2042, en raison de l'injection de gaz par le puits GSE-10 dans le niveau Upper TAGI, combinée par la présence d'un gaz cap, entraînant une élévation progressive du GOR au fil du temps.

IV.2.5 Interprétation des résultats de cas de base :

On constate que le cas de base (sans récupération assistée) présente certaines limitations qui sont :

1. Déclin rapide de la production d'huile, avec un pic déjà atteint, indiquant un champ en phase de maturité avancée.
2. Facteur de récupération final limité à environ 36% dans le scénario de base, suggérant la nécessité de méthodes de récupération assistée.
3. Augmentation significative du rapport gaz-huile (GOR) au fil du temps, entraînant la fermeture de certains puits (GSE-6, GSE-9) pour contrôler la production de gaz excessive.
4. Variations importantes de GOR entre les puits, reflétant les hétérogénéités du réservoir et les cheminements préférentiels du gaz.

Le champ étant désormais mature et ayant dépassé les phases de récupération naturelle et secondaire, l'implémentation d'une méthode de récupération assistée telle que l'injection alternée de gaz et d'eau (WAG) représente une solution prometteuse pour optimiser la récupération, contrôler la remontée du GOR et maintenir des pressions favorables dans le réservoir.

IV.2.6 Etude économique de cas de base:

La procédure d'évaluation économique des scénarios vise à déterminer la rentabilité des différentes options et à comparer leurs impacts économiques. Un paramètre essentiel dans cette évaluation est la Valeur Actuelle Nette (VAN).

Le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) est une procédure couramment utilisée dans l'évaluation économique des projets pétroliers pour déterminer la rentabilité et la viabilité d'un investissement. Voici les étapes typiques pour calculer la VAN [11] :

IV.2.6.1 Estimation des cash-flows annuels :

- Projections des revenus issus des ventes de pétrole/gaz sur la durée de vie du projet
- Estimation des coûts d'investissement (CAPEX) et des coûts opérationnels (OPEX)
- Calcul des cash-flows nets annuels = Revenus - (CAPEX + OPEX) [11]

IV.2.6.2 Détermination du taux d'actualisation :

- Représente le coût d'opportunité du capital ou le rendement exigé par les investisseurs
- Généralement basé sur le coût moyen pondéré du capital (WACC) de l'entreprise

IV.2.6.3 Calcul de la VAN :

- La VAN est la somme des valeurs actuelles des cash-flows annuels actualisés au taux d'actualisation choisi.

1. Formulation :

$$VAN = \frac{CF_1}{(1+a)^1} + \frac{CF_2}{(1+a)^2} + \frac{CF_3}{(1+a)^3} + \dots + \frac{CF_N}{(1+a)^N}$$

$$VAN = \frac{\sum_{n=1}^N CF_n}{(1+a)^n}$$

- CF_n : Cash-Flow, recettes d'une année n.
- N : La dernière année d'exploitation.
- a : Le taux d'actualisation.

2. Interprétation de la VAN :

- Une VAN positive indique que le projet est rentable et crée de la valeur.
- Une VAN négative suggère que le projet détruit de la valeur et n'est pas viable économiquement.
- Si le choix est entre plusieurs projets on retient celui dont la VAN est la plus élevée. [11]

3. Calcule de VAN pour le cas de base:

Tableau IV-2 Calcule de la VAN pour le cas de base.

Calcule de la VAN pour le cas de base

L'année	nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (à partir de 2018)	Revenues d'huile (\$)	CapExp= (\$)	OPEX		(OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow =R-D	Present Value (PV) ou Cactualisé	VAN ou NPV (\$)
						Entretien des puits	Installations				
2024	0	923116.2	70	64618135	13,589,952	3,293,241	4,285,125	21,168,319	43449816	43,449,816	43,449,816
2025	1	941268.6	70	65888800	22,025,766	2,350,199	2,651,526	27,027,491	38861309	38,099,322	81,549,138
2026	2	921719.9	70	64520391	15,180,854	2,375,150	2,654,884	20,210,888	44309503	42,588,911	124,138,049
2027	3	769245.7	70	53847198	13,027,694	2,442,029	2,848,237	18,317,961	35529237	33,479,994	157,618,043
2028	4	522814.5	70	36597013	4,298,601	2,427,694	3,336,625	10,062,920	26534092	24,513,400	182,131,443
2029	5	381246.8	70	26687275	35,596	2,386,942	3,882,193	6,304,731	20382545	18,461,099	200,592,541
2030	6	335123.7	70	23458658	0	1,213,538	2,539,272	3,790,009	19668650	17,465,198	218,057,739
2031	7	264014.4	70	18481005	0	1,543,203	3,457,179	5,000,382	13480623	11,735,694	229,793,433
2032	8	264737.7	70	18531638	0	1,974,880	4,431,162	6,406,043	12125595	10,349,079	240,142,512
2033	9	264014.4	70	18481005	0	2,413,882	4,933,672	7,347,555	11133450	9,315,973	249,458,485
2034	10	264014.4	70	18481005	0	2,774,284	5,024,903	7,799,187	10681818	8,762,811	258,221,296
2035	11	264014.4	70	18481005	0	2,591,256	4,568,946	7,160,203	11320802	9,104,903	267,326,199
2036	12	264737.7	70	18531638	0	1,775,621	3,336,076	5,111,697	13419941	10,581,532	277,907,730
2037	13	264014.4	70	18481005	0	500,289	1,324,510	1,824,799	16656206	12,875,789	290,783,519
2038	14	264014.4	70	18481005	0	524,075	1,335,949	1,860,024	16620981	12,596,626	303,380,145
2039	15	264014.4	70	18481005	0	553,967	1,374,977	1,928,944	16552061	12,298,425	315,678,570
2040	16	264737.7	70	18531638		584,884	1,358,084	1,942,968	16588669	12,083,947	327,762,517

Étant donné que la valeur actuelle nette (VAN) du scénario de base est de 327 762 517 \$, on peut faire les interprétations suivantes :

1. Valeur positive élevée Une VAN positive et substantielle de plus de 327 millions de dollars indique que, même dans le scénario de base sans mesures de récupération assistée, le projet de développement de base est économiquement fiable et rentable selon les projections actuelles.
2. **Opportunité d'optimisation** : Cependant, cette VAN étant calculée pour le scénario de base, elle pourrait probablement être augmentée davantage en mettant en œuvre des stratégies de récupération assistée et d'optimisation de la production, permettant de récupérer plus de réserves et de générer des revenus supplémentaires.

En résumé, cette VAN positive et élevée valide la viabilité économique du projet dans son état actuel, mais souligne également le potentiel d'amélioration supplémentaire de la valeur en explorant des techniques de récupération assistée appropriées.

IV.3 Evaluation des scénarios d'injection WAG sur le champ GSE :

IV.3.1 Définition du WAG (Water-Alternating-Gas):

Le principe du WAG repose sur l'injection alternée d'eau et de gaz dans le réservoir. L'eau joue un rôle clé en déplaçant l'huile résiduelle vers les puits producteurs, tandis que le gaz contribue à la mobilisation de l'huile en réduisant sa viscosité et en maintenant la pression du réservoir. Cette synergie entre les deux fluides injectés améliore le balayage du réservoir et permet d'atteindre des taux de récupération plus élevés que l'injection d'eau ou de gaz seule. [12]

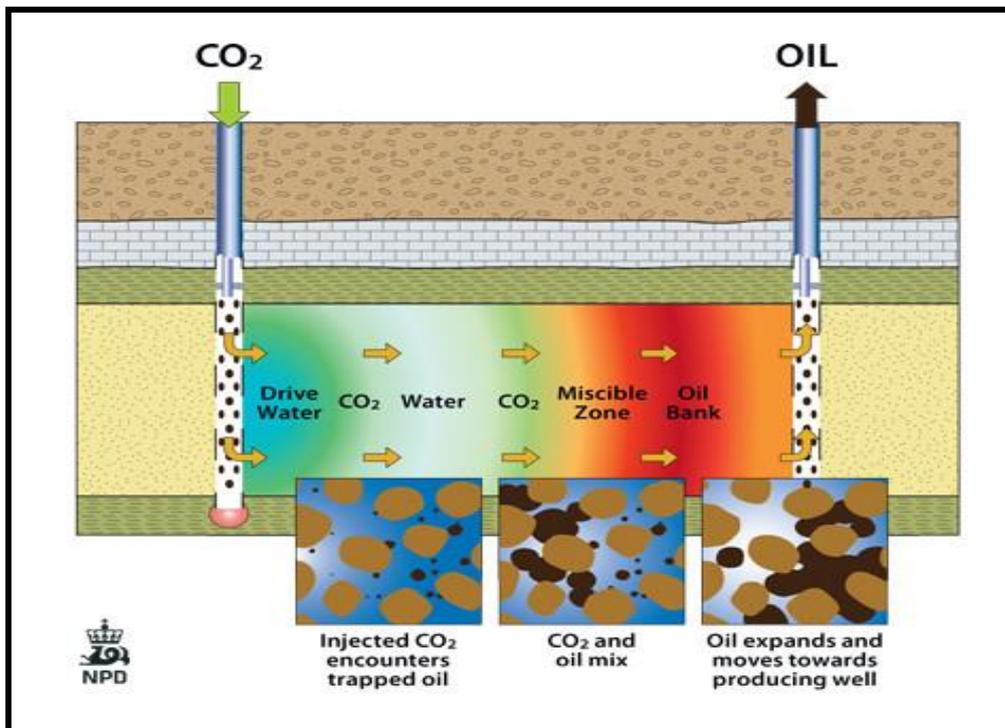


Figure IV-9 Mécanisme d'injection de WAG.

IV.3.2 La classification de WAG :

Les processus WAG peuvent être classés en plusieurs catégories selon la pression d'injection et la méthode utilisée. Les types de processus WAG les plus couramment appliqués dans les réservoirs sont les suivants : WAG miscible (MWAG), WAG immiscible (IWAG), injection simultanée d'eau et de gaz (SWAG), WAG hybride (HWAG), et Foam WAG (FAWAG).

Pour notre étude, nous allons examiner l'injection WAG miscible suivie du Foam WAG.

Lorsque la pression d'injection dans les cycles de gaz d'un processus WAG est proche ou supérieure à la pression de miscibilité minimale (MMP) du fluide du réservoir, le processus est appelé WAG miscible. Le front miscible dans le processus MWAG présente une faible efficacité de balayage volumétrique en raison de sa faible viscosité, tandis que la saturation résiduelle en huile derrière le front miscible est très faible. Ainsi, l'objectif principal de l'injection d'eau dans le processus MWAG est d'augmenter l'efficacité de balayage macroscopique. [12]

IV.3.3 Implémentation sur champ GSE :

Comme l'ont révélé des études antérieures menées sur d'autres champs de même bassin, l'injection alternée d'eau et de gaz (WAG) peut représenter une application prometteuse de la récupération assistée, permettant d'améliorer le contrôle de la mobilité et ainsi de modérer l'arrivée d'eau/gaz.

Sur le champ GSE, cette stratégie pourrait impliquer le puits GSE-3 et un puits injecteur supplémentaire, injectant alternativement de l'eau et du gaz selon un calendrier optimisé.

Une première analyse a été réalisée pour sélectionner le puits à coupler à GSE-3 dans le cadre du WAG. GSE-3 a été maintenu fixe car la connexion du puits à la conduite de gaz est déjà en cours. De plus, l'injection de gaz à partir du puits supplémentaire est contrainte comme pour GSE-3, avec un débit de gaz maximum fixé à 500 Ksm³/j. Le tableau suivant présente le facteur de récupération en janvier 2041, montrant que GSE-11 est le meilleur candidat pour le puits WAG.

RECOVERY FACTOR (%)	
GSE-5WAG	37
GSE-7WAG	37.1
GSE-11WAG	39.2
GSE-8WAG	37.2
GSE-10WAG	37.8

Tableau IV-3 emplacement supplémentaire de l'injecteur WAG

IV.3.4 Le Gas injecté :

La composition du gaz injecté sera identique à celle du gaz produit. Cette approche d'utilisation du gaz in-situ présente des avantages technico-économiques significatifs. D'une part, elle permet d'éviter les coûts d'approvisionnement externe en gaz d'injection. D'autre part, elle élimine les dépenses liées au transport du gaz depuis une source extérieure vers le champ. De plus, la réinjection du gaz produit localement dans la formation contribue à la gestion durable des ressources en minimisant les émissions atmosphériques de gaz naturel.

Cette stratégie de valorisation des ressources disponibles sur site offre des bénéfices environnementaux et économiques substantiels, renforçant ainsi la viabilité globale du projet WAG sur le champ GSE.

La composition de gaz injecte est la suivante :

Composant	Fraction Molaire (%)
C1N2	65.91
C2CO2	17.39
C3	11.67
C4	3.8
C5	0.95
C6	0.108
C7-C12	0.172

Tableau IV-4 Composition du gaz d'injection

IV.3.4.1 Détermination de la pression minimale de miscibilité :

La MMP représente la pression minimale à laquelle le gaz injecté devient complètement miscible avec l'huile en place dans les conditions de température et de composition du réservoir. À cette pression, il n'y a plus d'interface distincte entre les phases gazeuse et liquide, formant ainsi une seule phase miscible homogène.

En l'absence de données expérimentales de laboratoire pour la détermination directe de la pression minimale de miscibilité (MMP), une approche par simulation numérique a été adoptée en utilisant le logiciel PVTsim reconnu dans l'industrie. [13]

Un modèle de simulation représentatif a été construit, comprenant 400 mailles de grille. Plusieurs simulations de déplacement miscible en tube mince (slim-tube) ont été réalisées à différentes pressions d'injection de gaz.

Pour chaque pression, le facteur de récupération ultime d'huile a été déterminé après avoir injecté 1,2 volume de pore de gaz.

Les résultats de ces simulations, récapitulés dans le Tableau suivants, montrent l'évolution du facteur de récupération en fonction de la pression d'injection :

Pression (Bar)	Facteur de récupération (%)
260	37.16
300	65.3
340	88.95
380	98.51
420	99.48
460	99.79
500	99.78

Tableau IV-5 Facteur de récupération en fonction de pression

En traçant ces données sur un graphique, on observe une augmentation significative du taux de récupération jusqu'à une pression d'environ 353 bars, au-delà de laquelle le facteur de récupération se stabilise. Ce point d'inflexion correspond à la pression minimale de miscibilité (MMP) estimée pour l'injection de gaz dans les conditions du réservoir étudié.

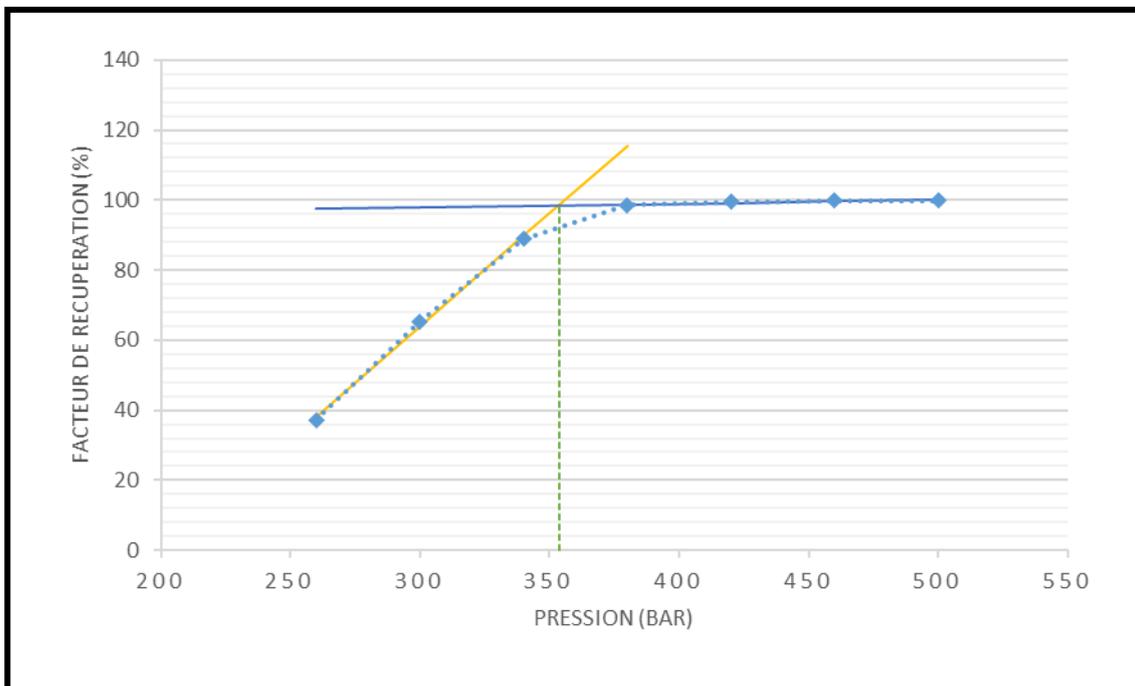


Figure IV-10 Facteur de récupération par rapport à la pression pour déterminer la MMP.

Bien que les simulations numériques ne puissent pas remplacer entièrement les expériences de laboratoire, cette méthodologie rigoureuse fournit une estimation fiable de la MMP, paramètre clé pour optimiser la conception du projet de récupération assistée par injection de WAG sur le champ GSE.

IV.3.5 Scénarios d'injection WAG (Water Alternating Gas)

Dans le cadre de cette étude, plusieurs scénarios d'injection alternée d'eau et de gaz (WAG) ont été évalués afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures. Les paramètres clés testés sont les débits d'injection d'eau et de gaz, les rapports eau/gaz (ratios WAG) et les durées des cycles d'injection.

Scénarios 1 à 3 : Injection WAG à différents débits et ratios

- Scénario 1 : 400 m³/j eau - 200 000 m³/j gaz
- Scénario 2 : 600 m³/j eau - 400 000 m³/j gaz
- Scénario 3 : 1000 m³/j eau - 500 000 m³/j gaz

Pour chaque débit on a testé les ratios WAG (rapports eau/gaz en durée des cycles) suivants :

- 1:1 (semi-cycles de 12 mois ou 6 mois)
- 1:2 et 2:1 (semi-cycles de 6/12 mois ou 12/6 mois)
- 1:3 et 3:1 (semi-cycles de 3/9 mois ou 9/3 mois)

Cette approche systématique permet d'évaluer l'impact des différentes configurations d'injection WAG, en faisant varier les volumes injectés et la séquence d'alternance eau/gaz. L'objectif est d'identifier le scénario optimal maximisant la récupération d'hydrocarbures tout en respectant les contraintes opérationnelles et économiques.

IV.3.5.1 Analyse de scénario 1 : 400 m³/j eau - 200 000 m³/j gaz:

Le graphique suivant présente le cumule de production de champ GSE pour le scénario d'injection WAG à un débit de 400 SM³ d'eau et 200 KSM³ de gaz. Plusieurs sensibilités ont été effectuées sur la durée et le ratio de l'injection WAG, et les résultats sont comparés en termes de production cumulative d'huile.

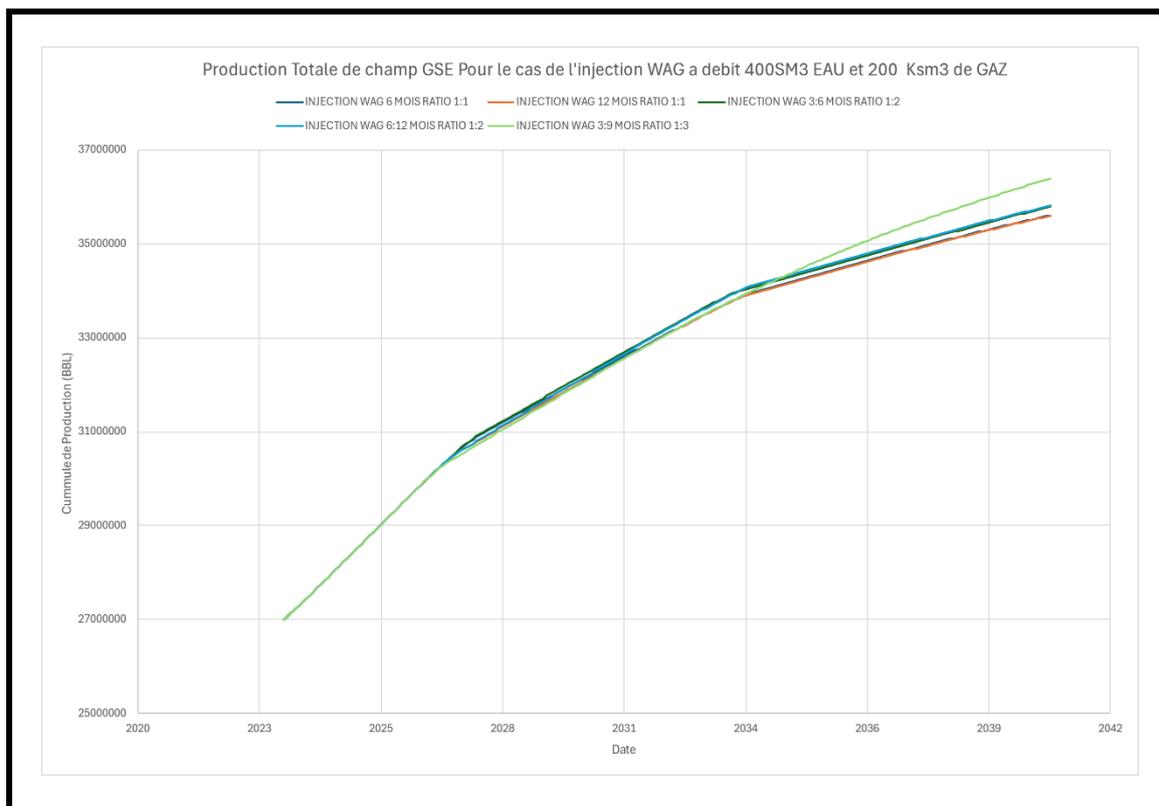


Figure IV-11 le cumule de production du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 400 sm³ d'eau et 200 ksm³ de gaz.

Le scénario avec un cycle WAG de 1:3, où l'injection de gaz dure 3 mois suivie de 9 mois d'injection d'eau, montre un cumul de production de 36,4 MBBL, ce qui est légèrement supérieur par rapport aux autres scénarios. Donc, cette configuration spécifique permet une optimisation de l'efficacité de balayage en combinant les avantages des deux phases d'injection

IV.3.5.2 Analyse de scénario 2 : 600 m³/j eau - 400 000 m³/j gaz:

Le graphique suivant illustre la production totale cumulée de champ (GSE) pour différents scénarios d'injection WAG avec un débit constant d'eau de 600 Sm³/jour et de gaz de 400 kSm³/jour. Les scénarios varient en termes de ratio eau/gaz et de durée d'injection alternée eau-gaz

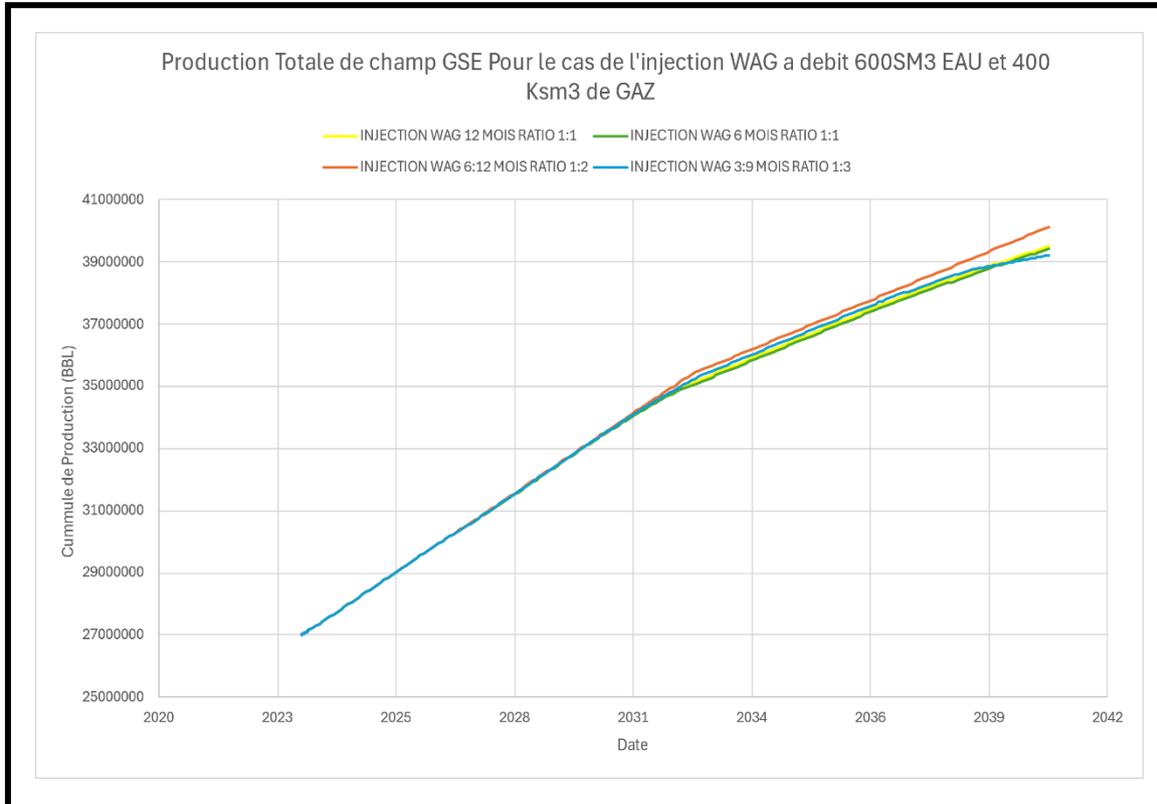


Figure IV-12 le cumule de production du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 600 sm³ d'eau et 400 ksm³ de gaz

La courbe orange, avec un ratio 1:2 (6 mois d'eau et 12 mois de gaz), se démarque nettement comme le scénario le plus performant, atteignant une production cumulée maximale d'environ 40,1 millions de barils en 2040.

Le changement du ratio optimal pour les deux débits différents s'explique que, pour des faibles débits d'injection :

- **Faibles débits d'injection d'eau:** Avec des débits relativement bas, une quantité d'eau plus faible est nécessaire pour balayer efficacement le réservoir. Une proportion plus élevée de gaz aide à maintenir la pression du réservoir et à mobiliser davantage l'huile résiduelle.
- **Hétérogénéité du réservoir :** Dans un réservoir hétérogène, le gaz a tendance à prendre les chemins préférentiels de haute perméabilité. Un ratio plus élevé en faveur du gaz peut compenser ce phénomène en assurant un meilleur balayage des zones de moindre perméabilité.

- **Effet de viscosité** : Le gaz injecté réduit la viscosité de l'huile, améliorant sa mobilité. Avec des débits d'injection plus faibles, cet effet de réduction de viscosité devient plus important pour améliorer la récupération.

En résumé, le changement du ratio optimal eau/gaz entre les deux scénarios de débits d'injection peut s'expliquer par l'impact des débits d'injection sur les mécanismes de récupération, les effets de mobilité, la compensation des hétérogénéités et le maintien de la pression du réservoir. À faibles débits, un ratio plus élevé en faveur du gaz est préférable, tandis qu'à débits plus élevés, un ratio plus équilibré entre l'eau et le gaz semble optimal pour maximiser la récupération d'huile.

IV.3.5.3 Analyse de scénario 3 : 1000 m³/j eau - 500 000 m³/j gaz:

Le graphique illustre la production totale cumulée du champ (GSE) pour différents scénarios d'injection WAG, avec un débit constant d'eau de 1000 Sm³/jour et de gaz de 500 kSm³/jour.

Les scénarios varient en termes de ratio eau/gaz et de durée d'injection alternée eau-gaz, permettant d'évaluer l'impact de ces paramètres sur la performance de production.

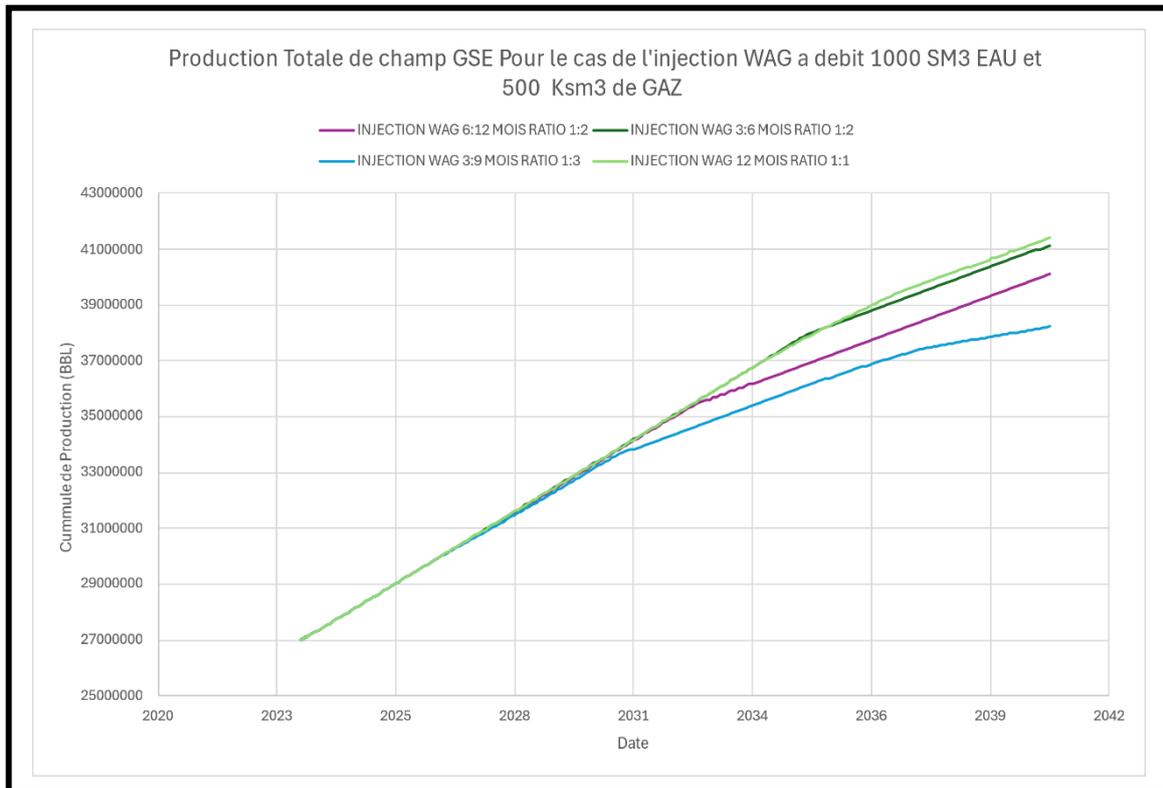


Figure IV-13 Production totale du champ GSE pour le cas d'injection WAG à débit 1000 sm³ d'eau et 500 ksm³ de gaz.

- Ratio optimal : 1:1 (12 mois d'eau, 12 mois de gaz)
- Cumule pour le meilleur cas : 41,43 MMBL

Avec ces débits d'injection importants, un ratio égal entre l'eau et le gaz s'avère le plus performant. La quantité élevée d'eau injectée assure un balayage efficace du réservoir, tandis que le débit de gaz reste suffisant pour maintenir la pression et mobiliser l'huile résiduelle.

Donc, le ratio optimal eau/gaz change en fonction des débits d'injection en raison de l'équilibre à trouver entre le balayage efficace du réservoir par l'eau et le maintien de la pression par le gaz, tout en compensant les effets défavorables liés aux propriétés du réservoir. Cette analyse souligne l'importance d'optimiser les paramètres d'injection en fonction des conditions spécifiques du réservoir pour maximiser la récupération d'huile.

IV.3.5.4 Comparaison entre les meilleurs cas :

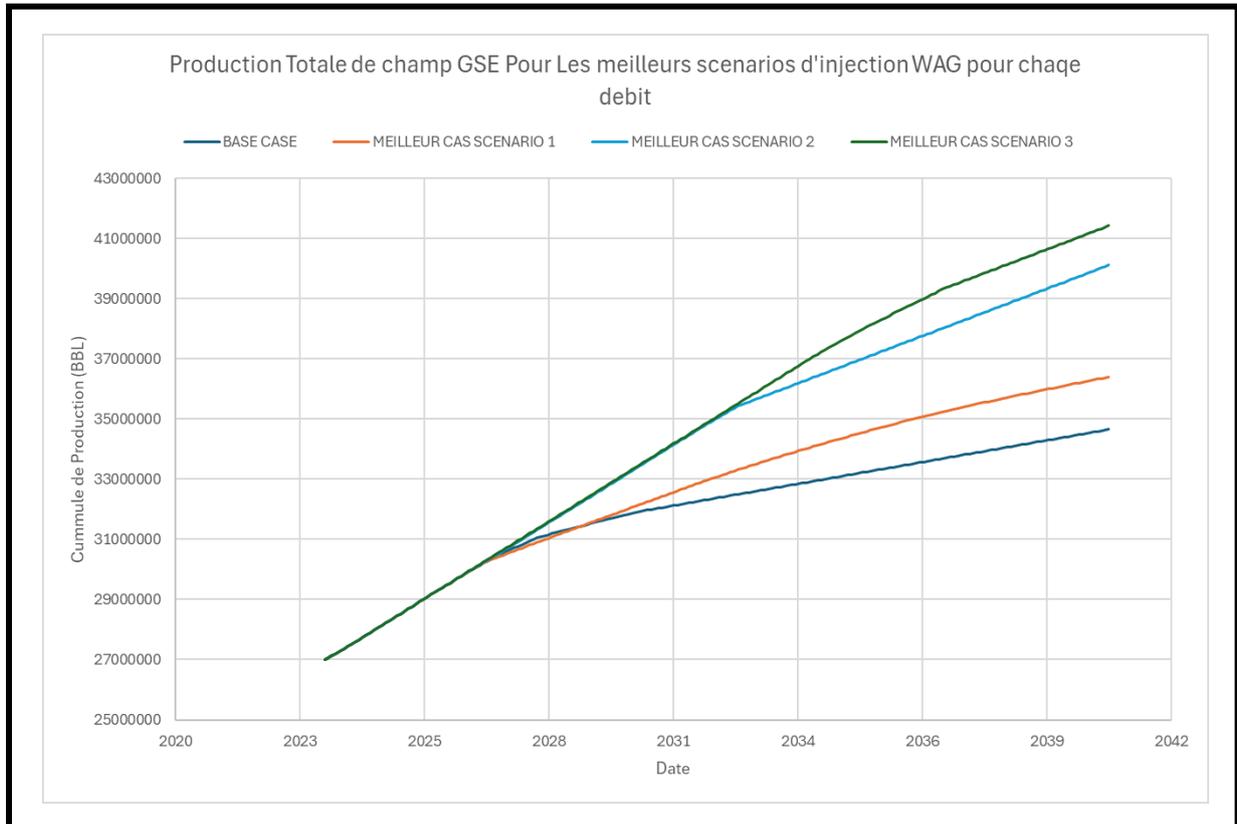


Figure IV-14 Production totale du champ GSE pour les meilleurs scénarios d'injection WAG pour chaque débit.

Le graphique compare les performances de production cumulée d'huile pour le cas de base sans injection WAG et les meilleurs scénarios identifiés pour chaque configuration de débits d'injection (400 Sm³/jour d'eau et 200 kSm³/jour de gaz, 600 Sm³/jour d'eau et 400 kSm³/jour de gaz, 1000 Sm³/jour d'eau et 500 kSm³/jour de gaz).

D'un point de vue purement technique, le scénario le plus performant en termes de récupération d'huile est celui avec les débits les plus élevés (1000 Sm³/jour d'eau et 500 kSm³/jour de gaz) et un ratio d'injection optimal de 1:1, atteignant une production cumulée maximale de 41,431,491 Bbl. Cependant, il est essentiel d'évaluer ces performances techniques au regard des contraintes opérationnelles et des considérations économiques.

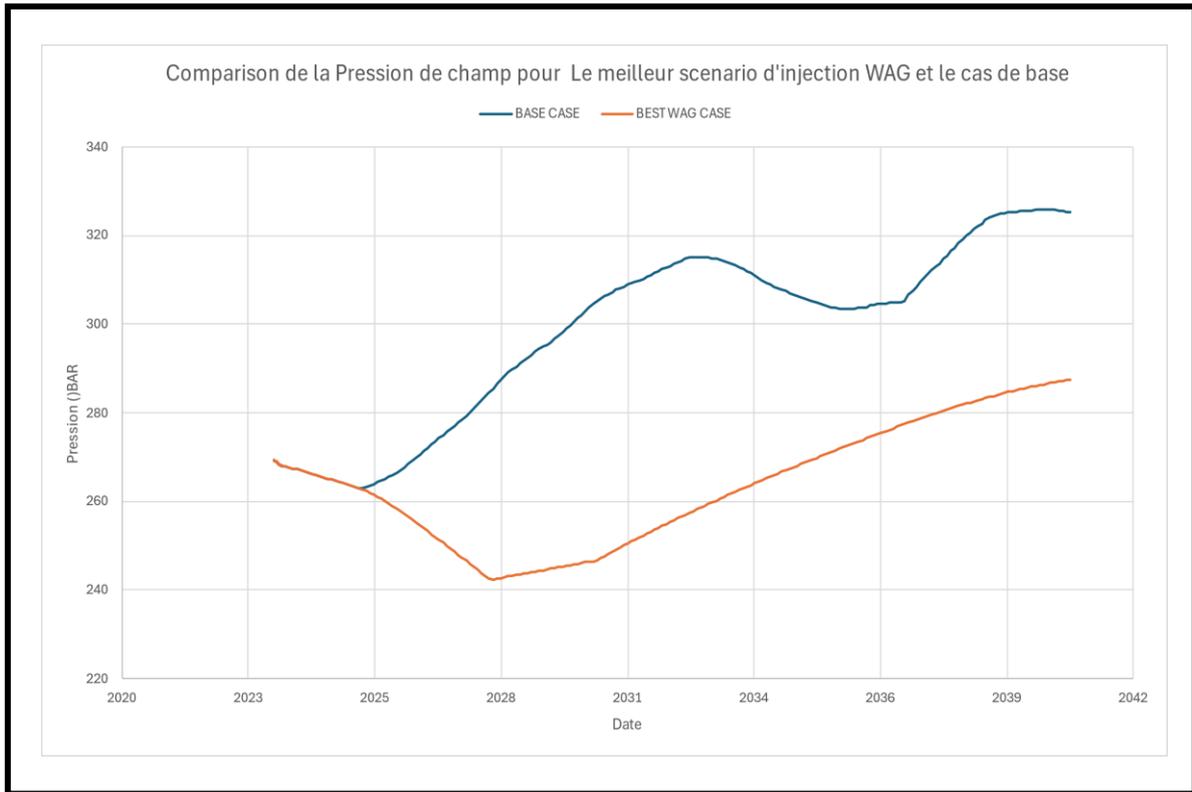


Figure IV-15 Comparaison de la pression du champ pour les meilleurs scenarios d'injection WAG et le cas de base.

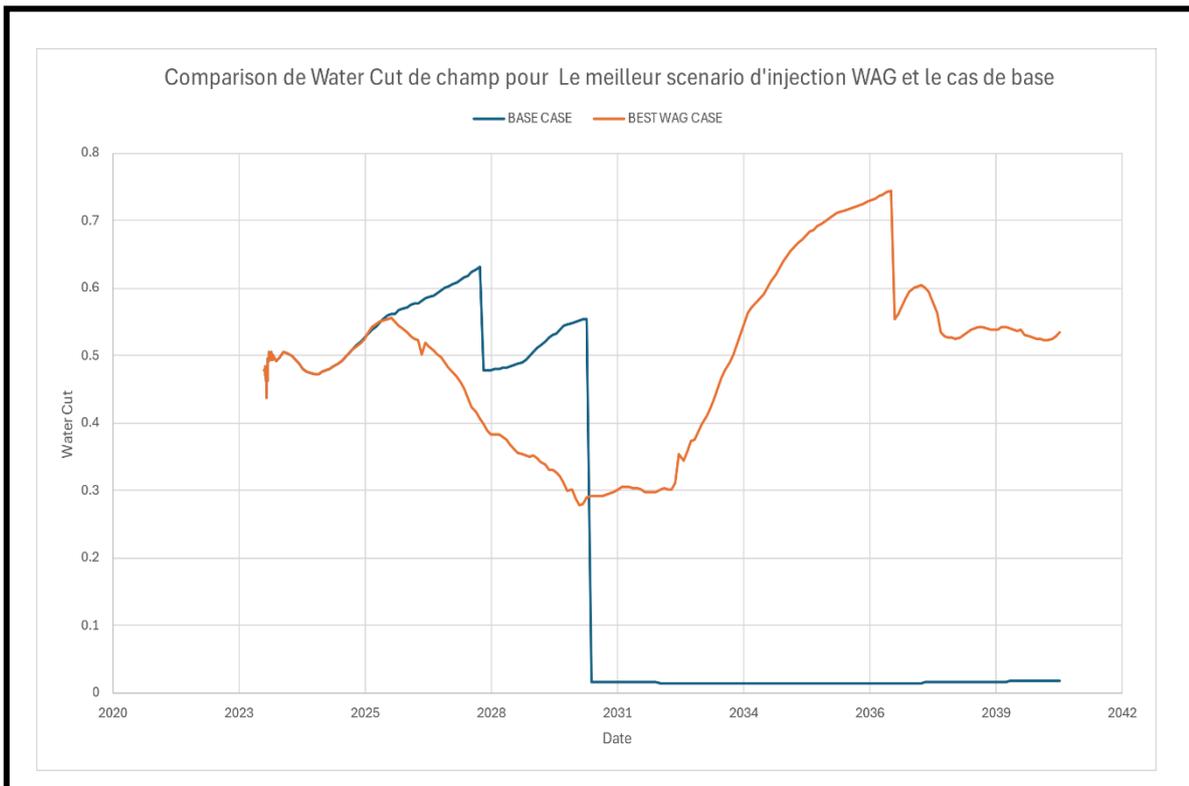


Figure IV-16 Comparaison de water cut du champ pour les meilleurs scenarios d'injection WAG et le cas de base.

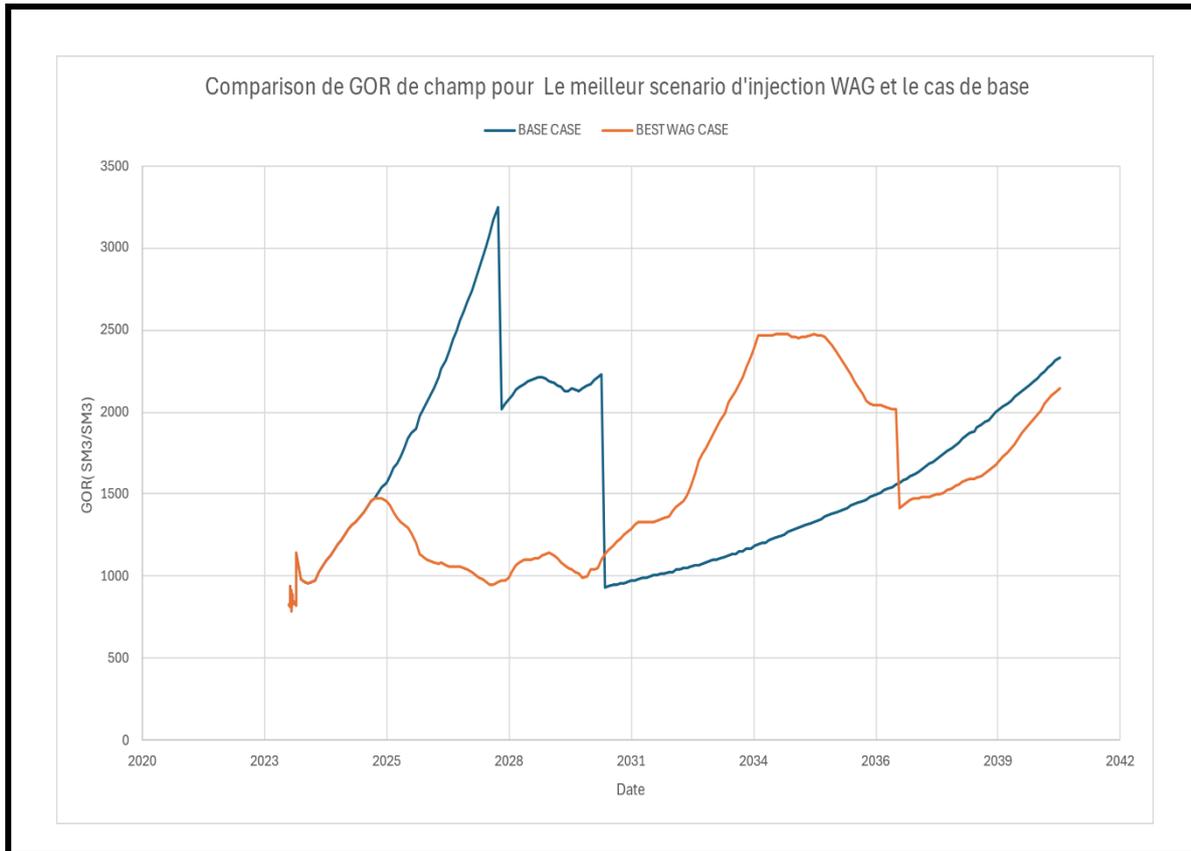


Figure IV-17 Comparaison de GOR du champ pour les meilleurs scenarios d'injection WAG et le cas de base.

IV.3.5.4.1 Pression du Champ:

- **Scénario de Base :** La pression chute plus rapidement, ce qui implique une gestion moins efficace de la pression du réservoir à long terme.
- **Meilleur Cas WAG :** La pression est mieux maintenue à des niveaux plus élevés, indiquant une gestion plus efficace de la pression grâce à l'injection alternée d'eau et de gaz.

IV.3.5.4.2 Water Cut :

- **Scénario de Base :** Le Water Cut augmente plus rapidement, signalant une arrivée précoce de l'eau et une production d'huile accélérée mais moins durable (Les résultats montrent que les puits producteurs GSE-6 et GSE-9 ont été fermés par le simulateur en raison de l'atteinte des contraintes prédéfinies de GOR et de Water Cut).
- **Meilleur Cas WAG :** Le Water Cut augmente plus lentement, montrant une meilleure gestion d'eau et une production d'huile prolongée.

IV.3.5.4.3 Gas-Oil Ratio (GOR) :

- **Stabilisation et Amélioration dans le Meilleur Cas WAG :** Le GOR commence à se stabiliser et devient plus favorable par rapport au cas de base. Cela montre que le processus WAG améliore progressivement l'efficacité de la récupération d'huile, réduisant le GOR et optimisant la production.

IV.3.5.5 Les effets de l'injection WAG aux échelles des puits :

- Pour le Puit GSE-6 :

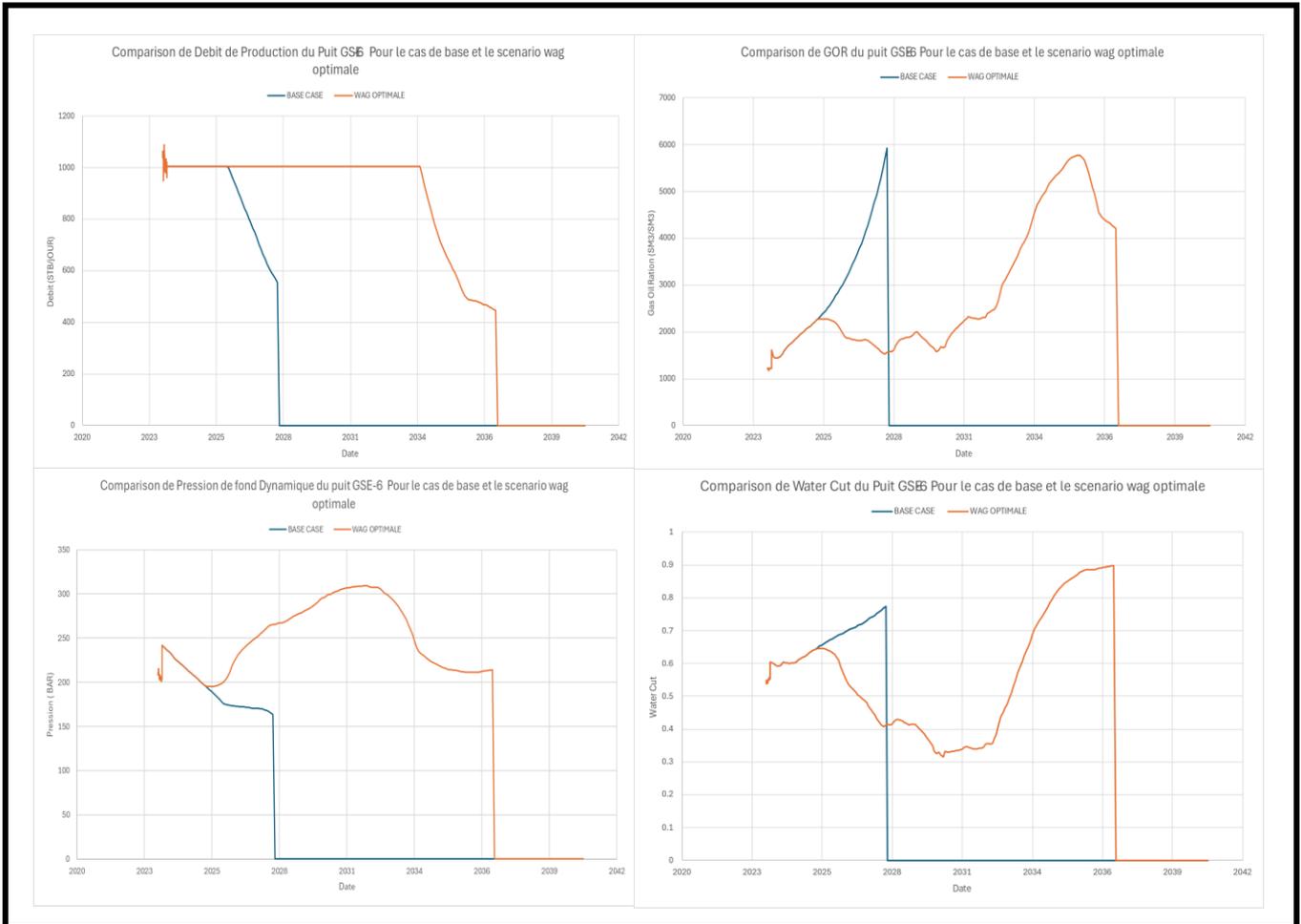


Figure IV-18 Comparaison entre le puit GSE-6 pour le cas de base et le scenario WAG optimal.

On remarque un maintien des niveaux de pression de réservoir élevés sur une période prolongée dans la zone drainée par ce puits, tout en retardant l'augmentation du rapport GOR. Grâce à cette combinaison favorable, la durée de vie productive du puits GSE-6 a été considérablement prolongée, avec une extension d'environ 10 ans par rapport aux scénarios conventionnels.

- Pour le Puit GSE-9 :

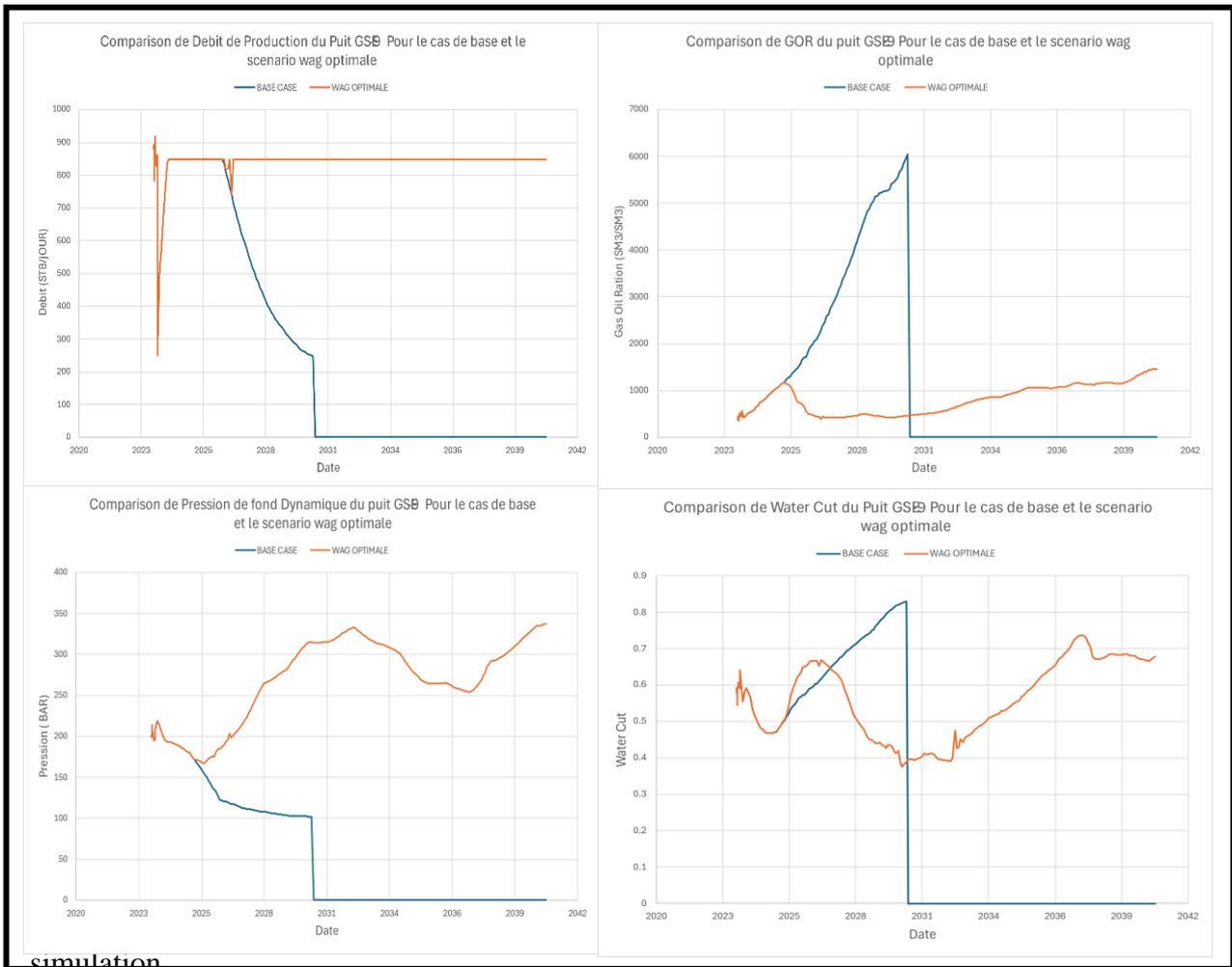


Figure IV-19 Comparaison entre le puits GSE-9 pour le cas de base et le scénario WAG optimal.

On observe un maintien prolongé des niveaux de pression élevés pour le puits GSE-9, ce qui limite la remontée prématurée du rapport gaz-huile (GOR) et le water cut. Cette combinaison favorable de facteurs a permis de prolonger la production du puits pour toute la période de simulation.

IV.3.5.6 Cumuls et Facteurs de Récupération - Scénarios Optimisés vs Cas de Base :

Tableau IV-6 Comparaison des Scénarios de Production avec le Cas de Base

Le scénario	Cumule Totale [MBBL]	Recovery Factor [%]	Augmentation par rapport au CB [%]
Cas de base	34,6	35.84	
BEST CASE scenario 1	36,4	37.64	1.8
BEST CASE scenario 2	40,1	41.49	5.65
BEST CASE scenario 3	41,4	42.85	7.01

Le scénario WAG Optimale Offre la meilleure performance avec une augmentation de 7.01%. Cette tendance justifie l'investissement dans des débits d'injection plus élevés pour maximiser la récupération et prolonger la durée de vie productive du champ GSE.

IV.3.6 Etude économique détaillée :

Pour déterminer le scénario le plus économiquement viable, une analyse économique doit être menée, en intégrant les profils de production, les coûts d'investissement, les dépenses opérationnelles, les prix des hydrocarbures, les taux d'actualisation, etc. Cette analyse permettra de calculer la valeur actuelle nette (VAN).

Les coûts d'investissement (CAPEX) et d'opérations (OPEX) liés à l'injection de fluides augmentent généralement de manière significative avec les débits d'injection. Par conséquent, bien que le scénario à hauts débits offre les meilleures performances de production, les dépenses supplémentaires en termes d'installations de surface, de compression, de traitement des fluides injectés pourraient rendre ce scénario moins économiquement viable que d'autres options.

À l'inverse, le scénario à faibles débits (400 Sm³/jour d'eau et 200 kSm³/jour de gaz) présente probablement les coûts d'investissement et d'exploitation les plus bas, mais offre également les performances de production les plus faibles, avec une production cumulée de 36,401,623 barils.

Le scénario intermédiaire avec des débits de 600 Sm³/jour d'eau et 400 kSm³/jour de gaz semble représenter un compromis intéressant, offrant des performances techniques relativement élevées avec une production cumulée de 40,123,307 barils, tout en bénéficiant probablement de coûts d'investissement et d'exploitation plus raisonnables que le scénario à hauts débits. Pour chaque scénario, les coûts d'installation sont relativement fixes, mais les coûts opérationnels varieront en fonction des débits d'injection d'eau et de gaz. Nous utiliserons des coûts unitaires pour les calculs comme.

Voici un tableau récapitulatif des coûts d'installation, des coûts opérationnels annuels, et des revenus pour chaque scénario d'injection WAG :

Catégorie	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Débit d'eau (m³/j)	400	600	1000
Débit de gaz (m³/j)	200 000	400 000	500 000
Coûts d'Installation (\$)	3,200,000.00	3,200,000.00	3,200,000.00
Coûts Opérationnels			
Main-d'œuvre (\$)	200,000.00	200,000.00	200,000.00
Énergie (eau) (\$)	14,600.00	21,900.00	36,500.00
Énergie (gaz) (\$)	3,650,000.00	7,300,000.00	9,125,000.00
Maintenance (\$)	100,000.00	100,000.00	100,000.00
Consommables (\$)	50,000.00	50,000.00	50,000.00
Total Opérationnels (\$)	4,014,600.00	7,671,900.00	9,511,500.00

Tableau IV-7 Les coûts d'installation, des coûts opérationnels annuels, et des revenus pour chaque scénario d'injection WAG.

IV.3.6.1 Résultats de l'Analyse de la VAN (Valeur Actuelle Nette) :

Après avoir calculé la VAN pour chaque scénario (Voir l'annexe), voici les résultats obtenus :

Scénario	VAN (\$)	Bénéfice Supplémentaire au cas de Base (\$)
Cas de base	327,762,517	
Scénario 1	349,762,593	22,000,076
Scénario 2	515,923,258	188,160,741
Scénario 3	564,360,784	236,598,267

Tableau IV-8 Les résultats de VAN et bénéfice supplémentaire.

Interprétation des résultats de la valeur actuelle nette (VAN) pour les différents scénarios d'injection WAG :

1) Scénario de base (production naturelle) :

- La VAN de 327 762 517 \$ représente la valeur économique projetée sans mise en œuvre de stratégies de récupération assistée.
- C'est la référence de base à partir de laquelle les bénéfices supplémentaires des autres scénarios sont évalués.

2) Scénario 1 (400 m3/j eau - 200 000 m3/j gaz) :

- Avec une VAN de 349 762 593 \$, légèrement supérieure au cas de base (+ 22 M\$), ce scénario apporte un bénéfice économique modeste.
- L'injection WAG à ces débits relativement faibles n'entraîne qu'une amélioration marginale de la récupération des réserves.

3) Scénario 2 (600 m3/j eau - 400 000 m3/j gaz) :

- La VAN de 515 923 258 \$ représente un bénéfice supplémentaire substantiel de 188 M\$ par rapport au cas de base.
- À ces débits d'injection plus élevés, le scénario WAG devient nettement plus rentable en augmentant significativement la récupération finale.
- C'est une option prometteuse à approfondir pour maximiser la valeur économique du projet.

4) Scénario 3 (1000 m3/j eau - 500 000 m3/j gaz) :

- Avec une VAN de 564 360 784 \$, ce scénario offre le bénéfice supplémentaire le plus élevé, soit 236 M\$ de plus que le cas de base.
- Les débits d'injection WAG maximaux testés permettent d'optimiser encore davantage la récupération et la valorisation des réserves restantes.

IV.4 Conclusion

En résumé, les simulations d'injection alternée eau/gaz à débits d'injection plus élevés (scénarios 2 et 3) démontrent un potentiel économique significativement supérieur. Leur mise en œuvre est justifiée par l'augmentation substantielle de la valeur actualisée nette du projet par rapport au scénario de cas de base.

Dans le prochain chapitre, nous examinerons la technique d'injection alternée eau/gaz assistée par mousse (Foam-Assisted WAG). Nous approfondirons les bénéfices ainsi que les défis inhérents à cette méthode assistée de récupération.

V. CHAPITRE 05 :

L'étude de l'injection Foam-Assisted WAG

V.1 Introduction:

L'injection alternée d'eau et de gaz (WAG) s'est révélée être une stratégie prometteuse pour améliorer la récupération assistée des hydrocarbures, comme démontré dans le chapitre précédent. Cependant, certains défis persistent, notamment le contrôle de la mobilité défavorable du gaz et la stabilité à long terme du front de balayage. Pour relever ces limitations, une technique innovante fait l'objet d'études approfondies : Foam-Assisted-WAG.

Une partie importante sera consacrée à la modélisation numérique du Foam-Assisted-WAG, qui représente un outil essentiel pour optimiser cette technique et prédire son impact sur la récupération finale.

Le Foam-Assisted-WAG, ou injection alternée de mousse, eau et gaz, consiste à injecter d'un agent moussant, généralement un surfactant, pour former une mousse visqueuse dans le réservoir. Cette mousse offre plusieurs avantages significatifs par rapport au WAG conventionnel. Premièrement, sa viscosité élevée permet de réduire considérablement la mobilité du gaz, améliorant ainsi le balayage et le déplacement des hydrocarbures. Deuxièmement, la mousse présente une meilleure stabilité et une résistance au drainage gravitationnel (ségrégation), ce qui favorise un front de balayage plus uniforme. . [14]

V.2 Formation de la Mousse :

V.3 Composition de la mousse :

Dans le processus d'injection WAG assistée par mousse (FAWAG), les composants de la mousse incluent :

1. **Liquide** : Habituellement de l'eau ou une solution aqueuse qui constitue la phase continue de la mousse.
2. **Agent moussant (surfactant)** : Utilisé pour réduire la mobilité du gaz en créant de la mousse dans le réservoir. Le surfactant stabilise les bulles de gaz, formant ainsi une mousse stable et contrôlant la mobilité du gaz.
3. **Gaz** : Utilisé pour former les bulles de mousse dans le réservoir.

V.3.1 Les propriétés de la mousse :

V.3.1.1 Concentration en surfactant:

L'efficacité de la mousse dans l'amélioration de la récupération est influencée par la concentration du surfactant utilisé. Différentes concentrations influent sur la capacité de la mousse à réduire la saturation en eau et à améliorer la récupération d'huile.

V.3.1.2 Résistivité :

La résistivité de la mousse varie avec les concentrations de surfactant.

V.3.1.3 Stabilité de la mousse :

Les films de mousse sont plus stables dans les couches de haute perméabilité en raison d'une pression capillaire plus faible, tandis que les environnements de haute pression capillaire dans les couches de faible perméabilité rendent les films de mousse moins stables. . [15]

V.4 Mécanismes de la mousse dans le réservoir :

V.4.1 Réduction de la mobilité du gaz :

La mousse réduit la perméabilité du gaz et augmente la viscosité de la mousse, ce qui est modélisé à l'aide d'un facteur de réduction de mobilité (MRF).

V.4.2 Sensibilité à la pression capillaire :

La capacité de la mousse à surmonter l'hétérogénéité souterraine est attribuée à sa sensibilité à la pression capillaire.

V.4.3 Méthodes d'injection :

Il existe deux méthodes principales d'injection de mousse : la co-injection et le SAG (surfactant-alternant-gaz).

V.4.4 Ségrégation par gravité :

L'injection de mousse augmente la distance de déplacement avant la ségrégation due à un gradient de pression plus élevé, améliorant l'efficacité de balayage et retardant la ségrégation par gravité par rapport à l'injection de gaz ou d'eau seule.

V.5 Propriétés de surfactant utilisé:

Pour cette étude, nous considérerons l'implémentation d'un surfactant amphotère (Alpha-Oléfine Sulfonâtes (AOS)), c'est un surfactant anionique hautement efficace pour l'injection de mousse. Ses propriétés de stabilité à haute température et salinité, ainsi que son excellent pouvoir moussant, en font un choix optimal pour le champ GSE. En combinant ces avantages techniques avec des considérations économiques favorables, l'implémentation d'AOS est recommandée pour maximiser la récupération d'huile.

V.5.1 Composition et Structure:

Alpha-Oléfine Sulfonâtes (AOS) est un type de surfactant anionique synthétique obtenu par sulfonation d'alpha-oléfines, qui sont des hydrocarbures insaturés avec une double liaison entre les deux premiers atomes de carbone. La structure générale de l'AOS peut être représentée comme suit:[16]

- **Formule chimique:** $R-CH=CH-(CH_2)_n-SO_3Na$
- **R:** Groupe alkyle, généralement entre C12 et C16
- **n:** Nombre de groupes méthylène (CH₂) entre la double liaison et le groupe sulfonâtes

V.5.2 Propriétés Physico-Chimiques :

V.5.2.1 Stabilité:

- **Température:** AOS est stable à des températures élevées, généralement jusqu'à 194°-212°F, ce qui le rend adapté aux réservoirs profonds et chauds.
- **pH:** AOS est efficace sur une large gamme de pH (6-10), ce qui permet une utilisation dans divers environnements réservoirs.

- **Salinité:** Bonne tolérance aux eaux de formation hautement salines, une caractéristique cruciale pour les réservoirs avec haute salinité. [16]

V.5.2.2 Tension de Surface et Mousse:

- **Tension de Surface:** AOS réduit efficacement la tension superficielle de l'eau, facilitant la formation de mousse stable.
- **Pouvoir Moussant:** Excellent pouvoir moussant, même en présence de salinité et à haute température, ce qui améliore la mobilité du gaz et favorise un balayage plus uniforme. [16]

V.5.2.3 Biodégradabilité:

- **Environnement:** AOS est biodégradable, ce qui réduit l'impact environnemental comparé à d'autres surfactants.

V.6 Modèles Mathématiques et Simulation :

V.6.1 .Modèles Mathématiques :

La mousse est modélisée en redimensionnant la perméabilité relative du gaz par un facteur de réduction (FOAMMOB).

- ✚ Le modèle fonctionnel de la mousse est choisi :

$$k_{rg}^f = k_{rg} \times M_{rf}$$

Où :

k_{rg}^f : La perméabilité relative du gaz redimensionnée

M_{rf} : le facteur de réduction de mobilité.

- ✚ En tant qu'hypothèse simplificatrice préliminaire, la mousse est supposée être stable, non décroissant et non adsorbant.
- ✚ La plupart des dépendances pour le facteur définissant le M_{rf} sont des lois de puissance normalisées. . [17]

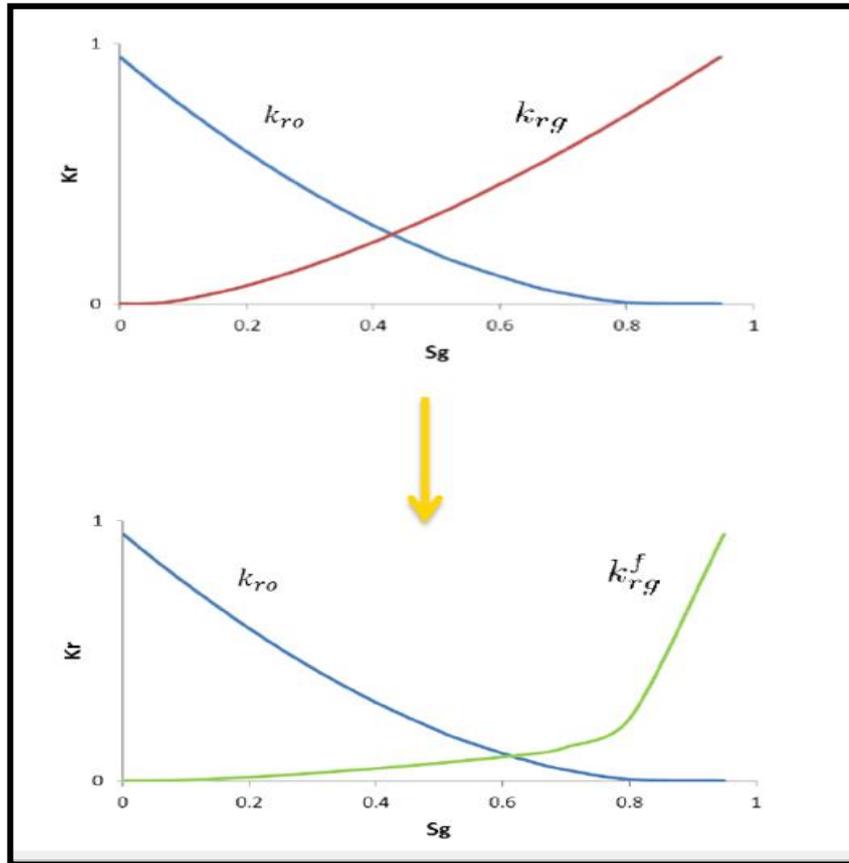


Figure V-1 Rescaling gas relative permeability.

V.6.1.1 Le facteur de réduction de mobilité :

Le Facteur de Réduction de Mobilité (FOAMMOB) est un paramètre clé pour modéliser le comportement de la mousse dans les milieux poreux. Il est défini par des équations qui tiennent compte de divers facteurs influençant la stabilité de la mousse. Le facteur est défini par l'expression suivante :

$$M_{rf} = \frac{1}{1 + (M_r \times F_S \times F_W \times F_O \times F_C)}$$

Où M_{rf} est le facteur d'interpolation sans dimension, $M_{rf} = 1$ (pas de mousse), $M_{rf} = 0$ (mousse forte), F_S est le terme de concentration de surfactant, F_W est le terme de saturation en eau, F_O est le terme de saturation en huile (destructeur de mousse), F_C est le terme de vitesse du gaz, F_5 est le nombre capillaire, F_6 est le nombre capillaire critique.[17]

V.6.2 La simulation et les scenarios de FAWAG :

Pour bénéficier des effets de balayage microscopique et macroscopique simultanément, le procédé FAWAG (Foam-Assisted Water Alternating Gas) est conçu pour améliorer l'efficacité de balayage et réduire la mobilité du gaz dans les réservoirs. En injectant de la mousse, générée à partir d'un mélange de surfactants et de gaz, le procédé vise à contrôler la mobilité du gaz et à améliorer le déplacement d'huile. Cette étude de simulation explore divers scénarios pour

optimiser le procédé FAWAG, en se concentrant sur les effets de la concentration de surfactant et le nombre de cycles d'injection de mousse. L'objectif est de déterminer les conditions optimales maximisant la récupération du pétrole tout en maintenant l'efficacité opérationnelle.

V.6.2.1 Les scenarios d'injections :

Le scénario idéal choisi pour le FAWAG (Foam-Assisted Water-Alternating-Gas) présente un ratio eau-gaz de 1:1, avec des cycles de 12 mois d'injection d'eau suivis de 12 mois d'injection de gaz. Les débits d'injection sont de 1000 m³ d'eau et 500,000 m³ de gaz.

On propose des scénarios de simulation avec des concentrations de surfactant et des cycles de mousse variables :

- **Scenario 01** : Le scenario de simulation avec 3 cycles d'injection et une concentration de surfactant 5000ppm.
- **Scenario 02** : Le scenario de simulation avec 3 cycles d'injection et une concentration de surfactant 10000ppm.
- **Scenario 03** : Le scenario de simulation avec 5 cycles d'injection et une concentration de surfactant 5000ppm.

V.6.2.2 Résultats de simulation :

Les figures ci-après permettent de comparer, pour les quatre scénarios distincts impliquant une injection alternée d'eau, de gaz et de mousse (FAWAG), les volumes cumulés d'huile et de gaz produits. Une mise en parallèle des performances de production de chacun de ces quatre scénarios FAWAG y est illustrée. Les résultats obtenus ont été récapitulés dans le tableau suivant, permettant ainsi de les comparer entre eux :

Paramètre	FAWAG 01	FAWAG 02	FAWAG 03
Cumule [BBL]	42,145,275	42,145,451	42,145,631

Tableau V-1 Comparaison de cumules de production d'huile des trois scénarios.

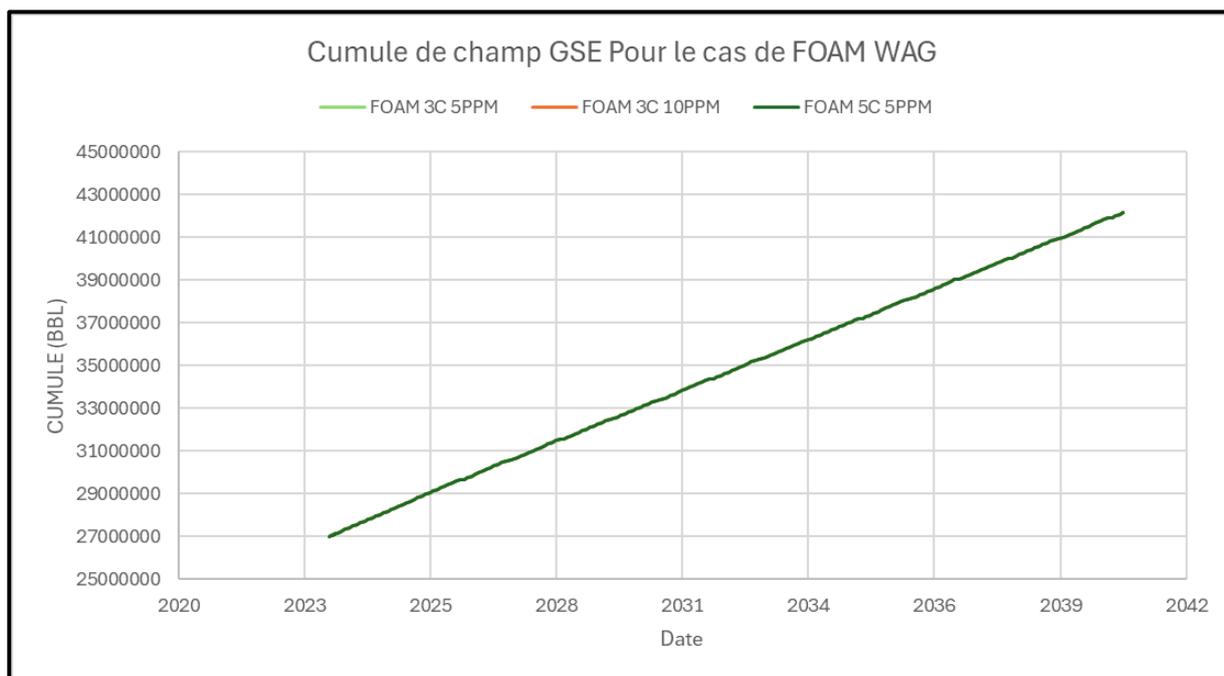


Figure V-2 Cumule de champ GSE Pour le cas de FOAM WAG

- Ces scénarios servent d'une amélioration des cumules production d'huile.
- Les trois scénarios donnent des résultats similaires concernant les cumules de production d'huile de 42.1 MBBL.
- Et voici un tableau qui présente une comparaison des performances de différents scénarios de récupération d'huile pour le champ GSE :

Le scénario	Cumule Totale [MBBL]	Recovery Factor [%]	Augmentation par rapport au CB [%]
Cas de base	34,6	35.84	-
Best case WAG conventionnel	41,4	42.85	7.01
Foam-Assisted WAG	42,1	43.5	7.69

Tableau V-2 Comparaison des performances de différents scénarios de récupération d'huile pour le champ GSE

- Le scénario Foam-Assisted WAG présente la meilleure performance avec un cumul total de 42.1 MBBL et un facteur de récupération de 43.5%. L'augmentation par rapport au cas de base est de 7.69%, surpassant légèrement le meilleur cas WAG conventionnel. Cela confirme que l'injection de mousse dans le processus WAG peut offrir des avantages supplémentaires en termes de récupération d'huile.

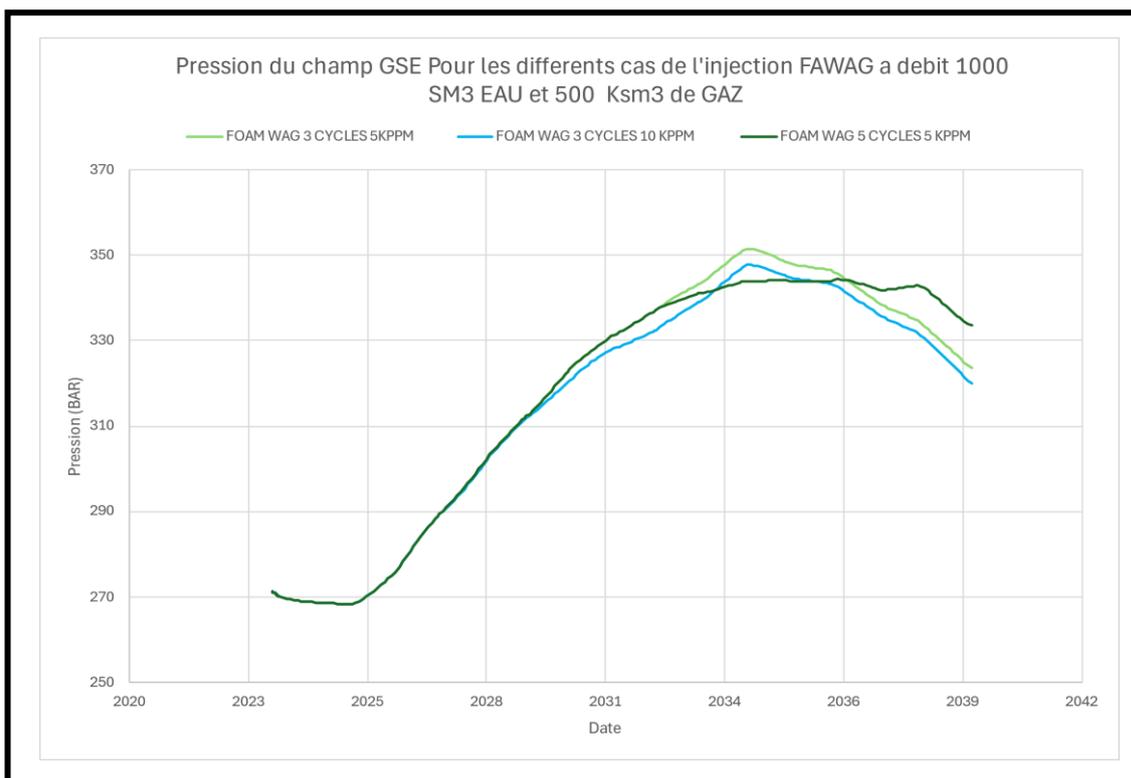


Figure V-3 Presson du champ GSE pour les differents cas d'injection FAWAG.

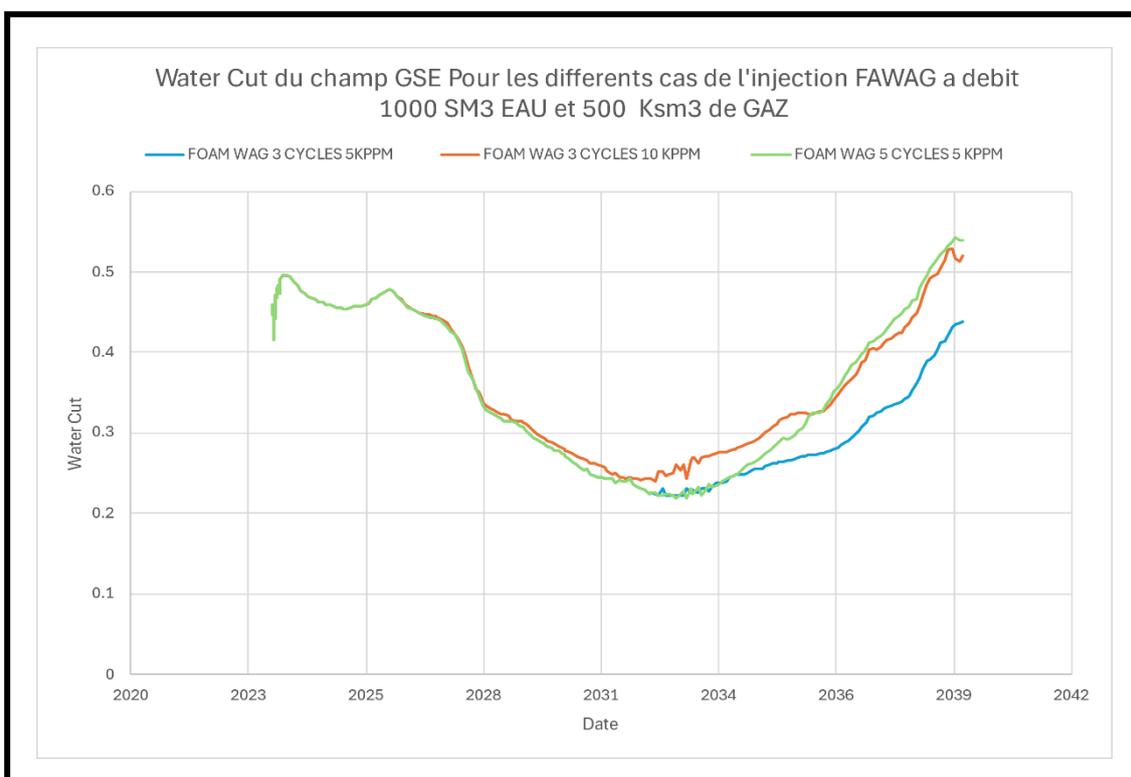


Figure V-4 Water-Cut du champ GSE pour les differents cas d'injection FAWAG.

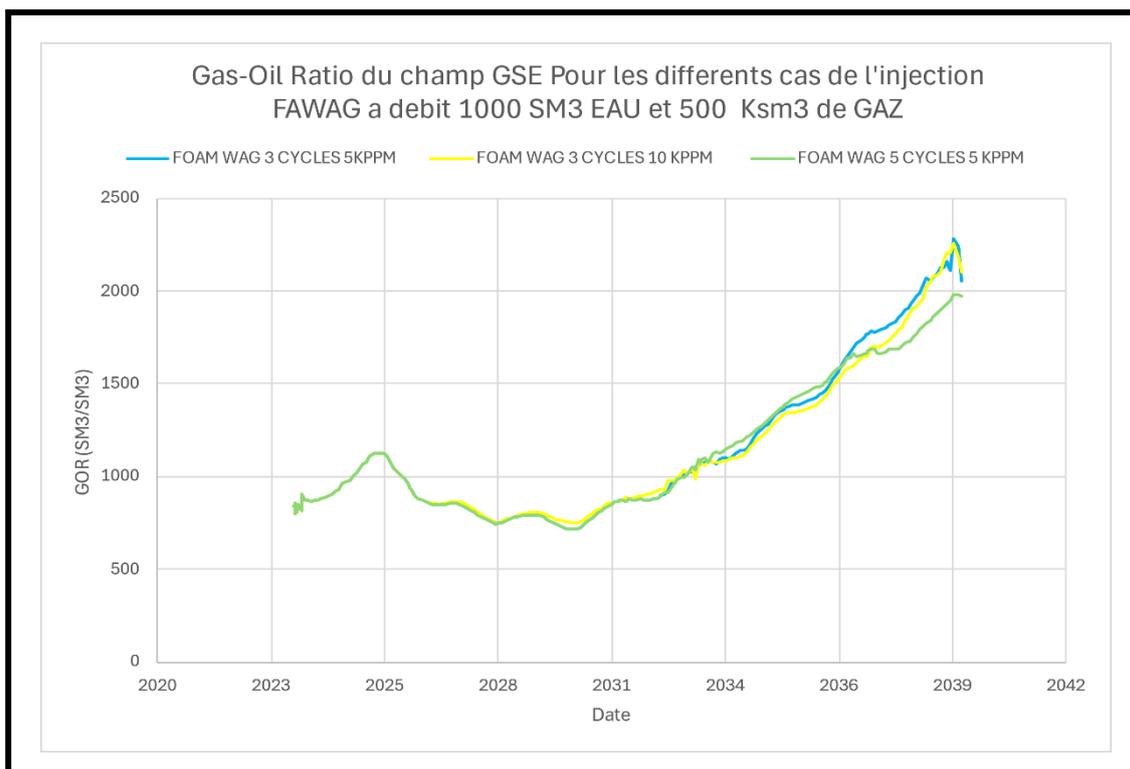


Figure V-5 Gas-Oil Ratio du champ GSE pour les différents cas d'injection FAWAG.

- Ces trois graphiques présentent les résultats des simulations pour différents scénarios d'injection de Foam-Assisted-WAG dans le champ GSE, en faisant varier la concentration de la mousse et le nombre de cycles d'injection.
- Pour la Pression de Champ :
 - lors de 3 cycles d'injection, on constate que le scénario utilisant une concentration de 5000 ppm conduit à des niveaux de pression supérieurs à ceux utilisant 10000 ppm. En augmentant le nombre de cycles à 5 avec la même concentration, les résultats démontrent une stabilisation plus efficace de la pression.
 - Ces résultats suggèrent que des cycles d'injection plus fréquents sont plus efficaces pour maintenir une pression de réservoir élevée, ce qui est bénéfique pour la récupération d'huile dans ce type de réservoir.
- Pour la Water Cut et le Gas-Oil Ratio :
 - On peut observer le Gas-Oil Ratio (GOR) augmente de manière progressive au fil du temps dans tous les scénarios. De plus, la production totale de gaz à la fin de la période de simulation était quasiment identique pour tous les scénarios.
 - Une interprétation similaire s'applique au Water Cut. On constate une augmentation graduelle du Water Cut au fil du temps pour tous les scénarios, tandis que la production totale d'eau à la fin de la période de simulation demeure pratiquement la même pour chaque scénario.

Etant donné que les résultats techniques sont similaires pour tous les scénarios, choisir le cas avec une concentration de 5000 ppm et 3 cycles d'injection semble être économiquement plus avantageux. Cela permettrait de réduire les coûts liés à l'injection tout en maintenant des performances comparables en termes de production de gaz et de gestion des fluides.

V.7 Analyser économique :

Le plan proposé d'injection de mousse base sur le meilleur scénario FAWAG est le suivant :

- Débit d'injection d'eau : 1000 m³/jour
- Durée totale d'injection : 3 cycles × 30 jours = 90 jours
- Quantité totale d'eau injectée : 1000 m³/jour × 90 jours = 90,000 m³
- Quantité totale de surfactant : 90,000 m³ × 5 kg/m³ = 450,000 kg de surfactant

V.7.1 Analyse des besoins en infrastructure :

- 1. Échelle de l'opération :** L'injection de mousse est prévue pour une durée totale de 90 jours, ce qui est relativement court. L'échelle de l'opération n'est pas extrêmement grande, influençant la décision de construire un centre de traitement dédié.
- 2. Fréquence et volume d'injection :** L'injection répartie sur 3 cycles permet une planification et une gestion simplifiées du processus, sans nécessiter une infrastructure massive. Le volume d'injection de mousse est modéré.
- 3. Complexité du processus de mousse :** Le processus de mélange et d'injection de mousse nécessite des équipements spécialisés pour garantir la qualité et la stabilité de la mousse. Cependant, étant donné la courte durée et le volume modéré, il est possible de gérer ces besoins sans un centre de traitement dédié.
- 4. Infrastructure existante :** Le champ GSE dispose déjà des systèmes pour l'injection d'eau et de gaz. Il pourrait être plus économique et pratique de modifier ces installations pour inclure des capacités de traitement de mousse, plutôt que de construire un nouveau centre dédié.

V.7.2 Recommandations :

V.7.2.1 Évaluation des infrastructures existantes :

- Analyser les infrastructures actuelles pour l'injection d'eau et de gaz afin de déterminer la faisabilité des modifications.
- Ajouter des réacteurs de mélange de mousse et ajuster les systèmes de contrôle pour inclure des paramètres spécifiques à la mousse.

V.7.2.2 Utilisation d'unités mobiles de traitement de mousse :

Considérer l'utilisation d'unités mobiles de traitement de mousse, qui peuvent offrir flexibilité et coûts réduits pour des opérations de courte durée.

V.7.3 Calcule de VAN :

Coût du surfactant : \$4/kg

- Coût total du surfactant : 450,000 kg × \$4/kg = \$1.8 million

Coûts de modification des infrastructures existantes :

- Réacteurs de mélange de surfactant : \$200 000 à \$500 000
- Systèmes de contrôle et d'automatisation : \$100 000 à \$200 000
- Installation et mise en service : \$100 000
- Coût total estimé : \$400 000 à \$800 000

Coûts d'utilisation d'unités mobiles de traitement de surfactant :

- Location et opération d'unités mobiles : \$300 000 à \$600 000 pour la durée totale de l'opération.

L'opération d'injection de mousse WAG nécessite un investissement total supplémentaire d'environ \$3,2 millions par rapport au WAG conventionnel.

Une étude économique a été menée (Voir l'annexe), et le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) a révélé une valeur de \$654 884 934, soit une valeur supplémentaire de \$90 524 149 par rapport au meilleur scénario WAG conventionnel.

V.8 Conclusion

Cette analyse propose une évaluation des besoins infrastructurels, des recommandations pratiques et une estimation économique pour la mise en œuvre de l'injection Foam-Assisted WAG dans le champ GSE.

En résumé, l'adoption de cette technique de récupération tertiaire représente une stratégie prometteuse pour maximiser la récupération finale. Cette méthode offre une solution efficace et économiquement viable pour prolonger la durée de vie productive du champ tout en optimisant les ressources disponibles. Les résultats de cette étude fournissent une base solide pour une mise en œuvre réussie de la technique d'injection Foam-Assisted WAG.

Conclusion Générale

Cette étude avait pour objectif de proposer une stratégie de gestion optimale du champ mature GSE, en se basant sur la mise en œuvre de méthodes de récupération assistée par injection alternée d'eau et de gaz (WAG) conventionnel et par la méthode Foam-Assisted WAG (FAWAG). Face aux défis posés par la configuration hétérogène et compartimentée du réservoir Trias Argileux Gréseux (TAG), ces approches ont été identifiées comme des solutions prometteuses pour maximiser la récupération des réserves résiduelles.

Les simulations réalisées ont mis en évidence les avantages potentiels de l'injection WAG et FAWAG pour le champ GSE. Ces méthodes ont permis de maintenir des niveaux de pression de réservoir plus élevés sur une période prolongée, tout en améliorant l'efficacité de balayage grâce à la mobilité favorable du gaz injecté. Parmi les scénarios étudiés, le cas optimal s'est avéré être une injection FAWAG avec un débit de 1000 Sm³ d'eau et 500 kSm³ de gaz, associée à une injection de mousse de concentration de 5000 ppm en 3 cycles. Ce scénario a offert les meilleures performances en termes de récupération finale (42,69%), de taux de production et de rentabilité économique, avec une valeur actuelle nette (VAN) de 654 millions de dollars, soit une valeur supplémentaire de 327 millions de dollars par rapport au cas de base.

Une analyse estimative des besoins en infrastructure pour la mise en œuvre de l'injection de mousse a été réalisée. Il a été recommandé d'adapter les infrastructures existantes dédiées à l'injection d'eau et de gaz, en y intégrant des réacteurs de mélange de mousse et en ajustant les systèmes de contrôle. L'utilisation d'unités mobiles de traitement de mousse a également été proposée comme une option flexible et économique pour cette opération de courte durée.

La mise en œuvre de ces solutions innovantes contribuera à prolonger la durée de vie productive du champ GSE et à maximiser la valeur économique des ressources pétrolières algériennes. Ces résultats ouvrent la voie à de nouvelles perspectives pour la gestion durable des champs pétroliers matures, en combinant l'expertise technique, l'analyse économique et une vision stratégique à long terme.

Références

- [1] Sonatrach, «Description géologique de bassin de berkine», 2002
- [2] Plan de Développement Révisé du Champ GSE.
- [3] Ahmed, _Tarek_ - _Equations_of_State_&_PVT_Analysis
- [4] Whitson, C. H., & Brulé, M. R. (2000). "Phase Behavior." Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- [5] Carimalo, C. (s.d.). *PROBLEMES DE THERMODYNAMIQUE (L3) et leurs corrigés*.
- [6] Renard, G. (s.d.). Production froide des huiles visqueuses G. Renard¹, J.-F. Nauroy¹, Ch. Deruyter¹, J.-C. Moulu, J.-P. Sarda¹, J.-F. Le Romancer¹ Institut français du pétrole, 1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France.
- [7] Impact of Lumping Techniques for Fluid Characterization in Gas Condensate Reservoir 1 H.moghadamzadeh, H.Maghsoodloorad, A zarabpour, A. Hemmati Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 7(1): 320-333, 2013 ISSN 1991-8178
- [8] Manuel du Logiciel PVTsim
- [9] Chugunova, T. (s.d.). Contrainte des modèles génétiques de réservoirs par une approche de reconnaissance statistique.
- [10] Ozgen, J. R. (s.d.). *Reservoir Simulation:History Matching And Forecasting*.
- [11] "Petroleum Economics and Engineering" par Hussein K. Abdel-Aal, Michael M. Economides, A. Daniel Hill, et Christine Ehlig-Economides
- [12] Rogers, J. D., & Grigg, R. B. (2000). "A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the carbonate reservoirs." Society of Petroleum Engineers.
- [13] "Enhanced Oil Recovery Process: Determination of Minimum Miscibility Pressure" par Sarma V.S.R., Tella S.A., et Ramakrishna D.,
- [14] Schramm, L. L., & Wassmuth, F. (1994). "Foams: Basic Principles Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry." Advances in Chemistry Series, Vol. 242, American Chemical Society, Washington, DC, 3-45.
- [15] Gauteplass, J., Nossen, J., & Austad, T. (2015). "Foam-Assisted WAG: Results from Laboratory Studies." SPE Journal, 20(4), 927-936.
- [16] "Surfactants and Interfacial Phenomena" par Milton J. Rosen
- [17] Etude Foam-Assisted-Water-Alternating-Gas-Injection Groupement Sonatrach Eni

Annexe

Calcul de la VAN pour le scenario 1 RATIO 1:3 DUREE 3:9

L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (à partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= (\$)	OPEX		(OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Present Value (PV) ou Cfactuelisé	VAN ou NPV (\$)
						Coûts Opérationnels	Injection d'eau et de gaz				
2024	0	923118	70	64618260	14,589,952	13,278,366	3,664,600	31,532,918	33,085,342	33,085,342	33,085,342
2025	1	941270	70	65888900	22,025,766	5,944,767	3,664,600	31,635,133	34,253,767	33,582,125	66,667,467
2026	2	925687	70	64798090	15,180,854	5,948,125	3,664,600	24,793,579	40,004,511	38,451,087	105,118,554
2027	3	655804	70	45906280	13,027,694	6,141,478	3,664,600	22,833,772	23,072,508	21,741,740	126,860,293
2028	4	561816	70	39327120	4,298,601	6,629,866	3,664,600	14,593,067	24,734,053	22,850,442	149,710,735
2029	5	557019	70	38991330	35,596	7,175,434	3,664,600	10,875,630	28,115,700	25,465,256	175,175,991
2030	6	553620	70	38753400	0	5,832,513	3,664,600	9,497,113	29,256,287	25,978,746	201,154,736
2031	7	543439	70	38040730	0	6,750,420	3,664,600	10,415,020	27,625,710	24,049,843	225,204,579
2032	8	514183	70	35992810	0	7,724,403	3,664,600	11,389,003	24,603,807	20,999,112	246,203,692
2033	9	472280	70	33059600	0	8,226,913	3,664,600	11,891,513	21,168,087	17,712,508	263,916,200
2034	10	441623	70	30913610	0	8,318,144	3,664,600	11,982,744	18,930,866	15,529,904	279,446,104
2035	11	417920	70	29254400	0	7,862,187	3,664,600	11,526,787	17,727,613	14,257,664	293,703,768
2036	12	388421	70	27189470	0	6,629,317	3,664,600	10,293,917	16,895,553	13,322,028	307,025,796
2037	13	352217	70	24655190	0	4,617,751	3,664,600	8,282,351	16,372,839	12,656,737	319,682,533
2038	14	325290	70	22770300	0	4,629,190	3,664,600	8,293,790	14,476,510	10,971,385	330,653,918
2039	15	309475	70	21663250	0	4,668,218	3,664,600	8,332,818	13,330,432	9,904,707	340,558,626
2040	16	299300	70	20951000	0	4,651,325	3,664,600	8,315,925	12,635,075	9,203,967	349,762,593

Calcul de la VAN pour le scenario 2 RATIO 1:6 DUREE 6:12

L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (à partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= (\$)	OPEX		(OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactuelisé	VAN ou NPV (\$)
						Coûts Opérationnels	Injection d'eau et de gaz				
2024	0	923118	70	64618260	14,589,952	13,278,366	7,321,900	35,190,218	29,428,042	29,428,042	29,428,042
2025	1	941270	70	65888900	22,025,766	5,944,767	7,321,900	35,292,433	30,596,467	29,996,536	59,424,578
2026	2	937261	70	65608270	15,180,854	5,948,125	7,321,900	28,450,879	37,157,391	35,714,524	95,139,102
2027	3	902798	70	63195860	13,027,694	6,141,478	7,321,900	26,491,072	36,704,788	34,587,742	129,726,844
2028	4	943849	70	66069430	4,298,601	6,629,866	7,321,900	18,250,367	47,819,063	44,177,423	173,904,267
2029	5	941270	70	65888900	35,596	7,175,434	7,321,900	14,532,930	51,355,970	46,514,684	220,418,951
2030	6	941271	70	65888970	0	5,832,513	7,321,900	13,154,413	52,734,557	46,826,777	267,245,728
2031	7	938005	70	65660350	0	6,750,420	7,321,900	14,072,320	51,588,030	44,910,485	312,156,213
2032	8	840624	70	58843680	0	7,724,403	7,321,900	15,046,303	43,797,377	37,380,640	349,536,853
2033	9	573945	70	40176150	0	8,226,913	7,321,900	15,548,813	24,627,337	20,607,054	370,143,906
2034	10	573945	70	40176150	0	8,318,144	7,321,900	15,640,044	24,536,106	20,128,153	390,272,059
2035	11	573946	70	40176220	0	7,862,187	7,321,900	15,184,087	24,992,133	20,100,249	410,372,308
2036	12	575517	70	40286190	0	6,629,317	7,321,900	13,951,217	26,334,973	20,764,946	431,137,255
2037	13	573946	70	40176220	0	4,617,751	7,321,900	11,939,651	28,236,569	21,827,786	452,965,041
2038	14	573945	70	40176150	0	4,629,190	7,321,900	11,951,090	28,225,060	21,391,068	474,356,109
2039	15	573945	70	40176150	0	4,668,218	7,321,900	11,990,118	28,186,032	20,942,637	495,298,746
2040	16	575518	70	40286260		4,651,325	7,321,900	11,973,225	28,313,035	20,624,512	515,923,258

Calcul de la VAN pour le scenario 3 RATIO 1:1 DUREE 12:12

L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (a partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= (\$)	OPEX		(OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactuelisé	VAN ou NPV (\$)
						Coûts Opérationnels	Injection d'eau et de gaz				
2024	0	923118	70	64618260	14,589,952	13,278,366	9,161,500	37,029,818	27,588,442	27,588,442	27,588,442
2025	1	941270	70	65888900	22,025,766	5,944,767	9,161,500	37,132,033	28,756,867	28,193,007	55,781,449
2026	2	939739	70	65781730	15,180,854	5,948,125	9,161,500	30,290,479	35,491,251	34,113,082	89,894,531
2027	3	938150	70	65670500	13,027,694	6,141,478	9,161,500	28,330,672	37,339,828	35,186,154	125,080,685
2028	4	943849	70	66069430	4,298,601	6,629,866	9,161,500	20,089,967	45,979,463	42,477,917	167,558,602
2029	5	941270	70	65888900	35,596	7,175,434	9,161,500	16,372,530	49,516,370	44,848,502	212,407,104
2030	6	941271	70	65888970	0	5,832,513	9,161,500	14,994,013	50,894,957	45,193,265	257,600,369
2031	7	941270	70	65888900	0	6,750,420	9,161,500	15,911,920	49,976,980	43,507,969	301,108,338
2032	8	943849	70	66069430	0	7,724,403	9,161,500	16,885,903	49,183,527	41,977,667	343,086,004
2033	9	941270	70	65888900	0	8,226,913	9,161,500	17,388,413	48,500,487	40,583,038	383,669,042
2034	10	901150	70	63080500	0	8,318,144	9,161,500	17,479,644	45,600,856	37,408,585	421,077,627
2035	11	801385	70	56096950	0	7,862,187	9,161,500	17,023,687	39,073,263	31,425,181	452,502,808
2036	12	752092	70	52646440	0	6,629,317	9,161,500	15,790,817	36,855,623	29,060,407	481,563,215
2037	13	639268	70	44748760	0	4,617,751	9,161,500	13,779,251	30,969,509	23,940,438	505,503,653
2038	14	573945	70	40176150	0	4,629,190	9,161,500	13,790,690	26,385,460	19,996,881	525,500,534
2039	15	573945	70	40176150	0	4,668,218	9,161,500	13,829,718	26,346,432	19,575,787	545,076,321
2040	16	575518	70	40286260		4,651,325	9,161,500	13,812,825	26,473,435	19,284,463	564,360,784

Calcul de la VAN pour le scenario Foam-Assisted-WAG

L'année	nombre d'annee	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel moyen (à partir de 2018)	Revenues de l'huile (\$)	CapExp= (\$)	OPEX		(OpEx + CapExp) (\$)	Cash-Flow= R-D	Presente Value (PV) ou Cfactuelisé	VAN ou NPV (\$)
						Coûts Opérationnels	Injection FAWAG				
2024	0	943849	70	66069430	17,789,952	13,378,366	9,161,500	40,329,818	25,739,612	25,739,612	25,739,612
2025	1	941270	70	65888900	22,025,766	6,044,767	9,161,500	37,232,033	28,656,867	28,094,968	53,834,580
2026	2	941270	70	65888900	15,180,854	6,048,125	9,161,500	30,390,479	35,498,421	34,119,974	87,954,554
2027	3	941270	70	65888900	13,027,694	6,241,478	9,161,500	28,430,672	37,458,228	35,297,725	123,252,279
2028	4	943849	70	66069430	4,298,601	6,729,866	9,161,500	20,189,967	45,879,463	42,385,532	165,637,811
2029	5	941271	70	65888970	35,596	7,275,434	9,161,500	16,472,530	49,416,440	44,757,992	210,395,803
2030	6	941270	70	65888900	0	5,932,513	9,161,500	15,094,013	50,794,887	45,104,406	255,500,209
2031	7	941270	70	65888900	0	6,850,420	9,161,500	16,011,920	49,876,980	43,420,913	298,921,121
2032	8	943849	70	66069430	0	7,824,403	9,161,500	16,985,903	49,083,527	41,892,318	340,813,439
2033	9	941270	70	65888900	0	8,326,913	9,161,500	17,488,413	48,400,487	40,499,362	381,312,801
2034	10	941270	70	65888900	0	8,418,144	9,161,500	17,579,644	48,309,256	39,630,416	420,943,218
2035	11	941270	70	65888900	0	7,962,187	9,161,500	17,123,687	48,765,213	39,220,058	460,163,276
2036	12	943849	70	66069430	0	6,729,317	9,161,500	15,890,817	50,178,613	39,565,494	499,728,770
2037	13	941270	70	65888900	0	4,717,751	9,161,500	13,879,251	52,009,649	40,205,150	539,933,920
2038	14	941271	70	65888970	0	4,729,190	9,161,500	13,890,690	51,998,280	39,408,198	579,342,118
2039	15	939782	70	65784740	0	4,768,218	9,161,500	13,929,718	51,855,022	38,529,045	617,871,163
2040	16	924640	70	64724800		4,751,325	9,161,500	13,912,825	50,811,975	37,013,770	654,884,934