

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



**Université M'Hamed Bougara - Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Département Gisements Miniers et Pétroliers**



**Mémoire de Fin d'Etude**  
**En vue de l'obtention du Diplôme :**

# **MASTER**

Présenté par

BOULARES Lyna

MECHEHOUD Khoula

**Filière :** Hydrocarbures

**Spécialité :** Génie pétrolier, Production des Hydrocarbures

## **Thème**

---

**Allocation optimale des débits de gaz dans clusters de puits en gas lift via  
Machine Learning**

---

**Devant le jury composé :**

GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Président
ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Encadreur
SAIFI Redha	MCB	UMBB	Examineur
KADI Rabeh	Docteur	UMBB	Co-encadrant

**Année universitaire : 2023/2024**

# *Remerciement*

Tout d'abord, nous remercions Dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de nous avoir éclairé dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il nous réserve pour l'avenir.

Le présent projet n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante, la compréhension et le dévouement d'un certain nombre de personnes, qui par leur présence et leurs conseils, nous ont apporté leur soutien chacun à sa manière. Nous les en remercions vivement.

Nous exprimons notre profonde gratitude et nos remerciements à :

Notre encadrant : Mr. ZERAIBI Noureddine, qui nous a énormément aidé au cours de la préparation du mémoire, mais aussi pour sa disponibilité, sa bienveillance, son soutien permanent, son aide, sa gentillesse et ses qualités humaines.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation.

Mes sincères remerciements à tous les personnels de CRD et en particulier Mr. KADI Rabeh pour son soutien, son temps précieux qu'il nous a consacrés et pour nous avoir aidé à la réalisation de ce mémoire, Mm ZAÏTER Zineb pour ses orientations, ses conseils, ses explications, ses critiques constructives et son aide.

Enfin, Nous adressons toute notre gratitude à toutes les personnes qui nous ont aidés dans la réalisation de ce travail.

# *Dédicaces*

*A dieu source de toute connaissance*

*Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers*

## *A mes chers parents*

*Aucune dédicace ne saurait exprimer pleinement le respect, l'amour éternel et la profonde considération que je ressens pour les sacrifices que vous avez consentis pour mon instruction et mon bien-être.*

*Je vous remercie du fond du cœur pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance. Votre bénédiction a été et sera toujours une source de force pour moi, et j'espère qu'elle m'accompagnera tout au long de ma vie.*

## *A mes chers frères Islam, Kheireddine et Ahmed*

*Vous êtes toujours dans mon cœur. Je vous remercie d'être l'épaule sur laquelle je peux toujours compter.*

*Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de sante et de réussite.*

## *A mes chères copines*

*A travers les rires partagés, les moments de complicité et le soutien indéniable, vous avez enrichi chaque instant de ma vie.*

*Ikram, khaoula, Rawya, Nihel, Youssra, Nardjes et Halla et toutes qui ont partagé mon parcours d'études et de vie.*

*Cette thèse est dédiée à notre amitié, symbole de force, de joie, et d'inspiration.*

## *A ma binôme Khoula*

*Un grand merci pour son travail remarquable sur ce projet. Son expertise, sa persévérance et son sens de l'humour ont rendu cette expérience enrichissante et agréable.*

*Lyna*

# *Dédicaces*

*À Dieu, source de toute connaissance et sagesse,  
Du fond de mon cœur, j'offre ce travail à tous ceux qui me sont précieux*

## *À mes parents*

*Aucune dédicace, aucun mot ne pourrait exprimer à leur juste valeur la gratitude et l'amour que je vous porte, Je mets entre vos mains, le fruit de longues années d'études, de longs mois de distance de votre amour de votre tendresse, de longs jours d'apprentissage. Votre soutien et votre encouragement m'ont toujours donné de la force pour persévérer et pour prospérer dans la vie. Chaque ligne de cette thèse chaque mot et chaque lettre vous exprime la reconnaissance, le respect, et le merci d'être toujours là pour moi.*

## *À mes chères sœurs, Anfel et Fatima*

*Qui sont mes meilleures amies, merci pour votre soutien constant, votre humour Contagieux et votre présence réconfortante. Vous êtes ma source de joie et de bonheur, et je suis fière de vous avoir dans ma vie.*

## *À mon petit frère Mohamed,*

*Qui remplit ma vie de tant de bonheur et de joie. Ta joie, ton sourire, jamais pareils, Chaque instant avec toi, une douce prière. Fière de toi mon héros.*

## *À mes amies, Lyna, Ikram, Rawya, Hadil, Yousra, Nihel, Amina, Aïcha,*

*Qui ont été mes piliers dans les mon difficiles et mes partenaires de fête dans les moments de joie, merci pour votre amitié sincère, votre soutien et votre amour inconditionnel.*

## *À ma binôme Lyna*

*Qui est devenue une amie chère et collaboratrice talentueuse, merci pour notre collaboration fructueuse notre amitié. Tu as été une source d'inspiration et de motivation pour moi tout au long de ce parcours.*

*Au-delà des noms cités, il existe un cercle précieux de personnes qui ont joué un rôle significatif dans mon parcours. Je vous exprime reconnaissante pour votre présence et votre soutien qui ont marqué positivement ma vie.*

***Khoula***

## **Résumé**

Cette étude explore l'optimisation de l'allocation du gas lift afin de maximiser la production de pétrole dans un champ multi-puits. Notre approche combine des méthodes analytiques traditionnelles avec des techniques avancées de machine learning, telles que le Perceptron Multicouche (MLP) et le Gradient Boosting, pour modéliser les courbes de performance du gas lift et prédire les taux d'injection de gaz optimaux. En utilisant des méthodes d'optimisation comme Sequential Least Squares Programming (SLSQP), nous allouons le gaz de manière efficace à travers les différents puits, tout en tenant compte des contraintes de ressources disponibles. Cette intégration de modèles prédictifs et d'optimisation vise à améliorer significativement l'efficacité de la production pétrolière et à offrir une solution robuste aux défis opérationnels dans l'industrie pétrolière.

## **Abstract**

This study explores the optimization of gas lift allocation to maximize oil production in a multi-well field. Our approach combines traditional analytical methods with advanced machine learning techniques, such as Multilayer Perceptron (MLP) and Gradient Boosting, to model gas lift performance curves and predict optimal gas injection rates. By using optimization methods like Sequential Least Squares Programming (SLSQP), we efficiently allocate gas across different wells while considering available resource constraints. This integration of predictive models and optimization aims to significantly enhance oil production efficiency and provide a robust solution to operational challenges in the oil industry.

### **Les mots clés :**

Gas-Lift, GLPC, MLP, Gradient Boosting, optimization, allocation, SLSQP

# Liste des figures

---

## Liste des figures

FIGURE I - 1: GAS LIFT CONTINUE ET INTERMITTENT.....	7
FIGURE I - 2: GAS LIFT DIRECT.....	7
FIGURE I - 3: GAS-LIFT INVERSE.....	8
FIGURE I - 4: AUTO GAS LIFT.....	9
FIGURE II - 1: L'ÉCOULEMENT DES EFFLUENTS LORS DE LA PRODUCTION.....	13
FIGURE II - 2: SYSTÈME DE PRODUCTION.....	14
FIGURE II - 3: POSITION DES NŒUDS LES PLUS UTILISE.....	15
FIGURE II - 4: POINT DE FONCTIONNEMENT.....	17
FIGURE II - 5: L'EFFET DE CHANGEMENT DU DIAMETRE DE TUBING (NŒUD AU SEPARATEUR).....	18
FIGURE II - 6: EFFET DE CHANGEMENT DU DIAMETRE DES FLOWLINES (NŒUD AU SEPARATEUR).....	19
FIGURE II - 7: EFFET DE CHANGEMENT DU DIAMETRE DE TUBING (NŒUD AU FOND DU PUIITS).....	20
FIGURE II - 8: PERFORMANCES LIMITEES PAR UN DIAMETRE DE TUBING REDUIT.....	20
FIGURE II - 9: PERFORMANCES LIMITEES PAR L'INFLOW.....	21
FIGURE II - 10: EFFET DU DIAMETRE DE TUBING SUR L'OUTFLOW.....	21
FIGURE II - 11: SELECTION DU DIAMETRE OPTIMAL DU TUBING ET SON EFFET SUR LE DEBIT.....	22
FIGURE II - 12: EFFET DU DEBIT DE GAZ INJECTE SUR L'OUTFLOW.....	22
FIGURE II - 13: EFFET DU DEBIT DE GAZ INJECTE SUR LE DEBIT D'HUILE.....	23
FIGURE II - 14: EFFET DE LA DENSITE DES PERFORATIONS SUR L'INFLOW.....	24
FIGURE II - 15: EFFET DE LA DENSITE DE PERFORATIONS SUR LE DEBIT.....	24
FIGURE II - 16: COURBE DE REFERENCE DE VOGEL.....	27
FIGURE II - 17: DETERMINATION DE LA CAPACITE DU SYSTEME.....	32
FIGURE II - 18: PAS D'INTERSECTION ENTRE L'INFLOW ET L'OUTFLOW.....	33
FIGURE II - 19: DEUX POINTS D'INTERSECTION ENTRE L'INFLOW ET L'OUTFLOW.....	33
FIGURE II - 20: LES TYPES D'ÉCOULEMENTS.....	37
FIGURE II - 21: LES ÉCOULEMENTS VERTICAUX.....	38
FIGURE II - 22: LES ÉCOULEMENTS HORIZONTAUX.....	39
FIGURE II - 23: CARTE DE REGIME D'ÉCOULEMENT POUR L'ÉCOULEMENT HORIZONTALE ET VERTICALE D'UN MELANGE LIQUIDE/GAZ.....	40
FIGURE III - 1: LA COURBE DE PERFORMANCE DU GAS LIFT (GLPC).....	46
FIGURE III - 2: LISSAGE DES DONNEES PAR LA REGRESSION LINEAIRE.....	48
FIGURE III - 3: REPRESENTATION GRAPHIQUE D'UN ENSEMBLE DE DONNEES AVEC SA COURBE D'AJUSTEMENT.....	49
FIGURE III - 4: UN SCHEMA TRIDIMENSIONNEL, AVEC DEUX PREDICTEURS ET UNE REPONSE, LA LIGNE DE REGRESSION DES MOINDRES CARREES DEVIENT UN PLAN.....	50
FIGURE III - 5: OPTIONS DE MODELISATION DES SCHEMAS DE PUIITS DANS PIPESIM.....	51
FIGURE III - 6: INSERTION DES DONNEES IPR DANS PIPESIM.....	51
FIGURE III - 7: FONCTION DE MODELISATION DE PIPESIM.....	52
FIGURE III - 8: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4 PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.6 UTILISANT LE MODELE CLASSIQUE.....	59
FIGURE III - 9: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.65 UTILISANT LE MODELE CLASSIQUE.....	60

# Liste des figures

---

FIGURE III- 10: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4 PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.7 UTILISANT LE MODELE CLASSIQUE.....	61
FIGURE III- 11: COURBE DE LA PROPORTIONNALITE DES DONNEES PREDITES ET DES DONNEES ACTUEL POUR CHAQUE PUIITS.....	62
FIGURE III- 12: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4 PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.6 UTILISANT LE MODELE MLP CLASSIQUE.....	64
FIGURE III- 13: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4 PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.65 UTILISANT LE MODELE MLP.....	65
FIGURE III- 14: VISUALISATION DES COURBES GLPC POUR LES 4 PUIITS AVEC DIFFERENTES PRESSIONS DE DENSITE 0.7 UTILISANT LE MODELE MLP.....	66
FIGURE III- 15: COURBES DE PROPORTIONNALITES ENTRE LES DONNEES PREDITES ET ACTUELS DU TRAIN ET TEST SET POUR CHAQUE PUIITS POUR LE MODELE MLP.....	67
FIGURE III- 16: COURBES DE PROPORTIONNALITES ENTRE LES DONNEES PREDITES ET ACTUELS DU TRAIN ET TEST SET POUR CHAQUE PUIITS POUR LE MODELE GRADIENT BOOSTING.....	69
FIGURE IV- 1: VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 1500 ET LA DENSITE 0.6.....	79
FIGURE IV- 2:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2000 ET LA DENSITE 0.6.....	80
FIGURE IV- 3:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2500 ET LA DENSITE 0.6.....	80
FIGURE IV- 4:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3000 ET LA DENSITE 0.6.....	81
FIGURE IV- 5 :VISUALISATION DES GLPC EN UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3500 ET LA DENSITE 0.6.....	82
FIGURE IV- 6: VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 4000 ET LA DENSITE 0.6.....	82
FIGURE IV- 7:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 1500 ET LA DENSITE 0.65.....	83
FIGURE IV- 8:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2000 ET LA DENSITE 0.65.....	84
FIGURE IV- 9:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2500 ET LA DENSITE 0.65.....	84
FIGURE IV- 10:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3000 ET LA DENSITE 0.65.....	85
FIGURE IV- 11:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3500 ET LA DENSITE 0.65.....	86
FIGURE IV- 12:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 4000ET LA DENSITE 0.65.....	86
FIGURE IV- 13:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 1500 ET LA DENSITE 0.7.....	87
FIGURE IV- 14:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2000 ET LA DENSITE 0.7.....	88
FIGURE IV- 15: VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 2500 ET LA DENSITE 0.7.....	88

## Liste des figures

---

FIGURE IV- 16:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3000 ET LA DENSITE 0.7 .....	89
FIGURE IV- 17:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 3500 ET LA DENSITE 0.7 .....	90
FIGURE IV- 18:VISUALISATION DES GLPC UTILISANT GRADIENT BOOSTING POUR LA PRESSION 4000 ET LA DENSITE 0.7 .....	90



# Liste de tableaux

---

---

## Liste de Tableaux

TABLE III- 1: LES PRINCIPALES PROPRIETES DES PUIITS .....	53
TABLE III- 2: LA PLAGE DE VALEURS DES PARAMETRES UTILISE POUR L'ANALYSE DE SENSIBILITE .....	54
TABLE III- 3: LES DIFFERENTES CORRELATIONS UTILISEES PRECEDEMMENT .....	54
TABLE III- 4: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.6 .....	56
TABLE III- 5: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.65 .....	56
TABLE III- 6: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.7 .....	56
TABLE III- 7: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.6 .....	56
TABLE III- 8: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.65 .....	57
TABLE III- 9: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.7 .....	57
TABLE III- 10: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.6 .....	57
TABLE III- 11: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.65 .....	57
TABLE III- 12: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.7 .....	58
TABLE III- 13: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.6 .....	58
TABLE III- 14: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.65 .....	58
TABLE III- 15: LES PARAMETRES OPTIMAUX DES DIFFERENTES PRESSIONS POUR LA DENSITE 0.7 .....	58
TABLE III- 16: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 1500 ET DENSITE 0.6 .....	70
TABLE III- 17: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2000 ET DENSITE 0.6 .....	70
TABLE III- 18: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2500 ET DENSITE 0.6 .....	70
TABLE III- 19: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3000 ET DENSITE 0.6 .....	71
TABLE III- 20: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3500 ET DENSITE 0.6 .....	71
TABLE III- 21: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 4000 ET DENSITE 0.6 .....	71
TABLE III- 22: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 1500 ET DENSITE 0.65 .....	71
TABLE III- 23: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2000 ET DENSITE 0.65 .....	71
TABLE III- 24: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2500 ET DENSITE 0.65 .....	72
TABLE III- 25: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3000 ET DENSITE 0.65 .....	72
TABLE III- 26: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3500 ET DENSITE 0.65 .....	72
TABLE III- 27: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 4000 ET DENSITE 0.65 .....	72
TABLE III- 28: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 1500 ET DENSITE 0.7 .....	73
TABLE III- 29: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2000 ET DENSITE 0.7 .....	73
TABLE III- 30: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 2500 ET DENSITE 0.7 .....	73
TABLE III- 31: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3000 ET DENSITE 0.7 .....	73
TABLE III- 32: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 3500 ET DENSITE 0.7 .....	73
TABLE III- 33: L'EVALUATION DU MODELE POUR LES 4 PUIITS POUR LA PRESSION 4000 ET DENSITE 0.7 .....	74
TABLE IV- 1: L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 1500 .....	79
TABLE IV- 2: L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 2000 .....	79
TABLE IV- 3: L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 2500 .....	80
TABLE IV- 4: L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 3000 .....	81

## Liste de tableaux

---

TABLE IV- 5:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 3500.....	81
TABLE IV- 6:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.6 ET PRESSION 4000.....	82
TABLE IV- 7:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 1500.....	83
TABLE IV- 8: L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 2000.....	83
TABLE IV- 9:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 2500.....	84
TABLE IV- 10:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 3000.....	85
TABLE IV- 11:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 3500.....	85
TABLE IV- 12:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.65 ET PRESSION 4000.....	86
TABLE IV- 13:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 1500.....	87
TABLE IV- 14:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 2000.....	87
TABLE IV- 15:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 2500.....	88
TABLE IV- 16:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 3000.....	89
TABLE IV- 17:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 3500.....	89
TABLE IV- 18:L'ALLOCATION OPTIMALE DU GAZ POUR CHAQUE PUIITS ET SA PRODUCTION D'HUILE RESULTANTE POUR UNE DENSITE DE 0.7 ET PRESSION 4000.....	90

# Table des matières

---

## Table des matières

Résumé.....	i
Liste des figures .....	ii
Liste de Tableaux .....	v
Table des matières.....	vii
Liste des abréviations.....	xi
Introduction générale .....	2
I.1. Introduction.....	4
I.2. Le pompage.....	4
I.3. Le gas lift .....	4
I.3.1. Définition de gas lift .....	4
I.3.2. Le principe de gas lift .....	5
I.3.3. Utilisation ou application du Gas-Lift .....	5
I.3.4. Les types de gas lift .....	6
I.3.4.1. Selon le mode d'injection.....	6
I.3.4.2. Selon le type de complétion .....	7
I.3.4.3. Selon le circuit d'injection en surface .....	8
I.3.5. Principaux paramètres de Gas-Lift .....	9
I.3.6. Processus du Gas-Lift.....	9
I.3.7. Avantages et Inconvénients du Gas-Lift .....	10
I.3.7.1. Avantages du gas lift .....	10
I.3.7.2. Inconvénients du gas lift .....	10
I.4. Conclusion .....	10
II.1. Introduction.....	12
II.2. Analyse nodale.....	13
II.2.1. Système de production.....	13
II.2.2. Concept de l'analyse nodale .....	14
II.2.3. Procédure d'application de l'analyse nodale .....	16
II.2.4. Résolution de problème (analyse nodale).....	17
II.2.5. Paramètres affectant la capacité du système.....	18
II.2.6. Objectifs de l'analyse nodale.....	24

## Table des matières

---

II.3.	Performances des puits .....	25
II.3.1.	Inflow performance .....	25
II.3.2.	Technique de l'indice de productivité .....	26
II.3.3.	Méthode de Vogel .....	27
II.3.4.	Combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique .....	28
II.3.5.	Méthode de Standing .....	28
II.3.6.	Méthode de Fetkovich .....	29
II.3.7.	Tubing Performance Curve (TPC) .....	30
➤	Corrélations des pertes de charges.....	30
II.3.8.	Point de fonctionnement.....	31
II.3.9.	L'effet de débit d'injection de Gas-Lift.....	34
II.4.	Écoulements multiphasiques.....	34
II.4.1.	Introduction .....	34
II.4.2.	Définition.....	34
II.4.3.	Régimes et types d'écoulements.....	35
II.4.3.1.	Types d'écoulements.....	35
II.4.3.2.	Écoulements verticaux .....	38
II.4.3.3.	Écoulements horizontaux .....	39
II.4.3.4.	Variables d'un écoulement diphasique .....	41
II.5.	Conclusion .....	44
III.1.	Introduction.....	46
III.2.	La Courbe de Performance du Gas Lift (GLPC) .....	46
III.2.1.	Définition .....	46
III.2.2.	Modélisation de GLPC .....	47
III.2.3.	Elaboration des courbes de performances de gas lift.....	47
III.2.4.	Les avantages de la GLPC .....	47
III.3.	La régression.....	47
III.3.1.	Définition .....	47
III.3.2.	Régression linéaire.....	48
III.3.3.	Régression linéaire multiple .....	49
III.4.	Ajustement de la courbe.....	51

## Table des matières

---

III.4.1.	Résultats et discussion .....	54
III.4.1.1.	Les modèles classiques .....	54
III.4.1.2.	Les modelés de machine learning.....	63
III.4.1.2.1.	Multi-Layer Perceptron (MLP) .....	63
III.4.1.2.2.	Gradient Boosting .....	68
III.5.	Conclusion .....	74
IV.1.	Introduction.....	76
IV.2.	Approche d’Optimisation Employée : L’Algorithme SLSQP .....	76
IV.3.	Principes de l’allocation optimale.....	77
IV.4.	Résultats : Optimisation de l’Allocation du Gas Lift.....	78
IV.5.	Conclusion .....	91
	Conclusion générale.....	93
	Bibliographie.....	94

# Nomenclatures

---

## • Nomenclatures

- $J$  : Indice de productivité (STB/jour/psi).
- $q_o$  : Est le débit liquide produit (STB/jour).
- $\bar{P}_R$  : La pression moyenne du réservoir (psi).
- $P_{wf}$  : La pression de fond dynamique (psi).
- $\rho_m$  : La masse volumique du mélange (kg/m<sup>3</sup> ou lb/ft<sup>3</sup>).
- $g_c$  : Accélération de gravité (m/s<sup>2</sup> ou ft/s<sup>2</sup>).
- $V_m$  : Vitesse du mélange (m/s ou ft/s).
- $f_m$  : Facteur de friction.
- $N_{Re}$  : Nombre de Reynolds.
- $\varepsilon$  : Rugosité absolue de la paroi interne de la conduite (m ou ft ou pouce).
- $D$  : Diamètre de la conduite (m ou ft ou pouce).
- $\varepsilon/d$  : Rugosité relative de la paroi interne de la conduite.
- $H_L$  : Le liquide holdup.
- $H_g$  : Le gaz holdup.
- $q_{op}$  : L'optimum de débit d'huile (STB/jour).
- $q_{gi}$  : Le débit d'injection de gas lift (STB/jour).
- $\alpha, \beta, \gamma, \lambda$  et  $\delta$  : Les coefficients déterminés par ajustement des données (paramètres à optimiser).
- $Q_{oT}$  : La production totale d'huile (STB/jour).
- $q_{oi}$  : Les débits individuels de production d'huile (STB/jour).
- $Q_{gT}$  : Un vecteur n-dimensionnel ou les composantes sont  $q_{(g,inj)i}$  pour chaque puits (STB/jour).
- $q_{(g,inj)i}$  : Le débit d'injection de gaz du puits i (STB/jour).
- $q_{(g,inj)i,max}$  : Le débit maximal d'injection de gaz du puits i (STB/jour).
- $Q_{g,Disponible}$  : La quantité de gaz disponible (STB/jour).

# Liste des abréviations

---

## • Liste des abréviations

- **GL:** Gas-Lift.
- **SRP:** Sucker Rod Pump.
- **ESP:** Electrical Submersible Pump.
- **HJP:** Hydraulic Jet Pumping.
- **HPP:** Hydraulic Piston Pumping.
- **PCP:** Progressive Cavity Pumping.
- **GOR:** Gas Oil Ratio.
- **IP:** Indice de productivité.
- **IPR:** Inflow Performance Curve.
- **TPC:** Tubing Performance Curve.
- **PR :** Rapport de productivité.
- **FE :** Efficacité d'écoulement.
- **PF :** Point de fonctionnement.
- **GLPC:** Gas Lift Performance Curve.
- **HL:** Holdup Liquid.
- **VLP:** Vertical Lift Performance.
- **GNL :** Gaz naturel liquéfié.
- **GLPC :** La Courbe de Performance du Gas Lift.
- **MCO:** Moindres Carres Ordinaires.
- **RSS:** Residual Sum of Squares.
- **ML :** Machine Learning.
- **RLM :** Régression Linéaire Multidimensionnelle.
- **MLP :** Multi-Layer Perceptron.
- **GB :** Gradient Boosting.
- **IA :** Intelligence Artificielle.
- **ReLU :** Rectified Linear Unit.
- **SLSQP:** Sequential Least Squares Programming.

# **Introduction Générale**



# Introduction générale

---

## Introduction générale

Le Gas lift présente un intérêt majeur dans les gisements de pétrole, car il permet d'optimiser la production en extrayant le maximum d'hydrocarbures disponibles. En injectant du gaz à haute pression dans le puits, cette technique allège la colonne de fluide, réduisant ainsi la pression de fond et facilitant la remontée des hydrocarbures vers la surface. Cette méthode est particulièrement efficace dans les réservoirs où la pression naturelle a diminué avec le temps, rendant l'extraction plus difficile. En maintenant un débit de production optimal, le gas lift prolonge la durée de vie productive des puits et maximise le rendement du gisement, ce qui est crucial dans un contexte de demande énergétique croissante et de nécessité d'optimisation des ressources existantes. De plus, le gas lift permet une gestion flexible et réactive de la production, en s'adaptant aux variations de conditions de réservoir et de marché, assurant ainsi une exploitation plus durable et économique des champs pétrolifères.

Cependant, pour atteindre ces objectifs, il est primordial de choisir des techniques adéquates pour déterminer de manière optimale les débits de gaz à injecter dans chaque puits. Cette optimisation est essentielle pour satisfaire les contraintes sur le débit de gaz disponible. Une allocation efficace du gas lift permet de maximiser la production de pétrole tout en respectant les limitations imposées par les quantités de gaz disponibles, garantissant ainsi une utilisation rationnelle et efficiente des ressources.

De ce fait, notre projet de fin d'études vise à optimiser la répartition du gas lift pour maximiser la production de pétrole dans un champ pétrolier contenant plusieurs puits équipés de gas lift. Nous utilisons à la fois des méthodes classiques et des techniques avancées de machine learning pour la prédiction et des méthodes d'optimisation pour l'allocation du gaz afin de maximiser les taux de production.

Pour atteindre notre objectif, nous avons structuré notre travail suivant le plan :

- **Nécessité du gas lift** : Ce chapitre couvrira tout ce qui concerne le gas lift, y compris son fonctionnement, ses avantages et ses défis.
- **Analyse nodale, performance et écoulements multiphasiques** : Ce chapitre analysera la performance des puits et les écoulements multiphasiques, essentiels pour comprendre l'efficacité du gas lift.
- **Modélisation de la courbe de performance du gas lift.**
- **Allocation optimale des débite de gaz.**

# **Chapitre I**

## **Gas-Lift**

## I.1. Introduction

L'activation des puits est un processus qui vise à améliorer la production de puits qui ne sont plus en mesure de produire suffisamment d'effluent en raison de la perte d'énergie dans le réservoir. Les causes de cette perte d'énergie sont variées, mais la principale est la baisse de la pression statique du réservoir ou l'augmentation du water-cut, qui peut être causée par l'infiltration d'eau de formation ou d'eau injectée. L'activation des puits permet de produire des puits qui ne sont pas éruptifs ou ne produisent pas suffisamment, ce qui concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ces techniques peuvent également s'appliquer aux puits producteurs d'eau destinés à alimenter des utilités ou à maintenir la pression dans le réservoir.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut être nécessaire dès le début de l'exploitation si le gisement ne possède pas suffisamment d'énergie pour faire remonter le fluide à la surface ou si la productivité du puits est jugée insuffisante.

Il existe principalement deux familles de procédés d'activation : le pompage et le gas-lift.

## I.2. Le pompage

Dans le tubing, à une profondeur permettant au fluide de s'y déplacer naturellement, une pompe est installée pour fournir l'énergie nécessaire au fluide refoulé pour continuer son trajet jusqu'à la tête de puits et au centre de traitement. Plusieurs techniques de pompage sont utilisées :

- Le pompage mécanique (pompage à tiges) « Sucker Rod Pump SRP ».
- Le pompage électrique (pompe électrique de fond) « Electrical Submersible Pump ESP ».
- Le pompage hydraulique (pompe à jet) « Hydraulic Jet Pumping HJP » ou (pompe à piston) « Hydraulic Piston Pumping HPP ».
- Le pompage à cavité progressive « Progressive Cavity Pumping PCP ».

## I.3. Le gas lift

### I.3.1. Définition de gas lift

Lorsque la pression de fond de puits est élevée, le réservoir ne peut pas pousser l'effluent vers la surface, donc pour réduire la pression on fait injecter des quantités du gaz à certaines profondeurs, pour alléger la colonne de production et donc réduire la pression de fond du puits. Cette technique s'appelle le gas lift.

L'objectif de gas lift est de produire le maximum avec le minimum des pertes de charge le long de colonne de production.

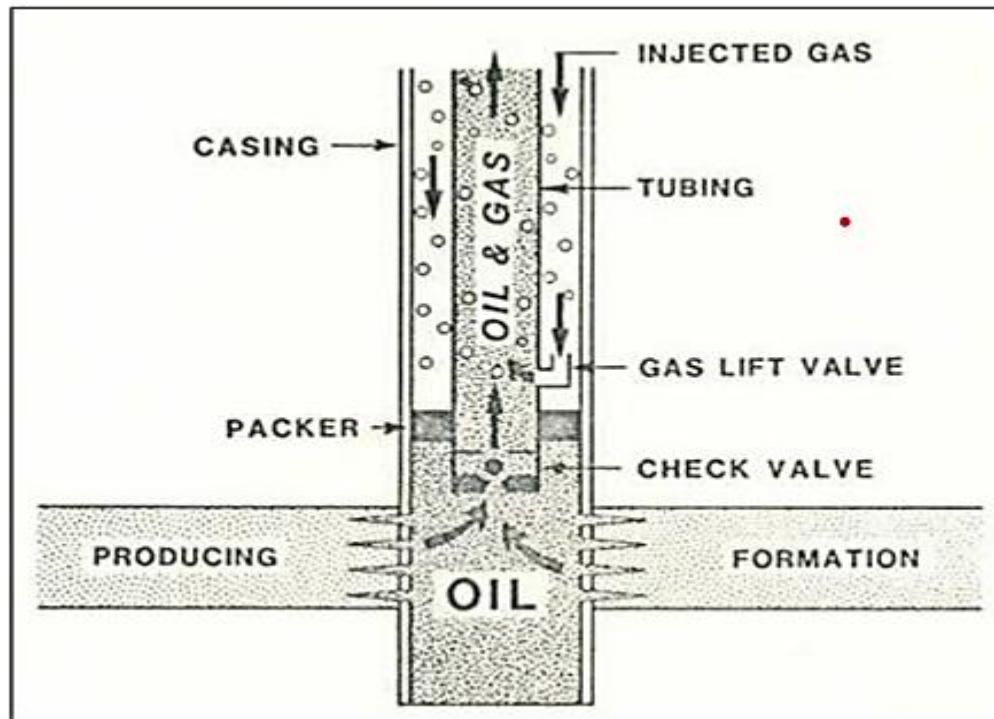


Figure I- 1: Systeme de GL

### I.3.2. Le principe de gas lift

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible, et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique), rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). (1) (2)

### I.3.3. Utilisation ou application du Gas-Lift

Parmi les utilisations du Gas-Lift, on peut citer :

- **Les puits à huile :** Le Gas-Lift est principalement utilisé dans ces puits pour augmenter la production des champs en déclin. Son utilisation s'étend de plus en plus aux puits encore productifs et même aux nouveaux puits.
- **Le démarrage des puits :** Le commencement des puits : Parfois, le Gas-Lift est utilisé spécifiquement pour réactiver un puits inactif qui peut alors reprendre sa production sans nécessiter une incitation de son activité naturelle. Certains puits de gaz sont équipés d'un mandrin de Gas-Lift pour être relancés après que le tubing ait été noyé par l'eau.

## Chapitre I: Gas-Lift

---

- **Les puits à eau :** Ces puits produisent de l'eau des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir pétrolier ou l'usage domestique. Il arrive également que le GL soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence fondamentale entre la conception d'un système de Gas-Lift pour des puits à huile et pour des puits à eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (procédé d'air-lift) pour remonter l'eau en surface.
- **Décharge des puits injecteurs (injector clean up) :** Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation, dans le cas où les installations comprennent une source de gaz à haute pression et si les ont été équipés des mandrins, les opérations de dégorgeement pourront être effectuées par Ga-Lift qui est souvent couplé avec un nettoyage à l'acide. (3) (4)

### I.3.4. Les types de gas lift

#### I.3.4.1. Selon le mode d'injection

Le Gas-Lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

##### ➤ Gas lift continu

La méthode de GL la plus courante dans l'industrie est le gaz à écoulement continu, qui ressemble beaucoup à l'écoulement naturel. Cette technique consiste à injecter du gaz dans le conduit de production à une profondeur maximale en fonction de la pression d'injection et de la profondeur du puits, ce qui augmente le rapport gaz-liquide de la formation. En conséquence, la densité du fluide produit et le gradient de pression d'écoulement du mélange diminuent, ce qui réduit la pression de fond d'écoulement. Cette baisse de pression améliore l'indice de productivité du puits.

##### ➤ Gas lift intermittent

Le gas lift intermittent consiste à injecter du gaz en quantité et à une pression suffisante dans le tubage, en dessous de la colonne de fluide, pour faire remonter le liquide à la surface. Ce processus implique le déplacement périodique du liquide du tubage par injection de gaz haute pression dans le puits. L'avantage du gas lift intermittent par rapport au gas lift continu est la nécessité périodique de gaz haute pression. Cependant, cette méthode ne peut pas produire à un débit volumique élevé par rapport au gas lift à écoulement continu, car le gaz est injecté de manière intermittente sur une période de temps spécifique. (5)

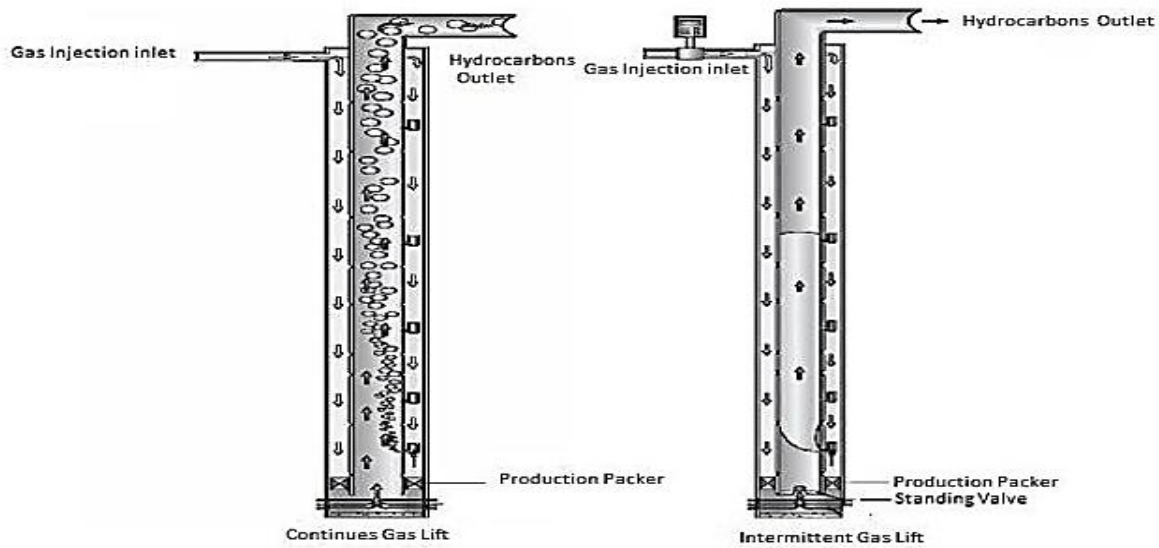


Figure I- 1: Gas lift continue et intermittent

### I.3.4.2. Selon le type de complétion

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être :

#### ➤ Complétions pour Gaz lift direct

L'injection du gaz se fait dans l'espace annulaire entre le tubing et le casing (tubage et cuvelage) du puits, tandis que la production se fait par le tubing. Ce design est le plus courant en raison de sa simplicité et de sa facilité opérationnelle.

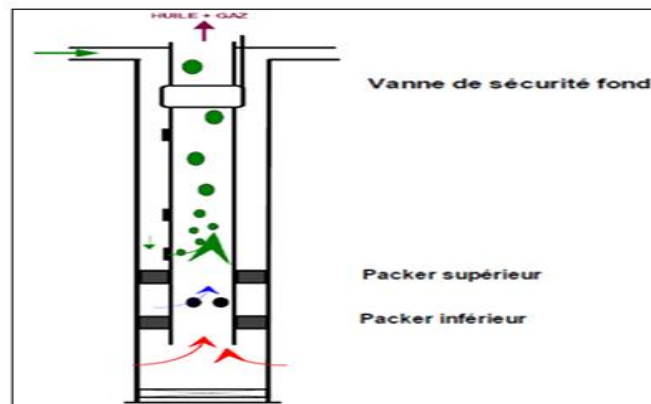


Figure I- 2: Gas Lift direct

# Chapitre I: Gas-Lift

## ➤ Complétion pour Gas-lift inverse (Inverse gas-lift)

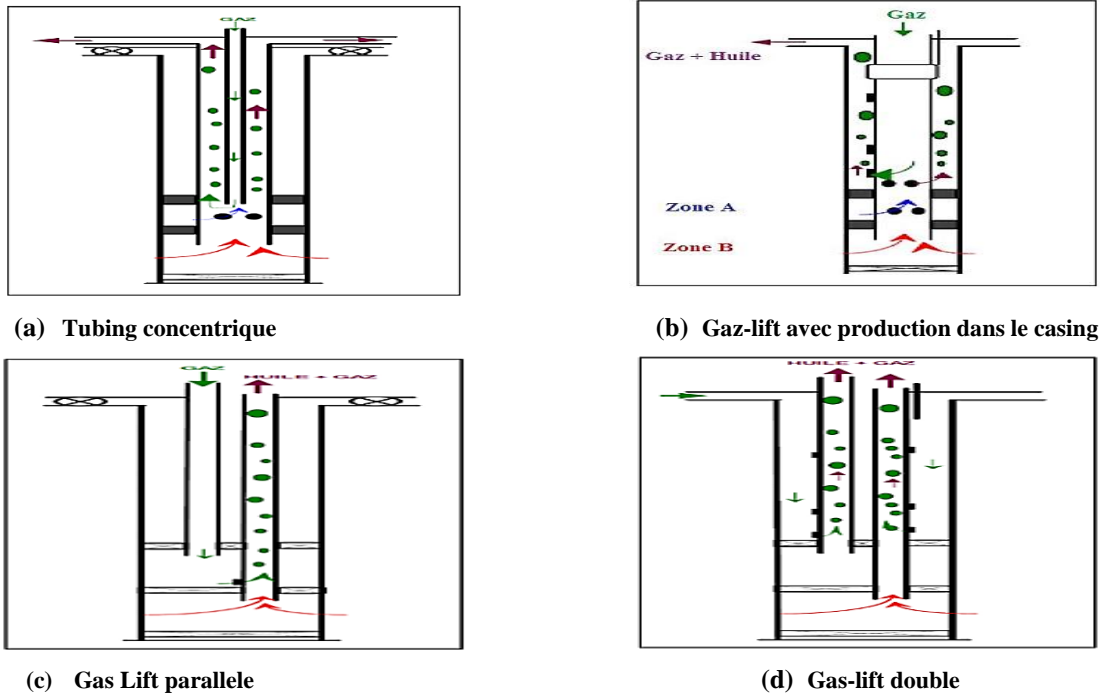


Figure I- 3: Gas-lift inverse

### I.3.4.3. Selon le circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé peut être issu soit du rapport gaz-huile (GOR) du gisement d'huile concerné, soit des puits de gaz disponibles à proximité.

#### ➤ Gas –lift en circuit fermé

Le gaz utilisé est récupéré à la sortie des séparateurs. Après avoir subi divers traitements tels que le dégazolinage et la déshydratation, il est ensuite recomprimé par une série de compresseurs avant d'être réinjecté dans le puits.

#### ➤ Gas - lift en circuit ouvert

Le gas lift en circuit ouvert implique l'injection de gaz provenant d'une source externe, comme le rapport gaz-huile (GOR) d'un autre gisement ou un puits de gaz distinct. Contrairement au circuit fermé, ce mode ne réutilise pas le gaz produit par le puits lui-même. Une fois utilisé, ce gaz peut être soit brûlé à la torche soit commercialisé.

# Chapitre I: Gas-Lift

## ➤ Auto –Gas lift

L'auto-gas lift est une méthode dans laquelle le gaz, provenant d'un réservoir de gaz positionné au-dessus, est employé pour remonter le pétrole contenu dans le réservoir. Ce gaz est introduit dans la colonne de production via des perforations et un dispositif d'injection placé entre deux packers. (3) (6)

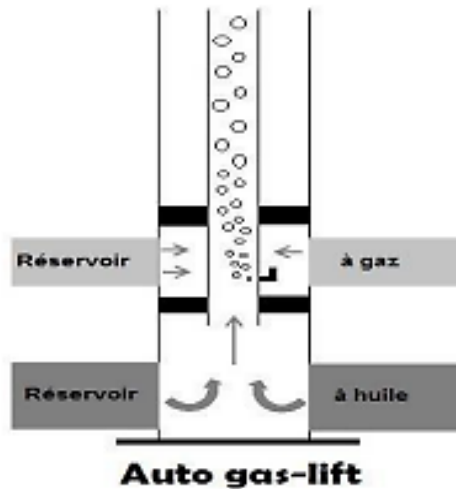


Figure I- 4: Auto Gas Lift

### I.3.5. Principaux paramètres de Gas-Lift

- Pression en tête de puits.
- Pression du gaz injecté.
- Profondeur de l'injection du gaz.
- IP important et effet de skin (High PI and Skin effet). (3)

### I.3.6. Processus du Gas-Lift

Le Gas-Lift est une méthode de production assistée qui imite le processus naturel d'écoulement de l'huile. L'effluent est produit selon différents mécanismes ou une combinaison de ceux-ci, tels que la diminution du gradient dynamique de pression, l'expansion du gaz injecté et le déplacement du fluide par le gaz comprimé.

Lorsque la pression du gaz est appliquée sur l'annulaire, toutes les vannes de GL sont ouvertes, contribuant ainsi au vidage de l'annulaire. À mesure que le gaz atteint chaque vanne, il passe dans le tubing, allégeant la colonne et entraînant un début de débit du puits. Chaque vanne reste ouverte jusqu'à ce que la suivante soit ouverte, assurant ainsi un écoulement progressif du gaz.

Il est crucial que seule la dernière vanne reste ouverte pendant la phase d'exploitation afin d'optimiser l'efficacité de l'injection de gaz. (1)



## Chapitre I: Gas-Lift

---

### I.3.7. Avantages et Inconvénients du Gas-Lift

#### I.3.7.1. Avantages du gas lift

➤ **Flexibilité**

Le gas lift se distingue par sa grande flexibilité, car il peut être adapté à une variété de volumes et de profondeurs de puits.

➤ **Réduction de la densité du mélange**

L'injection de gaz réduit la densité du fluide dans le puits, facilitant ainsi son écoulement vers la surface.

➤ **Adaptabilité aux puits à forte pression statique**

Le gas lift est particulièrement adapté aux puits présentant une forte pression statique au fond.

#### I.3.7.2. Inconvénients du gas lift

➤ **Efficacité relativement faible**

Le gas lift présente une efficacité relativement moindre comparé à d'autres méthodes de levage artificiel.

➤ **Contre-pression élevée**

Une contre-pression élevée peut significativement limiter la production dans le gas lift continu.

➤ **Exigence de données précises pour la conception**

Une bonne conception du gas lift nécessite des données précises.

➤ **Difficulté accrue en raison de la faible gravité et du frottement**

La mise en œuvre du gas lift peut être plus complexe en raison de la faible gravité et du frottement accrus. (3)

### I.4. Conclusion

Après avoir expliqué en détail les principes et les mécanismes du gaz lift, il est clair que cette méthode offre des avantages significatifs pour améliorer la production dans les puits de pétrole et de gaz de même cette technique permet de maintenir et d'augmenter le débit de production en réduisant les problèmes liés à la pression du réservoir et en facilitant l'extraction des hydrocarbures.

Cependant, pour optimiser pleinement les performances du gaz lift, il est nécessaire de passer à la modélisation de ce système afin de simuler les conditions réelles du puits, de prédire les performances du gaz lift et d'identifier les paramètres optimaux pour son fonctionnement.

**Chapitre II :**  
**Analyse nodale, performances**  
**des puits et les écoulements**  
**multiphasique**

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.1. Introduction

Chaque puits de production est foré et équipé d'un système de complétion pour extraire du pétrole, du gaz ou de l'eau depuis le réservoir jusqu'à la surface. Pour atteindre la surface, ces fluides nécessitent l'énergie nécessaire pour surmonter les pertes de charge dans le système de production. Les fluides se déplacent depuis le réservoir (un milieu poreux), à travers le système de conduites (tubage, collecteurs), et finalement vers les séparateurs.

Le système de production peut être simple ou inclure de nombreux composants où se produisent des pertes de charge. La chute de pression des fluides correspond à la somme de toutes les pertes de charge dans le système, et est toujours égale à la pression initiale du fluide (PR) moins la pression finale du fluide (Psep).

Les performances d'inflow et d'outflow du réservoir sont régies par leurs propres lois physiques, mais doivent être égales à un point situé au fond du puits, conformément à la « loi des nœuds » qui stipule que tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui en sort (inflow = outflow). Ainsi, l'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (de la pression statique du réservoir au séparateur) et prévoir le débit. Cette technique d'optimisation permet d'analyser les problèmes de production et d'améliorer les performances du puits. Utilisée intensivement dans les gisements de pétrole et de gaz depuis son introduction par Gilbert dans les années 50, elle combine les capacités du réservoir à produire des fluides vers le fond du puits avec la capacité du tubage à transporter ces fluides jusqu'à la surface.

Une composante cruciale de ce processus est la gestion des écoulements multiphasiques, où les fluides extraits, composés de pétrole, gaz et eau, présentent des défis dus aux interactions complexes entre les phases. Ces interactions influencent les pertes de charge et la chute de pression. L'analyse des écoulements multiphasiques est essentielle pour optimiser la production, prévoir les performances des puits. (7) (8)

**La figure II-1** illustre un schéma simplifié de l'écoulement des effluents lors de la production et des différentes pertes de charge pouvant survenir dans le système, du réservoir au séparateur. Ce processus peut être subdivisé en trois parties :

1. Écoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Écoulement à travers la colonne de production.
3. Écoulement à travers l'équipement de surface.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

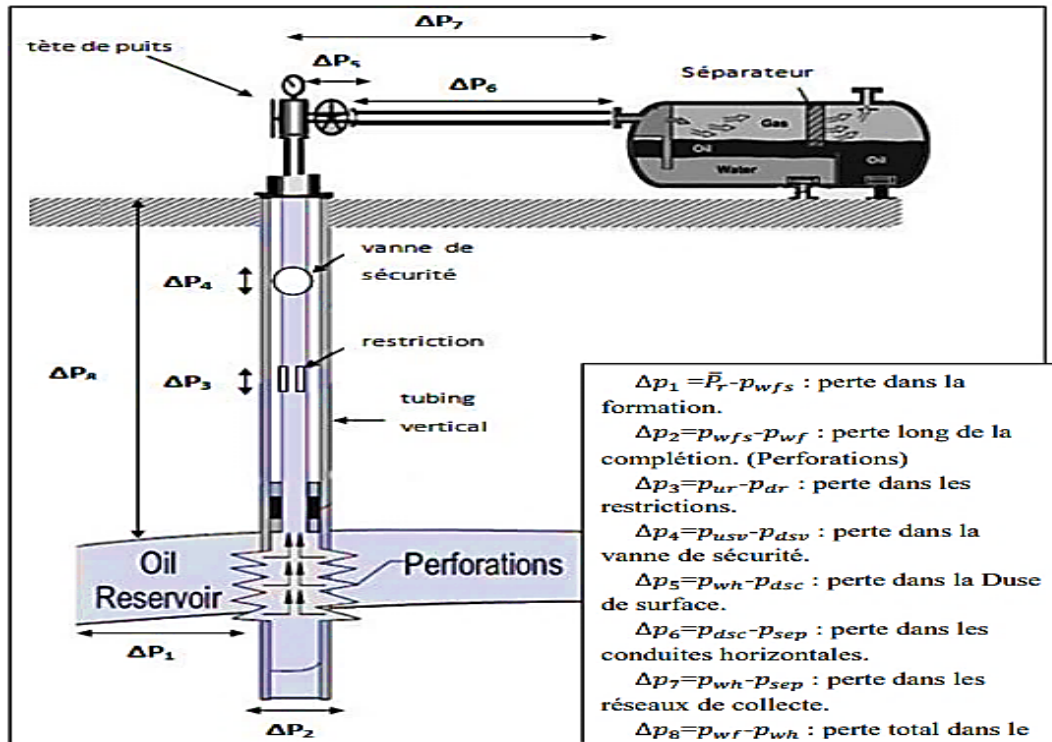


Figure II- 1: L'écoulement des effluents lors de la production

## II.2. Analyse nodale

### II.2.1. Système de production

Le système de production des hydrocarbures représente l'ensemble des composants qui assurent le transport des fluides du réservoir vers la surface, où ils sont séparés en différentes phases (huile, gaz et eau). Les éléments fondamentaux d'un tel système comprennent :

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

1. Le réservoir.
2. La zone proche du puits.
3. La colonne de production.
4. La tête du puits.
5. La duse.
6. Le réseau de collecte.
7. Les équipements de surface tels que les séparateurs, les pompes, les compresseurs, etc.
8. Les bacs de stockage.

Chaque composant du système de production peut être subdivisé en sous-éléments. Par exemple, le chemin d'écoulement à travers le puits peut comprendre :

1. La perforation.
2. Le contrôle des sables.
3. Le tubing.
4. Les vannes de circulation.
5. Les vannes de sécurité de subsurface.
6. La tête de puits.

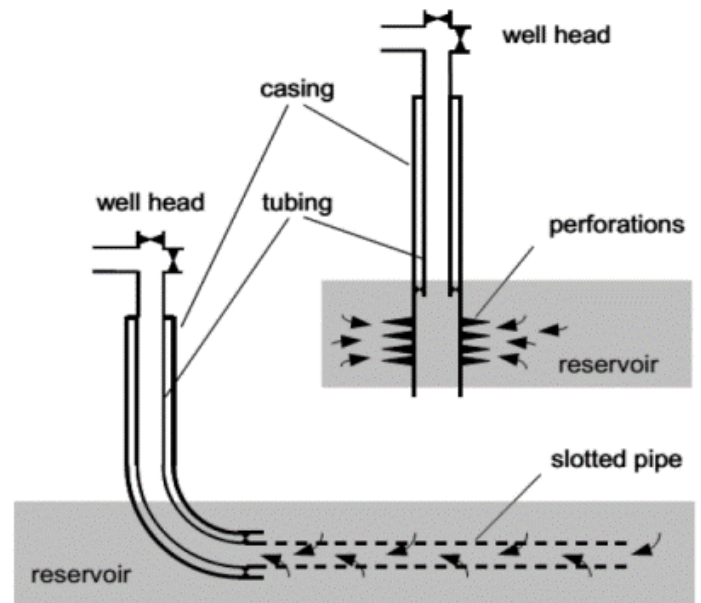


Figure II- 2: Système de production

Pour qu'il y ait production, le gisement doit contenir suffisamment d'énergie pour transporter les fluides du réservoir jusqu'aux installations de traitement en surface. En d'autres termes, la pression de fond doit être inférieure à la pression du gisement. La pression de fond est ainsi déterminée par la contre-pression résultant de l'ensemble du circuit, c'est-à-dire du réservoir jusqu'au séparateur.

### II.2.2. Concept de l'analyse nodale

Pour résoudre les problèmes du système de production, des nœuds sont positionnés dans des parties ou segments distincts, définis par diverses équations ou corrélations. La **Figure II-3** illustre les emplacements de ces différents nœuds. Les nœuds fonctionnels sont identifiés comme tels lorsqu'une différence entre la pression à ce nœud et la pression ou le débit résultant peut être exprimée par une fonction mathématique ou physique spécifique.

Dans un système de production typique, divers composants tels que les conduites, les vannes, les échangeurs de chaleur, les pompes, les séparateurs, etc., sont nécessaires pour transporter les fluides du réservoir au séparateur. Le choix et le dimensionnement de ces composants sont essentiels pour garantir une production efficace et économique.

Cependant, ces composants sont interdépendants et peuvent influencer les performances globales du système. Par exemple, une modification de la chute de pression dans un composant peut affecter

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

la chute de pression dans tous les autres composants du système, ce qui peut avoir un impact sur la production et la rentabilité.

Pour résoudre ce problème, il est crucial d'isoler l'effet de chaque composant sur les performances globales du système. Cela peut être réalisé en utilisant des nœuds fonctionnels, qui représentent des points dans le système où la différence de pression peut être décrite par une fonction mathématique ou physique spécifique. En utilisant cette approche, les ingénieurs peuvent optimiser de manière rentable la performance du système en identifiant et en résolvant les problèmes de manière isolée.

Il est également important de noter que dans un système de production, il existe souvent des pressions qui ne dépendent pas du débit, telles que  $P_r$ ,  $P_{sep}$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est contrôlé par la duse. Ces pressions doivent être prises en compte lors de la conception et du dimensionnement des composants du système pour garantir une production efficace et économique. (9)

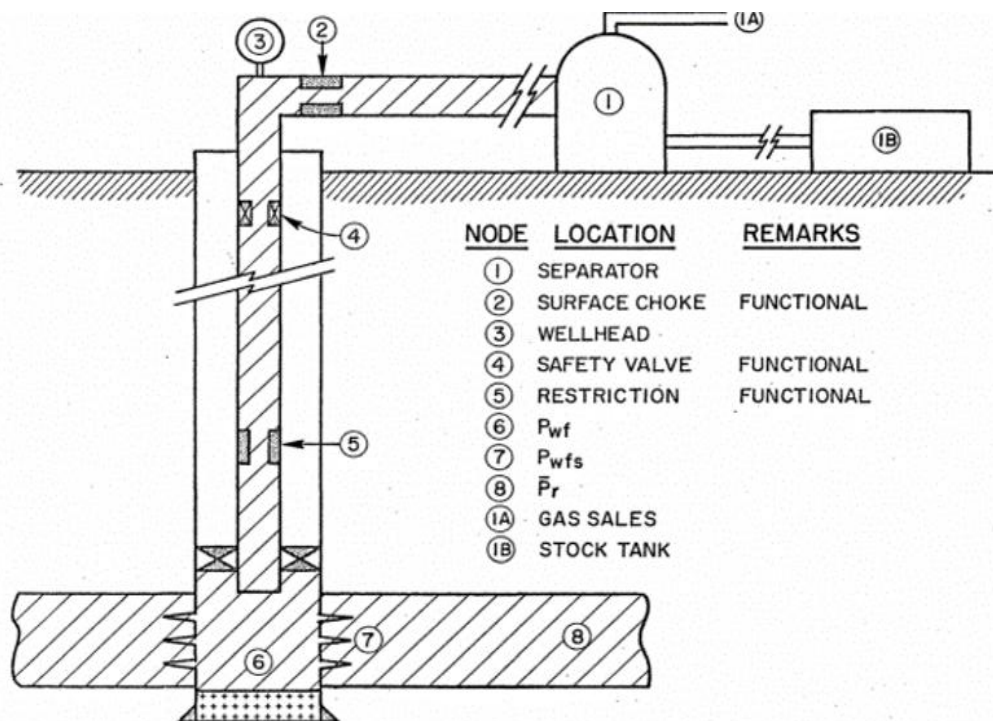


Figure II- 3: Position des nœuds les plus utilisé

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.2.3. Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer les performances des systèmes impliquant plusieurs éléments interagissant entre eux. Cette approche implique de sélectionner un nœud dans le système et de le diviser en deux parties distinctes à ce niveau. Les nœuds utilisés pour cette méthode sont représentés dans **figure II-3**. La section en amont du nœud est appelée la section Inflow, tandis que celle en aval est appelée la section Outflow.

Il est essentiel d'établir une relation entre le débit et la chute de pression pour chaque composant du système. Le débit à travers le système est calculé lorsque deux conditions sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant est égal au débit sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois le nœud sélectionné, la pression à ce niveau est déterminée par :

- Inflow:  $P_{node} = P_r - \Delta p \dots \dots (II-1)$
- Outflow:  $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$  ou  $P_{node} = P_{tete} + \Delta p \dots \dots (II-2)$

La chute de pression dans chaque composant varie en fonction du débit  $q$ . Un graphique de la pression en fonction du débit produit deux courbes qui se croisent à un point, satisfaisant ainsi les deux conditions mentionnées ci-dessus. Ce point correspond au point de fonctionnement du système.

Pour évaluer l'effet de tout changement dans un composant, il est possible de recalculer la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques du composant modifié. Si le changement se produit au niveau des composants en amont, la courbe d'Outflow reste inchangée. Si l'une des deux courbes change, cela entraînera un nouveau point de fonctionnement, ce qui signifie une nouvelle capacité d'écoulement, même si les pressions sont modifiées en raison d'une diminution de la production ou d'un changement des conditions de séparation.

Pour optimiser le système, la procédure suivante est recommandée :

Sélectionner les composants à optimiser.

- Identifier le nœud qui sera affecté par le changement dans le composant choisi.
- Élaborer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow.
- Collecter les données nécessaires pour construire les courbes IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant les courbes d'Inflow ou d'Outflow. (7)

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

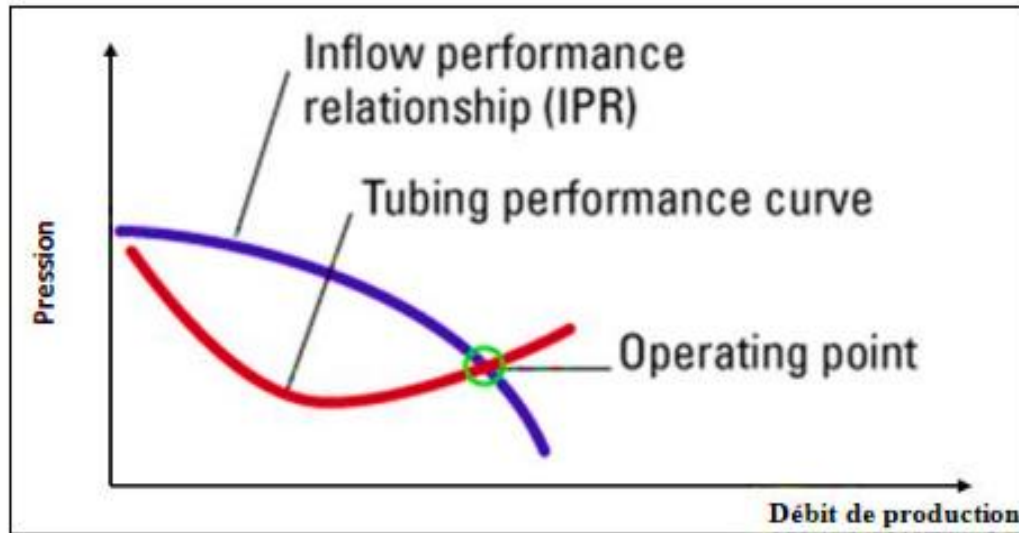


Figure II- 4: Point de fonctionnement

### II.2.4. Résolution de problème (analyse nodale)

La résolution de problème à travers l'analyse nodale implique de diviser le chemin d'écoulement en deux parties qui convergent vers un point appelé nœud. On distingue :

- **L'Inflow** : qui décrit l'évolution de la pression au nœud en fonction du débit calculé à partir de la pression d'entrée du système de production.
- **L'Outflow** : qui représente l'évolution de la pression au nœud en fonction du débit calculé à partir de la pression de sortie du système.

Le système peut être subdivisé en plusieurs parties avec le nœud comme point nodale, notamment :

- L'écoulement dans le milieu poreux.
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé.
- L'écoulement dans une conduite horizontale ou inclinée en surface.

Souvent, le point nodal est choisi au fond du puits (Nœud Pwf), permettant de diviser le système en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud au fond du puits permet d'analyser l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires pour cette analyse incluent :



## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

- La courbe IPR mesurée dans le puits.
- La chute de pression dans le tubing en fonction du débit et du diamètre des tubings.
- La chute de pression dans la collecte en fonction du débit, leurs diamètres et la rugosité.
- La pression du séparateur.

Les équations d'Inflow et d'Outflow permettent de décrire respectivement les performances en amont et en aval du nœud. Les performances de l'inflow sont principalement influencées par les caractéristiques du réservoir, tandis que celles de l'outflow dépendent des équipements de fond et des caractéristiques des conduites, ainsi que des corrélations établies pour l'écoulement des fluides dans ces conduites.

L'analyse nodale vise donc à étudier l'écoulement avant et après le nœud pour prédire le comportement de la pression du puits à un débit donné et optimiser ainsi le système de production. Cette optimisation repose sur la détermination du point de fonctionnement optimal. (10)

### II.2.5. Paramètres affectant la capacité du système

La procédure de l'analyse nodale peut être illustrée plus en détail en considérant le système de production simple et en sélectionnant la tête de puits comme nœud.

L'effet sur la capacité d'écoulement d'une modification de la taille du tubing est illustré sur la **figure II-5**, et l'effet d'une modification de la taille des flowline est illustré sur la **figure II-6**.

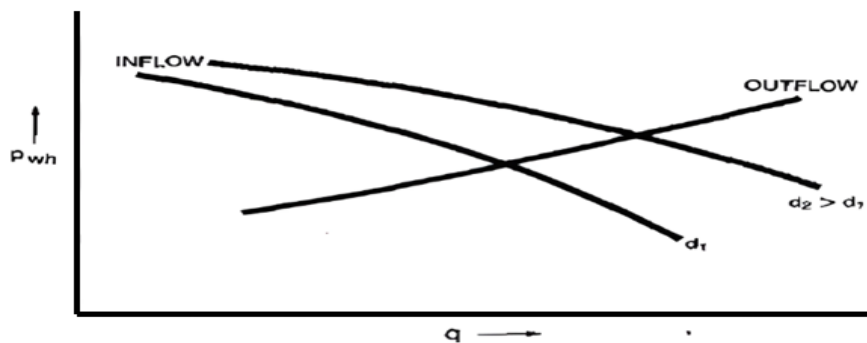


Figure II- 5: L'effet de changement du diamètre de tubing (nœud au séparateur)

L'augmentation de la taille du tubing, tant que celui-ci n'est pas trop gros, a pour effet de donner une pression plus élevée au niveau du nœud ou de la tête de puits pour un débit donné, car la chute de pression dans le tubing sera réduite. Cela déplace la courbe d'entrée vers le haut et l'intersection vers la droite.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

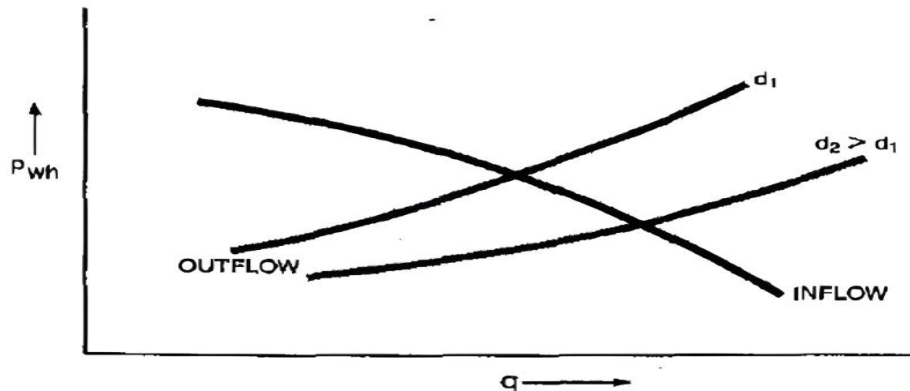


Figure II- 6: Effet de changement du diamètre des flowlines (nœud au séparateur)

Une procédure d'analyse plus fréquemment utilisée consiste à sélectionner le nœud entre le réservoir et le tubing de production, c'est-à-dire au fond du puits. (10)

Ce point est appelé point 6 sur **la figure II-3**, et la pression au nœud est  $P_{wf}$ . La sélection du nœud à ce point divise essentiellement le puits en un composant dominé par le réservoir et un composant dominé par le système d'équipements de production. Les expressions de flux entrant et de flux sortant pour le système simple seront alors :

- Flux entrant vers le nœud :

$$\bar{P}_R - \Delta p_{res} = P_{wf} \dots \dots \text{(II-3)}$$

- Sortie du nœud :

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \dots \dots \text{(II-4)}$$

L'effet d'une modification de la taille du tubing sur la capacité totale du système de production lorsque  $P_{wf}$  est la pression nodale, est illustrée dans **la figure II-7**.

Un système de production peut être optimisé en sélectionnant la combinaison des caractéristiques des composants qui donnera le taux de production maximum pour le coût le

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

plus bas. Bien que la perte de pression globale disponible pour un système  $\bar{P}_R - \Delta p_{sep}$ , puisse être fixée à un moment donné, la capacité de production du système dépend de l'endroit où les pertes de pression se produisent. Si une trop grande chute de pression se produit dans un composant, il se peut que la chute de pression restante soit insuffisante pour assurer un fonctionnement efficace des autres parties du système. Ceci est illustré sur **la figure II-8** pour un système dans lequel le tubing est trop petit. Même si le réservoir peut être capable de produire une grande quantité de fluide, si une trop grande chute de pression se produit dans le tubing, la performance du puits en souffre. Pour ce type de complétion de puits, il est évident que l'amélioration des performances du réservoir par stimulation serait un gaspillage d'efforts si l'on n'installait pas un tubing plus gros. (10)

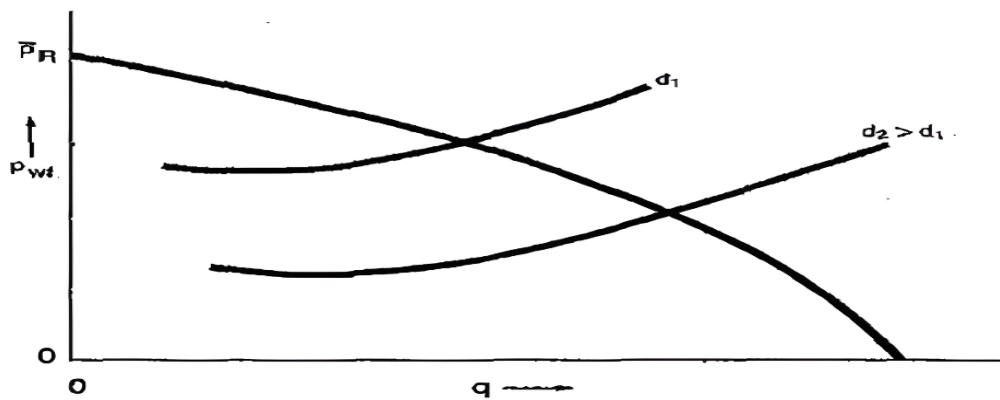


Figure II- 7: Effet de changement du diamètre de tubing (nœud au fond du puits)

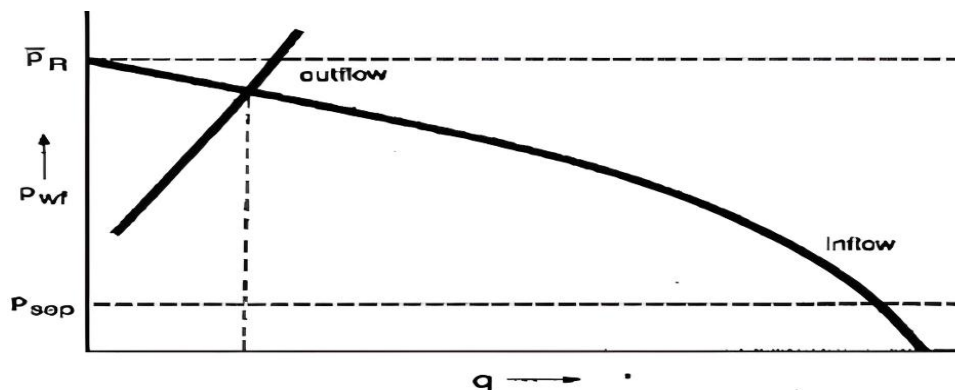


Figure II- 8: Performances limitées par un diamètre de tubing réduit

Un cas dans lequel la performance du puits est contrôlée par le débit entrant « inflow » est illustré à **la figure II-9**. Dans ce cas, la chute de pression excessive pourrait être causée par

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

des endommagements à la formation « skin effect » ou des perforations inadéquates. Il est évident, d'après la représentation graphique, qu'il serait vain d'améliorer les performances du système d'installations (tubings, flowline...) ou de passer en mode production assistée (activation) si les performances de l'écoulement entrant « inflow » n'étaient pas également améliorées. (10)

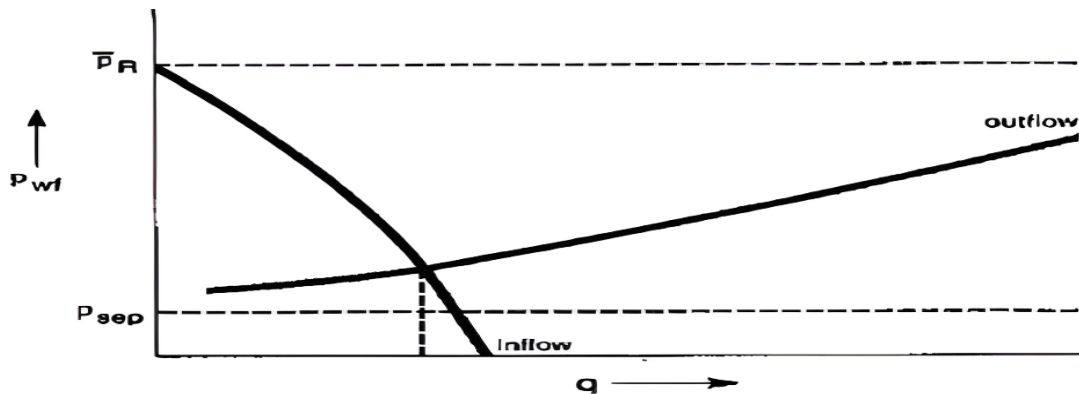


Figure II- 9: Performances limitées par l'inflow

Une augmentation du débit de production obtenue en augmentant la taille du tubing est illustrée dans la figure II-10. Cependant, si le tubing est trop grand, la vitesse du fluide remontant peut-être trop faible pour soulever efficacement les liquides à la surface. Cela peut être dû à des tubings trop gros ou à des taux de production trop faibles. La vitesse du fluide est le taux de production divisé par la section du tubing. Les figures II-10 et II-11 donnent un exemple qualitatif du choix de la taille optimale du tubing. (10)

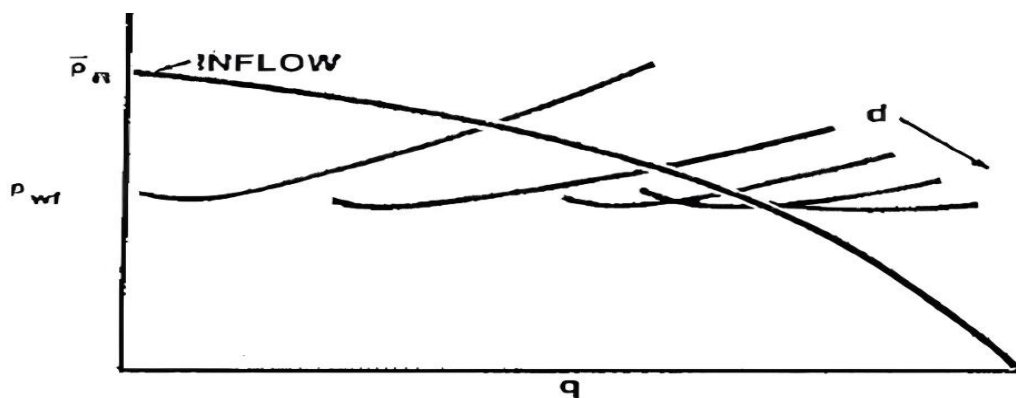


Figure II- 10: Effet du diamètre de tubing sur l'Outflow

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

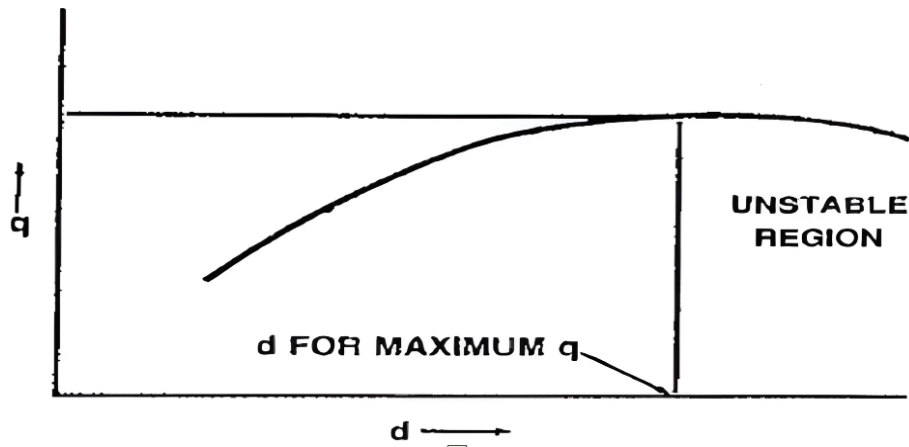


Figure II- 11: Sélection du diamètre optimal du tubing et son effet sur le débit

Au fur et à mesure que la taille du tubing augmente, les pertes par frottement diminuent, ce que se traduit par un  $P_{wf}$  plus faible, et donc un flux entrant plus important. Cependant, à mesure que la taille du tubing augmente, le puits commence à se charger de liquide et le débit devient intermittent ou instable. Au fur et à mesure que le niveau de liquide dans le puits augmente, le puits finit par mourir. La figure II-11 illustre cela graphiquement.

Lorsqu'un puits qui produit des liquides en même temps que du gaz atteint le stade où il ne s'écoulera plus naturellement, il est généralement placé en production assistée par activation, qui sera traitée dans les prochains chapitres, mais un exemple de détermination du débit optimal d'injection de gaz pour un puits activé en gaz lift est illustré aux figures II-12 et II-13. (10)

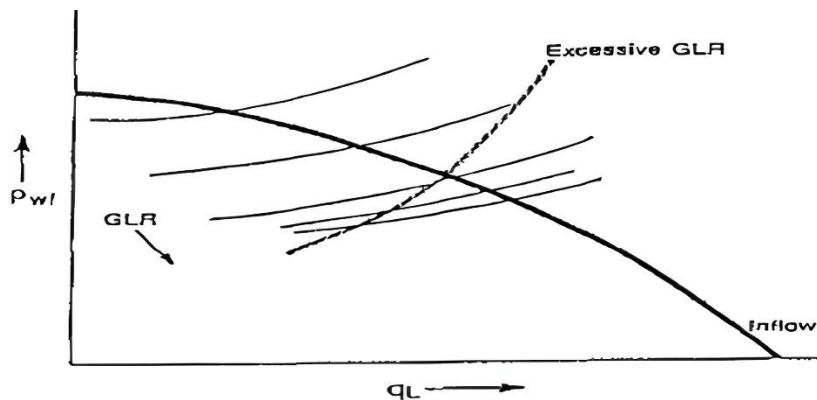


Figure II- 12: Effet du débit de gaz injecté sur l'Outflow

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

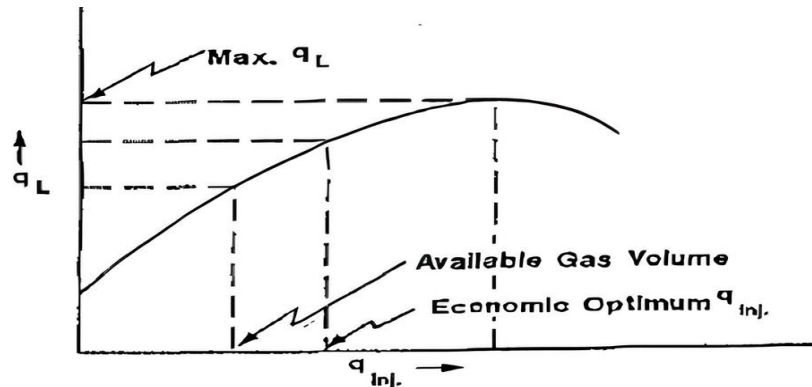


Figure II- 13: Effet du débit de gaz injecté sur le débit d'huile

Le but de l'injection de gaz dans le tubing est de diminuer la densité du mélange gaz-liquide en circulation et, par conséquent, de diminuer la pression requise au fond du trou. Cependant, plus le débit de gaz est élevé, plus la vitesse du fluide et, par conséquent, les pertes par frottement augmentent également. On finit par atteindre un point tel que les pertes par frottement augmentent plus que la densité ou que les pertes hydrostatiques diminuent avec une augmentation du débit de gaz. Ceci peut être déterminé en utilisant l'analyse nodale comme illustré sur **la figure II-12**.

Un graphe du taux de production de liquide par rapport au taux d'injection de gaz peut être construit en lisant les intersections des courbes d'entrée et de sortie pour différents taux d'injection.

Un graphe de ces données est présenté à **la figure II-13**. Cette méthode peut également être utilisée pour répartir le gaz d'injection disponible entre plusieurs puits dans un champ produisant par GL.

Ces dernières années, il a été constaté qu'un nombre insuffisant de perforations peut être très préjudiciable à la performance de certains puits. Si la pression de fond de puits  $P_{wf}$  est choisie comme pression nodale, l'écoulement entrant peut être décomposé en chute de pression à travers la roche réservoir et chute de pression à travers les perforations. L'expression du flux entrant et du flux sortant serait alors constituée :

$$\bar{P}_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{perfos} = P_{wf} \dots \dots (II-5)$$

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \dots \dots (II-6)$$

Comme la chute de pression des perforations est fonction du nombre de perforations ouvertes, ainsi que du taux de production, une courbe d'entrée différente existerait pour chaque densité de perforation. Ceci est illustré qualitativement dans **la figure II-14**.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

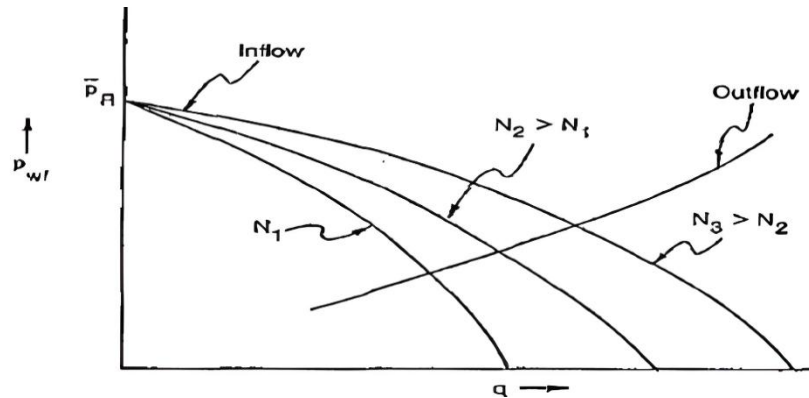


Figure II- 14: Effet de la densité des perforations sur l'Inflow

En augmentant le nombre de perforations, on finit par atteindre un point tel que la chute de pression de la perforation est négligeable, et qu'une nouvelle augmentation de la densité de perforation serait donc inutile. Un graphe du taux de production résultant des différentes densités de perforation, c'est-à-dire l'intersection des différentes courbes d'entrée avec la courbe de sortie, est présenté dans la figure II-15. (10)

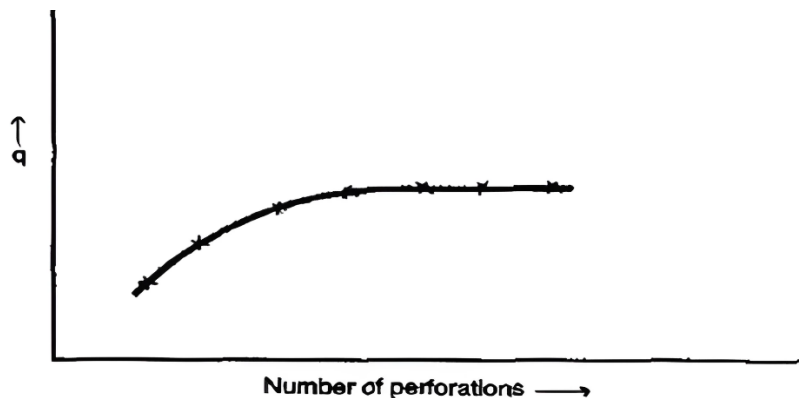


Figure II- 15: Effet de la densité de perforations sur le débit

### II.2.6. Objectifs de l'analyse nodale

Les buts de l'analyse nodale consistent à :

- Estimation du débit de production d'huile ou de gaz d'un puits existant, en prenant en compte les contraintes imposées par la géométrie et la complétion du puits, initialement en considérant l'écoulement naturel.
- Déterminer les conditions d'écoulement (pouvant être liées au temps) sous lesquelles un puits va continuer à produire ou va se tarir.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

- Déterminer le moment optimal pour l'installation d'un système de levage artificiel, qui facilite la sélection de la méthode d'activation.
- Optimisation du système pour atteindre un débit de production cible.
- Vérifier le rôle de chaque composant dans le système de production (et déterminer s'il a un impact significatif sur le taux de production).
  - **Pour les puits en Gas Lift :**
- Évaluer le débit qui peut être obtenu à une pression de tête spécifique.
- Déterminer la quantité optimale de gaz à injecter.
- Déterminer la position optimale de la dernière vanne.
- Calculer le rapport gaz/huile optimal et maximal. (8)

### II.3. Performances des puits

#### II.3.1. Inflow performance

Le réservoir est bien évidemment l'un des composants les plus importants dans le système de production.

Le flux de fluide du réservoir vers le puits est désigné par Gilbert comme la "performance interne" ou "inflow performance", tandis que la relation entre le débit de production et la pression est appelée "Inflow Performance Relationship" (IPR). Il est crucial de ne pas confondre cela avec l'inflow à un nœud spécifique, car l'inflow à un nœud peut inclure le flux à travers d'autres composants du système, en fonction de l'emplacement choisi pour le nœud.

La délivrabilité du réservoir, également appelée "reservoir deliverability", fait référence au débit d'huile ou de gaz pouvant être obtenu à partir d'un réservoir à une pression de fond spécifique. Elle influence le choix des méthodes de complétion et d'activation à utiliser. Avoir une compréhension approfondie de la productivité des réservoirs est crucial pour les ingénieurs de production. (11)

La productivité des réservoirs est influencée par plusieurs facteurs :

- La pression du réservoir.
- La hauteur utile et la perméabilité.
- Le type de la limite et la distance au puits.
- Le rayon du puits.
- Les propriétés des fluides.
- Les conditions des abords du puits.
- Les perméabilités relatives.

Les caractéristiques du réservoir peuvent être représentées mathématiquement en fonction des différents régimes de pression, tels que le transitoire, le permanent et le pseudo-permanent. Pour



## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

chaque régime, une relation analytique entre la pression au fond du puits et le débit de production peut être déduite. Diverses méthodes sont disponibles pour élaborer les courbes de performance en débit (IPR) adaptées à différents types de réservoirs et de fluides. (11)

### II.3.2. Technique de l'indice de productivité

La méthode de l'indice de productivité suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond.

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque PSI du drawdown (chute de la pression de fond).

Le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique.

Pour déterminer la formule de l'IP, on applique l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans le réservoir, l'équation montrée ci-dessous :

$$q = \frac{2\pi r h k d p}{\mu d r} \dots\dots(\text{II-7})$$

L'équation peut s'écrire comme suit :

$$q_o = \frac{2\pi r h k d p}{\mu \beta_o d r} \dots\dots(\text{II-8})$$

$\beta_o$  : Facteur volumétrique de fond.

En intégrant cette équation le long du ray de drainage du puits. L'indice de productivité peut être exprimé par la formule suivante :

$$IP = \frac{h}{(\bar{P}_R - p_{wf}) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{k_o}{\mu_o \beta_o} dp \dots\dots(\text{II-9})$$

Si la fonction  $f(p) = \frac{k_o}{\mu_o \beta_o}$  est indépendante de la pression où qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits pour un écoulement pseudo-permanent, alors la formule de l'indice de productivité devient :

$$J = \frac{0,00708 k_o h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \mu_o \beta_o \ln\left(\frac{0,472 r_e}{r_w}\right)} \dots\dots(\text{II-10})$$

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

Où :

- $J$  : Indice de productivité (STB/D/psi).
- $q_o$  : Est le débit liquide produit (STB par jour).
- $\bar{P}_R$  : La pression moyenne du réservoir (psi).
- $P_{wf}$  : La pression de fond dynamique (psi).
- $\bar{P}_R - P_{wf}$  : Est le draw-down sur la formation (psi).
- $\beta_o$  : Facteur volumétrique de fond [bbl/STB].

Si toutes les variables dans les équations l'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, pourraient être employées pour construire les IPR.

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide). (11)

### II.3.3. Méthode de Vogel

Pour un écoulement diphasique, VOGEL a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond, puis il a tracé la courbe du rapport

$\left(\frac{q_o}{q_{o\max}}\right)$  en fonction du rapport  $\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)$ . Il a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique, montrée ci-dessous :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots(\text{II-11})$$

$q_{o\max}$  : Débit maximal.

Il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est-à-dire pour un débit donné du test.

La nouvelle expression, donc est :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \dots\dots(\text{II-12})$$

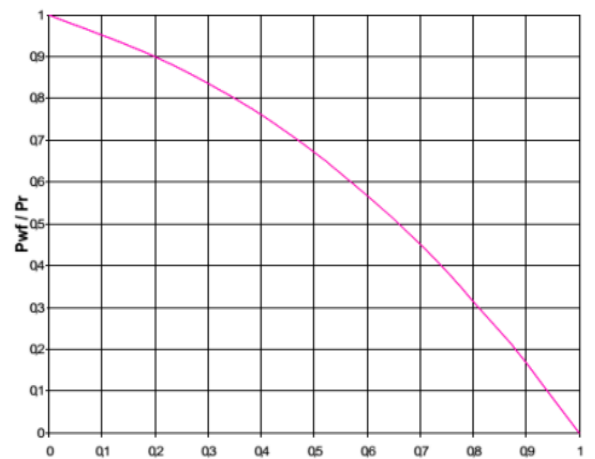


Figure II- 16: Courbe de référence de Vogel

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

### II.3.4. Combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue, combine la méthode de VOGEL et la méthode d'IP, dans l'équation ci-dessous :

$$q_o = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots\dots(\text{II-13})$$

C'est pour  $P_{wf} \leq P_b$  (Réservoir sous saturé).

➤ La méthode présentée par Vogel pour générer les IPR ne considère pas le changement de la perméabilité absolue du réservoir. (11)

### II.3.5. Méthode de Standing

Standing propose une méthode pour adapter la technique de Vogel afin qu'elle intègre les effets de l'altération ou de la stimulation du réservoir.

L'impact sur la perméabilité peut être quantifié en utilisant des mesures telles que le rapport de productivité (PR) ou l'efficacité d'écoulement (FE).

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots\dots(\text{II-14})$$

L'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_o}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \dots\dots(\text{II-15})$$

Une relation reliant  $P_{wf}$ ,  $P'_{wf}$  et  $FE$  peut être obtenue par la résolution de l'équation II-11 pour  $P'_{wf}$  :

$$\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - FE + FE \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \dots\dots(\text{II-16})$$

$$\frac{q_o}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \dots\dots(\text{II-17})$$

La contrainte pour l'application de l'équation précédente est que  $P'_{wf}$  doit être supérieure à 0

Où :  $P_{wf} \geq \bar{P}_R \cdot \left( 1 - \frac{1}{FE} \right)$ , cette contrainte est toujours satisfaite si :  $FE \leq 1$ .

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### ➤ Pour la prédiction des future IPR

L'équation de Vogel peut être réarrangée pour donner :

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) \dots \dots (II-18)$$

En substituant l'expression de l'index de productivité on trouve :

$$J = \frac{q_{o,max}}{P_r} \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P_r}\right) \dots \dots (II-19)$$

Standing a défini l'index de productivité de "draw-down" comme suite :

$$J^* = \lim_{P_{wf} \rightarrow P_r} J = \frac{1,8 \cdot q_{o,max}}{P_r} \dots \dots (II-20)$$

D'où :

$$q_{o,max} = \frac{J^* P_r}{1,8} \dots \dots (II-21)$$

En utilisant la définition de  $J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{0,472 r_e}{r_w}\right)} \cdot f(\bar{P}_R)$  on peut prédire le future index de productivité du réservoir en utilisant l'index de productivité actuel.

$$\frac{J_F^*}{J_P^*} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \dots \dots (II-22) \quad \text{Avec} \quad f(P_r) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \dots \dots (II-23)$$

D'où

$$q_{o,(max)F} = q_{o,(max)P} \cdot \left[ \frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})} \right] \dots \dots (II-24)$$

### II.3.6. Méthode de Fetkovich

Fetkovich a également proposé une relation empirique pour déterminer la performance d'inflow, pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz.

Elle est basée sur des données de champs. Sa relation :

$$q_o = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \dots \dots (II-25)$$

- Les relations de Vogel et de Fetkovich ont été développées pour les réservoirs de gas-drive .Elle sont largement utilisées en raison de leur simplicité.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

- On se base sur des données de champs pour construire IPR, et déterminer les valeurs de C et n.

### ➤ Pour la prédiction des future IPR

Cette méthode consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C dans l'équation de Fetkovitch. Il a supposé que  $f(P_r)$  est une fonction linéaire de  $P_r$ , et C peut être déterminé à partir de :

$$C_f = C_p \left( \frac{P_{r,f}}{P_{r,p}} \right) \dots\dots(\text{II-26})$$

$$\text{D'où } q_{o,f} = C_p \cdot \left( \frac{f(\bar{P}_{r,f})}{f(\bar{P}_{r,p})} \right) \cdot (P_{r,f}^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots(\text{II-27})$$

### II.3.7. Tubing Performance Curve (TPC)

Les débits de production à différentes pressions de fond sont utilisés pour élaborer la courbe de performance du tubing. Cette courbe illustre comment les caractéristiques de l'installation influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge générées. Elle est établie à partir des pressions de fond dynamiques calculées à l'aide de l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour divers débits de liquide.

- L'évaluation de la performance du tubing ou d'un ascenseur vertical dans un puits revêt une grande importance dans la conception du puits. Elle permet de choisir la méthode de complétion adaptée aux techniques de levage et d'estimer l'efficacité du puits. (11) (10)

### ➤ Corrélations des pertes de charges

Il existe plusieurs méthodes de calcul des pertes de charge pour un écoulement diphasique.

L'équation générale d'un écoulement vertical d'un fluide biphasique, ou même triphasique est :

$$\left( \frac{dp}{dh} \right)_{totale} = \left( \frac{dp}{dh} \right)_{elevat} + \left( \frac{dp}{dh} \right)_{frict} + \left( \frac{dp}{dh} \right)_{accelarat} \dots\dots(\text{II-28})$$

$$\left( \frac{dp}{dh} \right)_{totale} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho_m \cdot \sin\theta + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dh} \dots\dots(\text{II-29})$$

$\left( \frac{dp}{dh} \right)_{elevat} = \frac{g}{g_c} \cdot \rho_m \cdot \sin\theta$  : Ce sont les pertes de charge dues au changement de l'énergie potentielle (changement d'élévation). Ce terme est aussi désigné comme étant le membre hydrostatique, c'est le seul terme non nul lorsqu'il n'y a pas d'écoulement.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

$\left(\frac{dp}{dh}\right)_{frict} = \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}$  : Ce sont les pertes de charge dues à la friction.

$\left(\frac{dp}{dh}\right)_{accelarat} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dh}$  : Ce sont les pertes de charge dues au changement de l'énergie cinétique.

**Avec :**

$\rho_m$  : La masse volumique du mélange.

$g_c$  : Accélération de gravité.

$V_m$  : Vitesse du mélange.

$f_m$  : Facteur de friction.

Plusieurs corrélations sont développées en vue de déterminer ce facteur.

Où :  $f_m = f(N_{Re}, \varepsilon/d) \dots \dots (II-29)$

- NB : La relation  $f_m = f(N_{Re}, \varepsilon/d)$  est représentée dans le diagramme de Moody. Connaissant la valeur du nombre de Reynolds et celle de la rugosité relative, il est possible d'estimer la valeur du facteur de friction.

$N_{Re}$  : Nombre de Reynolds.

$\varepsilon$  : Rugosité absolue de la paroi interne de la conduite.

$D$  : Diamètre de la conduite.

$\varepsilon/d$  : Rugosité relative de la paroi interne de la conduite.

- NB : L'analyse dimensionnelle révèle que l'effet de la rugosité n'est pas déterminé par sa dimension absolue, mais plutôt par sa dimension relative par rapport au diamètre intérieur de la conduite. Le diagramme de Moody est utilisé pour évaluer la rugosité relative pour divers types de conduites.

### II.3.8. Point de fonctionnement

Le point de fonctionnement représente l'intersection des courbes Inflow et Outflow, et il est crucial que l'inflow soit égal à l'outflow pour garantir un écoulement du fond jusqu'à la surface. Cette exigence découle de la loi des nœuds, stipulant que ce qui entre doit être égal à ce qui sort.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

Ainsi, la précise détermination du point de fonctionnement est essentielle avant de compléter un puits ou d'installer un dispositif d'activation.

Le débit à travers le système de production est généralement déterminé en utilisant une représentation graphique.

### 1. Tracer la courbe inflow :

$$P_0 - P_{node} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \dots \dots \dots (II-30)$$

$$\text{d'où } P_{node} = P_0 - (\Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \dots) \dots \dots (II-31)$$

### 2. Tracer la courbe outflow : sur le même graphique

$$P_{node} - P_N = \Delta p_N + \Delta p_{N-1} + \Delta p_{N-2} + \dots \dots \dots (II-32)$$

$$P_{node} = P_N + (\Delta p_N + \Delta p_{N-1} + \Delta p_{N-2} + \dots) \dots \dots (II-33)$$

Avec :

$\Delta p_N$  : La perte de charge due à l'élément N du système.

$P_i$  : La pression au point i.

Le débit maximum possible pour ce puits est donné par l'intersection de ces deux courbes. (Condition de continuité du débit et de la pression au nœud choisi).

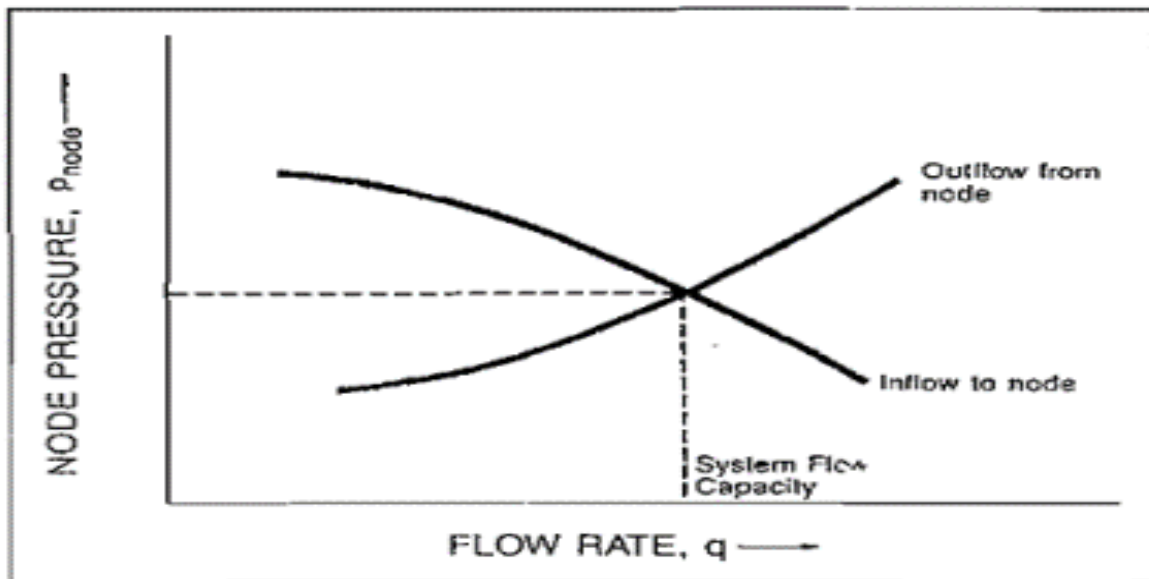


Figure II- 17: Détermination de la capacité du système

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### Remarque :

On peut avoir deux autres possibilités d'intersection des courbes inflow et outflow :

- **Absence d'intersection** : Cela signifie que la pression du réservoir est insuffisante pour entraîner la migration du pétrole vers la surface.
- **Plusieurs points d'intersection** : En pratique, on observe parfois deux points d'intersection. L'un est stable, tandis que l'autre est instable.

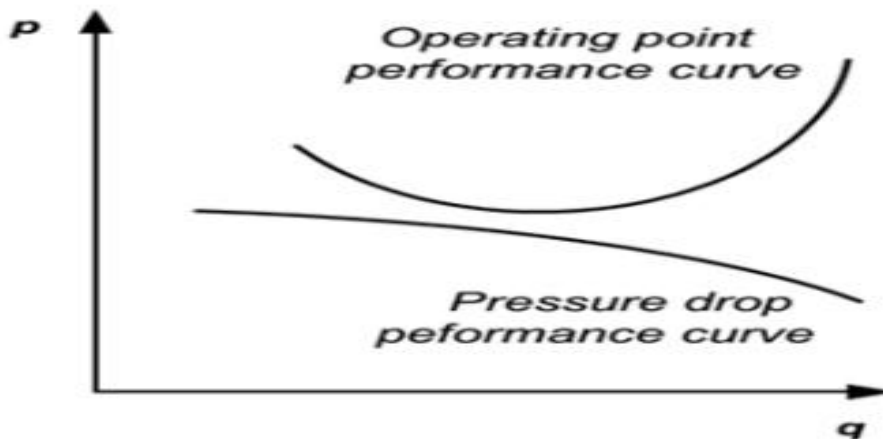


Figure II- 18: Pas d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow

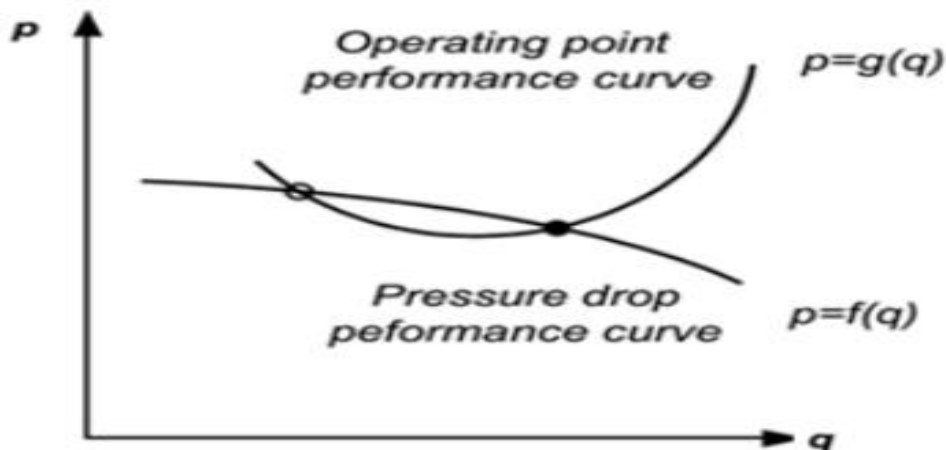


Figure II- 19: Deux points d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow



## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.3.9. L'effet de débit d'injection de Gas-Lift

Le Gas-Lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond possible. Ceci aura deux effets opposés

- L'augmentation des pertes par friction (effet négatif).
- La diminution du poids de la colonne (effet positif).

Donc on doit déterminer le débit d'injection optimum qui permet de produire avec un "débit d'huile maximum", il est aussi important de se souvenir que l'injection de grand volume de gaz a un problème pour les lignes et les installations de surface, ce gaz doit être transporter vers la station et doit être séparé. Tous les puits produiront à leurs "débit économique" et pas avec le débit maximum.

## II.4. Ecoulements multiphasiques

### II.4.1. Introduction

L'écoulement multiphasique est très courant dans l'industrie pétrolière, car il implique le déplacement simultané de plusieurs phases, telles que le pétrole, le gaz et l'eau, à travers des réservoirs poreux. Dans un réservoir pétrolier, les fluides se déplacent généralement sous l'effet d'un gradient de pression créé par l'injection de fluides de stimulation, comme l'eau ou le gaz, dans le puits de production. En contact avec le pétrole, ces fluides se mélangent pour former un écoulement multiphasique.

Cet écoulement multiphasique peut avoir des impacts significatifs sur la production de pétrole, en influençant la pression, la température et la composition du mélange, ce qui peut à son tour modifier les propriétés du pétrole et les conditions d'écoulement. Ainsi, comprendre et modéliser l'écoulement multiphasique est crucial pour optimiser la production pétrolière et réduire les coûts.

Les modèles d'écoulement multiphasique servent à prédire le comportement des fluides dans les réservoirs pétroliers, en tenant compte des interactions entre les différentes phases et des propriétés du réservoir. Ces modèles peuvent s'appuyer sur des équations empiriques, des modèles physiques ou des simulations numériques, et sont utilisés pour optimiser les opérations de production, de forage et de complétion dans les champs pétroliers. (8)

### II.4.2. Définition

Dans le domaine pétrolier, les fluides se déplacent généralement à travers des formations poreuses en réponse à un gradient de pression. Lorsque ce déplacement implique plusieurs phases, on parle d'écoulement multiphasique.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

Les différentes phases présentes incluent le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement, ainsi que des solides comme le sable et l'argile. Ces phases interagissent entre elles, influençant leur comportement, leur composition et les propriétés du mélange.

Dans une étude, on peut parfois simplifier l'écoulement multiphasique en le considérant comme un écoulement diphasique, où seules une phase gazeuse et une phase liquide sont prises en compte. Cette simplification est justifiable dans certains cas où l'interaction entre les phases solides et les autres phases est négligeable.

Il est important de noter que les pertes de charge, c'est-à-dire les pertes de pression, varient selon le type d'écoulement. En effet, les propriétés physiques des fluides (comme la viscosité, la densité et la tension superficielle) ainsi que leur comportement (tel que l'étalement, la coalescence et la dispersion) peuvent affecter ces pertes de charge. De plus, la présence d'obstacles sur le trajet de l'écoulement, tels que des tuyaux ou des pores du réservoir, joue également un rôle. Prendre en compte ces facteurs est essentiel pour modéliser avec précision l'écoulement multiphasique et optimiser la production. (8) (12)

### II.4.3. Régimes et types d'écoulements

#### II.4.3.1. Types d'écoulements

Il existe différents régimes et types d'écoulement multiphasique, qui sont déterminés par les propriétés des fluides et les conditions d'écoulement.

Voici les principaux régimes d'écoulement multiphasique :

- **Écoulement avec bulle (BUBBLE flow)**

L'écoulement à bulles est une forme d'écoulement multiphasique où des bulles de gaz sont dispersées dans un liquide. Les bulles se déplacent dans le liquide sous l'effet des forces de traînée et de gravité.

- **Écoulement avec bouchon (PLUG flow)**

L'écoulement en bouchon, ou "plug flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où des bouchons de liquide se trouvent dispersés dans une phase gazeuse. Ce régime est couramment observé dans les pipelines ou les conduites où la phase gazeuse est prédominante.

- **Écoulement stratifié (STRATIFIED flow)**

L'écoulement stratifié, ou "stratified flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où les phases se séparent en couches distinctes, sans mélange significatif entre elles. Dans ce régime d'écoulement, la phase la plus dense se trouve dans la partie inférieure du conduit tandis que la phase la moins dense se situe au-dessus, avec une interface nette entre les deux couches.

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

- **Écoulement avec vagues (WAVY flow)**

L'écoulement avec vagues, ou "wavy flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où les phases sont mélangées, mais une onde périodique se forme à la surface de leur interface. Les vagues apparaissent dans les écoulements diphasiques, où les phases liquide et gazeuse sont en contact étroit, sous l'effet des forces de traînée et des forces de surface.

- **Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow)**

L'écoulement en vagues moutonnantes, ou "slug flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où la phase liquide se présente sous forme de bouchons ou de poches, séparées par des poches de phase gazeuse. Les poches de liquide sont souvent de grande taille par rapport au diamètre du conduit et sont entrecoupées par des poches de gaz de formes et tailles variées.

- **Écoulement annulaire (ANNULAR flow)**

L'écoulement annulaire, ou "annular flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où la phase gazeuse forme une couche annulaire entourant une colonne centrale de phase liquide. Cette configuration est souvent observée dans les conduits verticaux ou inclinés, lorsque la phase liquide est poussée contre la paroi du conduit par la gravité.

- **Écoulement brouillard (SPRAY flow)**

Dans l'écoulement en brouillard, la phase liquide est généralement injectée à haute pression dans la phase gazeuse, créant une dispersion uniforme de petites gouttelettes de liquide. Ces gouttelettes peuvent être transportées sur de longues distances au sein de la phase gazeuse, en fonction des propriétés des deux phases. (10)

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---



Écoulement avec bulles



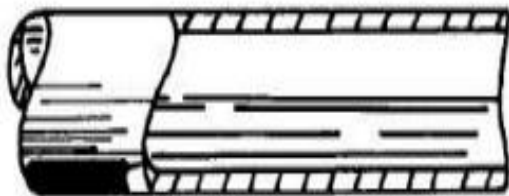
Écoulement en vagues moutonnantes



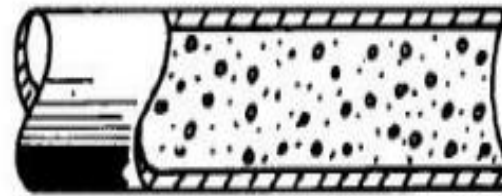
Écoulement avec bouchons



Écoulement annulaire



Écoulement stratifié



Écoulement en brouillard



Écoulement en vagues

*Figure II- 20: Les types d'écoulements*

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.4.3.2. Ecoulements verticaux

- Lorsque la vitesse du liquide est élevée et celle de la vapeur est basse, on observe un écoulement à bulles dispersées, aussi connu sous le nom de "Bubble flow". Dans ce type d'écoulement, le liquide se déplace sous forme de petites bulles enveloppées de vapeur. Une turbulence accrue dans l'écoulement peut entraîner la fragmentation des bulles, réduisant ainsi leur taille.
- À des vitesses de liquide plus faibles, on observe un écoulement intermittent qui peut adopter diverses formes selon la vitesse de la vapeur. Initialement, lorsque la vitesse de la vapeur est basse, cela se traduit par un écoulement à poches, également appelé "**slug flow**". Dans ce scénario, l'écoulement se compose de poches de vapeur allongées, présentant une extrémité avant arrondie et un arrière plat, souvent désignées sous le terme de bulles de Taylor.
- Lorsque la vitesse de la vapeur augmente, ces poches de vapeur se fractionnent et l'écoulement devient de plus en plus désordonné. À mesure que la vitesse de la vapeur continue d'augmenter, l'écoulement peut prendre la forme d'un écoulement semi annulaire, où le film liquide en paroi retombe périodiquement, ou d'un écoulement de type "**churn flow**".
- Pour des vitesses de vapeur élevées, le film liquide est pressé contre la paroi, donnant ainsi naissance à un écoulement annulaire. Dans cette configuration, le liquide est réparti sous forme d'un film continu le long de la paroi intérieure du conduit, entouré d'une couche de vapeur. Il est également possible que des gouttelettes soient entraînées vers le centre du conduit, formant ainsi un "**mist flow**". (10)

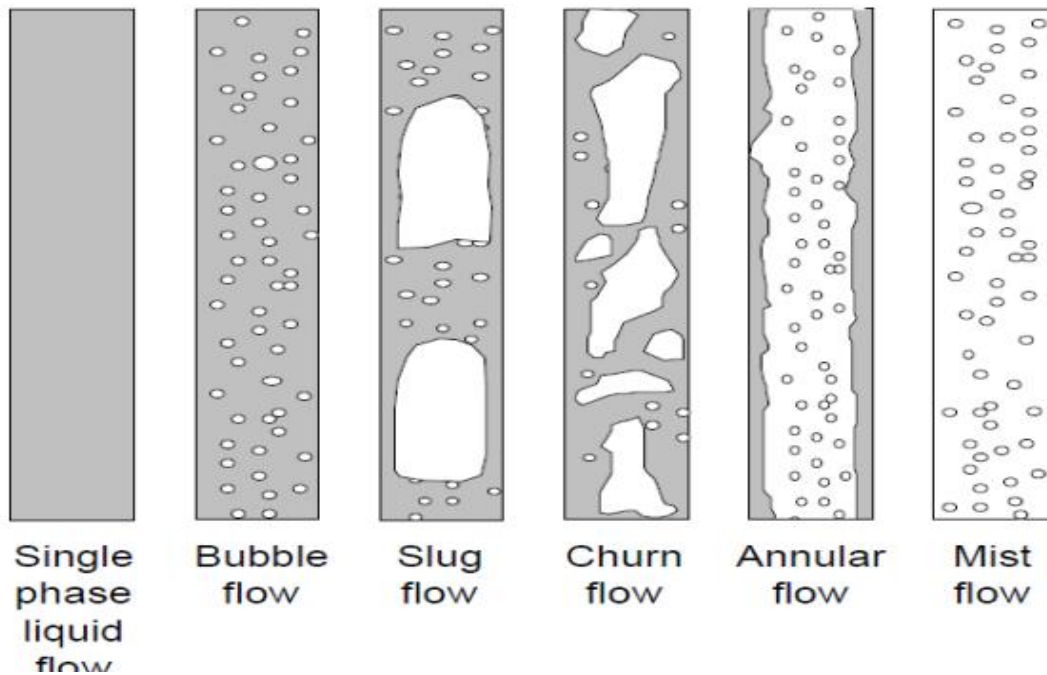


Figure II- 21: Les ecoulements verticaux

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.4.3.3. Ecoulements horizontaux

Dans une conduite horizontale, l'effet de la gravité peut entraîner la séparation des phases selon leur densité.

- Si les vitesses de liquide et de vapeur sont faibles, l'écoulement est laminaire et le régime est dit séparé stratifié lisse, où les phases sont séparées par une interface bien définie.
- Si la vitesse de vapeur augmente, des ondulations apparaissent sur l'interface, créant un régime séparé à vague (**stratified flow**).
- Lorsque la vitesse de vapeur continue d'augmenter, le liquide est repoussé contre les parois de la conduite, créant un espace annulaire entre la paroi et le film liquide, et l'écoulement devient annulaire (**annular flow**).
- Pour des vitesses de liquide moyennes, des régimes intermittents de type bouchons (**slug flow**) peuvent se former, où de grandes poches de vapeur se succèdent dans le liquide.
- Pour des vitesses de liquide plus importantes, les poches de vapeur se fragmentent et l'écoulement devient dispersé à bulles (**Bubble flow**), avec des bulles de différentes tailles se déplaçant dans le liquide. (10)

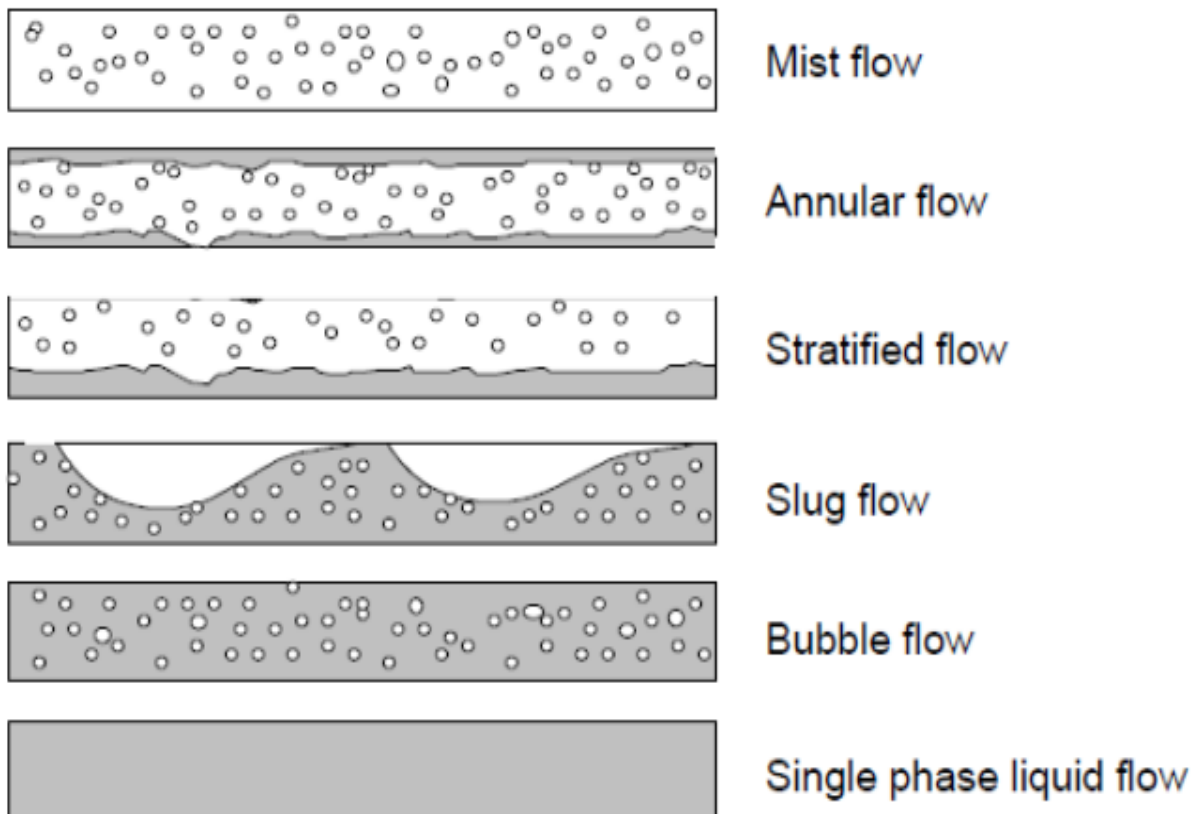


Figure II- 22: Les écoulements horizontaux

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

Il est important de noter que plusieurs configurations peuvent coexister dans le cas d'un écoulement avec changement de phase, en fonction des conditions de pression, température et débit.

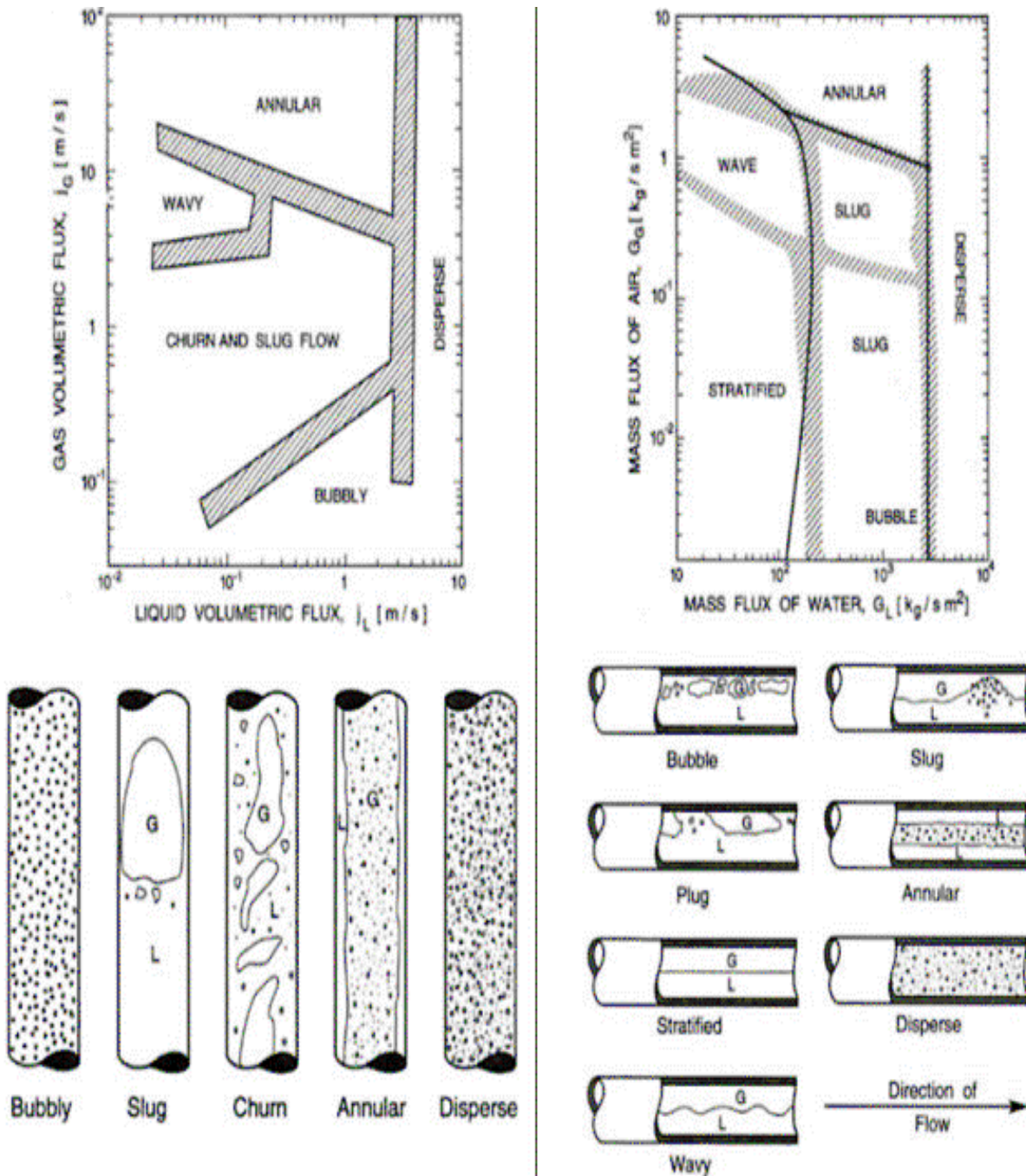


Figure II- 23: Carte de régime d'écoulement pour l'écoulement horizontale et verticale d'un mélange liquide/gaz

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

### II.4.3.4. Variables d'un écoulement diphasique

Les caractéristiques de l'écoulement et les propriétés de l'effluent sont nécessaires pour calculer les gradients de pression. Il est essentiel de comprendre ces propriétés avant d'ajuster l'équation du gradient de pression pour les flux diphasiques. (10)

#### ✓ Holdup

Concernant le flux multiphasique dans les conduites, le Holdup représente la part d'un fluide spécifique présente dans une section donnée de la conduite. Dans un flux multiphasique, chaque fluide se déplace à une vitesse différente en raison de diverses forces, notamment la gravité, ce qui entraîne un déplacement plus lent ou une rétention accrue de la phase la plus dense par rapport à la phase moins dense. Pour calculer les débits in situ, il est crucial de mesurer le Holdup et la vitesse de chaque fluide. La somme des holdups des fluides présents équivaut à l'unité.

- **Holdup de liquide et de gaz (HL et Hg)**

$H_L$  est défini comme la proportion du volume d'un segment de conduite rempli par le liquide par rapport au volume total du segment de conduite. Le reste du segment est logiquement occupé par du gaz, désigné sous le terme de  $H_g$ .

#### Le liquide Holdup :

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans un segment de la conduite}}{\text{Volume du segment de la conduite}} \dots\dots(\text{II-34})$$

Le liquide Holdup varie entre **0** (il n'y a que du gaz dans la conduite : écoulement monophasique gazeux) et **1** (il n'y a que du liquide dans la conduite : écoulement monophasique liquide). Il est nécessaire de déterminer le HL pour pouvoir calculer certains paramètres comme :

- La densité du mélange.
- Vitesse actuelle de chacune des deux phases.
- Viscosité effective.
- Le transfert de chaleur.

Ce paramètre (HL) est mesuré expérimentalement par plusieurs méthodes ou déterminé à partir des corrélations empiriques.

**Le gas Holdup :** est exprimé :  $H_g = 1 - H_L \dots\dots(\text{II-35})$

- **Holdup de non glissement de liquide et de gaz ( $\lambda_L$  &  $\lambda_g$ )**



## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

La corrélation de non-glissement suppose un écoulement homogène sans glissement entre les phases. Les propriétés des fluides sont prises comme moyenne des phases gazeuse et liquide et des facteurs de frottement sont calculés en utilisant la corrélation monophasique de Moody.

### Holdup de non glissement de liquide $\lambda_L$ :

$\lambda_L$  Est défini comme le rapport du volume du liquide dans un segment de conduite divisé par le volume du segment de conduite qui existerait si le gaz et le liquide se déplaçaient à la même vitesse (sans glissement à l'interface entre les deux phases) et le volume du segment.

Il peut être calculé directement à partir des débits volumiques de gaz et de liquide connus à partir de :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots(\text{II-36})$$

$$\text{Où } q_L = q_o + q_w \dots\dots(\text{II-37})$$

Holdup de non glissement de gaz  $\lambda_g$  : est donné par :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \dots\dots(\text{II-38})$$

### ✓ Masse volumique

#### • Masse volumique du liquide

$\rho_L$  Peut être calculé à partir des masses volumiques d'huile et d'eau en supposant l'absence de glissement entre les phases d'huile et d'eau comme suit :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots\dots(\text{II-39})$$

$$\text{où } f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} = \frac{q_{osc} B_o}{q_{osc} B_o + q_{wsc} B_w} = 1 - WC \dots\dots(\text{II-40})$$

$$\text{et } f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = WC \dots\dots(\text{II-41})$$

#### • Masse volumique du mélange (diphasique)

Le calcul de la densité diphasique nécessite une connaissance du holdup liquide. Trois équations pour la densité diphasique sont utilisées par divers chercheurs dans un écoulement diphasique :

$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$  : Généralement utilisée pour calculer le terme  $\left(\frac{dp}{dh}\right)_{\text{accélarat}}$ .

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$  : Généralement utilisée pour calculer le terme  $\left(\frac{dp}{dh}\right)_{elevat}$ .

$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g}$  : Généralement utilisée pour calculer le terme  $\left(\frac{dp}{dh}\right)_{frict}$ .

✓ La vitesse

- Vitesse superficielle de liquide et du gaz :

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \dots\dots(\text{II-41})$$

$$\text{et } v_{sg} = \frac{q_g}{A} \dots\dots(\text{II-42})$$

A : Section transversale.

- Vitesse réelle du liquide et du gaz :

$$v_L = \frac{v_{sL}}{A} \dots\dots(\text{II-43})$$

$$\text{et } v_g = \frac{v_{sg}}{A} \dots\dots(\text{II-44})$$

- Vitesse du mélange (diphasique) :

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \dots\dots(\text{II-45})$$

- Vitesse de glissement :

$$v_s = v_g + v_L \dots\dots(\text{II-46})$$

Pour le non glissement :

$$v_g = v_L \quad \text{Ou} \quad \frac{v_{sg}}{1-\lambda_g} = \frac{v_{sL}}{\lambda_L} \dots\dots(\text{II-47})$$

$$\text{Donc } \lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \dots\dots(\text{II-48})$$

✓ La Viscosité

- Viscosité du liquide :

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots\dots(\text{II-49})$$

## Chapitre II: Chapitre analyse nodale, performances des puits et les écoulements multiphasiques

---

- **Viscosité du mélange (diphasique) :**

En ayant le holdup liquide, deux équations peuvent être utilisées :

$$\mu_n = \mu_L \lambda_o + \mu_g \lambda_g \dots \dots \dots (\text{II-50})$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \dots \dots \dots (\text{II-51})$$

- ✓ **Tension superficielle**

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \dots \dots \dots (\text{II-52})$$

### II.5. Conclusion

La modélisation des écoulements nous permet de déterminer et d'analyser Gas Lift Performance Curves (GLPC), offrant une perspective plus détaillée et spécifique sur l'apport du gaz lift en production pour chaque puits. L'utilisation des GLPC permet la visualisation des effets des taux d'injection de gaz sur la production de pétrole et l'identification des points optimaux d'opération. En combinant l'analyse nodale avec les GLPC, nous pouvons non seulement évaluer les performances actuelles des puits, mais aussi développer des stratégies d'optimisation plus précises et basées sur des données pour améliorer l'efficacité globale du système de production.

# **Chapitre III**

## **Modélisation de GLPC**

### III.1. Introduction

La Courbe de Performance du Gas Lift (GLPC) est un outil essentiel dans l'industrie pétrolière pour analyser et optimiser le processus de levage artificiel par injection de gaz dans les puits de pétrole. Elle permet de déterminer les paramètres clés qui influent sur la production, tels que la pression d'injection, le débit et la profondeur d'injection. Dans ce chapitre, nous présenterons les principes de base de la GLPC ainsi que les différentes méthodes de modélisation utilisées pour ajuster et optimiser cette courbe.

### III.2. La Courbe de Performance du Gas Lift (GLPC)

#### III.2.1. Définition

La GLPC est une courbe qui représente la relation entre le débit de production de pétrole (ou de fluide) et le taux d'injection de gaz. Elle permet d'évaluer l'efficacité du gas lift et d'optimiser les paramètres d'injection pour maximiser la production de pétrole. La courbe est généralement tracée avec le débit de production sur l'axe vertical (ordonnée) et le taux d'injection de gaz sur l'axe horizontal (abscisse). Elle est utilisée pour optimiser l'injection de gaz dans les puits de production, améliorant ainsi la production de pétrole ou de gaz et réduisant les coûts de production. Elle est également utilisée pour évaluer l'impact de divers scénarios d'injection de gaz sur la production de pétrole ou de gaz.

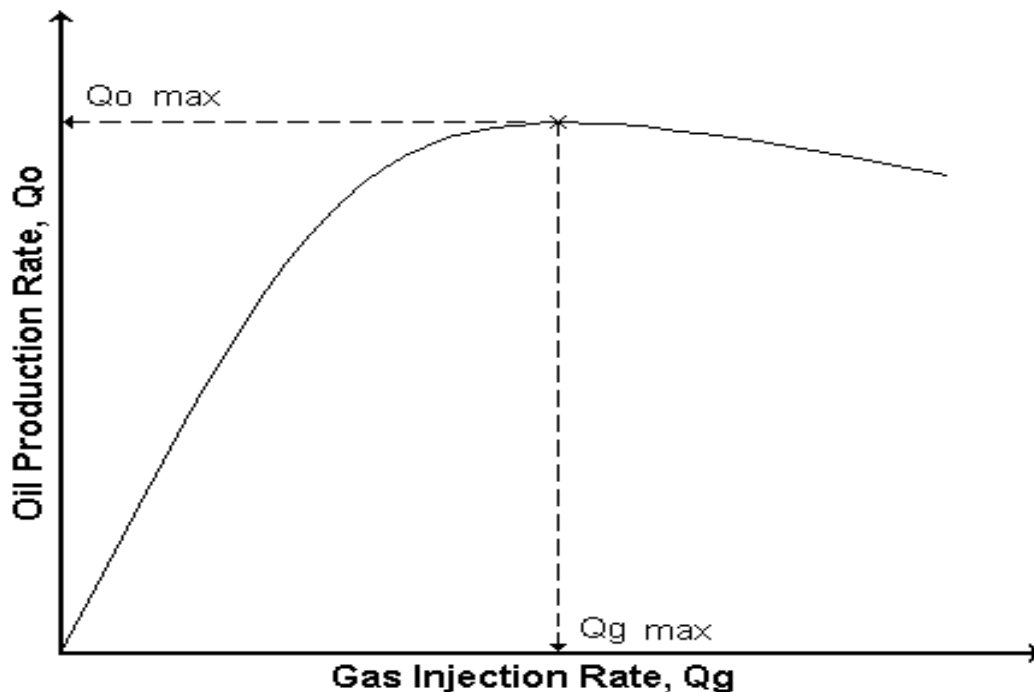


Figure III- 1: La courbe de performance du gas lift (GLPC)

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

### III.2.2. Modélisation de GLPC

Pour modéliser la courbe de performance du gas lift (GLPC), nous utilisons généralement des logiciels de simulation tels que PROSPER ou PIPEsim. Ces outils permettent de prédire l'impact des modifications du système sur la production et d'évaluer les améliorations apportées par l'injection de gaz. Dans notre projet, nous avons choisi d'utiliser le simulateur commercial PIPEsim de la société Schlumberger pour simuler et modéliser le gas lift. En utilisant des méthodes numériques basées sur les modèles de Darcy et Black Oil, nous pouvons optimiser l'injection de gaz afin de maximiser la production de pétrole.

### III.2.3. Elaboration des courbes de performances de gas lift

L'objectif de l'injection de gaz est de réduire les pertes de pression, on peut observer deux effets de l'injection de gaz. L'un consiste à réduire la densité et donc les pertes de pression en élévation. D'autre part, si l'injection de gaz est excessive, les pertes de charge dues à la friction augmentent considérablement, ce qui entraîne des pertes d'énergie globales plus importantes.

En effectuant une analyse de sensibilité pour la quantité injectée et son effet sur la quantité d'huile produite, nous pouvons générer des courbes de performance de gas lift (GLPC). Cela se fait en traçant les résultats de l'analyse nodale pour chaque quantité injecté  $q_{inj}$ , et la quantité d'huile produite  $q_o$ .

### III.2.4. Les avantages de la GLPC

- **Optimisation de l'injection de gaz :** La GLPC permet aux ingénieurs pétroliers de déterminer le taux d'injection optimal de gaz qui maximise la production de pétrole ou de gaz.
- **Amélioration de la production :** L'utilisation de la GLPC permet d'améliorer la production de pétrole ou de gaz en optimisant l'injection de gaz.
- **Réduction des coûts :** La GLPC permet de réduire les coûts de production en optimisant l'injection de gaz et en minimisant les pertes de gaz.
- **Meilleure planification :** La GLPC permet aux ingénieurs pétroliers de planifier de manière plus efficace l'injection de gaz et de gérer les ressources de manière plus efficace.

## III.3. La régression

### III.3.1. Définition

La régression est une tâche de Machine Learning dans laquelle le praticien doit utiliser des données d'entrées pour prédire une valeur numérique.

En d'autres termes, la régression permet de trouver une relation mathématique pour déterminer une valeur en fonction des features d'un dataset. Voici quelques types d'analyse de régression :

### III.3.2. Régression linéaire

La régression linéaire simple est une méthode statistique utilisée pour examiner la relation linéaire entre deux variables : une variable indépendante X (ou explicative) et une variable dépendante Y (ou à expliquer). L'objectif est de trouver la ligne droite qui décrit le mieux la relation entre ces deux variables, en minimisant les écarts entre les valeurs observées et les valeurs prédites. Mathématiquement, nous pouvons écrire cette relation linéaire comme suit : (13) (14)

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \dots \dots (\text{III-1})$$

Où :

- $\beta_0$  : est l'ordonnée à l'origine (ou intercept).
- $\beta_1$  : est le coefficient de régression (ou pente).
- $\varepsilon$  : est le terme d'erreur aléatoire.

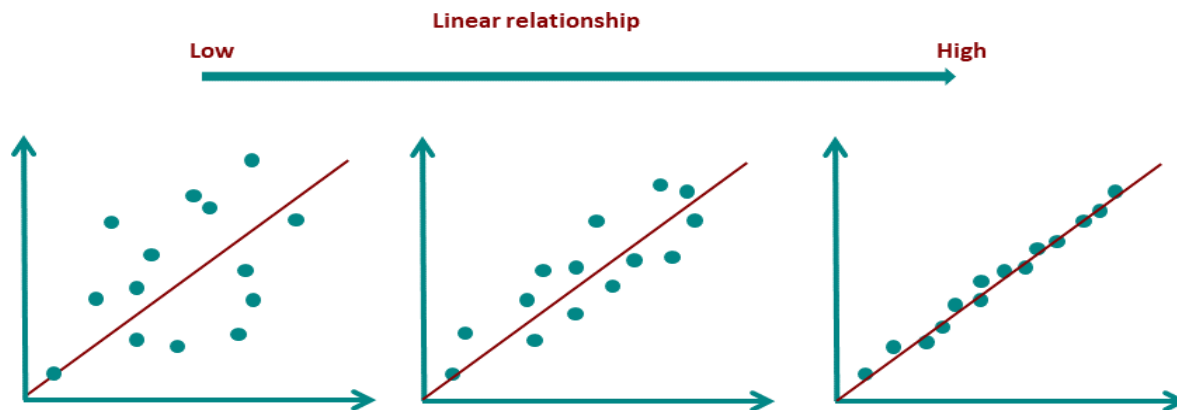


Figure III- 2: Lissage des données par la régression linéaire

#### ➤ Estimation des Coefficients :

L'objectif est d'estimer les coefficients  $\beta_0$  et  $\beta_1$  à partir des données observées. Pour cela, on utilise la méthode des moindres carrés ordinaires (MCO) qui consiste à minimiser la somme des carrés des écarts entre les valeurs observées et les valeurs prédites par le modèle.

Généralement exprimée comme la somme des carrés des résidus (Residual Sum of Squares RSS). Les résidus sont les différences entre les valeurs observées  $Y_i$  et les valeurs prédites  $\hat{Y}_i$ .

La fonction de coût RSS est définie par :

$$RSS = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \dots \dots (\text{III-2})$$

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

Les estimateurs des MCO des coefficients  $\beta_0$  et  $\beta_1$  sont donnés par :

$$\beta_0 = \bar{Y} - \widehat{\beta}_1 \bar{X} \dots \dots \text{(III-3)}$$

$$\beta_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \dots \dots \text{(III-4)}$$

Où :  $\bar{X}$  et  $\bar{Y}$  sont les moyennes empiriques des  $X_i$  et  $Y_i$ , respectivement.

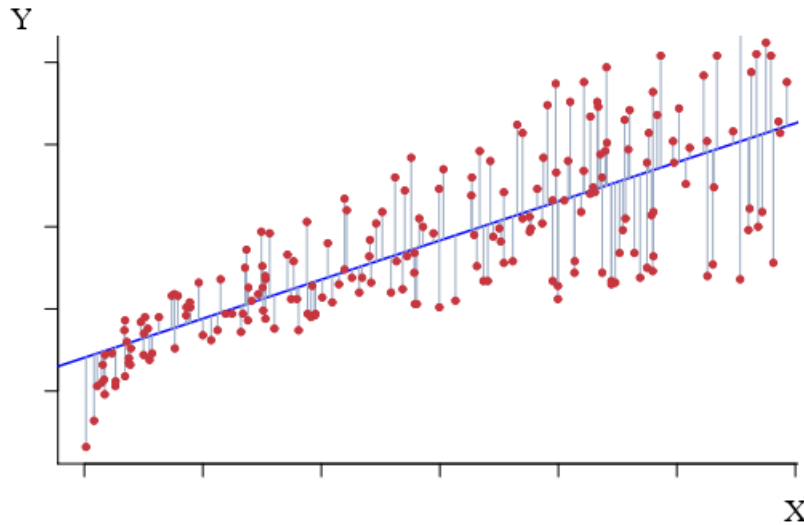


Figure III- 3: Représentation graphique d'un ensemble de données avec sa courbe d'ajustement

### III.3.3. Régression linéaire multiple

La régression linéaire multiple est une extension de la régression linéaire simple, qui permet d'expliquer une variable dépendante en fonction de plusieurs variables indépendantes. Elle est également appelée régression linéaire multidimensionnelle ou RLM. Nous pouvons écrire cette relation linéaire comme suit : (15)

$$Y = \beta + \alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2 + \dots \dots + \alpha_n X_n + \varepsilon \dots \dots \text{(III-5)}$$

où :

- $Y$  : est la variable dépendante (ou variable à expliquer).
- $X_1, X_2, \dots, X_n$  : sont les variables indépendantes (ou variables explicatives).
- $\beta, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$  : sont les paramètres à estimer (ou coefficients de régression).
- $\varepsilon$  : est le terme d'erreur aléatoire.



## Chapitre III : Modélisation de GLPC

Les paramètres sont estimés en utilisant la même approche des moindres carrés que celle que nous avons vue dans le contexte de la régression linéaire simple. Nous choisissons  $\beta, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$  pour minimiser la somme des carrés des résidus :

$$RSS = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \dots \dots (III-6)$$

$$RSS = \sum_{i=1}^n (Y_i - \beta + \alpha_1 X_{i1} + \alpha_2 X_{i2} + \dots \dots + \alpha_n X_{in})^2 \dots \dots (III-7)$$

Les valeurs  $\beta, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$  qui minimisent (III-7) sont les estimations des coefficients de régression des moindres carrés multiples. Contrairement aux estimations de régression linéaire simple présentées au point  $\beta_1$ , ces dernières ont des formes quelque peu compliquées (Gradient Déscent).

### ➤ Gradient Descent

Gradient descent est un algorithme d'optimisation itératif utilisé pour optimiser une fonction différentiable. Gradient Descent fonctionne en calculant les gradients de la fonction objectif (RSS) puis en prenant des mesures itératives dans le sens du négatif des gradients. Nous pouvons estimer tous les paramètres  $\beta, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$  en utilisant la formule suivante (avec 'a' le rythme d'apprentissage). (13)

$$\alpha_n = \alpha_n - a \frac{\partial RSS}{\partial \alpha_n} \dots \dots (III-8)$$

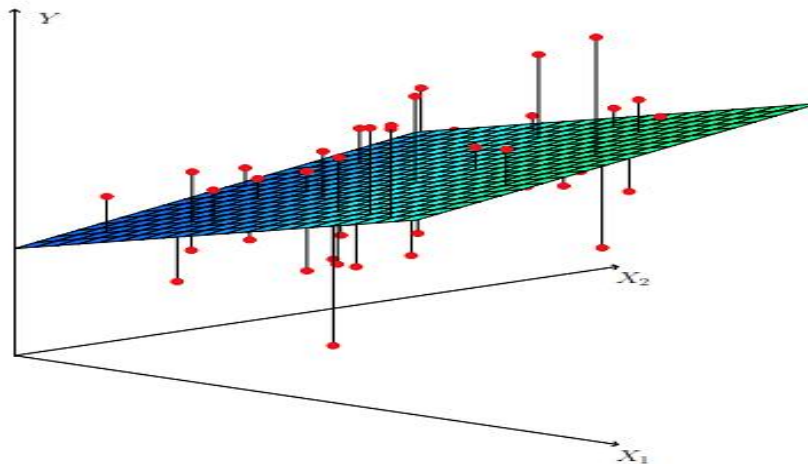


Figure III- 4: Un schéma tridimensionnel, avec deux prédicteurs et une réponse, la ligne de régression des moindres carrés devient un plan

### III.4. Ajustement de la courbe

Notre étude a examiné un groupe de quatre puits de même réservoir de différents diamètres sous injection de gaz. Pour générer les courbes de performance de l'injection de gaz, les puits ont été modélisés dans le logiciel PIPESIM de Schlumberger selon le workflow suivant :

- **Schéma de puit** : Nous utilisons les données du rapport de complétion pour élaborer notre modèle de puit et nous avons la même conception dans le logiciel pour les profondeurs et les dimensions de tubing, tubage, du packer, la vanne d'injection, la vanne de sécurité, les pompes, en gros tous les éléments de la complétion installée au puits, voir **figure III-5**.

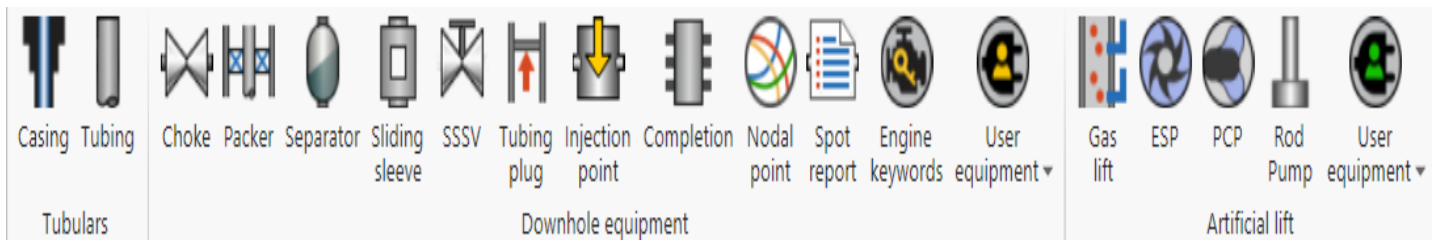


Figure III- 5:Options de modélisation des schémas de puits dans PIPESIM

- **Saisie des données IPR** : l'objectif de cette section est de construire la courbe IPR, en utilisant un des modèles disponibles (Darcy, Vogel, Fitkovitch), pour ce faire nous alimentons les données nécessaires, nous avons également calibré le modèle IPR en utilisant des données de test de puit. Dans cette partie, nous introduisons la profondeur de centre des perforations et la température du réservoir

Reservoir pressure:	3100	psia
Reservoir temperature:	200	degF
IPR basis:	<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas	
Productivity index:	6,1	STB/(d.psi)

Figure III- 6: Insertion des données IPR dans PIPESIM

- **Insertion et calibrage des données PVT** : Les données PVT définissent les propriétés du fluide du réservoir, elles influencent donc le processus de calcul des pertes de pression. Pour exploiter les propriétés PVT, nous pouvons soit utiliser des corrélations (dans le cas où nous n'avons pas assez de données) après avoir ajusté les paramètres en les calibrant à l'aide de données de laboratoire, soit importer les résultats d'un test de laboratoire du fluide dans le simulateur

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

- **Sélectionner la corrélation de modélisation appropriée** : La modélisation d'écoulement est un problème numérique complexe, c'est pour cette raison que nous trouvons différentes corrélations établies par les chercheurs pour répondre à cette tâche, chacune d'entre elles ayant ses propres limites, nous devons donc rechercher la corrélation la plus convenable et l'utiliser pour modéliser l'écoulement. Cela peut être possible, en calculant l'erreur entre le modèle et les données PLT, puis nous pouvons sélectionner la corrélation la plus convenable avec moins d'erreur
- **Modélisation** : Une fois que nous avons introduit les données nécessaires pour calculer les pertes de charge dans notre système et construire la courbe VLP. Nous devons introduire les conditions limites (soit le débit, soit la pression de tête du puits) puis nous pouvons effectuer une analyse nodale pour trouver le point de fonctionnement. Ou effectuer un test de sensibilité pour comprendre l'effet de nos éléments du système et suggérer des changements pour améliorer l'efficacité du système



*Figure III- 7: Fonction de modélisation de PIPESIM*

- Les principales propriétés des puits sont présentées dans le tableau III-1

Pour l'écoulement multiphase, la corrélation utilisée a été celle de Beggs et Brill (1973), historiquement prouvée comme étant efficace pour le champ.

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

**Table III- 1: Les principales propriétés des puits**

Paramètres	Unités	Puits 1	Puits 2	Puits 3	Puits 4
Pression du réservoir	Psig	3085.304	3085.304	3085.304	3085.304
Température du réservoir	°F	200	200	200	200
PI	STB/D/psi	6.1	6.1	6.1	6.1
Profondeurs des perfs	ft	11800	11800	11800	11800
Densité d'huile	°API	29	29	29	29
Densité du gaz	-	0.75	0.75	0.75	0.75
GOR	Scf/STB	490	490	490	490
Water Cut	%	10	10	10	10
Profondeur de tubing	ft	11500	11500	11500	11500
Profondeur de Packer	ft	11300	11300	11300	11300
Tubing ID	in	2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>
Rugosité de tubing	-	0.001	0.001	0.001	0.001
Rugosité de tubage	-	0.001	0.001	0.001	0.001
Profondeur de tubage	ft	12000	12000	12000	12000
Tubage ID	in	6.184	6.184	6.184	6.184
Profondeur de la vanne d'injection	ft	11298.92	11298.92	11298.92	11298.92
Pression de la tête	psig	135.3041	135.3041	135.3041	135.3041

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

En réalisant une analyse de sensibilité pour le débit, la pression et la densité de gaz injecté pour chaque puits, les intervalles suivants ont été sélectionnés :

**Table III- 2: La plage de valeurs des paramètres utilise pour l'analyse de sensibilité**

Propriétés	$P_{g,inj}$	$Q_{g,inj}$	Densité de gaz injecte
Unités	Psi	Mmscf/day	-
Range	1500-4000	0-10	0.6, 0.65, 0.7

### III.4.1. Résultats et discussion

Une fois l'analyse de sensibilité effectuée et les points GLPC générés, nous utiliserons des modèles qui passent par la majorité des points. Ces modèles incluent des méthodes classiques ainsi que des techniques d'apprentissage automatique telles que MLP (Multilayer Perceptron) et Gradient Boosting, pour modéliser et optimiser l'allocation du gas lift.

#### III.4.1.1. Les modèles classiques

Les modèles classiques sont des fonctions polynomiales qui relient le taux de production de pétrole au taux de gaz injecté. Plusieurs approches ont été rapportées dans la littérature pour ajuster la courbe de performance du gas lift (GLPC).

**Table III- 3:les différentes corrélations utilisées précédemment**

Modèles	Corrélation
Polynôme de troisième ordre	$q_{op} = c1 + c2q_{gi} + c3q_{gi}^2 + c4q_{gi}^3$
Alarcón et al	$q_{op} = c1 + c2q_{gi} + c3q_{gi}^2 + \delta \ln(q_{gi} + 1)$
Nakashima and Camponogara	$q_{op} = c1(2 - e^{-\beta_1 q_{gi}}) - c2e^{-\beta_2 q_{gi}}$
Rashid et al	$q_{op} = c1 + c2q_{gi} + c3\sqrt{q_{gi}}$

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

### ➤ Le modèle utilisé

Dans ce travail, pour modéliser la relation entre la quantité d'huile collectée et le taux d'injection de gas lift, nous nous référons au modèle proposé dans l'article SPE-206989-MS intitulé "A New Model for Optimized Gas Allocation in Gas Lift Operation Using Metaheuristic Algorithms". Le modèle est exprimé par l'équation suivante :

$$q_{op} = \lambda + \beta q_{gi} + \alpha q_{gi}^2 + \gamma \sqrt{q_{gi}} + \delta \ln(q_{gi} + 1)$$

Avec :

- $q_{op}$  : L'optimum de débit d'huile.
- $q_{gi}$  : Le débit d'injection de gas lift.
- $\alpha, \beta, \gamma, \lambda$  et  $\delta$  : Les coefficients déterminés par ajustement des données (paramètres à optimiser).

### ➤ Le processus d'estimation des paramètres

Dans notre travail, nous avons utilisé la méthode de Nelder-Mead pour optimiser et estimer les paramètres de la fonction GLPC). Nous avons suivi les étapes suivantes :

- **Définir la Fonction GLPC** : La fonction GLPC modélise la relation entre le taux d'injection de gaz ( $q_{gi}$ ) et le taux de production de pétrole ( $q_{op}$ ).
- **Initialisation des paramètres**
- **Définir la Fonction Objectif** : La fonction objectif mesure la différence entre les valeurs observées et prédites de la production de pétrole. L'objectif est de minimiser cette différence (somme des carrés des erreurs), elle est définie par :

$$Erreur\ totale = \sum (q_{op}^{observe} - q_{op}^{prevu})^2 \dots \dots (III-9)$$

**Optimisation pour Chaque Diamètre de Tubage** : Utiliser la méthode de Nelder-Mead pour ajuster les paramètres ( $\alpha, \beta, \gamma, \lambda$  et  $\delta$ ) de manière à minimiser l'erreur entre les taux de production de pétrole observés et prédits pour chaque diamètre de tubage.

### ➤ Résultats

Les paramètres optimaux obtenus pour chaque puits avec des différentes densités et pression d'injection sont résumées dans les tableaux ci-dessous :

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

- 1<sup>er</sup> puits:

**Table III- 4: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.6**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	0.587	6.463	3.987	2.847	3.457	3.3123
$\beta$	-382.319	-532.893	-548.382	-535.990	-542.922	-548.655
$\gamma$	2603.201	2839.897	3521.188	3643.444	3578.289	3674.053
$\delta$	-1692.136	-1538.633	-2172.754	-2330.319	-2244.441	-2328.536
$\lambda$	-151.526	-107.979	-230.230	-254.337	-241.783	-271.920

**Table III- 5: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.65**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-0.0651	8.091	0.0698	3.02	3.273	5.229
$\beta$	-390.974	-547.114	-502.338	-549.342	-551.653	-566.881
$\gamma$	2682.060	2439.104	3649.605	3592.96	3553.394	3300.664
$\delta$	-1758.149	-1088.153	-2407.233	-2253.387	-2204.79	-1906.679
$\lambda$	-167.662	-4.907	-256.690	-257.634	-249.172	-189.637

**Table III- 6: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.7**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-1.28	2.845	2.871	-6.581	2.621	2.6195
$\beta$	-393.944	-540.1936	-559.158	-424.235	-554.939	-554.1984
$\gamma$	2803.025	3368.115	3591.383	4129.204	3571.479	3554.823
$\delta$	-1880.485	-2071.707	-2240.432	-3113.193	-2223.383	-2206.326
$\lambda$	-192.628	-238.354	-270.093	-330.835	-264.909	-260.1869

- 2<sup>ème</sup> puits :

**Table III- 7: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.6**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-13.303	-11.204	12.897	-6.737	8.955	12.835
$\beta$	-341.408	-456.789	-868.453	-622.285	-863.511	-867.803
$\gamma$	4735.135	5098.390	4727.914	6228.179	5662.955	4733.002
$\delta$	-3653.258	-3568.241	-2226.240	-4352.842	-3208.683	-2229.711
$\lambda$	-16.959	4.677	-69.439	-320.745	-327.816	-70.428

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

**Table III- 8: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.65**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-7.201	-8.099	-14.902	12.741	-8.084	12.697
$\beta$	-511.992	-542.842	-243.325	-870.477	-585.944	-869.785
$\gamma$	5314.014	5296.408	3197.918	4670.604	5974.808	4667.0433
$\delta$	-3866.722	-3571.418	-2059.555	-2167.495	-4169.314	-2162.237
$\lambda$	-253.324	-92.822	639.551	-74.44	-270.814	-72.936

**Table III- 9: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.7**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-9.184	9.246	-9.201	-6.6788	0.4972	-8.1266
$\beta$	-458.723	-692.704	-536.065	-427.4711	-501.2419	-563.449
$\gamma$	4977.414	2865.863	5461.859	3450.830	2646.564	5563.528
$\delta$	-3628.846	-650.1298	-3764.013	-1906.698	-888.5473	-3804.308
$\lambda$	-145.790	413.1205	-116.382	457.3696	617.6687	-157.327

- 3<sup>ème</sup> puits :

**Table III- 10: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.6**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-12.985	-10.369	-9.019	-9.566	-9.655	17.935
$\beta$	-381.629	-567.040	-582.930	-582.410	-581.177	-1034.621
$\gamma$	4388.917	5566.645	5502.525	5663.881	5667.971	4893.778
$\delta$	-2676.117	-3198.259	-3122.9003	-3291.041	-3295.904	-1446.866
$\lambda$	617.153	370.077	418.241	372.108	370.061	318.561

**Table III- 11: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.65**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	16.697	18.356	-9.569	19.0547	-4.929	-8.534
$\beta$	-925.036	-1027.385	-550.291	-1003.804	-720.963	-599.779
$\gamma$	4144.810	4737.480	5153.626	4197.96	6291.893	5571.441
$\delta$	-1170.678	-1327.307	-2835.341	-806.278	-3642.671	-3160.785
$\lambda$	386.542	351.616	490.734	497.798	116.174	362.655



## Chapitre III : Modélisation de GLPC

**Table III- 12: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.7**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	18.478	-9.221	-6.2557	-3.416	-8.048	1.0195
$\beta$	-935.088	-584.381	-672.923	-760.749	-600.500	-656.094
$\gamma$	3650.813	5450.307	5879.701	6380.0139	5385.105	3878.407
$\delta$	-610.405	-3078.604	-3325.959	-3655.084	-2972.032	-1258.070
$\lambda$	496.580	372.026	218.271	48.964	384.1129	720.599

- 4<sup>ème</sup> puits :

**Table III- 13: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.6**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	0.0126	-5.555	-5.057	-4.590	15.685	-2.099
$\beta$	-705.904	-641.234	-630.599	-666.221	-947.508	-745.582
$\gamma$	4506.958	5205.542	4971.825	5310.340	4129.989	5731.098
$\delta$	-1107.349	-1942.890	-1728.146	-1998.115	127.006	-2253.072
$\lambda$	1266.822	1334.925	1407.146	1299.523	1456.476	1147.544

**Table III- 14: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.65**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	-5.027	1.244	-5.375	13.444	-5.405	0.832
$\beta$	-554.932	-825.655	-650.355	-943.213	-637.01	-626.483
$\gamma$	3682.201	5984.092	5310.973	4595.180	5177.284	3552.302
$\delta$	-565.238	-2353.533	-2049.861	631.899	-1941.422	-265.831
$\lambda$	1538.1283	1012.292	1280.372	1305.643	1324.641	1748.410

**Table III- 15: Les paramètres optimaux des différentes pressions pour la densité 0.7**

	1500	2000	2500	3000	3500	4000
$\alpha$	3.300	0.0899	6.4648	-3.7306	-1.749	11.727
$\beta$	-734.864	-772.211	-864.122	-671.803	-717.934	-714.116
$\gamma$	3942.438	5574.819	5243.310	5196.5199	5353.329	1933.418
$\delta$	-402.084	-2058.897	-1502.650	-1890.724	-1952.283	1656.611
$\lambda$	1352.696	1114.356	1151.261	1267.022	1200.897	2039.804

# Chapitre III : Modélisation de GLPC

## ➤ Visualisation des résultats

Nous avons également visualisé dans les figures ci-dessous les courbes GLPC pour chaque puits en comparant les données observées et les prédictions de la fonction GLPC optimisée.

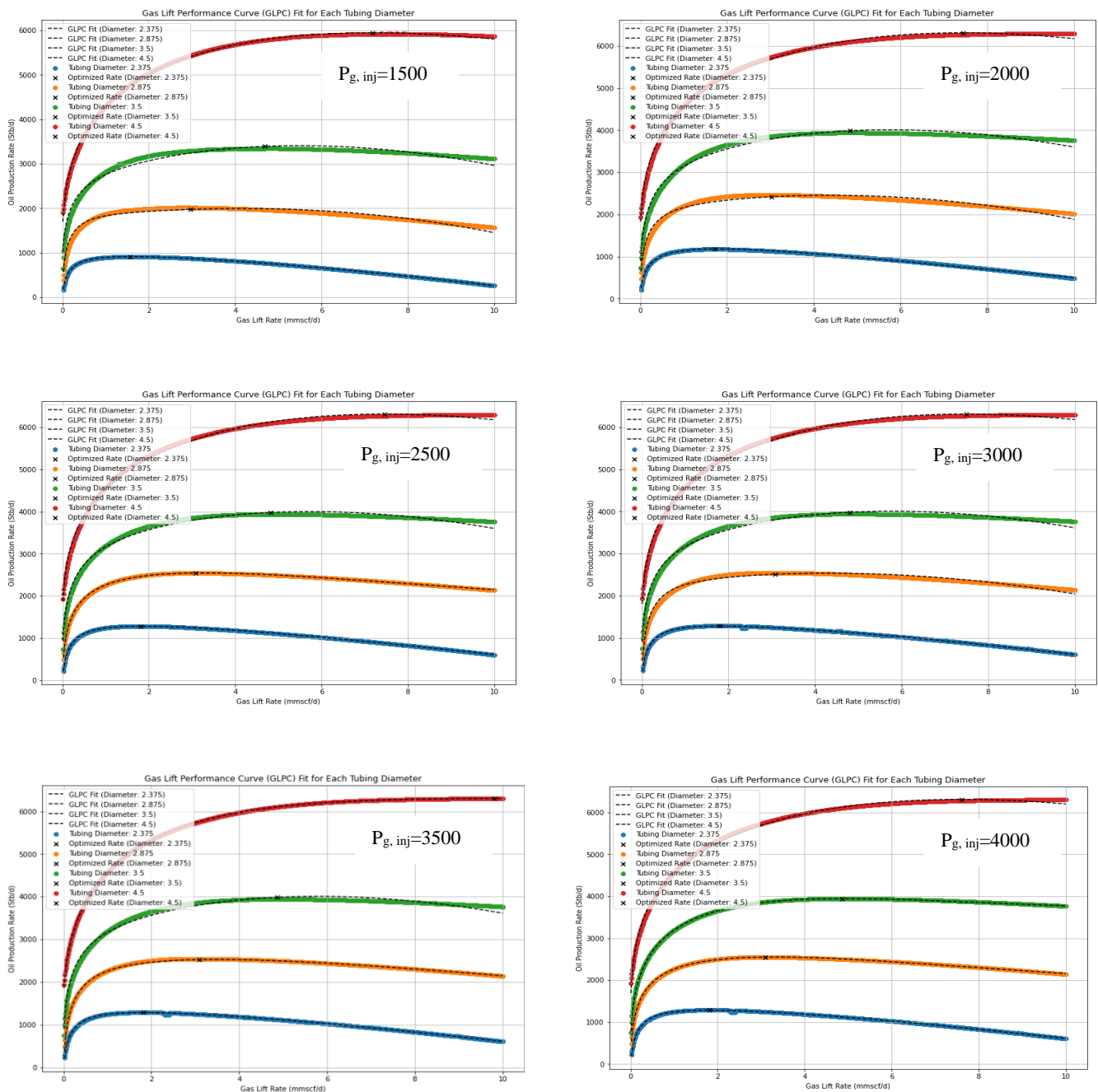


Figure III- 8: Visualisation des courbes GLPC pour les 4 puits avec différentes pressions de densité 0.6 utilisant le modèle classique

# Chapitre III : Modélisation de GLPC

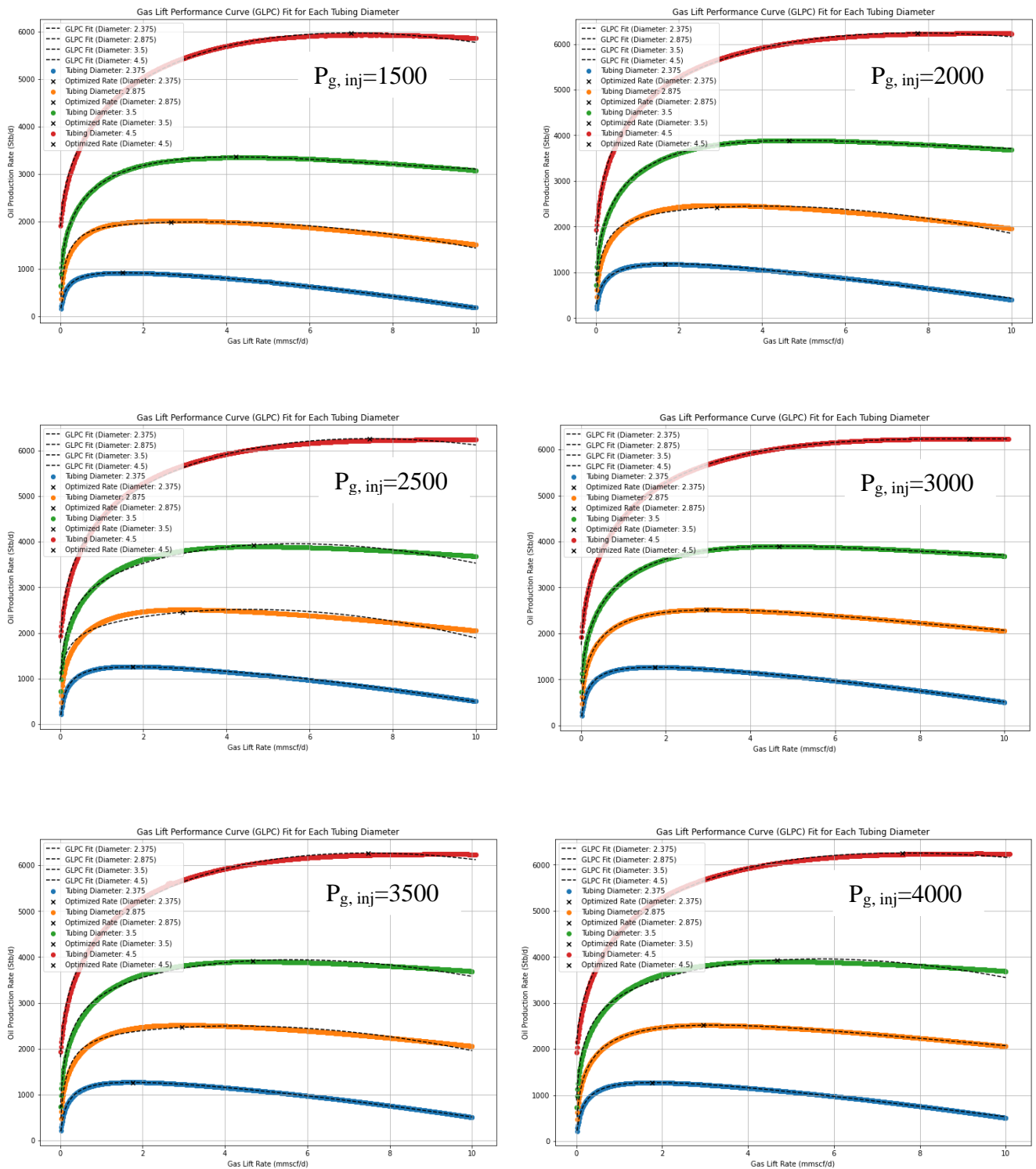


Figure III- 9: Visualisation des courbes GLPC pour les 4puits avec différentes pressions de densité 0.65 utilisant le modèle classique

# Chapitre III : Modélisation de GLPC

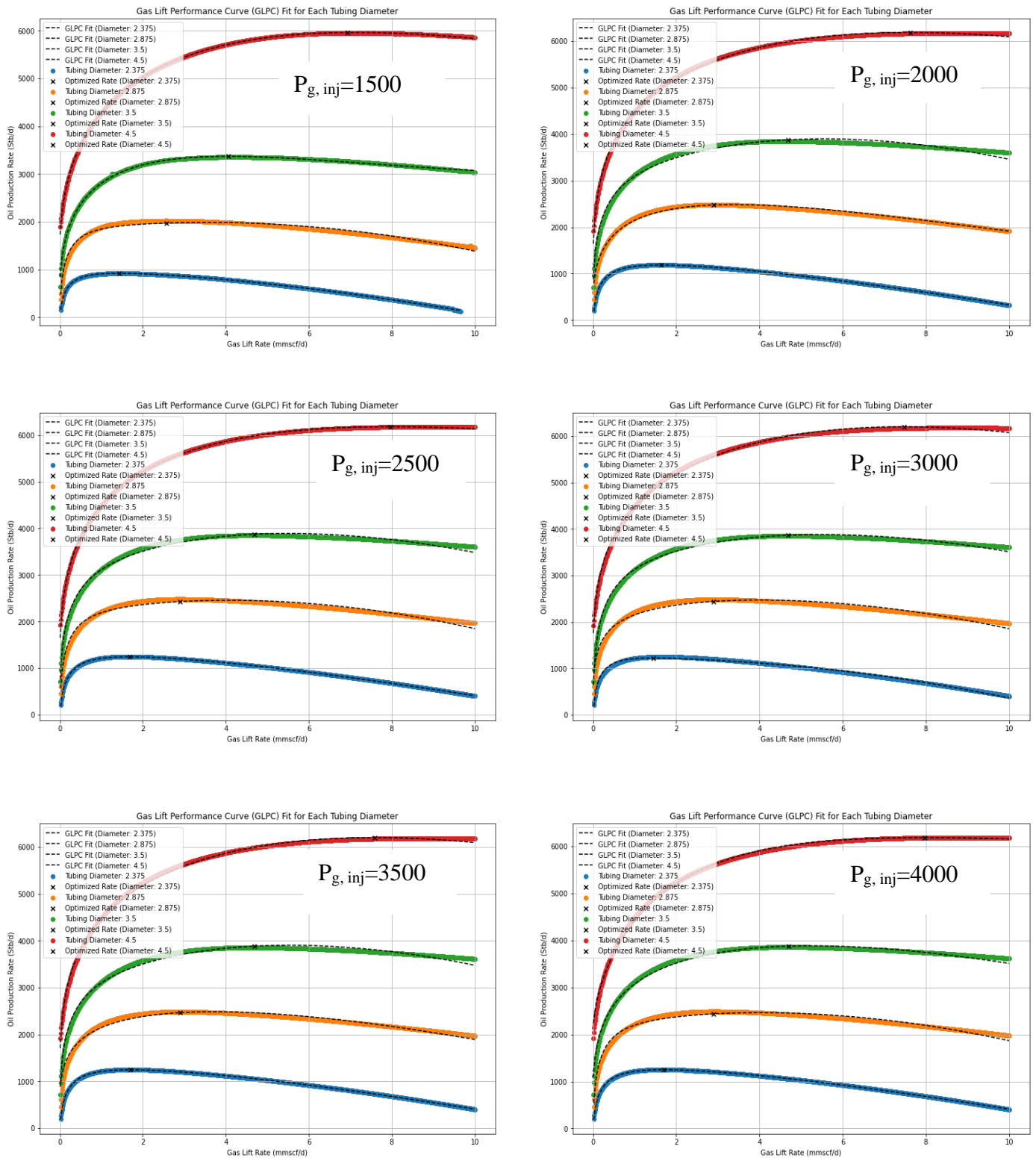
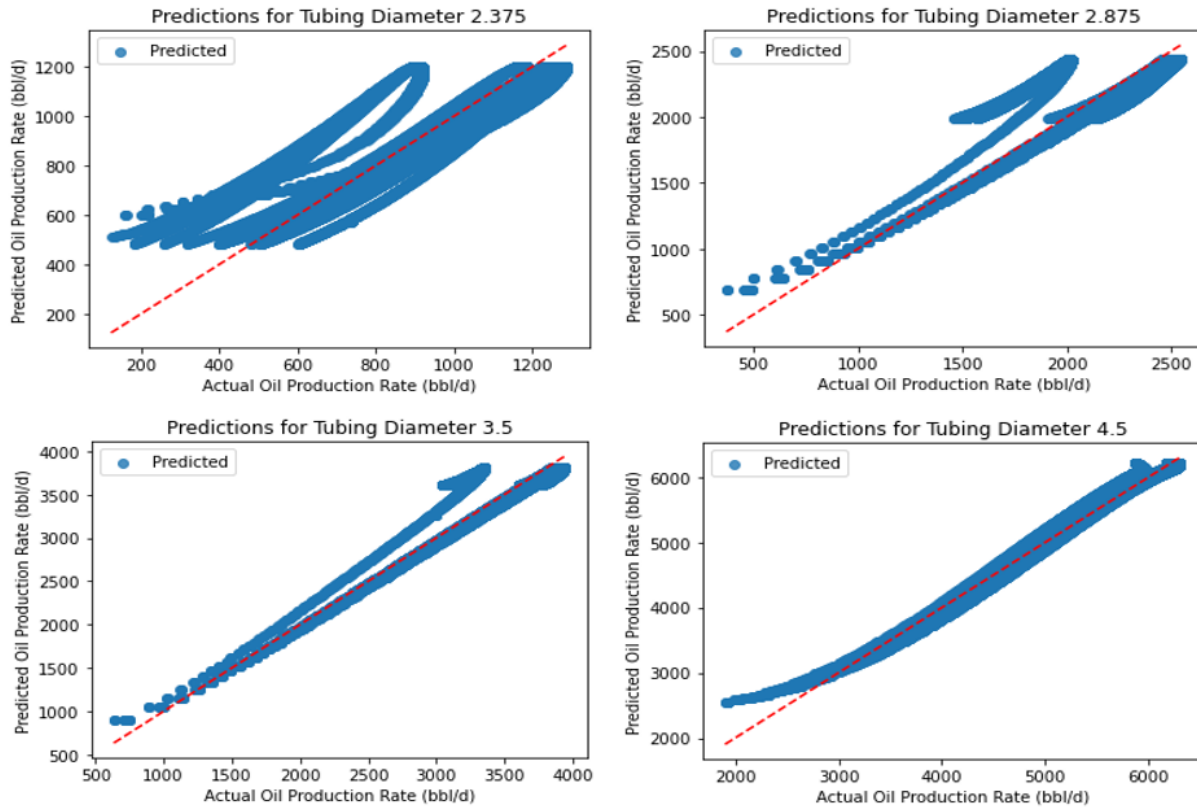


Figure III- 10: Visualisation des courbes GLPC pour les 4 puits avec différentes pressions de densité 0.7 utilisant le modèle classique

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

### ➤ Evaluation du modèle

Afin d'évaluer l'efficacité de notre modèle, nous avons calculé le coefficient de détermination  $R^2$  pour chaque puits. Voici les résultats obtenus ainsi que leur visualisation :



**Figure III- 11: Courbe de la proportionnalité des données prédites et des données actual pour chaque puits**

### ➤ Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus, le modèle de courbe de performance de gas lift (GLPC) utilisé dans cette étude est particulièrement fiable pour les puits équipés d'un tubage de diamètre **4.5** pouces, comme a été indiqué par le coefficient de détermination  $R^2$  de **0.979**. Tandis que pour les autres diamètres de tubage, bien que les ajustements soient acceptables pour les tubages de **2.375** et **3.5** pouces avec coefficient de détermination  $R^2$  de **0.7502** et **0.825**, l'ajustement pour le tubage de **2.875** pouces avec coefficient de détermination  $R^2$  de **0.631** est moins satisfaisant.

Après avoir interprété les résultats des modèles classiques, nous allons maintenant aborder l'utilisation de modèles plus avancés de machine learning, notamment les réseaux de neurones multicouches (MLP) et le gradient boosting (GB), pour améliorer la fiabilité et la précision des prédictions dans les opérations de gas lift.

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

### III.4.1.2. Les modèles de machine learning

Machine learning est un sous-domaine clé de l'intelligence artificielle (IA), se base sur des algorithmes entraînés à partir de vastes ensembles de données. Ces algorithmes développent des modèles capables d'apprendre par eux-mêmes, permettant ainsi de prédire des résultats et de classer des informations de manière autonome, sans nécessiter d'intervention humaine. Dans notre projet, nous allons utiliser deux des meilleurs modèles de machine learning : le perceptron multicouche (MLP) et le gradient boosting. Ces méthodes sont reconnues pour leur efficacité et leur performance supérieure dans diverses applications.

#### III.4.1.2.1. Multi-Layer Perceptron (MLP)

##### ➤ Théorie et principe de base

Le perceptron multicouche (MLP) est un type de réseau de neurones artificiels composé de plusieurs couches de neurones, où chaque neurone est connecté à tous les neurones de la couche suivante. Le MLP est capable de capturer des relations complexes entre les variables d'entrée et de sortie grâce à son architecture multicouche et à sa capacité d'apprentissage non linéaire

##### ➤ Architecture d'un MLP

L'architecture d'un MLP comprend une couche d'entrée, une ou plusieurs couches cachées, et une couche de sortie. Chaque couche cachée utilise des fonctions d'activation non linéaires, telles que ReLU (Rectified Linear Unit), pour introduire des non-linéarités dans le modèle et permettre une meilleure approximation des fonctions complexes.

##### ➤ La configuration des hyper-paramètres

- **Hidden\_layer\_sizes** : Dans cet exemple, nous avons utilisé une architecture pour une architecture de perceptron multicouche (MLP) avec 4 entrées, 3 couches cachées, et une seule sortie avec un nombre de neurones 16,32,16 pour certains cas, il nous est arrivé de modifier les caractéristiques de hidden layer. Et ce en utilisant la bibliothèque MLPRegressor de sklearn.
- **Activation** : Fonction d'activation utilisée pour les neurones cachés. 'relu' est utilisé ici pour introduire la non-linéarité.
- **Solver** : L'algorithme utilisé pour optimiser les poids. 'adam' est un solveur basé sur une méthode de descente de gradient stochastique.
- **Random\_state** : Définir une graine aléatoire pour assurer la reproductibilité des résultats.
- **Max\_iter** : Le nombre maximum d'itérations pour le solveur. Une valeur élevée comme **10000** assure la convergence.

##### ➤ Résultats

Afin de visualiser les résultats obtenus avec notre modèle MLP, nous avons généré des courbes de performance du gas lift (GLPC). Celles-ci illustrent la relation entre les débits d'injection de gaz et les débits de production d'huile pour différents puits, en tenant compte de diverses pressions

# Chapitre III : Modélisation de GLPC

et densités de gaz injecté. Les graphiques présentent à la fois les données réelles et les prédictions du modèle, offrant ainsi une comparaison visuelle de la précision de nos prévisions.

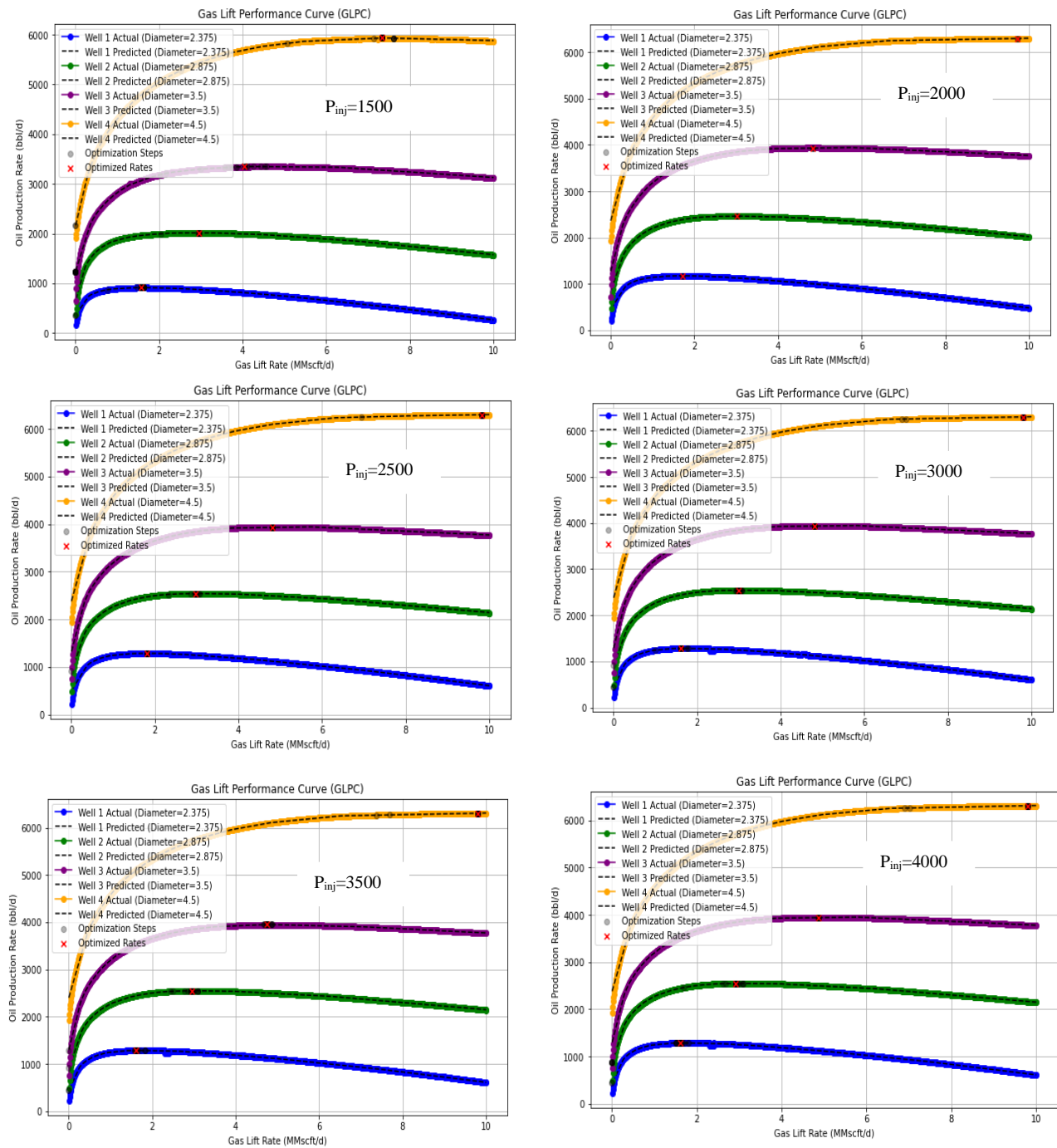


Figure III- 12: Visualisation des courbes GLPC pour les 4 puits avec différentes pressions de densité 0.6 utilisant le modèle MLP classique

# Chapitre III : Modélisation de GLPC

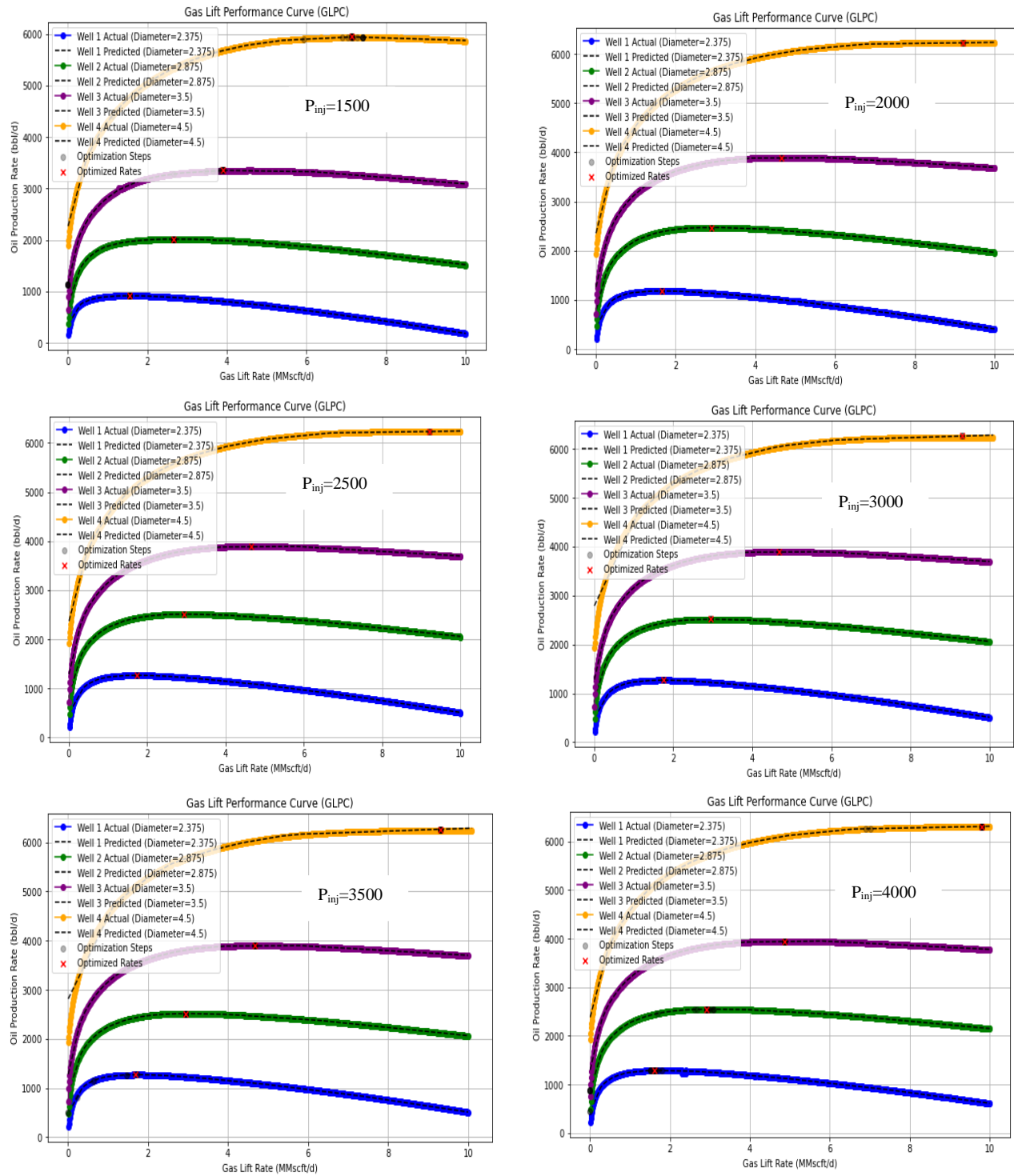
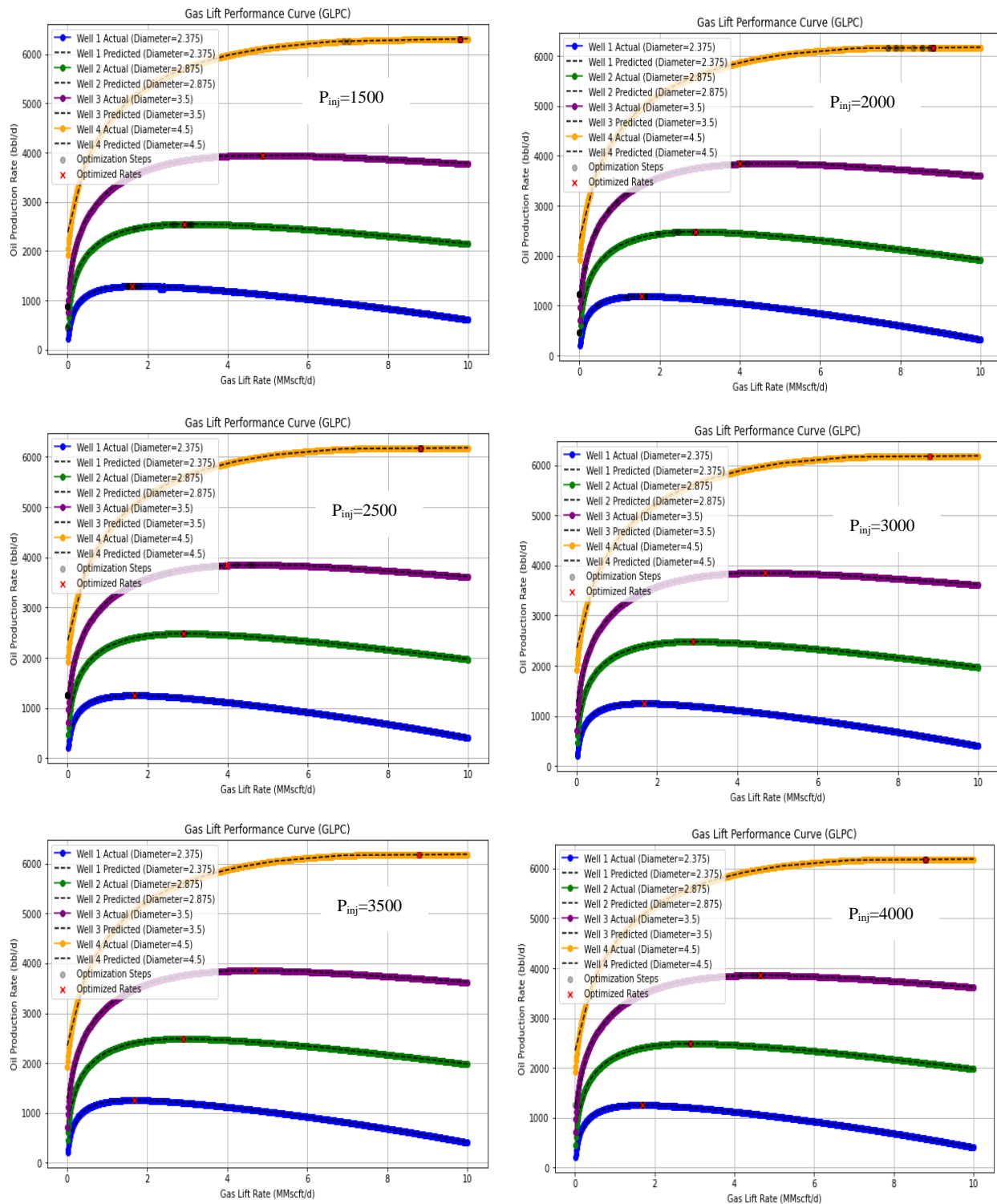


Figure III- 13: Visualisation des courbes GLPC pour les 4 puits avec différentes pressions de densité 0.65 utilisant le modelé MLP



# Chapitre III : Modélisation de GLPC



**Figure III- 14: Visualisation des courbes GLPC pour les 4 puits avec différentes pressions de densité 0.7 utilisant le modelé MLP**

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

### ➤ Evaluation du modèle

L'évaluation de notre modèle MLP a été réalisée en calculant les scores R-squared pour les ensembles d'entraînement et de test pour chaque puits. Voici un résumé des performances du modèle :

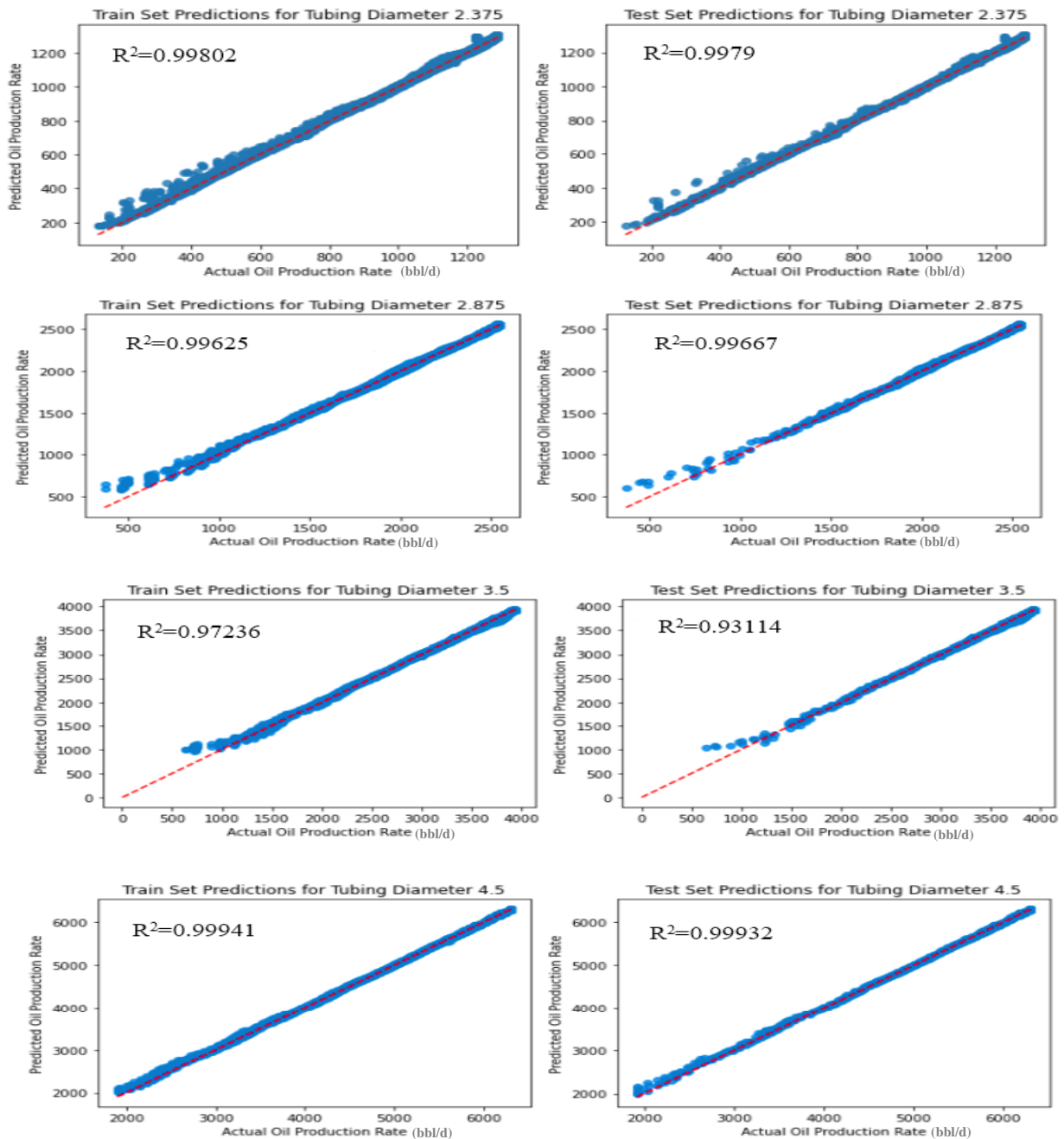


Figure III- 15: Courbes de proportionnalités entre les données prédites et actuels du train et test set pour chaque puits pour le modèle MLP

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

### ➤ Interprétation des résultats

Les scores R-squared proches de 1 pour tous les diamètres indiquent une excellente capacité du modèle à prédire les taux de production de pétrole à partir des taux d'injection de gaz lift. Ces résultats montrent que notre modèle MLP est bien adapté à cette tâche et peut être utilisé de manière fiable pour optimiser les opérations de gas lift dans les puits de pétrole.

### III.4.1.2.2. Gradient Boosting

#### ➤ Théorie et Principes de Base

Le Gradient Boosting est une méthode d'apprentissage automatique basée sur la technique d'ensemble. Il construit un modèle de prédiction en combinant les prédictions de plusieurs modèles de base simples, généralement des arbres de décision. L'idée principale du Gradient Boosting est de corriger les erreurs des modèles précédents en ajoutant de nouveaux modèles qui sont entraînés à prédire les résidus (les erreurs) des modèles précédents. Chaque modèle ajouté est ajusté pour minimiser une fonction de coût spécifique, souvent la somme des erreurs quadratiques pour les tâches de régression.

#### ➤ Différents Algorithmes de Gradient Boosting

Il existe plusieurs variantes populaires de Gradient Boosting, chacune optimisée pour des performances et des cas d'utilisation spécifiques :

- **XGBoost (Extreme Gradient Boosting)** : Connu pour sa vitesse et sa performance, il utilise des techniques de régularisation pour éviter le surajustement.
- **LightGBM (Light Gradient Boosting Machine)** : Optimisé pour la vitesse et la mémoire, particulièrement efficace pour les grands ensembles de données.
- **CatBoost (Categorical Boosting)** : Spécialement conçu pour gérer les variables catégorielles et réduire le besoin de prétraitement.

#### ➤ La configuration des hyper-paramètres

Dans le modèle Gradient Boosting, plusieurs hyperparamètres clés ont été configurés pour optimiser la performance :

- **n\_estimators** : Nombre d'arbres dans le modèle. Nous avons utilisé 10 000 pour garantir une haute capacité de modélisation.
- **learning\_rate** : Facteur de réduction pour les contributions de chaque arbre. Une valeur de 0.1 est souvent utilisée pour équilibrer la vitesse de convergence et la performance.
- **max\_depth** : Profondeur maximale des arbres. Fixée à 10 pour permettre au modèle de capturer des relations complexes sans surajustement.
- **random\_state** : Graines aléatoires pour assurer la reproductibilité des résultats.

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

- **Résultats** Les résultats de notre modèle Gradient Boosting ont montré des scores R-squared extrêmement élevés, indiquant une excellente performance de prédiction :

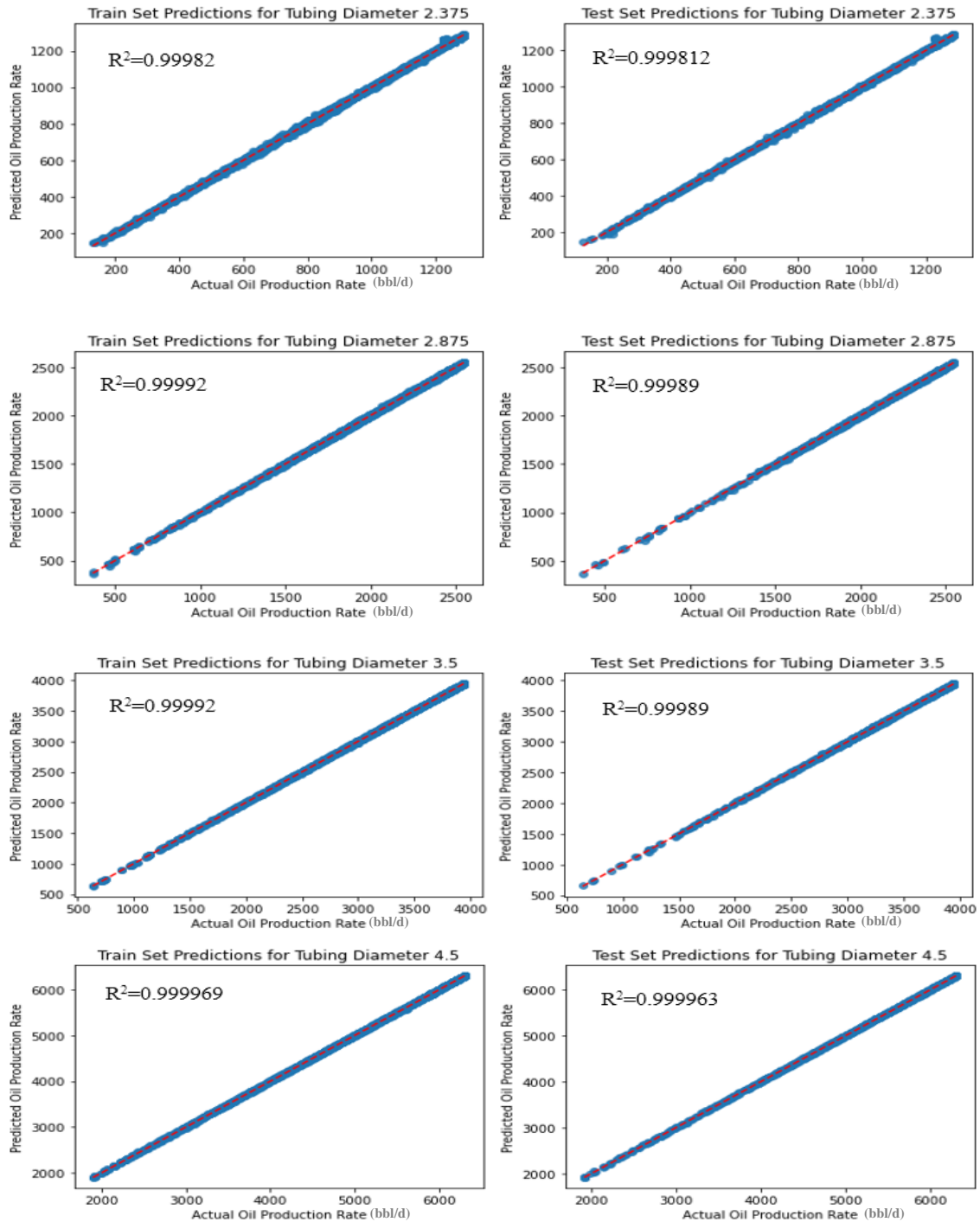


Figure III- 16: Courbes de proportionnalités entre les données prédites et actuels du train et test set pour chaque puits pour le modèle Gradient Boosting

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

### ➤ Interprétation des résultats

Ces résultats montrent que notre modèle de Gradient Boosting est bien adapté pour prédire les débits de production de pétrole à partir des débits d'injection de gaz lift.

En comparant les performances des modèles MLP (Multi-Layer Perceptron) et GB (Gradient Boosting), nous constatons que le modèle GB surpasse le modèle MLP, affichant des valeurs de R-squared plus élevées. Le R-squared mesure la précision de chaque modèle dans l'explication des variations des données. Pour confirmer cette observation, nous avons élargi notre analyse en évaluant les modèles sur les données de quatre puits différents, couvrant diverses densités et pressions.

- **Densité 0.6 :**

**Table III- 16: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 1500 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9985	0.9991	0.9998

**Table III- 17: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2000 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9995	0.9989	0.9993	0.9998

**Table III- 18: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2500 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9994	0.9987	0.9993	0.9998

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

**Table III- 19: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3000 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9993	0.9987	0.9993	0.9998

**Table III- 20: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3500 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9994	0.9987	0.9993	0.9998

**Table III- 21: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 4000 et densité 0.6**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9994	0.9987	0.9993	0.9998

- **Densité 0.65 :**

**Table III- 22: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 1500 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9997	0.9986	0.9991	0.9998

**Table III- 23: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2000 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9990	0.9993	0.9998

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

**Table III- 24: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2500 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9995	0.9988	0.9993	0.9998

**Table III- 25: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3000 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9995	0.9988	0.9993	0.9998

**Table III- 26: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3500 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9995	0.9988	0.9993	0.9998

**Table III- 27: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 4000 et densité 0.65**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9995	0.9988	0.9993	0.9998

## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

- **Densité 0.7 :**

**Table III- 28: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 1500 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9997	0.9988	0.9991	0.9998

**Table III- 29: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2000 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9997	0.9991	0.9993	0.9998

**Table III- 30: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 2500 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9988	0.9993	0.9998

**Table III- 31: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3000 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9988	0.9993	0.9998

**Table III- 32: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 3500 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9988	0.9993	0.9998



## Chapitre III : Modélisation de GLPC

---

**Table III- 33: L'évaluation du modèle pour les 4 puits pour la pression 4000 et densité 0.7**

	Puit1	Puit 2	Puit 3	Puit 4
Train R-squared scores	1	1	1	1
Test R-squared Scores	0.9996	0.9988	0.9993	0.9998

### III.5. Conclusion

Après avoir examiné en détail la modélisation de la courbe de performance du gas lift, il est impératif de souligner l'influence directe de cette modélisation sur les décisions d'allocation du gas lift. La fiabilité des modèles de performance des puits est essentielle pour garantir une allocation optimale des débits de gaz, ce qui peut avoir un impact significatif sur l'efficacité globale du système de production. Dans cette optique, nous avons opté pour l'utilisation du modèle GB, reconnu pour sa précision et sa fiabilité, afin de compléter la phase d'optimisation de l'allocation du gas lift.

# **Chapitre IV**

## **Allocation optimale des débits de gaz**

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

---

### IV.1. Introduction

L'allocation optimale des débits de gaz est un aspect crucial de l'optimisation des opérations dans l'industrie pétrolière. L'optimisation des débits de gaz injecté permet de maximiser la production de pétrole et de réduire les coûts opérationnels en allouant judicieusement les ressources disponibles. Cette allocation stratégique est essentielle pour tirer le meilleur parti de la technique de gas lift, en garantissant une distribution efficace du gaz injecté parmi les différents puits d'un champ pétrolier.

- **L'objectif :**

L'objectif principal de ce chapitre est de présenter les méthodes et techniques utilisées pour optimiser l'allocation des débits de gaz. Une allocation optimale permet de :

- **Maximiser la Production de Pétrole :** En injectant la bonne quantité de gaz dans les puits appropriés, on peut augmenter le taux de production global du champ pétrolier.
- **Réduire les Coûts Opérationnels :** Une utilisation efficace du gaz réduit les coûts associés à l'injection de gaz, notamment les coûts liés à l'énergie et à la maintenance des équipements.
- **Prolonger la Durée de Vie des Puits :** En évitant la sur-injection ou la sous-injection de gaz, on minimise l'usure des équipements et les problèmes opérationnels, prolongeant ainsi la durée de vie productive des puits.

### IV.2. Approche d'Optimisation Employée : L'Algorithme SLSQP

Dans notre implémentation, nous avons utilisé l'algorithme SLSQP (Sequential Least Squares Programming) pour résoudre le problème d'optimisation de l'allocation des débits de gaz. Cette méthode offre plusieurs avantages et peut être bien adaptée aux contraintes spécifiques de notre problème.

- **Principe**

L'algorithme SLSQP est une méthode d'optimisation utilisée pour résoudre des problèmes avec des contraintes d'égalité et d'inégalité. Son principe repose sur une approche itérative qui minimise une fonction objective tout en respectant les contraintes imposées. Il utilise une combinaison de techniques de programmation linéaire et non linéaire pour trouver la solution optimale.

- **Formulation Mathématique**

La formulation mathématique du problème consiste à définir une fonction objective à minimiser ou maximiser, ainsi que des contraintes qui doivent être respectées. Dans notre cas, la fonction objective est la maximisation de la production de pétrole  $Q_{oT}$ , tandis que les contraintes garantissent que la quantité totale de gaz injecté  $Q_{gT}$  reste inférieure ou égale à la quantité

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

---

disponible  $Q_{g,Disponible}$  et que les débits d'injection de gaz individuels restent dans les limites autorisées.

### ➤ Procédures

La procédure pour implémenter SLSQP dans le cadre de l'allocation des débits de gaz implique les étapes suivantes :

- Définition de la fonction objective à maximiser ou minimiser.
- Spécification des contraintes d'égalité et d'inégalité.
- Choix des conditions initiales et des limites pour les variables d'optimisation.
- Application de l'algorithme SLSQP pour trouver la solution optimale.

### ➤ Avantages et Limites

#### **Avantages**

- Convergence rapide vers une solution optimale.
- Gère efficacement les contraintes complexes.
- Peut être utilisé pour les problèmes non linéaires et non convexe.

#### **Limites**

- Sensible aux conditions initiales et aux contraintes mal spécifiées.
- Peut-être coûteux en termes de temps de calcul pour des problèmes très complexes.

### **IV.3. Principes de l'allocation optimale**

Dans un système de production, nous essayons toujours d'obtenir le maximum de profits possibles, pour ce faire, nous formulons le problème numériquement, puis nous utilisons des algorithmes d'optimisation sous contrainte.

Le nombre d'éléments que nous pouvons optimiser dans un système de production est important. Cependant, dans ce travail, nous nous concentrerons sur l'optimisation de la quantité de gaz injectée dans un système de puits activé par gaz lift.

Dans le système de puits d'huile activé par gaz lift, le problème posé par l'optimisation utilise généralement la fonction d'objectif économique qui vise à :

- Maximiser la production d'huile.
- Maximiser le profit.

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

---

Le problème de l'optimisation de l'allocation du gaz peut être formulé mathématiquement comme suit :

$$\max Q_{oT} = \sum_{i=1}^n q_{o_i} = f(Q_g) \dots \dots (IV-1)$$

$$Q_o = f(q_{gi}) \dots \dots (IV-2)$$

Sous la contrainte d'une quantité de gaz limitée  $Q_g$ , cela implique que la somme des débits injectés par chaque puits doit être inférieure à la quantité totale de débit disponible. De plus, chaque puits doit respecter la contrainte où son débit d'injection de gaz doit être compris entre zéro et le débit maximal autorisé. Et peuvent s'exprimer comme suit :

$$Q_{gT} = \sum_{i=1}^n q_{(g,inj)i} \leq q_{g,Disponible} \dots \dots (IV-3)$$

$$0 \leq q_{(g,inj)i} \leq q_{(g,inj)i,max} \dots \dots (IV-4)$$

Où :

- $Q_{oT}$  : La production totale d'huile.
- $q_{o_i}$  : Les débits individuels de production d'huile.
- $Q_{gT}$  : Un vecteur n-dimensionnel où les composantes sont  $q_{(g,inj)i}$  pour chaque puits.
- $q_{(g,inj)i}$  : Le débit d'injection de gaz du puits i.
- $q_{(g,inj)i,max}$  : Le débit maximal d'injection de gaz du puits i.

### IV.4. Résultats : Optimisation de l'Allocation du Gas Lift

Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle de gradient boosting en apprentissage automatique ainsi que la méthode d'optimisation SLSQP (Sequential Least Squares Programming) pour optimiser l'allocation des débits de gaz dans un système de puits activé par gas lift. L'objectif principal était de maximiser la production d'huile, en tenant compte de la contrainte majeure de la quantité totale de gaz disponible pour l'injection, fixée à 25 MMScf/jour.

Grâce à l'application de ces techniques avancées, nous avons pu déterminer les débits de gaz optimaux à injecter dans chaque puits. Ces débits optimisés tiennent compte des différentes conditions de pression et de densité d'injection, essentielles pour une performance optimale. En conséquence, nous avons également obtenu les taux de production d'huile correspondants pour chaque puits, reflétant l'efficacité de l'injection de gaz sous ces conditions variées. Voici un aperçu des résultats :

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

- Densité 0.6 :

Table IV- 1:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 1500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.64	911.9474	12194.84349
Puits 2	2.96	2015.0329	
Puits 3	4.69	3348.9329	
Puits 4	7.6	5918.9300	

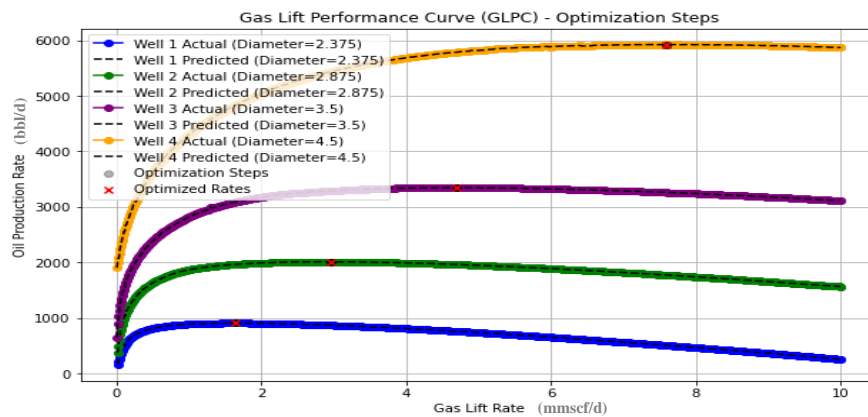


Figure IV- 1: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 1500 et la densité 0.6

Table IV- 2:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 2000

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.344	1167.015	13853.51499
Puits 2	2.644	2458.4999	
Puits 3	4.83	3936.8259	
Puits 4	9.334	6291.1739	

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

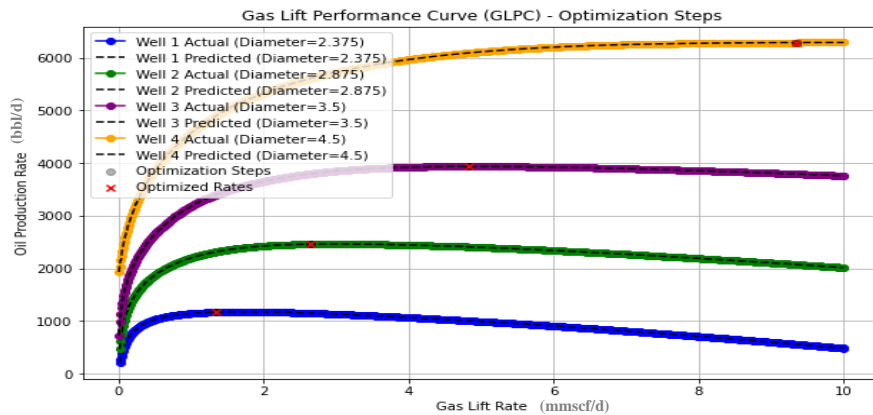


Figure IV- 2: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2000 et la densité 0.6

Table IV- 3: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 2500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.82	1284.8519	14057.75499
Puits 2	3.08	2542.8649	
Puits 3	4.81	3937.0929	
Puits 4	9.81	6292.9449	

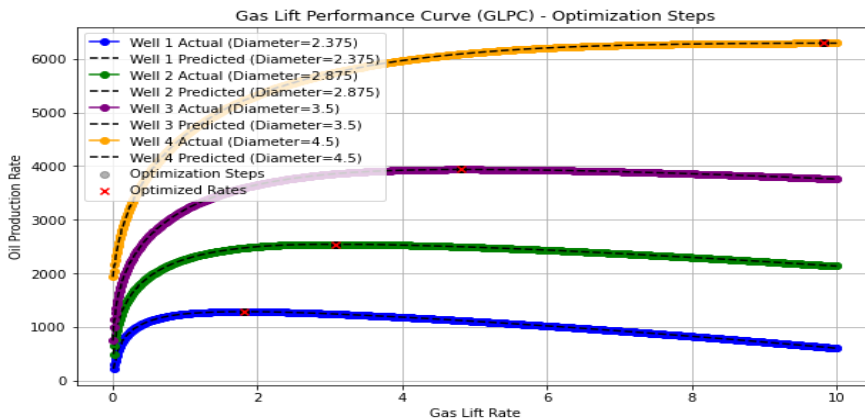
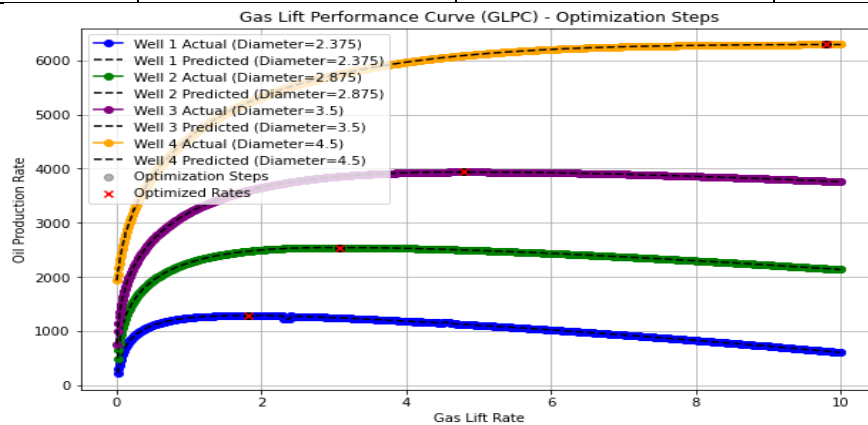


Figure IV- 3: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2500 et la densité 0.6

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

**Table IV- 4:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 3000**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.83	1285.6899	14063.57599
Puits 2	3.08	2544.0719	
Puits 3	4.8	3938.6449	
Puits 4	9.8	6295.1690	



**Figure IV- 4:Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 3000 et la densite 0.6**

**Table IV- 5:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 3500**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.83	1286.8129	14071.56099
Puits 2	3.09	2545.7069	
Puits 3	4.86	3940.7589	
Puits 4	9.8	6298.2820	



## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

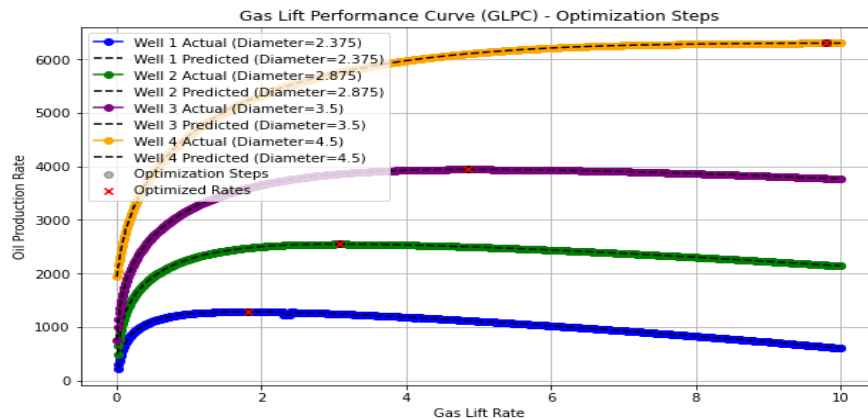


Figure IV- 5 :Visualisation des GLPC en utilisant Gradient Boosting pour la pression 3500 et la densite 0.6

Table IV- 6:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.6 et pression 4000

Puits	Débit optimal de gaz injecte	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.84	1287.949	14079.6969
Puits 2	3.1	2547.3669	
Puits 3	4.87	3942.9119	
Puits 4	9.8	6301.468	

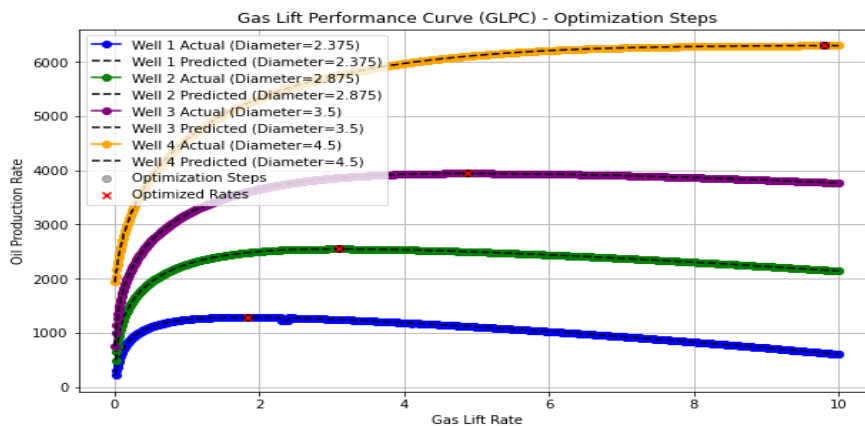


Figure IV- 6: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 4000 et la densite 0.6

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

- Densité 0.65 :

Table IV- 7:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 1500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.56	916.6907	12222.89679
Puits 2	2.66	2019.1589	
Puits 3	4.51	3350.3859	
Puits 4	7.42	5936.6609	

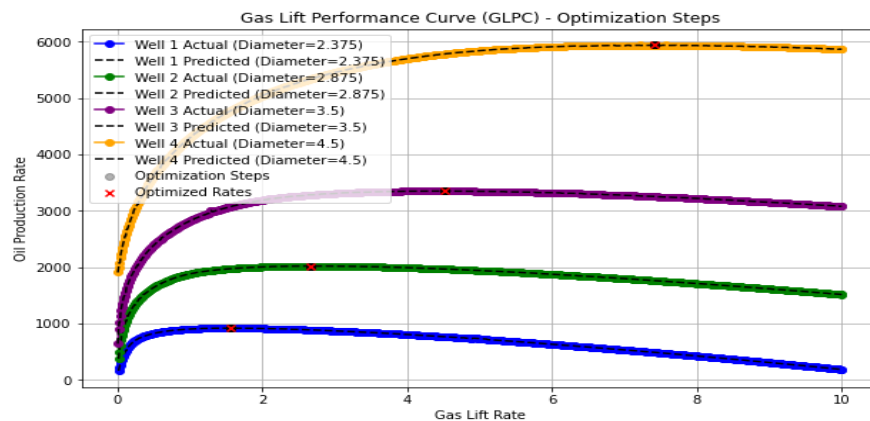


Figure IV- 7:Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 1500 et la densité 0.65

Table IV- 8: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 2000

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.67	1180.3639	13775.27699
Puits 2	2.91	2470.9279	
Puits 3	4.66	3891.9899	
Puits 4	9.21	6231.9949	

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

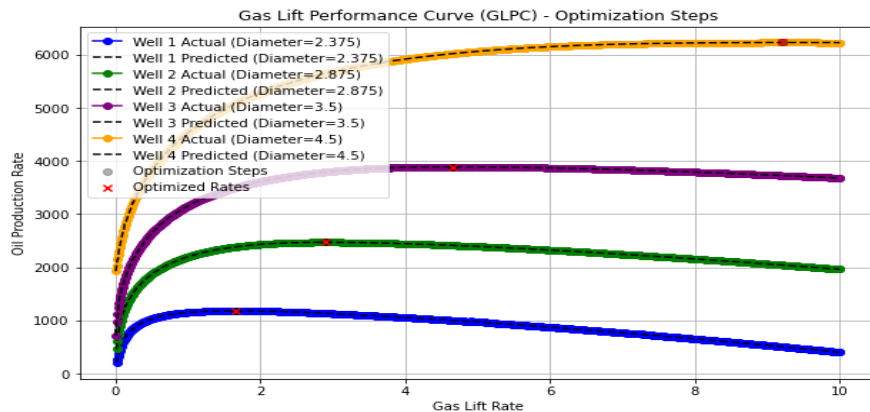


Figure IV- 8: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2000 et la densité 0.65

Table IV- 9: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 2500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.75	1266.8419	13905.53999
Puits 2	2.94	2512.2639	
Puits 3	4.66	3893.0189	
Puits 4	9.21	6233.4149	

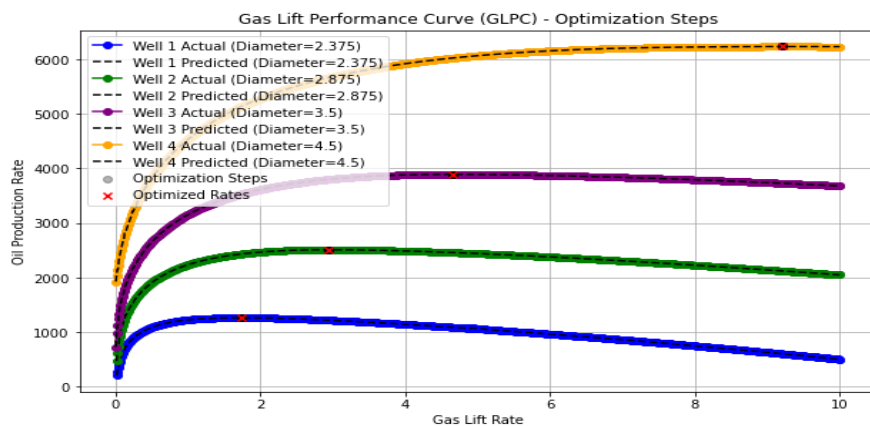
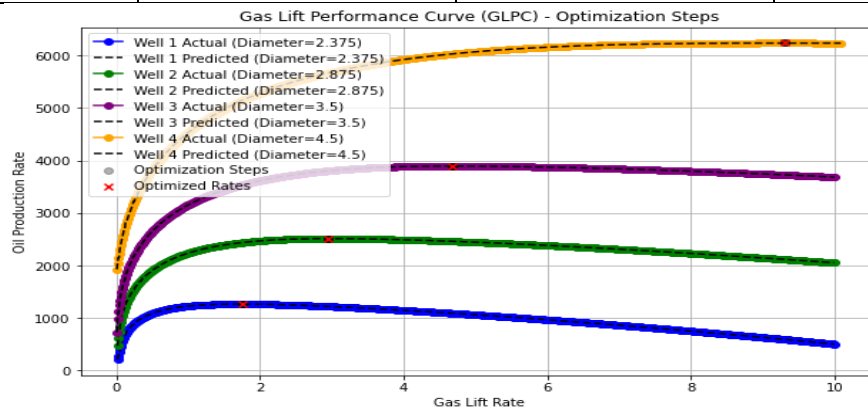


Figure IV- 9: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2500 et la densité 0.65

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

**Table IV- 10:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 3000**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.75	1268.0169	13913.86299
Puits 2	2.95	2513.9769	
Puits 3	4.67	3895.1999	
Puits 4	9.3	6236.6689	



**Figure IV- 10:Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 3000 et la densité 0.65**

**Table IV- 11:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 3500**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.76	1269.3299	13923.30999
Puits 2	2.95	2515.9019	
Puits 3	4.67	3897.6809	
Puits 4	9.3	6240.3969	

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

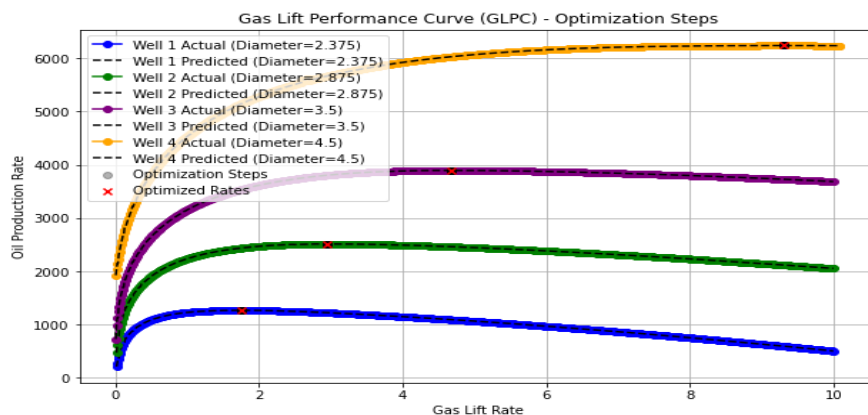


Figure IV- 11: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 3500 et la densité 0.65

Table IV- 12: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.65 et pression 4000

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.76	1270.5299	13932.01799
Puits 2	2.96	2517.6709	
Puits 3	4.68	3899.9729	
Puits 4	9.3	6243.8439	

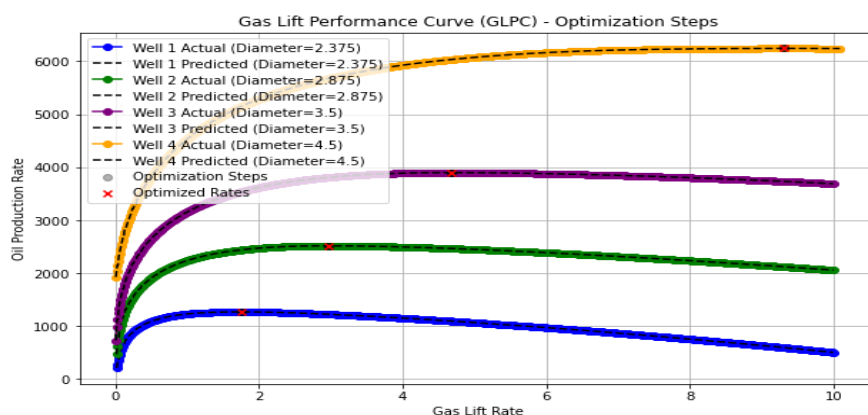


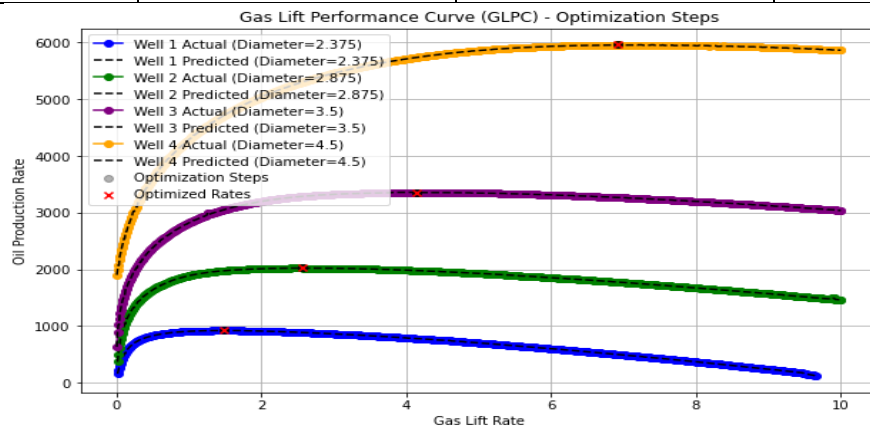
Figure IV- 12: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 4000 et la densité 0.65

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

- Densité 0.7 :

**Table IV- 13:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 1500**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.49	921.6290	12260.81609
Puits 2	2.57	2023.3599	
Puits 3	4.14	3358.8159	
Puits 4	6.93	5957.0109	



**Figure IV- 13:Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 1500 et la densité 0.7**

**Table IV- 14:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 2000**

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.63	1188.0919	13692.0959
Puits 2	2.9	2481.4689	
Puits 3	4.69	3849.4949	
Puits 4	8.81	6173.0399	

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

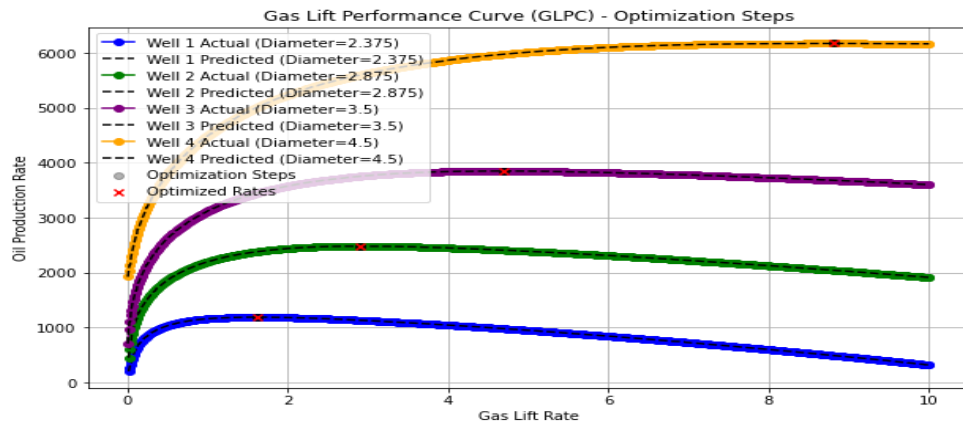


Figure IV- 14: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2000 et la densité 0.7

Table IV- 15: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 2500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.68	1249.1919	13758.74899
Puits 2	2.89	2481.8119	
Puits 3	4.69	3852.1079	
Puits 4	8.81	6175.6369	

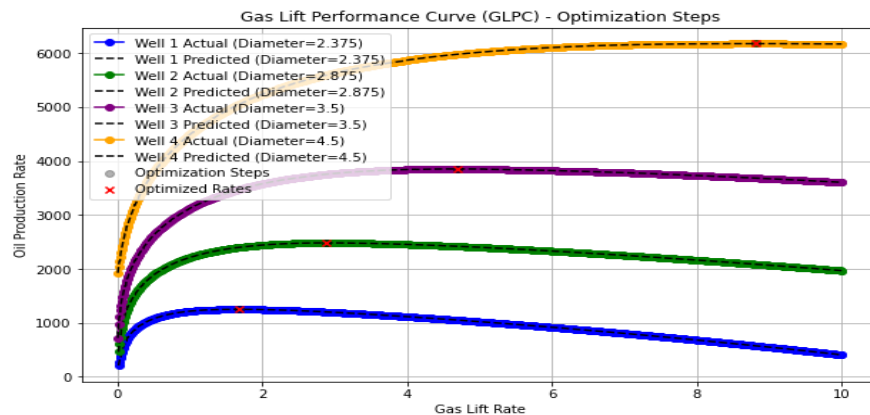


Figure IV- 15: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 2500 et la densité 0.7

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

Table IV- 16:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 3000

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.68	1250.6239	13769.62099
Puits 2	2.9	2483.9459	
Puits 3	4.69	3855.3879	
Puits 4	8.8	6179.663	

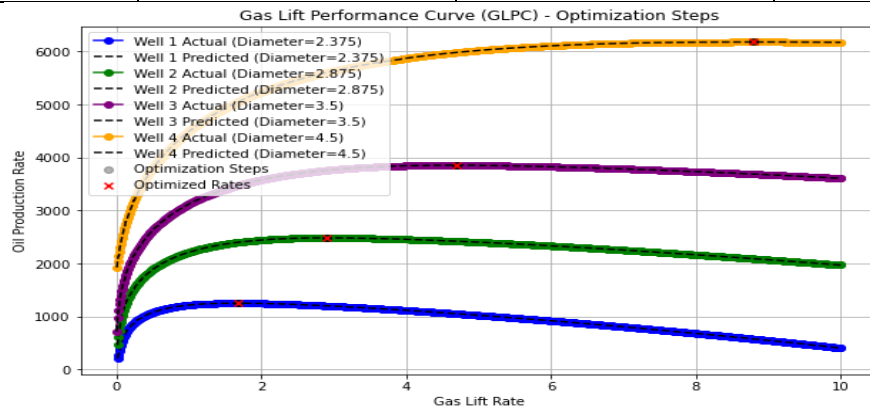


Figure IV- 16:Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 3000 et la densité 0.7

Table IV- 17:L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 3500

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits1	1.69	1252.0379	13780.27399
Puits 2	2.9	2486.0779	
Puits 3	4.69	3858.4259	
Puits 4	8.8	6183.7319	



## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

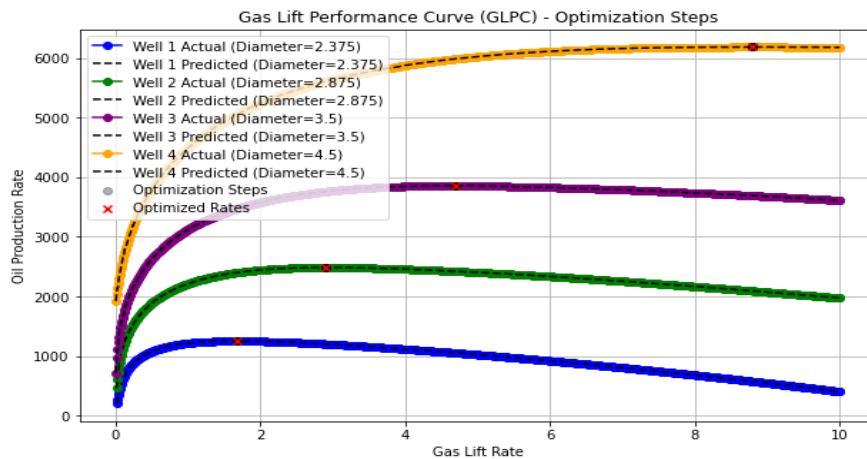


Figure IV- 17: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 3500 et la densité 0.7

Table IV- 18: L'Allocation optimale du gaz pour chaque puits et sa production d'huile résultante pour une densité de 0.7 et pression 4000

Puits	Débit optimal de gaz injecté	Débit optimale d'huile produise	Débit totale optimale d'huile produise
Puits 1	1.69	1253.2459	13789.33899
Puits 2	2.9	2487.9049	
Puits 3	4.7	3860.9519	
Puits 4	8.8	6187.2360	

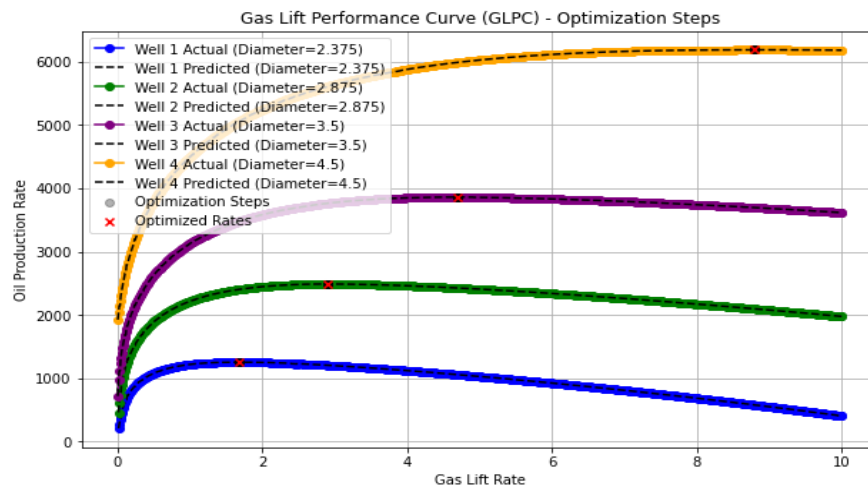


Figure IV- 18: Visualisation des GLPC utilisant Gradient Boosting pour la pression 4000 et la densité 0.7

## Chapitre IV: Allocation optimale des débits de gaz

---

### ➤ Interprétation des résultats

L'analyse des résultats révèle plusieurs points clés :

- **Efficacité de l'Optimisation** : Les débits de gaz optimaux déterminés par notre modèle montrent une allocation équilibrée du gaz disponible, maximisant ainsi la production d'huile tout en respectant la contrainte de 25 MMScf/jour de gaz disponible. Les variations dans les débits de gaz injectés entre les différents puits indiquent que chaque puits a des caractéristiques uniques (telles que des pressions et densités de fluide différentes) qui influencent la quantité de gaz nécessaire pour atteindre une performance optimale.
- **Variabilité entre les Puits** : Les différences observées dans les débits de gaz optimaux et les taux de production d'huile soulignent l'importance de personnaliser les stratégies d'injection de gaz pour chaque puits. Certains puits nécessitent plus de gaz pour maximiser la production, tandis que d'autres atteignent une performance optimale avec moins de gaz. Cette variabilité peut être attribuée à des facteurs tels que les propriétés géologiques, les caractéristiques du fluide et les conditions opérationnelles spécifiques à chaque puits.

### IV.5. Conclusion

En conclusion, l'application du modèle de gradient boosting et de l'optimisation SLSQP a permis de déterminer des stratégies d'injection de gaz très efficaces pour maximiser la production d'huile dans un système de puits activé par gas lift. Les résultats obtenus démontrent non seulement une augmentation significative de la production d'huile, mais aussi l'importance d'adapter les débits de gaz en fonction des conditions spécifiques de chaque puits. Cette approche optimisée offre une voie prometteuse pour améliorer l'efficacité des opérations de production d'huile tout en respectant les contraintes de ressources disponibles.

Ces résultats positifs incitent à poursuivre cette voie de recherche et d'application pratique, en envisageant d'autres paramètres et contraintes potentiellement influents pour raffiner davantage les stratégies d'optimisation dans les systèmes de production de pétrole.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

- Ce projet de fin d'études a démontré l'efficacité de combiner des techniques avancées de machine learning et des méthodes d'optimisation pour améliorer la production de pétrole dans les systèmes de puits activés par gas lift. En se concentrant sur l'optimisation de la répartition des débits de gaz, nous avons réussi à développer des stratégies d'injection de gaz qui maximisent la production d'huile tout en tenant compte des contraintes de ressources disponibles.
- Les résultats obtenus grâce à l'application du modèle de gradient boosting et de l'optimisation SLSQP montrent une augmentation significative de la production d'huile. Ces résultats confirment l'importance de l'optimisation personnalisée des débits de gaz pour chaque puits, en fonction des conditions spécifiques telles que la pression et la densité.
- En intégrant les approches modernes de machine learning et d'optimisation, notre projet a pu fournir des solutions concrètes et innovantes pour la gestion des systèmes de gas lift. Cette étude met en évidence la valeur ajoutée de ces techniques dans l'industrie pétrolière, offrant ainsi des perspectives prometteuses pour améliorer l'efficacité et la durabilité des opérations de production de pétrole.
- Les succès de ce projet encouragent la poursuite de la recherche dans ce domaine, en explorant d'autres paramètres et contraintes qui pourraient influencer l'optimisation des systèmes de production. En continuant sur cette voie, il est possible de développer des stratégies encore plus sophistiquées et efficaces pour maximiser la récupération d'huile tout en minimisant les coûts et les impacts environnementaux.

# Bibliographie

## Bibliographie

1. **Anis, ZEGHICHI Soufyane et BERRIANI.** *Analyse des performances et optimisation des puits à huile par GAZ LIFT (cas de l'anneau de RHOURE NOUSS sud est).* 2022/2023.
2. **Young, Matt.** *Gas Lift Optimization and Troubleshooting.* 2015.
3. **Abdallah, AZZOUZ Ahmed et DJOUDI.** *Etude et optimisation de gas-lift effectué dans des puits pétroliers À Hassi R'Mel .* 2015/2016.
4. **Abdel, BenAmara.** *Gas Lift - Past & Future.* 2016.
5. **Laing, Cameron.** *Things You need to Know about Gas Lift.* 2016.
6. **Kermit, Brown.** *The technology of artificial lift methods.*
7. *Production Optimization Using Nodal Analysis.* **Beggs, H.** 1999.
8. **Bachir, MERZOUK Mohammed, HENKA Abdelkamel.** *MODÉLISATION ET OPTIMISATION DU SYSTÈME DE PRODUCTION DU CHAMP PÉRIPHÉRIQUE HASSI EL GUETTAR DU GISEMENT DEHASSI MESSAOUD.* 2022/2023.
9. **Michael J.Economides, A.Daniel Hill, Christine.** *Petroleum Production Systemes.*
10. **Aymen, LAALAM.** *Activation des puits.*
11. **Hichame, Aissaoua Oussama & Mameri.** *Optimisation de la production des puits fermés à Amassak (T.F.T) par Gas-Lift.* 2016/2017.
12. **James P. Brill, H. Dale Beggs.** *Two-Phase Flow in Pipes.* 1991.
13. **Gareth James, Daniela Witten, Trevor Hastie and Robert Tibshirani.** *An Introduction to Statistical Learning.*
14. **Régression linéaire.** *DATAtab.* [En ligne]
15. **Régression li SPE-206989-MS**
16. **A New Model for Optimized Gas Allocation in Gas Lift Operation Using Metaheuristic Algorithmsnéaire simple - GitHub Pages.** [En ligne]