

**UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA - FACULTE
DES HYDROCARBURE ET DES ENERGIES renouvelables
et SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master

Option : Production

**Présenté Par :
Kasmiouri Aymen**

THEME :

**L'EFFET DE L'APPLICATION DE LA
TECHNIQUE WAG (WATER ALTERNATIVE GAS)
SUR LA PRODUCTION DES PUIITS D'HUILE AU
CHAMP DE GSE (BIR SIF FATIMA)**

Soutenue le : 15/09/ 2022

Jury :

Président : Melle.Boufades Djamila univ Ouargla

Examineur : Mr.Gharib Toufik univ ouargla

Encadreur : Mr.Chetti Djamel Eddine univ Ouargla

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciement

→ En premier lieu, on tient à remercier notre DIEU " notre créateur pour j'ai donné la force pour accomplir ce travail.

→ J'adresse mes sincères remerciements à mon encadreur Mr. Chetti Djamel Eddine pour sa position, sa présence et l'effort qu'il a fourni au cours de ce travail,

→ Je présente mes remerciements aux nombre jury.

→ Je remerciements vont aussi à Mr.Kriat Mohamed Amin et Mr.Haloufi Hamza ainsi que Mrs.Khawla Drici et Mrs.Ghania Khiar mon encadreur au niveau de département de groupement sonatrach ENI.

→ Derniers remerciements à mes parents, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Dédicace

**Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie
avec les êtres qu'on aime**

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

**A ma très chère maman, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours
l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse
réussir dans la vie.**

**A mon très cher papa, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et
surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver ma vie.**

**A mes frères et mes sœurs, pour qui je leur souhaite a chacun d'eux du fond de
mon cœur d'avoir un magnifique avenir, sans oublier tous les membres de ma
très chère famille.**

**A mes meilleurs amis qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à
qui je leur dois beaucoup dans ma réussite.**

**A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste
travail.**



A Tous ceux que j'aime et que je respecte

AYMEN KASMIOURI

Table des matières

<i>Remerciement</i>	II
<i>Dédicace</i>	II
Résumé	VI
<i>Tableau des figures</i>	VII
<i>Liste des tableaux</i>	IX
<i>Nomenclature:</i>	X
Symboles	XII
Introduction générale:	1

CHAPITRE I :

PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

<i>I.1. Cadre régional</i> :.....	4
<i>I.2. Bassin de Berkine</i> :	4
<i>I.2.1. Situation géographique</i> :.....	4
<i>I.2.2. Situation géologique</i> :	4
<i>I.2.3. Historique du bassin</i> :	5
<i>I.3. Cadre local:</i>	5
<i>I.4. Champ de (GSE)</i> :	5
<i>I.4.1. Introduction sur le champ GSE</i> :	5
<i>I.4.2. Situation géographique</i> :.....	5
<i>I.4.3. Situation géologique</i> :	6
<i>I.4.4. La stratigraphie</i> :.....	6
<i>I.4.5. Tectonique</i> :	9
<i>I.4.6. Historique de gisement de GSE</i> :.....	9

Chapitre II :

Mécanisme de Récupération et Généralité sur le WAG

<i>II.1. Mécanisme de Récupération</i> :.....	13
<i>II.1.1. Introduction</i> :.....	13

<i>II.1.2. Etapes de Récupération</i> :.....	14
<i>II.1.2.1. Récupération primaire (Natural)</i> :	14
<i>II.1.2.2. Récupération secondaire</i> :.....	16
<i>II.1.2.3. Récupération Tertiaire -EOR</i> :	17
<i>II.2. Généralités sur le WAG</i> :.....	19
<i>II.2.1. Introduction</i> :	19
<i>II.2.2. classification de WAG</i> :	19
<i>II.2.2.1. WAG miscible</i> :	20
<i>II.2.2.2. WAG Immiscible</i> :	20
<i>II.2.2.3. WAG Simultané</i> :.....	20
<i>II.2.2.4. WAG Hybride</i> :	20
<i>II.2.3. Mécanisme de la récupération d'huile par le WAG</i> :	20
<i>II.2.4.1. Hétérogénéité et stratification de réservoir</i> :.....	22
<i>II.2.4.2. Caractéristique du gaz d'injection</i> :	23
<i>II.2.4.3. Schéma d'injection</i> :	23
<i>II.2.4.4. Les paramètres d'injection (WAG Ratio, Cycle length)</i> : .23	

CHAPITRE III :

SIMULATION DE RESERVOIR ET PRESENTATION DU SOFTWARE ECLIPSE

III.1. Simulation du réservoir :.....	25
<i>III.1.1. Introduction</i> :	25
<i>III.1.2. Modèle numérique</i> :	25
<i>III.1.3. Types de modèles numériques</i> :.....	25
<i>III.1.3.1. Modèle black oil</i> :.....	25
<i>III.1.3.2. Modèle compositionnel</i> :.....	26
<i>III.1.4. Structure générale du modèle Réservoir</i> :	26
<i>III.1.5. Modèle Black Oil</i> :	26
<i>III.1.5.1. Etude du modèle BLACK OIL</i> :	26
<i>III.1.5.2. Résolution numérique du modèle BLACK OIL</i> :	30

<i>III.2.2. Structure du fichier DATA (input data file) :</i>	35
III.3.Conclusion:	37

CHAPITER IV :

<i>L'effet de L'injection WAG sur La production du champ GSE</i>	
IV.1.Introduction:	39
IV.2.Evaluation de l'injection WAG sur le champ GSE :	39
<i>IV.2.1.Description du cas de référence:</i>	39
<i>IV.2.2.Optimisation avec le technique WAG :</i>	40
<i>IV.2.2.1.Sensibilité sur le WAG (CAS 1):</i>	41
<i>IV.2.2.2.Sensibilité sur le début d'injection de gaz (CAS 2):</i>	44
<i>IV.2.2.3.Sensibilité sur le début d'injection d'eau (CAS 3):</i>	46
<i>IV.2.2.4.Sensibilité sur le WAG Ratio :</i>	48
<i>IV.2.2.5.Sensibilité sur tous les cas:</i>	53
IV.3.CONCLUSION:	54
Conclusion générale.....	56
Recommandations :	57
Références Bibliographiques:	58

ملخص:

اقتُرحت عملية حقن الماء و الغاز بالتناوب في الأصل لتحسين فعالية التمشيط خلال و ذلك بجمعها بين مزايا حقن الغاز و الماء و المتمثلة في فعالية النزوح المجهري و الاجتياح الماكروسكوبي على التوالي.

الهدف الرئيسي في هذه الدراسة يكمن في تقييم أداء و فعالية تقنية إنتاج البترول عن طريق حقن الماء و الغاز بالتناوب على مستوى الحقل (GSE).

و بناء على النتائج الرقمية التي تم إجراؤها في هذه الدراسة فقد تبين أن عملية حقن الماء و الغاز بالتناوب تعد عملية ناجحة و فعالة جدا, حيث يصل معامل الاستخراج الإضافي إلى حوالي .

كلمات مفتاحيه: Simulations, WAG, OOIP, Champ GSE.

Résumé

Le processus d'injection water alternative gaz (WAG) a été initialement proposé dans le but d'améliorer l'efficacité de balayage au cours de l'injection de gaz, il combine les avantages des méthodes d'injection de gaz et de l'eau à savoir l'excellente efficacité de déplacement microscopique et le meilleur balayage macroscopique respectivement.

L'objectif de ce mémoire consiste à évaluer la performance de l'injection WAG dans le réservoir TAGI du champ GSE.

Les résultats des simulations indiquent que l'injection WAG est le processus le plus efficace par rapport aux modes d'injections de gaz et de l'eau séparés. La récupération d'huile supplémentaire utilisant la technique WAG peut atteindre 3.5 % des OOIP. Le GOR et le Wcut seront de plus en plus facilement contrôlables par rapport aux procédés classiques.

Mots clés: Simulations, WAG, OOIP, Champ GSE.

Abstract:

The water alternating gas process (WAG) was originally proposed to improve sweep efficiency during gas injection and it combines the advantages of gas and water flooding, better microscopic displacement efficiency and improved macroscopic sweep respectively.

The main objective of this thesis is to investigate the performance of the water alternating gas injection in the Algerian GSE's field.

Based on the simulation results, water alternating gas injection is the most successful process as compared to water flooding and gas injection. The incremental oil recovery using WAG technique can reach 3.5 % of OOIP and the GOR and Wcut are more easily controlled than in conventional methods.

Key Words: Simulations, WAG, OOIP, Champ GSE.

Tableau des figures

N°	Figure	page
I.1	Situation géographique du bassin de BERKINE (SONATRACH, 2003)	4
I.2	Carte de localisation du champ GSE. (SONATRCH 2011).	6
I.3	Colonne Litho-stratigraphique de la structure de SIF FATIMA (SONATRACH, 2003).	7
I.4	Carte structural au toit d'Upper TAG-I	8
I.5	Carte structural de TAGI (SONATRACH, 2003).	8
II.1	Mécanismes de récupération	13
II.2	expansion d'huile et de gaz dissout.	14
II.3	expansion du gaz cap.	15
II.4	expansion d'eau de l'aquifère.	15
II.5	drainage par gravite.	16
II.6	Drainage combiné	16
II.7	injection d'eau.	17
II.8	injection du gaz.	17
II.9	Schéma de distribution des fluides et le déplacement du front pendant le processus WAG	22
III.1	Présentation du software ECLIPSE	35
IV.1	L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de référence VS WAG)	42
IV.2	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 1)	43
IV.3	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 1)	43
IV.4	L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité GI)	44
IV.5	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 2)	45
IV.6	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 2)	45

IV.7	L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité WI)	46
IV.8	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 3)	47
IV.9	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 3)	48
IV.10	L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité d'WAG RATIO 2/1)	49
IV.11	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 4)	50
IV.12	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 4)	50
IV.13	L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité WAG RATIO 1/2)	51
IV.14	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 5)	52
IV.15	L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 5)	52
IV.16	L'évolution des paramètres (FOPC, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS tous les cas)	53

Liste des tableaux

N°	TABLEAU	PAGE
I.1	Puits du Champ GSE	11
II.1	Intervalle de récupération des différents mécanismes de drainage	14
III.1	Définition des sections : RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS	36
III.2	Définition des sections REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE	37
IV.1	Les paramètres Dans le cas de référence	39
IV.2	Déférentes puits dans le cas de référence	40
IV.3	Les paramètres de sensibilité sur le WAG (1/1)	41
IV.4	Les paramètres de sensibilité sur l'injection de gaz	44
IV.5	Les paramètres de sensibilité sur l'injection d'eau	46
IV.6	Les paramètres de sensibilité sur le cycle d'injection 2/1	48
IV.7	Les paramètres de sensibilité sur le cycle d'injection 1/2	51
IV.8	Le résultat de la simulation de tous les cas	53

Nomenclature:

GSE: BIR SIF FATIMA.

GOR: GAS OIL RATIO *scf/bbl*.

WOR: water OIL RATIO *scf/bbl*

ORD: Zone d'Ourhoud l'Est.

OWC: OIL WATER CONTACT *scf/bbl*

PVT: PRESSION VOLUME TEMPERATURE.

SH: SONATRACH.

TAGI: Trias Argilo-Gréseux Inférieur.

TVD: TOTAL VERTICAL DEPTH m.

TVSS: TOTAL VERTICAL DEPTH SUBSTANTIAL m.

WEC: WELL EVALUATION CONFERENCE.

E : Efficacité de déplacement totale.

E_{macro} : Efficacité de déplacement macroscopique.

E_{micro} : Efficacité de déplacement totale microscopique.

EOR: Enhanced Oil Recovery.

FCM: First Contact Misibility.

FOPR: Feild Oil Production Rate Sm³/d.

FOPC: Feild Oil Production Cumulative Sm³.

FWIR: Feild Water Injection Rate Sm³/d.

FGIR: Feild Gas Injection Rate Sm³/d.

GOC: Contact Oil-Gaz.

WOC: Contact Oil-Water.

WGC: Contact Water-Gaz.

HWAG: WAG Hydride.

IWAG: WAG Immiscible.

LGR: Local Grid Refinement.

M : Rapport de mobilité.

MCM : Multi Contact Misibility.

MME : Minimal Enrichissement Misibility.

MMP : Minimal Pressure Misibility.

MWAG: WAG Miscible.

OOIP: Original Oil In Place.

PV : Volume poreux.

SSWAG : WAG Simultané Sélective.

SWAG: WAG Simultané.

WAG: Water Alternating Gas.

W_{cut} : Water Cut Sm³/Sm³

M_{scf} : Mile Standard Cubic Feet.

STB: Stock Tank Baril.

rb : Réservoir Baril.

Symboles:

B_o : FACTEUR VOLUMETRIQUE DEFORMATION D'HUILE **rb/scf**.

B_w : FACTEUR VOLUMETRIQUE DEFORMATION DE L'EAU **rb/scf**.

B_g : FACTEUR VOLUMETRIQUE DEFORMATION DE GAZ **rb/scf**.

K : PERMEABILITY m^2

P_b : PRESSION DE BULLE en psi

P_{cow} : PRESSION CAPILLAIRE OIL WATER en psi.

P_{cog} : PRESSION CAPILLAIRE OIL GAZ en psi.

P_i : PRESSION INITIALE en psi.

$q_{p,j}$: Le débit du fluide monophasique dans la grille j.

WI_j : Indice de puits.

μ_p : La viscosité du fluide (Cp).

P_j : La pression de la grille en psi.

P_{wf} : La pression de fond en psi.

r_o : Rayon de drainage m.

r_w : Rayon de puits m.

$K_x K_y$: Les perméabilités de fluide dans les directions X, Y m^2 .

h : L'épaisseur nette de la grille m.

s : Le facteur de skin.

μ : viscosité(Cp).

Q : LE DEBIT m^3/s .

\emptyset : unit porosité CSU cyber system.

B_{oi} : Volumétrie de formation de l'huile initial en **rb/scf**.

B_{wi} : Facteur volumétrique de formation de l'eau en **rb/scf**.

P_r : Pression de réservoir en psi.

R_s : Facteur de solubilité du gaz.

K_{rg} : Perméabilité relative de gaz m².

K_{rgro} : Perméabilité relative de gaz à **S_{org}**.

K_{ro} : Perméabilité relative de l'huile m².

K_{rw} : Perméabilité relative de l'eau m².

P_c : Pression capillaire psi.

S_g : Saturation de gaz.

S_o : Saturation d'huile.

S_w : Saturation de l'eau.

S_{wmax} : Saturation maximale de l'eau.

δ : Tension interfaciale j/m².

ρ_w : La masse volumique d'eau kg/m³.

ρ_o : La masse volumique d'huile kg/m³.

ρ_g : La masse volumique de gaz kg/m³.

q_w : Le débit de l'eau m³/s.

q_o : Le débit d'huile m³/s.

q_G : Le débit de gaz m³/s.

q_{ws} : Le débit de l'eau à condition standard m³/s.

q_{Gs} : Le débit de l'eau à condition standard m³/s.

q_{os} : Le débit de l'eau à condition standard m³/s.

γ_α : La notion de gravité de fluide.

T_o : La transmissibilité d'huile.

T_w : La transmissibilité de l'eau.

T_g : La transmissibilité de gaz.

V_{gs} : Le volume du gaz dissous m^3 .

V_{os} : Le volume d'huile dans les conditions standards m^3 .

V_{Gs} : Le volume du gaz dans les conditions standards m^3 .

R_{so} : La solubilité du gaz L.

W_o : La masse d'huile Kg/L.

W_G : La masse du gaz Kg/L.

C_{oo} : La fraction massique de l'huile dans la phase huileuse.

C_{Go} : La fraction massique du gaz dans la phase huileuse.

ρ_{Go} : Les densités partielles d'huile dans la phase huileuse.

ρ_{oo} : Les densités partielles du gaz dans la phase huileuse.

Indice :

W : Eau

G : Gaz

O : Huile

Introduction générale:

Le pétrole et le gaz constituent les matières premières de grande importance pour le domaine de l'industrie, car elles sont considérées comme les principales sources d'énergie non-renouvelables. L'Algérie, pour le développement de son économie, a donné une priorité au secteur énergétique et en particulier le secteur des hydrocarbures. [1]

Comme la récupération des hydrocarbures par les méthodes primaire et secondaire n'atteint que les 40 % des volumes en place, il est évident d'intervenir par d'autres techniques plus efficace telles que, les méthodes de récupération améliorée (EOR) qui sont capables de mobiliser les volumes résiduelles d'huile. [1]

La méthode d'injection de gaz miscible offre une efficacité de déplacement microscopique très importante mais le balayage macroscopique est toujours un souci due au rapport de mobilité élevé entre le gaz injecté et l'huile en place qui résulte de la faible viscosité de la phase injecté. Compte tenu cette situation, le processus d'injection d'eau alternativement avec le gaz (WAG) a été initialement proposé en tant qu'une technique d'amélioration du balayage d'huile par l'utilisation de l'eau pour le contrôle de mobilité et la stabilisation du front de déplacement. La combinaison entre l'excellente efficacité de déplacement microscopique de gaz avec la meilleure efficacité de balayage macroscopique de l'eau permet d'augmenter significativement le taux de récupération d'huile. [1]

L'objectif principal de ce mémoire consiste à évaluer l'efficacité et les performances du processus d'injection WAG sur le champ GSE à travers des études de simulation, cette étude comprend également :

- La modélisation du processus d'injection WAG.
- La détermination des paramètres optimaux de l'injection WAG.
- Le choix d'injection WAG optimale et l'estimation du taux de récupération supplémentaire associé.

Ce mémoire comprend quatre chapitres et commence par une recherche bibliographique sur les différents processus d'injection WAG.

- Le premier chapitre est un aperçu géologique sur la zone d'étude dans les deux cadres (régional et local) ou :
 - le cadre régional illustre le Bassin de Berkine (ou se situe le champ GSE) géologiquement.
 - Quant au cadre local, il illustre le champ géologiquement et l'historique de gisement de champ GSE.

- Le deuxième chapitre est un aperçu sur les techniques de récupération primaires, secondaires et tertiaires, et une description sur la miscibilité ainsi que des généralités sur le processus d'injection alternative de l'eau et de gaz (WAG).
- Le troisième chapitre est dédié au concept de simulation de réservoir et le type de modèle numérique avec une petite présentation sur le software ECLIPSE.
- Le quatrième chapitre aborde la modélisation du processus d'injection WAG au champ GSE. Cette modélisation a été réalisée par le software de simulation ECLIPSE.
- Les résultats de simulation on à conclu.

CHAPITRE I :

PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

I.1. Cadre régional :

I.2. Bassin de Berkine :

I.2.1. Situation géographique :

Le bassin de BERKINE (GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, au Nord-Est du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 30° Nord et les longitudes 3° et 9°, à l'Est du champ de Hassi Messaoud, Rhourd el Baguel et Rhourd 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 dans sa partie septentrionale. [2]

I.2.2. Situation géologique :

Le bassin de Berkine couvre une superficie de 300000 km², il représente une large dépression semi-circulaire avec 100000 km² et s'étend sur 350 km en latitude et longitude, correspond à la partie sud de la province triasique et peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques. Fig. (01) Les limites du bassin de Berkine sont : Au Nord, la bordure Sud du môle de Dahar. A l'Est, le bassin de syrte entre la Tunisie et Libye. Au Sud, la mole D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi. A l'Ouest, le prolongement structural vers le Nord du môle D'Amguid-El Biode- Hassi Messaoud. [2]

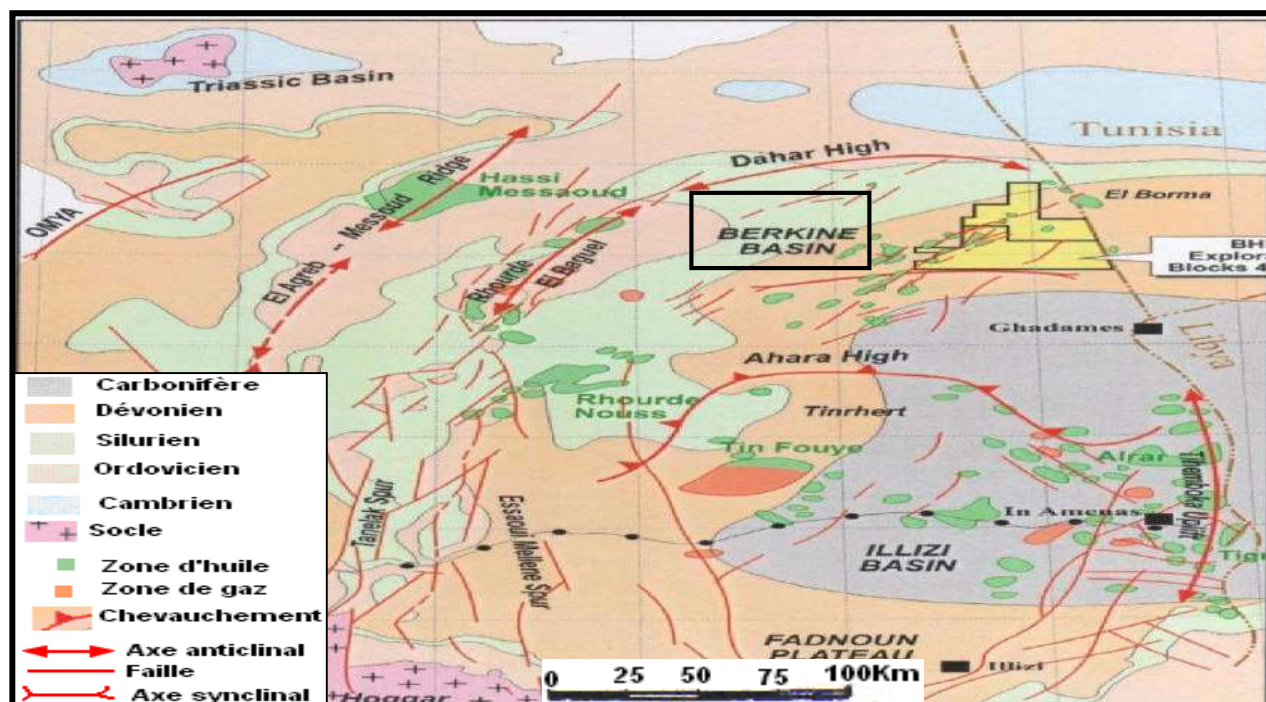


Fig.I.1 Situation géographique du bassin de BERKINE. [2]

I.2.3. Historique du bassin :

Des activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz. Dans les années 80, les moyens étant disponibles, il a été décidé de «mettre le paquet»; cette région allait connaître une véritable métamorphose. Des blocs ont été accordés aux sociétés étrangères dans le cadre de la loi 1986-14, amendée en 1991 et qui a été à l'origine d'un véritable rush des compagnies pétrolières opérant en Algérie. C'est dans ce contexte qu'est née l'association Sonatrach-Anadarko pour l'exploitation des gisements de ce bassin. Ce groupement (51 % Sonatrach, 49 % Anadarko), constitué de cadres et de techniciens provenant des deux compagnies est chargé de la conduite de toutes les opérations pétrolières de l'association Sonatrach-Anadarko, à l'exception de celles du gisement de Ourhoud (ORD). [2]

I.3. Cadre local:

I.4. Champ de (GSE) :

I.4.1. Introduction sur le champ GSE :

Le champ a été découvert en novembre 1997 par le forage du puits d'exploration GSE-1, saturé en huile dans le Trias Argileux Gréseux Inférieur (Formation TAG-I). Par la suite en 1998, le puits GSE-2 a été foré (puits d'appréciation) mais la formation TAG-I qui s'y trouvée était complètement saturé en eau. A ce jour onze puits ont été forés : GSE-1, GSE-2, GSE-3, GSE-4, GSE-5, GSE-6, GSE-7, GSE-8, GSE-9, GSE-10 et GSE-11. [3]

I.4.2. Situation géographique :

Le secteur de SIF FATIMA (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.1.2). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes (31°- 32° Nord) et longitudes (8°-9° Est). [2]

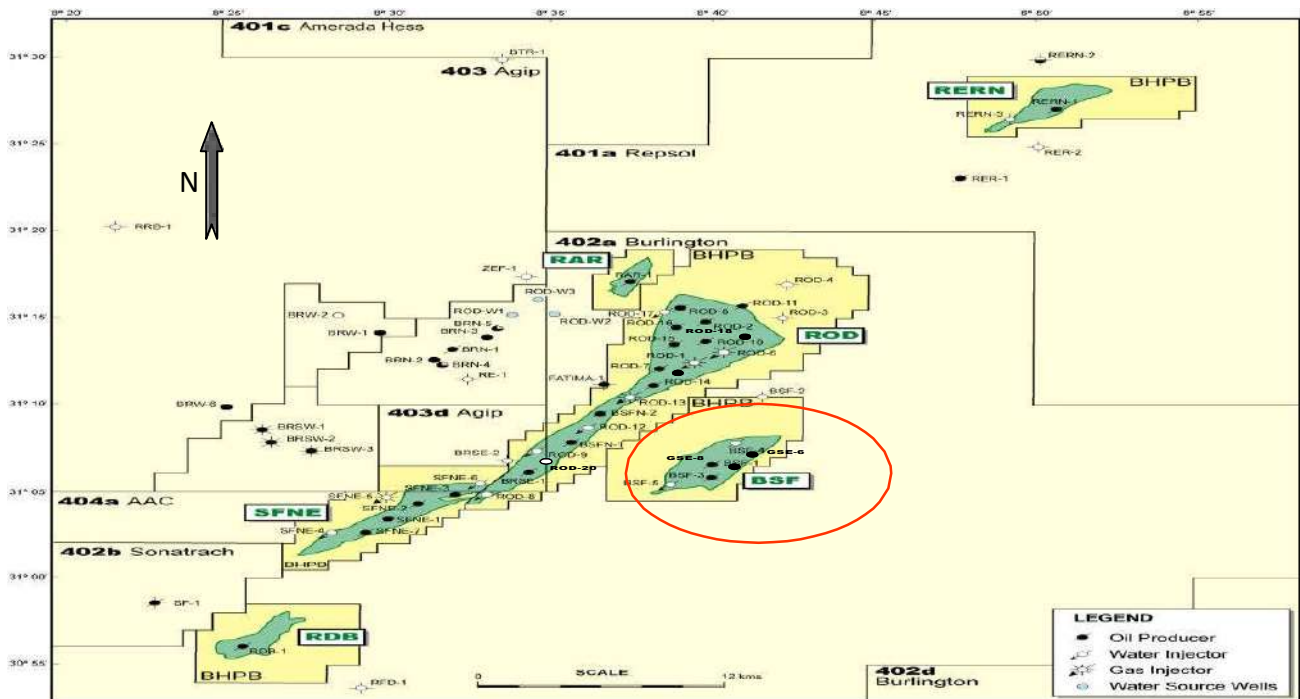


Fig.I.2 Carte de localisation du champ GSE.^[3]

I.4.3. Situation géologique :

La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de BERKINE limitée:

- Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- Au Sud, par Rhoudé Debdaba.
- A l'ouest, par Bir Berkine.
- A l'Est, par Bir SIF Fatima.^[2]

I.4.4. La stratigraphie :

La figure 1.3 démontré la stratigraphie du GSE :

Il est constitué par des dépôts mésozoïques, reposant en discordance majeure sur des terrains d'âge paléozoïque, traversés partiellement par un épandage détritique daté tertiaire et surmonte en discontinuité avec le crétacé qui est couvert de sable dunaire attribué au quaternaire.^[2]

ETAGE	AGES	LITHO	DESCRIPTION	EPAIS (m)
QUAT.	QUATERNAIRE		Sable blanc	38-185
TERT.	Mio-Pliocène		Sable blanc avec passé de Calcaire gris	138-185
CRETACE	Sénonien Carbonaté		calcaire gris-blanchâtre, passé Dolomie de Calcaire dolomitique, d'argile et anydrite	88-120,5
	Sénonien Anhydritique		Sel blanc, passées d' anydrite	329,5-331
	Sénonien Salifère		sel blanc, avec passées d'Argile	152-160
	Turonien		calcaire gris blanc, passées d'Argile et Dolomie	67
	Cénomanién		Argile brun-rouge, calcaire et dolomie	231-240
	Albien		Grés gris, Argile brun, traces de pyrite	90-109
	Aptien		Dolomie blanc, calcaire gris-clair	25-28
	Barrémien		Grés gris, et Argile, traces de dolomie	231-324
	Néocomien		Argile versicolore, et calcaire et Grés gris	247,5-280
JURASSIQUE	Malm		Argile brun-rouge, fine passées de Grés	211-245
	Dogger Argileux		Argile brun-rouge et fine passées de Grés	122-152
	Dogger lagunaire		Argile grise, passées de calcaire et dolomie	123-138
	Lias Anhydritique		Anhydrite massive et Argile grise	156,5-165
	Lias Salifère		sel massif, fines passées d'Argile gris	60-64
	Lias "HB"		calcaire dolomitique, passées d'Argile	19-23
	Lias S1+S2		sel massif avec intercalations d'anhydrite massive et Argile grise, tendre.	142-223,5
	Lias S3		sel massif avec fines passées d'Argile grise	94-125,5
	Lias Argileux		Argile brun rouge avec passée de sel massif	25-32
TRIAS	Trias (S4)		Argile brun rouge avec passée de sel massif	30-50
	Trias Argileux		Argile brun-rouge, trace d'anhydrite	19-33
	Trias Carbonaté		Argile verte a grise, passé de dolomie grise microcristalline, présence de Grés gris-blanc	76-86,5
	T.A.G.I		Grés blanc à gris brun , intercalé d'Argile brune trace de pyrite	77-100
DEV. SUP	Strunien F2		Grés blanc à gris beige avec passées d'argile	66-100
	Famennien		Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grés argileux	

Fig.I.3 Colonne Litho-stratigraphique de la structure de SIF FATIMA. [2]

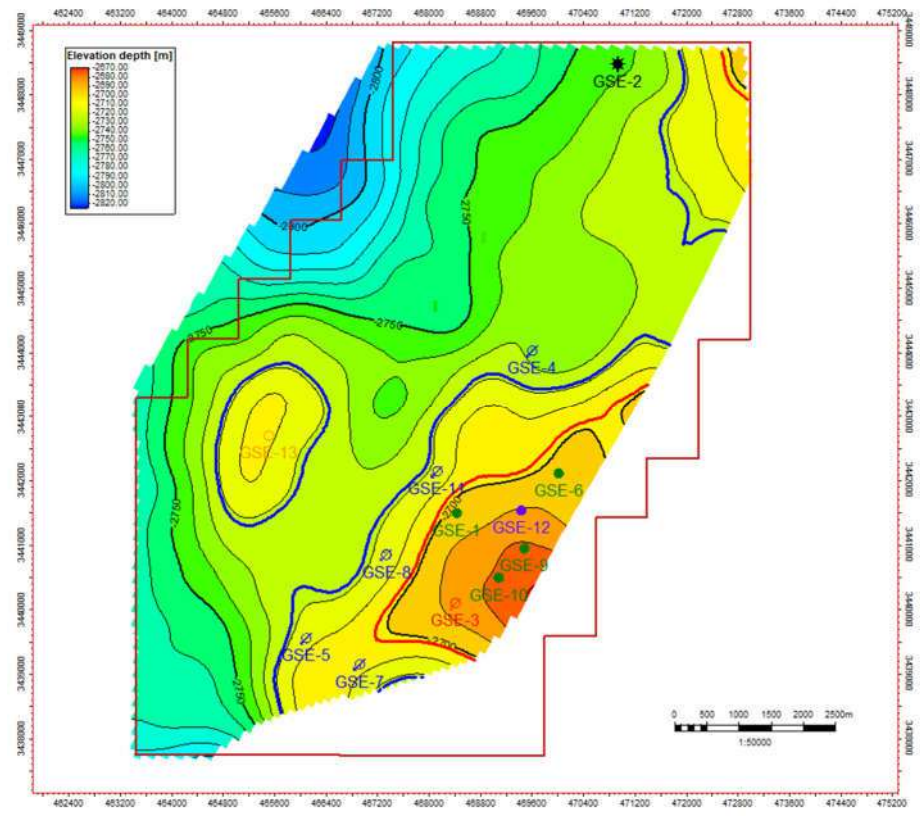


Fig.I.4 Carte structural au toit d'Upper TAG-I. [3]

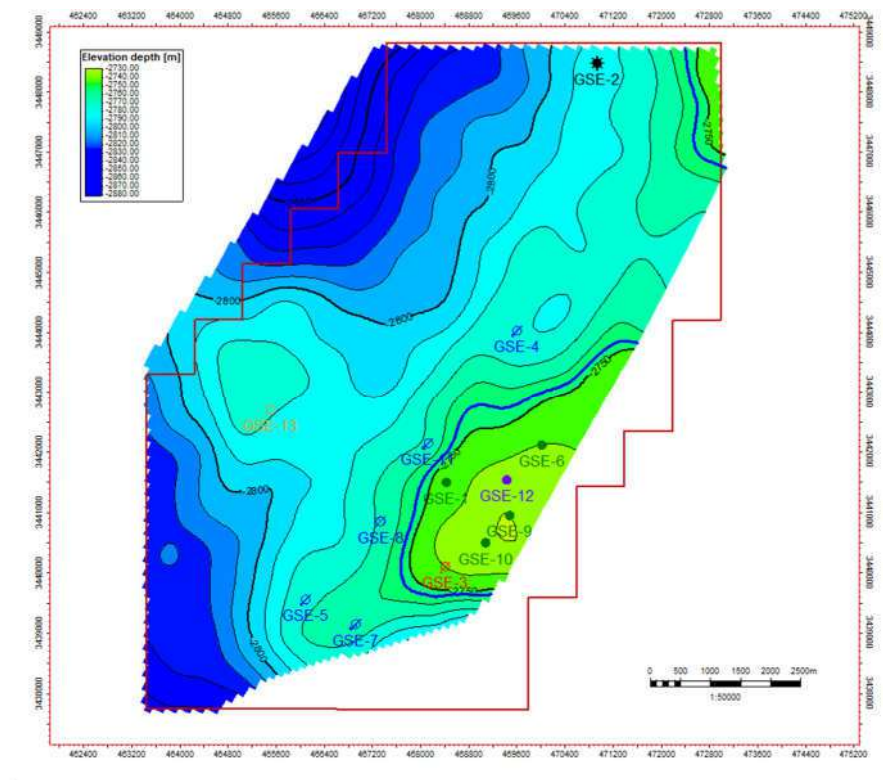


Fig.I.5 Carte structural au toit de lower TAG-I. [3]

I.4.5. Tectonique :

Le champ GSE a la même histoire structurale comme l'autre champ de la région **Ourhoud (ORD)**. C'est à dire même roche mère, même histoire de la migration des hydrocarbures et de même étanchéité du réservoir. [2]

Le réservoir TAGI dans le champ **GSE** a été subdivisé en utilisant les mêmes séquences que celles utilisées pour les autres champs du développement. [2]

La structure de GSE est un bloc faillé incliné à l'extrémité sud d'une terrasse majeur affaissé dans le système régional des failles **SFNE (SIF FATIMA Nord Est) / ROD (Ourhoud)**. [2]

Le champ est structurellement limité à l'est par la faille nord-est sud-ouest de la terrasse et à l'ouest par une faille de direction nord-est sud-ouest. [2]

Le réservoir du champ **GSE** se compose de trois accumulations indépendantes ; TAGI supérieure, moyenne et inférieure. [2]

I.4.6. Historique de gisement de GSE :

a. Phase d'exploration :

Le champ de GSE a été découvert en novembre 1997 par le forage du puits d'exploration GSE-1, saturé en huile dans les niveaux supérieurs du Trias Argileux Gréseux Inférieur (Formation TAG-I). Ces niveaux sont respectivement appelés Upper TAG-I et Middle TAG-I. [3]

b. Démarrage de la production :

Le gisement GSE a été mis en production en décembre 2004 par le puits GSE-3 avec un débit d'huile d'environ 8000 barils par jour. [3]

c. Phase de développement :

Le puits GSE-2 a été foré en mai 1998, à environ 7,5 km au nord-est de GSE-1, avec l'objectif d'apprécier la limite septentrionale de l'accumulation de GSE. Le puits a rencontré le réservoir TAG-I complètement saturé en eau. Suite à ce résultat le puits a été abandonné. [3]

Le puits GSE-3 a été foré comme producteur d'huile en novembre 2001, au sud-est du puits de découverte GSE-1 avec l'objectif d'apprécier la partie sud de la structure. Les

diagraphies réalisées montrent la présence du gaz (gaz cap) dans l'Upper TAG-I jusqu'à la côte 2702 m TVD NM (GOC) ; les niveaux Middle et Lower TAG-I ont de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Le Middle TAG-I a été trouvé saturé à l'huile jusqu'au 2729,3 m TVD NM, dans le Lower TAG-I un contact huile/eau a été observé à la côte 2751 m TVD NM. [3]

Le puits GSE-4 a été foré comme injecteur d'eau en janvier 2002, au Nord-Est du puits de découverte GSE-1 avec l'objectif d'apprécier la partie Nord de la structure. Les résultats de forage montrent que tous les niveaux TAG-I sont saturés en eau. [3]

Le puits GSE-5 a été foré comme injecteur d'eau en décembre 2003, au Sud-Sud-Ouest du puits de découverte GSE-1. Le puits a rencontré l'Upper TAG-I argileux, par contre le Middle et le Lower TAG-I montrent de bonnes caractéristiques pétrophysiques mais saturés en eau. [3]

Le puits GSE-6 a été foré comme producteur d'huile en août 2006, au Nord-Est du puits de découverte GSE-1. Les diagraphies réalisées ont indiqué que la formation TAG-I est saturée en huile avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques et ont confirmé la présence du gaz cap dans l'Upper TAG-I, le Middle et le Lower TAG-I sont saturés en huile. [3]

Le puits GSE-7 a été foré comme injecteur d'eau en juillet 2008, au Sud-Sud-Ouest du puits de découverte GSE-1. Les résultats de forage montrent que l'Upper TAG-I est saturé en huile, par contre le Middle TAG-I et Lower TAG-I sont en eau. [3]

Le puits GSE-8 a été foré comme injecteur d'eau en juin 2008, au Sud-Ouest du puits de découverte GSE-1. GSE-8 a rencontré l'Upper TAG-I avec des grès saturés en huile en condition ODT à la côte de 2722 m TVD NM; par contre le Middle TAG-I et le Lower TAG-I sont saturés en eau. [3]

Le puits GSE-9 a été foré comme producteur d'huile en juillet 2008, à l'Est du puits GSE-1. Les diagraphies réalisées ont indiqué que la formation TAG-I est saturée en huile avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Les niveaux Upper et Middle TAG-I ont été rencontrés saturés en huile en condition ODT et le Lower TAG-I en condition OWC à 2751 m TVDss. [3]

Le puits GSE-10 a été foré comme producteur d'huile en février 2013, au Sud-Est du puits de découverte GSE-1. Les diagraphies réalisées ont indiqué que la formation TAG-I est saturée en huile avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Les niveaux Upper et Middle TAG-I ont été rencontrés saturés en huile en condition ODT et le Lower TAG-I en condition OWC à 2751 m TVD NM. [3]

Le puits GSE-11 a été foré comme injecteur d'eau en avril 2013, au Nord-Ouest du puits de découverte GSE-1. Les diagraphies réalisées ont indiqué que la formation TAG-I est saturée en eau. [3]

Le tableau I .1 résume les informations principales de tous les puits forés jusqu'à ce jour. [3]

Tableau I.1: Puits du Champ GSE^[3]

Puits	Type	Forage	Mise en service
GSE-1	Producteur d'huile	nov.-1997	avr.-2005
GSE-2	Abandonné	mai-1998	-
GSE-3	Producteur d'huile (converti en injecteur de gaz en 2016)	nov.-2001	déc.-2004
GSE-4	Injecteur d'eau	janv.-2002	mars-2005
GSE-5	Injecteur d'eau	déc.-2002	mars-2005
GSE-6	Producteur d'huile	août-2006	déc.-2006
GSE-7	Injecteur d'eau	juil.-2008	nov.-2008
GSE-8	Injecteur d'eau (converti en producteur de pétrole en 2020)	juin-2007	août-2007
GSE-9	Producteur d'huile	juil.-2007	juil.-2008
GSE-10	Producteur d'huile	févr.-2013	août-2013
GSE-11	Injecteur d'eau	avr.-2013	févr.-2014

Chapitre II :

Mécanismes de Récupération et **Généralités sur le WAG**

II.1. Mécanisme de Récupération :

II.1.1. Introduction :

Le mécanisme général de récupération d'huile est un mouvement d'hydrocarbures du réservoir vers les puits de production due à une différence de pression entre le réservoir et le puits. Les techniques de récupération des réserves d'hydrocarbures sont divisées en deux catégories principales (voir la figure ci-dessous) :

1. Méthodes conventionnelles (récupération primaire et secondaire).
2. Méthodes améliorées (récupération tertiaire) (EOR). [1]

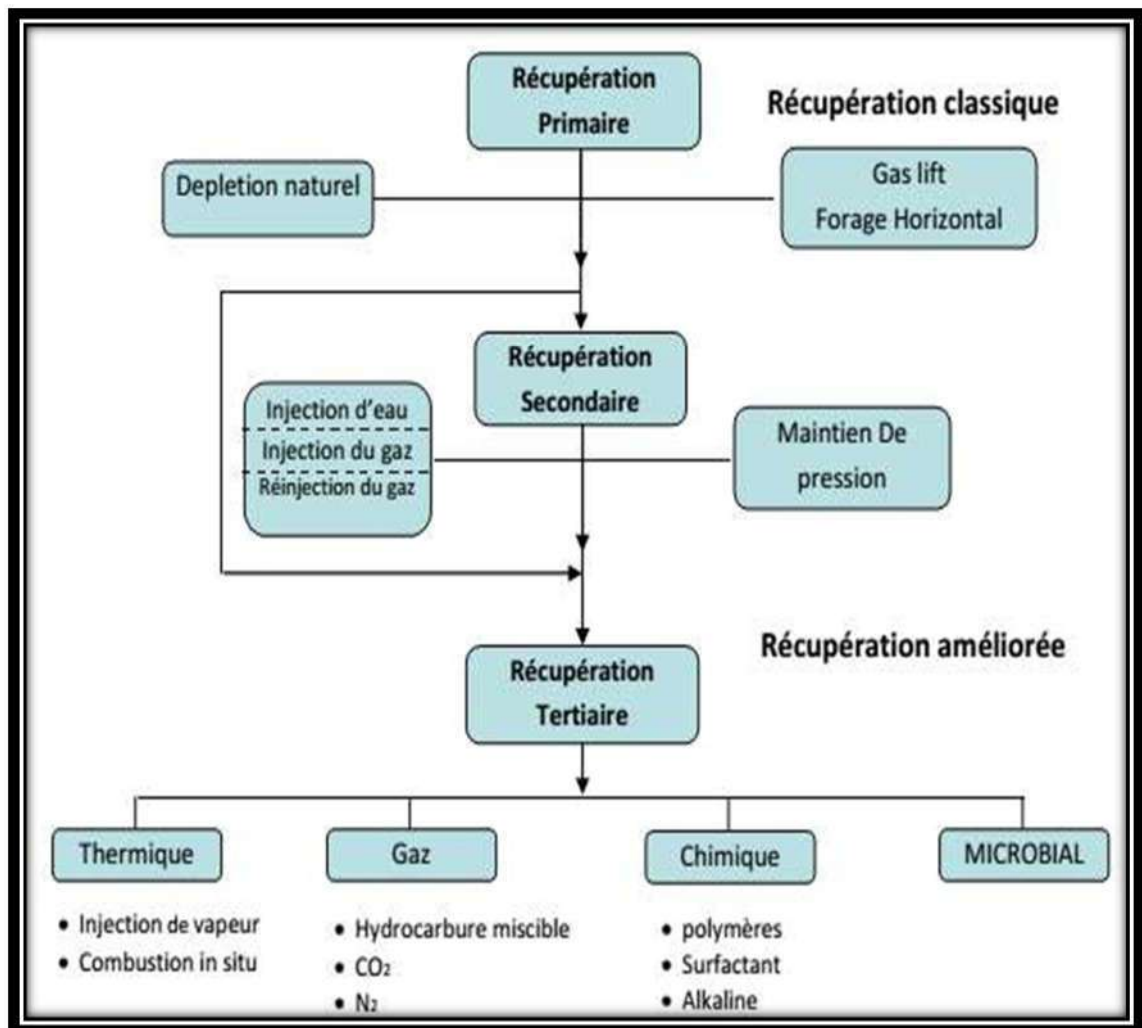


Figure II -1 : Mécanismes de récupération. [4]

II.1.2. Etapes de Récupération :

II.1.2.1. Récupération primaire (Natural) :

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir.^[4]

Les mécanismes de drainage primaires sont :

- Expansion du gaz dissout.
- Expansion du gaz cap.
- Expansion de l'aquifère.
- Drainage gravitaire.
- Drainage combiné.

Tableau II.1 : Intervalle de récupération des différents mécanismes de drainage.^[1]

Mécanisme de drainage	Source d'énergie	Récupération, % OOIP
Drainage par l'eau		20-60
Bottom	Expansion de l'aquifère	20-40
Edge		35-60
Drainage du gas cap	Expansion du gas cap	20-40
Drainage par dissolution du gaz		20-30
Expansion de gaz	Expansion du gaz dissous	2-5
Drainage Gravitaire	Gravité	50-70

Un drainage combiné (mixte) se produit lorsque deux des trois premiers mécanismes cités ci-dessus fonctionnent ensemble, ou lorsque l'un d'eux fonctionne avec le drainage par gravité.^[1]

a. Expansion du gaz dissous :

Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissous, et par conséquent du GOR et peut atteindre des taux de 20 à 30 % des réserves en place.^[1]

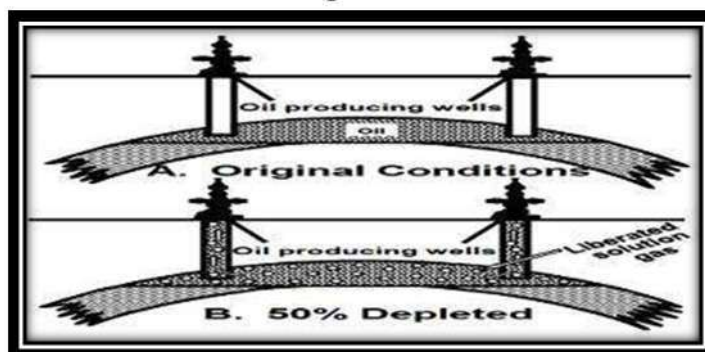


Figure II .2 : expansion d'huile et de gaz dissout.^[4]

b. Expansion du gaz cap :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle.^[4]

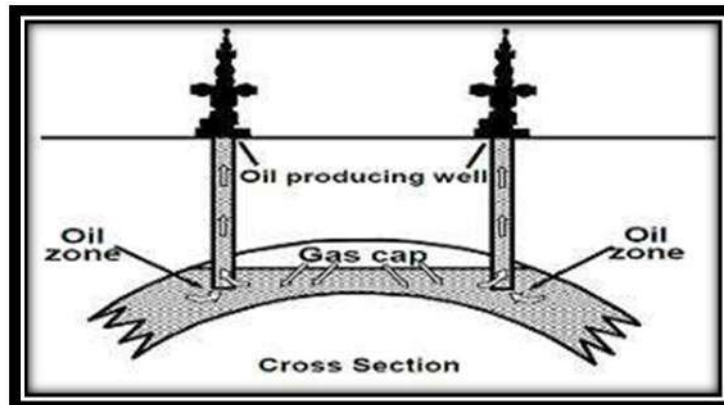


Figure II .3 : expansion du gaz cap.^[4]

c. Expansion de l'aquifère :

L'énergie de drainage est fournie par l'aquifère qui s'interface avec l'huile dans le réservoir au niveau du contact huile-eau (OWC).^[1]

On distingue deux types de water drive (voir la figure ci-dessous) :

- Bottom water drive : par toute la surface du contact huile-eau (OWC),
- Edge water drive : par les bords du gisement.^[1]

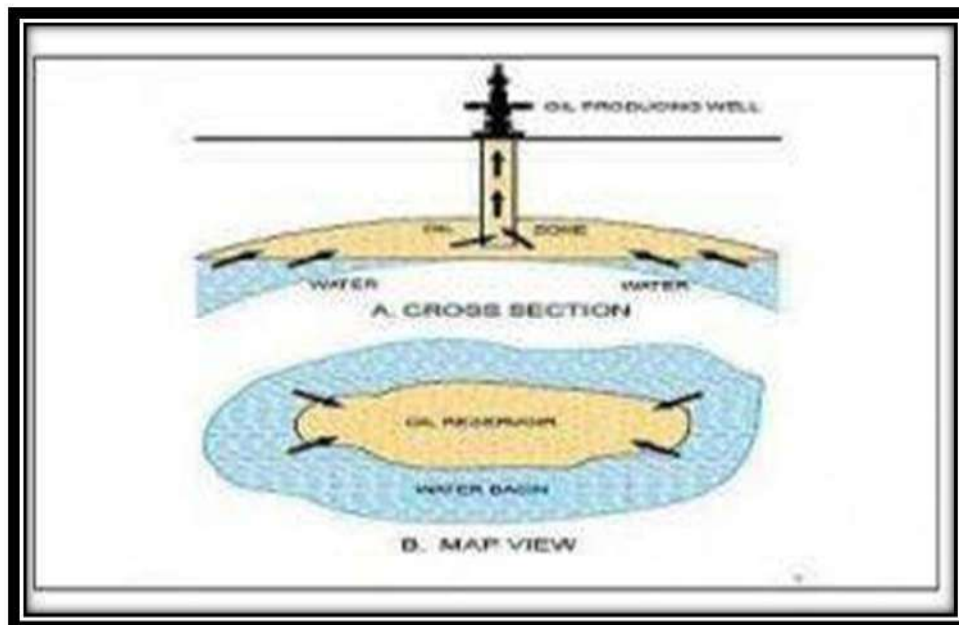


Figure II .4 : expansion d'eau de l'aquifère.^[4]

d. Régime de drainage gravitaire :

La ségrégation gravitationnelle des fluides en place contribue considérablement à la Récupération de l'huile du réservoir.^[4]

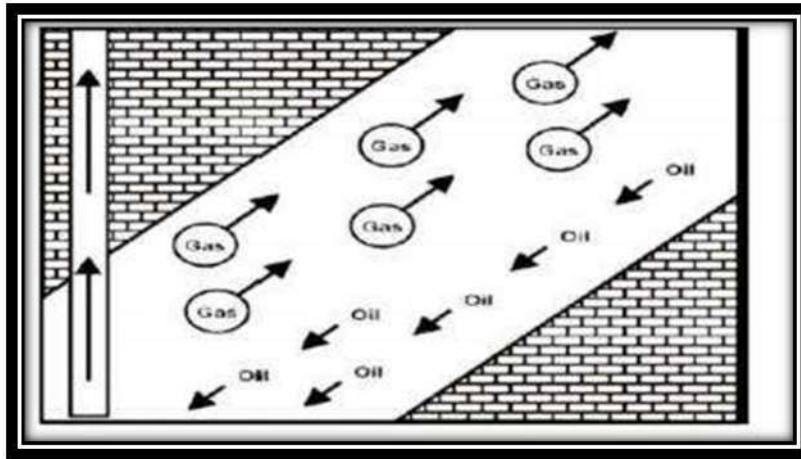


Figure II .5 : drainage par gravite. [4]

e. Régime de drainage combiné (mixte) :

En pratique, un réservoir comprend généralement au moins deux mécanismes de drainage principaux (voir la figure ci-dessous).[1]

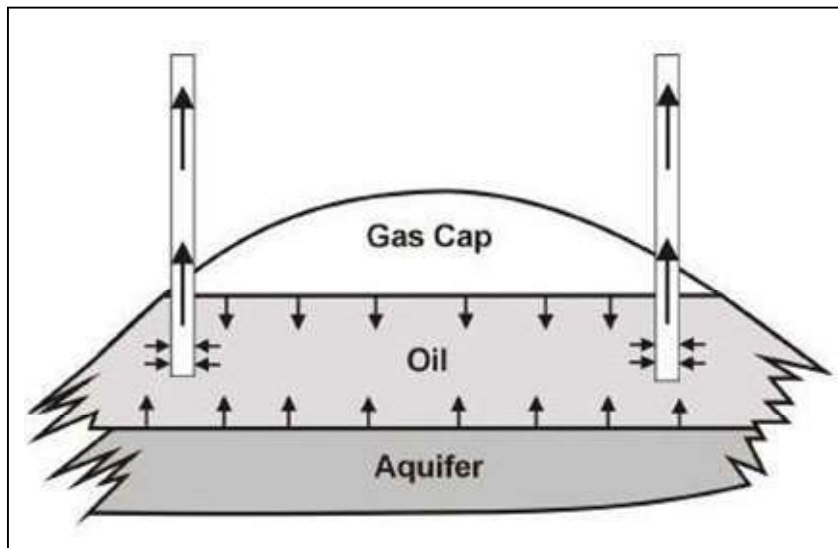


Figure II.6 : Drainage combiné[1]

II.1.2.2. Récupération secondaire :

Le but principal de l'injection continue dans le réservoir est :

- Maintien de la pression du réservoir au niveau initial.
- Balayage de l'huile vers les puits producteurs. [1]

a. injections continue d' eau (water flooding):

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. [1]

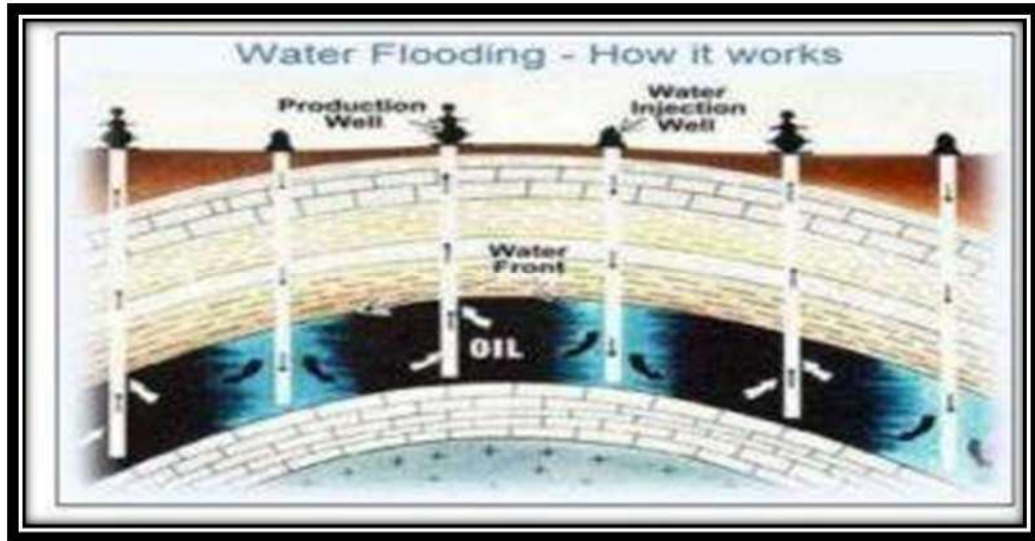


Figure II .7 : injection d'eau. [4]

b. injection continue du gaz :

Il y a deux types de drainage possibles :

1-Injection du gaz dans un Gas-cap existant.

2- Injection du gaz directement dans l'huile. Le gaz injecté a alors un mouvement radial. [1]

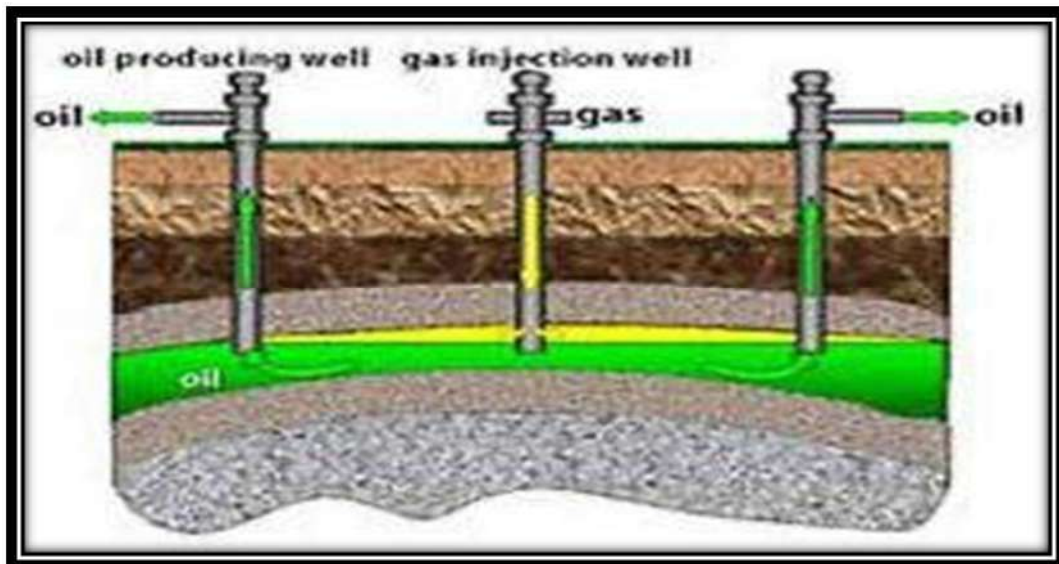


Figure II .8 : injection du gaz. [4]

II.1.2.3. Récupération Tertiaire -EOR :

Les techniques EOR servent à :

-Améliorer :

- L'efficacité de déplacement microscopique.

- L'efficacité de balayage (déplacement macroscopique).
- Réduire la saturation d'huile résiduelle. [1]

En général, les techniques de récupération tertiaire peuvent être classées en quatre grandes catégories à savoir :

- les méthodes thermiques.
- les méthodes chimiques.
- les méthodes microbiennes.
- les méthodes miscibles. [1]

a. Méthodes thermiques :

Le principe de l'EOR thermique consiste à l'augmentation de la mobilité d'huile par réduction de sa viscosité sous l'effet de la chaleur. [1]

Quand la mobilité d'huile devient supérieure par rapport à celle de l'eau, le rapport de mobilité ($M = \frac{\gamma_w}{\gamma_o}$) sera réduit et par conséquent on aura un déplacement favorable. [1]

Cette méthode thermique peut être effectuée par plusieurs façons :

Injection de vapeur :

Injection de vapeur continue :

La reprise par injection de la vapeur est couramment utilisée dans les réservoirs contenant de l'huile lourde où le taux de récupération est relativement faible. [1]

Injection de vapeur cyclique :

La vapeur est injectée dans le réservoir, ensuite le puits sera fermé pour permettre à la vapeur de chauffer la formation proche du puits, généralement après une ou deux semaines le puits injecteur se convertit en production jusqu'à ce que la chaleur sera dissipée avec les fluides produits. [1]

combustion in situ:

Est une technique de récupération assistée d'huile très ancienne. Il s'agit d'injecter du gaz oxygéné (air ou air enrichi en oxygène) pour générer une combustion dans le réservoir. [5]

b. Méthodes chimiques :

Ces méthodes consistent à l'injection des produits chimiques dans le réservoir afin d'améliorer le balayage par la réduction du rapport de mobilité, ou bien éliminer ou réduire la tension interfaciale entre l'huile et l'eau dans le but d'augmenter l'efficacité de déplacement. [1]

Injection des polymères :

Les polymères sont utilisés pour viscosifier l'eau injectée dans les réservoirs d'huile visqueuse, afin d'améliorer le balayage de l'huile par l'eau.^[5]

Injection des surfactants :

Les surfactants réduisent la tension interfaciale Huile-Eau, en améliorant l'efficacité de déplacement. Ils sont utilisés principalement pour les huiles légères.^[1]

Injection des alcalins :

L'injection alcaline nécessite l'injection de produits chimiques alcalins (lessives) dans le réservoir qui réagissent avec des acides pétroliers pour former des tensioactifs qui aident à mobiliser l'huile de la roche en réduisant la tension interfaciale.^[1]

c. Méthodes microbiennes :

C'est une technique de récupération améliorée où les bactéries et leurs sous-produits sont utilisés pour la mobilisation de l'huile dans le réservoir. Cette méthode est utilisée dans le but de former d'émulsions stables Huile-Eau, la mobilisation de l'huile résiduelle et réduire la tension interfaciale.^[1]

d. Méthodes de déplacement miscible :

Ce procédé est plus souvent appliqué en raison de son efficacité de déplacement microscopique élevée, il peut être combiné avec d'autres techniques de récupération telles que l'injection d'eau ou des surfactant.^[1]

II.2. Généralités sur le WAG:

II.2.1. Introduction:

L'injection alternative de l'eau et de gaz (WAG) est l'une des techniques de récupération améliorée (EOR) utilisée pour améliorer la récupération des hydrocarbures.^[1]

Le WAG est une combinaison de deux méthodes traditionnelles, l'injection de gaz et l'injection d'eau. L'injection de gaz est utilisée pour contacter les zones non balayées afin d'améliorer l'efficacité du déplacement microscopique. L'injection d'eau est utilisée pour améliorer l'efficacité de balayage macroscopique et le contrôle de la mobilité du déplacement et pour stabiliser le front de l'injection de gaz.^[6]

II.2.2. classification de WAG:

Les processus WAG les plus connus et employés jusqu'à présent dans les réservoirs sont, le WAG miscible (MWAG), WAG immiscible (IWAG), WAG simultané (SWAG), et le WAG hybride (HWAG).^[1]

II.2.2.1. WAG miscible:

Lorsque la pression du réservoir dans les cycles de gaz d'un processus WAG est proche ou au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) de ce gaz avec le fluide du réservoir, le processus est appelé WAG miscible. [1]

La plupart des applications du MWAG se trouvent principalement en onshore avec un espacement de puits faible, mais les processus MWAG récents ont également été réalisés en offshore. [1]

II.2.2.2. WAG Immiscible:

Si les bouchons de gaz dans le processus de WAG ne peuvent pas développer la miscibilité avec l'huile du réservoir, il est appelé WAG immiscible (IWAG). L'objectif principal de réaliser IWAG est d'améliorer la stabilité frontale et d'assurer la mise en contact des zones non balayées. Ses applications se trouvent souvent dans les régions où la stabilité de l'injection de gaz ne peut pas atteindre en raison des ressources limitées du gaz, ou bien le faible pendage et la forte hétérogénéité du réservoir. [1]

II.2.2.3. WAG Simultané:

L'injection d'eau et de gaz simultanément SWAG a été trouvée comme une option qui offre un meilleur contrôle du rapport de mobilité que le WAG en améliorant l'efficacité de déplacement et la récupération d'huile. [1]

Cependant, le processus SWAG éliminerait la nécessité de séparer les lignes d'injection de l'eau et de gaz, ce qui réduit les coûts opérationnels. [1]

II.2.2.4. WAG Hybride:

Des applications du WAG dans certains champs pétroliers ont été implémentées par l'initialisation d'injection de quantités importantes de gaz suivie par de faibles bouchons d'eau et de gaz tout en maintenant un WAG ration de 1/1. [1]

II.2.3. Mécanisme de la récupération d'huile par le WAG :

L'efficacité de déplacement globale de n'importe quel procédé de récupération d'huile peut être simplement considérée comme étant le produit des efficacités de déplacement microscopique et macroscopique : [1]

$$E = E_{micro} \cdot E_{macro} \dots\dots\dots (II.1)$$

D'où, **E** représente l'efficacité de déplacement totale, **E_{micro}** est l'efficacité de déplacement microscopique qui se réfère au déplacement d'huile au niveau des pores. **E_{macro}** est l'efficacité de déplacement macroscopique qui se rapporte à la réussite des fluides déplaçant en communiquant avec l'huile sur l'échelle du réservoir. [1]

L'injection WAG permet d'améliorer la récupération d'huile en combinant les efficacités de déplacement macroscopique et microscopique. Comme le système huile/gaz a une tension interfaciale relativement faible par rapport au système huile/eau, donc le déplacement microscopique de l'huile par le gaz au niveau des pores est généralement plus efficace que par l'eau. L'une des avantages prédominante de l'injection de WAG est le contrôle du rapport de mobilité huile/gaz défini par l'équation suivante: [1]

$$M = \frac{K_{rg}/\mu_g}{K_{ro}/\mu_o} \dots\dots\dots (II.2)$$

M représente le rapport de mobilité, *rg*, *Kro* sont les perméabilités relatives et *μg*, *μo* sont les viscosités de gaz et d'huile respectivement. Un déplacement plus efficace d'huile sera atteint tout en ayant un rapport de mobilité favorable (inférieur à un). Un rapport de mobilité défavorable est obtenu quand la mobilité de gaz sera supérieure à celle de l'huile en provoquant le digitation de gaz et par conséquent la réduction de l'efficacité de balayage. Les hétérogénéités du réservoir comme les couches perméables élevées et les fractures peuvent favoriser la digitation de gaz et la percée prématurée. La diminution de perméabilité relative de gaz ou l'augmentation de sa viscosité résulte la réduction du rapport de mobilité et d'améliorer ainsi l'efficacité de balayage. [1]

L'efficacité de balayage vertical est influencée par la relation entre les forces visqueuse et gravitationnelle. Le rapport de ces forces peut être exprimé par la relation suivante : [1]

$$R_{v/g} = \left(\frac{v \mu_o}{k_{\Delta\rho g}}\right)\left(\frac{L}{h}\right) \dots\dots\dots (II.3)$$

Avec :

v : La vitesse de darcy cm/s.

μo : La viscosité de l'huile Cp

L : La distance entre deux puits m.

K : La perméabilité à l'huile m².

g : La force de gravité Nm²Kg⁻².

Δρ : La différence de densité entre les fluides.

h : La hauteur de la zone balayée m.

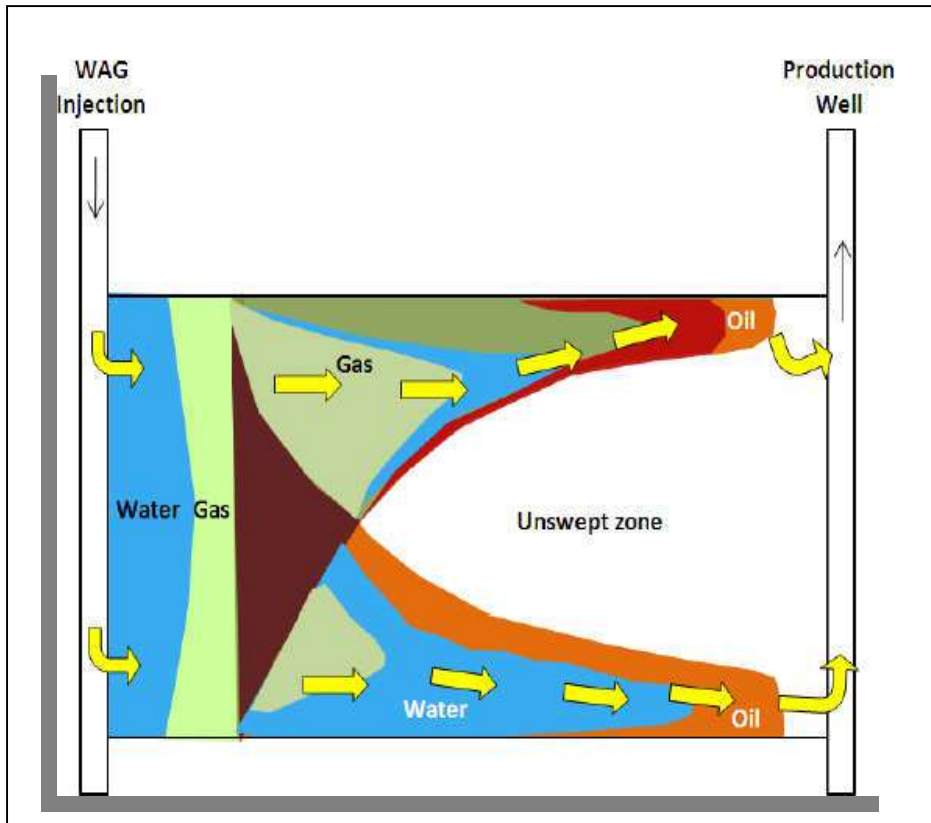


Figure II.9 : Schéma de distribution des fluides et le déplacement du front pendant le processus WAG.^[1]

Afin d'optimiser l'efficacité de la WAG et améliorer la récupération, il est important d'ajuster les quantités de gaz et de l'eau injectées dans le réservoir. De grandes quantités d'injection de gaz résultent l'instabilité du front et une faible efficacité de balayage macroscopique et de même pour l'injection de quantités importantes d'eau permettra de réduire l'efficacité de déplacement microscopique.^[1]

II.2.4. Facteurs affectant la performance de l'injection WAG :

Les principaux paramètres qui affectent la performance de l'injection WAG dans un réservoir d'huile sont hétérogénéité formation, la composition de gaz d'injection, le schéma d'injection, les paramètres d'injection.^[1]

II.2.4.1. Hétérogénéité et stratification de réservoir :

L'hétérogénéité et la stratification affectent considérablement la récupération d'huile. Les réservoirs de perméabilité verticale importante sont affectés par le phénomène de cross flow. Ce dernier augmentera le balayage vertical, mais généralement, il aura des effets préjudiciables à la récupération d'huile, principalement due à la ségrégation par gravité et la diminution de la vitesse d'écoulement dans le réservoir.^[1]

II.2.4.2. Caractéristique du gaz d'injection :

Le type de gaz d'injection dans le processus de WAG est plus lié à la localisation du réservoir et de la disponibilité du gaz. Le gaz d'injection utilisé dans le WAG peut être divisé en trois groupes: CO₂, les gaz hydrocarbures et les gaz non hydrocarbures. [1]

Quelques champs utilisent l'azote en raison de la disponibilité de ce gaz à proximité de ces champs. [1]

II.2.4.3. Schéma d'injection :

Dans le processus WAG, le modèle d'injection 5-spot pattern est le plus répandu avec un espacement assez petit entre les puits. [1]

Le modèle Inverted 9-spot patterns a été également utilisé dans les procédés de WAG Hybride de Shell et Unocal. [1]

II.2.4.4. Les paramètres d'injection (WAG Ratio, Cycle length):

a. WAG Ratio:

Est défini comme le rapport entre le volume d'eau injecté et le volume de gaz injecté dans les conditions du réservoir. Dans les applications de terrain, le rapport WAG le plus populaire est 1:1 en raison de sa simplicité. [6]

Le rapport WAG est un paramètre important et peut être optimisé pour obtenir un facteur de récupération d'huile élevé. Si le rapport WAG est faible (injection de gaz plus que d'eau), l'injection WAG est visqueusement instable et le gaz peut percer. Inversement, si le rapport WAG est élevé (injection d'eau plus que de gaz), l'injection de WAG conduira à un piégeage du huile ou ne permettra pas un Contact gaz-huile suffisant pour une bonne efficacité de déplacement. [6]

b. Cycle length:

Dans des conditions d'exploitation normales, la durée d'un cycle de WAG peut être de 2 ou 3 mois. [6]

II.2.5. Problèmes liés au WAG :

Dans l'injection de WAG il existe un nombre limité de problèmes sont signalés à savoir :

- Percée rapide dans les puits producteurs.
- Corrosion des équipements de fond.
- Disposition des asphaltées.
- Réduction de l'injectivité.
- Formations d'hydrates.
- Différence de température des phases injectées. [1]

CHAPITRE III :

SIMULATION DE RESERVOIR ET PRESENTATION DU SOFTWARE ECLIPSE

III.1. Simulation du réservoir :

III.1.1. Introduction :

La simulation du réservoir est une forme de la modélisation numérique utilisée pour quantifier et interpréter les phénomènes physiques avec l'aptitude jusqu'à arriver à la performance future du réservoir. Ce processus consiste à diviser le réservoir en plusieurs unités discrètes réparties en trois dimensions, et modéliser la progression des propriétés du fluide et du réservoir en des unités discrètes en temps et en espace. [7]

III.1.2. Modèle numérique :

Les modèles numériques permettent de découper le gisement en mailles ou en cellules dans chacune desquelles se trouvent des quantités de fluides soumises aux lois de la mécanique des fluides. Elle est utilisée pour : [7]

- Optimiser la récupération des hydrocarbures ultime sur la base d'un système de production donnée.
- Evaluer la distribution de l'huile restante à travers l'historique de production.
- Choisir les meilleures techniques de développement.
- Suivre le comportement du réservoir durant sa vie d'exploitation.
- Optimiser le nombre et l'emplacement des puits.
- Estimer les taux de récupération des hydrocarbures escomptés dans les stratégies actuelles et alternatives.
- Estimer le taux de production optimale pour chaque puits et sa durée de vie.

III.1.3. Types de modèles numériques :

Les types du modèle numérique du réservoir sont classés selon le type du réservoir, les différents types du modèle de simulation disponibles sont indiqués dans les points suivants :

III.1.3.1. Modèle black oil :

Les fluides du réservoir sont traités comme des phases non miscibles séparés l'huile, l'eau et le gaz, les propriétés de ces composants peuvent varier avec la température et la pression, mais la composition reste constante au cours du temps. Ce type du modèle peut être utilisé dans les réservoirs d'huile et du gaz sec, généralement on utilise le modèle Black oil dans les processus de récupération non miscibles. [7]

III.1.3.2. Modèle compositionnel :

Les fluides du réservoir sont représentés comme des composants d'hydrocarbures : méthane C1, éthane C2, propane C3, butane C4, etc. Ceci permet de mieux représenter l'évolution des fluides dans les cas des huiles volatiles, du gaz à condensât et de l'injection du gaz miscible. [7]

III.1.4. Structure générale du modèle Réservoir :

La structure d'un modèle réservoir peut varier d'un gisement à un autre à cause de différents facteurs : le type du réservoir (réservoir du gaz ou de l'huile), le type du fluide (gaz sec, gaz à condensat), les conditions initiales du réservoir (pression, température). [7]

III.1.5. Modèle Black Oil :

Pratiquement, tous les phénomènes physiques peuvent être décrits mathématiquement par un système d'équations aux dérivées partielles applicables dans l'espace modélisé (volume, temps...), avec des conditions aux limites de l'espace considéré. Pour la résolution de ce système deux approches mathématiques sont disponibles ; analytique et numérique. Les solutions analytiques consistent à résoudre directement les équations différentielles au moyen des techniques mathématiques habituelles telles que la séparation des variables, les solutions par les transformées de Fourier et de Laplace. Par contre les méthodes numériques focalisent principalement sur le principe des différences finies. Cette méthode est plus avantageuse car elle permet de : [7]

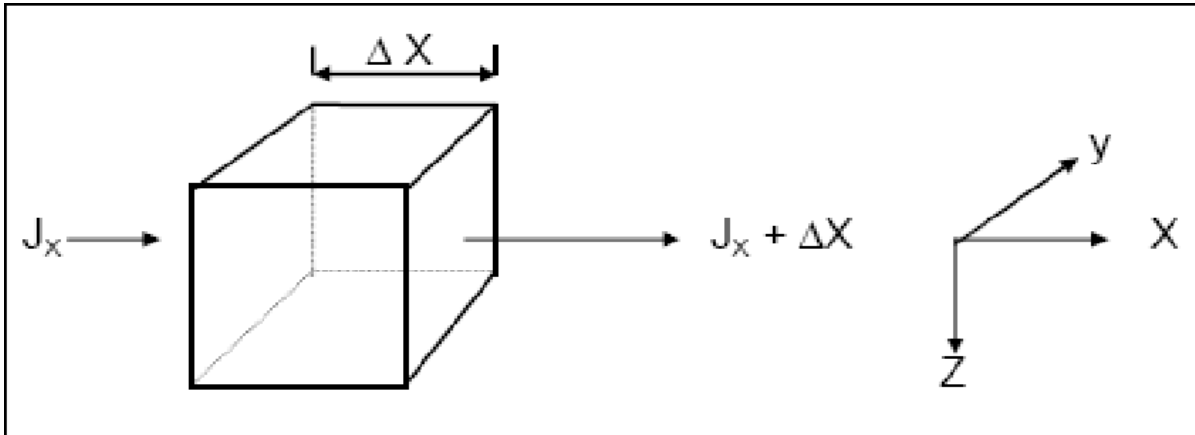
- Traiter les formes géométriques compliquées.
- Traiter les comportements complexes (non-linéarité).
- Couplage des différents phénomènes : mécanique, thermique,...etc.
- Exploitation directe et rapide des résultats.
- Grande capacité de calcul.

III.1.5.1. Etude du modèle BLACK OIL :

Dans ce qui suit on va aborder la simulation du modèle Black Oil qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudo constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, Ce modèle est utilisé afin de prévoir la récupération primaire du pétrole et la récupération secondaire par injection d'eau ou du gaz immiscible où les changements de la composition sont négligeables. [7]

Le modèle black oil pour un comportement diphasique huile-eau est constitué à partir des principes suivants :

- Loi de conservation de masse :



La loi de conservation de masse stipule que, dans un volume donné du milieu poreux et pendant un intervalle de temps donné, la somme algébrique des flux massiques est égale à la variation de la masse dans l'élément de volume. [7]

$$\left\{ \begin{array}{c} \text{somme des flux} \\ \text{massiques} \\ \text{entrants} \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{c} \text{somme des flux} \\ \text{massiques} \\ \text{sortants} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{c} \text{accroissement de la} \\ \text{masse contenue dans} \\ \text{le volume} \end{array} \right\}$$

Les phases huile, eau et gaz satisfont l'équation de conservation de masse donnée sous les formes d'équation suivantes : [7]

Pour la phase d'eau :

$$\frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} = -\nabla(\rho_w \mathbf{u}_w) + q_w \dots \dots \dots (III.1)$$

Pour la phase d'huile :

$$\frac{\partial(\phi \rho_o S_o)}{\partial t} = -\nabla(\rho_o \mathbf{u}_o) + q_o \dots \dots \dots (III.2)$$

Pour le gaz dissous dans l'huile :

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi(\rho_{Go} S_o + \rho_g S_g)] = -\nabla(\rho_{Go} \mathbf{u}_o + \rho_g \mathbf{u}_g) + q_G \dots (III.3)$$

ρ_{o_o} , ρ_{G_o} indiquent les densités partielles des composants de l'huile et du gaz dans la phase huileuse respectivement.

- Loi de Darcy :

La vitesse de chaque composant est écrite par la loi de Darcy sous la forme suivante : [7]

$$u_{\alpha} = -\frac{1}{u_{\alpha}} k_{\alpha} (\nabla P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \nabla z) , \quad \alpha = w, o, g \dots\dots\dots (III.4)$$

Le fait que les trois phases sont remplies l'espace poreux, ils ont vérifié la relation de saturation suivante : [7]

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots (III.5)$$

- Pression Capillaire :

La présence des termes de pressions complique plus le problème. Dans la majorité des cas, la différence entre les pressions des phases est petite et peut être négligée ou traitée moins rigoureusement du point de vue mathématique. On peut aussi la simplifier dans les équations d'écoulement en introduisant la notion de la pression capillaire : [7]

$$P_{cow} = P_o - P_w \dots\dots\dots (III.6.a)$$

$$P_{cog} = P_g - P_{wo} \dots\dots\dots (III.6.b)$$

Les fractions massiques des composants de l'huile et du gaz dans la phase huileuse peuvent être déterminées par la solubilité du gaz qui est définie par le volume du gaz dissous dans l'huile par rapport au volume de l'huile dans les conditions standards. [7]

$$R_{so} = \frac{V_{gs}}{V_{os}} \dots\dots\dots (III.7)$$

Notant que :

$$V_{os} = \frac{w_o}{\rho_{os}} \dots\dots\dots (III.8.a)$$

$$V_{Gs} = \frac{w_G}{\rho_{Gs}} \dots\dots\dots (III.8.b)$$

w_o, w_G sont les masses de l'huile et du gaz respectivement. L'équation de la solubilité du gaz devient : [7]

$$R_{so} = \frac{w_G \rho_{Gs}}{w_o \rho_{os}} \dots\dots\dots (III.9)$$

Le facteur volumétrique de l'huile B_o est le rapport entre le volume de l'huile mesuré dans les conditions du réservoir et le volume d'huile mesuré dans les conditions standard, il est défini par la formule suivante : [7]

$$B_o = \frac{V_o(\text{réservoir})}{V_o(\text{standard})} \dots\dots\dots (III.10)$$

Où

$$V_o = \frac{W_o + W_G}{\rho_o} \dots\dots\dots (III.11)$$

Par conséquent, la combinaison des équations (III.8), (III.10) et (III.11) nous donne : [7]

$$B_o = \frac{(W_o + W_G)\rho_{os}}{\rho_o W_o} \dots\dots\dots (III.12)$$

En utilisant les deux équations (III.9) et (III.12) pour calculer les fractions massiques de l'huile et du gaz dans la phase huileuse. Ces fractions sont présentées par les deux formules suivantes : [7]

$$C_{oo} = \frac{W_o}{W_o + W_g} = \frac{\rho_{os}}{B_o \rho_o} \dots\dots\dots (III.13.a)$$

$$C_{Go} = \frac{W_G}{W_o + W_G} = \frac{R_{so} \rho_{Gs}}{B_o \rho_o} \dots\dots\dots (III.13.b)$$

Avec $C_{oo} + C_{Go} = 1$, on peut exprimer la masse volumique de l'huile en fonction de la solubilité du gaz et le facteur volumétrique de l'huile. Elle est donnée par la formule III.14 :

$$\rho_o = \frac{R_{so} \rho_{Gs} + \rho_{os}}{B_o} \dots\dots\dots (III.14)$$

Le facteur volumétrique du gaz étant défini par le rapport entre le volume du gaz mesuré aux conditions du réservoir et le volume du gaz mesuré dans les conditions standard, il est donné par la formule ci-dessous : [7]

$$B_g(P, T) = \frac{V_g(P, T)}{V_{Gs}} \dots\dots\dots (III.15)$$

Que Notant $V_g = W_G / \rho_g$ et $V_{GS} = W_G / \rho_{Gs}$ alors,

$$\rho_w = \frac{\rho_{ws}}{B_w} \dots\dots\dots (III.16)$$

Les débits de l'eau, de l'huile et du gaz sont définis par les formules : [7]

$$q_w = \frac{q_{ws}\rho_{ws}}{B_w}, q_o = \frac{q_{os}\rho_{os}}{B_o}, q_g = \frac{q_{Gs}\rho_{Gs}}{B_g} + \frac{R_{so}q_{os}\rho_{Gs}}{B_o} \dots (III.17)$$

Nous introduisons la notion de gravité de fluide. [7]

$$\gamma_\alpha = \rho_\alpha G \quad \alpha = w, o, g \dots (III.18)$$

On définit la transmissibilité par : [7]

$$T_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha} K \quad \alpha = w, o, g \dots (III.19)$$

En remplaçant les équations (III.17), (III.18) et (III.19) dans les équations (III.1), (III.2) et (III.3) et en divisant les équations résultantes par ρ_{ws} , ρ_{os} , ρ_{Gs} , respectivement, nous obtenons : [7]

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) = \nabla(T_w[\nabla p_w - \gamma_w \nabla z]) + \frac{q_{ws}}{B_w} \\ \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) = \nabla(T_o[\nabla p_o - \gamma_o \nabla z]) + \frac{q_{os}}{B_o} \\ \frac{\partial}{\partial x} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right] = \nabla(T_g[\nabla p_g - \gamma_g \nabla z]) + (R_{so} T_o[\nabla p_o - \gamma_o \nabla z]) + \frac{q_{Gs}}{B_g} + \frac{q_{os} R_{so}}{B_o} \end{array} \right. (III.20)$$

Les débits volumétriques des puits dans les conditions standard sont définis par : [7]

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{ws} = \sum_{v=1}^{N_w} \sum_{m=1}^{M_{wv}} WI_m^{(v)} \frac{K_{rw}}{\mu_w} [P_{bh}^{(v)} - P_w - \gamma_w(z_{bh}^{(v)} - z)] \delta(x - x_m^{(v)}) \\ q_{os} = \sum_{v=1}^{N_w} \sum_{m=1}^{M_{wv}} WI_m^{(v)} \frac{K_{ro}}{\mu_o} [P_{bh}^{(v)} - P_o - \gamma_o(z_{bh}^{(v)} - z)] \delta(x - x_m^{(v)}) \dots (III.21) \\ q_{Gs} = \sum_{v=1}^{N_w} \sum_{m=1}^{M_{wv}} WI_m^{(v)} \frac{K_{rg}}{\mu_g} [P_{bh}^{(v)} - P_g - \gamma_g(z_{bh}^{(v)} - z)] \delta(x - x_m^{(v)}) \end{array} \right.$$

Avec l'indice de puits $WI_m^{(v)}$ est calculé par : [7]

$$WI_m^{(v)} = \frac{2\pi k \Delta h}{\ln(r_e/r_w)} \Big|_m^{(v)}$$

III.1.5.2. Résolution numérique du modèle BLACK OIL :

Nous considérons le cas où le tenseur de perméabilité est diagonal, $k = \text{diag}(k_{11}, k_{22}, k_{33})$ Par conséquent, le tenseur de transmissibilité est également diagonal, il est donné par : [7]

$T_\alpha = \text{diag}(T_{\alpha 1}, T_{\alpha 2}, T_{\alpha 3})$, avec $\alpha = w, o, g$, l'équation (III.17) devient :

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial x_1} \left(T_{w1} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x_1} - \gamma_w \frac{\partial z}{\partial x_1} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(T_{w2} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x_2} - \gamma_w \frac{\partial z}{\partial x_2} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(T_{w3} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x_3} - \gamma_w \frac{\partial z}{\partial x_3} \right] \right) + \widetilde{q}_{ws} \dots \dots \dots (III.22)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial x_1} \left(T_{o1} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_1} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_1} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(T_{o2} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_2} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_2} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(T_{o3} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_3} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_3} \right] \right) + \widetilde{q}_{os} \dots \dots \dots (III.23)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial x_1} \left(T_{g1} \left[\frac{\partial P_g}{\partial x_1} - \gamma_g \frac{\partial z}{\partial x_1} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(T_{g2} \left[\frac{\partial P_g}{\partial x_2} - \gamma_g \frac{\partial z}{\partial x_2} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(T_{g3} \left[\frac{\partial P_g}{\partial x_3} - \gamma_g \frac{\partial z}{\partial x_3} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_1} \left(R_{so} T_{o1} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_1} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_1} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(R_{so} T_{o2} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_2} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_2} \right] \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(R_{so} T_{o3} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x_3} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x_3} \right] \right) + \widetilde{q}_{gs} \dots (III.24)$$

Où : $\widetilde{q}_{ws} = \frac{q_{ws}}{B_w}$, $\widetilde{q}_{os} = \frac{q_{os}}{B_o}$, $\widetilde{q}_{gs} = \frac{q_{gs}}{B_g} + \frac{R_{so} q_{os}}{B_o}$

III.1.5.2.1. Traitement des conditions initiales :

Pour le modèle black oil, les conditions initiales impliquent la spécification de pression et de saturation de chaque bloc de la grille. Le changement en densité et en pression capillaire provoquent la séparation des fluides, ce qui est apparue dans les gisements de l'huile. Cinq zones sont définies de haut en bas du réservoir telle que, le gaz cap, la zone de transition gaz huile, la zone de l'huile, la zone de transition huile-eau et la zone de l'eau. La spécification des données initiales de chaque zone dépend : la gravité, l'équilibre capillaire et le type des fluides. [7]

a. Zone du gaz cap :

Dans cette zone, la phase gazeuse est continue, la distribution verticale de la pression du gaz peut être calculée à partir du gradient hydrostatique défini par la relation suivante : [7]

$$\frac{dP_g}{dz} = \gamma_g$$

En outre : $S_w = S_{iw}$, $S_o = 0$, $S_g = 1 - S_w$

b. Zone de transition gaz-huile :

A la fois l'huile et le gaz sont des phases continues de sorte que la répartition verticale de pression est obtenue à partir des relations hydrostatiques. [7]

$$\frac{dP_g}{dz} = \gamma_g \quad ET \quad \frac{dP_o}{dz} = \gamma_o$$

Avec :

$$S_w = S_{iw}, \quad S_g = P_{cgo}^{-1}(P_g - P_o), \quad S_o = 1 - S_g - S_w$$

$$P_w = P_o - P_{cow}(S_{iw})$$

c. Zone huileuse :

$$\frac{dP_o}{dz} = \gamma_o$$

Dans cette zone, les saturations de l'eau, du gaz et de l'huile sont calculées comme suit :

$$S_w = S_{iw}, \quad S_g = 0, \quad S_o = 1 - S_g - S_w$$

La répartition de la pression de l'eau et du gaz dans la zone huileuse est calculée par les deux équations suivantes :^[7]

$$P_g = P_o + P_{cgo}(0), \quad P_w = P_o - P_{cow}(S_{iw})$$

b. Zone de transition huile-eau :

Dans cette zone, seulement la phase d'eau est continue, donc la répartition verticale de la pression est obtenue à partir de gradient hydrostatique, elle est donnée par la formule suivante :^[7]

$$\frac{dP_w}{dz} = \gamma_w$$

Avec :

$$S_g = 0, \quad S_o = 1 - S_g - S_w, \quad P_w = P_{cow}^{-1}(P_o - P_w)$$

Où la pression capillaire P_{cow} est supposé inversible.

e. Zone de l'eau :

Dans la zone d'eau, seulement la phase aqueuse est continue, la pression initiale doit être en fonction de gradient hydrostatique.^[7]

$$\frac{dP_w}{dz} = \gamma_w$$

Avec :

$$S_g = S_o = 0 ; \quad S_w = 1$$

$$P_o = P_w + P_{cow}(S_{wMax}) ; \quad P_g = P_o - P_{cgo}(0)$$

S_{wMax} : Saturation maximale de l'eau

III.1.5.2.2. Linéarisation du système d'équations :

Le système de la simulation à résoudre est composé d'un ensemble d'équations différentielles partielles non linéaires vues dans la section précédente. Dans la plupart des cas, la résolution analytique de ce système d'équations est impossible et le recours à sa linéarisation en un système d'équations algébriques, dit aussi système d'équations de différences finies est indispensable. [7]

III.1.5.2.3. Résolution numérique du système d'équations :

Les équations 3.24, 3.25 et 3.26 sont des équations non linéaires, on introduit le principe de différence finie pour discrétiser et écrire les équations différentielles de dérivées partielles sous forme linéaire. [7]

Pour l'eau :

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta t} \left(V \left[\left(\frac{\emptyset S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{\emptyset S_w}{B_w} \right)^n \right] \right)_{i,j,k} \\ &= T_{w1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{w,i+1,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1}) - T_{w1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i-1,j,k}^{n+1}) \\ &+ T_{w2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{w,i,j+1,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1}) - T_{w2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j-1,k}^{n+1}) \\ &+ T_{w3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{w,i,j,k+1}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1}) - T_{w3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k-1}^{n+1}) \\ &- (T_w \gamma W)_{1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i+1,j,k} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma W)_{1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i-1,j,k}) \\ &- (T_w \gamma W)_{2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j+1,k} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma W)_{2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j-1,k}) \\ &- (T_w \gamma W)_{3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma W)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}) \\ &+ \widetilde{Q}_{ws,i,j,k}^{n+1} \dots \dots \dots \text{(III.25)} \end{aligned}$$

Pour l'huile :

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} \left(V \left[\left(\frac{\emptyset S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\emptyset S_o}{B_o} \right)^n \right] \right)_{i,j,k} \\
&= T_{o1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{o,i+1,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - T_{o1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i-1,j,k}^{n+1}) \\
&+ T_{o2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{o,i,j+1,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - T_{o2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j-1,k}^{n+1}) \\
&+ T_{o3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{o,i,j,k+1}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - T_{o3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k-1}^{n+1}) \\
&- (T_o \gamma_o)_{1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i+1,j,k} - z_{i,j,k}) + (T_o \gamma_o)_{1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i-1,j,k}) \\
&- (T_o \gamma_o)_{2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j+1,k} - z_{i,j,k}) + (T_o \gamma_o)_{2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j-1,k}) \\
&- (T_o \gamma_o)_{3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}) + (T_o \gamma_o)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}) \\
&+ \widetilde{Q}_{os,i,j,k}^{n+1} \dots \dots \dots \text{(III.26)}
\end{aligned}$$

Pour le gaz :

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} \left(V \left[\left(\frac{\emptyset R_{so} S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\emptyset R_{so} S_o}{B_o} \right)^n \right] \right)_{i,j,k} \\
&= (R_{so} T_o)_{o,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{o,i+1,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - (R_{so} T_o)_{o,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i-1,j,k}^{n+1}) \\
&+ (R_{so} T_o)_{o,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{o,i,j+1,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - (R_{so} T_o)_{o,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j-1,k}^{n+1}) \\
&+ (R_{so} T_o)_{o,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{o,i,j,k+1}^{n+1} - P_{o,i,j,k}^{n+1}) - (R_{so} T_o)_{o,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (P_{o,i,j,k}^{n+1} - P_{o,i,j,k-1}^{n+1}) \\
&- (R_{so} T_o \gamma_o)_{1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i+1,j,k} - z_{i,j,k}) + (R_{so} T_o \gamma_o)_{1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i-1,j,k}) \\
&- (R_{so} T_o \gamma_o)_{2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j+1,k} - z_{i,j,k}) + (R_{so} T_o \gamma_o)_{2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j-1,k}) \\
&- (R_{so} T_o \gamma_o)_{3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}) + (R_{so} T_o \gamma_o)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}) \\
&+ \left(\frac{V q_{os} R_{so}}{B_o} \right)_{i,j,k}^{n+1} \dots \dots \dots \text{(III.27)}^{[7]}
\end{aligned}$$

III.2. PRESENTATION DU SOFTWARE ECLIPSE:

Dans le but de prédire l'écoulement des fluides dans un champ pétrolier, les sociétés pétrolières utilisent des simulateurs de réservoirs qui modélisent numériquement l'exploitation d'un champ pétrolier à partir des équations d'écoulement des fluides dans un milieu poreux. [8]

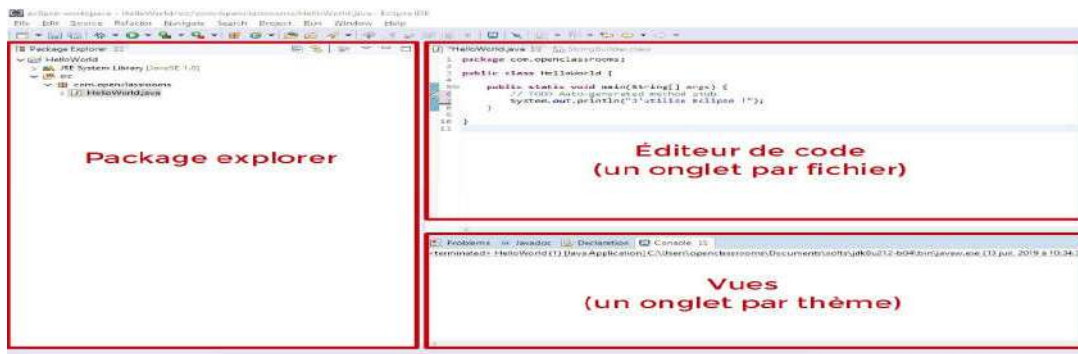


Figure III.1.présentation du software ECLIPSE. [8]

III.2.1. Structure du fichier DATA (input data file) :

L'exportation d'un cas de simulation géré par le software Petrel nous a permis de gérer un fichier d'entrée de données ECLIPSE composé de plusieurs sections, dont chacune est introduit par un mot-clé. [8]

La liste de la section en-tête des mots-clés dans le bon ordre est la suivante : [8]

RUNSPEC

GRID

EDIT

PROPS

REGIONS

SOLUTION

SUMMARY

SCHEDULE

Remarque: Les sections doivent être spécifiées dans l'ordre indiqué. [8]

Tableau III.1 : Définition des sections : RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS^[8]

Section	<u>1- RUNSPEC</u>	<u>2-GRID</u>	<u>3-EDIT</u>	<u>4-PROPS</u>
Contenu	Titre, les dimensions du grille, les phases présentes, composants de réservoir, etc.	<p>La section GRID détermine la géométrie de base de la grille de simulation et diverses propriétés de la roche (porosité, perméabilité absolue, rapports net-brut) dans chaque cellule de la grille.</p> <p>A partir de cette information, le programme calcule les volumes de pores de blocs de grille, profondeurs point milieu et inter-blocs transmissibilité.</p>	Modifications pour calculer des volumes de pores, les profondeurs du centre de bloc de grille et les transmissibilités.	Tableaux des propriétés de la roche réservoir et des fluides en fonction de pressions, des saturations et des compositions (densité, viscosité, perméabilité relative, la pression capillaire, etc.).

Tableau III.2 : Définition des sections REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE^[8]

Section	<u>5-REGIONS</u>	<u>6-SOLUTION</u>	<u>7-SUMMARY</u>	<u>8-SCHEDULE</u>
Contenu	Divise la grille de calcul en régions pour le calcul de: propriétés PVT (densités de fluide et des viscosités), propriétés de saturation (perméabilités relatives, pressions capillaires et conditions initiales, (pressions d'équilibre et saturations) - fluides en place (liquide dans lieu et inter-régions flux)	Cette section contient suffisamment de données pour définir l'état initial (pression, saturations, compositions) de chaque bloc de grille dans le réservoir.	Spécification des données à écrire dans le fichier Résumé après chaque pas de temps. Nécessaire si certains types de sortie graphique (par exemple eau coupées en fonction du temps) doivent être générés après la course est terminée.	Spécifie les opérations à simuler (production et d'injection des contrôles et des contraintes) et l'heure à laquelle les rapports de sortie sont nécessaires.

III.3.Conclusion:

Ce chapitre introduit brièvement certaines notions fondamentales de la simulation numériques avec une petite définition sur le software Eclipse et comment on va utiliser, il permet d'avoir les différents types de modèles utilisés dans la simulation numérique, leur principe, et le domaine d'application de chaque type du modèle. Ainsi elle présente les concepts de base de la simulation numérique, leur importance, leur utilité et leur fonctionnalité. Le choix de chaque concept ça sera en fonction des problèmes engendrés, en fonction des contraintes géologiques, en fonction du temps et en fonction de la stabilité du modèle. Ce chapitre nous permet aussi de savoir la structure générale de construction d'un modèle numérique du réservoir. ^[8]

CHAPITER IV :

**L'effet de L'injection WAG sur La
production du champ GSE**

IV.1.Introduction:

Dans cette introduction on va parler du cas de référence qui représente le cas de développement (POD) du champ GSE qui s'avère nécessaire pour exploiter la culmination ouest du champ, et le forage des deux nouveaux puits producteurs et la conversion de GSE - 10 producteur d'huile a une injecteur de gaz additionnelle dans le niveau UPPER TAGI. [3]

Le cas de référence du plan de développement inclut les actions suivantes : [3]

- Forage d'un puits PPH GSE-13 dans une culmination à l'ouest de la zone principale du champ. La mise en service est prévue en 2022
- Conversion du puits producteur d'huile GSE-10 actuellement fermé à cause de fort WC en puits injecteurs de gaz en 2022, cette action permettra de supporter la pression au niveau Upper TAG-I.
- Forage d'un puits (PPH) GSE-12 en 2023 pour le niveau UPPER TAGI.
- Le remplacement de la pompe ESP chaque deux ans si nécessaire dans le puits GSE-9[3]

La cumule de production d'huile du champ GSE dans le cas de référence retenu à la fin 2040 sont évaluées à 40,12 MMbbls avec un facteur de récupération (FR) de 41,7%.

La cumule de gaz associé qui correspond au profil de production du cas de référence est d'environ 6041 millions Sm³ à la fin de 2040, ce volume de gaz sera réinjecté dans les champs des blocs 401a et 402a pour le maintien de pression des gisements. [3]

IV.2.Evaluation de l'injection WAG sur le champ GSE :

L'évaluation de l'injection de WAG dans ce cas est faite à l'aide d'un logiciel (Eclipse) de simulation dynamique sur le modèle réservoir du champ GSE.

Un nombre de cas de simulation a été construits et simulés, ces cas regroupent la situation actuelle du champ (cas de référence), et les hypothèses d'implémentation de l'injection WAG (paramètres du WAG : Débits et durées des cycles d'injection).

IV.2.1.Description du cas de référence:

Tableau IV.1 : Les paramètres Dans le cas de référence

GSE-10		GSE-3		GSE-7		GSE-4	
Fluide d'injection	Q inj [sm3/J]	Fluide d'injection	Q inj [sm3/J]	Fluide d'injection	Q inj [sm3/J]	Fluide d'injection	Q inj [sm3/J]
GAS	300000	GAS	350000	EAU	210	EAU	210

Tableau IV.2 : Différentes puits dans le cas de référence

puits existants	puits à forer
4 PPH	GSE-12 ET GSE-13 PPH
3PIE	Conversion de GSE-10 PPH à PIG

IV.2.2.Optimisation avec le technique WAG :

Dans ce cas d'étude, on a considéré la conversion des puits GSE-3 et GSE-11 comme injecteurs WAG.

GSE-3 :

Début forage : 22 novembre 2001

Fin forage : 12 décembre 2001

Profondeur finale : 3080 m (RT).

Type de puits : Producteur

Simple complétion dans la formation TAG-I

Perforations : 2941 – 2958 m (RT)

Les diagraphies réalisées montrent la présence de gaz (gaz cap) dans l'Upper TAG-I jusqu'à la côte 2702 m (TVD NM) (GOC); les niveaux Middle et Lower TAG-I ont montré de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Le Middle TAG-I a été trouvé saturé en huile jusqu'au 2729,3 m (TVD NM), dans le Lower TAG-I un contact huile/eau a été observé à la côte 2751 m (TVD NM). [3]

Le puits a été complété dans le Middle TAG-I et mis en production en décembre 2004 avec un débit d'huile de 8000 bbls/j et FTHP de 115 bars. GSE-3 a produit jusqu'en février 2010 lorsque 'il s'est arrêté à cause de l'augmentation de la production d'eau. La conversion du puits GSE-3 a été proposée afin de maintenir la pression de gisement dans le TAGI de la partie sud du champ. La conversion en injecteur de gaz du GSE-3 a été réalisée en 2016 afin de maintenir la pression de dépôt dans Middle TAG-I. Récemment le Lower TAG-I a été perforé afin d'apporter un support de pression en janvier 2021. [3]

GSE-11 :

Début forage : 26 avril 2013

Fin forage : 04 juin 2013

Profondeur finale : 3100 m (RT).

Type de puits : Injecteur d'eau

Simple complétion dans la formation TAG-I

Perforations : 2989,6-2991,5 m (RT).

L'épaisseur totale de la formation TAG-I est de 102 m. Le niveau Upper TAG-I est généralement argileux avec un petit banc de grès au milieu où la résistivité montre qu'il est saturé en huile. Le reste des niveaux (Middle, Lower et Basal TAG-I) sont saturé en eau. [3]

Suite au coincement, juste au-dessous du Sabot 7'' durant le forage, les logs finaux programmés et les mesures de pression MDT ont été annulés. [3]

Le puits est complété dans le Lower TAG-I comme injecteur d'eau. L'injection a commencé en février 2014 avec un débit d'injection de 47 sm³/j. Le Lower TAG-I a été fracturé en décembre 2014 pour augmenter l'injection d'eau dans ce niveau. Actuellement, le puits injecte environ 250 sm³/j. [3]

Le puits est fermé pour réservoir management. [3]

Dans l'application de la technique WAG. Il y a beaucoup des variables qui peuvent jouer un rôle dans le changement et le contrôle de la productivité d'huile.

Dans ce cas, et afin de maximiser la production d'huile du champ GSE, la conversion des puits GSE-3 et GSE-11 en injecteurs WAG a été évaluée et optimisée en faisant des sensibilités sur :

- L'injection d'eau
- L'injection de gaz
- WAG Ratio

Dans les cas de sensibilité sur les paramètres du WAG, une limite supérieure sur le débit d'injection total du gaz est fixée à 750.000 sm³/j qui est fonction de la disponibilité du gaz au champ GSE.

L'analyse des résultats des cas simulés a permis d'identifier l'effet positif de l'injection WAG qui sera illustré dans ce qui suit à travers les performances des puits : GSE-6 & GSE-9.

IV.2.2.1.Sensibilité sur le WAG (CAS 1):

Dans ce cas, on a considéré des cycles d'injection de 6 mois de chaque phase de telle sorte d'avoir l'eau injecté dans un puits quand le gaz est injecté dans le deuxième puits.

Tableau IV.3 : Les paramètres de sensibilité sur le WAG (1/1)

GSE-3			GSE-11		
Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]	Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]
Eau	6	450	Gas	6	400000
Gas	6	400000	Eau	6	450

Dans ce cas, les débits d'injection d'eau et de gaz sont supérieurs au cas de référence.

On a aussi observé que le puits GSE-11 n'est pas capable d'honorer un débit d'injection de gaz de 400000 sm³/j, son maximum débit d'injection est de 330000sm³/j.

La figure ci-dessous (figure 4.1) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut observer que :

- Augmentation de production d'huile de 1.20 MMbbl à la fin de 2040.
- Une augmentation de FOPC par rapport au cas de référence.
- Un meilleur maintien de pression par rapport au cas de référence.

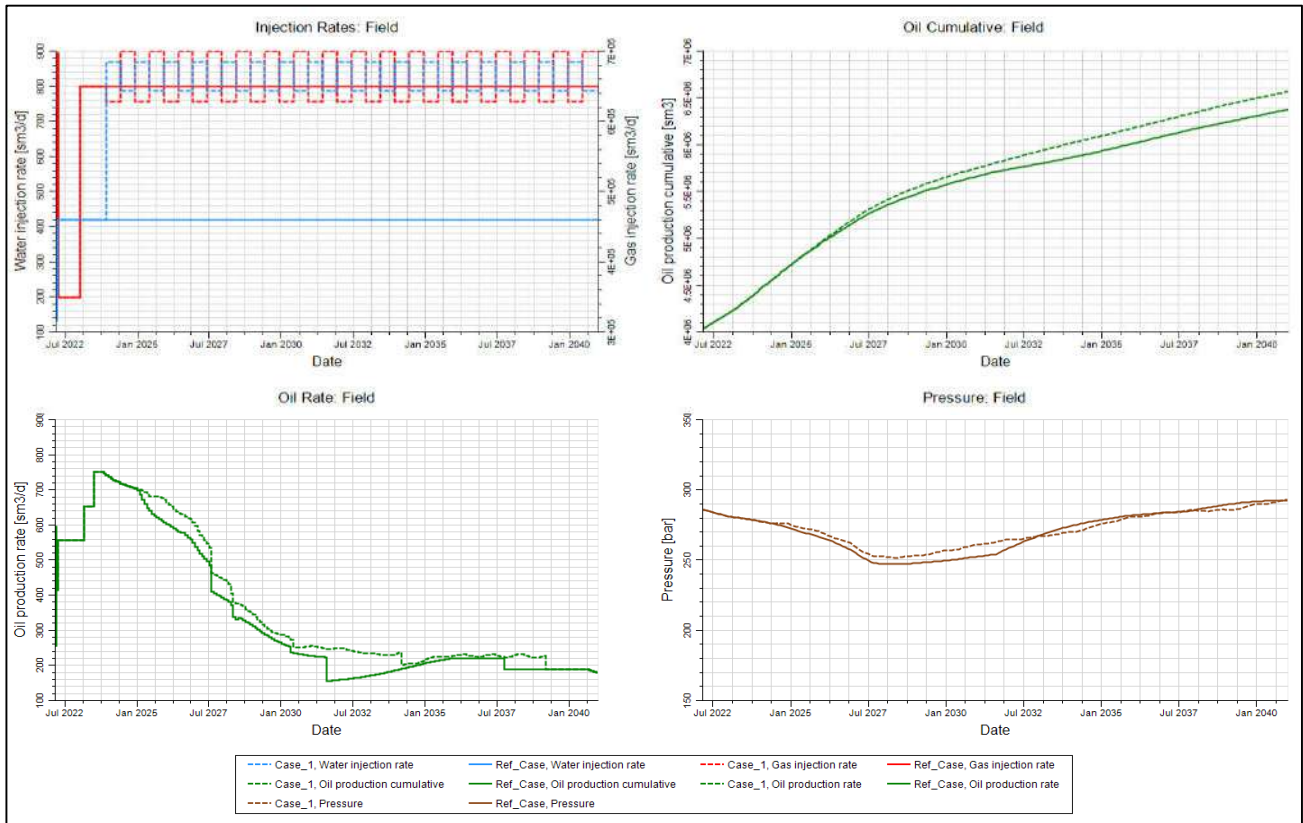


Figure IV.1 : L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de référence VS WAG)

Les figures ci-dessous (figure 4.2) et (figure 4.3) représente des graphes qui montre l'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) en fonction de temps. Dans les puits : GSE-6 et GSE-9(cas de référence VS CAS 1). On observe que :

Ce cas aide à prolonger la durée de vie des puits GSE-6 et GSE-9, avec une légère diminution du débit de production d'huile du puits GSE-6 à cause d'une légère augmentation du Wcut, et une légère augmentation du débit de production d'huile du puits GSE-9 à cause d'une diminution de GOR(augmentation du débit de gaz).

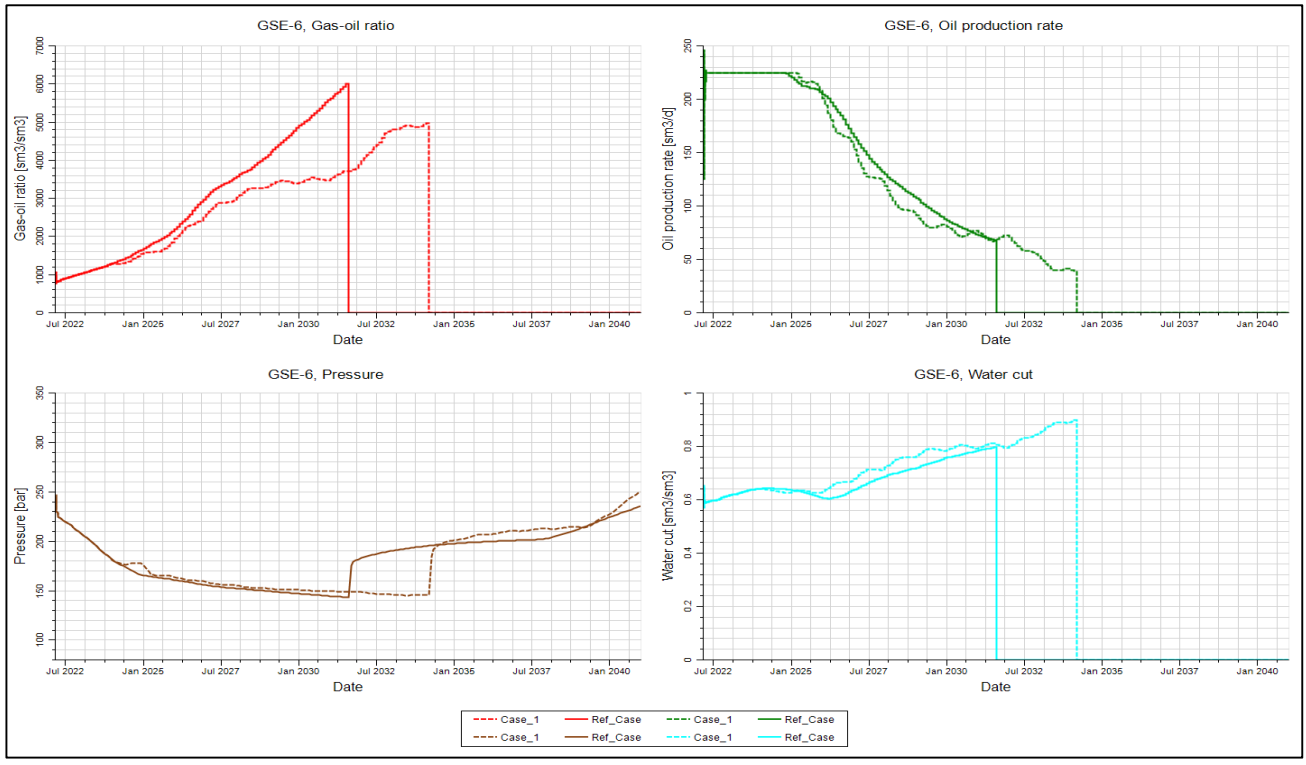


Figure IV.2 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 1)

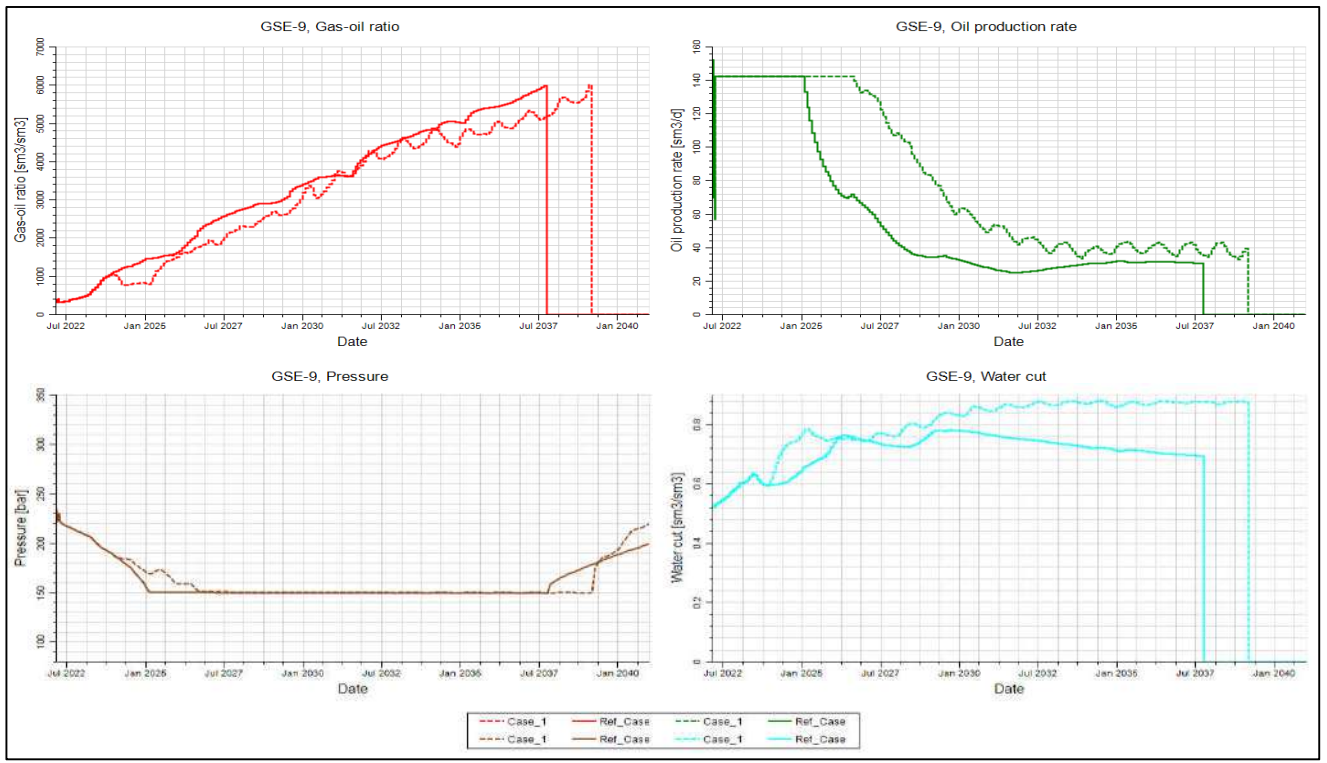


Figure IV.3 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 1)

IV.2.2.2.Sensibilité sur le début d'injection de gaz (CAS 2):

Dans ce cas on va augmenter le débit d'injection de gaz de 400kSm³/J à 450kSm³/J (GSE-11) et de 400kSm³/J à 500kSm³/J (GSE-3).

Tableau IV.4 : Les paramètres de sensibilité sur l'injection de gaz

GSE-3			GSE-11		
Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]	Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]
Eau	6	450	Gas	6	450000
Gas	6	500000	Eau	6	450

On a observé dans ce cas que le puits GSE-11 n'est pas capable d'honorer un débit d'injection de gaz de 450000 sm³/j, son maximum débit d'injection est de 370000sm³/j.

La figure ci-dessous (figure 4.4) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut observer que :

- Augmentation de production d'huile de 1.26 MMbbl à la fin de 2040.
- Une augmentation de FOPC par rapport au cas de référence.
- Un meilleur maintien de pression par rapport au cas de référence.

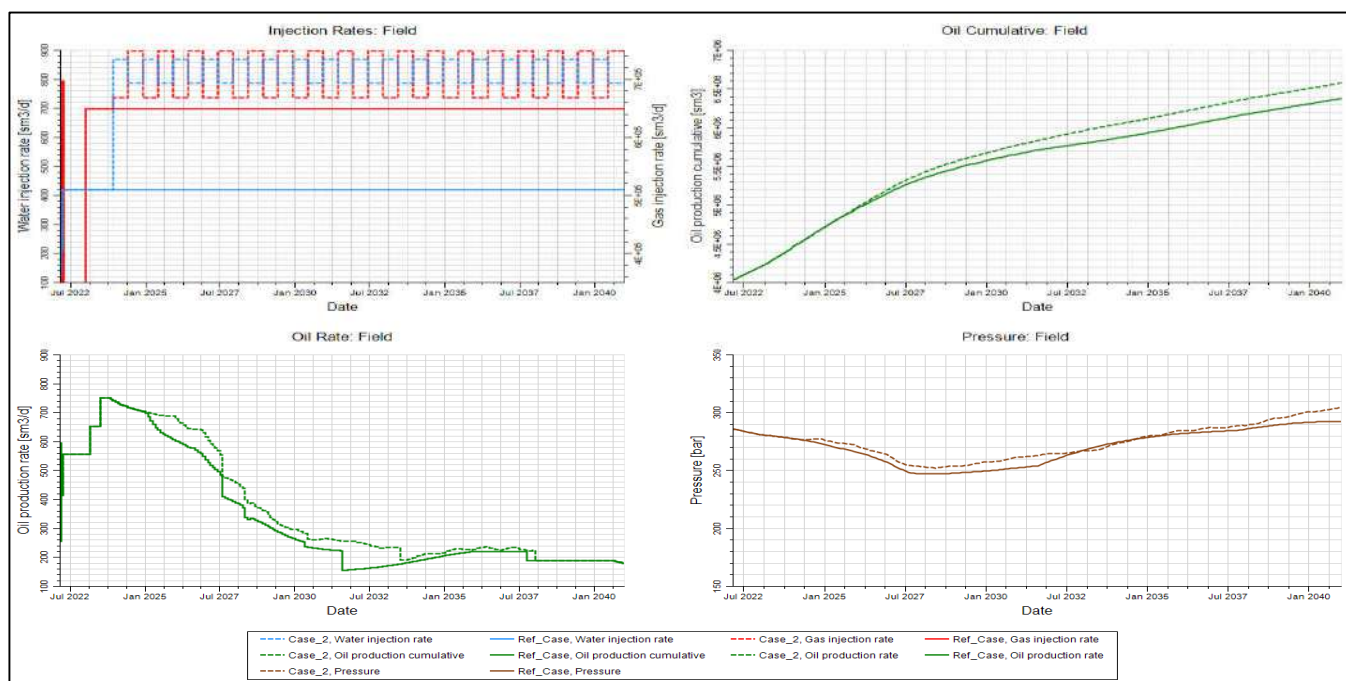


Figure IV.4 : L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité GI)

Les figures ci-dessous (figure 4.5) et (figure 4.6) représente des graphes qui montre l'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) en fonction de temps. Dans les puits : GSE-6 et GSE-9(cas de référence VS CAS 2). On observe que :

Une légère augmentation du débit de production d'huile du puits GSE-9 à cause d'un meilleur maintien de pression.

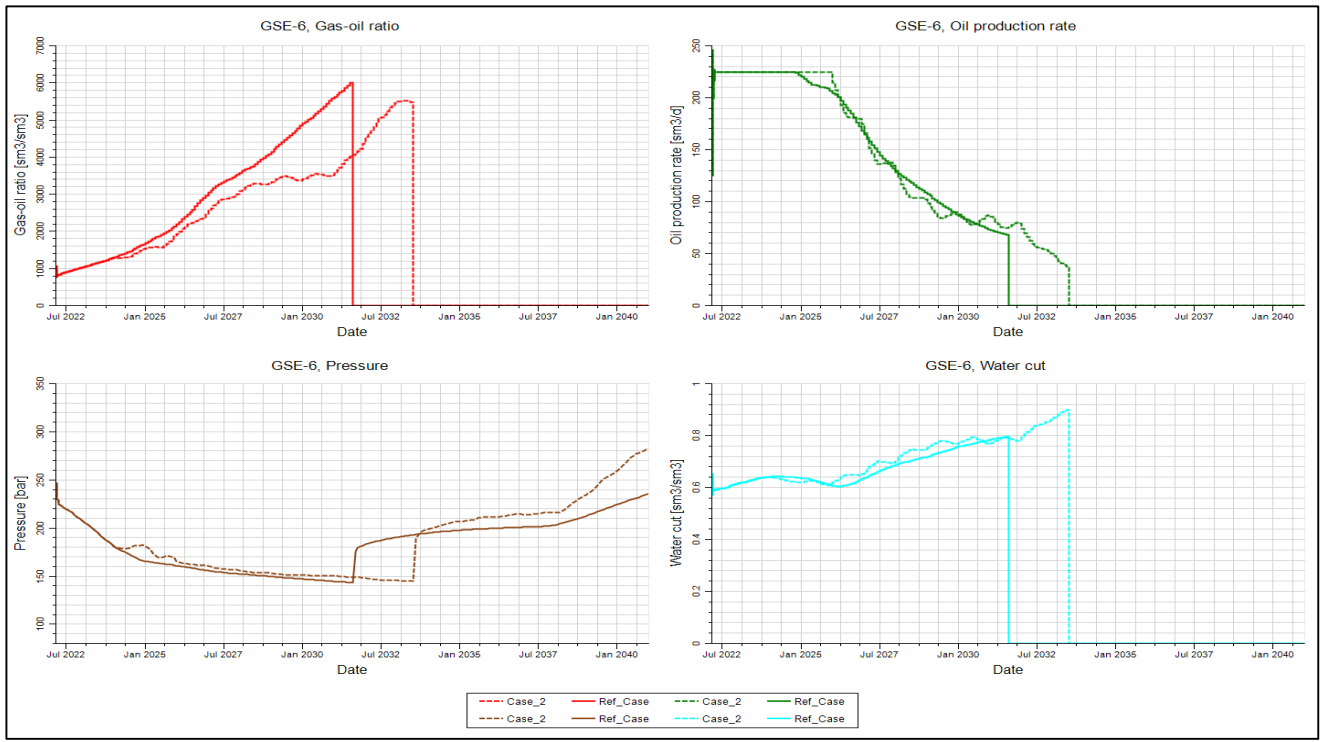


Figure IV.5 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 2)

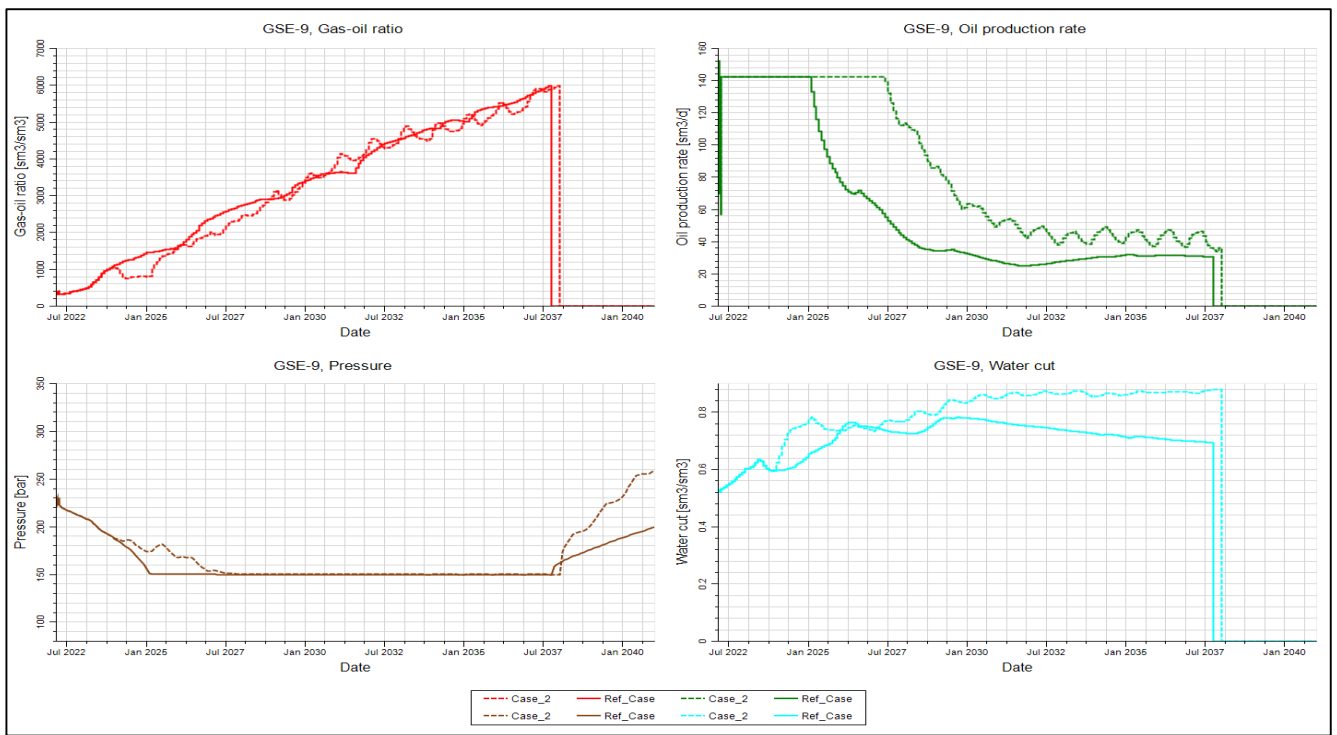


Figure IV.6 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 2)

IV.2.2.3.Sensibilité sur le début d'injection d'eau (CAS 3):

Dans ce cas, nous allons simuler avec le même débit de gaz augmenté (puisqu'il a donné un meilleur FOPR) mais voyons ce qui se passe lorsque nous diminuons le débit d'injection d'eau de 450 Sm³/j à 350 Sm³/j.

Tableau IV.5 : Les paramètres de sensibilité sur l'injection d'eau

GSE-3			GSE-11		
Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]	Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm ³ /J]
Eau	6	350	Gas	6	450000
Gas	6	500000	Eau	6	350

On a observé dans ce cas que le puits GSE-11 n'est pas capable d'honorer un débit d'injection de gaz de 450000 sm³/j, son maximum débit d'injection est de 370000sm³/j.

La figure ci-dessous (figure 4.7) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut observer que :

- Augmentation de production d'huile de 1.13 MMbbl à la fin de 2040.
- Une augmentation de FOPC par rapport au cas de référence.
- Un meilleur maintien de pression par rapport au cas de référence.

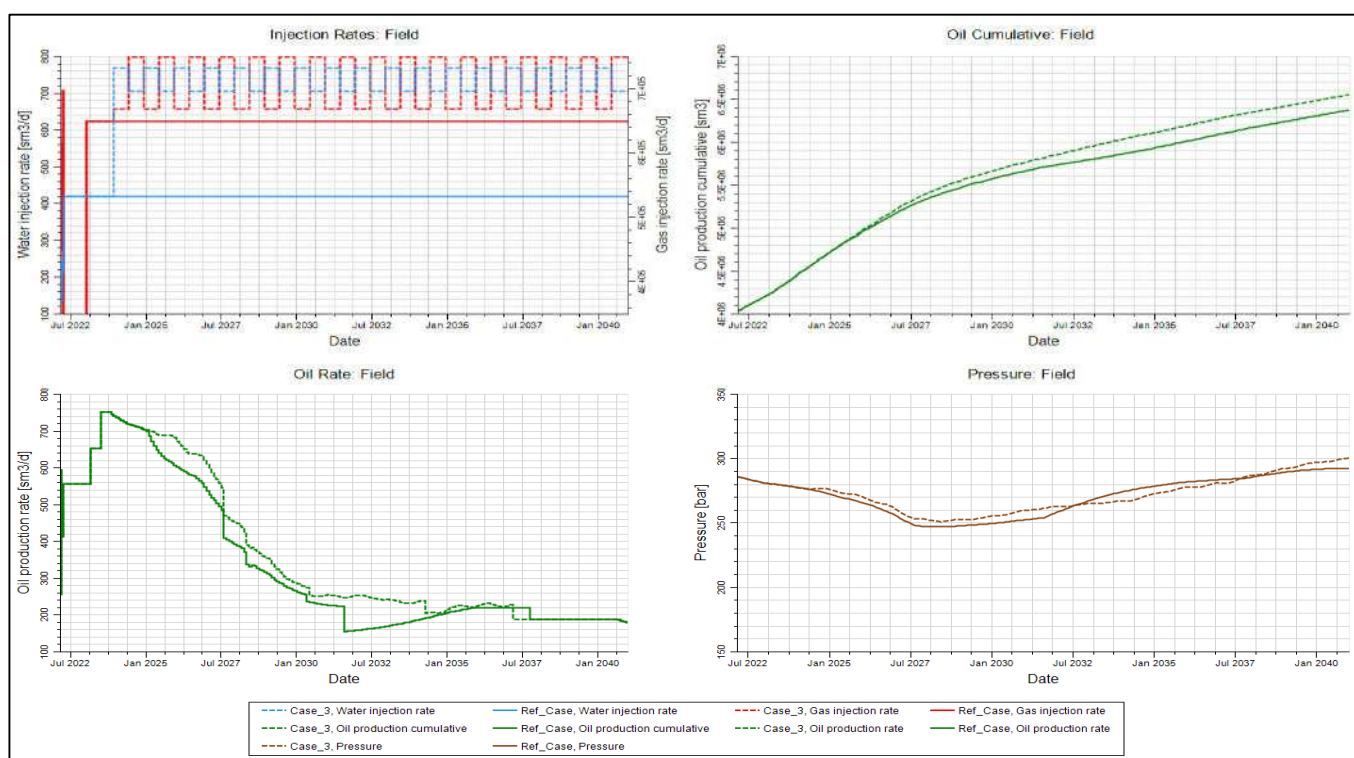


Figure IV.7 : L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité WI)

Les figures ci-dessous (figure 4.8) et (figure 4.9) représente des graphes qui montre l'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) en fonction de temps. Dans les puits : GSE-6 et GSE-9(cas de référence VS CAS 3). On observe que :

Une légère augmentation du débit de production d'huile du puits GSE-9 à cause d'un meilleur maintien de pression.

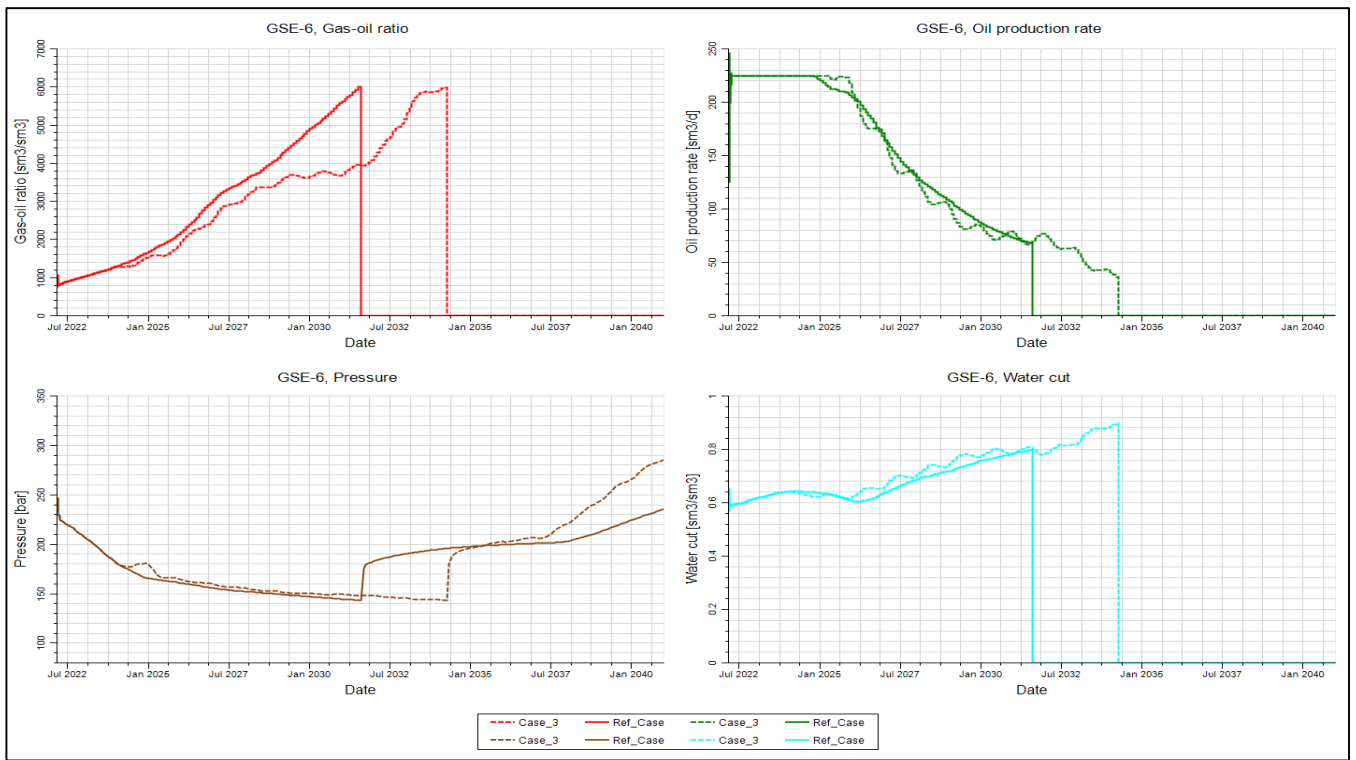


Figure IV.8 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 3)

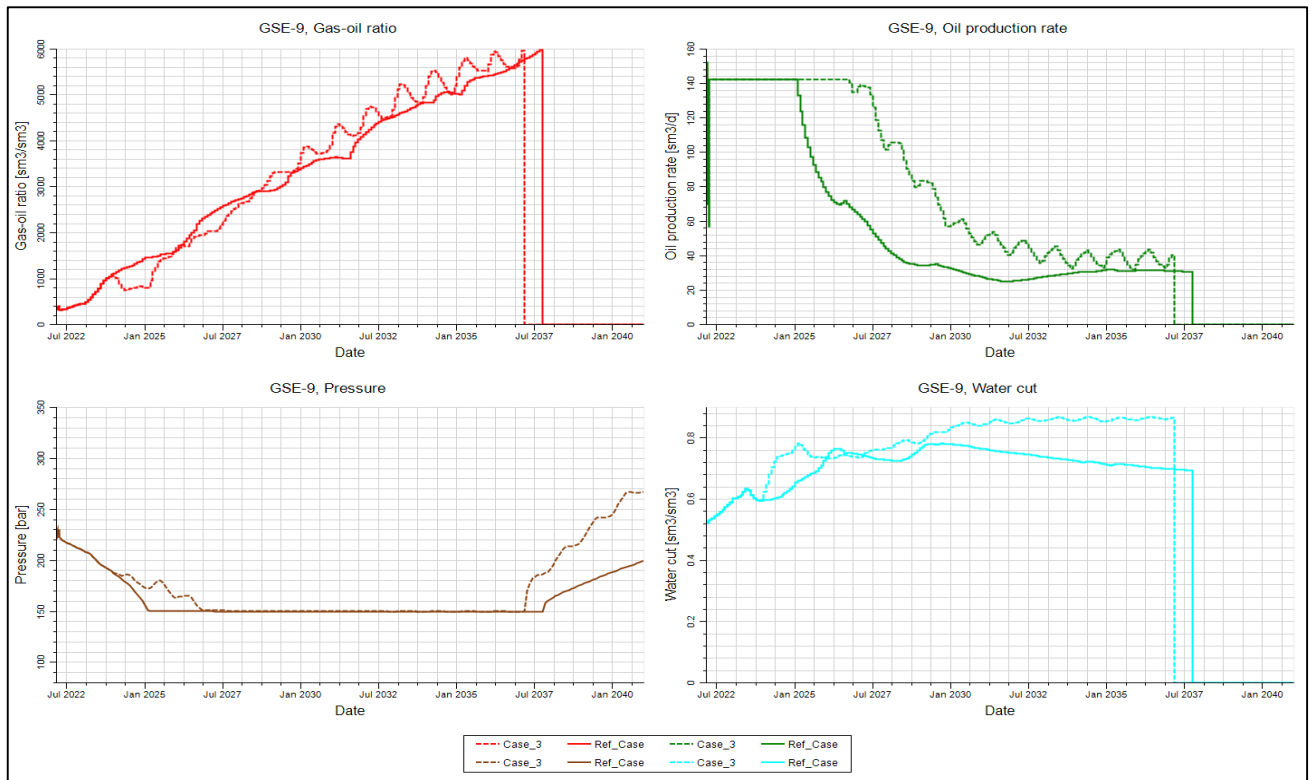


Figure IV.9 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 3)

IV.2.2.4.Sensibilité sur le WAG Ratio :

IV.2.2.4.1Sensibilité sur le cycle d'injection 2/1(CAS 4):

Tableau IV.6 : Les paramètres de sensibilité sur le cycle d'injection 2/1

GSE-3			GSE-11		
Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm³/J]	Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm³/J]
Eau	6	450	Gas	12	450000
Gas	12	500000	Eau	6	450

On a observé dans ce cas que le puits GSE-11 n'est pas capable d'honorer un débit d'injection de gaz de 450000 sm³/j, son maximum débit d'injection est de 370000sm³/j.

La figure ci-dessous (figure 4.10) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut observer que :

- Augmentation de production d'huile de 0.89 MMbbl à la fin de 2040.
- Une augmentation de FOPC par rapport au cas de référence.
- Un meilleur maintien de pression par rapport au cas de référence.

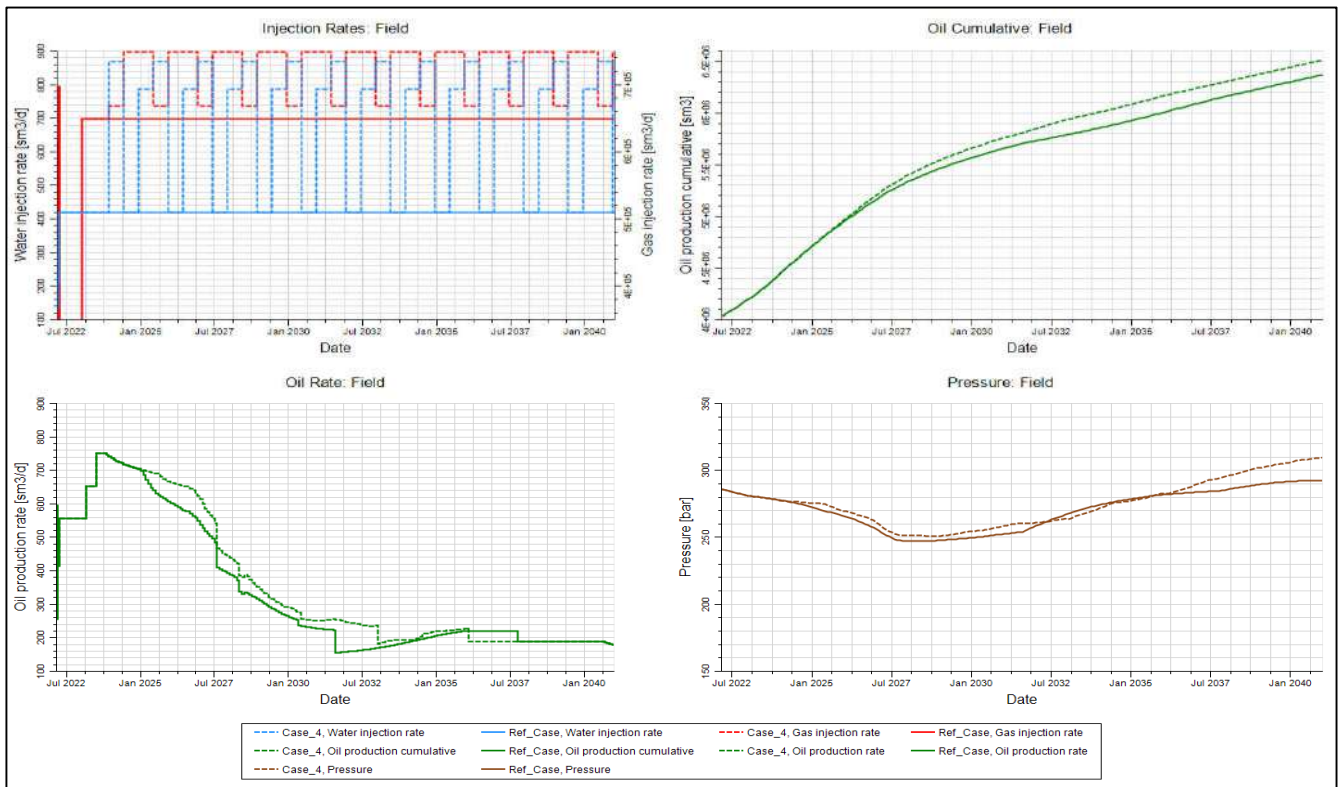


Figure IV.10 : L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité d'WAG RATIO 2/1)

Les figures ci-dessous (figure 4.11) et (figure 4.12) représente des graphes qui montre l'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) en fonction de temps. Dans les puits : GSE-6 et GSE-9(cas de référence VS CAS 4). On observe que :

Une légère augmentation du débit de production d'huile du puits GSE-9 à cause d'un meilleur maintien de pression.

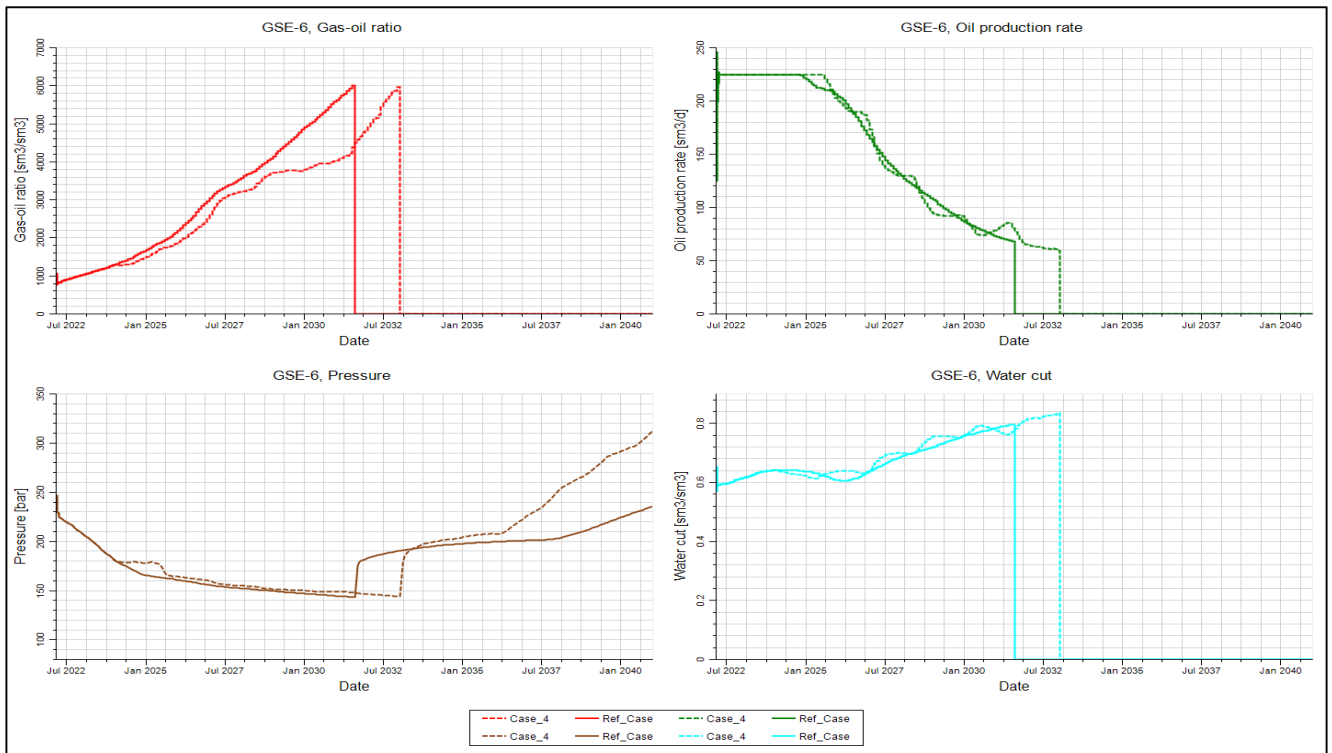


Figure IV.11 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 4)

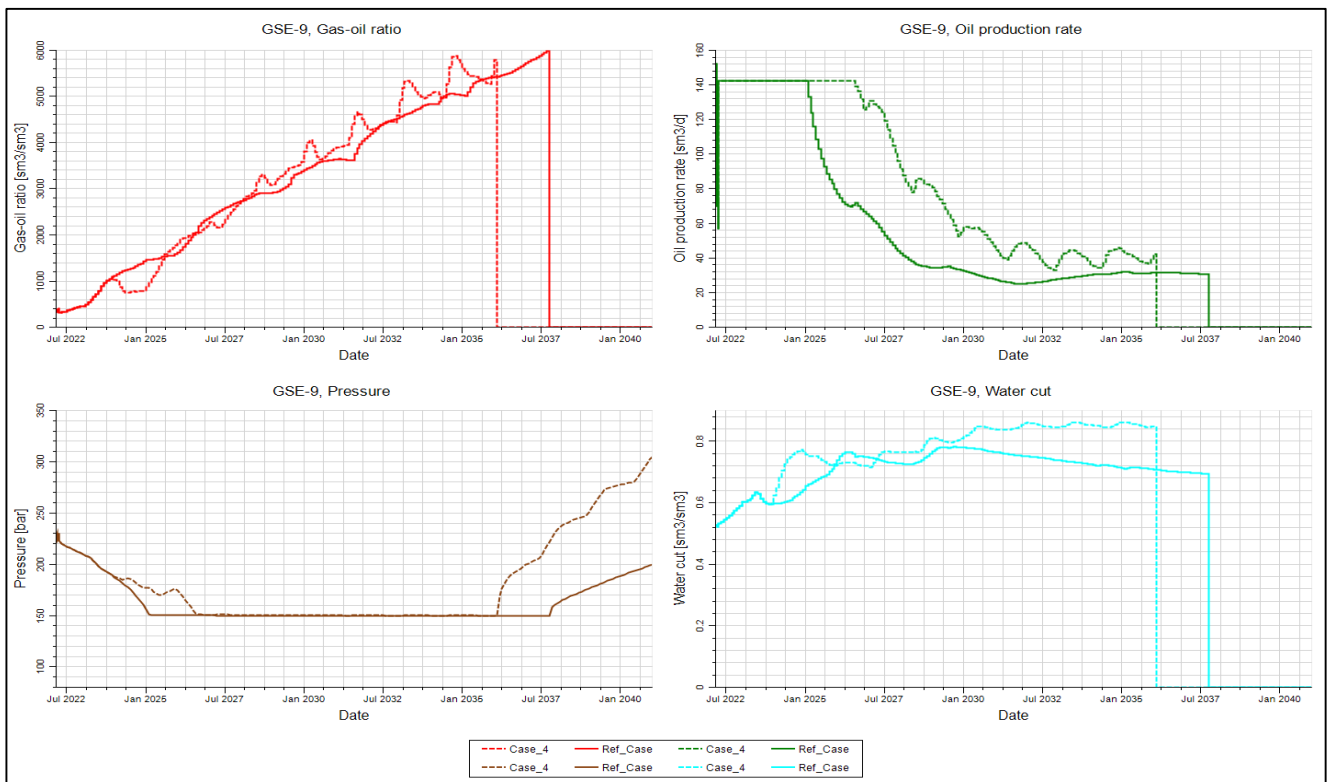


Figure IV.12 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 4)

IV.2.2.4.2.Sensibilité sur le cycle d'injection 1/2 (CAS 5):

Tableau IV.7 : Les paramètres de sensibilité sur le cycle d'injection 1/2

GSE-3			GSE-11		
Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm3/J]	Fluide d'injection	cycle [mois]	Q inj [sm3/J]
Eau	12	450	Gas	6	450000
Gas	6	500000	Eau	12	450

On a observé dans ce cas que le puits GSE-11 n'est pas capable d'honorer un débit d'injection de gaz de 450000 sm³/j, son maximum débit d'injection est de 370000sm³/j.

La figure ci-dessous (figure 4.13) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut observer que :

- Augmentation de production d'huile de 0.78 MMbbl à la fin de 2040.
- Une petite augmentation de FOPC par rapport au cas de référence.
- Un meilleur maintien de pression par rapport au cas de référence.

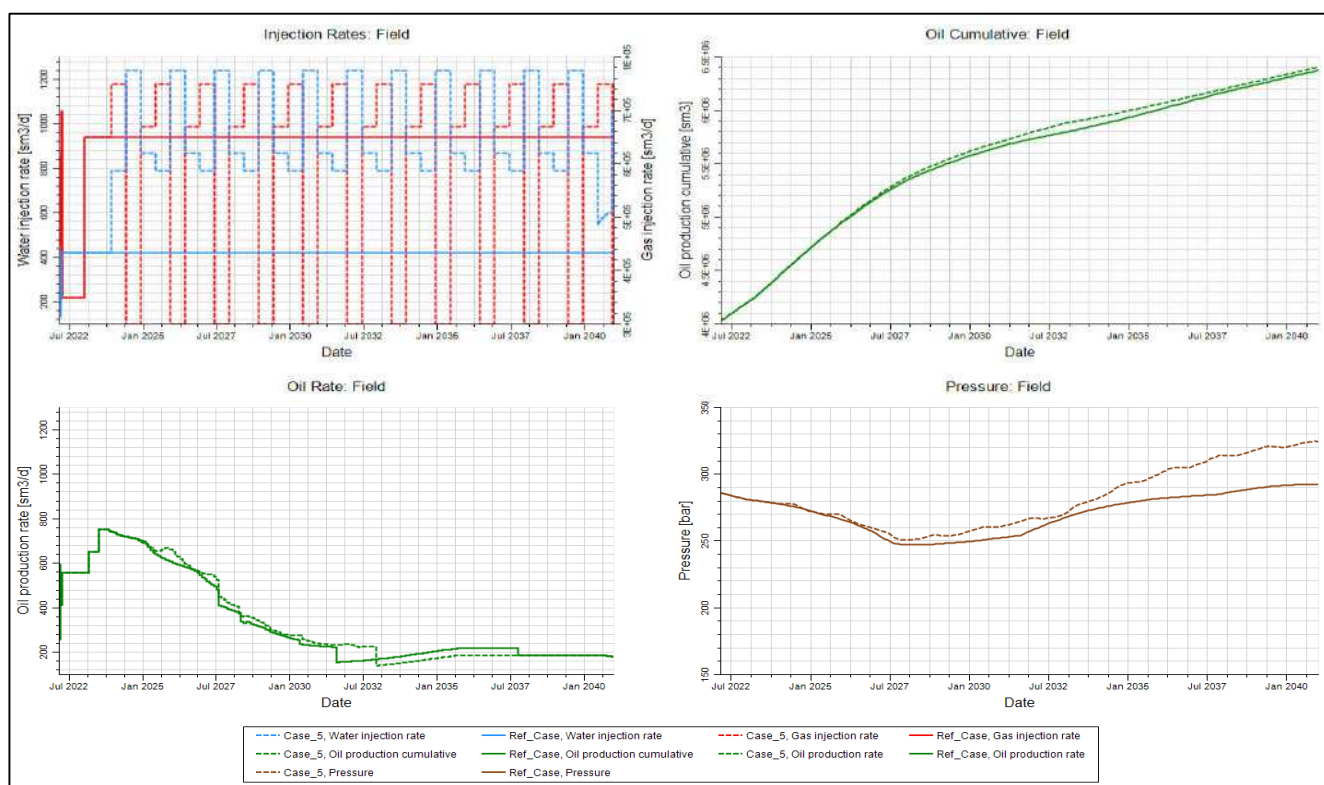


Figure IV.13 : L'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS sensibilité WAG RATIO 1/2)

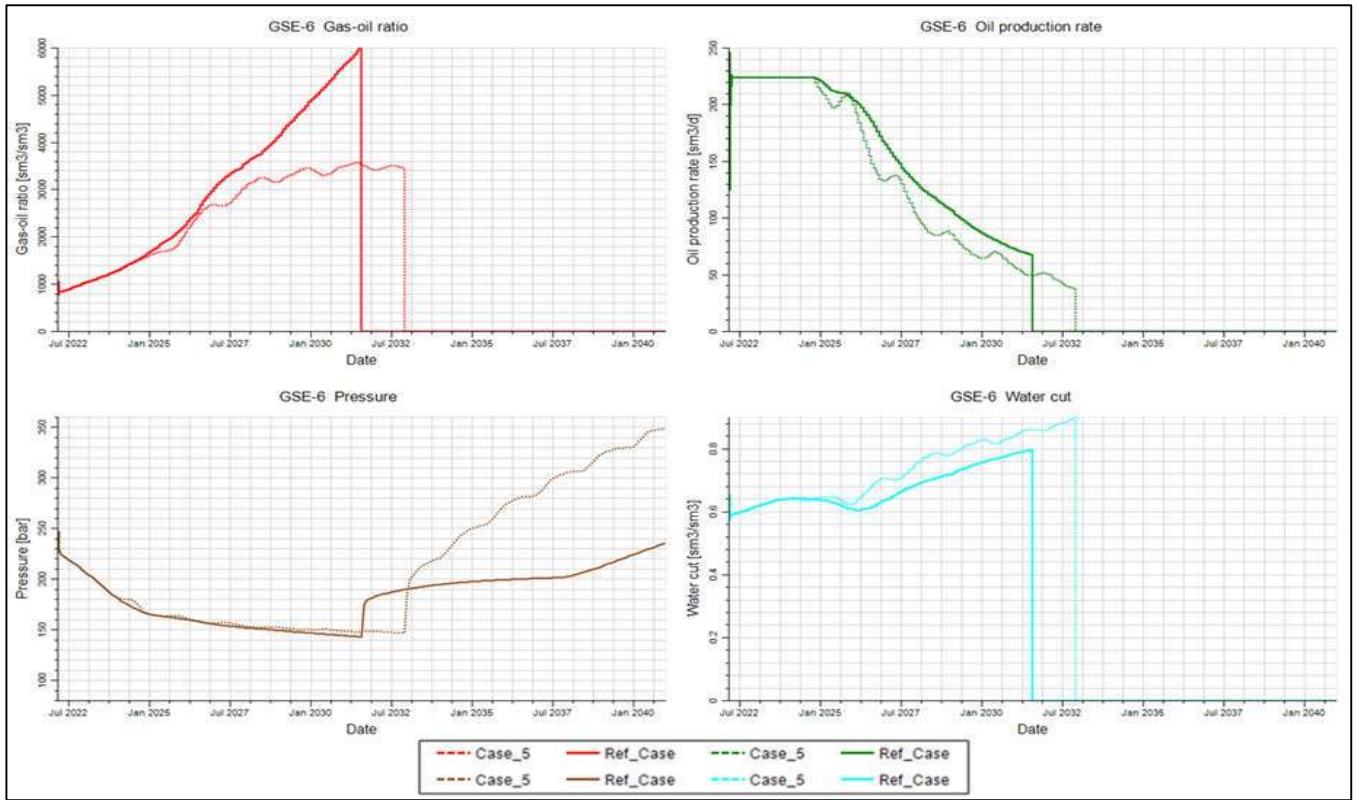


Figure IV.14 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-6 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 5)

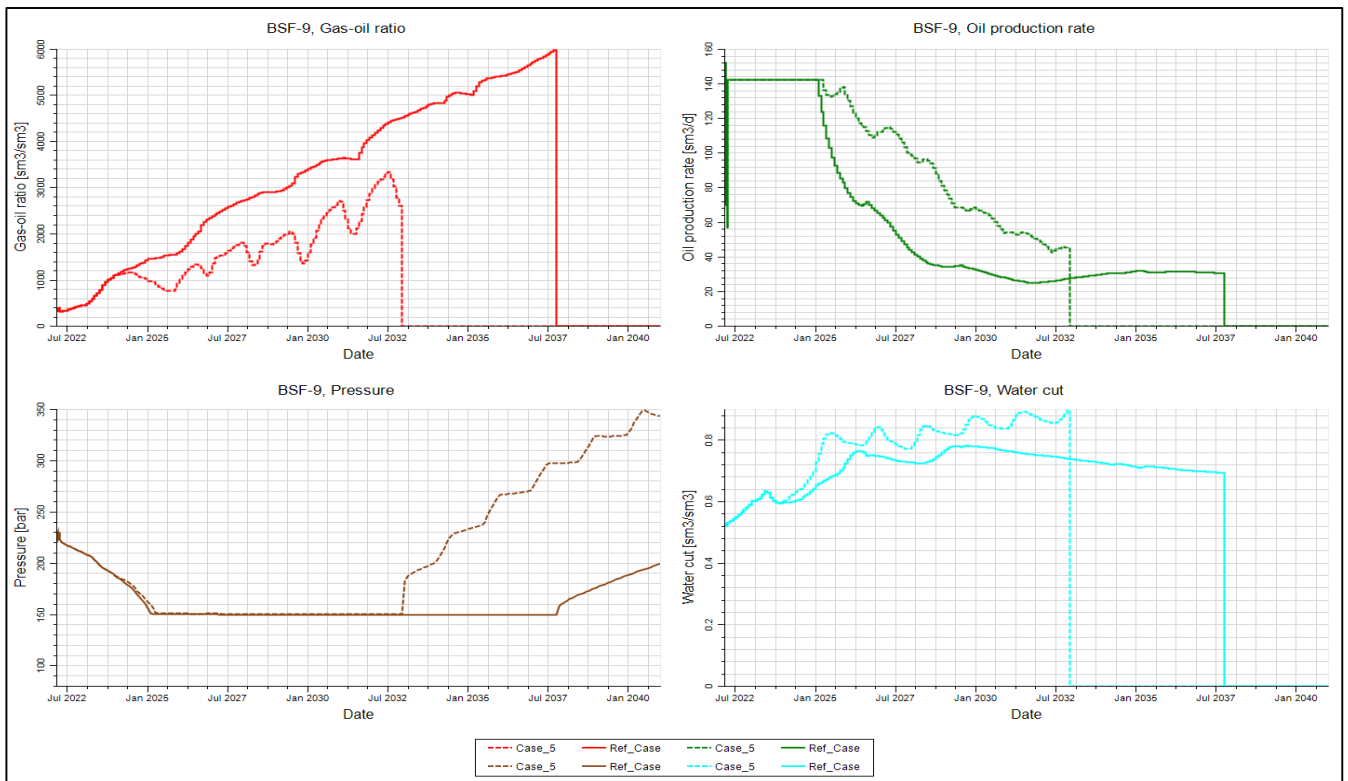


Figure IV.15 : L'évolution des paramètres (GOR, OPR, Wcut, pression) de puits GSE-9 (PPH) en fonction de temps, (cas de référence VS CAS 5)

IV.2.2.5.Sensibilité sur tous les cas:

La figure ci-dessous (figure 4.16) représente un graphique qui montre l'évolution des paramètres (FOPR, FOPC, FWIR, FGIR, Pression) en fonction de temps. On peut déduire que :

- Après tous les cas d'optimisation, nous recommandons que le cas d'injection du gaz soit le meilleur cas de production (FOPT supérieur), et le tableau 4.8 illustre le résultat de la simulation.

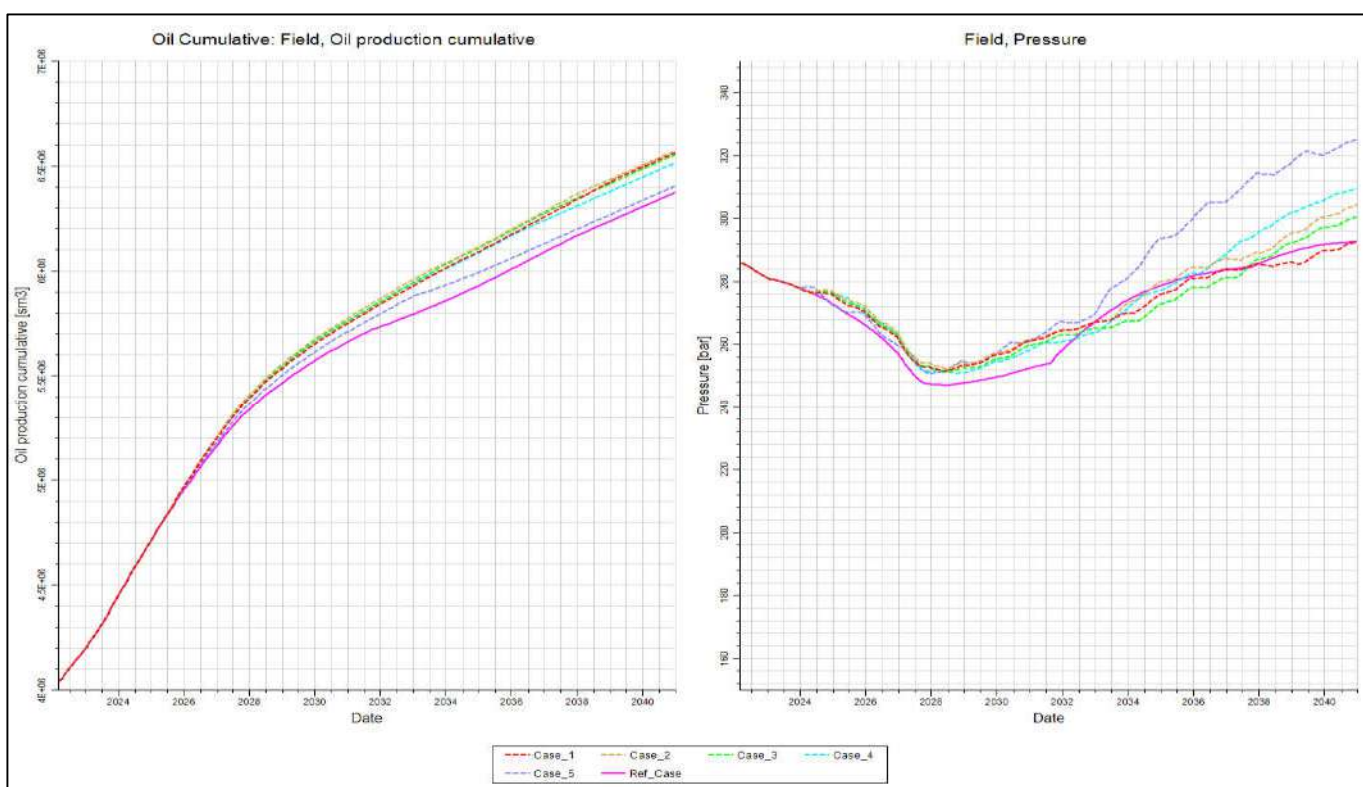


Figure IV.16 : L'évolution des paramètres (FOPC, Pression) en fonction de temps, (cas de ref VS tous les cas)

Tableau IV.8 : Le résultat de la simulation de tous les cas

Case	FOPT	réserves supplémentaires
REF case	40.12	
CAS 1	41.32	1.20
CAS 2	41.38	1.26
CAS 3	41.25	1.13
CAS 4	41.01	0.89
CAS 5	40.9	0.78

IV.3.CONCLUSION:

A la fin de notre travail, on peut tirer les conclusions suivantes :

- ❖ L'utilisation de la technique WAG donnée un meilleur maintien de pression.
- ❖ Dans le champ GSE il faut limiter le débit d'injection de gaz maximale à 750000Sm³/j pour éviter le problème de digitation.
- ❖ A cause de l'existence de Wcut dans le champ GSE, il faut éviter l'injection d'eau au dessus de 1000 Sm³/j, et c'est ce qui apparait dans le cinquième cas(le pire cas en termes de récupération d'huile).

Conclusion générale

Les principales conclusions suivantes peuvent être tirées des résultats de cette étude :

- L'injection WAG permettra d'obtenir un meilleur taux de récupération d'huile de 3.5%.
- La simulation permet d'affirmer l'efficacité de l'injection WAG sur le champ GSE et de déterminer le cas et les paramètres du WAG optimaux.
 - débit d'injection de gaz : 450000Sm³/j et 500000Sm³/j dans GSE-11 et GSE-3 respectivement.
 - débit d'injection d'eau : 450Sm³/j (dans les puits GSE-3 et GSE-11).
 - Le WAG ratio : 1/1.
- Dans l'optimisation du WAG, on a limité l'injection de gaz à 750000Sm³/j pour éviter le problème de digitation.
- Les simulations sur le champ GSE ont montré que la conversion des puits injecteurs GSE-3 et GSE-11 aux puits injecteur de WAG permettra d'atteindre un taux de récupération plus élevé par rapport au cas de référence (cas initiale sans WAG).
- L'injection WAG permettra de contrôler facilement les contraintes de production (GOR et le Wcut).
- L'injection WAG permettra un meilleur maintien de pression de réservoir.

Recommandation

- ❖ *Dans le champ GSE il faut limiter le débit d'injection de gaz maximale à 750000Sm³/j pour éviter le problème de digitation.*
- ❖ *A cause de l'existence de W_{cut} dans le champ GSE, il faut éviter l'injection d'eau au dessus de 1000 Sm³/j, et c'est ce qui apparait dans le cinquième cas.*
- ❖ *L'utilisation de la technique WAG dans le champ GSE aide à augmenter la récupération d'huile.*

Références Bibliographiques:

Thèses et mémoires :

[1] N. Kriat Mouhammed Amine(2016), Evaluation du processus d'injection WAG miscible au niveau du champ EKT d'ELMerk-bassin de Berkine, Mémoire de Magister.

[2] N. Zatout (2014), Caractérisation et évaluation du réservoir (TAGI) de champ Bir Sif Fatima par l'outil de Réservoir Caractérisation Instrument (RCI), Mémoire de fin d'étude, Université de Ouargla.

[4] N. BENELDJEMOUI (2017), Etude et analyse de l'injection du gaz miscible par la méthode du VRR (Voidage Replacement Ratio) dans le champ d'El-Gassi, Mémoire de fin d'étude, Université de Ouargla.

[5] N. Claire PACINI-PETITJEAN (2015), Réactivité des hydrocarbures en réponse à une injection de CO₂/O₂ dans des conditions de réservoirs pétroliers déplétés : modélisations expérimentale et numérique, Université de Lorraine.

[6] N. Zainab Imad Murtadha Al-Haboobi (2019), Calibrating the Todd and Longstaff's Mixing Parameter Value for Miscible Finite Sized Slug WAG Injection for Application and Optimisation on a Field Scale, Heriot-Watt University.

[7] N. Belhouchete Houssem Eddine(2016), Reservoir compartmentalization and fluide property determination using a modular dynamic tester (MDT): case study of an algerian oil feild, Mémoire de Magister, université de ouargla.

[8] N. Ouled Khalifa Emna&Ellouze Mayssén (2016), Simulation dynamique du réservoir Ashtart, calage de l'historique de production, Mémoire de fin d'étude, Université de Sfax.

Rapport

[3] Plan de Développement Révisé du Champ BSF, Bloc 402a, (2022).