

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Mémoire de Fin d'Etudes**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**



## **MASTER**

Présenté par :

**MERZOU Massinissa**  
**KHADRAOUI Soheib**

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Production des Hydrocarbures

## **Thème**

---

**Etude de l'efficacité du WAG sur les techniques de récupération  
classiques au niveau du champ Gullfaks.**

---

**Devant le jury :**

Mr. GARACHE Mourad	Professeur	UMBB	Président
Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
Mr. SAIFI Reda	MAA	UMBB	Examineur
Mr. ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Encadrant

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Mémoire de Fin d'Etudes**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**



## **MASTER**

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Production des Hydrocarbures

### **Thème**

---

**Etude de l'efficacité du WAG sur les techniques de récupération  
classiques au niveau du champ Gullfaks.**

---

Présenté par :

MERZOUZ Massinissa  
KHADRAOUI Soheib

Avis favorable de l'encadrant :

Mr. ZERAIBI Noureddine

## **Remerciements**

*Nous tenons d'abord et avant tout à remercier ALLAH de nous avoir guidés et aidés à accomplir ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier chaleureusement notre professeur et encadreur Mr. **ZERAIBI Noureddine** de nous avoir assisté tout le long de ce travail, nous ne le remercierons jamais assez pour ses précieux conseils, son temps, et sa valeureuse orientation sans laquelle ce modeste projet n'aurait pas abouti. Ce fut un honneur et privilège d'avoir appris à ses côtés, nous nous lui en sommes profondément reconnaissants.*

*Nos vifs remerciements et pensées vont également à l'ensemble du personnel de la division PED/SONATRACH qui nous ont accueilli, et particulièrement ABDOUNI Mohammed, pour ses conseils et le temps qu'il nous a consacré malgré ses engagements professionnels.*

*La reconnaissance va également à notre cher enseignant Mr le professeur NAIT AMAR Menad pour son apport considérable et précieux durant notre cursus ainsi que pour ses recommandations à la réalisation de ce travail.*

*Un grand merci également pour Mr CHETOUANE Hamza de nous avoir consacré de son temps et d'avoir partagé de son expérience pour nous aider à atteindre les objectifs voulus.*

*Nous adressons nos sincères remerciements aux membres du jury pour avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail. Nous tenons également à exprimer nos respectueux remerciements à tous nos professeurs qui ont contribué à notre formation.*

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

*Merzoud Massinissa  
& Khadraoui Soheib*

## *Dédicaces*

*À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,*

*À mon petit frère, Koceila*

*À tous mes amis, Yanis, Kader, Samir, Ayoub, Lounes, Nabil,*

*Moncef, Soheib, Mohammed, et à tous ceux dont je n'ai pas cité le nom.*

*Massi*

*Je dédie ce travail à :*

*Mes chers parents*

*Mes chères sœurs*

*À tous mes amis, Nassim, Ayoub, Samir, Kader,*

*Moncef, et à tous ceux dont je n'ai pas cité le nom.*

*Soheib*

## Résumé

Dans les dernières années, le processus d'injection alternative de l'eau et de gaz (WAG) est devenu largement utilisé et très répondu, et a été appliqué avec succès dans de nombreux gisements dans le monde en tant qu'une technique de récupération améliorée des hydrocarbures (EOR).

L'objectif principal de ce mémoire est d'évaluer l'avantage de la performance d'injection WAG par rapport aux méthodes de récupération classiques dans le réservoir synthétique de Gullfaks. Le travail consiste en l'optimisation de 3 paramètres d'injection WAG (Les débits d'injection de chaque phase et le cycle), pour cela, nous procédons à la conception de différents scénarios d'injection d'eau, de gaz, et WAG sur une période de 38 ans, et le meilleur scénario est choisi selon une évaluation technico-économique.

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

## Abstract

In recent years, the process of alternative water and gas injection (WAG) has become widely used and highly responsive, and has been successfully applied in many fields around the world as an enhanced oil recovery technique (EOR).

The main objective of this thesis is to evaluate the advantage of WAG injection performance over conventional recovery methods in the Gullfaks synthetic reservoir. The work consists in the optimization of 3 WAG injection parameters (Injection rates of each phase and cycle), for this purpose, we proceed to the design of different scenarios of water, gas, and WAG injection over a period of 38 years, and the best scenario is selected according to a techno-economic evaluation.

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

## Table des matières

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale .....	1
Table des matières .....	5
1.Méthodes de récupération .....	3
1.1Récupération naturelle (primaire) .....	3
1.1.1Mécanismes de drainage .....	3
1.2Récupération secondaire .....	10
1.2.1L'injection d'eau .....	10
1.3Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation .....	16
1.3.1L'injection de gaz .....	17
1.4Récupération tertiaire.....	18
1.4.1Procédé d'injection de gaz miscible .....	18
1.4.2Procédés thermiques .....	19
1.4.3Procédés chimiques.....	19
1.4.4Procédés microbiens .....	19
2.Etude géologique du champ de Gullfaks.....	20
2.1Présentation du champ de Gullfaks .....	20
2.2Situation géographique .....	20
2.3Historique géologique et découverte .....	22
2.4Aperçu structurel.....	23
2.5Lithostratigraphie du champ .....	25
3.Le processus d'injection WAG .....	27
3.1Définition .....	27
3.2L'objectif principal de l'injection WAG .....	27
3.3Classification des processus WAG .....	29
3.3.1Le processus WAG miscible.....	29
3.3.2Le processus WAG immiscible .....	29

3.3.3Le WAG hybride .....	30
3.3.4Le SWAG .....	30
3.4Paramètres de développement du WAG.....	30
3.4.1Hétérogénéité du réservoir.....	30
3.4.2Caractéristiques du gaz d'injection.....	31
3.4.3Disponibilité et composition du gaz d'injection.....	31
3.4.4Propriétés des fluides et interactions roche-fluide.....	31
3.4.5Durée du cycle WAG.....	31
3.4.6Temps pour initier le processus WAG.....	32
3.4.7Schéma d'injection .....	32
3.4.8Le rapport de WAG .....	33
3.4.9Considération de l'effet de gravité sur le WAG .....	33
3.4.10Etudes laboratoires et simulation.....	34
3.4.11Effet de la composition de la solution saline .....	34
3.5Efficacité du balayage.....	34
3.5.1L'efficacité horizontale de balayage.....	35
3.5.2L'efficacité verticale de balayage .....	35
3.6Les problèmes liés au processus WAG.....	36
3.6.1Percée précoce dans les puits de production.....	36
3.6.2Réduction de l'injectivité.....	36
3.6.3La corrosion .....	36
3.6.4La formation de dépôts .....	37
3.6.5La différence des températures des phases injectées .....	37
3.7La pression minimale de miscibilité .....	37
3.7.1Définition de la miscibilité .....	37
3.7.2La miscibilité au premier contact (FCM) .....	38
3.7.3La miscibilité par contact multiple (MCM).....	38
3.7.4Détermination de la pression minimale de miscibilité.....	40
3.8Modèle mathématique.....	42
3.9Introduction.....	42
3.10Les équations gouvernantes .....	42
3.10.1Formulation IMPES.....	42
3.10.2Formulation implicite complète.....	45

3.11	Solution numérique des équations gouvernantes.....	45
3.11.1	Discrétisation des équations de bilan massique.....	46
3.11.2	Discrétisation de l'équation de bilan de masse globale des hydrocarbures.....	48
3.11.3	Discrétisation de l'équation de bilan de masse de l'eau.....	48
3.11.4	Linéarisation des équations.....	49
3.11.5	Solution du système non-linéaire d'équations.....	51
3.11.6	Méthodes de résolution des équations linéaires.....	55
4.	Modèle du réservoir et scénarios d'injections.....	56
4.1	Modèle de réservoir.....	56
4.2	Scénarios d'injections.....	58
4.2.1	Scénario 0 : Production naturelle.....	59
4.2.2	Scénario 1 : Injection d'eau.....	61
4.2.3	Scénario 2 : Injection de gaz.....	78
4.2.4	Scénario 3 : Injection WAG.....	95
4.2.5	Conclusion : Synthèse des résultats des 4 scénarios.....	105
5.	Conclusion générale.....	106
	Bibliographie.....	107

**Listes des figures**

FIGURE 1.1. EVOLUTION DE PRODUCTION DES RESERVOIRS EN FONCTIONS DU TEMPS.....	11
FIGURE 1.2. CARACTERISTIQUES DU MECANISME DE DRAINAGE PAR GAZ DISSOUT.....	13
FIGURE 1.3. CARACTERISTIQUES DU MECANISME DE DRAINAGE PAR GAZ DISSOUT.....	15
FIGURE 1.4. LES TYPES DU WATER DRIVE SELON LA GEOMETRIE DE L'AQUIFERE.....	15
FIGURE 1.5. LES CARACTERISTIQUES DU MECANISME DE DRAINAGE PAR WATER DRIVE.....	16
FIGURE 1.6. LE MECANISME D'INJECTION D'EAU.....	19
FIGURE 1.7. SCHEMA D'INJECTION GROUPEE.....	20
FIGURE 1.8. SCHEMA D'INJECTION DISPERSEE.....	20
FIGURE 1.9. VARIATION DE LA PRESSION CAPILLAIRE EN FONCTION DE LA SATURATION (DRAINAGE).....	22
FIGURE 1.10. VARIATION DE LA PRESSION CAPILLAIRE EN FONCTION DE LA SATURATION (IMBIBITION).....	22
FIGURE 1.11. VARIATION DE LA PRESSION CAPILLAIRE EN FONCTION DE LA SATURATION (IMBIBITION).....	22
FIGURE 1.12. ECOULEMENT DE DEUX FLUIDES DANS UN TUBE.....	23
FIGURE 1.13. VARIATION DE LA PERMEABILITE RELATIVE EN FONCTION DE LA SATURATION. ...	24
FIGURE 1.14. DEPLACEMENT DU FRONT EN FONCTION DU RAPPORT DE MOBILITE.....	25
FIGURE 2.1. DIAGRAMME CIRCULAIRE DES ACTIONS DES COMPAGNIES PARTENAIRES.....	28
FIGURE 2.2. LOCALISATION DU CHAMP DE GULLFAKS.....	29
FIGURE 2.3. PLATEFORMES DU CHAMP DE GULLFAKS.....	29
FIGURE 2.4. ZONES DE GULLFAKS, DECOUVERTES ET PERSPECTIVES.....	30
FIGURE 2.5. CADRE STRUCTUREL DU CHAMP PRINCIPAL GULLFAKS.....	31
FIGURE 2.6. LA DISTRIBUTION SURFACIQUE DU SYSTEME DOMINO, HORST ET LA ZONE D'ACCOMMODATION SUR LA CARTE DE LA FAILLE SUPERIEUR DE STATFJORD.....	31
FIGURE 2.7. CARTE REGIONALE DU SECTEUR NORD DE LA MER DU NORD (INSETMAP) ET DE LA REGION DE GULLFAKS-STATFJORD.....	32
FIGURE 2.8. COMPOSITE LOG DES RESERVOIRS DE GULLFAKS, MONTRANT LA VARIATION DE LA QUALITE DES RESERVOIRS.....	34
FIGURE 3.1. SCHEMATISATION DU PROCESSUS D'INJECTION WAG.....	35
FIGURE 3.2. L'EFFET DE GRAVITE PENDANT L'INJECTION D'EAU.....	36
FIGURE 3.3. L'EFFET DE GRAVITE PENDANT L'INJECTION DE GAZ.....	36
FIGURE 3.4. L'EFFET DE GRAVITE PENDANT L'INJECTION WAG.....	37
FIGURE 3.5 LES DIFFERENTS SCHEMAS D'INJECTION.....	40
FIGURE 3.6 LES DIFFERENTS SCHEMAS D'INJECTION.....	46
FIGURE 3.7 DIAGRAMME TERNAIRE DU MECANISME DE VAPORISATION.....	47
FIGURE 3.8. SCHEMA DU MECANISME DE MISCIBILITE PAR CONTACT MULTIPLE.....	48
FIGURE 3.9. REPRESENTATION DU MECANISME DE CONDENSATION.....	48
FIGURE 3.10. RECUPERATION D'HUILE EN FONCTION DE LA PRESSION DANS UNE EXPERIENCE DE SLIM TUBE.....	49
FIGURE 5.1. POSITIONNEMENT DES PUIITS DANS LE RESERVOIR.....	65
FIGURE 5.2. CUMULE DE PRODUCTION NATURELLE D'HUILE.....	67
FIGURE 5.3. CUMULE DE PRODUCTION NATURELLE DE GAZ.....	67

FIGURE 5.4. LE TAUX DE RECUPERATION DE LA PRODUCTION NATURELLE.....	68
FIGURE 5.5. CUMULE DE PRODUCTION NATURELLE D'EAU.....	68
FIGURE 5.6. TAUX DE RECUPERATION DU PREMIER DEBIT D'INJECTION D'EAU.....	69
FIGURE 5.7. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU PREMIER DEBIT D'INJECTION D'EAU.....	69
FIGURE 5.8. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU PREMIER DEBIT D'INJECTION D'EAU.....	70
FIGURE 5.9. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU PREMIER DEBIT D'INJECTION D'EAU.....	70
FIGURE 5.10. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 2 D'INJECTION D'EAU.....	71
FIGURE 5.11. TAUX DE RECUPERATION DU CAS 2 D'INJECTION D'EAU.....	71
FIGURE 5.12. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 2 D'INJECTION D'EAU.....	71
FIGURE 5.13. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 2 D'INJECTION D'EAU.....	72
FIGURE 5.14. TAUX DE RECUPERATION DU CAS 3 D'INJECTION D'EAU.....	72
FIGURE 5.15. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 3 D'INJECTION D'EAU.....	73
FIGURE 5.16. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 3 D'INJECTION D'EAU.....	73
FIGURE 5.17. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 3 D'INJECTION D'EAU.....	73
FIGURE 5.18. TAUX DE PRODUCTION DU CAS 4 D'INJECTION D'EAU.....	74
FIGURE 5.19. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 4 D'INJECTION D'EAU.....	74
FIGURE 5.20. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 4 D'INJECTION D'EAU.....	75
FIGURE 5.21. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 4 D'INJECTION D'EAU.....	75
FIGURE 5.22. TAUX DE RECUPERATION DU CAS 5 D'INJECTION D'EAU.....	76
FIGURE 5.23. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 5 D'INJECTION D'EAU.....	76
FIGURE 5.24. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 5 D'INJECTION D'EAU.....	76
FIGURE 5.25. TAUX DE RECUPERATION DES CAS D'INJECTION D'EAU ET LE SCENARIO 0.....	77
FIGURE 5.26. TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DES DEBITS D'INJECTION.....	78
FIGURE 5.27. EVOLUTION LA PRESSION DE FOND DE CHAQUE PUIITS PRODUCTEUR.....	85
FIGURE 5.28. EVOLUTION DU WATER-CUT DES PUIITS PRODUCTEURS.....	86
FIGURE 5.29. TAUX DE RECUPERATION DU PREMIER CAS D'INJECTION DE GAZ.....	86
FIGURE 5.30. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 1 D'INJECTION DE GAZ.....	87
FIGURE 5.31. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 1 D'INJECTION DE GAZ.....	87
FIGURE 5.32. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 1 D'INJECTION DE GAZ 0.....	87
FIGURE 5.33. TAUX DE RECUPERATION DU CAS 2 D'INJECTION DE GAZ.....	88
FIGURE 5.34. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 2 D'INJECTION DE GAZ.....	88
FIGURE 5.35. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 2 D'INJECTION GAZ.....	89
FIGURE 5.36. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 2 D'INJECTION DE GAZ.....	89
FIGURE 5.37. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 3 DE L'INJECTION DE GAZ.....	90
FIGURE 5.38. TAUX DE RECUPERATION DU CAS 3 DE L'INJECTION DE GAZ.....	90
FIGURE 5.39. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU 3 DE L'INJECTION DE GAZ.....	90
FIGURE 5.40. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 3 DE L'INJECTION DE GAZ.....	91
FIGURE 5.41. TAUX DE PRODUCTION DU CAS 4 DE L'INJECTION DE GAZ.....	91
FIGURE 5.42. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 4 DE L'INJECTION DE GAZ.....	92
FIGURE 5.43. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 4 DE L'INJECTION DE GAZ.....	92
FIGURE 5.44. TAUX DE PRODUCTION DU CAS 5 DE L'INJECTION DE GAZ.....	93
FIGURE 5.45. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU CAS 5 DE L'INJECTION DE GAZ.....	93
FIGURE 5.46. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU CAS 5 DE L'INJECTION DE GAZ.....	94
FIGURE 5.47. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU CAS 5 DE L'INJECTION DE GAZ.....	94

FIGURE 5.48. TAUX DE RECUPERATION DES CAS D'INJECTION DE GAZ ET LA PRODUCTION NATURELLE. ....	95
FIGURE 5.49. TAUX DE RECUPERATION EN FONCTION DU DEBIT D'INJECTION. ....	96
FIGURE 5.50. EVOLUTION DU GOR AVEC LE TEMPS. ....	101
FIGURE 5.51. EVOLUTION DU GOR PAR RAPPORT A LA DEPLETION. ....	102
FIGURE 5.52. TAUX DE RECUPERATION DE L'INJECTION WAG. ....	103
FIGURE 5.53. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DE L'INJECTION WAG. ....	103
FIGURE 5.54. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DE L'INJECTION WAG. ....	104
FIGURE 5.55. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DE L'INJECTION WAG. ....	104
FIGURE 5.56. TAUX DE PRODUCTION DU SCENARIO 3 – CAS 2. ....	109
FIGURE 5.57. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU SCENARIO 3 – CAS 2. ....	110
FIGURE 5.58. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU SCENARIO 3 – CAS 2. ....	110
FIGURE 5.59. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU SCENARIO 3 – CAS 2. ....	110
FIGURE 5.60. TAUX DE PRODUCTION DU SCENARIO 3 – CAS 3. ....	111
FIGURE 5.61. CUMUL DE PRODUCTION D'HUILE DU SCENARIO 3 – CAS 3. ....	112
FIGURE 5.62. CUMUL DE PRODUCTION DE GAZ DU SCENARIO 3 – CAS 3. ....	112
FIGURE 5.63. CUMUL DE PRODUCTION D'EAU DU SCENARIO 3 – CAS 3. ....	112

TABLEAU 1.1. CARACTERISTIQUES DU MECANISME DE DRAINAGE PAR GAZ DISSOUT.....	12
TABLEAU 1.2. CARACTERISTIQUES DU MECANISME DE DRAINAGE PAR EXPANSION DE L'AQUIFERE.....	15
TABLEAU 5.1. COMPOSITION DU FLUIDE DE RESERVOIR ET DU GAZ INJECTE. ....	63
TABLEAU 5.2. DONNEES DU MODELE NUMERIQUE.....	63
TABLEAU 5.3. LES PARAMETRES A OPTIMISER ET LEURS MARGES. ....	64
TABLEAU 5.4. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION DE LA PRODUCTION NATURELLE. ....	67
TABLEAU 5.5. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 1 ET SCENARIO 0. ....	69
TABLEAU 5.6. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 2 ET SCENARIO 0. ....	71
TABLEAU 5.7. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 3 ET SCENARIO 0. ....	73
TABLEAU 5.8. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 4 ET SCENARIO 0. ....	74
TABLEAU 5.9. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 5 ET SCENARIO 0. ....	76
TABLEAU 5.10. LES PARAMETRES GENERAUX POUR LE CALCUL DES DEPENSES. ....	78
TABLEAU 5.11. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE ETABLIE (50\$/BBL) SUR LES CAS D'INJECTION D'EAU ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE.....	79
TABLEAU 5.12. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE ETABLIE (60\$/BBL) SUR LES CAS D'INJECTION D'EAU ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE.....	80
TABLEAU 5.13. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE ETABLIE (70\$/BBL) SUR LES CAS D'INJECTION D'EAU ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE.....	81
TABLEAU 5.14. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE (80\$/BBL ETABLIE SUR LES CAS D'INJECTION D'EAU ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE.....	82
TABLEAU 5.15. SYNTHESE DE L'EVALUATION ECONOMIQUE DE L'INJECTION D'EAU. ....	83
TABLEAU 5.16. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 1 INJECTION DE GAZ ET SCENARIO 0.....	87
TABLEAU 5.17. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 2 INJECTION DE GAZ ET SCENARIO 0.....	88
TABLEAU 5.18. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 3 INJECTION DE GAZ ET SCENARIO 0.....	90
TABLEAU 5.19. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 4 INJECTION DE GAZ ET SCENARIO 0.....	91
TABLEAU 5.20. TAUX DE RECUPERATION ET CUMULS DE PRODUCTION, CAS 5 INJECTION DE GAZ ET SCENARIO 0.....	93
TABLEAU 5.21. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE (50\$/BBL) ETABLIE SUR LES CAS D'INJECTION DE GAZ ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE. ....	96
TABLEAU 5.22. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE (60\$/BBL) ETABLIE SUR LES CAS D'INJECTION DE GAZ ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE. ....	97
TABLEAU 5.23. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE (70\$/BBL) ETABLIE SUR LES CAS D'INJECTION DE GAZ ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE. ....	98
TABLEAU 5.24. LES RESULTATS DE L'EVALUATION ECONOMIQUE (80\$/BBL) ETABLIE SUR LES CAS D'INJECTION DE GAZ ET LE SCENARIO DE PRODUCTION NATURELLE. ....	99
TABLEAU 5.25. SYNTHESE DE L'EVALUATION ECONOMIQUE DE L'INJECTION DE GAZ. ....	100
TABLEAU 5.26. TAUX ET CUMULS DE PRODUCTION DE L'INJECTION WAG. ....	103

TABLEAU 5.27. TAUX ET CUMULS DE PRODUCTION DU SCENARIO 3 – CAS 1.....	112
TABLEAU 5.28. TAUX ET CUMULS DE PRODUCTION DU SCENARIO 3 – CAS 2.....	114
TABLEAU 5.29. TABLEAU RECAPITULATIF DES RESULTATS DE L’INJECTION WAG.....	114
TABLEAU 5.30. RESULTATS DE L’EVALUATION ECONOMIQUE DU SCENARIO 3 – CAS 1.....	115
TABLEAU 5.31. RESULTATS DE L’EVALUATION ECONOMIQUE DU SCENARIO 3 – CAS 2.....	116
TABLEAU 5.32. RESULTATS DE L’EVALUATION ECONOMIQUE DU SCENARIO 3 – CAS 3.....	117
TABLEAU 5.33. SYNTHESE DE L’EVALUATION ECONOMIQUE DU SCENARIO 3.....	118
TABLEAU 5.34. SYNTHESE DE L’EVALUATION ECONOMIQUE DES 4 SCENARIOS.....	118

## Nomenclature

BHP	:	Pression de fond dynamique
Eh	:	Efficacité horizontale
Ev	:	Efficacité verticale
Em	:	Efficacité de déplacement microscopique
EOR	:	Enhanced Oil Recovery
EOS	:	Equation d'état
FCM	:	Miscibilité au premier contact
GOC	:	Contact Oil-Gaz
GOR	:	Gas Oil Ratio
HCPV	:	Volume poreux à hydrocarbures
IMPES	:	Implicit pressure Explicit Saturation
IWAG	:	WAG Immiscible
Krg	:	Perméabilité relative du gaz
Krgro	:	Perméabilité relative du gaz à Sorg
Kro	:	Perméabilité relative d'huile
Krw	:	Perméabilité relative de l'eau
M	:	Rapport de mobilité
MCM	:	Miscibilité à plusieurs contacts
MME	:	L'enrichissement minimal de miscibilité
MMP	:	Pression Minimale de Miscibilité
OOIP	:	L'huile originale en place
OWC	:	Contact Oil-Water
PR	:	Equation d'état de Peng Robenson
PV	:	Volume poreux
PVT	:	Pression - Volume - Température
Sg	:	Saturation en gaz
So	:	Saturation en huile
Sw	:	Saturation en eau
SWAG	:	WAG Simultané
WAG	:	Water Alternating Gas
Wcut	:	Water Cut
Zi	:	Fraction molaire du composant i
$\mu_g$	:	Viscosité du gaz
$\mu_o$	:	Viscosité de l'huile

## Introduction générale

Dans l'industrie pétrolière, l'un des plus importants défis consiste à déterminer la meilleure stratégie de développement et de production d'un gisement pétrolier. C'est là où un plan de développement de champ intervient pour fournir le support nécessaire, y compris toutes les activités et tous les processus requis pour développer un champ d'une façon optimale.

La production d'un champ pétrolier passe par de nombreux stades, de la récupération primaire à la récupération secondaire, jusqu'à la récupération tertiaire, où plusieurs techniques de récupération assistées d'huile (EOR) ont été largement utilisées afin d'augmenter la récupération d'huile ou du gaz piégé dans le réservoir, par l'amélioration de l'efficacité du balayage et du déplacement. L'utilisation des techniques de récupération tertiaire telles que l'injection d'eau et de gaz alterné (WAG) est considérée comme un moyen très intéressant pour répondre aux besoins d'amélioration de la récupération d'huile.

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 se résulte de la faible viscosité de la phase injectée. Compte tenu de 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 de l'injection de gaz 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 du gaz avec la meilleure efficacité de balayage macroscopique de l'eau permet d'augmenter significativement le taux de récupération d'huile.

Le développement et la réalisation d'un projet WAG est un processus délicat car il nécessite beaucoup d'études et d'analyses afin de prendre la décision finale, comme pour l'optimisation du WAG qui prend énormément de temps et de coûts, ainsi que la prise en considération de plusieurs contraintes techniques, économiques pour trouver les conditions d'injection optimales et donc maximiser la production d'huile.

Dans ce contexte, l'objectif de notre travail est d'évaluer l'avantage de la performance d'injection WAG par rapport aux méthodes de récupération classiques dans le réservoir synthétique de Gullfaks. Le travail consiste en l'optimisation de 3 paramètres d'injection WAG (Les débits d'injection de chaque phase et le cycle à utiliser), pour cela, nous procédons à la conception de différents scénarios d'injection d'eau, de gaz, et de WAG sur une période de 38 ans, et le meilleur scénario est choisi selon une évaluation technico-économique.

Ce mémoire est divisé en six chapitres qui sont les suivants :

Le premier chapitre, dédié aux généralités sur les méthodes de récupération, primaires, secondaires, et tertiaires.

Le deuxième chapitre, consacré à une revue générale du champ de Gullfaks, notamment, sa situation géographique, sa découverte et son historique géologique ainsi qu'un aperçu structural et la litho-stratigraphie du champ.

Le troisième chapitre est dédié à la description du processus d'injection alternative d'eau et de gaz (WAG), les différents types qui existent, les paramètres de développement du WAG ainsi que les problèmes liés à ce type d'injection, terminant par des généralités sur la pression minimale de miscibilité.

Le quatrième chapitre est consacré au concept de simulation numérique utilisé par le logiciel où on montre les équations d'écoulements gouvernantes, leurs solutions numériques.

Dans le cinquième chapitre, nous présentons les différents scénarios élaborés pour l'optimisation des 3 paramètres d'injection WAG, commençant par des cas d'injection d'eau en variant le débit d'injection, en deuxième, ceux du gaz, et à la fin, des scénarios WAG en variant le cycle à utiliser. Les débits et le cycle optimums seront déterminés avec une étude technico-économique.

## 1. Méthodes de récupération

Les réservoirs de pétrole passent par divers stades de productions classées en trois catégories : techniques de récupération primaire (mécanisme de récupération naturel), secondaire et tertiaire. Ces stades désignent la production d'un réservoir selon un schéma séquentiel avec des taux de récupération différents au fil du temps.

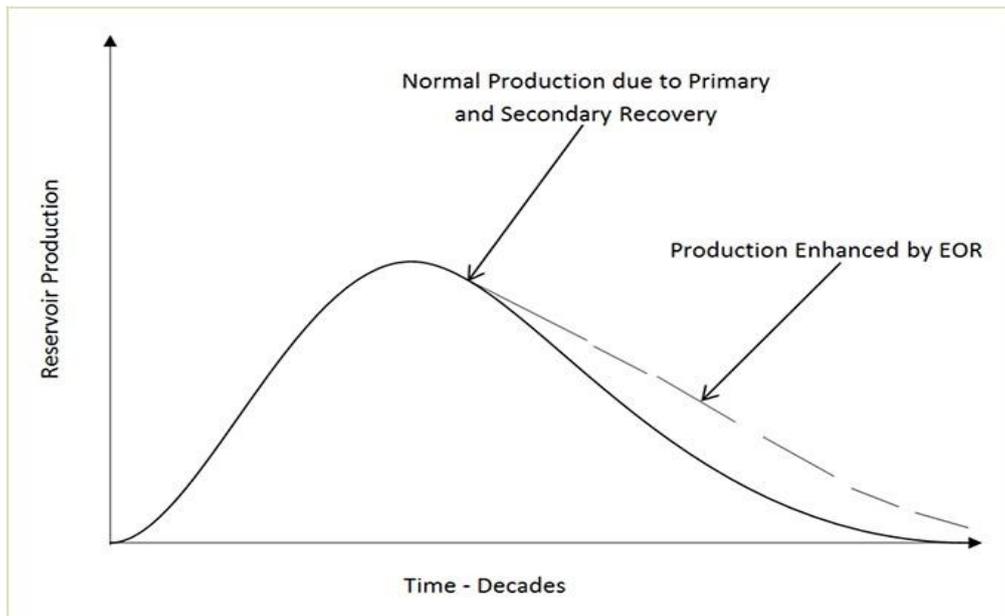


Figure 1.1. Evolution de production des réservoirs en fonctions du temps.[4]

### 1.1 Récupération naturelle (primaire)

La récupération des hydrocarbures assurée par l'énergie naturelle du réservoir est appelée récupération primaire. De nombreuses forces, dont les forces capillaires, visqueuses et de gravité, influencent le fluide du réservoir dans les milieux poreux. Au cours de la formation des réservoirs, ces forces s'équilibrent à travers le réservoir. L'équilibre de ces forces détermine la façon dont les fluides s'écoulent vers le puits. En d'autres termes, ces forces, ainsi que la pression de surcharge et la température du réservoir, forment l'énergie du réservoir, et lorsque cette énergie n'est pas épuisée, le réservoir peut produire naturellement. [1]

Cette méthode est considérée comme inefficace, car la récupération est généralement inférieure à 25 % de la quantité des hydrocarbures (huile ou gaz) initialement en place.

#### 1.1.1 Mécanismes de drainage

Les mécanismes de récupération naturelle permettent de récupérer le pétrole au cours de la phase de production initiale ou primaire d'un réservoir grâce à l'énergie naturelle présente dans le réservoir. Cette énergie se manifeste sous plusieurs formes de mécanismes, on distingue 6 mécanismes [2] :

- Expansion de la roche et des liquides
- Expansion du gaz dissout
- Drainage par gravité
- Drainage par expansion de l'aquifère
- Drainage par expansion de chapeau de gaz
- Mécanisme combiné

### **a. Expansion de la roche et des liquides**

Ce mécanisme est dominant lorsque le réservoir est sous-saturé. À des pressions supérieures à la pression du point de bulle, l'huile, l'eau connexe et la roche sont les seuls matériaux présents. Lorsque la pression du réservoir diminue, la roche et les fluides se dilatent en raison de leurs compressibilités respectives. [1]

La compressibilité de la roche du réservoir est le résultat de deux facteurs

- Expansion des grains de la roche
- Compaction de la formation

Les deux facteurs ci-dessus sont le résultat d'une diminution de la pression du fluide dans les espaces poreux, et tendent tous deux à réduire le volume des pores par la réduction de la porosité.

Au fur et à mesure que l'expansion des fluides et la réduction du volume des pores se produisent avec la diminution de la pression du réservoir, l'huile et l'eau sont expulsées de l'espace interstitiel vers les abords du puits. En raison de la faible compressibilité de l'huile et de la roche, la chute de pression est relativement rapide, ce qui entraîne une faible efficacité par rapport aux autres mécanismes de drainage. Les réservoirs d'huile sous ce mécanisme sont caractérisés par un **GOR** constant qui est égal à  $R_s$  au point de bulle  $P_b$ . [2]

Ce mécanisme d'entraînement est considéré comme le moins efficace et n'aboutit généralement à la récupération que d'un petit pourcentage de la totalité du pétrole en place.

### **b. Expansion du gaz dissout**

Ce mécanisme est actif dans un réservoir d'huile saturée, où la pression du réservoir est inférieure à la pression du point de bulle. Lorsque la pression diminue, les bulles de gaz sont libérées de l'huile, fournissent la force nécessaire à la production. Le gaz libéré soutient la pression du réservoir par l'expansion des bulles de gaz et peut faciliter le mouvement de l'huile en réduisant sa viscosité. L'absence d'une source d'énergie externe, telle qu'un chapeau de gaz ou un afflux d'eau, entraîne une chute de pression relativement élevée dans le réservoir. Lorsque la pression du réservoir diminue, le gaz libéré peut se déplacer verticalement et créer un chapeau de gaz secondaire. Ce phénomène dépend clairement de la perméabilité verticale. La formation

d'un chapeau de gaz secondaire peut réduire considérablement la pression du réservoir. Le taux de récupération ultime de l'huile par l'expansion du gaz dissout varie de 5% à 30%.

Le faible taux de récupération dans ce type de réservoirs indique que de larges quantités d'huile restent emprisonnées dans le réservoir. Par conséquent, les réservoirs qui produisent par ce type de mécanisme sont considérés comme les meilleurs candidats pour la récupération secondaire. [2]

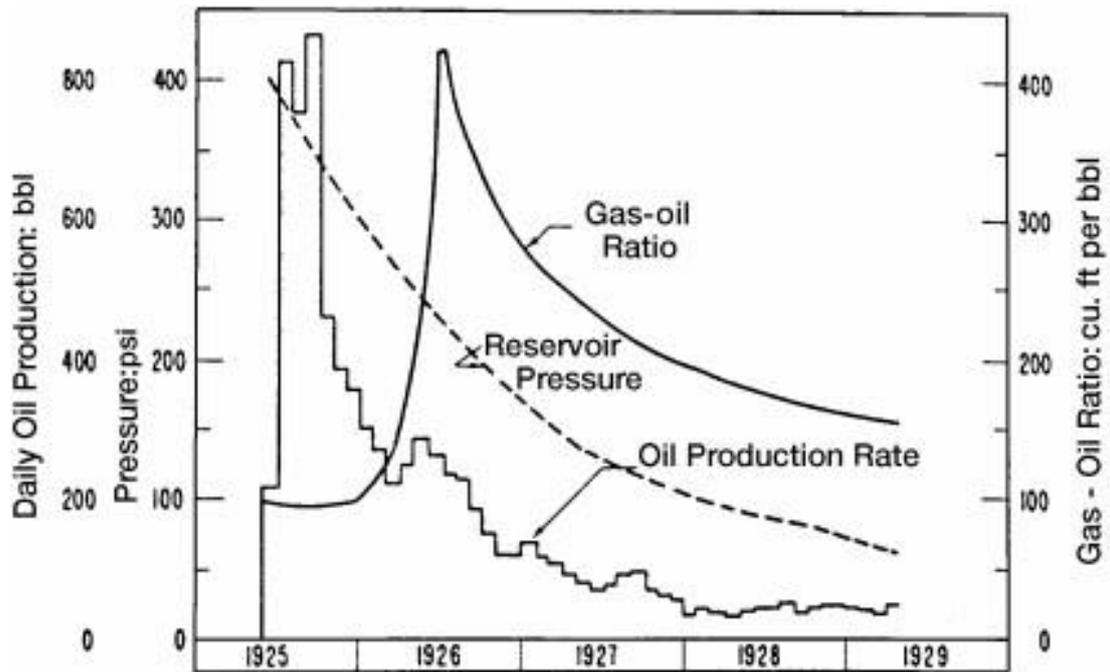


Figure 1.2. Caractéristiques du mécanisme de drainage par gaz dissout. [2]

Ce type de réservoir peut être identifié par les caractéristiques qui se résument dans le tableau suivant :

Tableau 1.1. Caractéristiques du mécanisme de drainage par gaz dissout. [2]

Caractéristiques	Tendance
Pression du réservoir	Déclin rapide et continu
GOR	Augmente jusqu'au maximum puis diminue
Production d'eau	Nulle
Comportement des puits	Nécessite un pompage à un stade précoce
Taux de récupération	5% à 30%

### c. Drainage par expansion de chapeau de gaz

Dans le réservoir d'huile saturée avec un chapeau de gaz primaire, le mécanisme de drainage dominant est celui de l'expansion du chapeau de gaz. Lorsque la pression de l'huile diminue, le gaz se dilate et remplit le volume poreux. En se dilatant, l'énergie contenue dans le gaz est libérée et le contact gaz-huile baisse ; par conséquent, pour éviter la production de gaz à partir du chapeau, la plupart des puits sont forés dans la zone à l'huile. La haute compressibilité du gaz entraîne une lente chute de pression dans le réservoir. Le niveau de maintien de la pression est relativement plus élevé que les deux mécanismes précédents. La récupération ultime d'huile par l'expansion du chapeau de gaz varie de 20 % à 40 % du **OIP**. [2]

Le taux de récupération d'huile d'un réservoir à chapeau de gaz varie en grande partie selon les paramètres suivants :

- **Taille du chapeau de gaz :** la récupération est proportionnelle à la taille du chapeau de gaz.
- **Viscosité de l'huile :** plus la viscosité de l'huile augmente, plus la quantité de gaz dérivé augmente aussi, ce qui entraîne une diminution de la récupération d'huile.
- **Perméabilité verticale :** une bonne perméabilité verticale permettra un déplacement de l'huile.
- **Degré de conservation du gaz :** plus on arrive à conserver le gaz du chapeau de gaz plus on augmente la récupération. Pour cela il est primordial de fermer les puits à fort GOR.
- **Débit de production :** Au fur et à mesure que la pression du réservoir diminue avec la production, le gaz dissous se libère de l'huile et la saturation en gaz augmente continuellement. Si la saturation en gaz dépasse la saturation critique en gaz, le gaz dégagé commence à s'écouler dans la zone à huile. En raison de la création d'une phase gazeuse mobile dans la zone à huile, les deux événements suivants se produisent :
  - La perméabilité effective de l'huile diminuera en raison de l'augmentation de la saturation en gaz.
  - La perméabilité effective au gaz sera accrue, augmentant ainsi le flux de gaz.

Afin d'atteindre une récupération maximale par ce mécanisme, la saturation en gaz dans la zone d'huile doit être maintenue à une valeur la plus faible possible, cela peut être obtenu en profitant du mécanisme gravitationnel. En effet, un mécanisme de chapeau de gaz efficace doit être accompagné par un mécanisme gravitationnel efficace. Cela permet la migration du gaz formé dans la zone d'huile vers le sommet de la structure. Les faibles débits de production vont permettre la migration d'un maximum de gaz libéré vers le chapeau de gaz. Pour cela on

dit que les réservoirs à expansion de chapeau de gaz sont sensibles aux débits, tel que les faibles débits de production permettent d'atteindre meilleurs taux de récupération.

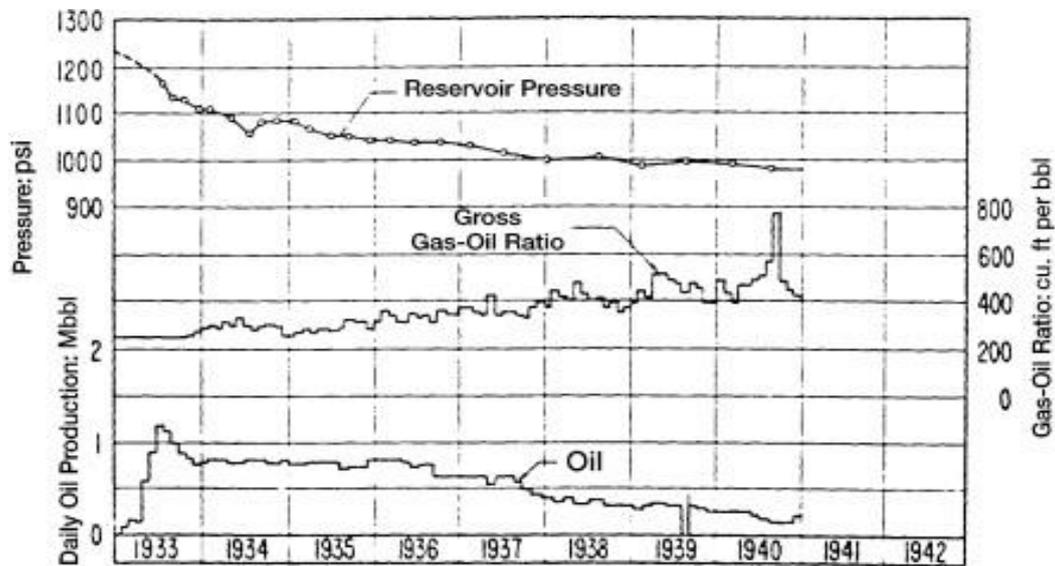


Figure 1.3. Caractéristiques du mécanisme de drainage par gaz dissout.[2]

#### d. Drainage par expansion de l'aquifère

L'énergie nécessaire à ce mécanisme de drainage est fournie par un aquifère. En produisant l'huile, le contact entre l'eau et l'huile s'établit, et l'eau remplace les extraits de l'huile. La taille des aquifères peut varier considérablement, allant d'une petite taille (qui a des effets négligeables sur la performance du réservoir) à une grande taille (qui agit comme une source infinie par rapport à la taille du réservoir). Selon la forme et la structure des sources d'eau, les apports d'eau dans le réservoir sont divisés en [3] :

- **Bottom water drive** : pour toute la surface du contact huile-eau WOC « water-oilcontact ».
- **Edge water drive** : par les abords du réservoir.

La Figure 1.4 illustre les types du water drive selon la géométrie de l'aquifère :

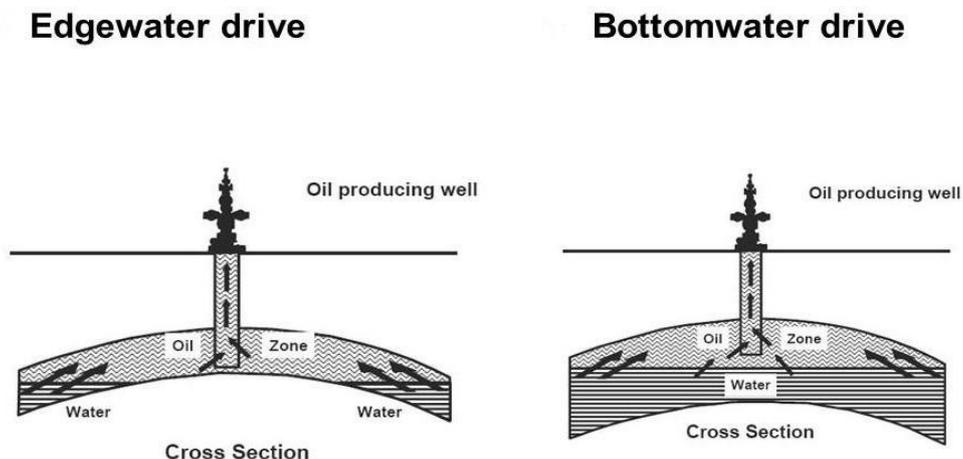


Figure 1.4. Les types du water drive selon la géométrie de l'aquifère.[3]

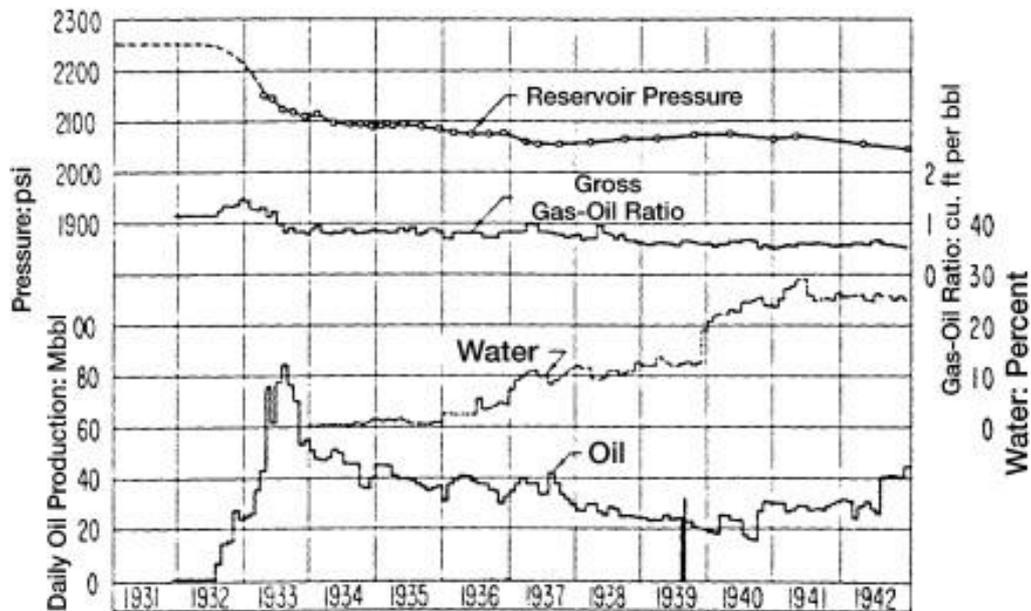


Figure 1.5. Les caractéristiques du mécanisme de drainage par water drive.[2]

Pour un réservoir qui produit avec l'expansion de l'aquifère, la baisse de pression est généralement graduelle. Il existe de nombreux réservoirs dans le monde qui présentent une baisse de pression d'un psi par million de barils de pétrole. La récupération ultime de l'huile varie de 35 à 75 % de l'OIP d'origine.

Le Tableau 1-2 présente les caractéristiques du mécanisme de drainage par expansion de l'aquifère

Tableau 1.2. Caractéristiques du mécanisme de drainage par expansion de l'aquifère.[2]

Caractéristiques	Tendance
Pression du réservoir	Reste élevée
GOR	Reste faible
Production d'eau	Commence tôt et augmente jusqu'à des valeurs appréciables
Comportement des puits	Débite jusqu'à ce que la production d'eau devienne excessive
Taux de récupération	35% à 75%

### **e. Drainage par gravité**

Le mécanisme de drainage par gravité est actif à la fois dans le chapeau de gaz et dans l'aquifère, où les différences de densité sont une source d'énergie. L'énergie est fournie par le mouvement ascendant du gaz libéré vers le chapeau de gaz primaire ou secondaire, et par le mouvement descendant de l'eau vers l'aquifère.

Les principaux mécanismes de drainage par gravité se trouvent dans les réservoirs saturés, où les mouvements ascendants des bulles de gaz poussent l'huile vers le bas en direction du puits. Afin d'optimiser la récupération du mécanisme de drainage par gravité, les puits doivent être complétés près de la partie la plus basse possible de la couche d'huile. De nombreux facteurs qui affectent l'efficacité de ce mécanisme comprennent la perméabilité verticale, le pendage du réservoir, les perméabilités relatives et les taux de production. [1]

### **f. Mécanisme combiné**

Le mécanisme de drainage le plus souvent rencontré est celui dans lequel l'eau et le gaz libre sont tous deux disponibles dans une certaine mesure pour déplacer l'huile vers les puits de production. Le type de drainage le plus communément rencontré est donc un mécanisme combiné.

Deux combinaisons de forces motrices peuvent être présentes dans les réservoirs à mécanisme combiné. :

- Mécanisme de déplétion avec un water drive peu actif.
- Mécanisme de déplétion avec un petit chapeau de gaz et un water drive peu actif.

Ensuite, bien sûr, la ségrégation par gravité peut jouer un rôle important dans l'un ou l'autre des modes de drainage susmentionnés.

Les réservoirs à mécanismes combinés peuvent être reconnus par une combinaison de quelques facteurs parmi les suivants :

- Un déclin de pression relativement rapide. La pénétration de l'eau et l'expansion du gaz cap sont insuffisantes pour maintenir la pression du réservoir.
- L'eau pénètre lentement dans la partie basse du réservoir, les puits structurellement bas vont subir une production lentement croissante d'eau.
- Si un petit chapeau de gaz est présent donc les puits structurellement haut, ils vont subir une augmentation continue du GOR, à condition que le chapeau de gaz subit une expansion. C'est possible que le chapeau de gaz se réduise à cause de la production excessive du gaz libre, dans ce cas les puits structurellement haut vont avoir des valeurs décroissantes du GOR. Cette condition doit être strictement évitée, puisque de grands volumes d'huile vont être perdus à cause de la réduction du chapeau de gaz.

- La récupération ultime par le mécanisme combiné est généralement plus grande que celle du mécanisme de déplétion et moins importante que celle de l'expansion de chapeau de gaz ou du water drive. Cela dépend fortement du degré de réduction de la récupération par déplétion. Dans un réservoir à mécanisme combiné, il est économiquement faisable d'implanter des opérations de maintien de pression (injection d'eau ou du gaz) selon la disponibilité des fluides. [2]

### 1.2 Récupération secondaire

La récupération par drainage naturel dépasse rarement 30%, et souvent inférieur à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile.

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficaces qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. L'objectif d'injection d'eau ou de gaz principal est de :

- ✓ Maintenir la pression.
- ✓ Assurer le balayage de l'huile.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap.

#### 1.2.1 L'injection d'eau

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gaz-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.
- L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

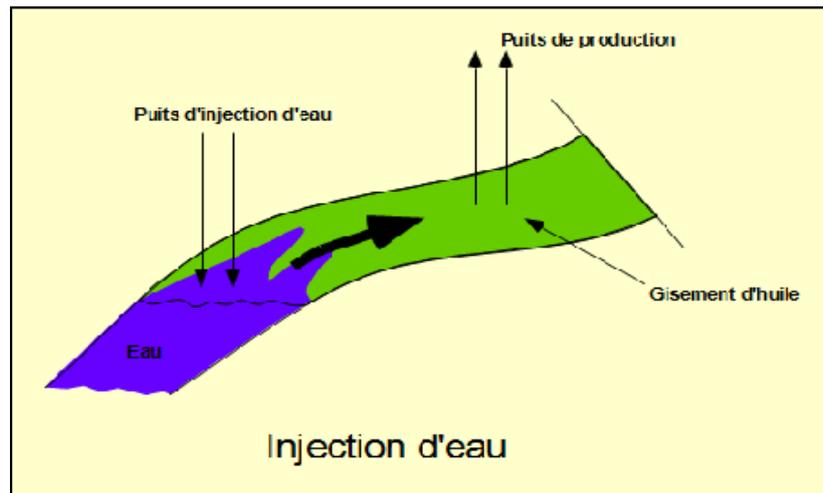


Figure 1.6. Le mécanisme d'injection d'eau.

### a. Les différents types d'injection

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisées conjointement sur certains réservoirs :

- L'injection groupée ou les puits sont groupés localement.
- L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalés.

#### ➤ L'injection groupée

Dans un réservoir avec une certaine pente, on cherchera à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rend le déplacement assez régulier que possible. Dans les cas notamment où un gisement présente un gas-cap ou un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gas-cap, soit de l'eau dans l'aquifère au voisinage de l'interface huile-eau, injection d'eau périphérique. Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

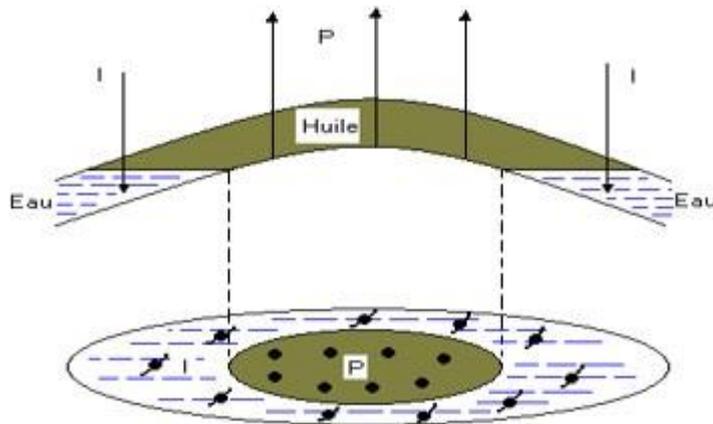


Figure 1.7. Schéma d'injection groupée.

➤ **L'injection dispersée**

Ce type d'injection correspond aux réservoirs à faible pendage, de plus si la perméabilité est médiocre (d'autre part, en offshore).

Pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et injecteurs sont alors répartis suivant un schéma assez régulier : il s'agit d'injection dispersée ou répartie dans la zone à huile.

Différentes configurations sont employées : les puits sont implantés en ligne directe, ou décalés avec en particulier des schémas à 5 puits (Five spot), 7 puits (seven spot) ou 9 puits (nine spot)

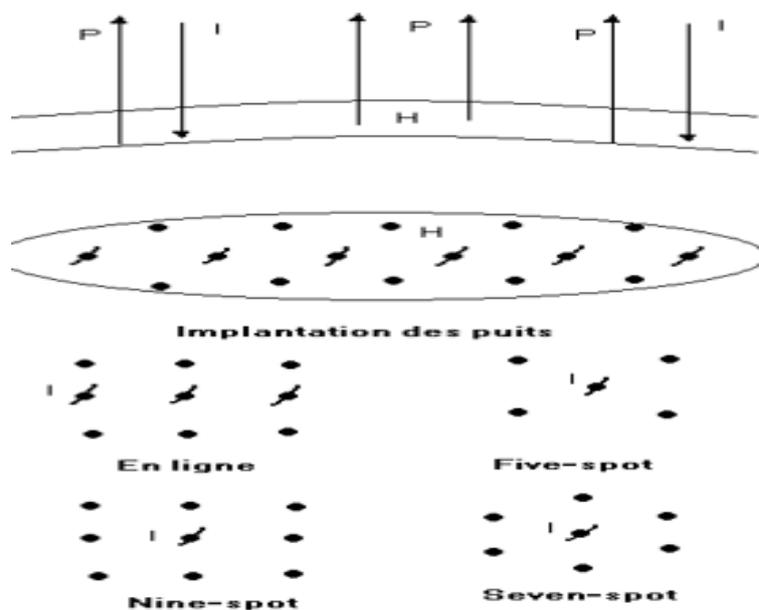


Figure 1.8. Schéma d'injection dispersée.

## **b. Les facteurs affectant l'injection**

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage de réservoir entre puits injecteur et producteur. Ils agissent toujours d'un écoulement de fluide et de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche-magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et fluides injectés.

L'efficacité d'un procédé de récupération assistée dépend :

### ➤ **Géologie du réservoir**

Comme le drainage résulte d'écoulement entre les puits, l'une des conditions de réussite est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose à cette circulation.

L'homogénéité ou l'hétérogénéité du réservoir, la stratigraphie et la fissuration jouent un rôle très important sur le front d'eau et ses chemins préférés.

### ➤ **La profondeur**

- **Sur le plan technique** : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne la pression à mettre en œuvre, elle doit être inférieure à la pression de fracturation.
- **Sur le plan économique** : le coût de mise en œuvre d'un procédé est étroitement lié à la profondeur, soit le coût de forage, ou le coût de pompage.

### ➤ **Les caractéristiques pétrophysiques**

#### • **La porosité**

Plus la porosité est grande, plus la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  en fin de phase primaire est grande qu'il est intéressant d'essayer de récupérer.

#### • **La perméabilité**

La perméabilité est un facteur favorable pour la récupération. Toutefois il existe une limite supérieure au-delà de laquelle la récupération secondaire devient non rentable.

#### • **La pression capillaire**

La pression capillaire est définie comme étant la différence de pression à l'interface entre deux fluides non miscibles, pour un système dans lequel un liquide mouille et l'autre est non mouillant :  $P_c = P_{\text{non mouillable}} - P_{\text{mouillable}}$

Les phénomènes capillaires ont parfois un rôle utile. C'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène (l'imbibition). Mais parfois elles ont un rôle néfaste. Elles sont responsables du piégeage de l'huile dans les pores.

- **Variation de la pression capillaire en fonction de la saturation :**

Supposons qu'on parte initialement d'un échantillon complètement saturé en fluide mouillant, qu'on remplace très lentement par un fluide non mouillant. Cette expérience réalise une succession d'états d'équilibre, pour des valeurs de la saturation en fluide non mouillant très proche les unes des autres, allant en croissant. La figure 1.9 représente la relation pression capillaire – saturation en fluide non mouillant  $S_{nm}$  pour ce processus appelé généralement « drainage ». On voit qu'il y a une certaine quantité de fluide mouillant qui reste dans l'échantillon, même aux pressions les plus élevées : c'est la saturation irréductible en fluide mouillant.

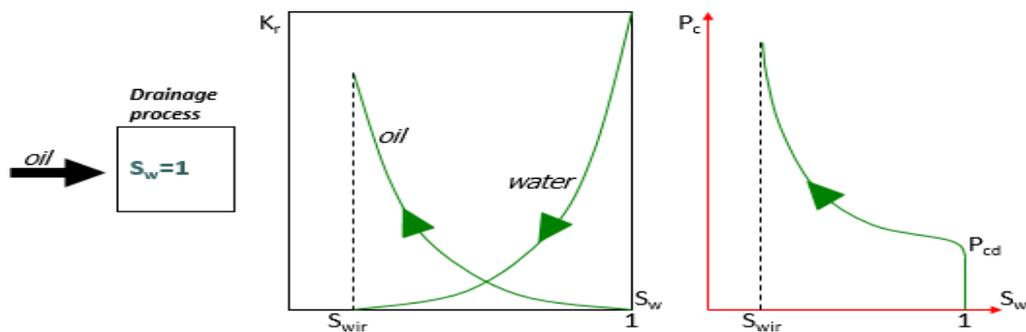


Figure 1.9. Variation de la pression capillaire en fonction de la saturation (drainage).

Si maintenant, partant de l'échantillon à la saturation irréductible en fluide non mouillant, on déplace lentement le fluide non mouillant par du fluide mouillant, on obtient la figure 1.10. Ce processus est appelé « imbibition ».

On remarque que pour une pression capillaire nulle, il reste une certaine saturation en fluide non mouillant, c'est la saturation résiduelle en ce fluide.

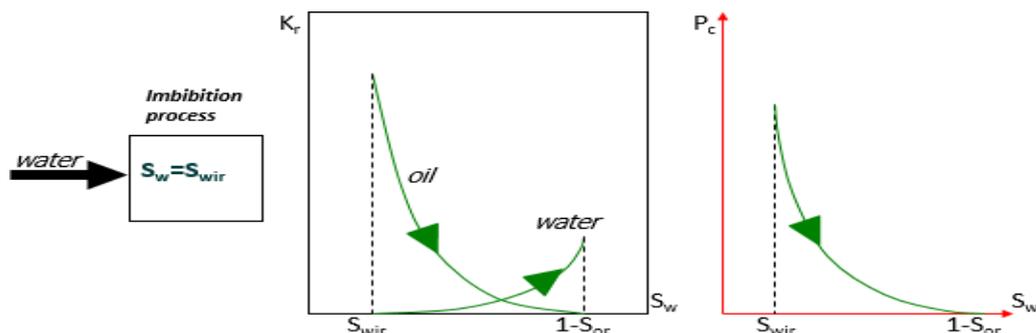


Figure 1.10. Variation de la pression capillaire en fonction de la saturation (imbibition).

➤ **Caractéristique des fluides et propriétés des roches réservoirs**

Les principaux paramètres qui influent sur le déplacement sont : La viscosité, la perméabilité, ainsi que le rapport de mobilité, par exemple si les viscosités sont très élevées la vitesse du déplacement sera très faible et la récupération sera moindre.

Une bonne connaissance de la roche et les interactions entre ses fluides est d'importance majeure à la compréhension de performance du balayage avec l'eau (waterflooding).

- **La tension interfaciale**

La Tension Interfacial (TIF) est une propriété thermodynamique fondamentale d'une interface. Elle est définie comme l'énergie à fournir pour augmenter l'énergie de l'interface par une unité. Les valeurs typiques pour la tension Interfacial pour les systèmes huile eau sont habituellement entre 10 à 30 dynes/cm à 25°C (remarque 1 dynes/cm= 0,001 N/m).

- **La perméabilité relative**

Si deux fluides circulent simultanément dans un échantillon, on constate que ceci a pour conséquence de réduire la perméabilité de chaque fluide.

Considérons deux fluides non miscibles injectés à l'aide des pompes dans un échantillon poreux cylindrique de section S et de longueur L.

L'expérience montre que l'on peut écrire deux relations de type Darcy.

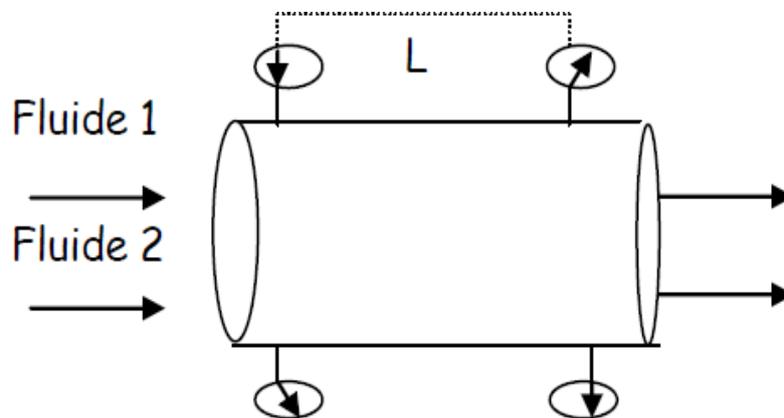


Figure 1.12. Ecoulement de deux fluides dans un tube.

$$Q_1 = \frac{K_1 S P_1}{1 L} \dots\dots 1-1 \quad \text{et} \quad Q_2 = \frac{K_2 S P_2}{2 L} \dots\dots 1-2$$

Où : S est la section du massif poreux,  $K_1$  et  $K_2$  sont les perméabilités effectives des fluides. Elles dépendent de la perméabilité spécifique du milieu et de la saturation.

Si l'on modifie le débit d'injection de l'un des deux fluides, donc la saturation moyenne en chacun des deux fluides (obtenue après un certain temps d'injection donnant l'équilibre), l'expérience montre également que les coefficients  $K_1$  et  $K_2$  sont modifiés et sont fonctions croissantes des saturations 1 et 2.

On introduit de façon générale les perméabilités relatives  $K_{r1}$  et  $K_{r2}$  qui dépendent seulement de la saturation :

$$K_r = \frac{K_i}{K} \dots\dots 1-3$$

Avec K perméabilité absolue (écoulement monophasique)

Les valeurs de perméabilité relative sont comprises entre 0 et 1.

### 1.3 Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation

Considérons un échantillon saturé en huile avec de l'eau interstitielle ( $S_w = S_{wi}$ ), injectons lentement de l'eau (fluide mouillant). On constate que :

- La perméabilité à l'huile décroît constamment. Elle n'est pas trop affectée par la présence d'eau, alors que celle à l'eau l'est plus par la présence d'huile. Ceci peut s'expliquer en remarquant que l'eau tapisse les parois des pores et remplit les petits pores laissant passer l'huile surtout par les centres des gros pores.
- L'huile s'arrête de circuler pour une saturation minimale qui est la saturation en huile résiduelle ( $S_{or}$ ).

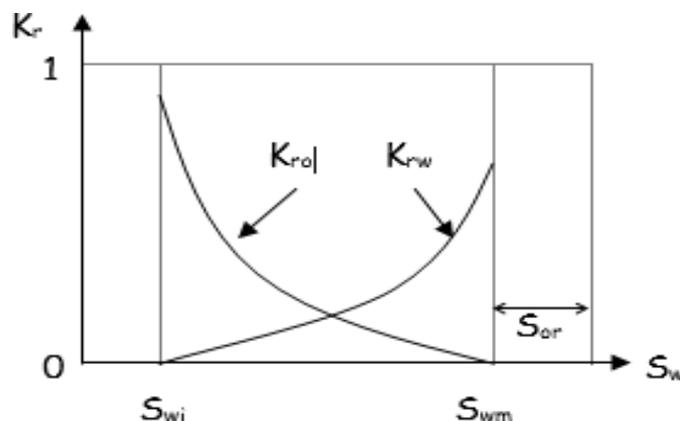


Figure 1.13. Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation.

- L'eau ne circule qu'à partir de la saturation interstitielle ( $S_{wi}$ ), ensuite la perméabilité à l'eau croît constamment jusqu'à la saturation maximale en eau :  $S_{wm} = 1 - S_{or}$
- $K_{ro} + K_{rw} < 1$ , ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement pendant leur déplacement simultané : la capacité d'écoulement est réduite.
- L'huile ne circulant plus pour  $S_{wm} = 1 - S_{or}$ , on peut considérer que l'état atteint est celui d'un gisement d'huile balayé par l'eau, et étudier maintenant, le déplacement de l'eau par l'huile, appelé « drainage ». La saturation en eau va varier entre  $S_{wm}$  et  $S_{wi}$  et les courbes de perméabilités relatives ne seront pas exactement les précédentes : Il y a hystérésis notamment pour  $K_{ro}$ .

- **La mouillabilité**

Mouiller indique une attraction plus forte de la surface solide pour coïncider l'autre. Quand deux phases immiscibles sont en contact avec une surface solide, une phase est attirée à la surface habituellement plus fortement que l'autre phase.

- **La mobilité**

La relation de la mobilité est donnée par :

$$M = \frac{\lambda \text{ déplaçant}}{\lambda \text{ déplacé}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{K_{rw}}{\mu_w}\right) S_{wf}}{\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o}\right) S_{wi}} \dots\dots\dots 1-4$$

Quand un balayage est supposé comme un déplacement piston ( $M < 1$ ), l'eau coule à une saturation de l'huile résiduelle derrière le front, pendant que l'huile coule à une saturation de l'eau interstitielle en avant du front. Cette propriété est un indicateur de performance du déplacement quand  $M < 1$ , l'eau se déplace plus lentement que l'huile, et qui mène à une haute saturation de l'eau à la percée et une bonne efficacité de déplacement. Quand  $M > 1$  : l'eau au contraire se déplace plus vite l'huile et une percée se manifeste rapidement avec une mauvaise efficacité de déplacement. Pour  $M=1$ , l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme.

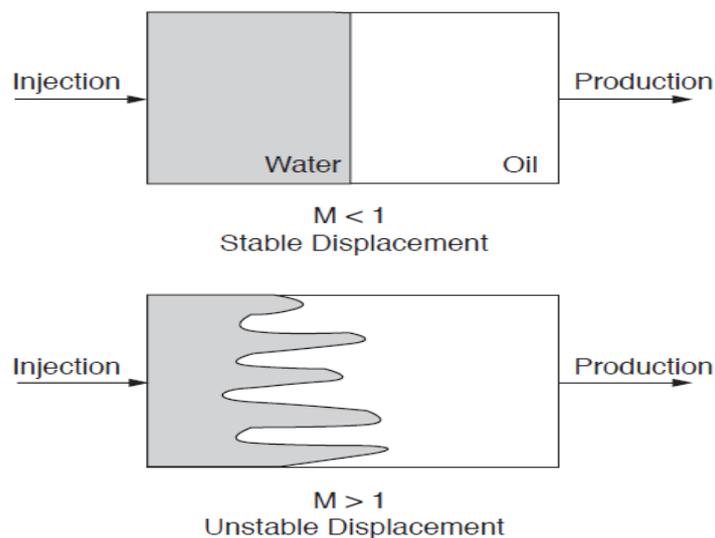


Figure 1.14. Déplacement du front en fonction du rapport de mobilité.

### 1.3.1 L'injection de gaz

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité.

L'analyse de déplacement du gaz miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en termes de perméabilité relative, saturation d'huile ; de gaz et de GOR. [5]

#### a. Les divers modes d'injection

##### ➤ L'injection dans le chapeau de gaz

Lorsqu'un gas-cap existe dans le gisement vierge ou s'est créé par ségrégation en cours de production primaire, une alimentation artificielle permet de maintenir sa pression et de forcer

le gaz dans l'huile, d'où entraînement de celle-ci vers les puits de production. Le phénomène est l'aquifère.

### ➤ **L'injection de gaz directement dans l'huile**

Ce cas est celui de gisements plats sans gas-cap où le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production. Le principal facteur qui permet de décider la mise en œuvre de l'injection de gaz est l'existence, à proximité du gisement à drainer, d'une source de gaz bon marché, disponible et suffisante. Le recyclage du gaz produit avec l'huile constitue une première source, mais qui ne permet le ralentissement de la chute de pression du réservoir. Il faut faire une seconde source à un gisement de gaz voisin. Il est d'ailleurs facile de chiffrer la quantité de gaz nécessaire à un maintien complet de la pression.[5]

## **1.4 Récupération tertiaire**

Récupération tertiaire ou bien procédés d'EOR comprennent les procédés thermiques, chimiques, microbiennes et les gaz miscibles, qui ont été utilisés pour extraire les hydrocarbures irrécupérables restant lors des deux premiers stades de production. Les différentes techniques d'EOR permettent d'extraire plus de la moitié de l'OOIP total et beaucoup plus que les méthodes de récupération primaire et secondaire.

### **1.4.1 Procédé d'injection de gaz miscible**

L'injection de gaz est connue comme une méthode EOR largement utilisée pour augmenter la récupération. Le gaz injecté peut être un mélange de gaz d'hydrocarbures (HC) tels que le méthane, éthane et le propane, ou de gaz non hydrocarbonés comme le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), l'azote (N<sub>2</sub>) et également certains gaz exotiques sont injectés dans le réservoir afin d'obtenir un système gaz-huile miscible dans le réservoir. En fonction de certains paramètres tels que les conditions d'exploitation et la composition de l'huile, l'injection de gaz peut être effectuée dans des conditions de miscibilité ou d'immiscibilité, lorsqu'il est injecté en dessous de la pression de miscibilité minimale MMP, on constate que le gaz injecté est utilisé comme une méthode de récupération secondaire ; dans cette méthode, le gaz HC est injecté dans le chapeau de gaz pour compenser la baisse de pression du réservoir.

Dans le processus d'injection de gaz miscible, la tension interfaciale entre le pétrole brut piégé et le fluide injecté est réduite à zéro. Par conséquent, les forces capillaires seront réduites à une valeur minimale, ce qui permet d'atteindre la miscibilité. Le développement de la miscibilité dans un processus d'injection de gaz permet de remobiliser d'énormes quantités de pétrole piégé, entraînant ainsi une augmentation du facteur de récupération.[4]

L'injection d'un gaz miscible améliore l'efficacité de la récupération du pétrole grâce aux mécanismes suivants :

- Réduction de la viscosité de l'huile.
- Réduction de la densité de l'huile.
- Amélioration de l'efficacité du balayage volumétrique.

### 1.4.2 Procédés thermiques

La récupération par des techniques thermiques implique l'introduction d'énergie thermique dans les réservoirs. Un accroissement substantiel de la température des réservoirs permet d'obtenir une diminution significative de la viscosité de l'huile, ce qui produit un effet correspondant sur la mobilité de l'huile. Au cours de ce processus, il se produit généralement un changement dans la mouillabilité de la roche, ce qui augmente les chances d'une meilleure récupération. En dépit de son efficacité dans les formations de pétrole lourd, la méthode thermique peut également être déployée dans les réservoirs à pétrole léger.[4]

### 1.4.3 Procédés chimiques

Dans les procédés d'EOR chimique, l'huile est récupérée par l'injection de produits chimiques. Le procédé chimique de l'EOR convient principalement aux formations fortement déplétées et inondées (par exemple : les réservoirs matures). Les produits chimiques typiques sont les polymères, les tensioactifs, les alcalis et leurs mélanges formulés. L'efficacité de ces formulations est normalement examinée en laboratoire et chaque produit chimique a des effets différents sur la production de l'huile.

Par exemple, l'application de tensioactifs ou d'alcalis ou de leurs mélanges peut réduire sensiblement la tension interfaciale entre la saumure et l'huile, ce qui améliore l'efficacité du balayage à l'échelle des pores. Les rapports de mobilité peuvent être considérablement améliorés en ajoutant des polymères à l'eau injectée. L'ajout de polymères à la saumure d'injection augmente la viscosité de la phase aqueuse, ce qui améliore le déplacement macroscopique. L'ajout de tensioactifs améliore l'efficacité du déplacement microscopique à travers [4]:

- La réduction de la tension interfaciale huile-eau.
- La production d'émulsions huile-eau, qui mobilise l'huile résiduelle.

### 1.4.4 Procédés microbiens

Une autre méthode tertiaire de récupération de l'huile est la récupération microbienne assistée du pétrole, communément appelée procédé microbien de l'EOR, qui est en train de devenir une technologie de production tertiaire importante et en plein développement. Utilisant des micro-organismes ou leurs métabolites pour améliorer la récupération de l'huile résiduelle.

Dans cette méthode, des nutriments et des bactéries appropriées, qui peuvent se développer dans les conditions anaérobies du réservoir, sont injectés dans le réservoir. Les produits métaboliques microbiens, qui comprennent des biosurfactants, des biopolymères, des acides, des solvants, des gaz et des enzymes, modifient les propriétés de l'huile et les interactions entre l'huile, l'eau et le milieu poreux, ce qui augmente la mobilité de l'huile et, par conséquent, la récupération. [5]

## 2. Etude géologique du champ de Gullfaks

### 2.1 Présentation du champ de Gullfaks

Situé dans la région de Tampen, qui se situe dans la partie nord de la mer du Nord norvégienne, Gullfaks est le premier champ pétrolier à être développé et exploité par Equinor (anciennement Statoil).

Equinor détient 51 % des parts du champ offshore, tandis que les autres titulaires de contrats de licence sont Petoro (30 %) et OMV (19 %) comme le montre la figure 2.1

Depuis qu'il a produit son premier pétrole en décembre 1986, le champ de Gullfaks a fait l'objet d'améliorations et de raccordements massifs avec de multiples champs satellites. Il a produit environ 2,6 milliards de barils de pétrole au cours de ses 30 premières années d'exploitation.

En mars 2019, Equinor et les partenaires ont reçu l'approbation de la Direction norvégienne du pétrole (NPD) pour prolonger la durée de production de Gullfaks jusqu'en 2036. [7]

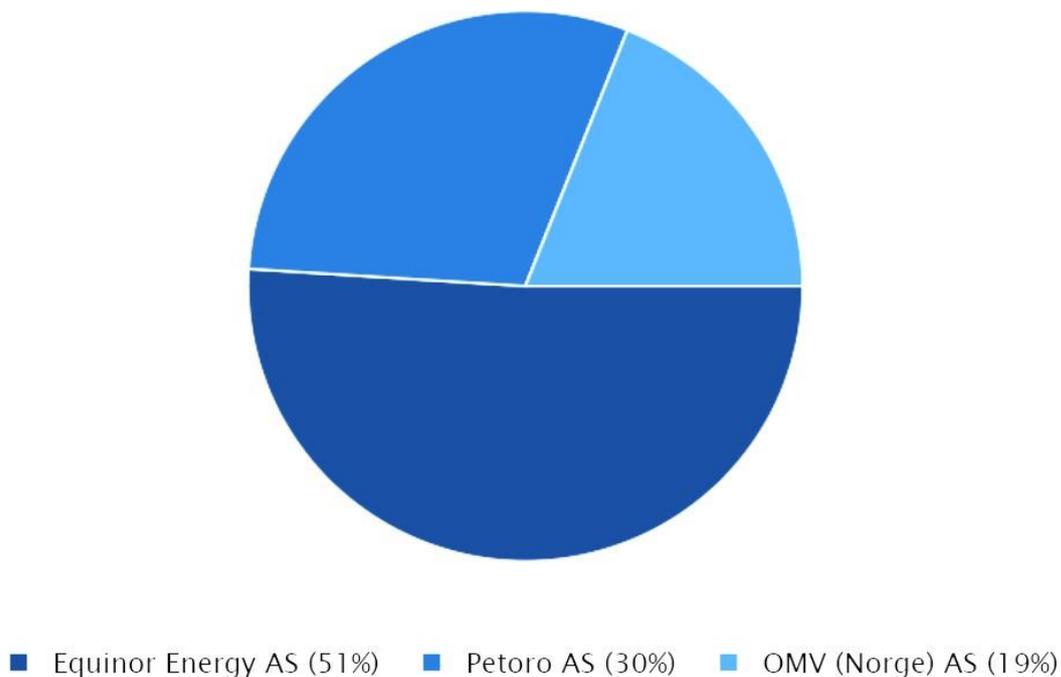


Figure 2.1. Diagramme circulaire des actions des compagnies partenaires.

### 2.2 Situation géographique

Le champ de Gullfaks est situé dans le secteur norvégien de la mer du Nord, dans le bloc 34/10, à environ 175 km au nord-ouest de Bergen, où se trouve l'unité commerciale de Gullfaks, sur la côte ouest de la Norvège (Figure 2.2). Le champ de Gullfaks a des satellites qui consistent en Gullfaks Sør, Rimfaks, Gullveig, Skinfaks et Gulltopp. [9]

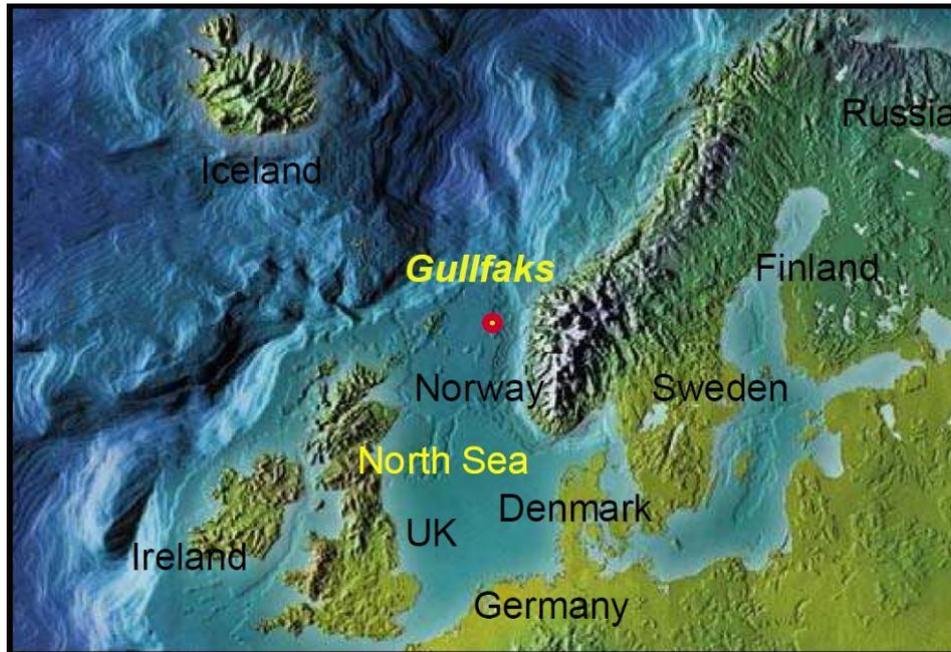


Figure 2.2. Localisation du champ de Gullfaks. [8]

Le champ de gullfaks peut être repéré à travers ses trois plates-formes gravitaires en béton GF-1, GF-2 et GF-3 (Figure 2.3).



Figure 2.3. Plateformes du champ de Gullfaks.[ 8]

## 2.3 Historique géologique et découverte

Le champ de Gullfaks a été découvert en 1978, par une association de trois compagnies: Statoil (actuellement Equinor), Norsk Hydro et Saga Petroleum. Les unités de réservoir sont des grès du Jurassique précoce et moyen, à environ 2000m sous la mer mesurent plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. La qualité du réservoir est généralement très bonne, avec une perméabilité allant de quelques dizaines de mD à plusieurs Darcys selon la couche et la localisation. [8]

Le premier puits d'exploration 34/10-1 a traversé une colonne de pétrole de 160 m dans le groupe de Brent et a pénétré les formations aquifères de Cook et Statfjord. Les puits d'exploration 34/10-3 à 6 ont permis d'évaluer la partie occidentale du champ et d'établir le contact huile-eau (OWC) dans le groupe Brent.

Un système d'hydrocarbures plus profond dans la formation Cook a été découvert par le puits 34/10-7, tandis que le puits 34/10-11 dans la partie nord-est du bloc a révélé un OWC plus profond et un nouveau système pétrolifère dans la formation Statfjord.

La phase d'évaluation du champ principal s'est terminée en 1983, tandis que l'évaluation des satellites s'est poursuivie jusqu'en 2002. Plus de 20 puits d'exploration et d'évaluation ont été forés afin d'évaluer tout le potentiel du champ. [9]

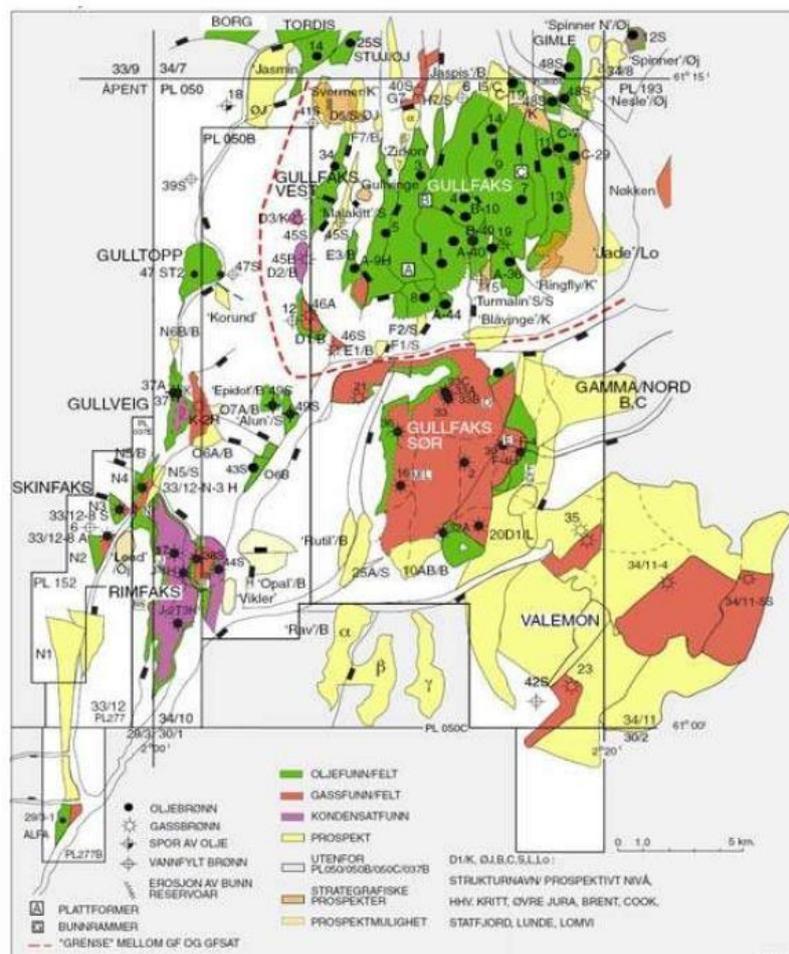


Figure 2.4. Zones de Gullfaks, découvertes et perspectives. [8]

## 2.4 Aperçu structural

La région de Tampen a été fortement déformée au cours de la période d'extension du Jurassique tardif. Le champ principal de Gullfaks est situé sur un grand bloc de failles rotatif sur le côté ouest de Vikinggraben et définit le point culminant structural de la région. Ce bloc rotatif composé de blocs rotatifs internes constitue l'architecture du champ de Gullfaks.

Le champ est divisé en trois zones structurales principales (Figure II-5). Un système de domino constitué de blocs de failles à pendage ouest domine la partie centrale et ouest du champ. Dans la partie Est du champ, un complexe de horst non rotatif (ou légèrement incliné vers l'Est) domine l'image structurale. Entre ces deux systèmes, on observe une zone d'accommodation complexe caractérisée par un anticlinal fragmenté comme le montre la figure 2.6. [10]

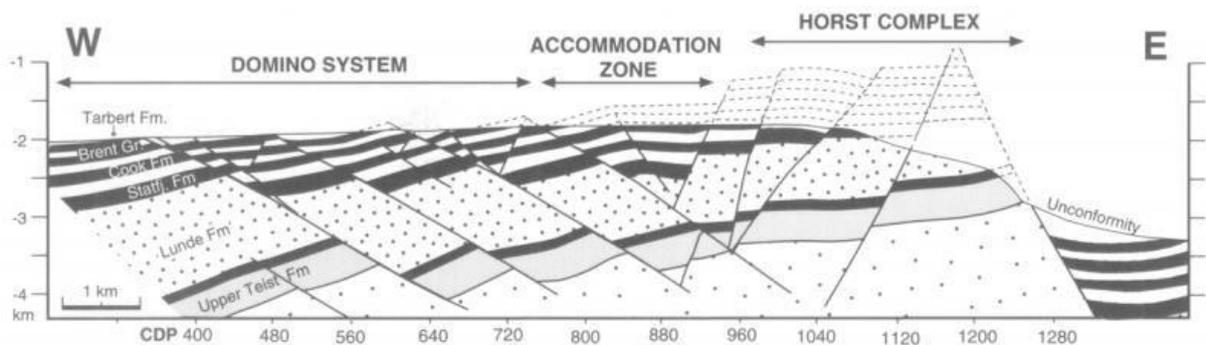


Figure 2.5. Cadre structural du champ principal Gullfaks.[10]

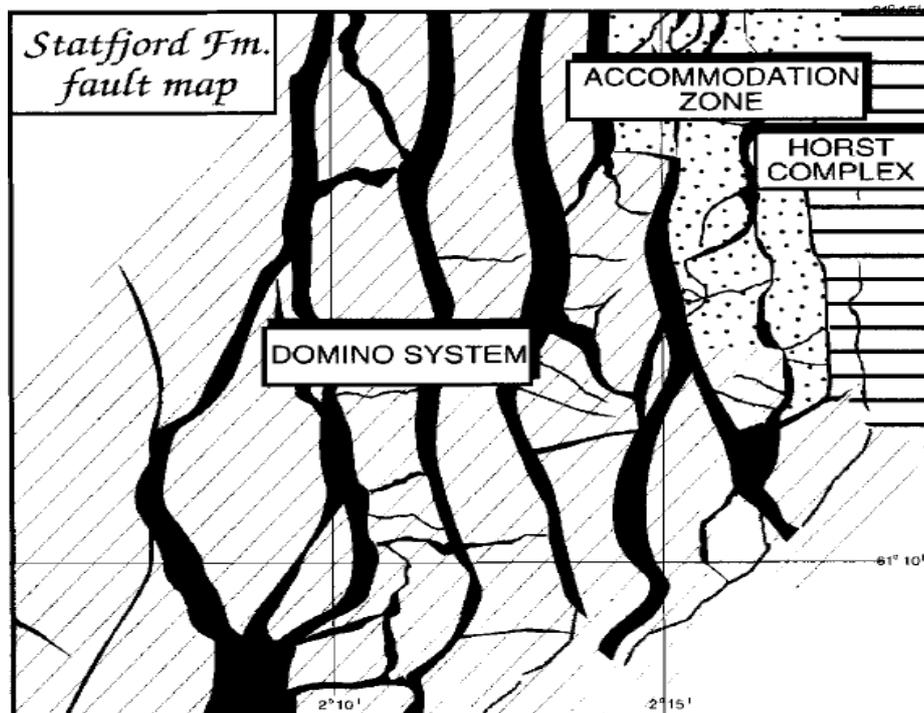


Figure 2.6. La distribution surfacique du système domino, horst et la zone d'accommodation sur la carte de la faille supérieure de Statfjord. [10]

La coexistence de failles à pendage Ouest et Est a pu causer des problèmes spatiaux accompagnés de failles inverses locales. La stratigraphie montre une érosion progressive vers l'est. Tandis que le groupe Brent du Jurassique moyen n'est pas érodé dans la partie Ouest, environ 600-800m de sédiments du Jurassique moyen et précoce sont érodés sur le bloc horst à l'Est. Les failles normales à grande échelle et une baisse importante de la discordance du Crétacé de base (BCU) définissent les limites Nord, Est et Sud de la structure de Gullfaks.

La structure en forme de terrasse est constituée de neuf blocs de failles principaux (appelés D à l'ouest et L à l'est) qui sont typiquement espacés de 1,0 à 1,5 km et ont des portées comprises entre 50 et 250m. Le pendage des failles principales dans la zone domino est d'environ 30 degrés vers l'est, alors qu'il est d'environ 60-65 degrés vers l'ouest dans la zone horst. Chacun des blocs de failles principaux est subdivisé en plusieurs segments de failles plus petits comme le montre la figure 2.7. [9]

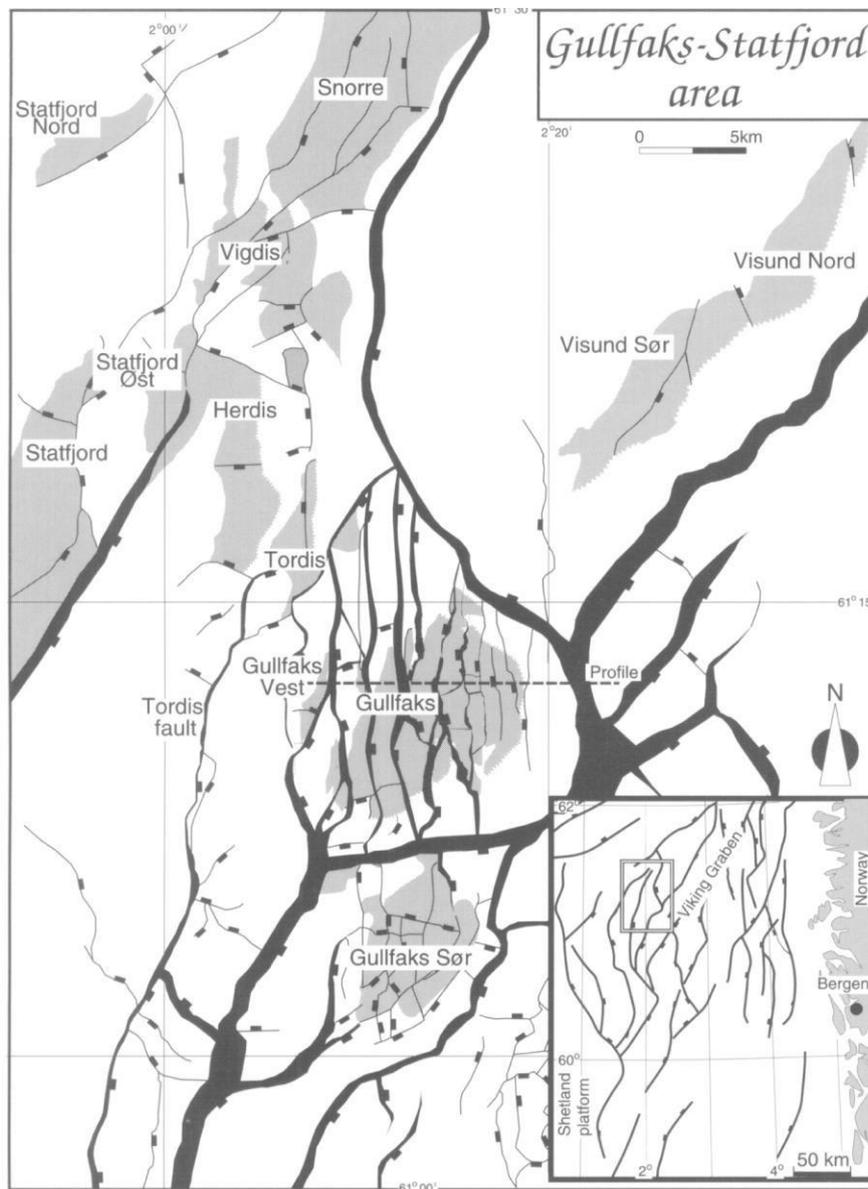


Figure 2.7. Carte régionale du secteur nord de la mer du Nord (insetmap) et de la région de Gullfaks-Statfjord. [10]

## 2.5 Lithostratigraphie du champ

Le champ principal de Gullfaks est constitué du groupe Brent et des formations sous-jacentes de Cook, Staffjord et Lunde. La lithostratigraphie du champ est présentée à la Figure II-8. Cette figure décrit la stratigraphie, la lithologie, la perméabilité, l'environnement de dépôt et la qualité des différentes unités du réservoir.

Le groupe Brent représente le principal réservoir contenant plus de 73% des volumes en place. Il se compose de Broom, Rannoch, Etive, Ness et Tarbert. Tarbert et Ness sont collectivement appelés Upper Brent et le reste est appelé Lower Brent.

En termes de production, Broom ne représente pas un réservoir important. Bien que la communication verticale soit observée dans les zones Tarbert 3-2, Etive et Rannoch 3-1, elle a été affectée dans une certaine mesure dans Tarbert-1 et Ness 3-1 en raison de la présence de couches de calcite, charbon et schiste argileux. Les couches imperméables sont interrompues par de nombreuses failles qui affectent le schéma global de communication.

La Formation de Cook est caractérisée par un grand contraste de perméabilité entre Cook-3 et Cook-2. À l'intérieur de Cook-3, il y a également un grand contraste de perméabilité dans certains faciès hétérogènes. De fréquentes couches de calcite sont observées dans les deux couches qui affectent le flux de fluide dans Cook.

La formation de Staffjord est composée de Nansen, Eiriksson et Raude. Raude est classée comme réservoir modéré à mauvais, Eiriksson et Nansen sont considérés comme de très bons réservoirs. L'analyse pétrophysique des failles montre un remplissage de sidérite très peu perméable qui est un facteur décisif pour le schéma d'écoulement dans la formation de Staffjord.

Le réservoir de Lunde, de qualité moyenne à mauvaise, est relativement petit par rapport aux autres réservoirs du champ principal Gullfaks. La porosité est de l'ordre de 0,22 à 0,25. La perméabilité varie considérablement d'un segment à l'autre, allant de 300mD à 1900 mD. [9]

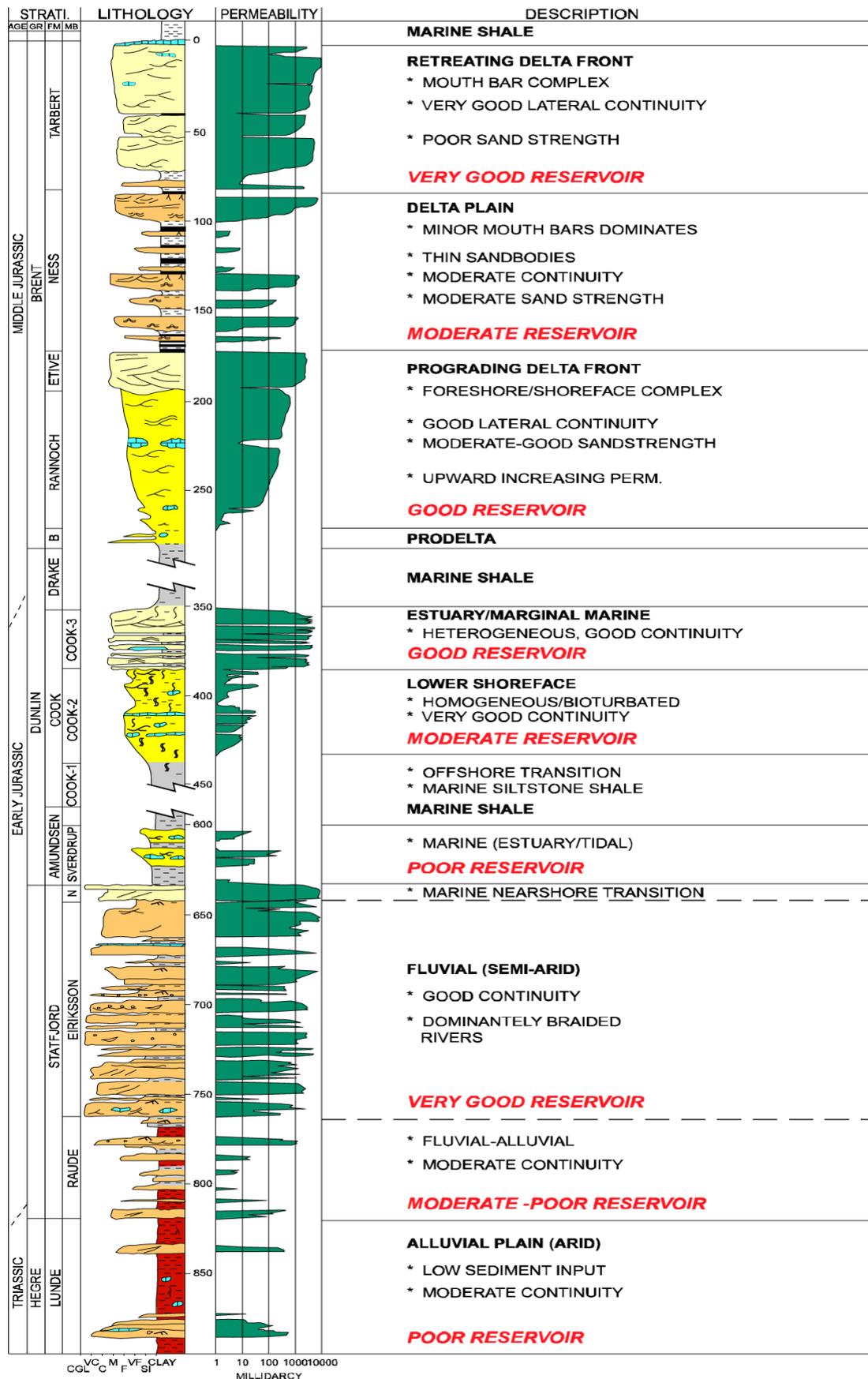


Figure 2.8. Composite log des réservoirs de Gullfaks, montrant la variation de la qualité des réservoirs. [8]

### 3. Le processus d'injection WAG

#### 3.1 Définition

L'injection alternative d'eau et de gaz (WAG) est une combinaison de deux techniques de récupération conventionnelles, l'injection d'eau et l'injection de gaz. Le principe du WAG a été développé pour améliorer l'efficacité du balayage en injectant de l'eau, qui contrôle la mobilité du déplacement, stabilise le front de fluide et augmente l'efficacité macroscopique, ainsi qu'en injectant du gaz qui permet d'améliorer le déplacement microscopique d'huile. [11]

Le processus du WAG a été initialement utilisé sur le champ de North Pembina en 1957. D'après des expériences d'analyse en laboratoire, les injections de gaz et d'eau laissent généralement au moins 20 à 50% de l'huile résiduel en place, tandis que l'injection simultanée d'eau et de gaz pourrait avoir une efficacité de balayage allant jusqu'à 90%. Toutefois, ils ont été découverts par la suite que l'injection simultanée de gaz et d'eau n'était pas pratique en raison des problèmes de mobilité. Par conséquent, la méthode d'injection alternée de gaz et d'eau (WAG) a été introduite. [12]

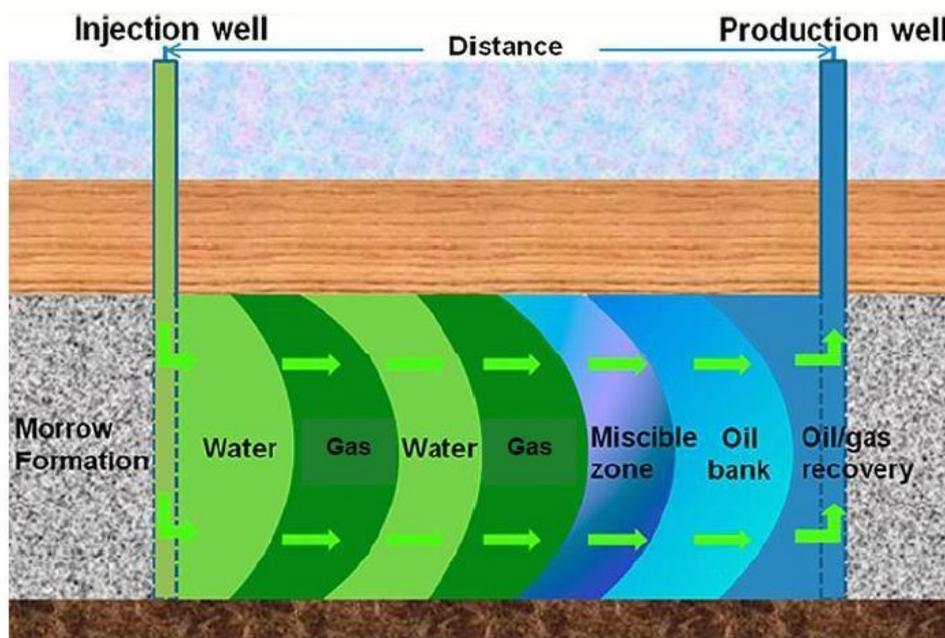


Figure 3.1. Schématisation du processus d'injection WAG.

#### 3.2 L'objectif principal de l'injection WAG

Lorsque les hydrocarbures ont commencé à migrer dans le réservoir l'eau est forcée de se déplacer hors du réservoir. En raison de la pression capillaire et de l'effet de mouillabilité des hydrocarbures. L'huile ne peut pas déplacer toute l'eau, la partie de l'eau qui reste est appelé la saturation irréductible en eau ( $S_{wi}$ ). Cette eau souvent entoure les grains de sable et occupe les très petits espaces capillaires. En raison de l'existence de la saturation en eau irréductible, l'huile rencontre un grand degré de résistance à l'écoulement.

Lors de l'injection de l'eau dans un réservoir, l'eau ne peut pas chasser la totalité de l'huile hors des pores, la fraction de l'huile qui reste est appelé saturation en huile résiduelle à l'injection d'eau ( $S_{orw}$ ).

L'injection de gaz au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) conduit à la création d'un bouchon miscible qui est très efficace dans le déplacement de l'huile restante. La fraction de l'huile qui reste et qui est souvent composée de molécules d'hydrocarbure très lourde et est appelée la saturation résiduelle à l'injection de fluides miscibles ( $S_{orm}$ ).

Comme l'injection de gaz continue, le gaz commence à déplacer le bouchon miscible, ce processus de déplacement est très efficace. On note que le gaz s'écoule autour de l'eau fixé sur les parois des pores et autour l'huile résiduelle.

Une deuxième injection d'eau après l'injection de gaz permet à l'eau de déplacer plus de gaz et par la suite plus de pétrole, le déplacement n'est pas efficace à 100 % et seulement de petites quantités de gaz et de pétrole reste dans les pores.

L'injection de WAG est aussi utilisée pour augmenter la quantité d'huile contactée par rapport à l'injection d'eau seule. Dans un réservoir gréseux à haute perméabilité, la ségrégation par gravité est commune ; par conséquent, le gaz aura tendance à se déplacer vers le haut du réservoir et l'eau dense aura tendance à migrer vers le bas du réservoir. Par conséquent, en utilisant l'injection WAG, la partie supérieure du réservoir peut être mise en contact avec le gaz injecté et l'eau poussera le slug miscible. Cela augmentera l'efficacité microscopique car la zone de réservoir non balayée sera plus petite. De plus, l'huile résiduelle pour WAG est inférieure à l'huile résiduelle pour l'eau et à l'huile résiduelle pour le gaz ( $S_{orWAG} < S_{orw} < S_{org}$ ). La combinaison entre l'amélioration de l'efficacité de déplacement microscopique du gaz injecté et l'amélioration de l'efficacité de déplacement macroscopique par l'injection d'eau permet d'obtenir une meilleure récupération d'huile. [13]

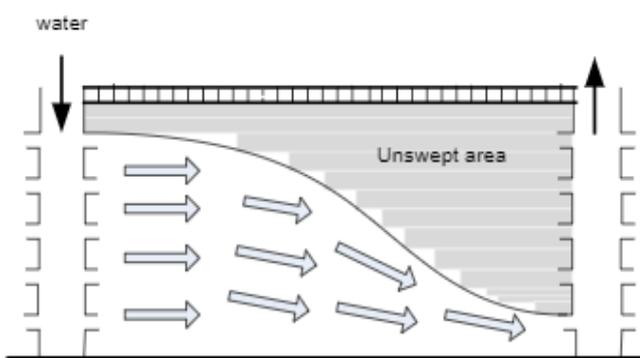


Figure 3.2. L'effet de gravité pendant l'injection d'eau.

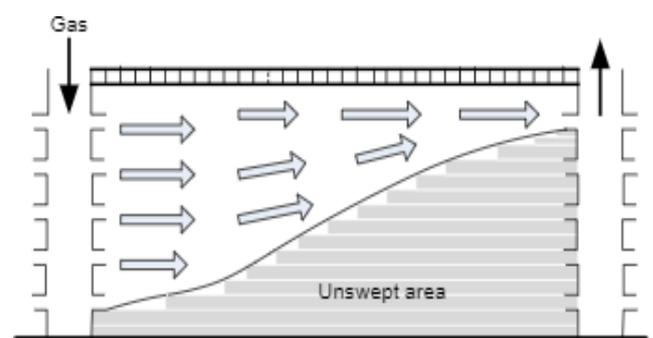


Figure 3.3. L'effet de gravité pendant l'injection de gaz.

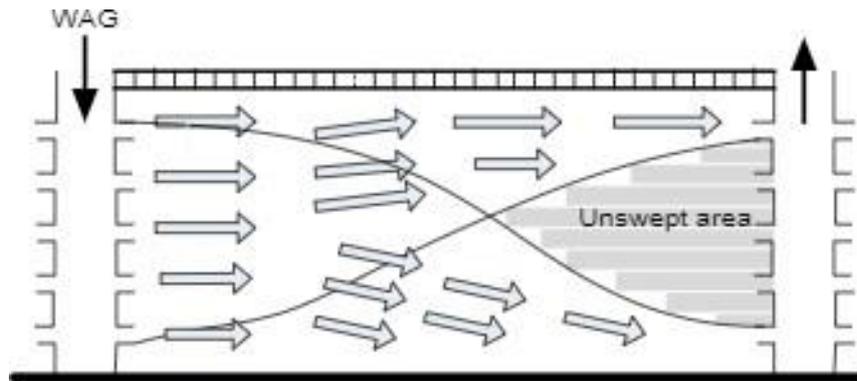


Figure 3.4. L'effet de gravité pendant l'injection WAG.

### 3.3 Classification des processus WAG

Il y a plusieurs classifications disponibles, selon les types de fluides impliqués et la technique d'injection, mais, en général, on peut diviser à deux processus de déplacement miscible et non miscibles.

#### 3.3.1 Le processus WAG miscible

Il est difficile de distinguer entre le WAG miscible et immiscible, dans plusieurs cas la miscibilité à contacts multiples (gaz-huile) est obtenue, mais il y a beaucoup d'incertitudes concernant les processus réel du WAG.

Le procédé du WAG miscible est dans la plupart du temps réalisé onshore, dans un premier temps on utilisait des solvants très chers ; comme le propane, qui semble être un processus moins économiquement favorable actuellement.

La plupart des projets miscibles examinés sont repressurisés afin de ramener la pression de réservoir au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP). Comme nous n'avons pas pu aboutir à une pression suffisante c'est à dire nous n'avons pas réussi à atteindre la miscibilité, certains champs oscillent entre le gaz miscible et immiscible durant la production d'huile.

Le modèle d'injection de 5-spot est le plus répondu onshore avec un espacement assez petit entre les puits. Puisque plusieurs applications sur champ (spécialement au Texas) sont des procédés miscibles, un bon contrôle de pression donc de performance du WAG sera observé sur beaucoup de puits. Ce modèle régulier est rarement appliqué en offshore car le forage nous revient très cher. [13]

#### 3.3.2 Le processus WAG immiscible

Ce type de procédé est réalisé dans le but d'améliorer la stabilité du front ou d'assurer un contact entre les zones qui ne sont pas balayées. Il s'applique dans les réservoirs ayant une densité stable. L'injection du gaz ne peut être réalisée en raison des ressources limitées en gaz ainsi qu'aux propriétés du réservoir telles que, faible pendage, importante hétérogénéité. En

plus du balayage l'efficacité microscopique peut être aussi bien améliorée. La saturation en huile résiduelle est généralement inférieure pour le WAG que pour une injection d'eau et parfois même inférieure à une injection de gaz, dû à l'effet de perméabilité relative aux trois phases et ducycle.

Parfois, le premier bouchon de gaz se dissout à un certain degré dans l'huile, ceci peut causer un échange de masse (gonflement et stripping) et un changement favorable du rapport viscosité/densité des fluides à l'avant du front. Le déplacement peut alors devenir proche d'un miscible. [13]

### **3.3.3 Le WAG hybride**

Quand un grand bouchon de gaz injecté est suivi par un nombre de petits bouchons d'eau et de gaz, le processus s'appelle l'injection de WAG hybride.

### **3.3.4 Le SWAG**

Le processus d'injection simultanée de l'eau et du gaz (SWAG) a été essayé la première fois en 1962 (champ de Seelington). Joffre et Viking ont comparé deux projets, un WAG standard et le SWAG, Ils ont conclu que le SWAG avait une meilleure récupération. Le pilote a été fait avec des doubles colonnes d'injection (une pour le gaz et une pour l'eau).

L'objectif était d'optimiser l'injection puisque les puits ont été commutés manuellement. La récupération était légèrement plus élevée (0.5 %) et le GOR dans les puits producteurs était plus stable comparé à un WAG normal. [13]

## **3.4 Paramètres de développement du WAG**

### **3.4.1 Hétérogénéité du réservoir**

L'hétérogénéité du réservoir contrôle les modèles d'injection et de balayage dans le réservoir. En effet, plusieurs études indiquent que l'hétérogénéité des réservoirs a une forte influence sur le processus de récupération d'huile. L'écoulement horizontal du fluide dans les couches poreuses qui communiquent verticalement est influencé par l'écoulement perpendiculaire à l'écoulement principal causé par les forces visqueuses, les forces capillaires, et la gravité.

L'écoulement transversal peut exercer une influence sur l'augmentation du balayage vertical, mais les effets sont généralement négatifs pour la récupération d'huile, surtout en raison de la ségrégation par gravité et de la diminution de la vitesse d'écoulement dans le réservoir. Cela entraîne une réduction de l'avancement frontal dans la couche de perméabilité faible. [14]

Pour mesurer l'hétérogénéité de la formation, il existe deux méthodes : la première méthode est la méthode de Stiles, dont les propriétés sont identiques sauf celle de la perméabilité absolue. Cette méthode, n'est utilisée que pour un écoulement linéaire et une gamme limitée de rapport de mobilité. La deuxième méthode est la méthode de Dekstra-Parsons, l'avantage principal de cette méthode est la grande gamme de rapport de mobilité

(M), elle peut aussi être utilisée pour un écoulement radial et c'est une méthode facile et rapide pour donner des valeurs qualitatives pour le facteur de récupération.

Cependant, les effets du réservoir dépendent de divers paramètres tels que la perméabilité, la porosité, la pression du réservoir, la pression capillaire et le rapport de mobilité. [14]

### **3.4.2 Caractéristiques du gaz d'injection**

Les propriétés des gaz d'injection sont très importantes pour les projets WAG. Les gaz d'injection utilisés pour l'injection WAG peuvent être classés en trois groupes : CO<sub>2</sub>, hydrocarbures, et gaz non-hydrocarbures. Le choix du type d'injection de gaz dépend de l'emplacement du champ qui contrôle la disponibilité du gaz dans le champ.[14]

### **3.4.3 Disponibilité et composition du gaz d'injection**

La disponibilité du gaz utilisé lors de la mise en œuvre du projet WAG affecte considérablement le choix d'une stratégie économiquement rentable. En général, le gaz produit est traité et réinjecté pendant le processus WAG ce qui permet de réduire les coûts. La disponibilité de gaz injecté est très importante pour choisir le rapport de WAG. La composition du gaz, en particulier, est essentielle non seulement dans la réalisation du plan de développement de WAG, mais aussi pour l'étude de miscibilité sous les conditions de pression et de température qui existent dans le réservoir.[14]

### **3.4.4 Propriétés des fluides et interactions roche-fluide**

Les propriétés des fluides et leur interaction avec la roche réservoir et avec les fluides injectés sont l'un des paramètres les plus importants pour le développement des gisements pétroliers. C'est pour cela qu'il faut bien déterminer l'évolution de ces propriétés avec la moindre erreur possible.

Ces propriétés sont testées et déterminées au niveau des laboratoires. Cela peut parfois être difficile car les conditions diffèrent de celles du réservoir réel et les fluides changent également lorsqu'ils déplacent des sites vers les laboratoires, en raison de certains processus des réactions indésirables peuvent apparaître. Les variations de l'interaction roches-fluides avec les conditions changeantes d'un réservoir entraînent des variations de mouillabilité, qui peuvent influencer à leur tour les paramètres d'écoulement tels que la pression capillaire et la perméabilité relative.[13]

### **3.4.5 Durée du cycle WAG**

Une autre variable qui peut être considérée dans l'optimisation du schéma WAG comprend le calendrier du changement du gaz à l'eau dans les schémas où un modèle alternatif est appliqué.

Le temps optimal d'injection de chaque cycle est influencé par plusieurs paramètres tels que la nature des fluides, la disponibilité du fluide d'injection, le rapport d'injectivité et la durée totale de projet... etc. La détermination de la durée optimale d'injection peut être déterminée par l'utilisation d'un simulateur qui effectue une analyse rigoureuse.[13]

### 3.4.6 Temps pour initier le processus WAG

Un facteur important à prendre en compte lors de la conception d'un projet de WAG est le moment où il faut lancer le processus. Plusieurs études réalisées en utilisant deux approches comprennent le démarrage du processus de WAG au tout début du développement du réservoir (WAG initial), ou après l'utilisation des autres méthodes de récupération tell que l'injection d'eau et du gaz.

Il est recommandé d'initier l'injection de WAG le plus tôt possible dans le cycle de développement du réservoir, afin de maintenir la pression moyenne du réservoir et d'obtenir une récupération élevée d'huile, mais la décision doit être basée sur des études de simulation appropriées.[14]

### 3.4.7 Schéma d'injection

Les schémas d'injections sont principalement utilisées dans les réservoirs afin d'assurer un balayage uniforme, les puits d'injection sont répartis parmi les puits producteurs ou par le forage de nouveaux puits d'injection.

Le WAG a été appliqué pour différents types de modèles d'injection, où les cinq spots sont les plus populaires pour la plupart des champs qui ont été examinés, même s'il donne un coût élevé, puisque cela donne le meilleur contrôle du processus (Figure 3.5). [13]

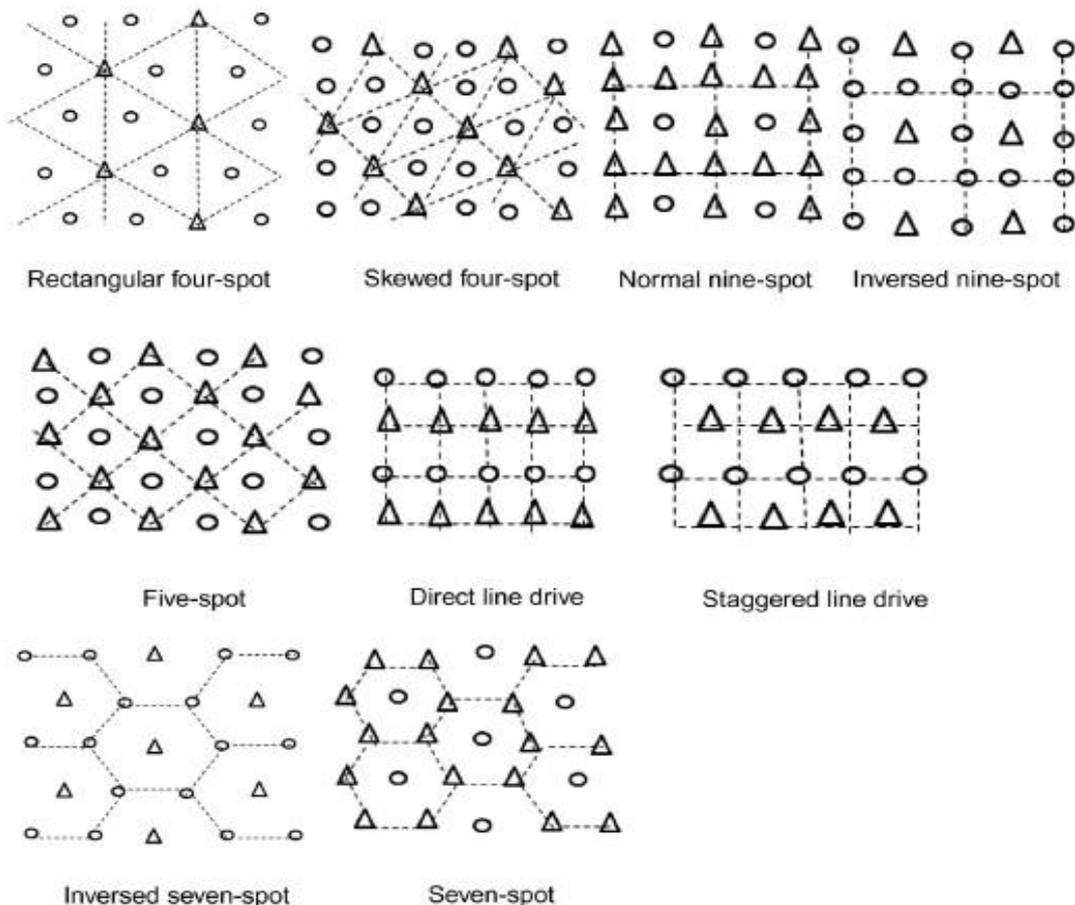


Figure 3.5 Les différents schémas d'injection.

Actuellement, le choix du schéma d'injection dépend de la géologie du réservoir et du type de réservoir, ainsi que du volume de la roche réservoir qui doit être balayée. Récemment, le problème est que la plupart des champs ne font pas de plan de développement du gisement au début de la vie du champ. En fait, nous pouvons contrôler le modèle d'injection si nous faisons un plan de développement au début, avant que le forage aléatoire ne se produise. Par conséquent, il sera très difficile de choisir le schéma d'injection approprié en raison du forage aléatoire.[13]

### **3.4.8 Le rapport de WAG**

C'est le rapport entre le volume de gaz injecté et le volume d'eau injecté aux conditions du réservoir dans chaque cycle. Le choix du rapport WAG dépend de la mobilité et des considérations économiques.

Pendant les projets WAG, nous devons effectuer une étude de sensibilité pour le rapport WAG afin de voir comment il affecte notre champ et obtenir le volume économique pour l'injection de gaz, tout en considérant le facteur de récupération le plus élevé. Selon Christensen, et al, 2001, le rapport WAG le plus populaire est 1, ce rapport a été appliqué pour la plupart des champs, mais cela ne signifie pas que le rapport WAG 1 nous donnera une récupération plus élevée, la décision de prendre le rapport WAG optimal dépend de la disponibilité du gaz et de l'hétérogénéité du réservoir, et il faut également considérer l'aspect économique lors de l'injection d'un volume élevé de gaz.[13]

### **3.4.9 Considération de l'effet de gravité sur le WAG**

Il est reconnu que la gravité joue un rôle important dans tous les réservoirs, en particulier dans les plus épais. L'effet sur la production et le balayage dû à la gravité est sensible au taux d'injection et aux perméabilités de la matrice. L'injection WAG est souvent limitée par la ségrégation gravitaire, qui provoque la montée du gaz injecté vers le haut de la formation et de l'eau vers le bas.

La stabilité du front de WAG est basée sur le concept de vagues mobiles, souvent appelée déplacement stable par gravité. La solution des vagues mobiles correspond à l'équilibre entre les effets de la gravité et de l'hétérogénéité, ce qui se traduit par une vitesse uniforme du front de déplacement dans une section transversale et donc par une efficacité élevée du balayage vertical. Ceci est différent de la situation générale où le front de déplacement se déplace plus rapidement dans les zones à haute perméabilité.

La ségrégation gravitaire d'un écoulement multiphasique a lieu dans les réservoirs avec une perméabilité verticale élevée et de larges distances entre les puits. Bien que l'objectif de l'injection de WAG soit de réduire les effets de la ségrégation gravitaire et de fournir un profil d'injection stable, l'injection de WAG dans des réservoirs à faible profondeur a prouvé un meilleur contrôle du profil et des récupérations plus élevées dans de nombreux projets. Il est donc nécessaire de tenir compte de la gravité dans la conception du WAG.[13]

### 3.4.10 Etudes laboratoires et simulation

Les études de laboratoire sont très importantes pour la réussite de l'injection de WAG. L'absence de données fiables conduit à une compréhension inadéquate du comportement du réservoir, et par conséquent, à de mauvaises prévisions. Les études de laboratoire sont l'un des facteurs les plus importants pour choisir le type des méthodes EOR qui donnera de bons résultats sur le terrain.

Les tests de slim tube, les données PVT, les tests de gonflement et les inondations de carottes tertiaires (core flooding), sont tous obtenus par des études de laboratoire, et ils sont très importants pendant l'injection de WAG miscible. Il existe un autre processus qui dépend des tests de laboratoire, c'est le processus de simulation. La simulation est une tentative de modéliser une situation réelle ou théorique dans un ordinateur afin qu'elle puisse être étudiée pour voir comment le système fonctionne. En modifiant les variables de la simulation, on peut faire des prédictions sur le comportement du système. Il s'agit d'un outil qui permet d'étudier virtuellement le comportement du système étudié.

Les études en laboratoire doivent être très précises pour garantir l'obtention de résultats exacts lors de la simulation. Les résultats de la simulation dépendent de la précision des résultats du laboratoire où la qualité des données transmises au simulateur est la clé pour fournir des résultats de qualité en matière de prédictions.[13]

### 3.4.11 Effet de la composition de la solution saline

Au cours de l'injection, il y a de petits matériaux solides (fines) qui vont migrer. Ces matériaux fins ont un effet sur le facteur de récupération et sur le comportement d'écoulement. La migration des fines se produit parce que le mouvement du fluide à travers les pores de la roche où certaines roches perdent leur compacité et se fragmentent. Des études en laboratoire ont montré que la salinité, la composition et le pH de la solution saline peuvent avoir un effet important sur l'efficacité du déplacement microscopique de la récupération d'huile.[13]

## 3.5 Efficacité du balayage

Quelques relations peuvent nous aider dans la compréhension des avantages de l'injection WAG, la récupération de l'huile peut être définie comme suit : [5]

$$REC = Eh \cdot Rv \cdot Em \dots\dots 3-1$$

Où :

**REC** : La récupération.

**Eh** : L'efficacité horizontale.

**Ev** : L'efficacité verticale.

**Em** : L'efficacité microscopique de balayage.

### 3.5.1 L'efficacité horizontale de balayage

L'efficacité horizontale de déplacement  $E_h$  est fortement influencée par la stabilité du front qui est défini par la mobilité des fluides. Le rapport de mobilité  $M$  est exprimé par l'équation 3-2 :

$$M = \frac{\frac{K_{rg}}{\mu_g}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \dots\dots 3-2$$

Où :

**$K_{rg}$**  : Perméabilité relative du gaz.

**$\mu_g$**  : Viscosité du gaz.

**$K_{ro}$**  : Perméabilité de l'huile.

**$\mu_o$**  : Viscosité de l'huile.

### 3.5.2 L'efficacité verticale de balayage

L'efficacité verticale de balayage  $E_v$  est influencée par la relation entre les forces de viscosités et les forces gravitationnelles le rapport entre la viscosité et la gravité est exprimée par l'équation [5] :

$$\dots\dots 3-3$$

Où :

**$V$**  : La vitesse de Darcy.

**$\mu_o$**  : La viscosité de l'huile.

**$K$**  : La perméabilité d'huile.

**$g$**  : La force de gravité.

**$\Delta\rho$**  : La différence de densité entre les fluides.

**$L$**  : distance entre deux puits.

**$H$**  : La hauteur de la zone balayée.

Les principales propriétés du réservoir affectant l'efficacité verticale de déplacement sont l'angle de pendage, la variation de la perméabilité et de la porosité.

Normalement la porosité et la perméabilité augmentent en allant vers le bas, ceci est avantageux pour l'injection WAG, puisque cette combinaison augmentera la stabilité du front.

En générale le balayage par le WAG sera optimisé si le rapport de mobilité est favorable ( $M < 1$ ), la diminution du rapport de mobilité peut être réalisée par l'augmentation de la viscosité du gaz et la réduction de la perméabilité relatives des fluides. La mobilité du gaz peut être réduite en injectant l'eau et le gaz alternativement. [5]

### **3.6 Les problèmes liés au processus WAG**

Le processus l'injection de (WAG) a été proposé à l'origine pour améliorer l'efficacité du balayage par la combinaison des avantages de l'injection d'eau et de gaz séparément pour donner une meilleure efficacité de déplacement microscopique et macroscopique, mais au cours de la production certains problèmes d'opération sont très difficiles à éviter à cause de l'injection alternative entre le gaz et l'eau, qui cause beaucoup plus de problèmes par rapport à l'injection continue de gaz. [15]

#### **3.6.1 Percée précoce dans les puits de production**

La percée précoce du gaz est un phénomène commun, surtout dans les opérations d'injection continue de gaz. Ceci est souvent dû à la migration du gaz à travers les fractures naturelles. En fait, pendant l'injection de gaz, la perméabilité relative du gaz est élevée car elle donne un rapport de mobilité élevé, tandis que pendant l'injection de WAG, l'eau va remplir certains pores, donc la perméabilité relative du gaz va diminuer en raison de la diminution de la perméabilité effective, donc le rapport de mobilité va diminuer.

La percée précoce ne dépend pas seulement des caractéristiques du fluide (différence de densité des fluides et vitesse d'écoulement) mais aussi de l'hétérogénéité du réservoir (rapport entre la perméabilité verticale et horizontale) et au positionnement des perforation. [15]

#### **3.6.2 Réduction de l'injectivité**

La perte d'injectivité et/ou l'échec du maintien de la pression dans le réservoir, qui peut être causé par de nombreux facteurs, provoquent une fluctuation entre miscibilité et immiscibilité pendant la durée de vie du procédé. Moins d'injectivité signifie moins de fluides d'injection (gaz ou eau), ce qui conduit à une perte de miscibilité (chute de la pression du réservoir). La réduction de l'injectivité pourra être causée par une modification de la perméabilité relative due à un écoulement triphasique. La réduction de l'injectivité peut entraîner une diminution du taux de production correspondant à la diminution de l'injectivité, qui peut aussi être le résultat de la redistribution du profil de pression lorsque l'injection passe du gaz à l'eau.

Pendant l'injection de WAG, la perte d'injectivité se produit généralement suite au changement entre les fluides d'injection (gaz et eau), mais cela peut être contrôlé par la sensibilité du rapport WAG et du cycle WAG. Aussi, la stratégie d'injection joue un rôle important pour éviter la réduction de l'injectivité surtout quand la distance entre les emplacements des puits n'est pas grande. [15]

#### **3.6.3 La corrosion**

La décomposition ou la destruction d'un matériau, en particulier d'un métal, par des réactions chimiques. La forme la plus courante de corrosion est la rouille, qui se produit lorsque le fer se combine avec l'oxygène et l'eau.

L'expérience montre que la corrosion n'a pas été un problème grave, principalement grâce à des mesures préventives prises par l'industrie. Les méthodes permettant de réduire la corrosion comprennent l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion et de systèmes de collecte en fibre de verre. Le problème se concentre lorsque nous utilisons des installations de la récupération secondaire pendant la période tertiaire. [15]

### **3.6.4 La formation de dépôts**

La formation de dépôts est un problème majeur dans l'industrie pétrolière. Elles peuvent se produire au fond des puits ou dans les installations de surface. La formation de ces dépôts provoque le bouchage des conduites et des équipements de production et par conséquent réduisent l'écoulement des fluides. Elles peuvent provoquer des pannes des équipements de production, des arrêts d'urgence, une augmentation des coûts de maintenance et une diminution générale de l'efficacité de la production. Ce problème se produit toujours lorsque nous produisons à travers le casing. Les contraintes de la formation se reflètent sur les puits, ce qui entraîne une défaillance des conduites. [13]

### **3.6.5 La différence des températures des phases injectées**

Dans l'injection WAG, le gaz et l'eau sont injectés à partir des mêmes puits, le gaz et l'eau ont des températures différentes, en raison de la différence de température entre l'eau et le gaz, le puits sera exposé à des températures différentes (expansion et rétrécissement), ce qui entraînera des défaillances du tube. Un ajustement ultérieur de la possibilité d'expansion des tubes permettra l'élimination de ce problème dans plusieurs puits. [15]

## **3.7 La pression minimale de miscibilité**

### **3.7.1 Définition de la miscibilité**

Il est important de savoir ce qu'est la miscibilité, et quelle est sa différence par rapport à la solubilité. La solubilité est la capacité d'une quantité limitée d'une substance à se mélanger avec une autre substance pour former une seule phase homogène. Cependant, la miscibilité peut être définie comme la capacité de deux substances ou plus à former une seule phase homogène lorsqu'elles sont mélangées en toutes proportions. Dans le cas des réservoirs pétroliers, la miscibilité peut être définie comme une condition physique entre deux ou plusieurs fluides, qui leur permet de se mélanger dans toutes les portions et pour laquelle il n'existe pas d'interface entre les fluides. Il existe deux façons d'obtenir la miscibilité, la miscibilité au premier contact (FCM) « *First Contact Miscibility* » ou la miscibilité multi-contact (MCM) « *Multi Contact Miscibility* ». [16]

### 3.7.2 La miscibilité au premier contact (FCM)

Pendant l'injection de gaz, la miscibilité peut être obtenue par deux méthodes, les processus de miscibilité par premier contact et par contact multiple. La condition de miscibilité par premier contact ou par contact multiple à une pression donnée dépend de la composition, la pression, et de la température de l'huile et du gaz et injectés. La Figure 3.6 montre le diagramme ternaire du comportement des phases de l'huile du réservoir et du gaz injecté à une pression et une température donnée, tandis que le cercle intérieur indique la zone biphasique. [16]

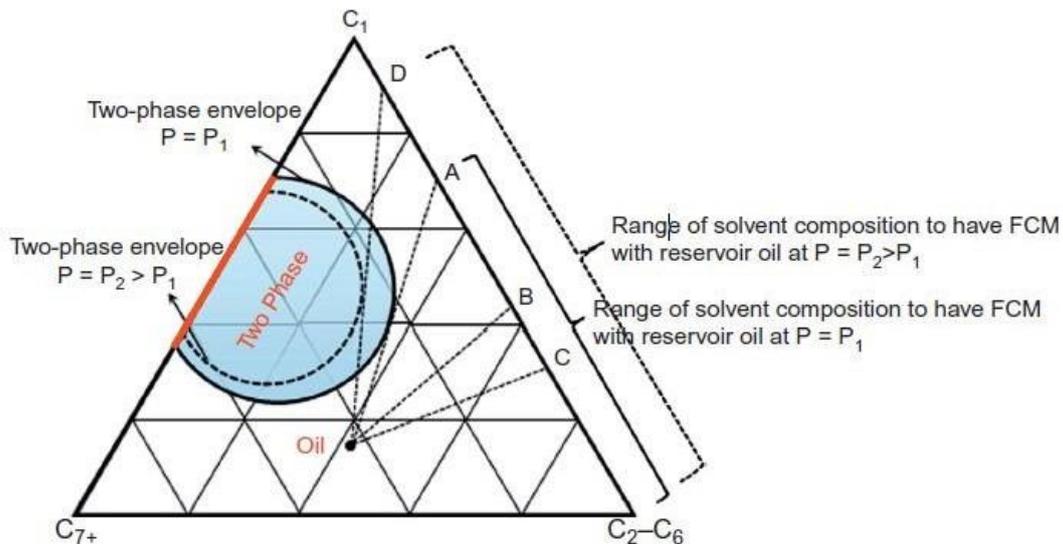


Figure 3.6 Les différents schémas d'injection.

Si la ligne droite du gaz injecté et de l'huile du réservoir passe la zone biphasique, cela indique que la miscibilité au premier contact ne se produit pas. Lorsque la pression d'injection est suffisamment élevée, le gaz injecté peut être miscible avec l'huile au premier contact, et cette pression est appelée pression de miscibilité au premier contact. Par conséquent, la miscibilité au premier contact est atteinte lorsque la pression du réservoir est suffisamment élevée pour rendre la zone biphasique plus petite jusqu'à ce que la ligne de l'huile ne passe pas la zone biphasique. [16]

### 3.7.3 La miscibilité par contact multiple (MCM)

Un solvant injecté qui n'est pas miscible avec l'huile au premier contact peut devenir miscible au cours des contacts multiples et du transfert de masse entre l'huile du réservoir et le fluide injecté. Le transfert de masse in situ des composants de poids moléculaire intermédiaire entre les phases gazeuse et pétrolière aboutit à des mélanges qui sont miscibles soit avec le solvant injecté, soit avec les phases pétrolières initiales. La miscibilité par contact multiple est classée en trois catégories : " Mécanisme de vaporisation " (VGD), " Mécanisme de condensation ", " condensation / vaporisation " (gaz enrichi). [16]

### a. Mécanisme de vaporisation

Le processus de miscibilité par contact multiple se produit généralement sur le terrain. La condition de miscibilité est obtenue par transfert de masse entre le gaz injecté et l'huile du réservoir par un contact multiple, et les propriétés physiques des deux phases se rapprochent progressivement l'une de l'autre. Lorsqu'un gaz est injecté dans un réservoir, il est systématiquement mis en contact avec de l'huile brute, et le processus de vaporisation du gaz se produit à ce moment-là. La Figure 3.7 montre le mécanisme de la miscibilité du gaz par vaporisation. Le gaz injecté et l'huile du réservoir ne sont pas miscibles au premier contact, et la composition globale devient M1 qui consiste en un liquide L1 et un gaz V1 en condition d'équilibre. [16]

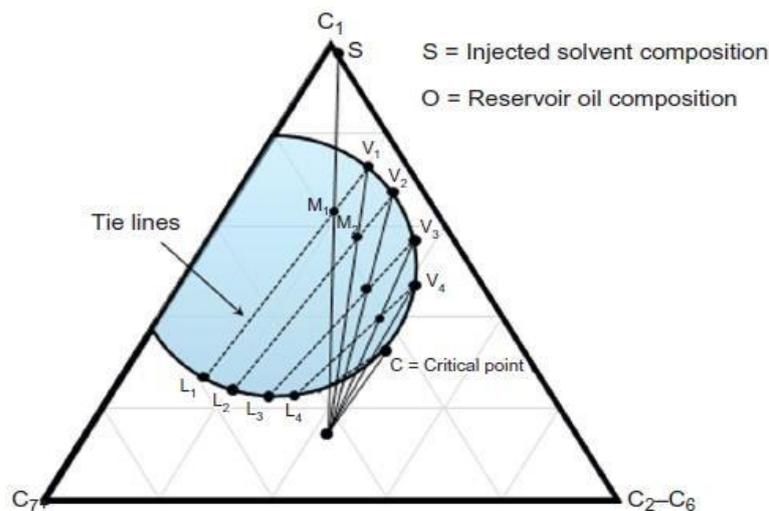


Figure 3.7 Diagramme ternaire du mécanisme de vaporisation.

Le gaz d'équilibre V1 entre en contact avec l'huile brute du réservoir après le premier contact, et la composition de V1 se transforme en V2 par la vaporisation des hydrocarbures intermédiaires de l'huile. Les hydrocarbures de poids moléculaire intermédiaire sont extraits de l'huile de réservoir plusieurs fois, de sorte que les propriétés du gaz injecté sont continuellement modifiées jusqu'à atteindre le point critique C qui indique une condition de miscibilité. [16]

### b. Mécanisme de condensation

Cependant, l'huile du réservoir est continuellement en contact avec du gaz frais à l'extrémité arrière du gaz injecté, et cela provoque l'état miscible par le mécanisme de condensation du gaz. Dans ce processus, la miscibilité dynamique se produit avec le transfert d'hydrocarbures de poids moléculaire intermédiaire du gaz injecté vers l'huile du réservoir. Lorsque le gaz entre en contact avec l'huile pour la première fois, ils ne sont pas miscibles car la ligne passe la zone biphasique de la Figure 3.8. Comme dans le mécanisme de vaporisation du gaz, la composition globale du mélange après le premier contact devient M1 avec le gaz V1 et l'huile L1. L'huile résiduelle L1 peut entrer en contact avec le gaz frais de façon continue, et la composition continue de changer jusqu'à ce qu'elle atteigne le point C. [16]

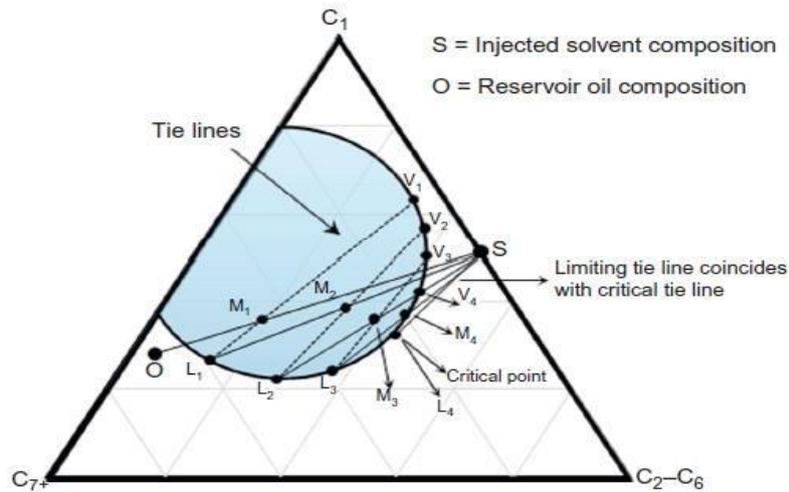


Figure 3.9. Représentation du mécanisme de condensation.

Le diagramme simplifié du processus de miscibilité par contact multiple est indiqué à la Figure 3.10. Les développements de miscibilité sont généralement atteints par la vaporisation, condensation, ou l'entraînement combiné par gaz de vaporisation et de condensation. Ces mécanismes dépendent de la température et des compositions des fluides, ils varient donc selon les différentes conditions. [16]

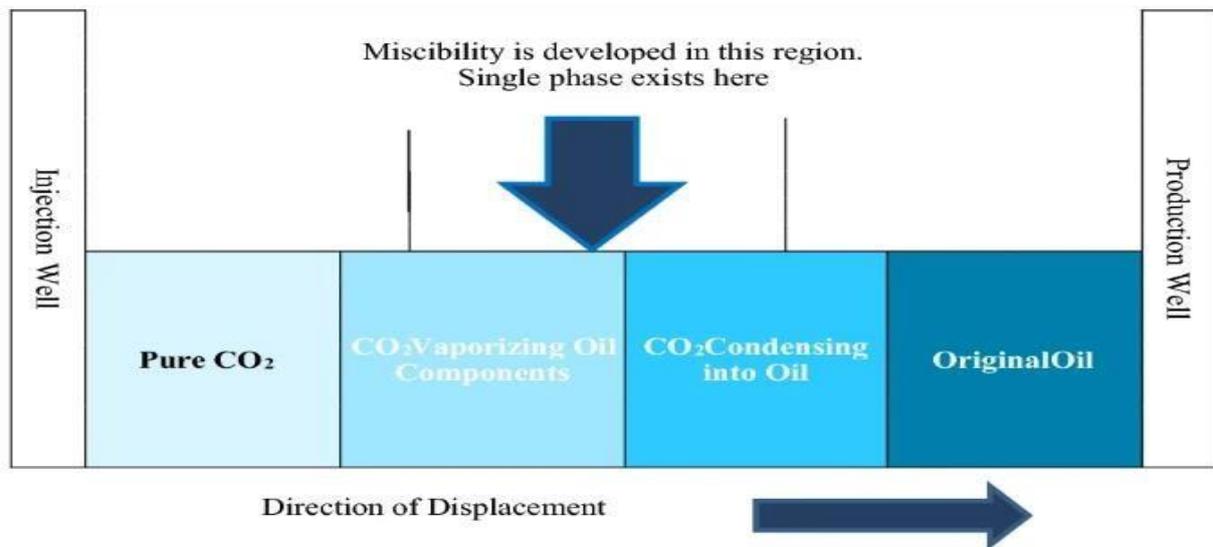


Figure 3.8. Schéma du mécanisme de miscibilité par contact multiple.

### 3.7.4 Détermination de la pression minimale de miscibilité

Il existe plusieurs façons de déterminer la MMP. Elles peuvent être classées en deux catégories (en laboratoire et en corrélation). Puisque les tests de laboratoire sont souvent coûteux, les corrélations peuvent constituer une option beaucoup plus économique, mais peut-être insuffisante en termes de certitude.

**a. L'expérience des tubes mince (Slim tube)**

La méthode du slim-tube est l'une des méthodes les plus utilisées pour la détermination de la pression minimale de miscibilité dans l'industrie pétrolière. L'expérience consiste en un tube de petit diamètre rempli de sable est initialement entièrement saturé L'huile. L'huile contenue dans le tube est ensuite déplacée par le gaz injecté en plusieurs pressions réalisées dans des conditions d'écoulement de fluide 1-D afin d'éliminer l'effet de viscosité. Après l'injection de 1,2 HCPV (Hydrocarbure Pore Volume) de gaz, la récupération d'huile est mesurée/calculée. Cette procédure est répétée pour plusieurs pressions différentes. Le facteur de récupération de l'huile est tracé en fonction de la pression, comme le montre la Figure 3.11. La pression à laquelle une rupture dans la courbe de récupération peut être observée, est la MMP. [16]

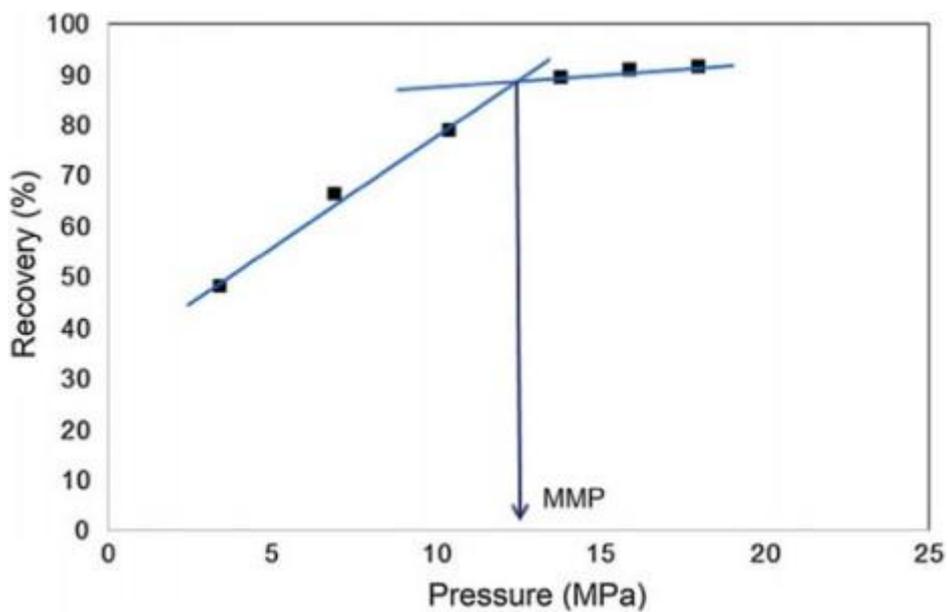


Figure 3.10. Récupération d'huile en fonction de la pression dans une expérience de slim tube.

## 4. Modèle mathématique

### 4.1 Introduction

La simulation de réservoir est une branche du domaine d'ingénierie de réservoir engineering, elle a commencé dans le milieu des années 1950 et est devenue actuellement un outil indispensable pour les évaluations qualitative et quantitative des comportements des écoulements dans les réservoirs. L'objectif principal de la simulation de réservoir est de prédire la performance et le comportement du réservoir et de trouver les solutions optimales pour maximiser la récupération des hydrocarbures sous diverses conditions d'exploitation, et ce à partir de la construction des modèles de simulation équivalent aux réservoirs réels et la résolution numérique des équations gouvernantes des écoulements à travers les milieux poreux.[17]

### 4.2 Les équations gouvernantes

En général, dans un modèle compositionnel avec  $N_c$  composants hydrocarbures en plus de la phase eau, les équations différentielles de base sont les espèces des équations du bilan de masse des  $N_c-1$  premiers composants hydrocarbures, l'équation générale du bilan de masse d'hydrocarbure, et l'équation générale du bilan de masse de l'eau.

Dans le simulateur, l'eau se traite comme étant une phase inerte et les formules des équations du bilan de masse des composants hydrocarbures suivent le modèle de Young et Stephenson. Le modèle Black-Oil se considère comme cas particulier du modèle compositionnel général.[17]

#### 4.2.1 Formulation IMPES

##### a. Equation du bilan de masse des espèces hydrocarbures

$$\frac{\partial(\phi F Z_i)}{\partial t} = \nabla \cdot \left[ \left( \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \rho_o x_i \right) \nabla \left( P_o - \frac{\rho_o M_o g}{5.6146 * 144 g_c} D \right) \right] \\ + \nabla \cdot \left[ \left( \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \rho_g y_i \right) \nabla \left( P_o + P_{cg} - \frac{\rho_g M_g g}{5.6146 * 144 g_c} D \right) \right] + q_o x_i + q_g y_i \dots \dots 4 - 1 \\ i = 1, \dots \dots N_c - 1$$

Avec :

$\Phi$  : la porosité,  $F$  : nombre de mole total d'hydrocarbures par un volume poreux,

$Z_i$  : la fraction totale du composant  $i$ ,  $k$  : perméabilité absolue,

$k_{rj}$  : perméabilité relative de la phase  $j$  ( $j=0, g$ ),

$\rho_j$  : densité molaire de la phase hydrocarbure,

$x_i$  : fraction du composant  $i$  dans la phase huile,

$y_i$  : fraction du composant  $i$  dans la phase gaz,

$M_j$  : masse moléculaire de la phase  $j$ ,  $D$  : profondeur verticale,

$P_o$  : pression de la phase huile,

$P_g$  : pression de la phase gaz,  $P_{cg}$  : pression capillaire huile-gaz,

$\mu_j$  : viscosité de la phase  $j$ ,

$q_j$  : terme de source

Cette dernière équation a les unités suivantes : lb-mol/bbl-Day.

**b. Equation du bilan de masse d'hydrocarbure**

$$\frac{\partial(\phi F)}{\partial t} = \nabla \cdot \left[ \left( \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \rho_o \right) \nabla \left( P_o - \frac{\rho_o M_o g}{5.6146 * 144 g_c} D \right) \right] + \nabla \cdot \left[ \left( \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \rho_g \right) \nabla \left( P_o + P_{cg} - \frac{\rho_g M_g g}{5.6146 * 144 g_c} D \right) \right] + q_o + q_g \dots \dots 4 - 2$$

**c. Equation du bilan de masse de l'eau**

$$\frac{\partial(\phi B_w S_w)}{\partial t} = \nabla \cdot \left[ \left( \frac{k k_{rw}}{\mu_w} B_w \right) \nabla \left( P_o + P_{cw} - \frac{\rho_w^o B_w M_w g}{5.6146 * 144 g_c} D \right) \right] + q_w \dots \dots 4 - 3$$

Avec :

$B_w$  : inverse du facteur volumétrique de formation de l'eau (STB/RB),

$S_w$  : saturation de l'eau,

$P_{cw}$  : pression capillaire huile-eau,  $M_w$  : masse moléculaire de l'eau,

$q_w$  : terme de source (débit d'injection + débit de production + débit des venues d'eau),

$\rho^o$  : Densité de l'eau aux conditions standards (lb-mol/STB).

Cette équation a les unités suivantes : STB/bbl-Day.

**d. Equation d'égalité de fugacité**

Dans le modèle compositionnel, les équilibres entre les phases huile/gaz sont exprimés en termes d'égalité de fugacité [17] :

$$f_{oi}(P_o, x_i, \dots, x_{N_C}) = f_{gi}(P_o, y_i, \dots, y_{N_C}) \dots \dots 4 - 4$$

Les fugacités des composants  $i$  dans la phase  $j$  ( $j = o, g$ ) sont calculées à partir de l'équation d'état. Dans le modèle Black-Oil, l'équilibrephasique est décrit par l'équilibre K-values (Ki) :

$$K_i(P_o) = \frac{y_i}{x_i}, i = 1, 2, \dots, N_c \dots \dots 4 - 5$$

**e. Fraction molaire globale des composants**

Elle est définie comme suit :  $Z_i = (1 - L) Y_i + Lx_i, i = 1, \dots, N_c \dots \dots 4 - 6$

L : fraction molaire de la phase huile dans le mélange total d'hydrocarbures (Exp : une mole de mélange hydrocarbure se sépare en L moles en phase huile et 1-L moles en phase gaz). [17]

**f. Equation des fractions molaires des contraintes**

$$\sum_{i=1}^{N_c} x_i = 1 \dots \dots 4 - 7$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} z_i = 1 \dots \dots 4 - 8$$

**g. Equation des contraintes de saturation**

Cette équation est exprimée comme suit :

$$1 - F \left( \frac{1 - L}{\rho_g} + \frac{L}{\rho_o} \right) - S_w = 0 \dots \dots 4 - 9$$

Le produit du premier terme dans les parenthèses et F représente la saturation de la phase gaz, par contre le produit du deuxième terme et F représente la saturation de la phase huile. [17]

**h. Réduction des équations simultanées et sélection des inconnus primaires**

Les équations 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, (4-5), et 4-6,7,8,9 représentent  $3N_c+4$  équations indépendantes avec  $3N_c+4$  inconnus :  $x_i, y_i, z_i, L, F, S_w$  et  $P_o$ . Dans le simulateur les équations 4-6, 4-7 et 4-8 sont utilisées pour éliminer les inconnus  $y_i, X_{N_c}$  et  $Z_{N_c}$  :

$$y_i = \frac{Z_i - Lx_i}{1 - L}, i = 1, \dots, N_c \dots \dots 4 - 10$$

$$x_{N_c} = 1 - \sum_{i=1}^{N_c-1} x_i \dots \dots 4 - 11$$

$$Z_{N_c} = 1 - \sum_{i=1}^{N_c-1} Z_i \dots \dots 4 - 12$$

Ces trois équations sont substituées dans les équations 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, (4-5) et 4-9 pour former  $2N_c+2$  équations indépendantes avec le même nombre d'inconnus  $X_i(i=1, \dots, N_c-1), L, Z_i(i=1, \dots, N_c-1), F, S_w$  et  $P_o$ . [17]

### 4.2.2 Formulation implicite complète

Les équations qui régissent le bilan de masse d'hydrocarbures de ce modèle sont similaires aux équations précédentes à l'exception que les paramètres  $F$  et  $Z_i$  dans le côté gauche des équations soient remplacés par les densités molaires des phases hydrocarbures ( $\rho_o$  et  $\rho_g$ ), saturations des phases ( $S_o$  et  $S_g$ ) et les fractions molaires des phases ( $x_i$  et  $y_i$ ) :

$$\phi F Z_i = \phi (S_o \rho_o x_i + S_g \rho_g y_i), i = 1, \dots, N_c - 1 \dots \dots 4 - 13$$

$$\phi F = \phi (S_o \rho_o + S_g \rho_g) \dots \dots 4 - 14$$

Les équations de bilan de masse de l'eau et des égalités des fugacités sont similaires aux équations précédentes.  $Z_i$  dans l'équation 4-8 est remplacé par  $y_i$ , dans ce cas l'équation 4-6 n'est plus nécessaire. Finalement, l'équation de contrainte de saturation est remplacée par :

$$1 - S_o - S_g - S_w = 0 \dots \dots 4 - 15$$

Les inconnues  $x_{N_c}$ ,  $y_{N_c}$  et  $S_o$  sont éliminées en utilisant les deux équations de contrainte de fraction molaire et l'équation de contrainte de saturation. Les inconnues primaires restantes pour les simultanées ( $N_c$ ) équations de fugacité et ( $N_c + 1$ ) équations de bilan de masse des hydrocarbures et de l'eau sont  $x_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ),  $y_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ),  $S_g$ ,  $S_w$ , et  $P$ . Avant que chaque itération de Newton soit réalisée, les équations de l'égalité de fugacité sont utilisées pour éliminer les inconnues  $X_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ) et  $y_1$ , ou  $y_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ) et  $X_1$ . Le choix des inconnues à éliminer dépend des amonts des phases d'huile et de gaz dans chaque cellule. Les inconnues  $X_i$  et  $Y_1$  sont éliminées si  $\rho_o S_o < \rho_g S_g$ , sinon  $X_1$  et  $Y_1$  seront éliminées. [17]

### 4.3 Solution numérique des équations gouvernantes

Le simulateur Eclipse E300 comprend les options des formulations IMPES et totalement implicite. Pour un même pas de temps, le procédé IMPES est beaucoup plus rapide que la méthode totalement implicite. La méthode IMPES résout les équations de conservation de masse des composants explicitement, d'où le pas de temps est par conséquent limité par la condition de stabilité. La méthode totalement implicite est inconditionnellement stable et permet de prendre de grands pas de temps. En rencontrant les problèmes avec de petites cellules, tels que les problèmes de coning, la méthode totalement implicite est beaucoup plus rapide. La procédure de la solution numérique de la méthode IMPES est discutée dans ce qui suit. [17]

### 4.3.1 Discrétisation des équations de bilan massique

L'équation 4-1 est discrétisée sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi_{F_{Z_i}})^{n+1} - (\Phi_{F_{Z_i}})^n] + \sum_{K_n=1}^{k_n} [T_{oiK}^{n+1} \Delta P_{oK} + T_{giK}^{n+1} \Delta P_{gK}] \\ + \sum_{K_f=1}^{k_f} [T_{oikf}^{n+1} \Delta P_{oK_f} + T_{gikf}^{n+1} \Delta P_{gK_f}] + \sum_{K_w=1}^{k_w} [T_{oiK_w} \Delta P_{oK_w} + T_{giK_w} \Delta P_{gK_w}] = 0 \\ i = 1, \dots, N_c - 1 \dots \dots 4 - 16 \end{aligned}$$

Où  $V_m$  est le volume de la cellule et les exposants  $n$  et  $n+1$  représentent les niveaux des pas de temps. Le deuxième, troisième et quatrième terme de l'équation **4-16** représentent le terme de flux inter-blocs régulier (pas de faille) ( $K_n$  étant le nombre total de blocs voisins réguliers), le terme de flux inter-blocs pour les connexions de faille ( $K_f$  étant le nombre total des blocs voisins par le biais de la connexion de faille), et le terme injection / production ( $K_w$  étant le nombre total de puits existait dans la cellule), respectivement. Équation **4-16** est en lb-mol/jour. [17]

Pour une cellule  $M$ , les termes de transmissibilité inter-blocs sont exprimés comme suit :

$$T_{oiK}^{n+1} \equiv 0.5[TM(M, I)^{n+1} + TM(MM, I)^{n+1}] T_K \left[ \frac{K_{ro} \rho_o X_i}{\mu_o} \right]_{up}^n, k = k \text{ ou } k_f; I = 1 \text{ ou } 2 \dots \dots 4 - 17$$

$$T_{gik}^{n+1} \equiv 0.5[TM(M, I)^{n+1} + TM(MM, I)^{n+1}] T_K \left[ \frac{K_{rg} \rho_g y_i}{\mu_g} \right]_{up}^n, k = k \text{ ou } k_f; I = 1 \text{ ou } 2 \dots \dots 4 - 18$$

$$\Delta P_{oK} = P_o(M)^{n+1} - P_o(MM)^{n+1} - \frac{0.5[(\rho_o M_o)_M + (\rho_o M_o)_{MM}]^n g}{5.16146 * 144 g_c} (D_M - D_{MM}) \dots \dots 4 - 19 \\ K = K \text{ ou } K_f$$

$$\Delta P_{gk} = P_o(M)^{n+1} - P_o(MM)^{n+1} - \frac{0.5[(\rho_g M_g)_{MM}]^n}{5.16146 * 144 g_c} (D_M - D_{MM}) \\ + [P_{cg}(M) - P_{cg}(MM)]^n, k = k \text{ ou } K_f \dots \dots 4 - 20$$

$MM$  indique le nombre représentant les cellules voisines et  $T_k$  ( $k = k$  ou  $k_f$ ) est la transmissibilité inter-blocs de liaisons régulières ou de connexion de faille.

$TM(M, I)$  est le coefficient de transmissibilité, qui dépend de la pression dans l'option de compaction, pour une cellule  $M$  dans les directions horizontal ( $I = 1$ ) ou verticale ( $I = 2$ ). La moyenne arithmétique est utilisée pour calculer le facteur de transmissibilité inter-blocs de la cellule, qui est mis à jour à chaque itération sur la base de la nouvelle pression de cellule (option réversible) ou un minimum d'historique de pression de la cellule (option irréversible). Lorsque

l'option de compactage est invoquée, l'utilisateur doit entrer dans les multiplicateurs de transmissibilités aréales et axiales en fonction de la pression. Les termes demobilité des phases sont évalués explicitement et sont basées sur le schéma de la pondération en amont (upstream weighting scheme). Les moyennes arithmétiques des densités sont également utilisées explicitement pour le calcul de la force de gravité. [17]

Les termes des débits de production et d'injection sont modélisés comme suit :

$$T_{K_{Wot}} \equiv \left\{ WIKh \left[ \frac{K_{ro}\rho_o x_i}{\mu_o} \right]^n \right\}_{KW} \dots \dots 4 - 21$$

$$T_{K_{Wgi}} \equiv \left\{ WIKh \left[ \frac{K_{rg}\rho_g y_i}{\mu_g} \right]^n \right\}_{KW} \dots \dots 4 - 22$$

$$\Delta P_{k_{Wj}} \equiv P_o(M) - P_W - \gamma(D_M - D_{ref})j = 0, g \dots \dots 4 - 23$$

$WIK$  est l'indice de puits,  $h$  est l'épaisseur de la cellule,  $P_w$  est la pression de fond de puits à une profondeur de référence  $D_{ref}$ , et  $\gamma$  est le gradient de pression de fond de puits. Pour injecteurs de gaz, les gradients de pression de fond de puits sont calculés en fonction des propriétés de la cellule contenant la perforation supérieure (cellule M1) [17] :

$$\bar{\gamma} = \frac{\rho_g(M1)M_g g}{5.6146 * 144g_c} \dots \dots 4 - 24$$

Pour les puits producteurs, le gradient de pression de fond de puits est estimé par :

$$\bar{\gamma} = \frac{\sum_{k=1}^{K_p} \left[ Kh \left( \frac{K_{rw}\gamma_w}{\mu_w} + \frac{K_{ro}\gamma_o}{\mu_o} + \frac{K_{rg}\gamma_g}{\mu_g} \right)^n \right]_k}{\sum_{k=1}^{K_p} \left[ Kh \left( \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} \right)^n \right]_k} \dots \dots 4 - 25$$

Avec :

$$\gamma_j = \frac{\rho_j M_j g}{5.6146 * 144g_c} j = 0, g \dots \dots 4 - 26$$

$$\gamma_w = \frac{\rho_w^o B_w M_w g}{5.6146 * 144g_c} \dots \dots 4 - 27$$

Dans l'équation 4-25, les sommations prennent en compte toutes les ( $K_P$ ) couches perforées. Les Variables  $\gamma_j$  dans les équations 4-26 et 4-27 ont l'unité de psi/ft.

### 4.3.2 Discrétisation de l'équation de bilan de masse globale des hydrocarbures

L'équation 4-2 est discrétisée sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} & \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi F)^{n+1} - \Phi F^n] \\ & + \sum_{k=1}^{K_n} [T_{ok}^{n+1} \Delta P_{OK} + T_{gk}^{n+1} \Delta P_{gk}] \\ & + \sum_{k_f=1}^{K_f} [T_{ok_f}^{n+1} \Delta P_{ok_f} + T_{gk_f}^{n+1} \Delta P_{gk_f}] + \sum_{k_w=1}^{K_w} [T_{ok_w} \Delta P_{ok_w} + T_{gk_w} \Delta P_{gk_w}] \\ & 0 \dots \dots 4 - 28 \end{aligned}$$

Où  $T_{mko}$ ,  $T_{mkg}$  ( $k = k, k_f$ ),  $T_{ko}$ , et  $T_k$  représentent les sommations des équations 4-17, 4-18, 4-21, et 4-22, respectivement, de tous les composants hydrocarbures. [17]

### 4.3.3 Discrétisation de l'équation de bilan de masse de l'eau

L'équation 4-3 est discrétisée sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} & \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi B_w S_w)^{n+1} - (\Phi B_w S_w)^n] \\ & + \sum_{k_n=1}^{K_n} [T_{wk}^{n+1} \Delta P_{wk}] \\ & + \sum_{k_f=1}^{K_f} [T_{wk_f}^{n+1} \Delta P_{wk_f}] + \sum_{k_w=1}^{K_w} [T_{wk_w} \Delta P_{wk_w}] - Q_{Na}^{n+1} = 0 \dots \dots 4 - 29 \end{aligned}$$

Avec :

$$\begin{aligned} T_{wk}^{n+1} & \equiv 0.5 [TM(M, I)^{n+1} + TM(MM, I)^{n+1}] TK \left[ \frac{K_{rw} B_w}{\mu_w} \right]_{up}^n, K = K \text{ ou } K_f \\ & I = 1 \text{ ou } 2 \dots \dots 4 - 30 \end{aligned}$$

$$T_{wk_w} \equiv \left\{ WIKh \left[ \frac{K_{rw} B_w}{\mu_w} \right]_{k_w}^n \right\} \dots \dots 4 - 31$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{wk} & = P_o(M)^{n+1} - P_o(MM)^{n+1} - \frac{\rho_w^o M_w g}{5.6146 * 144 g_c} [B_w(MN)]^n (D_M - D_{MM}) \\ & - [P_{cw}(M) - P_{cw}(MM)]^n, K = K \text{ ou } K_f, MN \\ & = Max(M, MM) \dots 4 - 32 \end{aligned}$$

Avec :

$$\Delta P_{k_{wj}} \equiv P_0(M) - P_w - (D_M - D_{ref}) \dots \dots 4 - 33$$

Équation **18-29** est en unité de STB/jour. Comme le montre l'équation **18-32**, le terme de gravité inter-blocs est calculé en fonction de la réciprocity du facteur de la formation de volume d'eau,  $B_w$ , de la cellule avec le plus grand nombre. Ceci est en contraste avec la moyenne arithmétique utilisée pour les équations d'hydrocarbures. Pour les producteurs, le gradient de pression de fond de puits est calculé par l'équation **18-25**. Pour les injecteurs d'eau, il est calculé sur la base des propriétés de la cellule contenant la première perforation du puits (cellule M1) :

$$\bar{\gamma}_w = \frac{\rho_w^o M_w B_w(M1) g}{5.6146 * 144 g_c} \dots \dots 4 - 34$$

Le flux d'eau est calculé par la méthode Carter-Tracy :

$$Q_{Na}^{n+1} = \{A_{Na}^{n+1} + B_{Na}^{n+1} [P_o(M)^n - P_o(M)^{n+1}]\} \left(\frac{B_w}{\mu_w}\right)^n \dots \dots 4 - 35$$

$Q_{Na}$  désigne la quantité (en STB/jour) de flux d'eau dans la cellule.  $A_{Na}$  et  $B_{Na}$  sont des paramètres définis dans la méthode Carter-Tracy. [17]

#### 4.3.4 Linéarisation des équations

En appliquant la méthode de Newton-Raphson, les  $(2Nc+2)$  équations sont linéarisées en termes de changements dans les  $(2Nc+2)$  inconnues primaires :  $x_i$  ( $i = 1, \dots, Nc-1$ ),  $L$ ,  $Z_i$  ( $i = 1, \dots, Nc-1$ ),  $F$ ,  $Sw$ , et  $P_o$ . Le système d'équations résultant pour  $Nc = 3$  est donnée par :

$$\begin{bmatrix} g_{x11} & g_{x12} & g_{L1} & g_{z11} & g_{z12} & & & & & & g_{p1} \\ g_{x21} & g_{x22} & g_{L2} & g_{z21} & g_{z22} & & & & & & g_{p2} \\ g_{x31} & g_{x32} & g_{L3} & g_{z31} & g_{z32} & & & & & & g_{p3} \\ & & & B_{f1} & & B_1 & T_1 & G_1 & \Delta_{x1} & & R_{M1} \\ & & & & B_{f2} & B_2 & T_2 & G_2 & \Delta_{x2} & & R_{M2} \\ & & & & & B & T_f & G_f & \Delta_L & & R_{M3} \\ & & & & & & B_s & T_w & \Delta_{z1} & & R_{M4} \\ c_{x1} & c_{x2} & c_L & c_{z1} & c_{z2} & c_f & c_s & c_p & \Delta_{z2} & & R_{M5} \\ & & & & & & & & \Delta_F & & R_{M6} \\ & & & & & & & & \Delta S_w & & R_{M7} \\ & & & & & & & & \Delta P_o & & R_{M8} \\ & & & & & & & & \Delta P_w & & R_w \\ & & & & & & & & H & & D_w \end{bmatrix} = \dots \dots 4 - 36$$

Les premières équations  $Nc$  sont les équations de l'égalité de fugacité suivis par  $(Nc+1)$  équations de conservation de masse. L'avant-dernière équation est l'équation de la contrainte de saturation, tandis que la dernière équation est l'équation de contrainte de pression de fond.

Chaque élément de la matrice jacobéenne est un  $NB \times NB$  sous-matrice diagonale, où  $NB$  est le nombre de cellule, à l'exception de  $T_i$  ( $i = 1, \dots, Nc-1$ ),  $T_f$ ,  $T_w$ ,  $G$ ,  $H$ , et  $D_w$ . Ici,  $T_i$ ,  $T_f$ , et  $T_w$  sont sous-matrices  $NB \times NB$  tri diagonal, penta diagonale et sept-diagonales pour les applications uni, bi et tri dimensionnelles respectivement. [17]

Pour les problèmes de connexion non standard, les matrices  $T$  sont des matrices creuses. Les matrices  $G$  sont  $NB * NIMPWL$  matrices creuses provenant des dérivés des pressions de

fond des puits dans les équations de conservation de masse, où **NIMPWL** est le nombre de puits dont la pression de fond de puits a été calculée implicitement. **H** est une **NIMPWL\*NB** matrice creuse comprenant des dérivés de pression des cellules dans les équations de puits, et **Dw** est un **NIMPWL\*NIMPWL** matrice diagonale constituée par les dérivés de la pression de fond de puits dans les équations des puits. [17]

Les sous-matrices dans l'équation 18 à 21 sont donnés par :

$$R_{Mi} \equiv (x_i \Phi_{oi} - y_i \Phi_{gi}) i = 1, \dots, N_c \dots \dots 4 - 37$$

$$g_{xim} \equiv -\frac{\partial R_{Mi}}{\partial x_m} m = 1, \dots, N_c - 1 \dots \dots 4 - 38$$

$$g_{Li} \equiv -\frac{\partial R_{Mi}}{\partial L} \dots \dots 4 - 39$$

$$g_{zim} \equiv -\frac{\partial R_{Mi}}{\partial z_m} \dots \dots 4 - 40$$

$$g_{Pi} \equiv -\frac{\partial R_{Mi}}{\partial P_o} \dots \dots 4 - 41$$

$$R_{M(N_c+i)} \equiv -\left\{ \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi_{F_{Z_i}})^{n+1} - (\Phi_{F_{Z_i}})^n] + \sum_{K_n=1}^{k_n} [T_{oiK}^{n+1} \Delta P_{oK} + T_{giK}^{n+1} \Delta P_{gK}] \right. \\ \left. + \sum_{K_f=1}^{k_f} [T_{oikf}^{n+1} \Delta P_{oK_f} + T_{gikf}^{n+1} \Delta P_{gK_f}] \right. \\ \left. + \sum_{K_w=1}^{k_w} [T_{oiK_w} \Delta P_{oK_w} + T_{giK_w} \Delta P_{gK_w}] \right\} \dots \dots 4 - 42$$

$$B_{fi} \equiv \frac{\partial R_{M(N_c+i)}}{\partial z_i} \dots \dots 4 - 43$$

$$B_i \equiv \frac{\partial R_{MN_c+i}}{\partial F} i = 1, N_c - 1 \dots \dots 4 - 44$$

$$T_i \equiv \frac{\partial R_{MN_c+i}}{\partial P_o} i = 1, N_c - 1 \dots \dots 4 - 45$$

$$G_i \equiv \frac{\partial R_{MN_c+i}}{\partial P_w} i = 1, N_c - 1 \dots \dots 4 - 46$$

$$R_{M(2N_c)} \equiv -\left\{ \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi F)^{n+1} - \Phi F^n] \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^{K_n} [T_{ok}^{n+1} \Delta P_{oK} + T_{gk}^{n+1} \Delta P_{gk}] \right. \\ \left. + \sum_{k_f=1}^{K_f} [T_{ok_f}^{n+1} \Delta P_{ok_f} + T_{gk_f}^{n+1} \Delta P_{gk_f}] + \sum_{k_w=1}^{K_w} [T_{ok_w} \Delta P_{ok_w} + T_{gk_w} \Delta P_{gk_w}] \right\} \dots \dots 4 - 47$$

$$B \equiv \frac{\partial R_{M(2N_c)}}{\partial F} \dots 44 - 48$$

$$T_f \equiv \frac{\partial R_{M(2N_c)}}{\partial P_o} \dots 44 - 49$$

$$G_f \equiv \frac{\partial R_{M(2N_c)}}{\partial P_w} \dots \dots 4 - 50$$

$$R_{M(2N_c+1)} \equiv - \left\{ \frac{V_M}{\Delta t} [(\Phi B_w S_w)^{n+1} - (\Phi B_w S_w)^n] + \sum_{k_n=1}^{K_n} [T_{wk}^{n+1} \Delta P_{wk}] + \sum_{k_f=1}^{K_f} [T_{wk_f}^{n+1} \Delta P_{wk_f}] + \sum_{k_w=1}^{K_w} [T_{wk_w} \Delta P_{wk_w}] - Q_{Na}^{n+1} \right\} \dots \dots 4 - 51$$

$$B_s \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+1)}}{\partial F} \dots \dots 4 - 52$$

$$T_w \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+1)}}{\partial P_o} \dots \dots 4 - 53$$

$$G_w \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+1)}}{\partial P_w} \dots \dots 4 - 54$$

$$R_{M(2N_c+2)} \equiv - \left\{ 1 - F[(1-L)Z_g + LZ_o] \frac{RT}{P_o} - S_w \right\} \dots \dots 4 - 55$$

$$C_{xm} \equiv - \left[ \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial x_m} - \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial x_{N_c}} \right] m = 1, \dots N_c - 1 \dots \dots 4 - 56$$

$$C_L \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial L} \dots \dots 4 - 57$$

$$C_{Zm} \equiv - \left[ \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial z_m} - \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial z_{N_c}} \right] m = 1, \dots N_c - 1 \dots \dots 4 - 58$$

$$C_f \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial F} \dots \dots 4 - 59$$

$$C_s \equiv -1 \dots \dots 4 - 60$$

$$C_p \equiv - \frac{\partial R_{M(2N_c+2)}}{\partial P_o} \dots \dots 4 - 61$$

$$H \equiv \frac{\partial R_w}{\partial P_o} \dots \dots 4 - 62$$

$$D_w \equiv \frac{\partial R_w}{\partial P_w} \dots \dots 4 - 63$$



composants  $i$ ,  $Z_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ), ne sont pas calculés par la substitution en arrière. Ils sont calculés pour satisfaire le bilan matières des espèces d'hydrocarbures. Ceci est réalisé en résolvant  $F^{n+1}$  dans l'équation 4-16. Cette procédure assure une erreur de bilan matière nulle pour les composants 1 à  $N_c - 1$  si aucun puits ne participe implicitement. Après que  $\Delta Z_i$  soient déterminées, une substitution en arrière est effectuée pour obtenir  $\Delta L$  et  $\Delta X_i$  ( $i = 1, \dots, N_c - 1$ ).

- 6- Pour la première itération, la stabilité de la méthode IMPES est testée. Si le rapport entre le flux total sortant d'une phase et la quantité existante de cette phase dans n'importe quelle cellule pour chaque phase, FACIMP, dépasse la limite prédéterminée (STSLIM, la valeur par défaut est 1,0), le facteur de la taille du pas de temps est égal à la valeur de la condition de stabilité de la formulation IMPES spécifié par l'utilisateur (STSTAR, la valeur par défaut 0,9) divisé par FACIMP et le pas de temps est répété par le passage à l'étape 14. [17]
- 7- Les variations maximales de  $P_o$ ,  $S_w$ ,  $L$ , et  $Z_i$  au cours de l'itération sont calculées. Si aucune de ces variations maximales ne dépasse les limites fournies par l'utilisateur (DPLIM, DSWLIM, DVLIM, et DZLIM), le facteur de pondération  $UI$  est attribué à une valeur de un (1). Dans le cas contraire,  $UI$  est égal à la valeur minimale parmi les rapports de la variation maximale admissible pour chaque inconnue à sa variation maximale prédite sur l'itération.
- 8- Si aucune des variations maximales au cours de l'itération ne dépasse la tolérance de convergence spécifiée par l'utilisateur (TOLP, TOLS, TOLV, et TOLZ), alors l'itération de Newton est considérée comme étant convergée.
- 9- Toutes les inconnues principales sont mises à jour. Les nouvelles valeurs (au niveau de l'itération  $m+1$ ) sont égales aux valeurs les plus récentes (niveau  $m$ ) ;  $UI$  est multiplié par les variations calculées au cours de l'itération. Si l'une des nouvelles valeurs  $L$  ou  $V$  dans n'importe quelle cellule à deux phases devient négative, la variable se voit attribuer une nouvelle valeur de zéro et la cellule est considérée comme un bloc monophasique.
- 10- Si l'itération de Newton a convergée et les résidus doivent être recalculés pour le résumé de sortie d'itération, le calcul est renvoyé à l'étape 2. Si les itérations de Newton ont convergée et les résidus ne sont pas nécessaires, le calcul passe à l'étape 15.
- 11- Si l'option du modèle black Oil est utilisée, des expressions analytiques simples sont appliquées pour détecter l'apparition de la deuxième phase et les

compositions des phases. Pour le modèle compositionnel, les pressions de saturation des cellules monophasiques montrent un changement perceptible dans la fraction molaire totale de n'importe quel composant au cours du pas de temps (c'est à dire,  $|\Delta Z_i|$  supérieure à  $10^6$  pour n'importe quel composant  $i$ ) et sont calculés pour détecter l'apparition de la deuxième phase hydrocarbure. Si la pression de saturation calculée est supérieure à la pression de la cellule, la deuxième phase est supposée être formée au cours de l'itération et un calcul flash est réalisé pour déterminer  $x_i$ ,  $y_i$ , et  $L$ . Cependant, si le calcul de la pression de saturation pendant la précédente ou l'actuelle itération de Newton ne converge pas, le calcul du flash est également effectué pour détecter l'apparition de la deuxième phase hydrocarbure. Pour les fluides montrent une certaine difficulté dans la convergence du comportement de phase (par exemple, près du point critique), l'utilisateur peut choisir de fournir un traitement flash plus robuste, où les calculs de flash sont effectués pour tous les cellules à deux phases connues de préconditionner le calcul du bilan de masse. Une nouvelle itération est effectuée en retournant à l'étape 2. [17]

- 12- Si l'itération de Newton n'a pas convergé, la taille de pas de temps est divisée en deux et le pas de temps est répété en retournant à l'étape 1.
- 13- Si la vérification de la stabilité de l'IMPES a échoué, la nouvelle taille du pas de temps est égale à l'ancien pas de temps multiplié par le facteur de pas de temps déterminé dans l'étape 6 et le pas de temps est répété en retournant à l'étape 1.
- 14- Si l'itération de Newton converge, les variations maximales de  $P_o$ ,  $S_w$ ,  $S_g$ ,  $Z_i$ , et  $V$  et leurs rapports par rapport aux variations maximales autorisées sur un pas de temps (DPMAX, DSMAX, DZMAX, DVMAX) sont calculées. Si l'un des rapports est supérieur à la valeur MAXOVR (par défaut 1.5), la nouvelle taille de pas de temps est égale à l'ancienne taille de pas de temps divisée par le rapport maximum, et le pas de temps est répété en retournant à l'étape 1.
- 15- La solution de convergence est acceptée. Les erreurs de bilan matières pour le total des hydrocarbures et de l'eau au cours du pas de temps sont calculées. Une nouvelle taille de pas de temps est sélectionnée, et un nouveau pas de temps est déclenché par le retour à l'étape 1. L'erreur de bilan matières pour l'eau ou hydrocarbures est définie comme :

$$Err = \frac{F_{ip} - F_{iip} + C_{pd} - C_{in}}{C_{pd} + C_{in}} \dots \dots 4 - 66$$

Où :

*Fip*, *Fiip*, *Cpd*, et *Cin* (en STB pour l'eau et lb-mole pour les hydrocarbures) sont respectivement les fluides en place, fluide initial en place, la production cumulée, et l'injection cumulative de l'eau ou d'hydrocarbures. [17]

#### **4.3.6 Méthodes de résolution des équations linéaires**

L'équation **4-65** est résolue par un solveur d'équation linéaire. Les solveurs disponibles dans Eclipse sont Orthonim, GMRES avec différent préconditionnèrent de la matrice. Ces solveurs sont des solveurs itératifs basés sur des variantes de la méthode du conjugué résiduel généralisé préconditionné (PGCR). L'étape de pré conditionnement utilise l'élimination gaussienne incomplète pour former une factorisation approchée de la matrice jacobéenne. En termes de vitesse d'exécution et stockage, GAUSS n'est pas compétitif par rapport aux solveurs basés sur PGCR, à l'exception des applications relativement simple 2-D. [17]

## 5. Modèle du réservoir et scénarios d'injections

### 5.1 Modèle de réservoir

Dans cette étude, des données synthétiques statiques et dynamiques ont été utilisées pour construire un modèle de simulation à composition complète. Le modèle PVT appliqué et les caractéristiques du modèle statique sont présentés dans les tableaux et figures suivants. Le modèle est développé à l'aide d'Eclipse 300 (Schlumberger, 2012). [11]

Composition	Fraction Molaire (%) Fluide du réservoir	Fraction Molaire (%) Gaz injecté
CO <sub>2</sub>	54	77
C1	16.02	20
C2	4	3
C3	3.15	0
C4-6	5.7	0
C7+	15.13	0

Tableau 5.1. Composition du fluide de réservoir et du gaz injecté.

Parameters	Value
Nombre de grides dans la direction x (& longueur)	25 (54m)
Nombre de grides dans la direction y (& longueur)	28 (54 m)
Nombre de grides dans la direction z (& longueur)	10 (3m-27m)
Modèle utilisé	Compositionnel
EOS	Peng-Robinson
Nombre de puits producteurs	8
Nombre de puits injecteurs	5
Conditions standards	T=15°C ; P=1.013 bars
Température du réservoir	100°C
Pressure Initiale	470 bars
Perméabilité	(0.33-335) mD
Porosité	0-30%
Modèle de la Perméabilité relative	Stone 1
STOOIP	15.24 Msm <sup>3</sup>
Début de la simulation	1 JAN 2022

Tableau 5.2. Données du modèle numérique.

Ce réservoir comprend plus de 15 millions de Sm<sup>3</sup> de réserves. La production de ce champ est censée commencer en 2022 et l'injection d'eau commence au même moment. La fin des simulations est fixée à la fin de 2060. Ce champ comprend 13 puits : 8 producteurs et 5 injecteurs. La Figure 5.1 illustre la position de ces puits. [11]

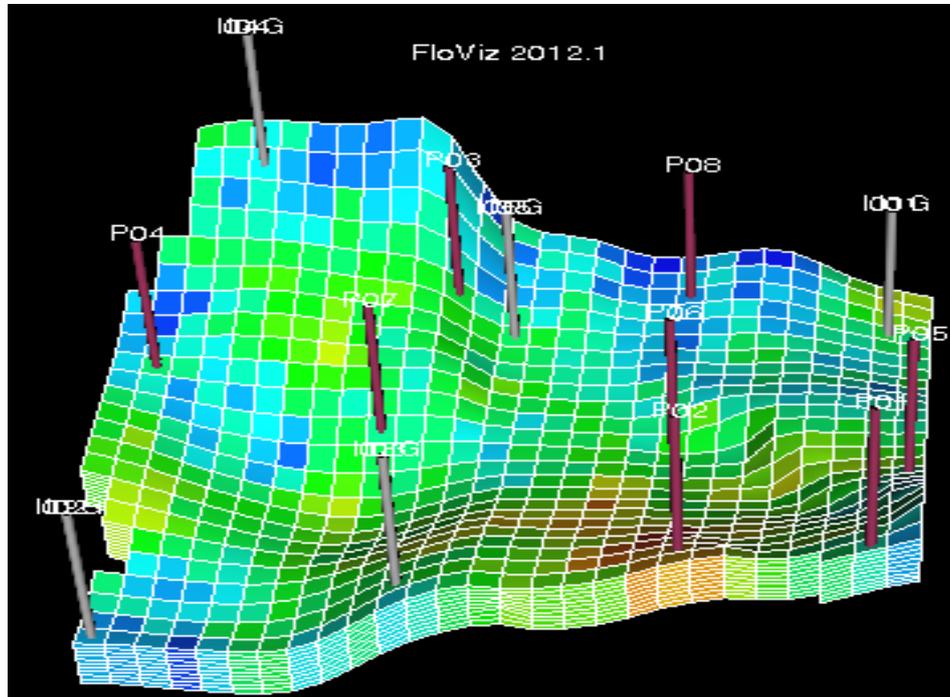


Figure 5.1. Positionnement des puits dans le réservoir.

La production totale d'huile sur le terrain (FOPT) est un paramètre important dans tout processus WAG. Dans cette étude, l'objectif le plus important est d'optimiser les paramètres de conception d'un procédé WAG et de trouver les conditions d'injection optimales. Les paramètres d'optimisation et la plage possible de chaque paramètre sont présentés dans le tableau 3. La plage du rapport WAG (volume d'eau injectée/volume de gaz injecté) sera de 0,56 à 4,68 et la taille du slug (PV) sera comprise entre 0,37 PV et 1,79 volume de pore injecté. [11]

Tableau 5.3. Les paramètres à optimiser et leurs marges.

Les paramètres à optimiser du WAG	min	max
Débit d'injection d'eau : $Q_{inj-eau}$ (sm <sup>3</sup> /jour) (FWIR)	4500	11500
Débit d'injection de gaz : $Q_{inj-gaz}$ (sm <sup>3</sup> /jour) (FGIR)	$0.5 \cdot 10^6$	$2.0 \cdot 10^6$
Demi-cycle eau-gaz (mois)	6	12

## 5.2 Scénarios d'injections

L'objectif principal de cette étude est d'obtenir la meilleure récupération d'huile totale (FOPT) et les bénéfices les plus élevés pour une période de 38ans (2022-2060). Pour cela, nous allons étudier différents modes d'injection, qui sont :

- L'injection d'eau seul, en variant le débit d'injection quotidien du minimum (4500  $\text{sm}^3/\text{jrs}$ ) au maximum (11500  $\text{sm}^3/\text{jrs}$ ), tout en ajoutant un débit supérieur au maximum de 15000  $\text{sm}^3/\text{jrs}$ .
- L'injection de gaz seul, de même, on varie le débit d'injection quotidien du minimum ( $0.5 \cdot 10^6 \text{sm}^3/\text{jrs}$ ) au maximum ( $2 \cdot 10^6 \text{sm}^3/\text{jrs}$ ), tout en ajoutant un débit supérieur au maximum de  $3 \cdot 10^6 \text{sm}^3/\text{jrs}$ .
- Après détermination des débits optimums d'injection d'eau et de gaz seuls, nous les utiliseront dans l'injection WAG (Injection alternative d'eau et de gaz), cela en
- On commencera par le cas basique, qui est la production naturelle sans aucune injection, et l'utiliser comme référence pour vérifier l'efficacité des différents scénarios.

Avec les contraintes d'exploitation qui se résument en :

- La production est limitée par un débit journalier de 12000  $\text{sm}^3/\text{jr}$ , qui va nous permettre de maintenir un déclin faible de la pression du réservoir.
- Une pression de fond minimum limite de 100 bars, qui va nous assurer un écoulement de l'effluent jusqu'en surface.

### 5.2.1 Scénario 0 : Production naturelle

Les figures ci-dessous montrent les résultats de la production naturelle :

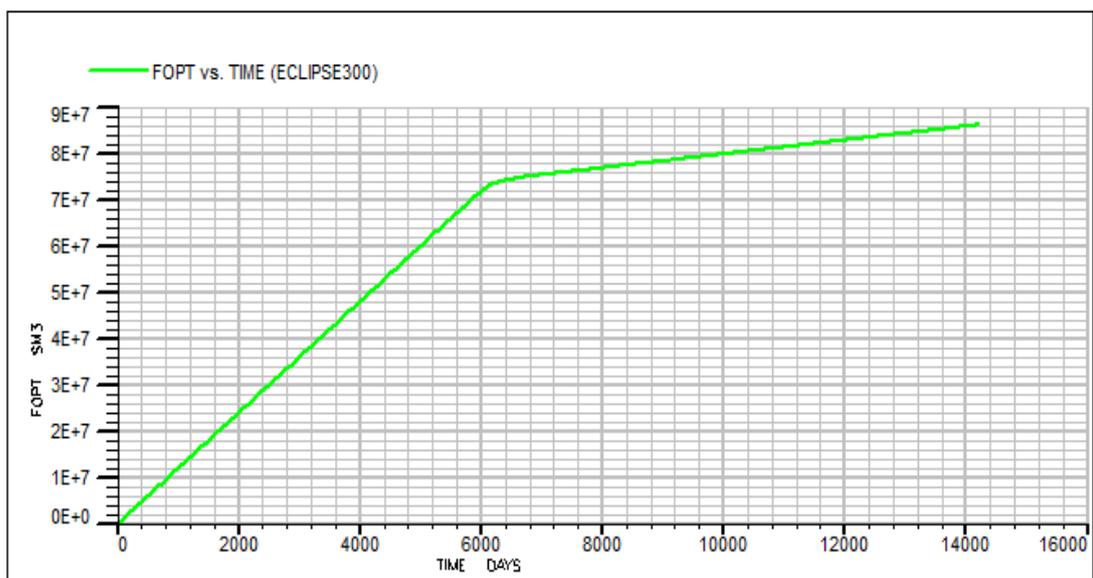


Figure 5.2. Cumule de production d'huile du scénario 0.

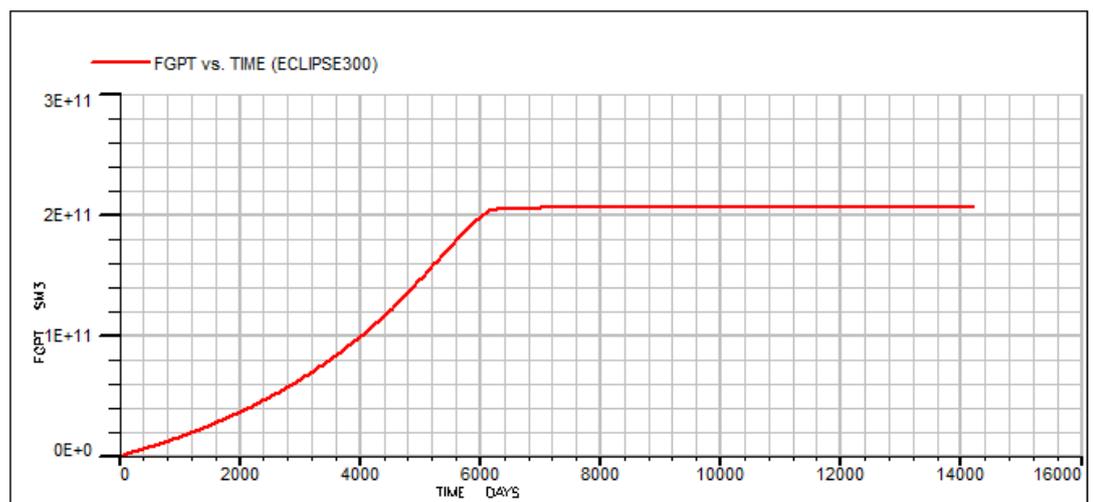


Figure 5.3. Cumule de production naturelle de gaz.

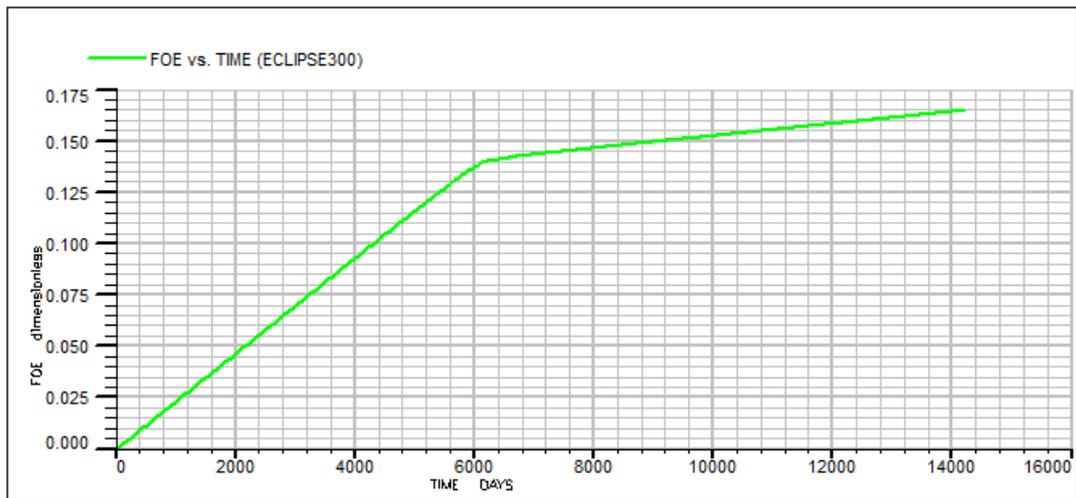


Figure 5.4. Le taux de récupération de la production naturelle.

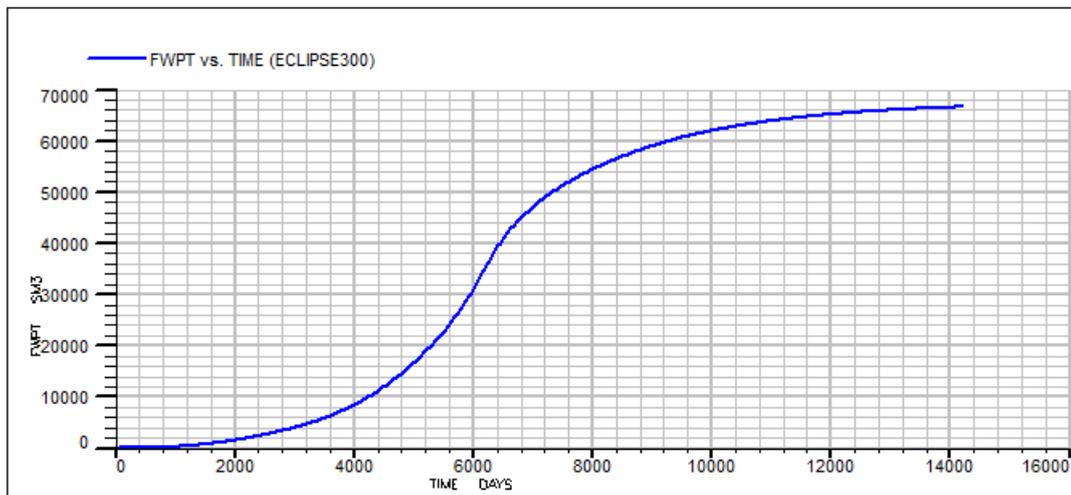


Figure 5.5. Cumule de production naturelle d'eau.

Le tableau ci-dessous montre les valeurs des cumuls de production et du taux de récupération atteintes avec la production naturelle :

Tableau 5.4. Taux de récupération et cumuls de production de la production naturelle.

	<b>Scénario 0</b>
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	206374
<b>Cumul de production d'eau (m<sup>3</sup>)</b>	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	106.89

### 5.2.2 Scénario 1 : Injection d'eau

Quand les mécanismes naturels de drainage ne permettent pas de récupérer la quantité souhaitée, le recours à des méthodes secondaires devient nécessaire, tel que l'injection d'eau, pour améliorer et augmenter la récupération ultime d'huile.

Pour montrer l'effet de l'injection d'eau sur la récupération totale, nous allons utiliser 4 débits d'injection entre [ $Q_{min} = 4500 \text{ m}^3/\text{jr}$ ,  $Q_{max} = 11500 \text{ m}^3/\text{jr}$ ] qui sont [4500, 6500, 8500, 11500], et un débit de  $15000 \text{ m}^3/\text{jr}$  supérieur au maximum.

#### a. Cas 1 : injection de $4500 \text{ m}^3/\text{jr}$

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.5 :

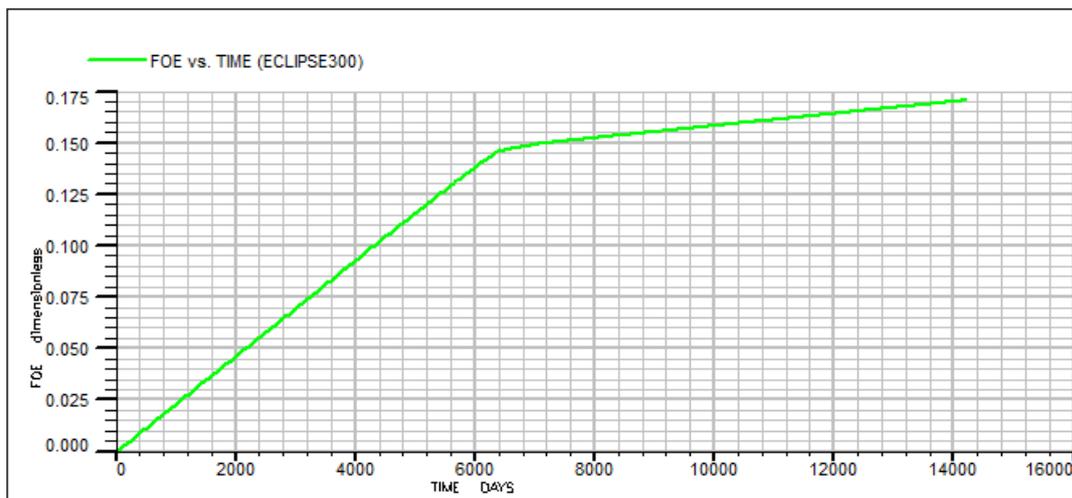


Figure 5.6. Taux de récupération du premier débit d'injection d'eau.

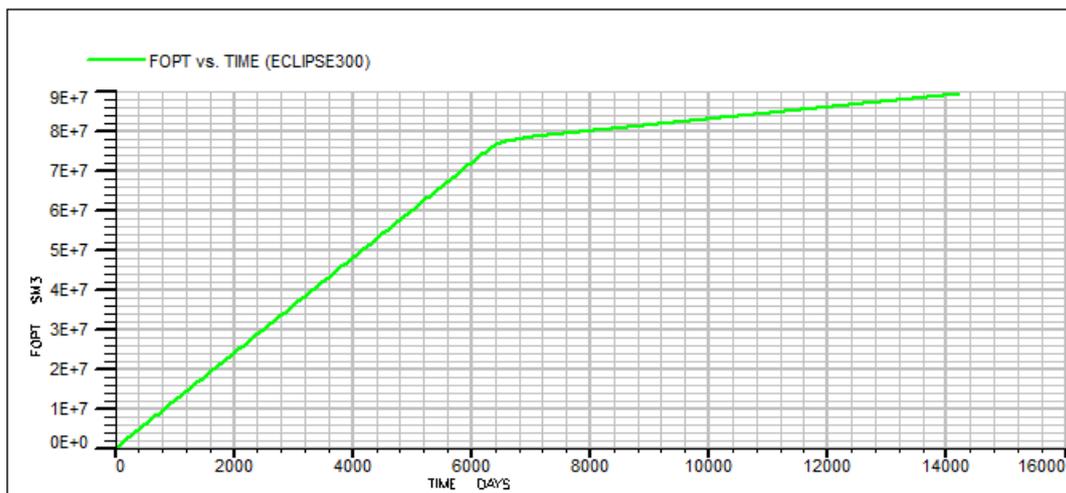


Figure 5.7. Cumul de production d'huile du premier débit d'injection d'eau.

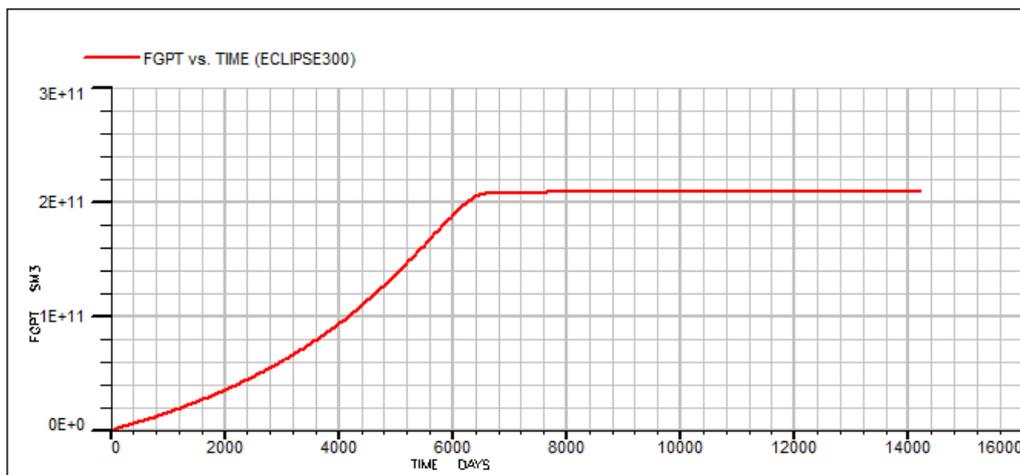


Figure 5.8. Cumul de production de gaz du premier débit d'injection d'eau.

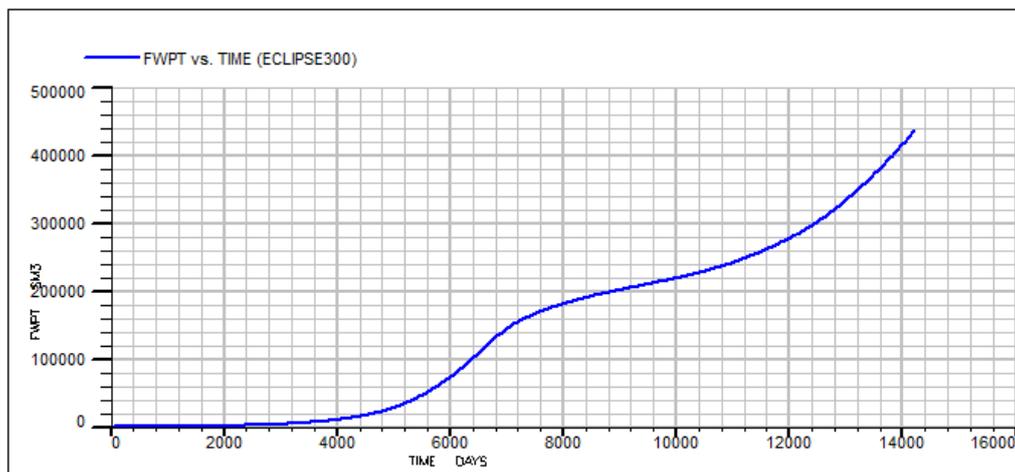


Figure 5.9. Cumul de production d'eau du premier débit d'injection d'eau.

Tableau 5.5. Taux de récupération et cumuls de production, cas 1 d'injection d'eau et scénario 0.

	Cas 1 : 4500 m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	17.0680	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	89.2280	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	208605	206374
Cumul de production d'eau (m <sup>3</sup> )	436606	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (bars)	116.05	106.89

**b. Cas 2 : injection de 6500 m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.6 :

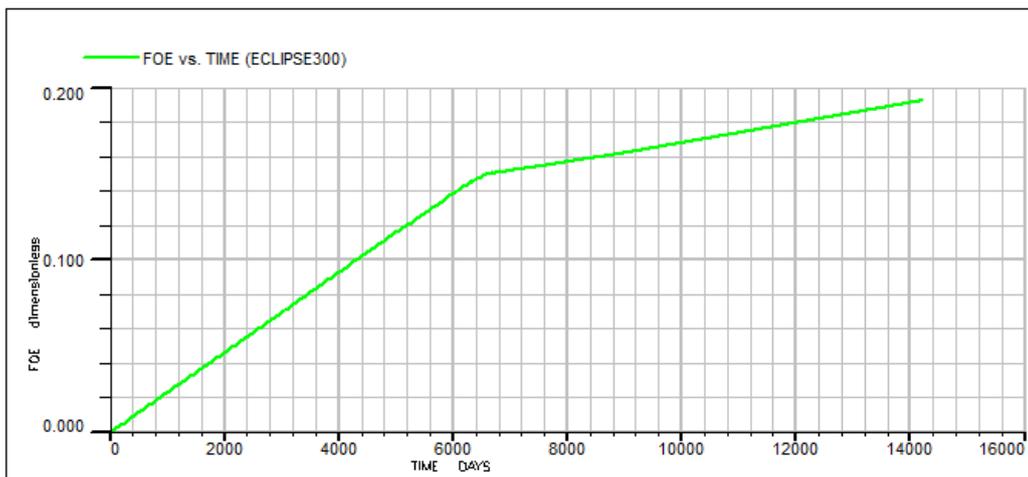


Figure 5.11. Taux de récupération du cas 2 d'injection d'eau.

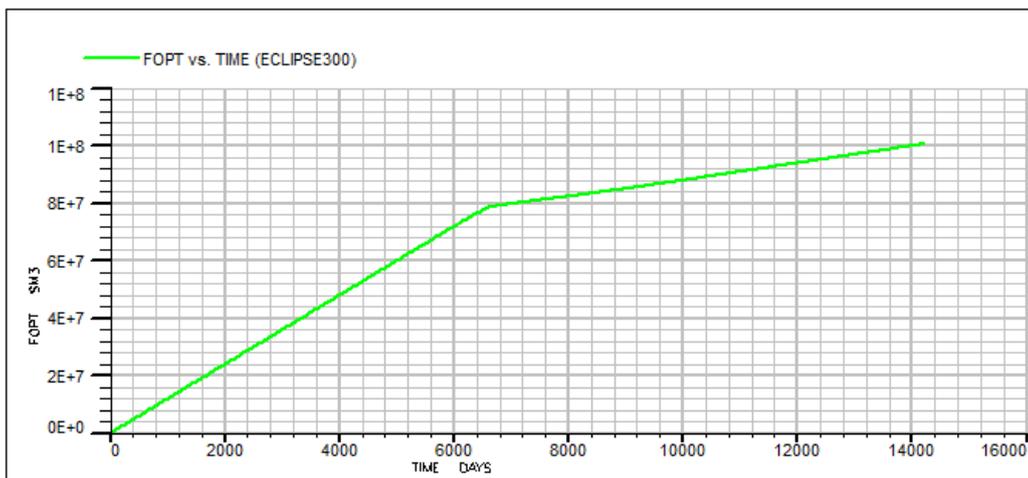


Figure 5.12. Cumul de production d'huile du cas 2 d'injection d'eau.

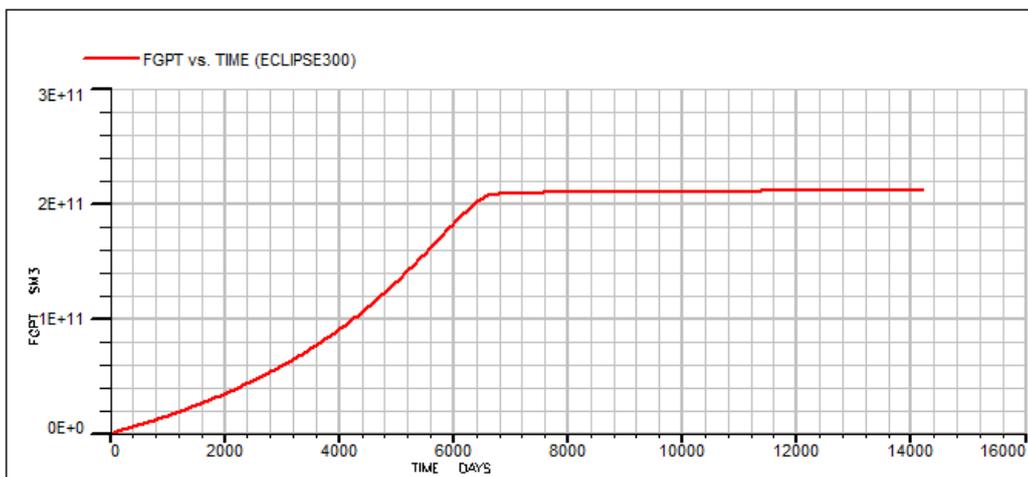


Figure 5.10. Cumul de production de gaz du cas 2 d'injection d'eau.

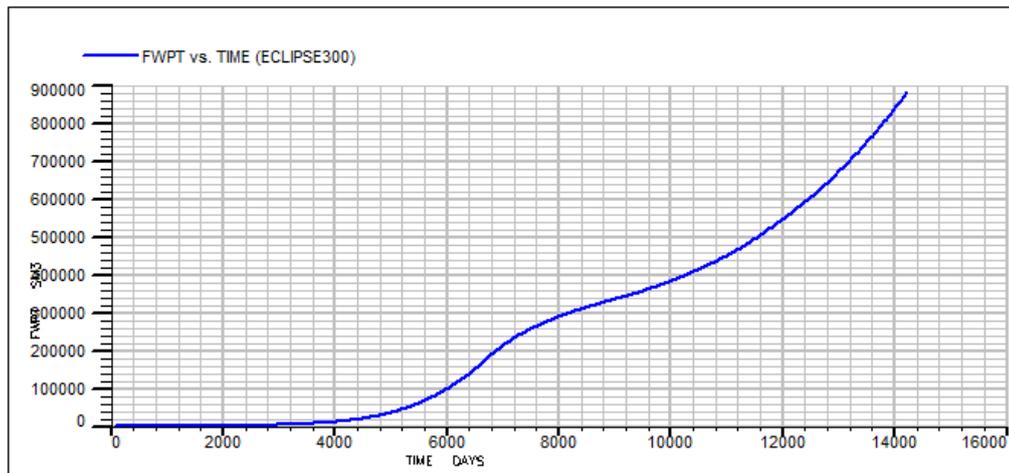


Figure 5.13. Cumul de production d'eau du cas 2 d'injection d'eau.

Tableau 5.6. Taux de récupération et cumuls de production, cas 2 d'injection d'eau et scénario 0.

	Cas 2 : 6500 m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	19.2426	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	100.579	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	211080	206374
Cumul de production d'eau (m <sup>3</sup> )	880347	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	114.45	106.89

### c. Cas 3 : injection de 8500 m<sup>3</sup>/jr

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.7 :

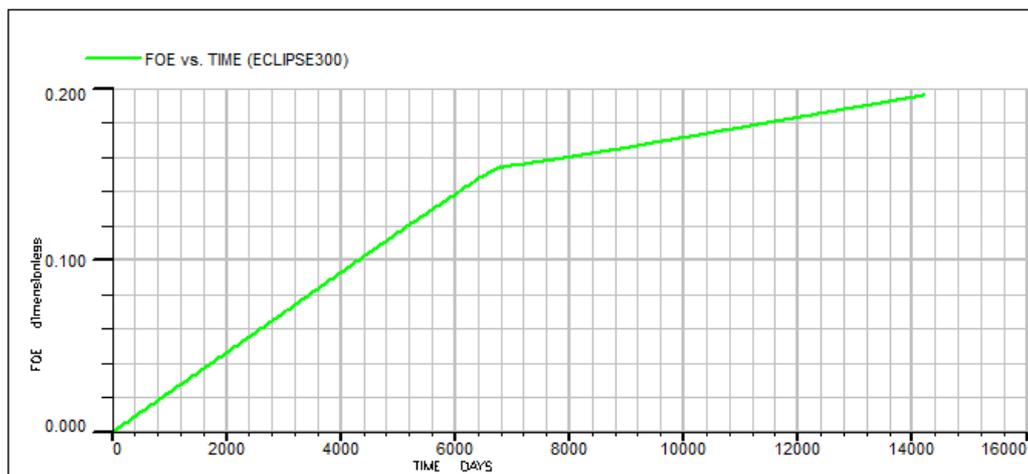


Figure 5.14. Taux de récupération du cas 3 d'injection d'eau.

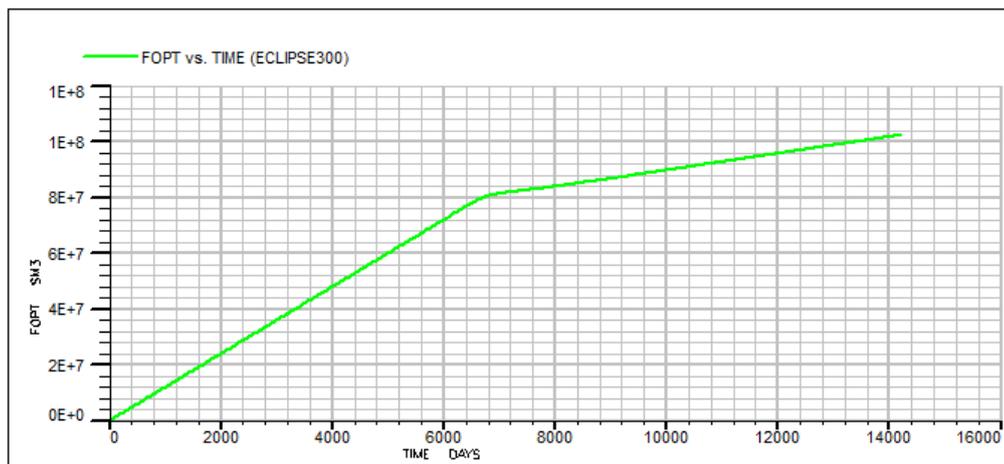


Figure 5.15. Cumul de production d'huile du cas 3 d'injection d'eau.

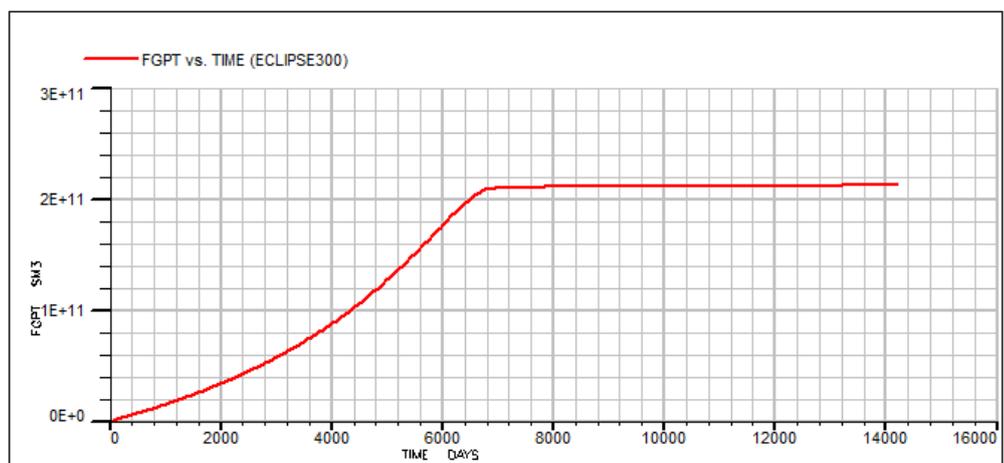


Figure 5.16. Cumul de production de gaz du cas 3 d'injection d'eau.

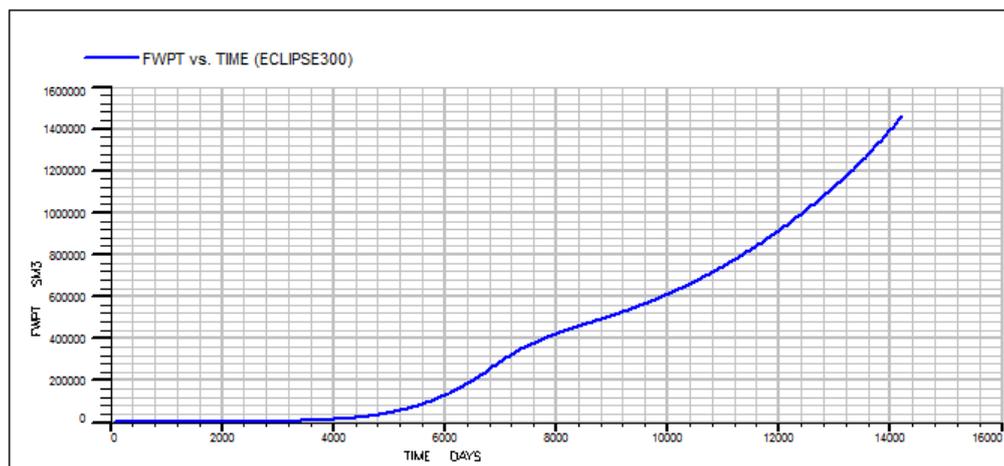


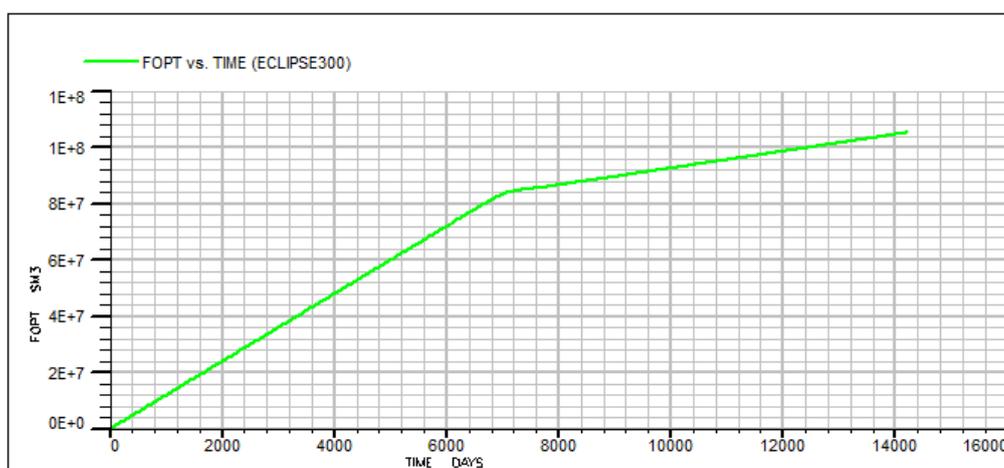
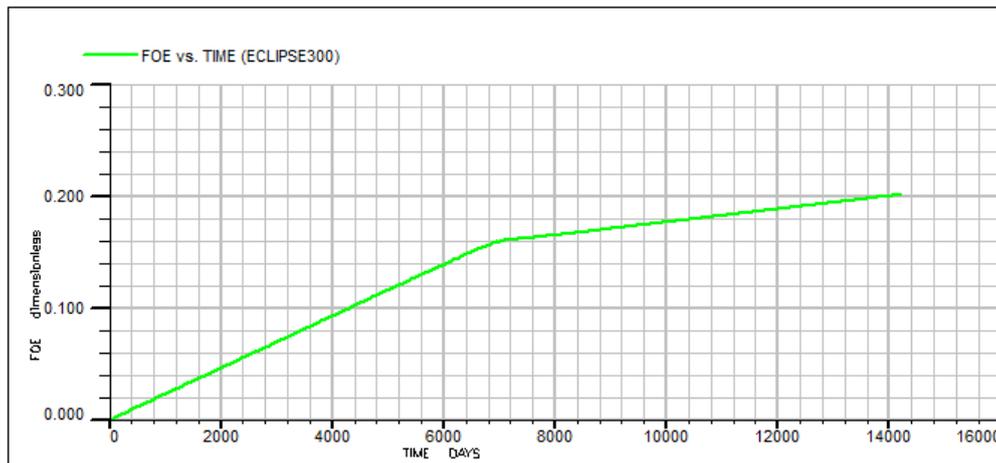
Figure 5.17. Cumul de production d'eau du cas 3 d'injection d'eau.

Tableau 5.7. Taux de récupération et cumuls de production, cas 3 d'injection d'eau et scénario 0.

	Cas 3 : 8500 m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	19.5775	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	102.352	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	212149	206374
Cumul de production d'eau (MMm <sup>3</sup> )	1.46334	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	119.11	106.89

**d. Cas 4 : injection de 11500 m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.8 :



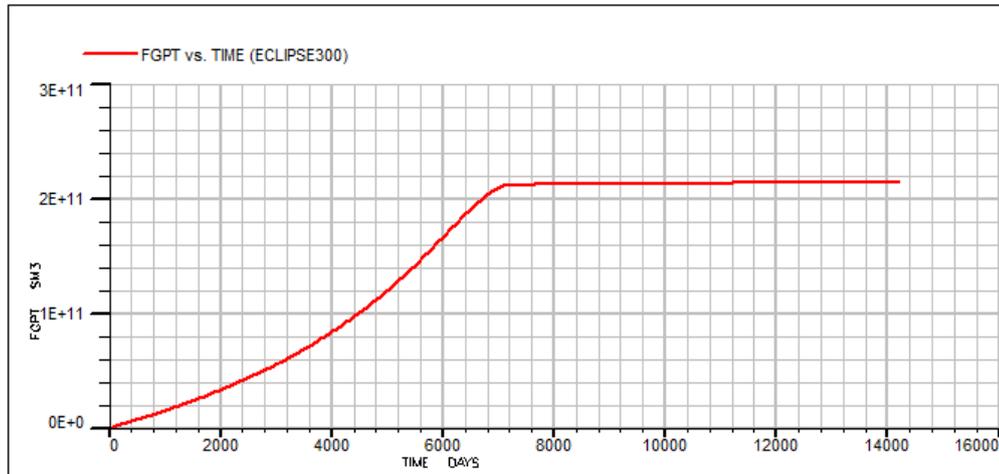


Figure 5.20. Cumul de production de gaz du cas 4 d'injection d'eau.

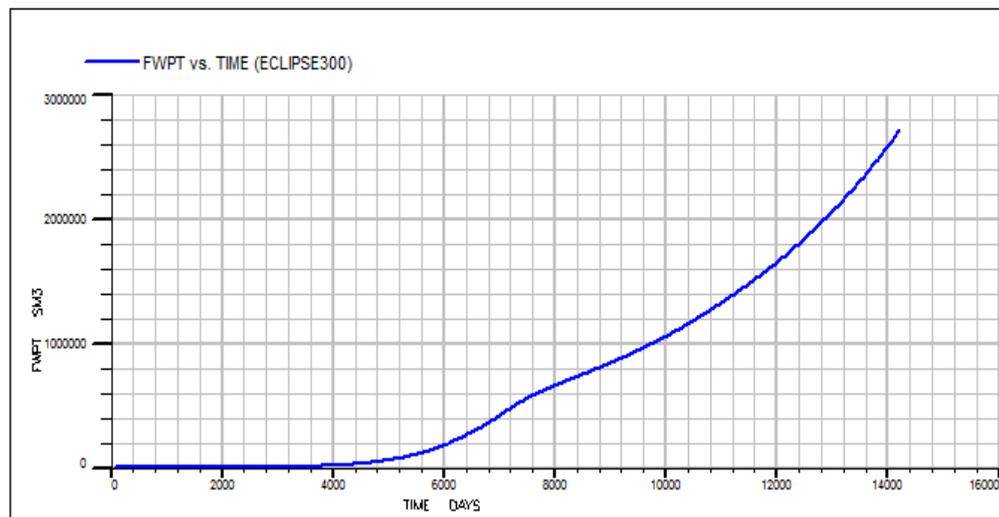


Figure 5.21. Cumul de production d'eau du cas 4 d'injection d'eau.

Tableau 5.8. Taux de récupération et cumuls de production, cas 4 d'injection d'eau et scénario 0.

	<b>Cas 4 : 11500 m<sup>3</sup>/jr</b>	<b>Scénario 0</b>
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>20.1156</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	105.196	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	213783	206374
<b>Cumul de production d'eau (MMm<sup>3</sup>)</b>	2.71368	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	127.11	106.89

**e. Cas 5 : injection de 15000 m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.9 :

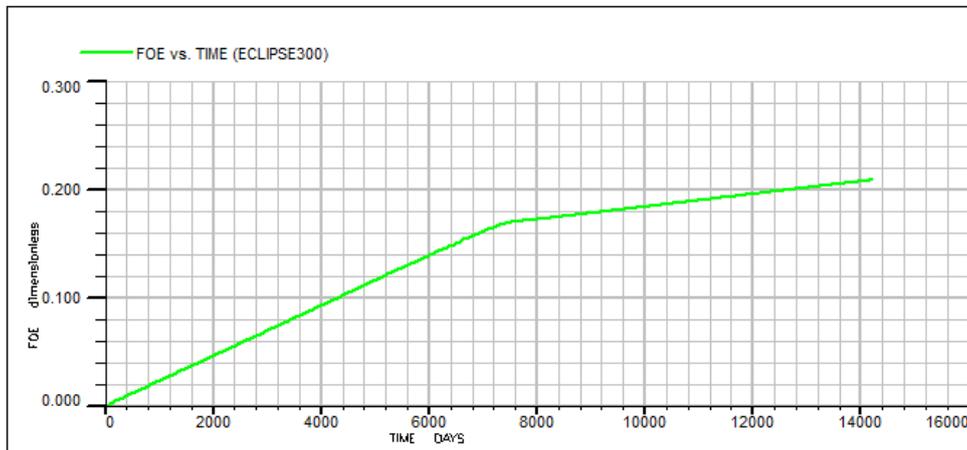


Figure 5.22. Taux de récupération du cas 5 d'injection d'eau.

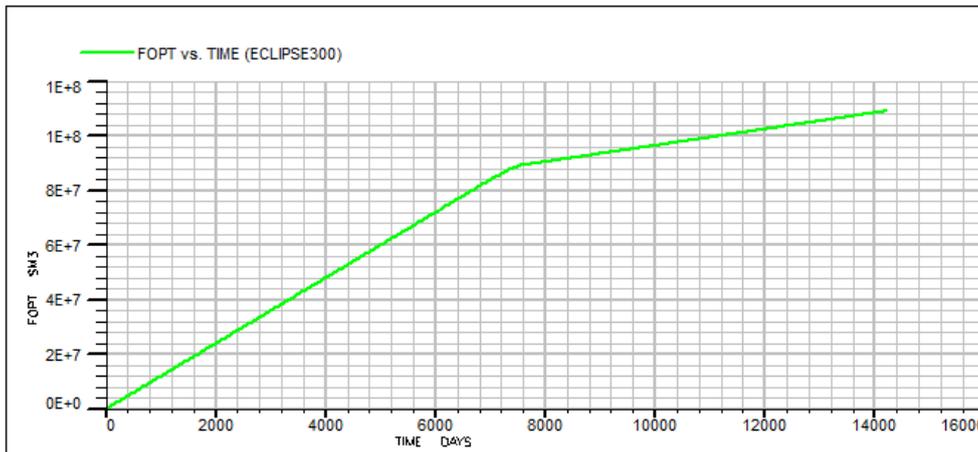


Figure 5.23. Cumul de production d'huile du cas 5 d'injection d'eau.

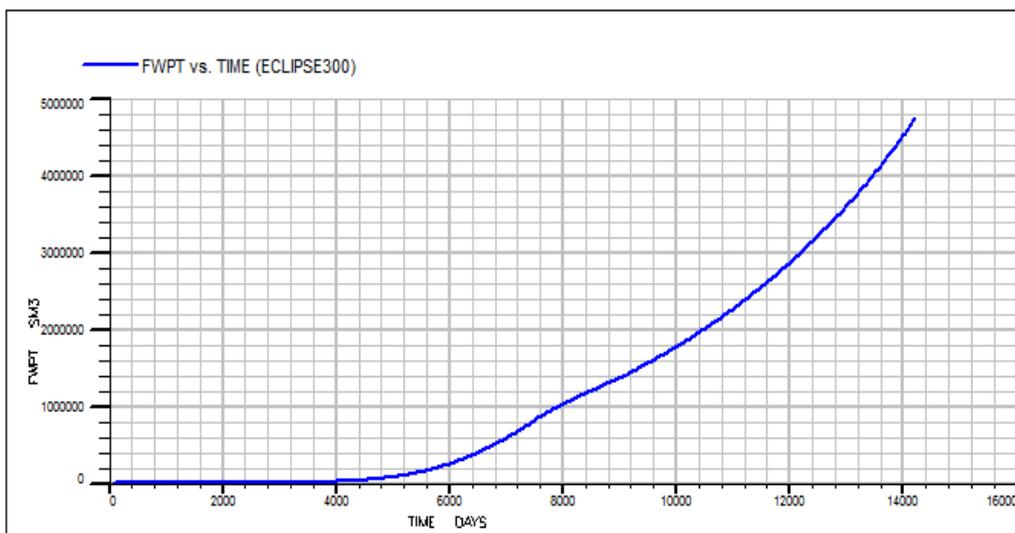


Figure 5.24. Cumul de production d'eau du cas 5 d'injection d'eau.

Tableau 5.9. Taux de récupération et cumuls de production, cas 5 d'injection d'eau et scénario 0.

	Cas 5 : 15000 m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	20.8491	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	109.042	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	215891	206374
Cumul de production d'eau (MMm <sup>3</sup> )	4.74383	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	137.78	106.89

### f. Comparaison entre les différents cas d'injection d'eau

#### ❖ A l'échelle champs

D'après les figures 5.26 et 5.27 qui montre respectivement le taux de récupération de chaque cas, et le taux de récupération en fonction du débit d'injection on remarque que :

- L'injection d'eau nous assure une meilleure exploitation que la production naturelle.
- Plus on augmente le débit d'injection d'eau plus on aura un taux de récupération élevé.

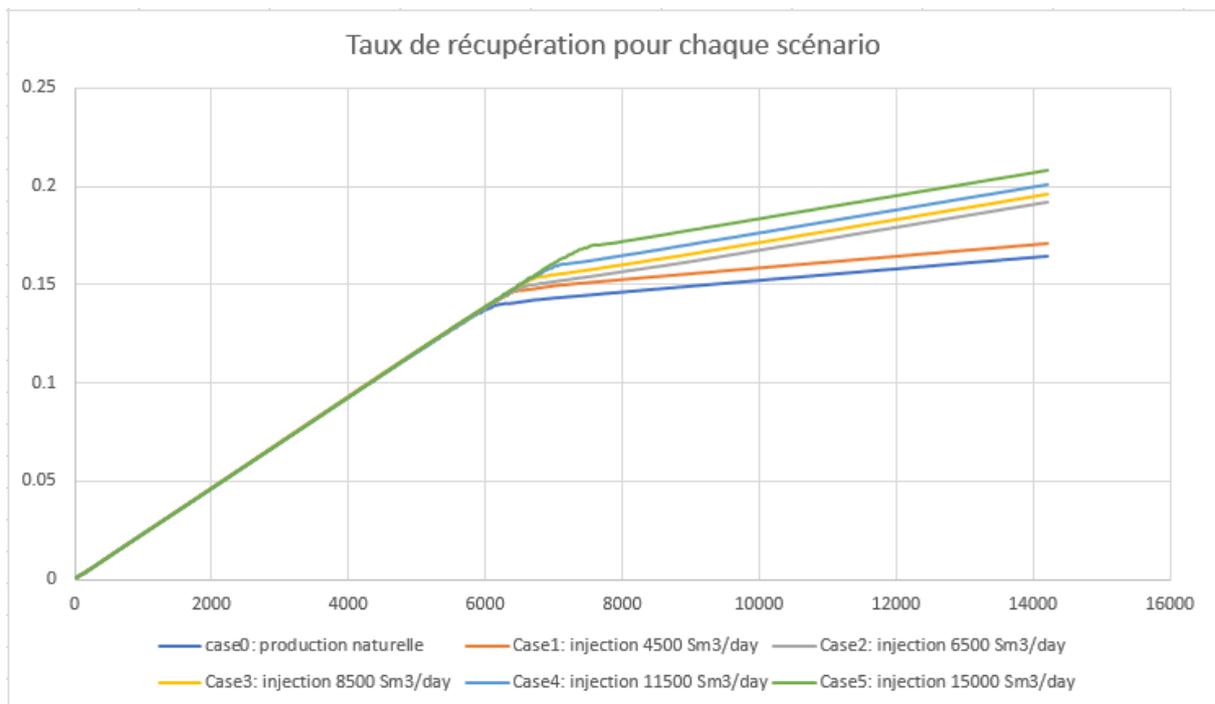


Figure 5.25. Taux de récupération des cas d'injection d'eau et le scénario 0.

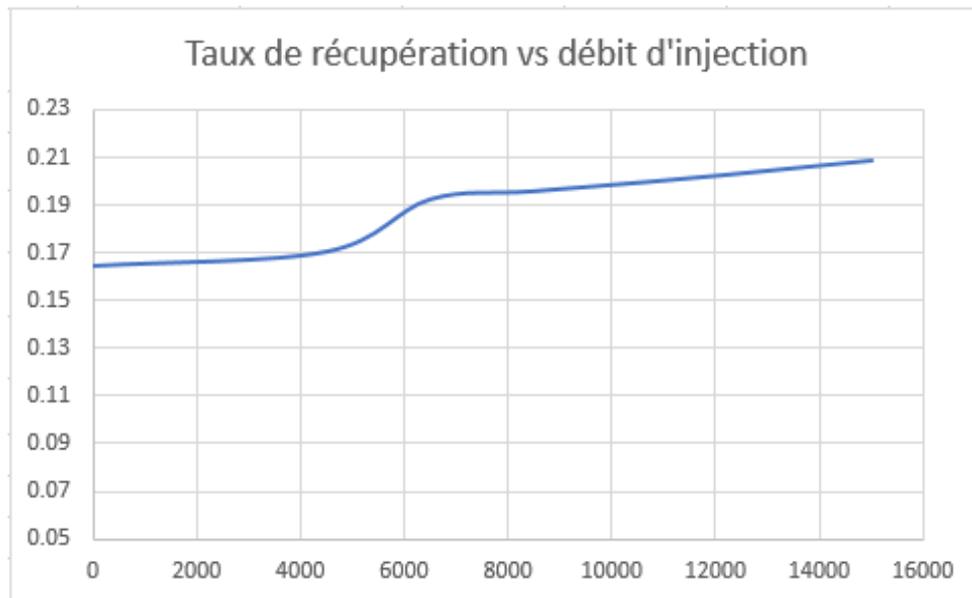


Figure 5.26. Taux de récupération en fonction des débits d'injection.

Le taux de récupération lui seul ne suffit pas pour sélectionner le meilleur scénario, les résultats doivent être confirmés et validés par une évaluation économique.

#### ➤ **Evaluation économique**

L'étude technique des scénarios d'injection, nous a donné une idée sur le meilleur cas. Néanmoins, les résultats obtenus ne peuvent être validés qu'après une étude économique comparative des scénarios élaborés.

- Formule utilisée :

$$\mathbf{B = Revenus - Dépenses \dots\dots 5-1}$$

$$\mathbf{Revenus = Production\ d'huile\ (BBL) * Prix\ du\ BBL + Production\ de\ gaz\ (Sans\ CO2)\ (BTU) * Prix\ du\ BTU}$$

**Dépenses** = C'est la somme de 2 types de dépenses :

- **Capital Expenditure (CAPEX)** : c'est l'investissement ou les dépenses totales y compris celles sur puits, elle est égale à la somme des charges fixes totales (comme l'investissement sur les explorations, le transport, le développement du champ et la partie d'abandon à la fin de la vie des puits) + le coût des réalisations des puits.
- **Operating Expenditure (OPEX)** : c'est les dépenses ou le coût des opérations qui se répètent plusieurs fois durant 1 année (le coût des opérations d'intervention comme : l'injection d'eau, opération de stimulation, nouveau tubing avec accessoires...)

Le tableau suivant présente les paramètres nécessaires pour l'évaluation des dépenses

<b>Paramètre</b>	<b>Coûts</b>
Coûts de puits fixes (électricité et personnel)	6.000 \$/Année
Coûts d'installations fixes : \$20 000/mois.	240.000 \$/Année
Coûts opératoires de production d'huile	3 \$/ bbl
Coûts opératoires d'injection d'eau	1 \$/bbl
Coûts opératoires d'injection de gaz	2\$/Mm <sup>3</sup>
Forage de puits verticaux	4.000.000 \$
Nouveau tubing avec accessoires	20.000 \$ par colonne

*Tableau 5.10. Les paramètres généraux pour le calcul des dépenses.*

Les tableaux 5.11, 5.12, 5.13, 5.14 représente les résultats de l'évaluation économique simplifiée établie sur les différents scénarios d'injection d'eau et le scénario de production naturelle avec différents prix du baril de pétrole, 50, 60, 70, 80, respectivement.

Tableau 5.11. Les résultats de l'évaluation économique établie (50\$/bbl) sur les cas d'injection d'eau et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totals (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	541654680.7	50	0.28	54220692178	0	1638312044	52534380134
case 1 : Injection 4500 m3/jr	561242958.7	2.08605E+11	0.530204	561242958.2	50	0.28	55502650418	402326437.5	2147403314	53355247104
case 2 : Injection 6500 m3/jr	632640601	2.1108E+11	0.530823	632640600.4	50	0.28	59361516773	581138187.5	2540407990	56821108783
case 3 : Injection 8500 m3/jr	643792747.9	2.12149E+11	0.531561	643792747.4	50	0.28	60015719710	759949937.5	2752676181	57263043529
case 4 : Injection 11500 m3/jr	661681470.9	2.13783E+11	0.531948	661681470.3	50	0.28	61101310545	1028167563	3074579975	58026730569
case 5 : Injection 15000 m3/jr	685872760.8	2.15891E+11	0.532322	685872760.3	50	0.28	62564529949	1341088125	3460074408	59104455541

Tableau 5.12. Les résultats de l'évaluation économique établie (60\$/bbl) sur les cas d'injection d'eau et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	541654680.7	60	0.28	59637238990	0	1638312044	57950926946
case 1 : Injection 4500 m3/jr	561242958.7	2.08605E+11	0.530204	561242958.2	60	0.28	61115080005	402326438	2147403314	58967676691
case 2 : Injection 6500 m3/jr	632640601	2.1108E+11	0.530823	632640600.4	60	0.28	65687922783	581138188	2540407990	63147514793
case 3 : Injection 8500 m3/jr	643792747.9	2.12149E+11	0.531561	643792747.4	60	0.28	66453647189	759949938	2752676181	63700971008
case 4 : Injection 11500 m3/jr	661681470.9	2.13783E+11	0.531948	661681470.3	60	0.28	67718125253	1028167563	3074579975	64643545278
case 5 : Injection 15000 m3/jr	685872760.8	2.15891E+11	0.532322	685872760.3	60	0.28	69423257557	1341088125	3460074408	65963183149

Tableau 5.13. Les résultats de l'évaluation économique établie (70\$/bbl) sur les cas d'injection d'eau et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	541654680.7	70	0.28	65053785802	0	1638312044	63367473759
case 1 : Injection 4500 m3/jr	561242958.7	2.08605E+11	0.530204	561242958.2	70	0.28	66727509592	402326438	2147403314	64580106278
case 2 : Injection 6500 m3/jr	632640601	2.1108E+11	0.530823	632640600.4	70	0.28	72014328793	581138188	2540407990	69473920802
case 3 : Injection 8500 m3/jr	643792747.9	2.12149E+11	0.531561	643792747.4	70	0.28	72891574668	759949938	2752676181	70138898487
case 4 : Injection 11500 m3/jr	661681470.9	2.13783E+11	0.531948	661681470.3	70	0.28	74334939962	1028167563	3074579975	71260359987
case 5 : Injection 15000 m3/jr	685872760.8	2.15891E+11	0.532322	685872760.3	70	0.28	76281985165	1341088125	3460074408	72821910758

Tableau 5.14. Les résultats de l'évaluation économique (80\$/bbl établie sur les cas d'injection d'eau et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	541654680.7	80	0.28	70470332615	0	1638312044	68784020571
case 1 : Injection 4500 m3/jr	561242958.7	2.08605E+11	0.530204	561242958.2	80	0.28	72339939179	402326438	2147403314	70192535865
case 2 : Injection 6500 m3/jr	632640601	2.1108E+11	0.530823	632640600.4	80	0.28	78340734802	581138188	2540407990	75800326812
case 3 : Injection 8500 m3/jr	643792747.9	2.12149E+11	0.531561	643792747.4	80	0.28	79329502147	759949938	2752676181	76576825965
case 4 : Injection 11500 m3/jr	661681470.9	2.13783E+11	0.531948	661681470.3	80	0.28	80951754671	1028167563	3074579975	77877174696
case 5 : Injection 15000 m3/jr	685872760.8	2.15891E+11	0.532322	685872760.3	80	0.28	83140712773	1341088125	3460074408	79680638366

Le tableau ci-dessous représente une synthèse de l'évaluation économique des cas d'injection d'eau (cas prix du baril = 50\$) :

*Tableau 5.15. Synthèse de l'évaluation économique de l'injection d'eau.*

<b>Scénarios</b>	<b>Bénéfices</b>	<b>Rentabilité</b>
<b>Scénario 0</b>	5.25344E+10	Rentable
<b>Cas 1</b>	5.33552E+10	Rentable
<b>Cas 2</b>	5.68211E+10	Rentable
<b>Cas 3</b>	5.72630E+10	Rentable
<b>Cas 4</b>	5.80267E+10	Rentable
<b>Cas 5</b>	5.91044E+10	Rentable

D'après cette évaluation économique approximative, on peut conclure que tous les scénarios sont rentables d'un point de vue économique. Le cinquième cas (injection de 15000 m<sup>3</sup>/jr) nous donne le meilleur bénéfice, cependant, respectant la marge des débits d'injection imposée [4500 m<sup>3</sup>/jr, 11500 m<sup>3</sup>/jr], le meilleur scénario est l'injection de 11500 m<sup>3</sup>/jr d'eau (Cas 4).

❖ **Analyse à l'échelle puits du cas 4 (meilleur cas)**

D'après la figure 5.27, on a la fermeture des puits P01, P08, P05, P04, P02, P03 dès que leur pression de fond dynamique diminue en dessous de 100 Bars (la contrainte limite).

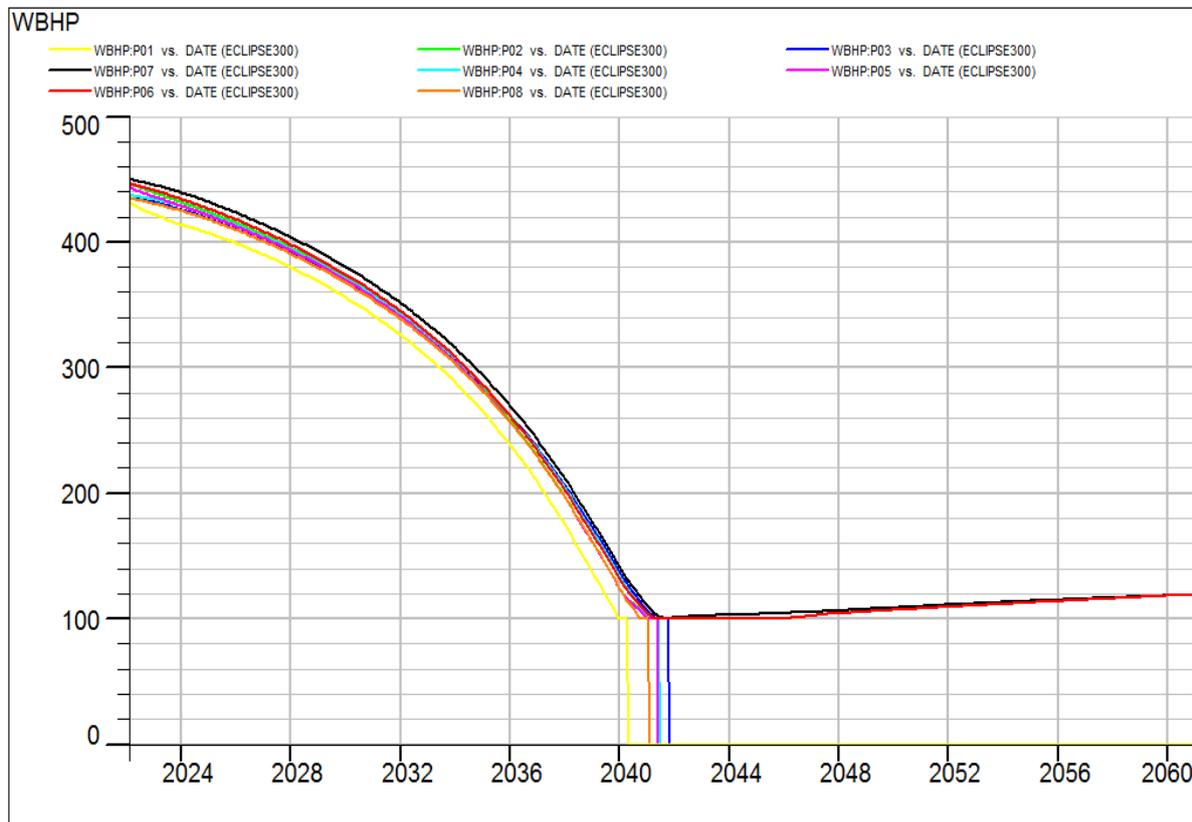


Figure 5.27. Evolution la pression de fond de chaque puits producteur.

La figure 5.28 représente l'évolution du Water-Cut pour les puits producteurs, on y remarque que la majorité de l'eau produite provient du puits P07, pour cela, on recommande lorsque son Water-Cut dépasse les 30% de :

- Utiliser le mécanisme d'activation des puits Gas-Lift pour alléger la colonne de production, en cas où la production d'eau alourdirai cette dernière et diminuerai la pression de fond dynamique.
- Avec la production d'eau et de Co<sub>2</sub> (54% de la composition de notre huile) on aura le phénomène de corrosion qui se produira, pour ralentir cela, on doit utiliser des inhibiteurs de corrosion, faire un control régulier sur la colonne de production, et changer cette dernière en cas d'endommagement.

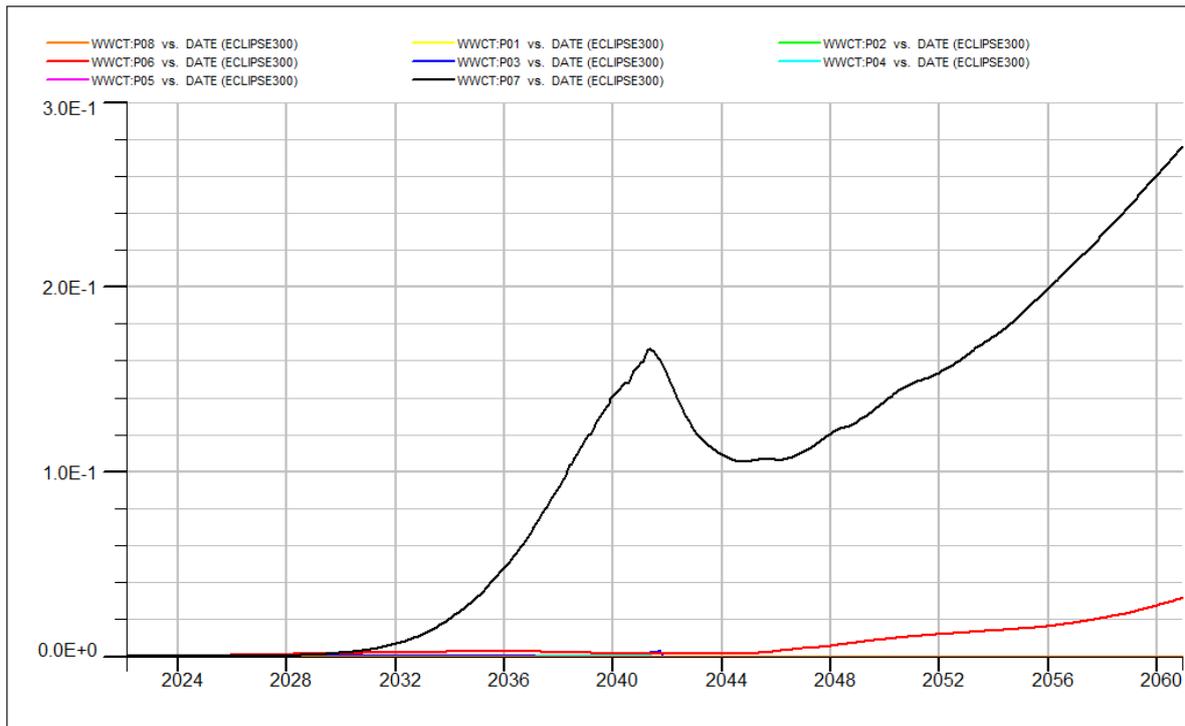


Figure 5.28. Evolution du Water-Cut des puits producteurs.

### 5.2.3 Scénario 2 : Injection de gaz

Pour montrer l'effet de l'injection de gaz sur la récupération totale, nous allons utiliser 4 débits d'injection entre [ $Q_{min} = 0.5M \text{ m}^3/\text{jr}$ ,  $Q_{max} = 2*10^6 \text{ m}^3/\text{jr}$ ] qui sont [ $0.5*10^6$ ,  $10^6$ ,  $1.5*10^6$ ,  $2*10^6$ ], et un débit de  $3*10^6 \text{ m}^3/\text{jr}$  supérieur au maximum.

#### a. Cas 1 : injection de 500,000 m<sup>3</sup>/jr

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.16 :

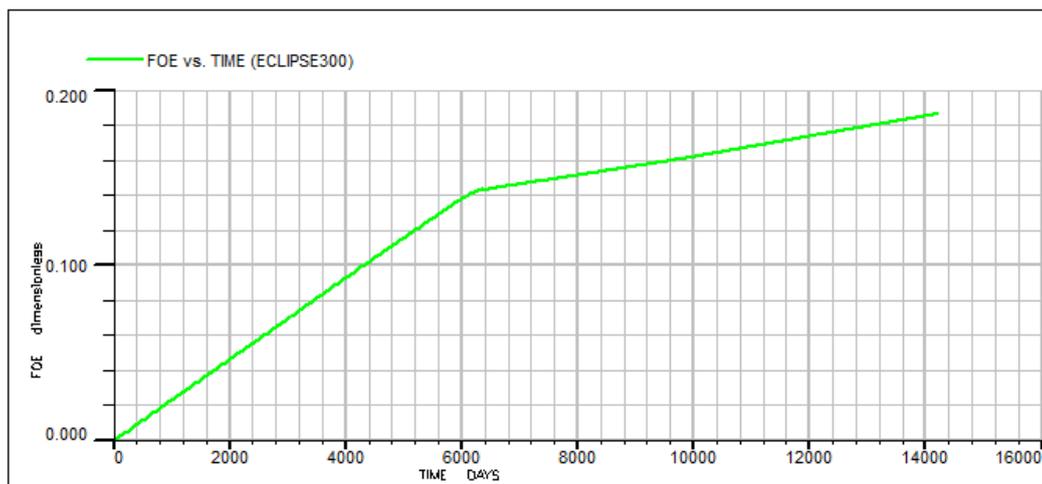


Figure 5.29. Taux de récupération du cas 1 d'injection de gaz.

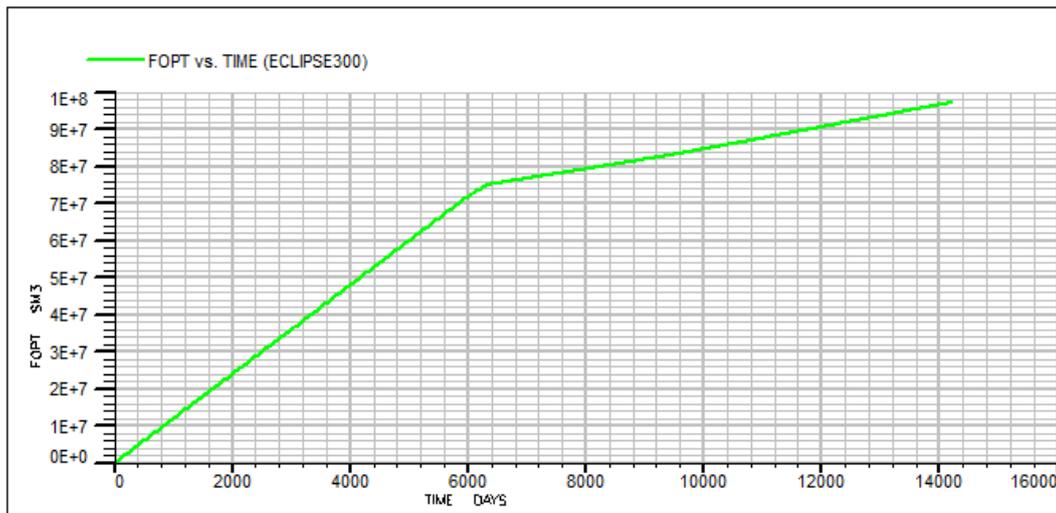


Figure 5.30. Cumul de production d'huile du cas 1 d'injection de gaz.

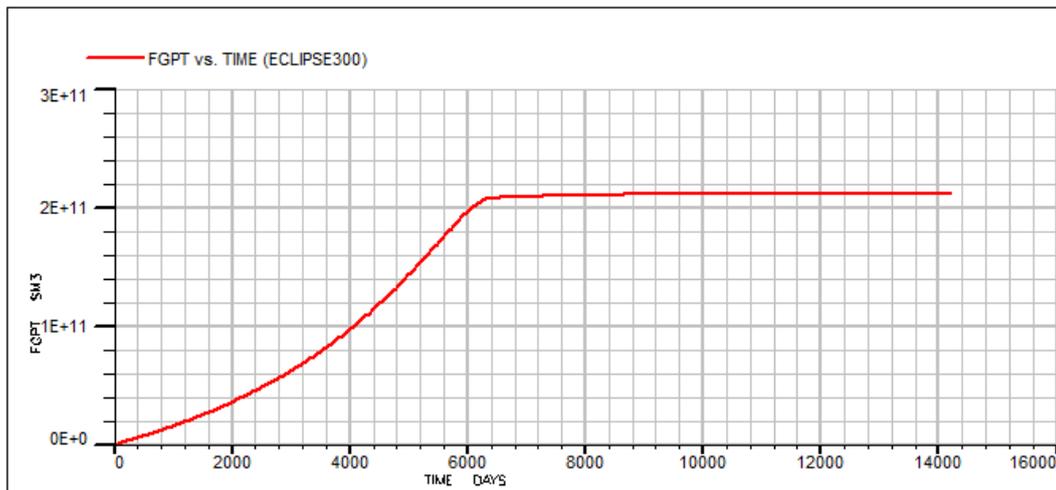


Figure 5.31. Cumul de production de gaz du cas 1 d'injection de gaz.

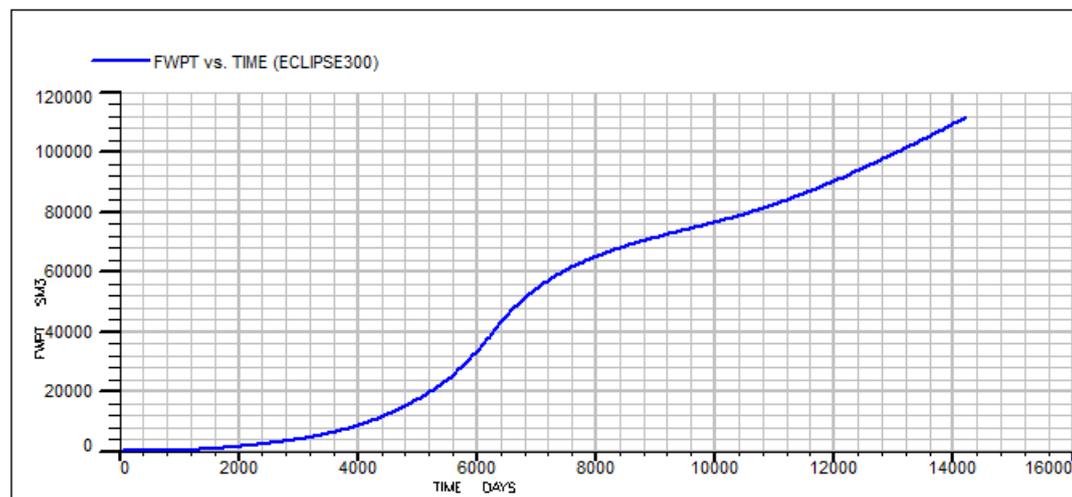


Figure 5.32. Cumul de production d'eau du cas 1 d'injection de gaz.

Tableau 5.16. Taux de récupération et cumuls de production, cas 1 d'injection de gaz et scénario 0.

	Cas 1 : 0.5MM m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	18.6453	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	97.2318	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	211969	206374
Cumul de production d'eau (m <sup>3</sup> )	111557	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	112.23	106.89

**b. Cas 2 : injection de 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.17 :

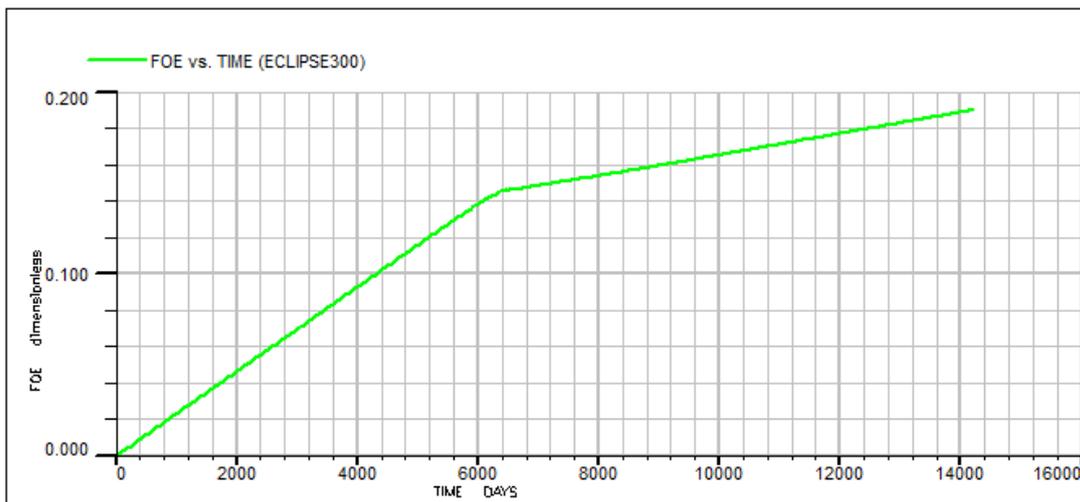


Figure 5.33. Taux de récupération du cas 2 d'injection de gaz.

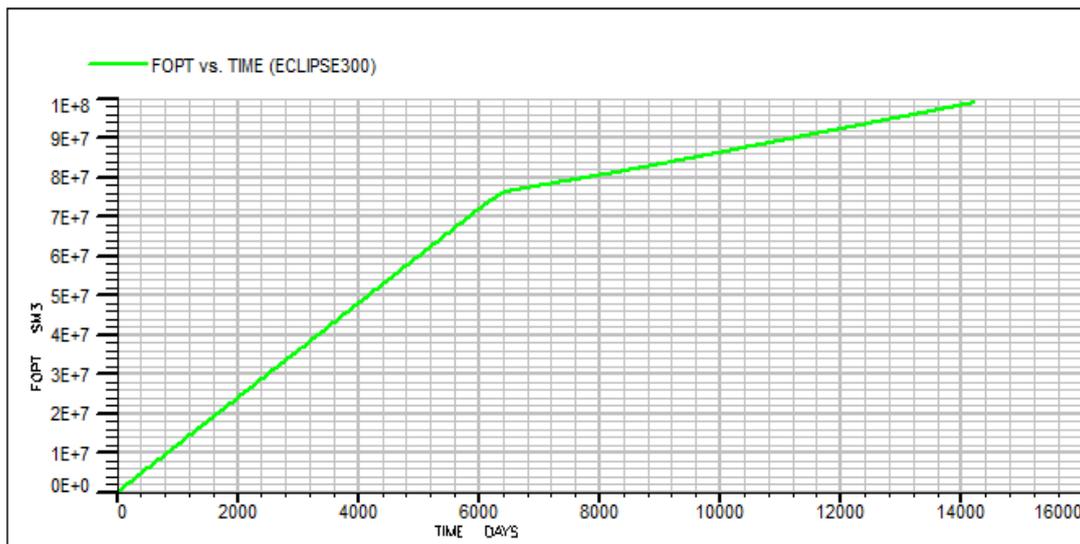


Figure 5.34. Cumul de production d'huile du cas 2 d'injection de gaz.

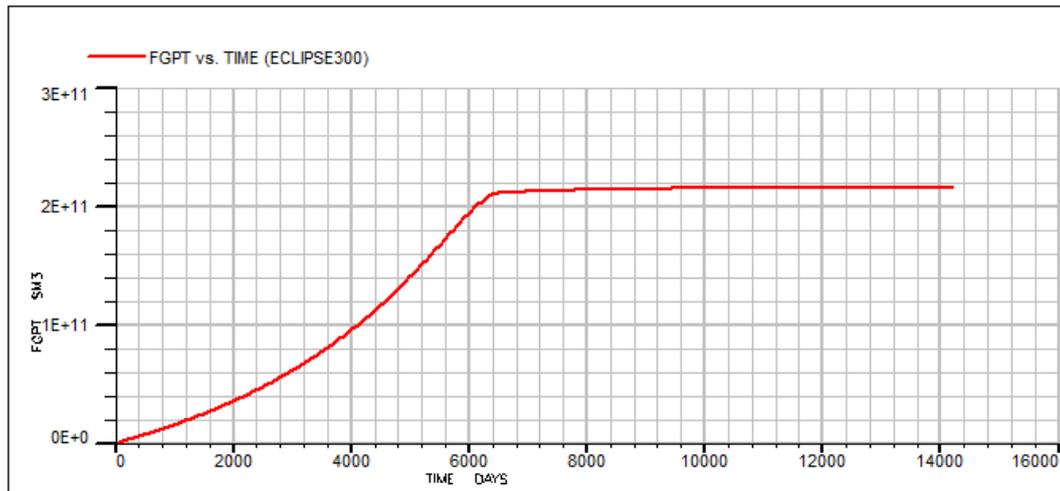


Figure 5.35. Cumul de production de gaz du cas 2 d'injection gaz.

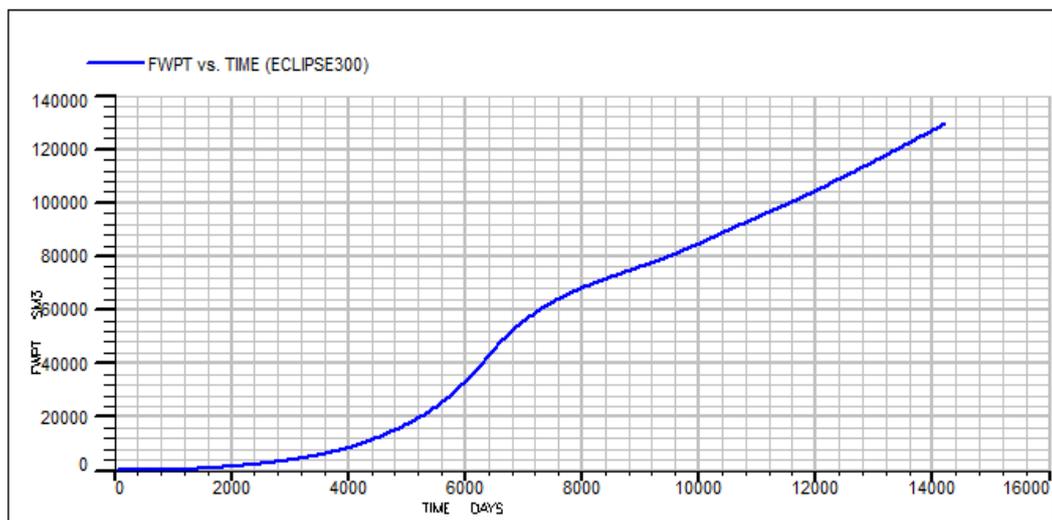


Figure 5.36. Cumul de production d'eau du cas 2 d'injection de gaz.

Tableau 5.17. Taux de récupération et cumuls de production, cas 2 d'injection de gaz et scénario 0.

	Cas 2 : 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>18.9913</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	98.8960	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	215859	206374
<b>Cumul de production d'eau (m<sup>3</sup>)</b>	129525	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	120.67	106.89

**c. Cas 3 : injection de 1.5MM m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.18 :

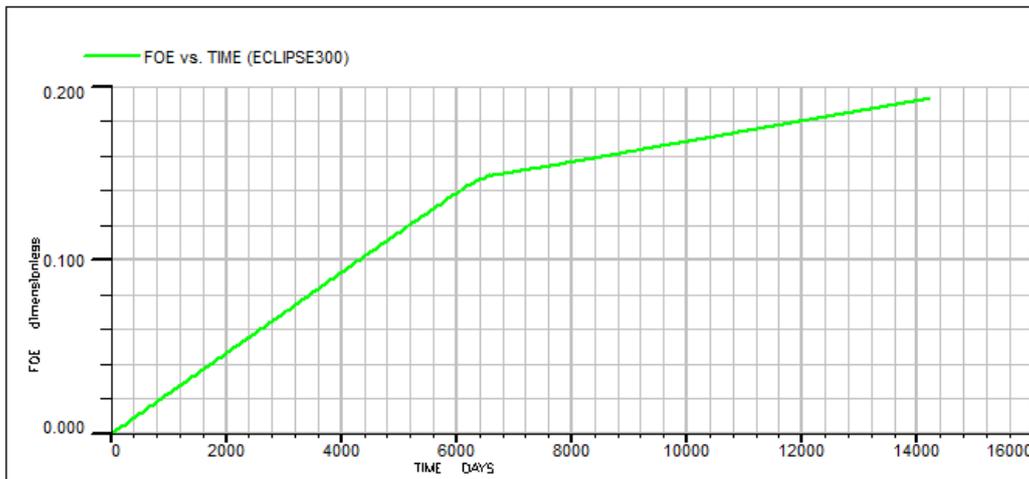


Figure 5.38. Taux de récupération du cas 3 de l'injection de gaz.

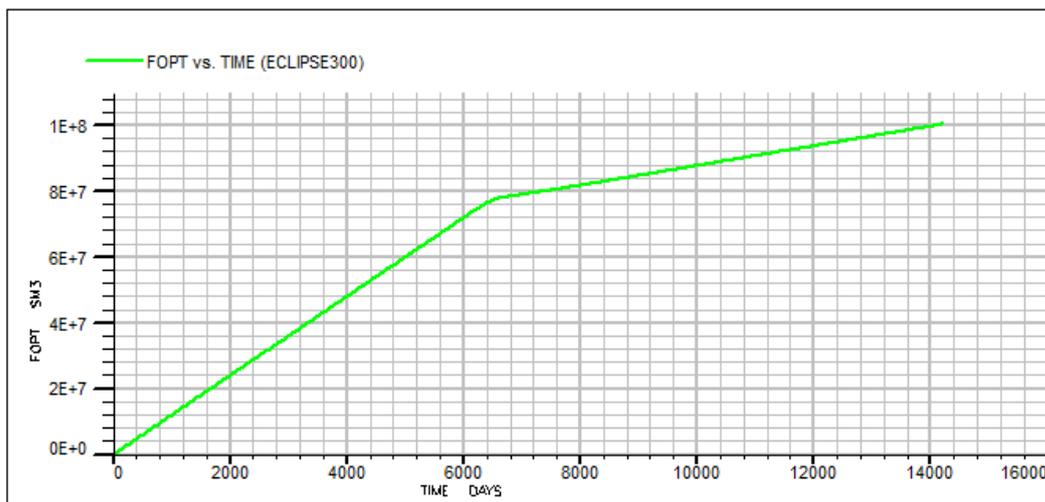


Figure 5.37. Cumul de production d'huile du cas 3 de l'injection de gaz.

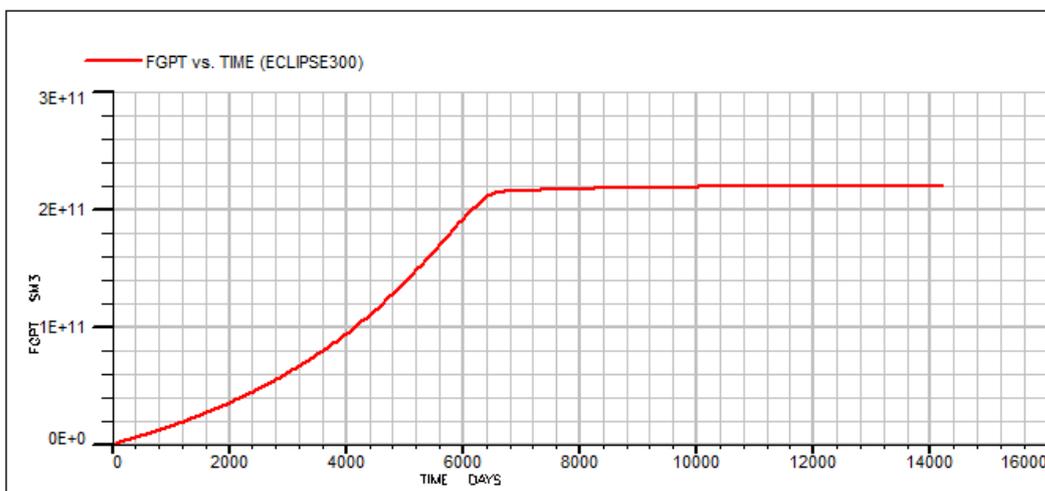


Figure 5.39. Cumul de production de gaz du 3 de l'injection de gaz.

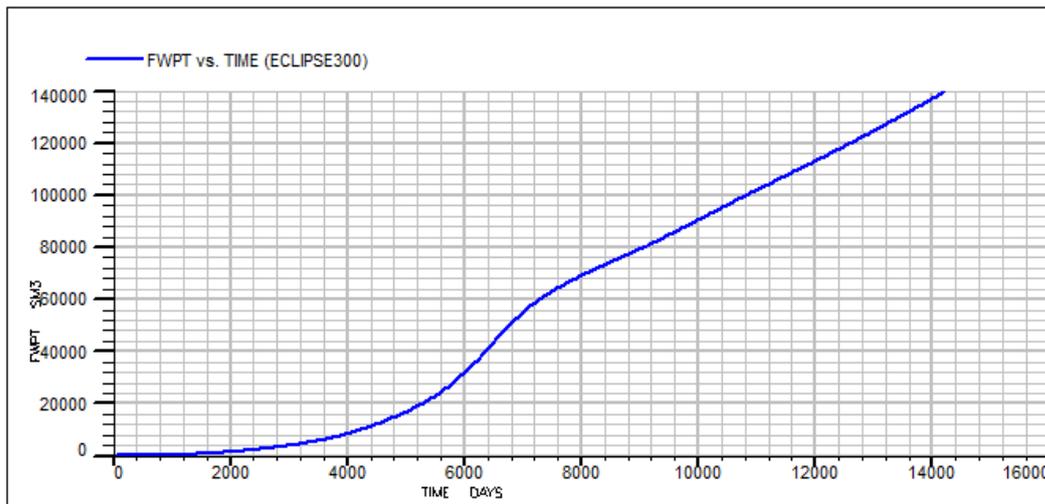


Figure 5.40. Cumul de production d'eau du cas 3 de l'injection de gaz.

Tableau 5.18. Taux de récupération et cumuls de production, cas 3 injection de gaz et scénario 0.

	Cas 3 : 1.5MM m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>19.2842</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	100.315	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	219820	206374
<b>Cumul de production d'eau (m<sup>3</sup>)</b>	139770	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	129.34	106.89

#### d. Cas 4 : 2MM m<sup>3</sup>/jr

Les résultats obtenus sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.19 :

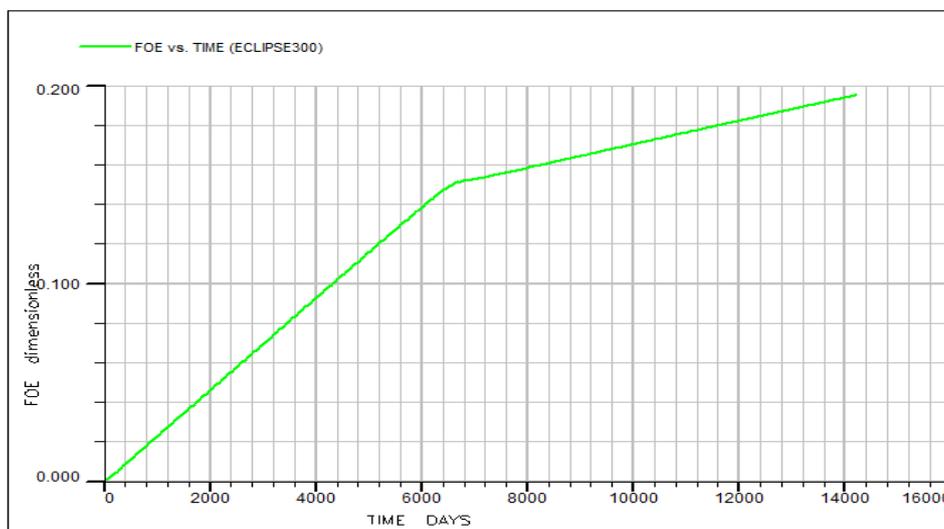


Figure 5.41. Taux de production du cas 4 de l'injection de gaz.

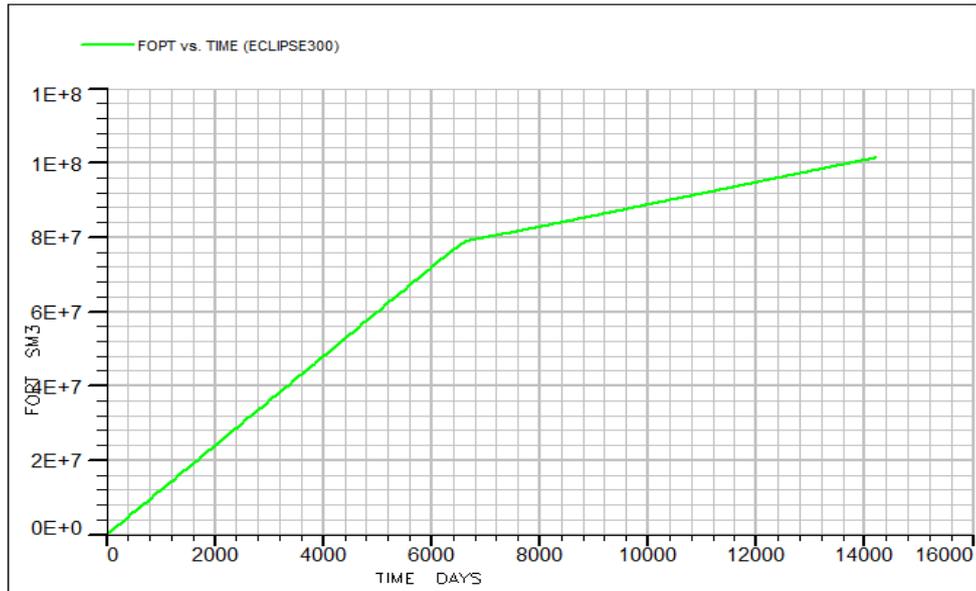


Figure 5.43. Cumul de production d'huile du cas 4 de l'injection de gaz.

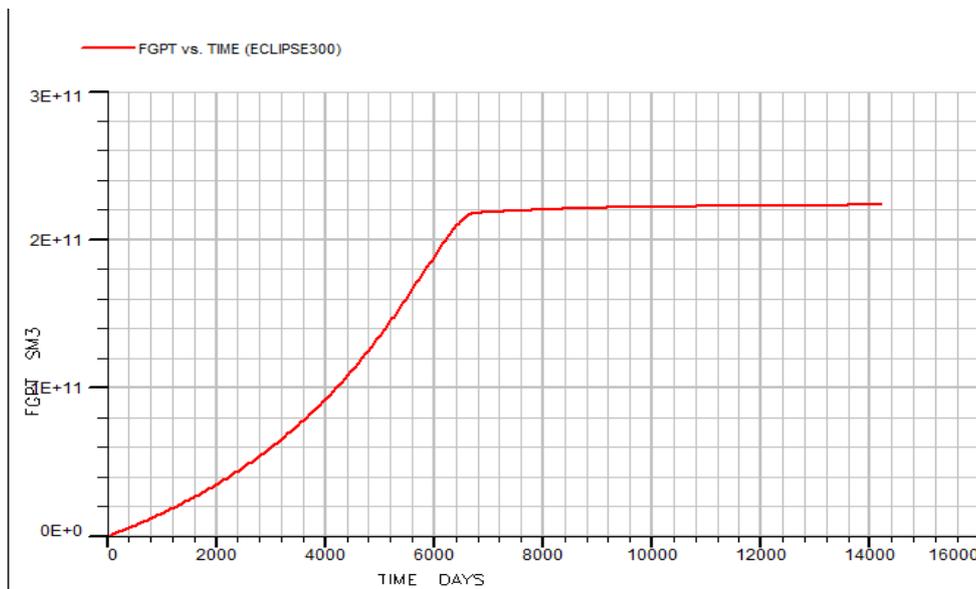


Figure 5.42. Cumul de production de gaz du cas 4 de l'injection de gaz

Tableau 5.19. Taux de récupération et cumuls de production, cas 4 injection de gaz et scénario 0.

	<b>Cas 4 : 2MM m<sup>3</sup>/jr</b>	<b>Scénario 0</b>
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>19.5153</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	101.425	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	223499	206374
<b>Cumul de production d'eau (m<sup>3</sup>)</b>	141793	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	136.97	106.89

**e. Cas 5 : 3MM m<sup>3</sup>/jr**

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.20 :

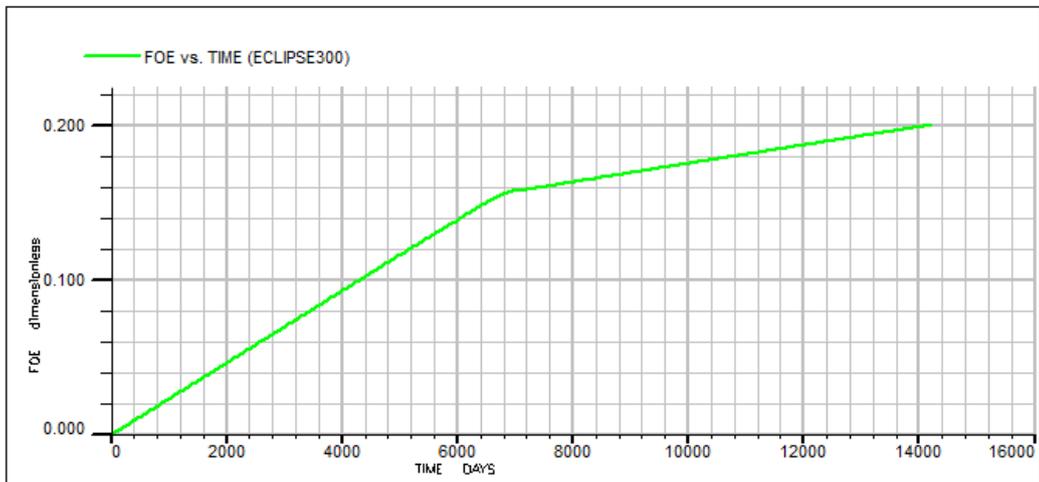


Figure 5.44. Taux de production du cas 5 de l'injection de gaz.

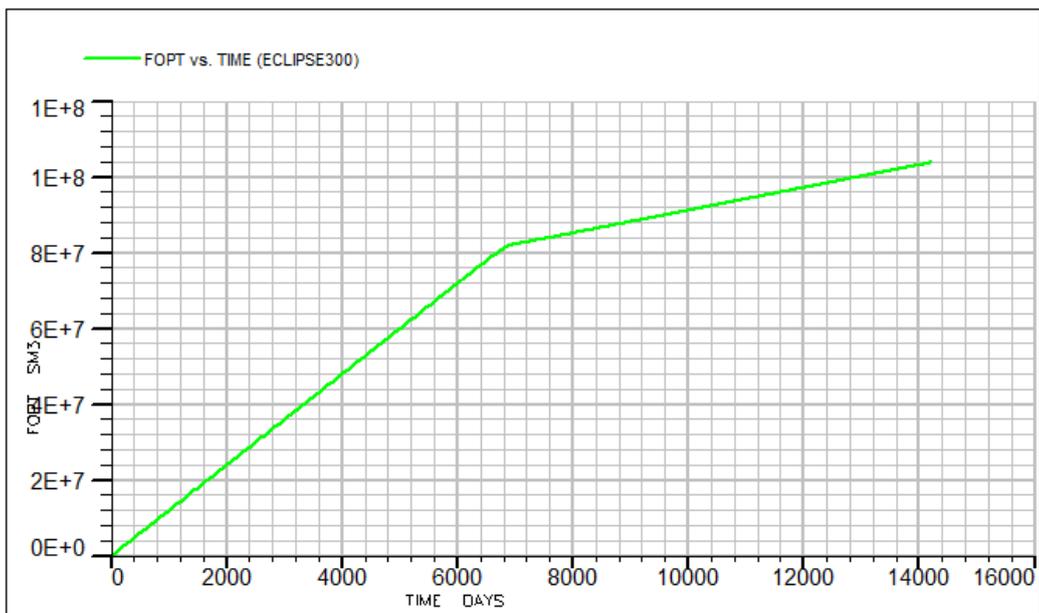


Figure 5.45. Cumul de production d'huile du cas 5 de l'injection de gaz.

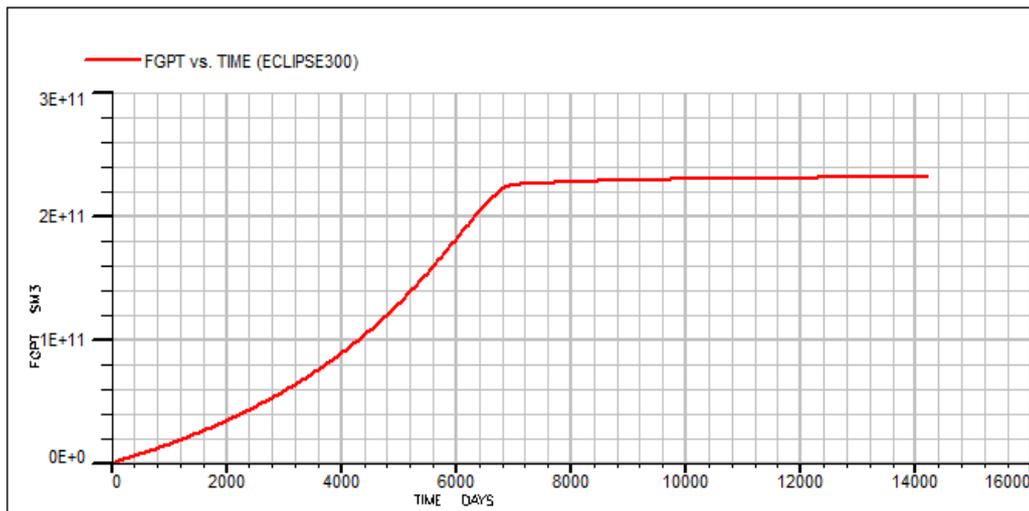


Figure 5.47. Cumul de production de gaz du cas 5 de l'injection de gaz.

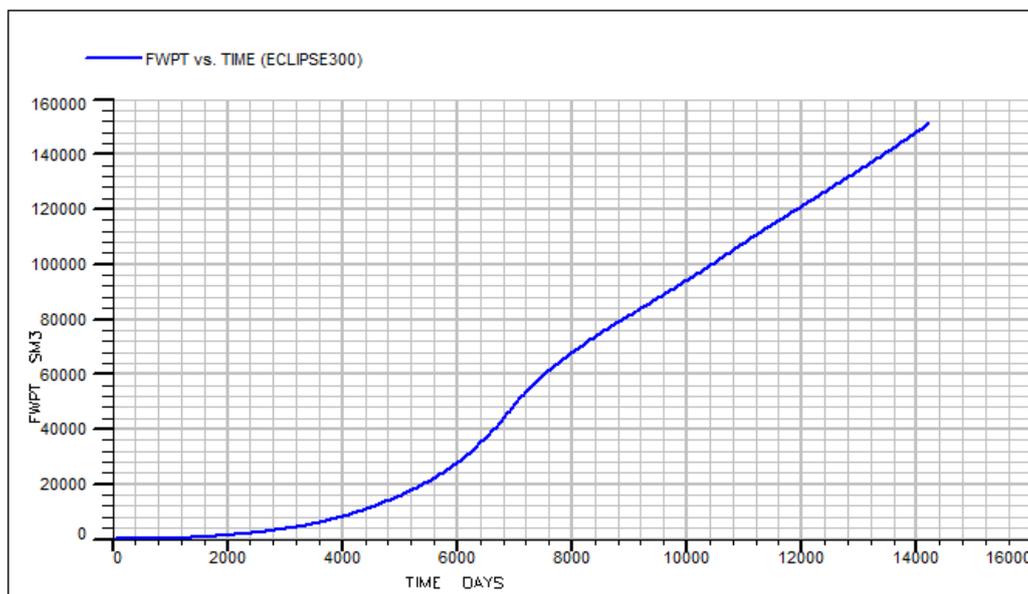


Figure 5.46. Cumul de production d'eau du cas 5 de l'injection de gaz.

Tableau 5.20. Taux de récupération et cumuls de production, cas 5 d'injection de gaz et scénario 0.

	Cas 1 : 3MM m <sup>3</sup> /jr	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	20.0028	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	103.799	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	231601	206374
Cumul de production d'eau (m <sup>3</sup> )	151250	66645
Pression du gisement 2060 (Bars)	150.76	106.89

## f. Comparaison entre les différents cas d'injection de gaz

### ❖ A l'échelle champs

D'après les figures 5.49 et 5.50 qui montre le taux de récupération de chaque cas, et le taux de récupération en fonction du débit d'injection on remarque que :

- L'injection de nous donne une meilleure production que celle naturelle.
- Plus on augmente le débit d'injection de gaz plus on aura un taux de récupération élevé.

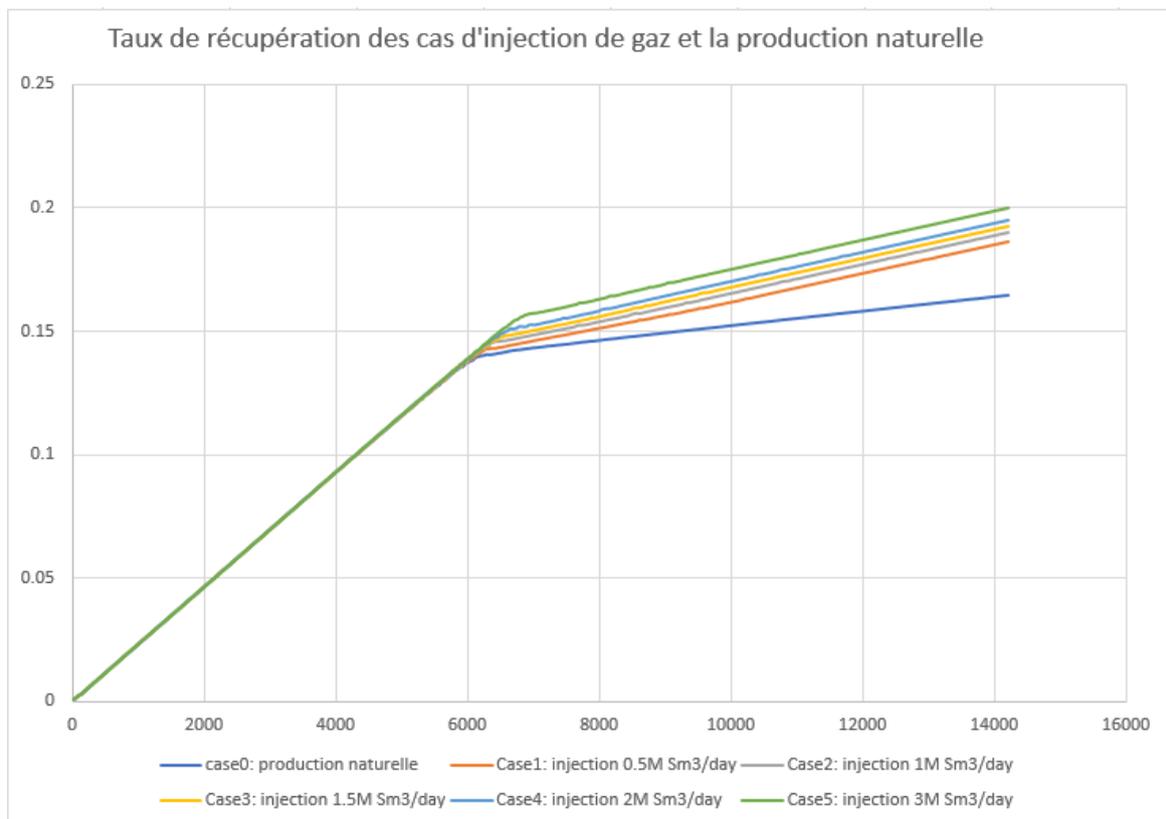


Figure 5.48. Taux de récupération des cas d'injection de gaz et la production naturelle.

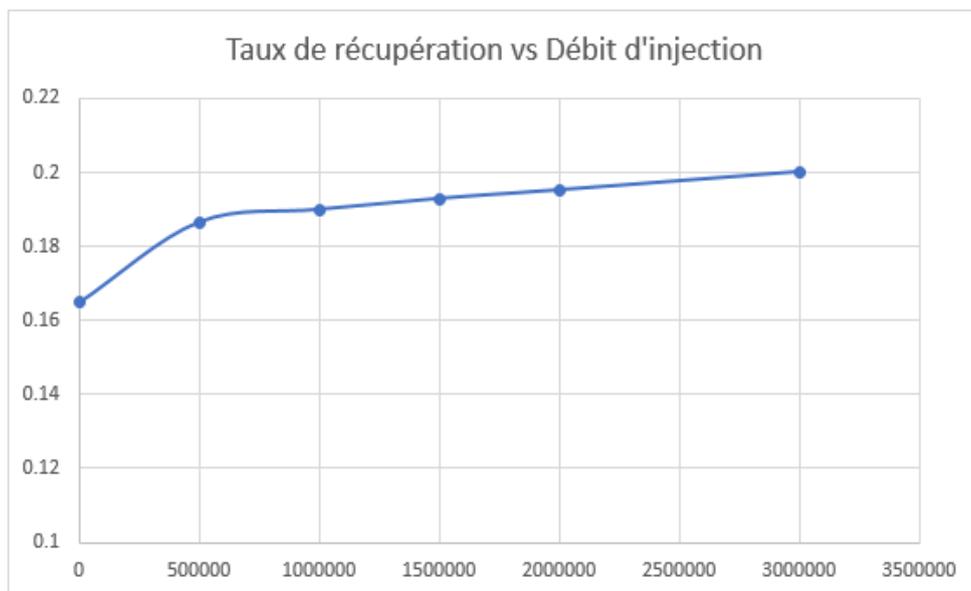


Figure 5.49. Taux de récupération en fonction du débit d'injection de gaz.

Le taux de récupération lui seul ne suffit pas pour déterminer le meilleur cas, de ce fait, une évaluation économique s'avère indispensable.

➤ **Evaluation économique**

Les tableaux 5.21, 5.22, 5.23, 5.24 représente les résultats de l'évaluation économique simplifiée établie sur les différents scénarios d'injection de gaz et le scénario de production naturelle avec différents prix du baril de pétrole, 50, 60, 70, 80 :

Tableau 5.21. Les résultats de l'évaluation économique (50\$/bbl) établie sur les cas d'injection de gaz et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale de gaz (10 <sup>3</sup> m3)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	96921278986	50	0.28	54220692178	0	1686312044	52534380134
case 1 : Injection 0.5M m3/jr	611586756.5	2.11969E+11	0.530204	93962678165	50	0.28	56888887713	7107000	1910322270	54978565443
case 2 : Injection 1M m3/jr	622054552.9	2.15859E+11	0.530823	91922907573	50	0.28	56841141764	14214000	1955939659	54885202106
case 3 : Injection 1.5M m3/jr	630980044.4	2.1982E+11	0.531561	90071025180	50	0.28	56768889271	21321000	1996930133	54771959138
case 4 : Injection 2M m3/jr	637961930	2.23499E+11	0.531948	87829296026	50	0.28	56490299385	28428000	2032089790	54458209595
case 5 : Injection 3M m3/jr	652894359.1	2.31601E+11	0.532322	83135494960	50	0.28	55922656542	42642000	2105315077	53817341465

Tableau 5.22. Les résultats de l'évaluation économique (60\$/bbl) établie sur les cas d'injection de gaz et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale de gaz (10 <sup>3</sup> m3)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	96921278986	60	0.28	59637238990	0	1686312044	57950926946
case 1 : Injection 0.5M m3/jr	611586756.5	2.11969E+11	0.530204	93962678165	60	0.28	63004755278	7107000	1910322270	61094433009
case 2 : Injection 1M m3/jr	622054552.9	2.15859E+11	0.530823	91922907573	60	0.28	63061687293	14214000	1955939659	61105747634
case 3 : Injection 1.5M m3/jr	630980044.4	2.1982E+11	0.531561	90071025180	60	0.28	63078689715	21321000	1996930133	61081759582
case 4 : Injection 2M m3/jr	637961930	2.23499E+11	0.531948	87829296026	60	0.28	62869918685	28428000	2032089790	60837828895
case 5 : Injection 3M m3/jr	652894359.1	2.31601E+11	0.532322	83135494960	60	0.28	62451600133	42642000	2105315077	60346285055

Tableau 5.23. Les résultats de l'évaluation économique (70\$/bb) établie sur les cas d'injection de gaz et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz (Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totals (\$)	Injection totale de gaz (10 <sup>3</sup> m3)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	96921278986	70	0.28	65053785802	0	1686312044	63367473759
case 1 : Injection 0.5M m3/jr	611586756.5	2.11969E+11	0.530204	93962678165	70	0.28	69120622844	7107000	1910322270	67210300574
case 2 : Injection 1M m3/jr	622054552.9	2.15859E+11	0.530823	91922907573	70	0.28	69282232822	14214000	1955939659	67326293163
case 3 : Injection 1.5M m3/jr	630980044.4	2.1982E+11	0.531561	90071025180	70	0.28	69388490159	21321000	1996930133	67391560026
case 4 : Injection 2M m3/jr	637961930	2.23499E+11	0.531948	878292966026	70	0.28	69249537984	28428000	2032089790	67217448195
case 5 : Injection 3M m3/jr	652894359.1	2.31601E+11	0.532322	83135494960	70	0.28	68980543723	42642000	2105315077	66875228646

Tableau 5.24. Les résultats de l'évaluation économique (80\$/bbl) établie sur les cas d'injection de gaz et le scénario de production naturelle.

Scénarios	production Totale d'huile (bbl)	production Totale de gaz (m3)	fraction Co2	production totale de gaz ( Sans Co2) (m3)	Prix huile (\$/bbl)	Prix gaz (\$/m3)	Revenus totaux (\$)	Injection totale de gaz (10 <sup>6</sup> m3)	Dépenses totale (\$)	Bénéfice (\$)
case 0: Production naturelle	541654681.2	2.06374E+11	0.530361	96921278986	80	0.28	70470332615	0	1686312044	68784020571
case 1 : Injection 0.5M m3/jr	611586756.5	2.11969E+11	0.530204	93962678165	80	0.28	75236490409	7107000	1910322270	73326168139
case 2 : Injection 1M m3/jr	622054552.9	2.15859E+11	0.530823	919222907573	80	0.28	75502778350	14214000	1955939659	73546838692
case 3 : Injection 1.5M m3/jr	630980044.4	2.1982E+11	0.531561	90071025180	80	0.28	75698290603	21321000	1996930133	73701360470
case 4 : Injection 2M m3/jr	637961930	2.23499E+11	0.531948	87829296026	80	0.28	75629157284	28428000	2032089790	73597067494
case 5 : Injection 3M m3/jr	652894359.1	2.31601E+11	0.532322	83135494960	80	0.28	75509487314	42642000	2105315077	73404172237

Le tableau ci-dessous représente une synthèse de l'évaluation économique des cas d'injection de gaz (cas prix du baril = 50\$) :

Tableau 5.25. Synthèse de l'évaluation économique de l'injection de gaz.

Scénarios	Bénéfices	Rentabilité
<b>Scénario 0</b>	5.25344E+10	Rentable
<b>Cas 1</b>	5.49785E+10	Rentable
<b>Cas 2</b>	5.48852E+10	Rentable
<b>Cas 3</b>	5.47719E+10	Rentable
<b>Cas 4</b>	5.44582E+10	Rentable
<b>Cas 5</b>	5.38173E+10	Rentable

Les résultats de cette évaluation économique simplifiée nous montrent que tous les cas d'injection de gaz sont rentables, et que le premier débit (injection de  $0.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jr}$ ) nous donne le meilleur bénéfice en dépit de son taux de récupération.

- **Analyse à l'échelle puits du meilleur débit  $0.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jr}$**

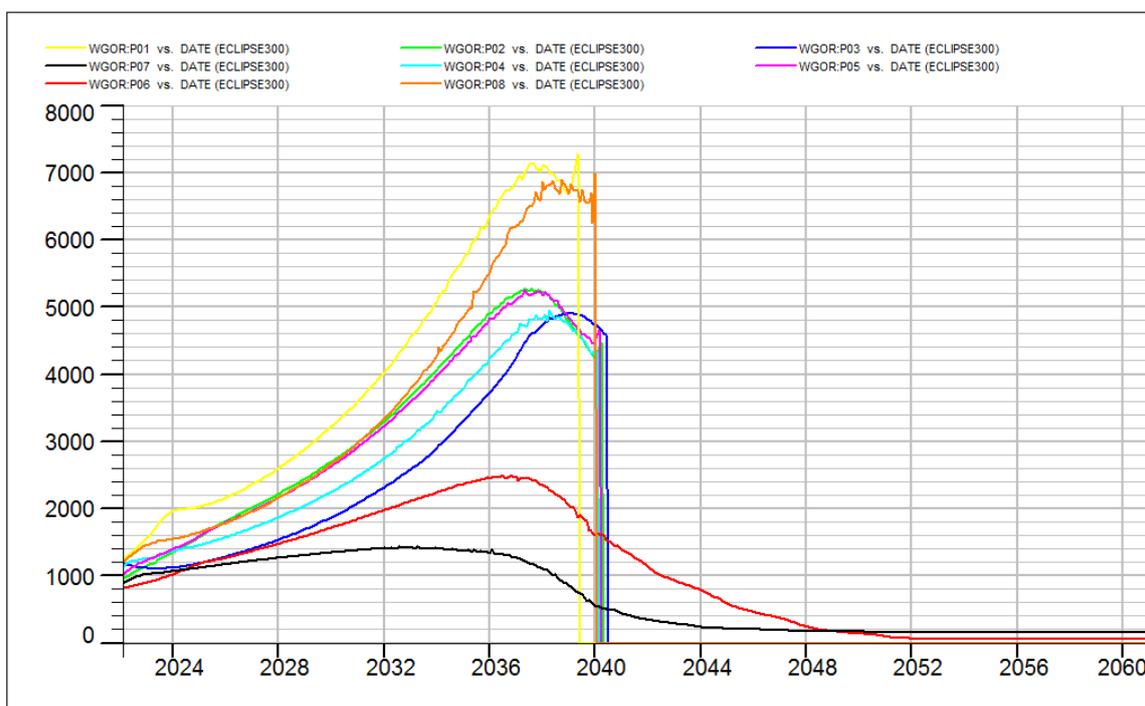


Figure 5.50. Evolution du GOR avec le temps.

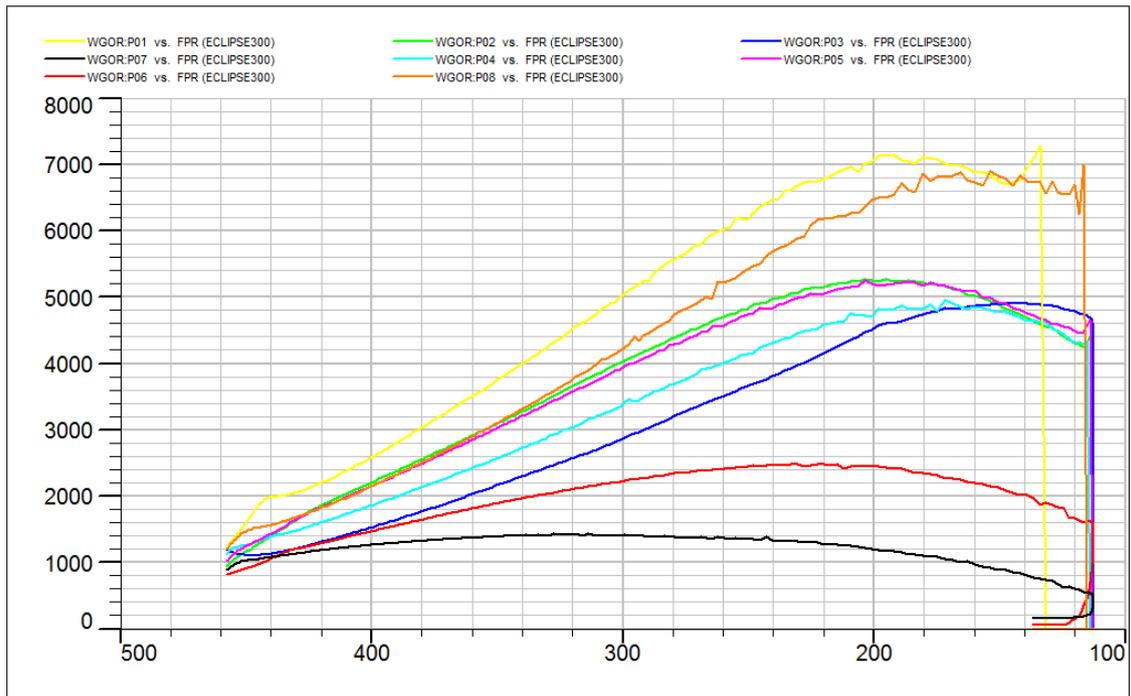


Figure 5.51. Evolution du GOR par rapport à la déplétion.

Les figures 5.51 et 5.52 représentent respectivement l'évolution du GOR par rapport au temps, et à la pression, on remarque qu'on a un très grand GOR que nous pouvons expliquer par :

- Le fait qu'on ait une huile plutôt volatile et la pression de bulle à laquelle se libère le gaz dissout et de 245 Bars, ce qui explique l'augmentation du GOR aux alentours de cette pression.
- La production du gaz injecté.

### 5.2.4 Scénario 3 : Injection WAG

Dans ce scénario on a utilisé le débit optimum d'injection d'eau ( $11500 \text{ m}^3/\text{jr}$ ) et celui du gaz ( $0.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jr}$ ). On a opté pour 3 cas de simulation qui sont les suivants :

- **Cas 1** : un WAG sous 12 mois d'intervalle dès le début de production du réservoir.
- **Cas 2** : un WAG sous 6 mois d'intervalle précédé d'une période d'injection d'eau.
- **Cas 3** : un WAG sous 12 mois d'intervalle précédé d'une période d'injection d'eau.

#### a. Cas 1 : WAG sous 12 mois d'intervalle dès le début de production du réservoir.

On a opté pour ce premier cas pour un investissement direct dans un dispositif WAG avec une alternance de 12 mois d'injection pour chaque phase dès le début de vie du réservoir, et pour une durée fixée à 38 ans.

Les résultats obtenus à l'issue de cette première simulation sont présentés dans les figures ci-dessous et le Tableau 5.26

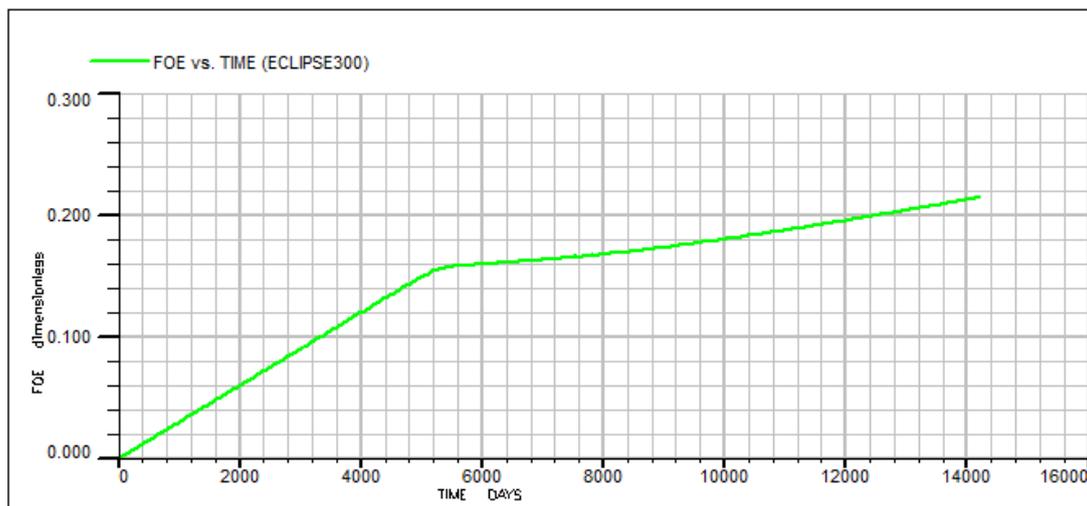


Figure 5.52. Taux de récupération du scénario WAG – cas 1.

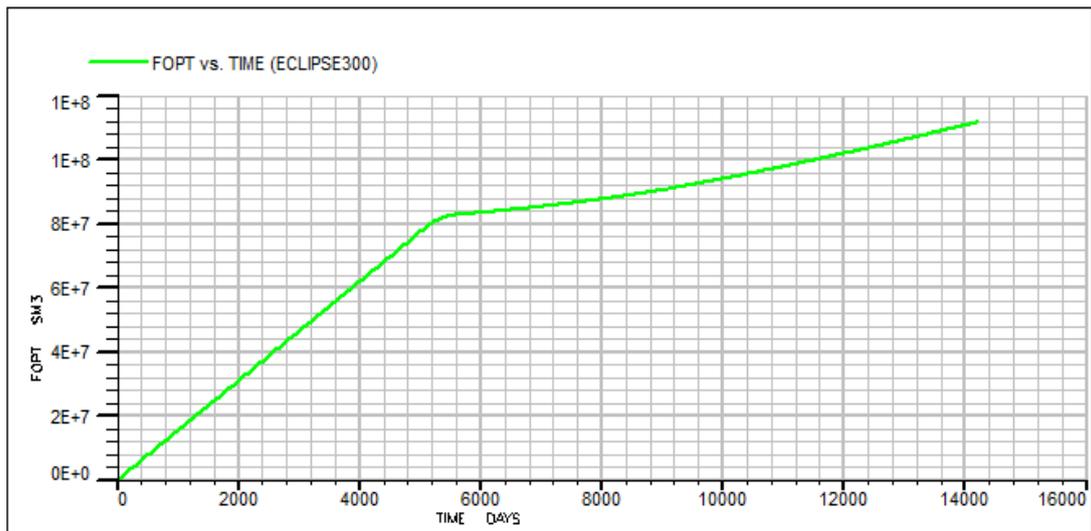


Figure 5.53. Cumul de production d'huile du scénario 3 – cas 1.

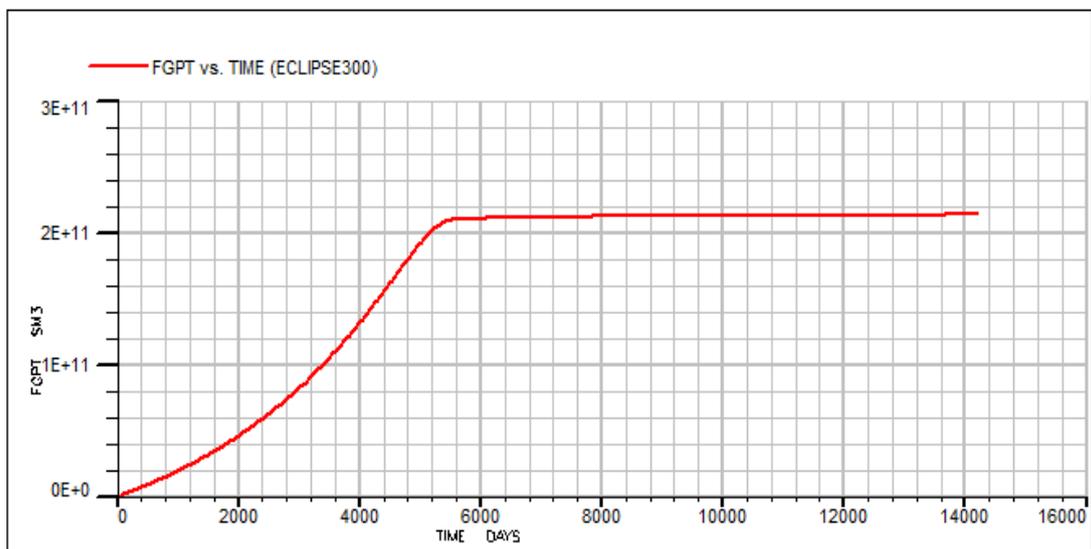


Figure 5.54. Cumul de production de gaz du scénario 3 – cas 1.

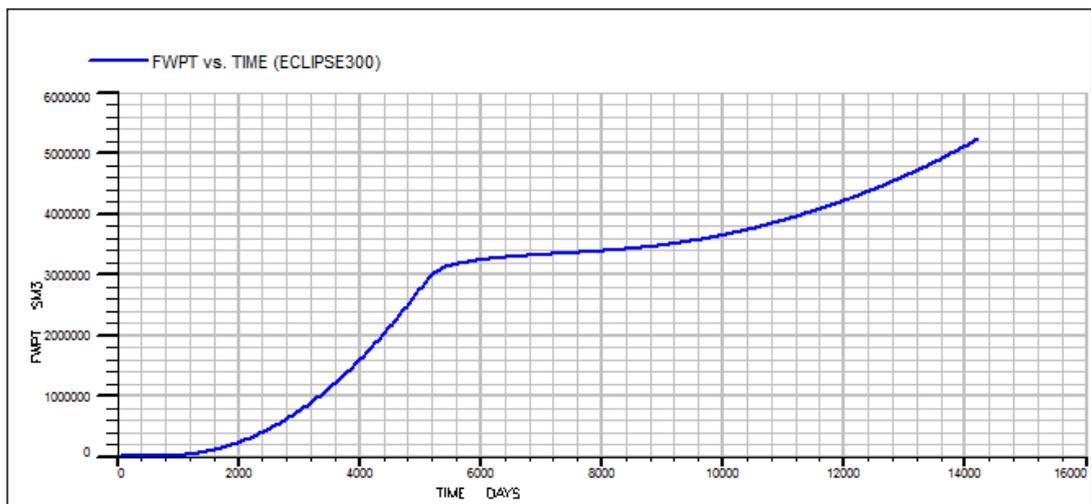


Figure 5.55. Cumul de production d'eau du scénario 3 – cas 1.

Tableau 5.26. Taux et cumuls de production du scénario WAG – cas 1.

	Scénario 3 - Cas 1	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	21.4014	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	111.705	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	213474	206374
Cumul de production d'eau (MMm <sup>3</sup> )	5.23979	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	120.337	106.89

**b. Cas 2 : WAG avec 6 mois d'intervalle précédé d'une période d'injection d'eau**

Dans ce cas de simulation, on a choisi de commencer avec une durée d'injection d'eau de 14 ans avant d'aller à l'injection d'eau alternée par le gaz avec un cycle de 6 mois pour chaque phase.

Les résultats de ce cas sont présentés dans les figures ci-dessous et le tableau 5.27

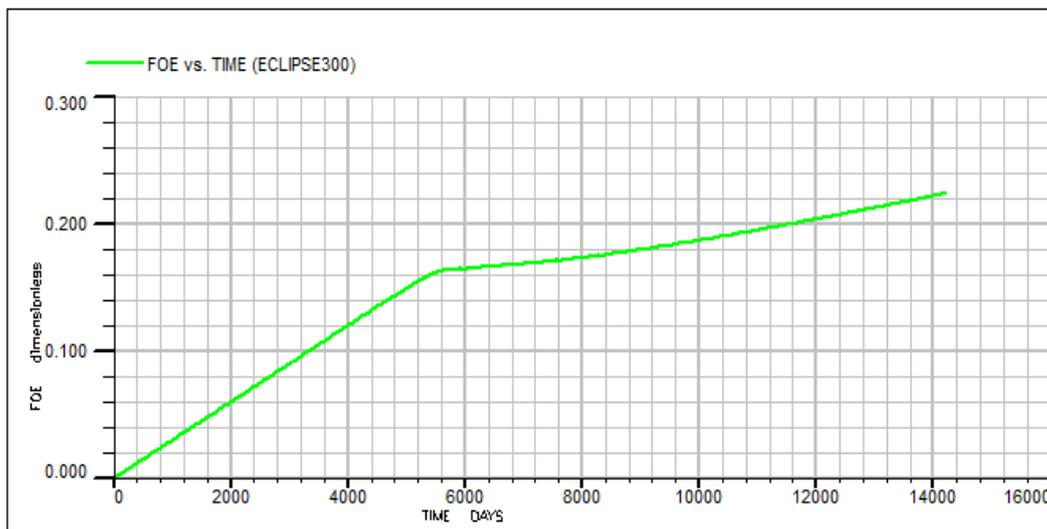


Figure 5.56. Taux de production du scénario WAG – cas 2.

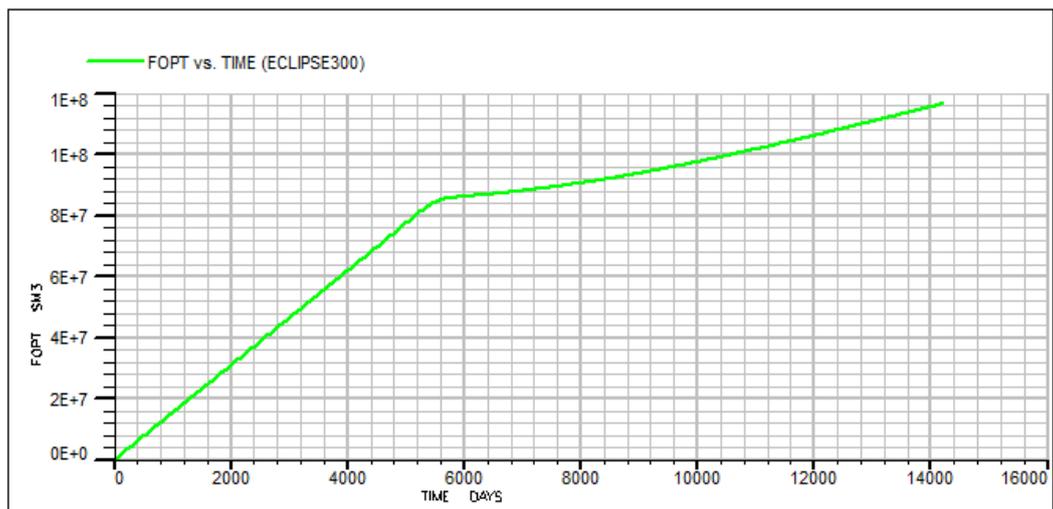


Figure 5.57. Cumul de production d'huile du scénario WAG – cas 2.

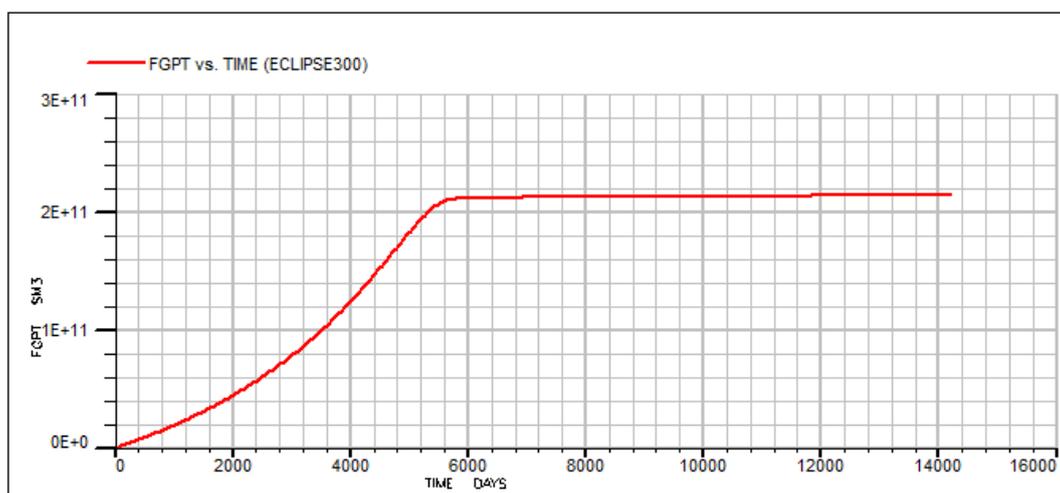


Figure 5.58. Cumul de production de gaz du scénario WAG – cas 2.

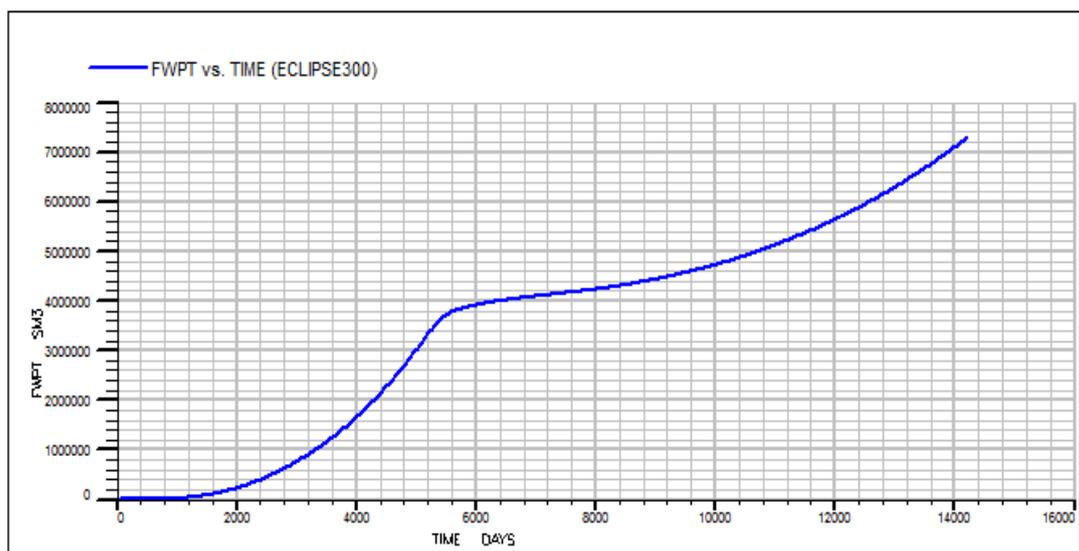


Figure 5.59. Cumul de production d'eau du scénario WAG – cas 2.

Tableau 5.27. Taux et cumuls de production du scénario WAG – cas 2.

	Scénario 3 - Cas 2	Scénario 0
Taux de récupération d'huile (%)	22.3428	16.47
Cumul de production d'huile (MMm <sup>3</sup> )	116.583	86.1138
Cumul de production de gaz (MMm <sup>3</sup> )	213871	206374
Cumul de production d'eau (MMm <sup>3</sup> )	7.29975	66645
Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)	122.479	106.89

**c. Cas 3 : WAG sous 12 mois d'intervalle précédé d'une période d'injection d'eau.**

Dans ce cas de simulation, on a opté pour une injection WAG sous un cycle de 12 mois pour chacune des deux phases injectées après une durée d'injection d'eau de 14 ans.

Les résultats obtenus sont présentés dans les figures ci-dessous et le tableau 5.28

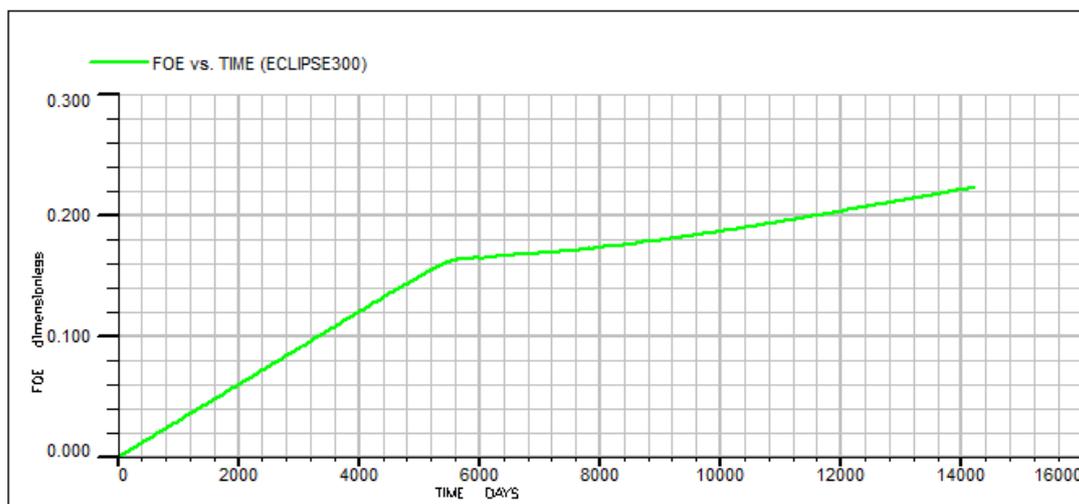


Figure 5.60. Taux de production du scénario WAG – cas 3.

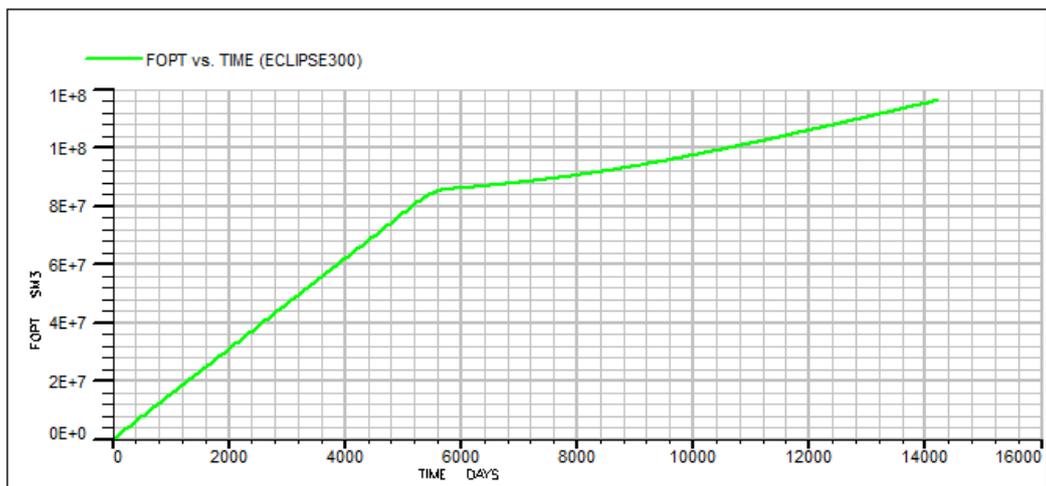


Figure 5.61. Cumul de production d'huile du scénario WAG - cas 3.

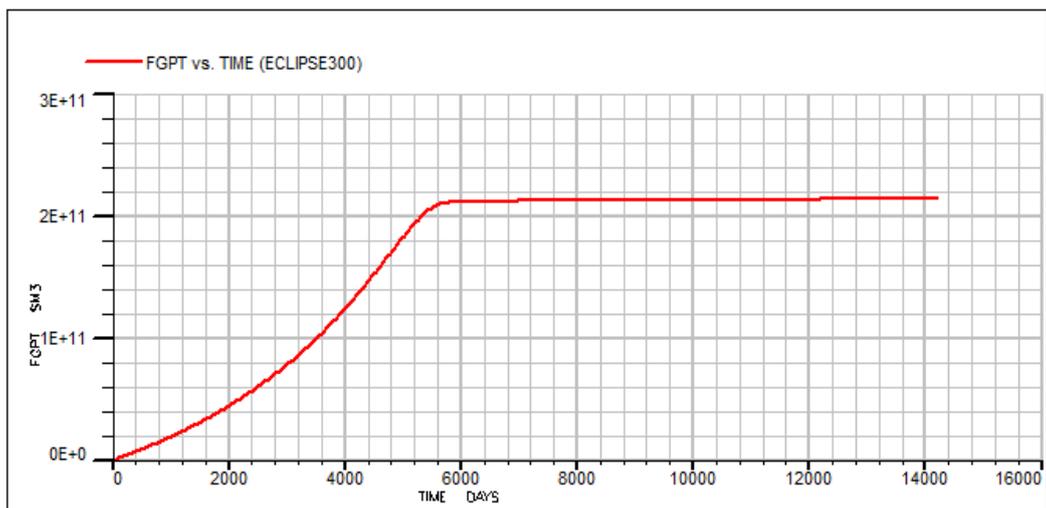


Figure 5.62. Cumul de production de gaz du scénario WAG - cas 3.

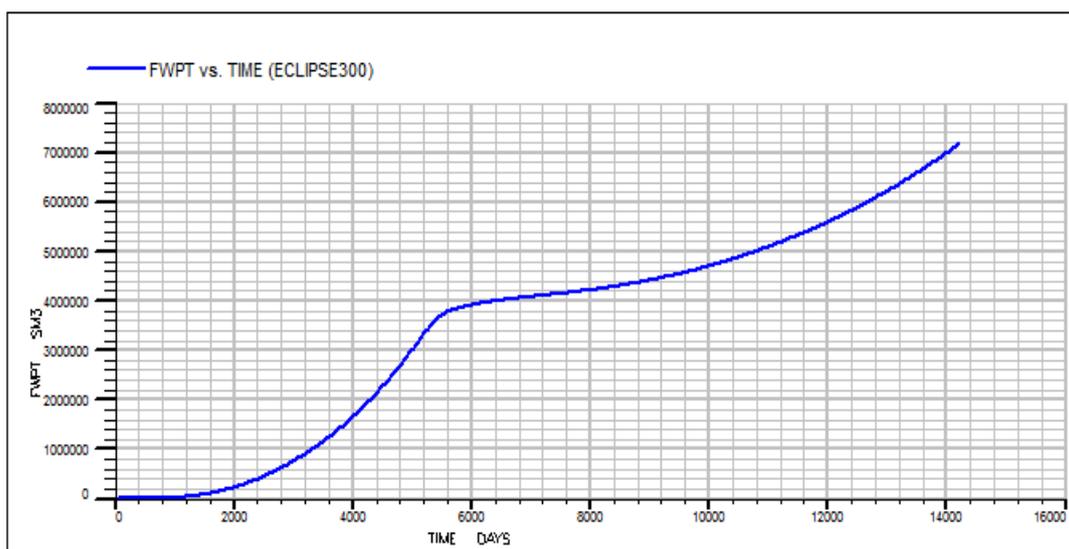


Figure 5.63. Cumul de production d'eau du scénario WAG - cas 3.

Tableau 5.28. Taux et cumuls de production du scénario WAG – cas 3.

	<b>Scénario 3 - Cas 3</b>	<b>Scénario 0</b>
<b>Taux de récupération d'huile (%)</b>	<b>22.2543</b>	<b>16.47</b>
<b>Cumul de production d'huile (MMm<sup>3</sup>)</b>	116.201	86.1138
<b>Cumul de production de gaz (MMm<sup>3</sup>)</b>	213788	206374
<b>Cumul de production d'eau (MMm<sup>3</sup>)</b>	7.19060	66645
<b>Pression moyenne du gisement 2060 (Bars)</b>	122.039	106.89

#### d. Synthèse des résultats des résultats de l'injection WAG

Tableau 5.29. Tableau récapitulatif des résultats de l'injection WAG.

<b>Cas</b>	<b>Taux de récupération</b>
<b>Cas 1</b>	<b>21.4014</b>
<b>Cas 2</b>	<b>22.3428</b>
<b>Cas 3</b>	<b>22.2543</b>

D'après cette évaluation technique, on peut conclure que tous les cas présentent de bons résultats, en particulier le cas 2, qui est le meilleur de ces derniers d'un point de vue technique. Cependant, le taux de récupération lui seul ne suffit pas pour sélectionner le meilleur scénario de développement. De ce fait, une étude économique s'avère indispensable.

#### e. Evaluation économique

L'étude technique des scénarios de développement nous a donné une idée sur le meilleur scénario pour l'exploitation du champ. Néanmoins, les résultats obtenus ne peuvent être validés qu'après une étude économique comparative des scénarios élaborés.

Les résultats de l'évaluation économique des cas de l'injection WAG sont présentés dans les tableaux dans les pages suivantes :

Tableau 5.30. Résultats de l'évaluation économique du scénario WAG – cas 1.

Production totale d'huile (bbl)	Production totale de gaz (m3)	fraction CO2	Production totale sans CO2 (m3)	Prix du Baril (\$/bbl)	Prix du gaz (\$/m3)	Revenus (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Injection totale de gaz (10 <sup>6</sup> m3)	dépenses (\$)	bénéfices (\$)
702622996	2.1347E+11	0.5454	97045280400	50	0.28	62303828320	526525376	13870000	172796500	62131031820
702622996	2.1347E+11	0.5454	97045280400	60	0.28	69330058282	526525376	13870000	172796500	69157261782
702622996	2.1347E+11	0.5454	97045280400	70	0.28	76356288244	526525376	13870000	172796500	76183491744
702622996	2.1347E+11	0.5454	97045280400	80	0.28	83382518205	526525376	13870000	172796500	83209721705

Tableau 5.31. Les résultats de l'évaluation économique du scénario WAG – cas 2.

Production totale d'huile (bbl)	Production totale de gaz (m3)	fraction CO2	Production totale sans CO2 (m3)	Prix du Baril (\$/bbl)	Prix du gaz (\$/m3)	Revenus (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Injection totale de gaz (10 <sup>6</sup> m3)	dépenses (\$)	bénéfices (\$)
733305553	2.1387E+11	0.53061	1.0039E+11	50	0.28	64774052299	711774927	2187000	178882000	64595170299
733305553	2.1387E+11	0.53061	1.0039E+11	60	0.28	72107107826	711774927	2187000	178882000	71928225826
733305553	2.1387E+11	0.53061	1.0039E+11	70	0.28	79440163353	711774927	2187000	178882000	79261281353
733305553	2.1387E+11	0.53061	1.0039E+11	80	0.28	86773218880	711774927	2187000	178882000	86594336880

Tableau 5.32. Les résultats de l'évaluation économique du scénario WAG – cas 3.

	Production totale d'huile (bbl)	Production totale de gaz (m3)	fraction CO2	Production totale sans CO2 (m3)	Prix du Baril (\$/bbl)	Prix du gaz (\$/m3)	Revenus (\$)	Injection totale d'eau (bbl)	Injection totale de gaz (10 <sup>6</sup> m3)	dépenses (\$)	bénéfices (\$)
730902778	2.1379E+11	0.53067	1.0034E+11	50	0.28	64639772496	711340918	2190000	777068918	63862703578	
730902778	2.1379E+11	0.53067	1.0034E+11	60	0.28	71948800273	711340918	2190000	777068918	71171731355	
730902778	2.1379E+11	0.53067	1.0034E+11	70	0.28	79257828049	711340918	2190000	777068918	78480759131	
730902778	2.1379E+11	0.53067	1.0034E+11	80	0.28	86566855826	711340918	2190000	777068918	85789786908	

**f. Synthèse de l'évaluation économique du scénario d'injection WAG**

Le tableau ci-dessous représente une synthèse de l'évaluation économique des cas d'injection WAG (cas prix du baril = 50\$) :

*Tableau 5.33. Synthèse de l'évaluation économique du scénario 3 (Injection WAG).*

<b>Cas</b>	<b>Bénéfices</b>	<b>Rentabilité</b>
<b>Cas 1</b>	62131031820	Rentable
<b>Cas 2</b>	64595170299	Rentable
<b>Cas 3</b>	63862703578	Rentable

Les résultats de l'évaluation économique approximative montrent que tous les cas sont rentables, cependant le deuxième cas (un WAG sous 6 mois d'intervalle précédé d'une période d'injection d'eau) est le meilleur de ces derniers par rapport aux bénéfices.

**5.2.5 Conclusion : Synthèse des résultats des 4 scénarios**

Le tableau suivant représente les résultats des meilleurs cas de chaque scénario (cas prix du baril = 50\$) :

*Tableau 5.34. Synthèse des résultats des 4 scénarios.*

<b>Scénarios</b>	<b>Taux de récupération</b>	<b>Bénéfices</b>
<b>Scénario 0</b>	<b>16.47</b>	52534380134
<b>Scénario 1 – Cas 4</b>	<b>20.1156</b>	58026730569
<b>Scénario 2 – Cas 1</b>	<b>18.6453</b>	54978565443
<b>Scénario 3 – Cas 2</b>	<b>22.3428</b>	64595170299

D'après l'étude technico-économique réalisée, on conclut que la méthode de récupération la plus adéquate et la plus rentable pour ce champ synthétique de Gullfaks est l'injection d'eau alternée par le gaz (WAG) sous un cycle de 6 mois pour chaque phase, précédée d'une période d'injection d'eau.

## 6. Conclusion générale

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous avons réalisé une étude sur l'efficacité du WAG (l'injection alternative d'eau et de gaz), où l'objectif été d'optimiser 3 paramètres de cette dernière, en l'occurrence, les débits d'injection des 2 phases, eau et gaz, et le cycle sous lequel on les injectera dans le réservoir synthétique de Gullfaks.

Les scénarios prévisionnels développés ont tous montré de bons résultats en termes de taux de récupération. Comme l'objectif reste toujours de maximiser le gain, notre étude technique est complétée par une étude économique.

Sur la base des résultats de cette étude, nous pouvons conclure que la méthode d'injection WAG améliore le taux de production (comparé à la production naturelle, l'injection de gaz et celle d'eau), on a aussi constaté que le meilleur scénario de production de notre réservoir est l'injection WAG fonctionnant avec 6 mois de gaz suivis de 6 mois d'eau précédé d'une durée d'injection d'eau seule.

On a aussi remarqué que, plus le débit d'injection augmentait plus on a une meilleure récupération d'huile, cependant, ce n'est pas toujours le cas, lorsque l'on a un grand Water-Cut (Cas d'injection d'eau) ou un grand GOR (cas d'injection de gaz). L'injection WAG nous permet de remédier à ce problème puisqu'on pourra contrôler plus facilement les contraintes de production (GOR et le Water-Cut).

Le résultat de l'étude économique de l'injection de gaz seul a montré que le cas 1 est le meilleur des scénarios en dépit de son taux de récupération. Par conséquent, on conclut que peut import le taux de récupération atteint dans les prévisions, l'étude économique reste l'élément décisif pour chaque plan de développement.

### Recommandations

D'après notre étude, on peut citer les recommandations suivantes :

- Dans le cas du WAG tertiaire, il est préférable d'injecter de grandes quantités d'eau avant l'implantation du processus WAG.
- Si on a un puits produisant de grandes quantités d'eau, on recommande d'utiliser le mécanisme d'activation des puits « Gas-Lift » pour alléger la colonne de production.
- De même, si on a un puits avec un fort GOR (produisant de grandes quantités de gaz), il est préférable de diminuer le débit de production de ce puits pour éviter de produire plus de gaz.

## Bibliographie

- [1] A. M. Alamooti and F. K. Malekabadi, *An Introduction to Enhanced Oil Recovery*, no. April. Elsevier Inc., 2018.
- [2] Tarek Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 2nd ed. Boston : Gulf Professional Pub, 2011.
- [3] Revotech, “Reservoir depletion concepts in oil and gas production.” <https://www.i2g.cloud/reservoir-depletion-concepts-in-oil-and-gas-production/>.
- [4] M. S. and S. I. Lezorgia Nekabari Nwidee, Stephen Theophilus, Ahmed Barifceni, “Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) - a Practical Overview,” in *EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements*, 2016.
- [5] Mémoire de fin d'étude M. L. Sahraoui, A. Belkanichi, A. Lagra, “Choix de l'Application de la Methode (WAG) Dans la Zone 19 Hassi Messouad », 2016.
- [6] A. Y. G. K. A. B. ; A. Zhubanova, “Microbial Enhanced Oil Recovery.” <https://www.intechopen.com/chapters/51915>.
- [7] N. ENERGY, “Gulfaks Oil and Gas Field, North Sea.” <https://www.nsenergybusiness.com/projects/gulfaks-oil-and-gas-field-north-sea/>.
- [8] H. Agustsson, L. K. Stroenen, and O. A. Solheim, “Gulfaks Field: creating value by means of a multidisciplinary reservoir management approach,” *Proc. Annu. Offshore Technol. Conf.*, vol. 1, pp. 105–114, 1999, doi: 10.4043/10739-ms.
- [9] S. Talukdar and R. Instefjord, “Reservoir Management of the Gulfaks Main Field,” *Group*, no. June 2008, pp. 9–12, 2008, [Online]. Available: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-113260-MS&ocietyCode=SPE>.
- [10] H. Fossen and J. Hesthammer, “Structural geology of the Gulfaks Field, northern North Sea,” *Geol. Soc. Spec. Publ.*, vol. 127, pp. 231–261, 1998, doi: 10.1144/GSL.SP.1998.127.01.16.
- [11] Nait Amar, M., Zeraibi, N., & Redouane, K. (2018). Optimization of WAG Process Using Dynamic Proxy, Genetic Algorithm and Ant Colony Optimization. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 43(11), 6399–6412. <https://doi.org/10.1007/s13369-018-3173-7>
- [12] Afzali, S., Ghamartale, A., Rezaei, N., & Zendeboudi, S. (2020). Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects. *Fuel*, 263(October), 116362. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116362>
- [13] Samba, M. A. (2015). Literature Review of Water Alternation Gas Injection. *Jurnal of Earth Energi Engineering*.

- [14] Fabusuyi, J. (2015). *Optimization of a Water Alternating Gas Injection Compositional fluid flow simulation with Water Alternating Gas Injection optimization on the upscaled synthetic reservoir CERENA-I. October.*
- [15] Drid, N., & Tiab, D. (2004). *The Performance of WAG in a Stratified Reservoir, Hassi-Messaoud Field, Algeria.* 1–10. file:///C:/Users/omid shahrokhi/Old DB/EndNoteData/My EndNote Library.Data/PDF/00088482[1] 2189644563/00088482[1].pdf%0Afile:///C:/Users/omid shahrokhi/Old DB/EndNote Data/My EndNote Library.Data/PDF/00088482[1]-1975100681/00088482[1].pdf
- [16] Lee, K. S., Cho, J., & Lee, J. H. (2020). CO<sub>2</sub> storage coupled with enhanced oil recovery. In *CO<sub>2</sub> Storage Coupled with Enhanced Oil Recovery*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-41901-1>
- [17] Kriat, M. A., “Evaluation du processus d’injection WAG miscible au niveau du champ EKT d’El Merk -Bassin de Berkine-”. Mémoire de magister. 2015.