



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : **RAHMOUNI Fatna**

ZAOUI Elhorra

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Optimisation de la production à RHOURE
NOUSS: Étude de l'Application du Gaz-Lift.**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
ABDELMOUIZ Ahmed		Président
HADJADJ Asma		Examineur
GHALEM Khaled		Rapporteur

Promotion : juin 2024



Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, de nous avoir donné la force la volonté et la patience pour terminer ce modeste travail.

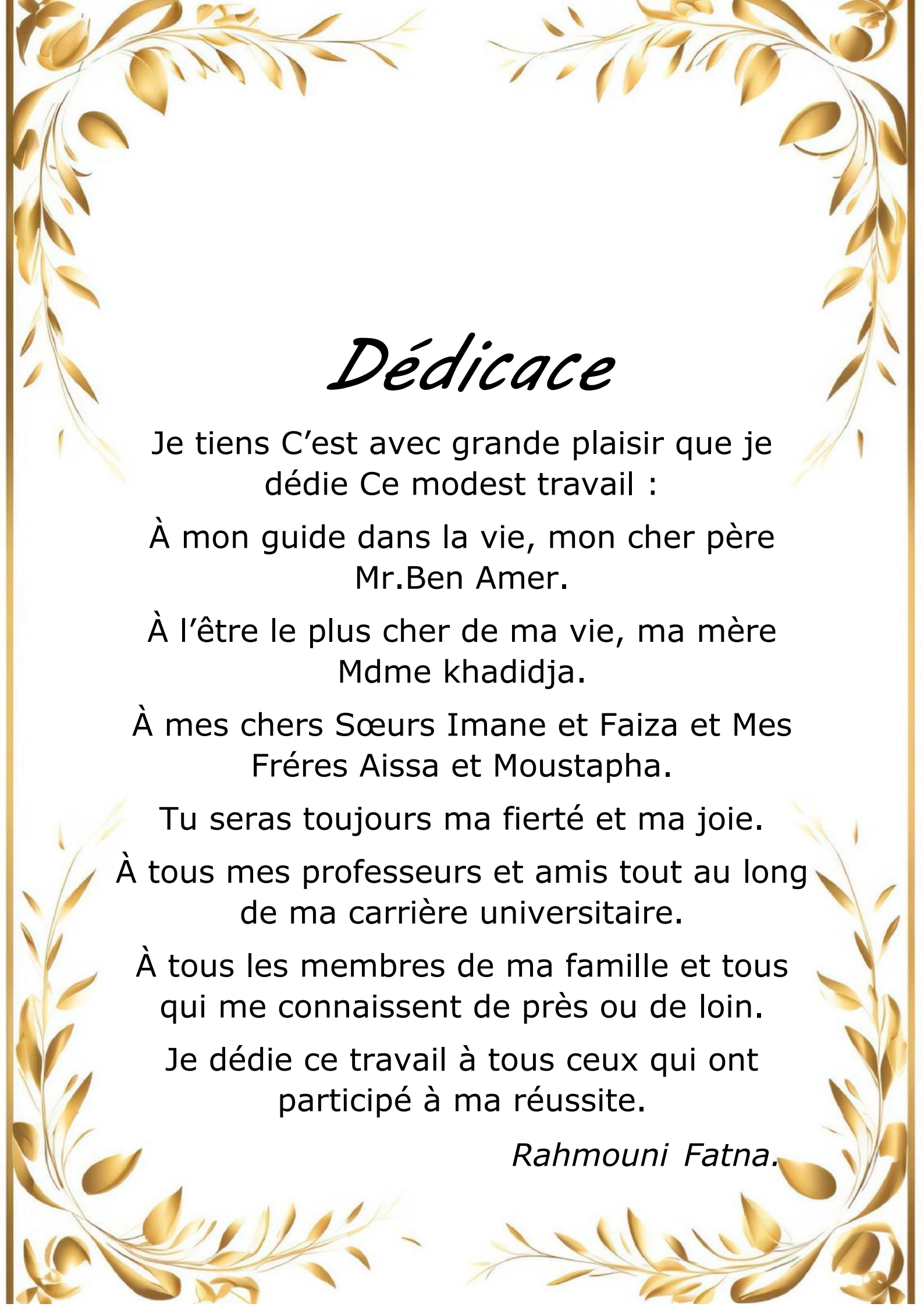
Ce travail, n'aurait guère pu être mené à son terme sans la direction stimulante que monsieur, Ghalem khaled, notre encadreur, a bien voulu donner à ce mémoire.

Comme on tient à remercier tout le personnel de la Division Engineering & Production de la Direction régionale de HRM spécialement service gaz lift notamment Mr T. Abdelkader, Mr Kh.Amir, Mrs K.Amina pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du stage

Nous tenons également à remercier les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés, tous ceux sans lesquels ce travail n'aurait pas connu la lumière.



A decorative border of golden leaves and branches frames the text.

Dédicace

Je tiens C'est avec grande plaisir que je
dédie Ce modest travail :

À mon guide dans la vie, mon cher père
Mr.Ben Amer.

À l'être le plus cher de ma vie, ma mère
Mdme khadidja.

À mes chers Sœurs Imane et Faiza et Mes
Frères Aissa et Moustapha.

Tu seras toujours ma fierté et ma joie.

À tous mes professeurs et amis tout au long
de ma carrière universitaire.

À tous les membres de ma famille et tous
qui me connaissent de près ou de loin.

Je dédie ce travail à tous ceux qui ont
participé à ma réussite.

Rahmouni Fatna.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents ma mère(Zahra) et mon père(Bachir), ceux qui m'ont donnés la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.Je te suis reconnaissante de ton soutien indefectible,ta confiance en moi et ton amour.

A mes chers frères (Taher_Mohamed),et mes chères sœurs (Khadidja_Hafssa_Hania).Pour leur amour, leur soutien et leurs encouragements.

A mes chères amies(Dudy_Ichrak_Hassna).

A mon chat (Bisso) ma source de bonheur.

Zaoui Elhorra



Sommaire

Remerciement.

Dédicace.

Liste des Figures.

Liste des Tableaux.

Liste des Abréviations.

Introduction Général.....1

Chapitre I : Généralités sur la région de RHOURE NOUSS.

Introduction.....2

I.1. Situation géographique2

I.2. Limites géologiques2

I.3. Aperçu sur la géologie du champ de RhourdeNouss3

1.3.1. Aspect structural3

1.3.2. Aspect stratigraphique5

I.4. Historique de l'exploration dans la région RNS.....7

I.5. Généralités sur la structure de Rhourde Nouss Sud-Est8

I.5.1. Aperçu sur la géologie de Rhourde Nouss Sud-Est8

I.5.2. Réservoirs RNSE8

Chapitre II : Analyse Nodale.

Introduction.....11

II.1. Concept de l'Analyse Nodale12

II.2. Procédure de l'Analyse Nodale13

II.3. Objectif de l'Analyse Nodale15

II.4. Application de l'Analyse Nodale.....15

Chapitre III : Performance des puits IPR & VLP.

Introduction.....	16
III.1. Inflow performance d'un puits.....	16
III.1.1. Courbe IPR	16
III.2. Outflow performance d'un puits (Vertical Lift Performance).....	22
III.2.1. L'équation de conservation de l'énergie	22
III.2.2. Ecoulement diphasique	24
III.2.2.1. Paramètres des écoulements diphasiques.....	24
III.2.2.2. Adaptation de l'équation de gradient de pression a un écoulement diphasique....	27
III.2.2.3. Régimes d'écoulements diphasiques verticaux.....	28
III.2.3. Corrélations empiriques des pertes de charges.....	30
III.2.3.1. Les différents modèles de l'écoulement multiphasique	30
III.2.3.2. Les principales corrélations des pertes de charges.....	31

Chapitre IV : Le Gaz Lift.

Introduction.....	39
IV.1. principe de Gaz-lift	39
IV.2. Optimisation de débit d'injection de Gaz-Lift.....	40
IV.3. Utilisation ou application du Gaz-Lift.....	42
IV.4. Types de Gaz-Lift.....	42
IV.4.1 Selon le mode d'injection.....	42
IV.4.2. En fonction du type de complétion.....	43
A-Complétions pour Gaz-lift direct.....	43
B-Gas-lift inverse (Inverse Gas-lift).....	43
IV.4.3. En fonction du circuit d'injection en surface.....	46
IV.5. Limites du Gaz-Lift continu et du Gaz-lift intermittent.....	47

IV.6. Les principaux paramètres du Gaz-lift.....	47
IV.6.1 Pression en tête de puits (Well head pressure).....	47
IV.6.2 Pression d'injection.....	48
IV.6.3 Profondeur de l'injection du gaz.....	49
IV.6.4 L'importance de l'IP et effet de skin.....	49
IV.7. Conception d'une installation de Gaz-Lift.....	49
IV.7.1. L'équipement de surface.....	49
A- L'équipement de compression.....	50
B- Le réseau de distribution HP.....	50
C- Equipement de mesure et de contrôle.....	50
D- Réseau de distribution basse pression.....	51
E- L'équipement de déshydratation.....	51
IV.7.2. L'équipement de fond.....	51
A- Les mandrins à poche.....	51
B- Les vannes de Gaz-lift.....	52
IV.8. Processus du Gaz-Lift.....	53
IV.9. Avantages et Inconvénients du Gaz-Lift.....	54
IV.9.1. Avantages.....	54
IV.9.2. Inconvénients.....	55
IV.10. Problèmes liés au Gaz-Lift.....	55
IV.10.1. Formation des hydrates.....	55
IV.10.2. Prévention des hydrates.....	56
IV.10.3. Erosion des équipements.....	56

Chapitre V : Optimisation de Gaz-Lift cas de puits RNSE8.

Introduction	57
V.1. Aperçu sur logiciel d'optimisation (PIPESIM)	58
V.2. Modélisation de puits	59
V.2.1. Inflow performance relation ship (IPR).....	59
V.2.1.1. Les données de puits	60
a) Données PVT.....	60
b) Données de réservoir.....	61
V.2.2. Le choix de Corrélacion pour l'écoulement vertical (Calage de VLP, Matching).....	62
• Donnée de test potentiel.....	62
V.2.3. Matching (IPR & VLP)	64
V.3. Etude Prévisionnelle de la production de puits (les tests de sensibilité)	64
V.3.1. Déclin de la pression du réservoir.....	65
V.3.2. Water Cut	66
V.3.3. Influence du diamètre intérieur de tubing	67
V.3.4. Effet de Skin	68
V.4. Récupération assistée par Gaz-Lift	69
V.4.1. Optimisation de Gaz-Lift.....	69
• Paramètres du Gaz-Lift.....	69
a) Le point d'injection le plus profond possible (Deepest injection point).....	69
b) Détermination de la position des vannes.....	70
c) Détermination des débits de gaz à injecter.....	72
Conclusion Générale	75
Recommandation	76
Bibliographie	78
Résumé	79

Liste des Figures.

Figure.I.1	Situation géographique de la région de Rhourde Nouss.	3
FigureI.2	Localisation structures et accumulations.	4
FigureI.3	La colonne stratigraphique de la région de Rhourde Nouss.	6
FigureI.4	La structure de Rhourde Nouss sud-Est.	10
FigureII.1	Perte de charge possible dans un système de production.	12
FigureII.2	Les différentes positions des nœuds.	13
FigureII.3	Point de fonctionnement.	14
FigureIII.1	La courbe IPR pour un écoulement monophasique.	18
FigureIII.2	Courbe IPR de la combinaison de entre l'écoulement monophasique et diphasique.	22
FigureIII.3	Différent régime d'écoulement diphasique vertical.	29
FigureIII.4	Abaque des régimes d'écoulement de Beggs&Brill.	35
FigureIII.5	Paramètre de Duns&Ros pour la transition entre les régimes «en bulles» et «en bouchons ».	38
FigureIV.1	Principe de Gaz lift	40
FigureIV.2	Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.	41
FigureIV.3	Gaz lift continu et intermittent.	43
FigureIV.4	Gaz-lift par le tubing concentrique.	44
FigureIV.5	Gaz-lift dans l'espace annulaire 4 " ½ *CCE.	44
FigureIV.6	Gaz-Lift double	46
FigureIV.7	Le Gaz-lift parallèle	46
FigureIV.8	Circuit Fermé	47
FigureIV.9	Circuit ouvert	47

FigureIV.10	L'équipement en surface.	50
FigureIV.11	Configuration d'un puits équipé avec Gaz-lift.	53
FigureIV.12	Chronologie des fermetures des vannes de Gaz-lift.	54
FigureV.1	Historique de production de RNSE8 depuis 1997 jusqu'à nos jour.	57
FigureV.2	Ècran d'accueil PIPESIM.	58
FigureV.3	Le logiciel du PIPESIM 2020.1.	58
FigureV.4	Inflow Performance curve RNSE8.	61
FigureV.5	Le choix de corrélation de l'écoulement vertical.	63
FigureV.6	Matching IPR & VLP RNSE8.	64
FigureV.7	Sensibilité de Pression de réservoir RNSE8.	65
FigureV.8	Sensibilité au Water Cut pour RNSE8.	66
FigureV.9	Influence de Diamètre Intérieur de tubing pour RNSE8.	67
FigureV.10	Effet de Skin pour RNSE8.	68
Figure.V.11	Le point d'injection le plus profond possible.	70
Figure.V.12	Position des vannes de Gaz-lift RNSE8.	70
Figure.V.13	Plans de puits RNSE8.	71
Figure.V.14	Détermination des débits de gaz à injecter	73
Figure.V.15	Détermination des débits de gaz à injecter pour un débit inférieur 10msm ³ /jour	74

Liste des Tableaux.

Tab. I .1	Historique de découvert des champs en exploitation.	7
Tab. III.1	Corrélations des pertes de charges pour un écoulement diphasique.	32
Tab. V.1	Les données PVT.	60
Tab. V.2	Les données de réservoir.	61
Tab. V.3	AOFP pour RNSE 8.	61
Tab. V.4	Données de Well test.	62
Tab. V.5	Les résultats obtenue à partir logiciel.	63
Tab. V.6	La comparaison des pressions.	64
Tab. V.7	Déclin de pression de réservoirs RNSE8.	65
Tab. V.8	Sensibilité de water cut sur le débit d'huile.	66
Tab. V.9	Influence de diamètre intérieur de tubing sur la production.	67
Tab. V.10	Effet de skin sur la production de RNSE8 .	68
Tab. V.11	Paramètre de gaz-lift.	69
Tab. V.12	Design des vannes de Gaz lift pour RNSE8.	71
Tab. V.13	Détermination des débits de gaz à injecter.	72
Tab. V.14	le débit d'injection de gaz optimal pour maximiser le débit de production	74

Liste des Abréviations.

IPR: Inflow Performance Relationship.

VLP: Vertical Lift Performance.

GLR: Gas Liquid Ratio.

GOR: Gas Oil Ratio.

AOFP: Absolute Open Flow Potential.

POT: Pay Out Time.

TAGS: Trias Argilo Gréseux Supérieur.

TAGI: Trias Argilo Gréseux Inférieur.

WC : Water Cut.

WOR: Water Oil Ratio.

PVT: Pressure Volume Temperature.

API: American Petroleum Institute.

HP: Haut Pression.

IP: Indice de Productivité.

Introduction Général

Le champ pétrolier de Rhourde Nouss, situé dans le Sahara algérien, connaît depuis quelques années une baisse de production préoccupante. Ce mémoire s'attaque à ce défi en proposant une analyse approfondie et une optimisation des paramètres et du design du système de Gaz-Lift pour rehausser significativement les performances de production.

Objectifs et méthodologie :

Face à ce déclin de production, l'étude s'articule autour de plusieurs axes :

1. **Analyse géologique et historique** : Détail des caractéristiques géologiques de Rhourde Nouss (structure, stratigraphie) et de l'évolution des techniques d'exploration.
2. **Analyse nodale** : Présentation de l'analyse nodale et de ses applications pour l'amélioration des performances des puits.
3. **IPR et VLP** : Étude des relations IPR (Inflow Performance Relationship) et VLP (Vertical Lift Performance) en considérant les modèles d'écoulement dans le réservoir et les corrélations empiriques des pertes de charge pour l'écoulement biphasique dans le puits dans l'objectif d'évaluer et optimiser l'efficacité des puits.
4. **Optimisation par Gaz-Lift** : Exploration du Gaz-Lift comme technique d'optimisation du débit de production, en détaillant ses principes, ses types et les paramètres critiques pour une mise en œuvre réussie.
5. **Étude de cas** : Présentation d'une étude de cas détaillée sur l'optimisation du Gaz-Lift pour le puits RNSE8, utilisant le logiciel PIPESIM pour la modélisation et l'analyse des performances.

Apports et perspectives :

Ce mémoire vise à fournir des outils théoriques et pratiques pour relever les défis spécifiques à l'optimisation des puits de pétrole à Rhourde Nouss. Il propose des recommandations pertinentes et met en avant des solutions pour améliorer durablement les performances de production.

Chapitre I : Généralités sur la région de Rhourde Nouss.

Introduction :

La direction Régionale de Rhourde-Nouss est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont. Au cours de la phase de son développement le champ de Rhourde-Nouss était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil.

En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde-Nouss n'a débuté qu'en 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations des hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz à condensat et de l'huile.[1]

I.1.Situation géographique :

La région de Rhourde-Nouss est située dans la wilaya d'ILLIZI à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, et à environ 1000 Km d'Alger, et se positionne entre 29°16' et 30° parallèles et 06°24' et 07° méridiens.

Elle est limitée au Nord par la région de GASSI-TOUIL, au Sud par les régions HAMRA, et de TIN-FOUYE TABANKROT. [1]

I.2. Limites géologique :

La région de Rhourde-Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Elle est limitée :

A l'Ouest, par le môle d'Amguid- El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600Km allant d'Amguid au Sud à Rhourde –El Baguel au Nord.

Au Nord- est, par le bassin de Ghadamés vers lequel s'engouffrent les axes SO-NE des structures de Rhourde HAMRA et de Rhourde Chouff.

Au Sud-Est par la partie occidentale du môle d'Aahra. [1]



Figure I.1 : Situation géographique de la région de RhourdeNouss.

I.3. Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde-Nouss :

I.3.1. Aspect structural :

La structure de Rhourde-Nouss est très complexe, On distingue deux familles de failles, La première famille de direction Nord-Est, Sud- Est. Cette structure serait de dimension 40x30 Km², elle est composée de quatre structures différentes à savoir (FigI.2) [1] :

- 1) Rhourde Nouss Central (RNC).
- 2) Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW).
- 3) Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE).
- 4) Rhourde Nouss (RA).

▪ Rhourde NoussCentral (RNC) :

Cette structure est alignée Nord–Sud et s’étend sur environ de 16x8Km² avec une petite structure au Nord–Est de 4 x 2,5 km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d’huile d’une trentaine et de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

▪ **Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW) :**

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir de 17 puits.

▪ **Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE) :**

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de $8,5 \times 4 \text{ Km}^2$. Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le trias Argilo Gréseux supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un panneau d'huile d'une dizaine de mètres et 7 puits forés dans le trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI). Qui est producteur d'huile.

▪ **Rhourde Nouss(RA) :**

Elle est alignée SW-NE sur une surface de $23 \times 2,5 \text{ km}^2$, le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 puits.

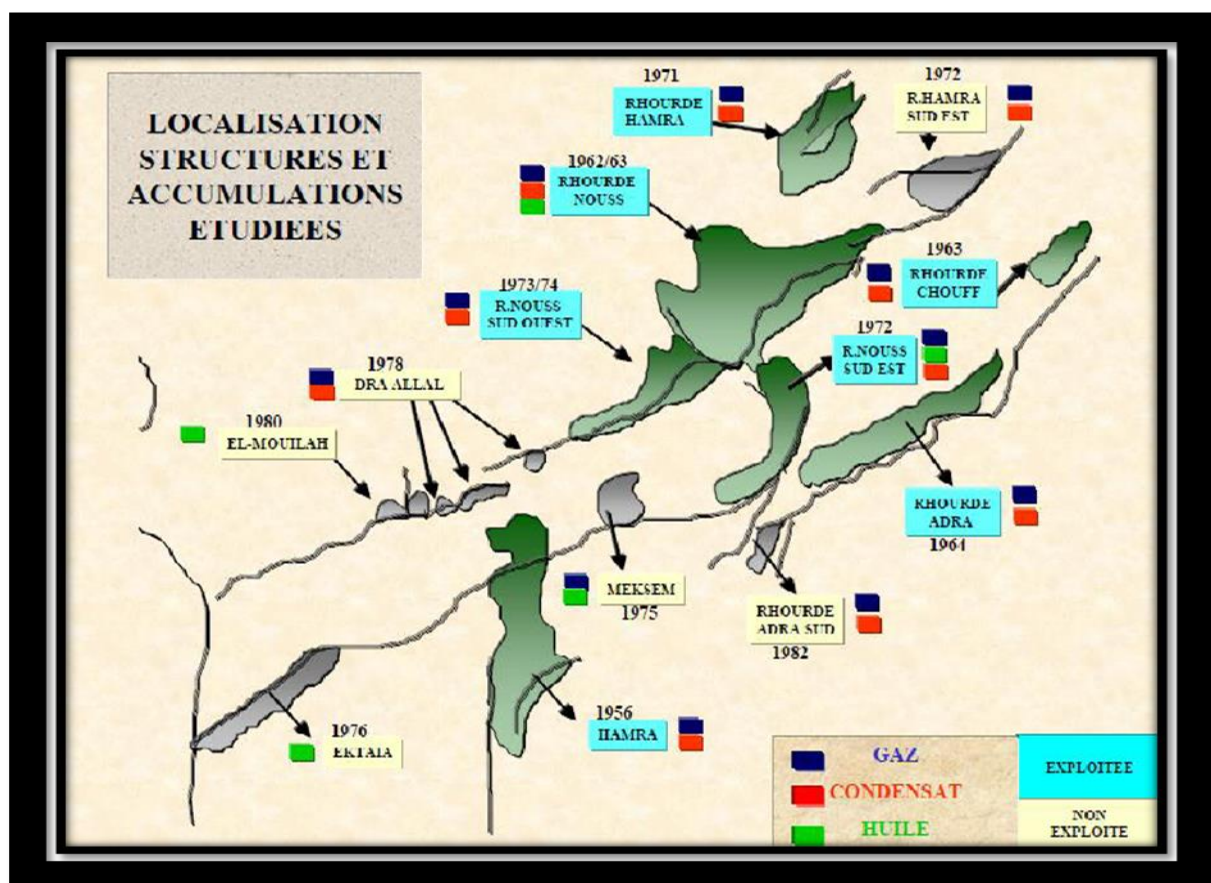


Figure I.2 : Localisation structures et accumulations.

I.3.2. Aspect stratigraphie :

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

a) Le cénozoïque :

Il n'est représenté que par le Moi-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.

b) Le mésozoïque :

Il n'est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621 m.

c) Le Paléozoïque :

Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux, le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé. [1]

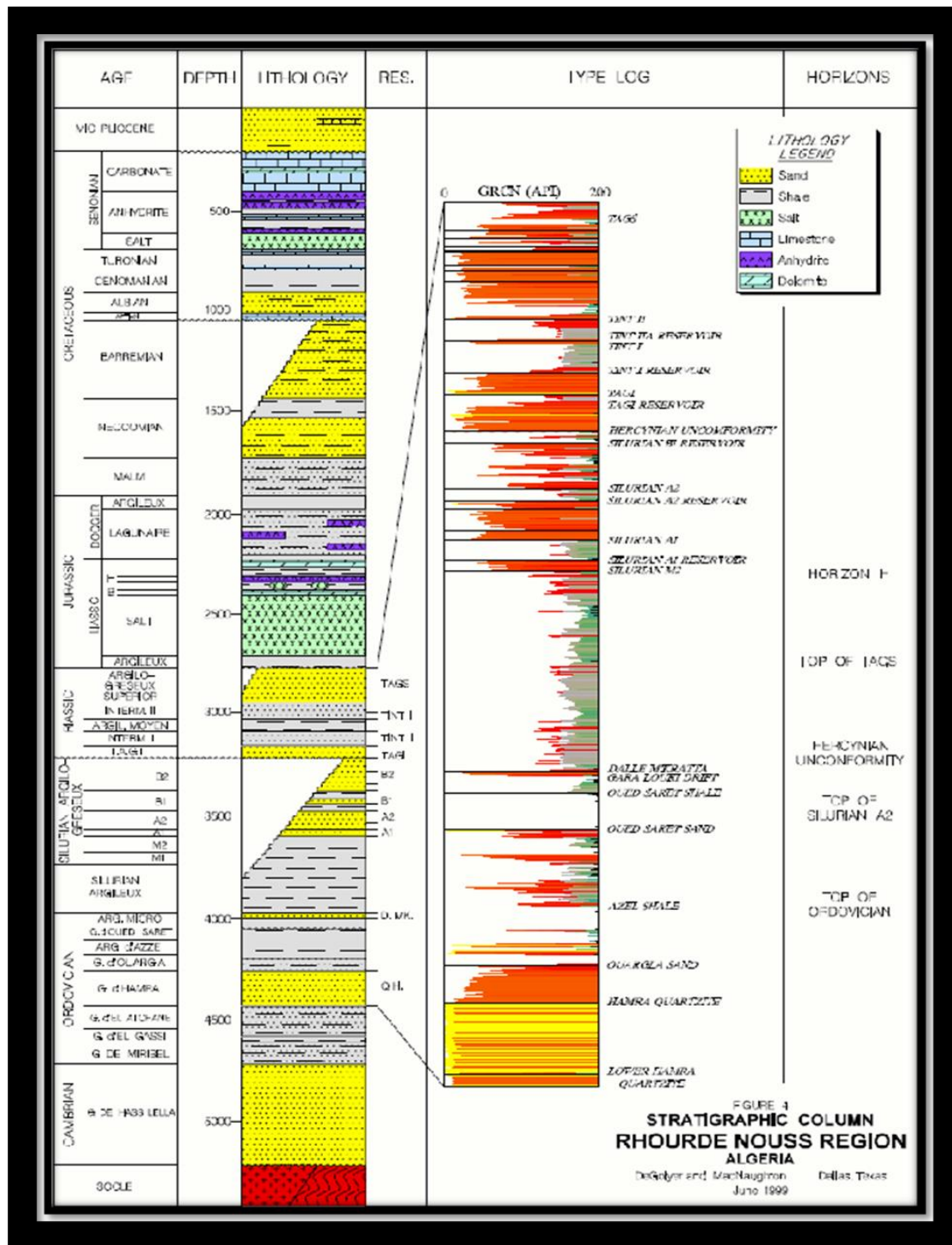


Figure I.3 : La colonne stratigraphique de la région de RhourdeNouss.

I.4.Historique de l'exploration dans la région RNS :

Les travaux de recherches sur cette région ont débutés en 1956 par la compagnie El Paso France Afrique avec l'implantation HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test fût effectué et ce dans le Barrémo-Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs trias Gréseux Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramad Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-Est, où la structure de RhourdeNouss a été mise en évidence. En 1962 le sondage RN1 de 2100m profondeur a révéler du gaz dans le Trias et le Gothlandien. [1]

Tableau I: Historique de découverte des champs en exploitation.

STRUCTURES	ANNEX	PUITS	RESERVOIRS	EFFLUENT
R.NOUSS CENTRE	1962-1963	RN1- RN4	TRIAS+SIL+Q HAMRA	GAZ+COND+HUILE
R.NOUSS SE	1972	RNSE1	TRIAS+SIL+Q HAMRA	GAZ+COND+HUILE
R.NOUSS SW	1973-1974	RNSW1	TRIAS+Q HAMRA	GAZ+COND
R.HAMRA	1971	RHA1	TAGS+TAGI	GAZ+COND
R.ADRA	1964	RA1	TRIAS+SIL+D MAKER	GAZ+COND
R.CHOUFF	1963	RC1	TAGS	GAZ+COND

I.5. Généralités sur la structure de Sud-Est :**I.5. Généralités sur la structure de Rhourde Nouss Sud-Est :****I.5.1. Aperçu sur la géologie de Rhourde Nouss Sud Est :**

La structure de RhourdeNouss Sud-Est se décompose en deux cumulations distinctes, d'intérêts différents.

La culmination située au Nord est un vaste anticlinal symétrique d'orientation subméridienne et a été reconnue par 24 puits dont 7 ont atteint le Silurien A parmi ceux-ci, le puits RNSE 1, foré en 1972, a atteint les grés d'El Atchane (Ordovicien). De l'huile a été produit à partir du Trais Argilo-Gréseux Supérieur et de l'ensemble Trais intermédiaire I/Silurien A et du gaz à condensat a été prouvé dans le Trais Argilo Gréseux Supérieur et les Quartzites de Hamra. [1]

I.5.2. Réservoirs RNSE :**▪ Trais Intermédiaire II :**

Epais d'environ 45 m, le TINT II est constitué essentiellement d'argiles brun-rouge, légèrement silteuses et de grés fins à moyens plus ou moins argileux, Ces grés dont l'épaisseur varie de 0 à plus de 30 m (RN 3) sont chenalisés et présents tantôt à la base de la formation (RNSE 1,2,5,6 et 7), tantôt dans la moitié supérieure (RN3, RNSE4 et 54) ; dans cette dernière situation les grés sont en communication verticale avec ceux du TAGS. Leur porosité moyenne varie de 12,9% (RNSE 3) à 17,7% (RNSE2).

▪ Trais Intermédiaire I :

Ce réservoir est isolé du précédent par la présence du Trais Argileux Moyen sur l'ensemble de la structure. Il est constitué de grés fins à moyens friables avec des intercalations métriques d'argile brune, verte et silteuses.

Un modèle de distribution des corps gréseux à l'intérieur des formations triasique infra-TAGS a été établi sur cette structure. Il met en évidence la complexité de l'arrangement architectural résultant d'un système fluvial anastomosé, l'épaisseur utile des grés varie d'une dizaine de mètres sur la culmination Sud où le réservoir est localement très dégradé à 27.5 m (RNSE 7). La porosité moyenne varie de 10.6% (RNSE 54) à 13.4% (RNSE 7) et leur perméabilité moyenne (mesurée sur carottes) de 4.4 md (RNSE 4) à 12md (RNSE 3).

- **Trais Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) :**

En communication verticale avec TINT1, le TAGI est formé des grés fins grossiers mal classés, parfois argileux d'origine fluviatile, distribués dans des argiles silteuses. Cette formation disparaît vers le Sud (0 m à RN 3). Son épaisseur utile est maximum à RNSE 6 (26 m) pour une moyenne de 13 m sur la culmination Nord. La porosité moyenne est comprise entre 9,5 % (RNSE 4) et 16,7 % (RNSE 1). La perméabilité moyenne mesurée sur carotte, varie de 43md (RNSE 4) à 198md (RNSE 1).

- **Silurein A2**

Ce réservoir est composé de grés fins à moyens quartzitiques et d'argiles gris-noir indurées et micacées. Son épaisseur utile des grés est comprise entre 15 m (RNSE 54), où la partie supérieure du réservoir est dégradée et 37.5 m (RNSE 2). La porosité moyenne varie entre 7,8% (RNSE 5) et 15,4% (RN3) et la perméabilité moyenne mesurée sur carottes entre 6,7md (RNSE 1) et 12md (RNSE 2).

- **Silurien A1**

De composition identique à celle du Silurien A2, le réservoir A1 est épais d'une vingtaine de mètres. La hauteur utile du réservoir varie de 5 m (RNSE 54) à 18 m (RNSE 4) et la porosité moyenne de 6,1 % (RNSE 1) à 17,7 % (RNSE 7). La perméabilité moyenne mesurée sur carotte au puits RNSE 1, est de 2,4md. [1]

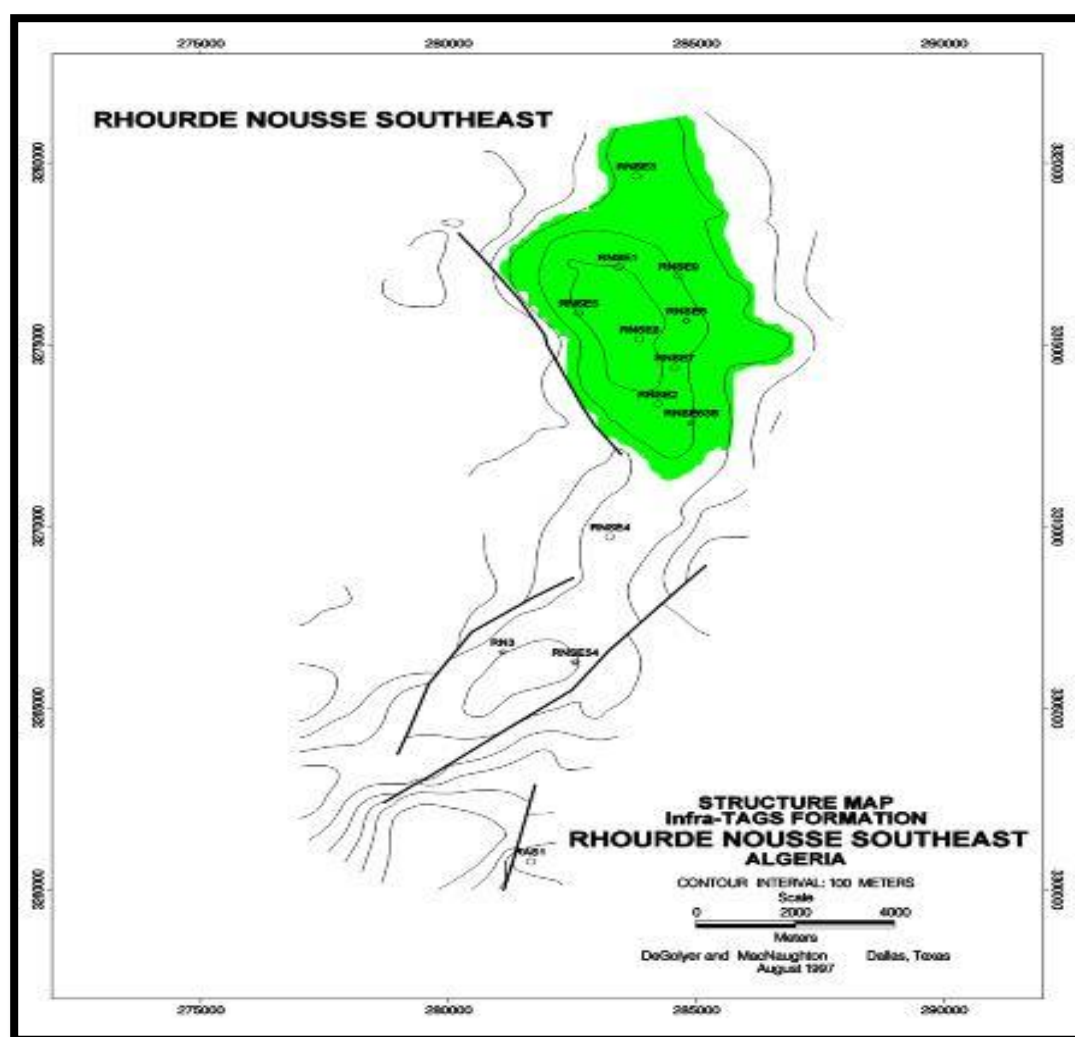


Figure I.4 : La structure de RhourdeNouss Sud Est.

Chapitre II : Analyse Nodale.

Introduction :

Chaque puits de production est foré et équipé d'une complétion pour extraire de l'huile, le gaz, ou de l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface. Pour leur déplacement ces fluides ont besoin d'énergie nécessaire pour arriver à la surface et vaincre les pertes de charges dans le système de production. Les fluides doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

La chute de pression acquise par le fluides est la somme de toutes les pertes de charges dans le système et égale toute le temps a pression initiale (PR) de fluide moins la pression finale de fluide (P_{sep}).

Les performances internes et externes de réservoir (inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Ceci est l'application de la « loi des nœuds » qui veut que tout ce qui entre dans le nœud égal à ce que en sort (inflow = outflow), donc L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire a conduit l'effluent à la surface.

La figure II.1 nous montre un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes des charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

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

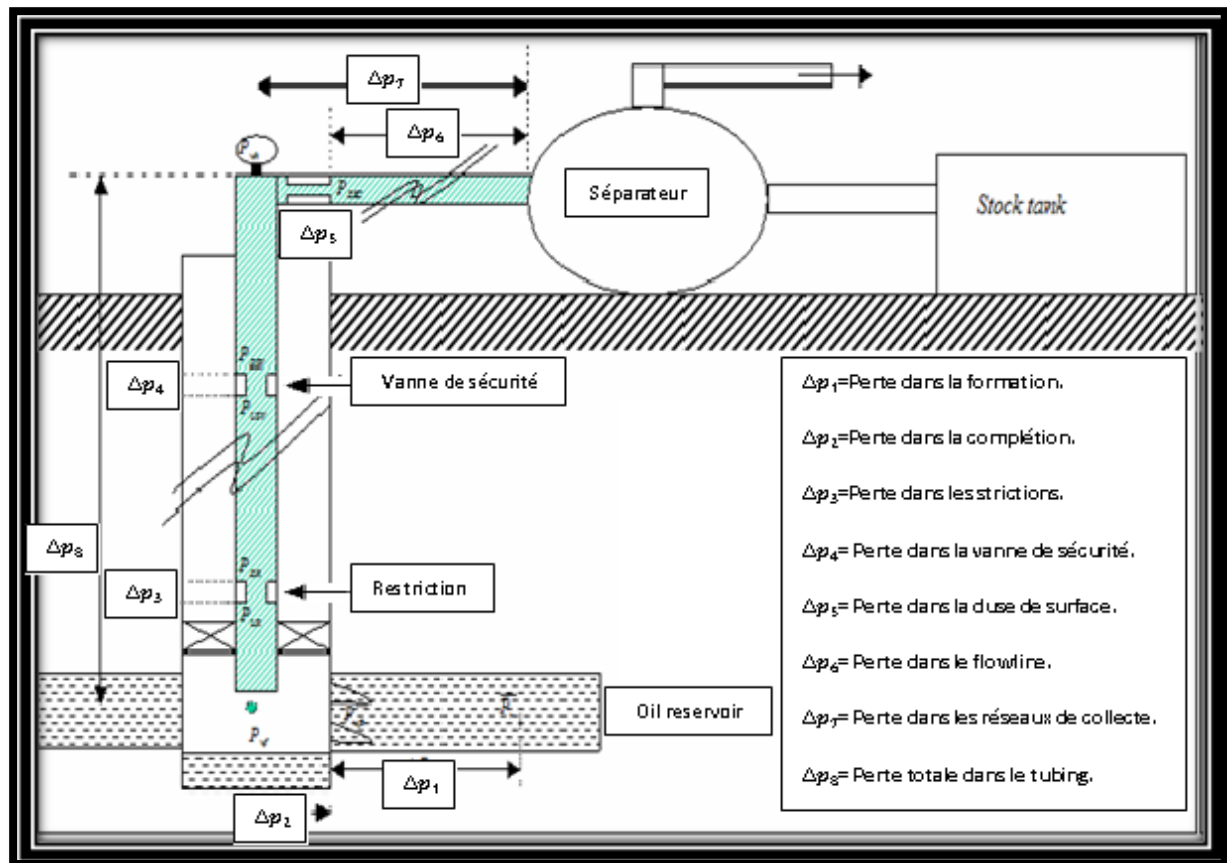


Figure II.1: Perte de charge possible dans un système de production.

II.1 Concept de l'analyse nodale :

Cette approche de système appelée nodale analyses a été appliquée pour l'étude de la performance des systèmes complexes de production composés de plusieurs éléments. Elle a été proposée par GILBERT en 1954 et discutée par NIND en 1964 et OWN en 1978.

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations.

La figure II.2 montre les endroits de divers nœuds ; ces nœuds sont classifiés en tant que des nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression où la réponse de débits peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Le nœud 1 représente la pression de séparateur, qui est habituellement réglée à une valeur constante, la pression au nœud 1A est habituellement constante, la pression au nœud 1B est habituellement constante et égale à 0 kg /cm². Par conséquent, la pression du séparateur sera jugée constante au plus haut des deux pressions requises pour déplacer le gaz libre du nœud 1

vers le nœud 1A ou dans l'écoulement du liquide du nœud 1 au nœud 1B. Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont: P_R et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la duse. [2]

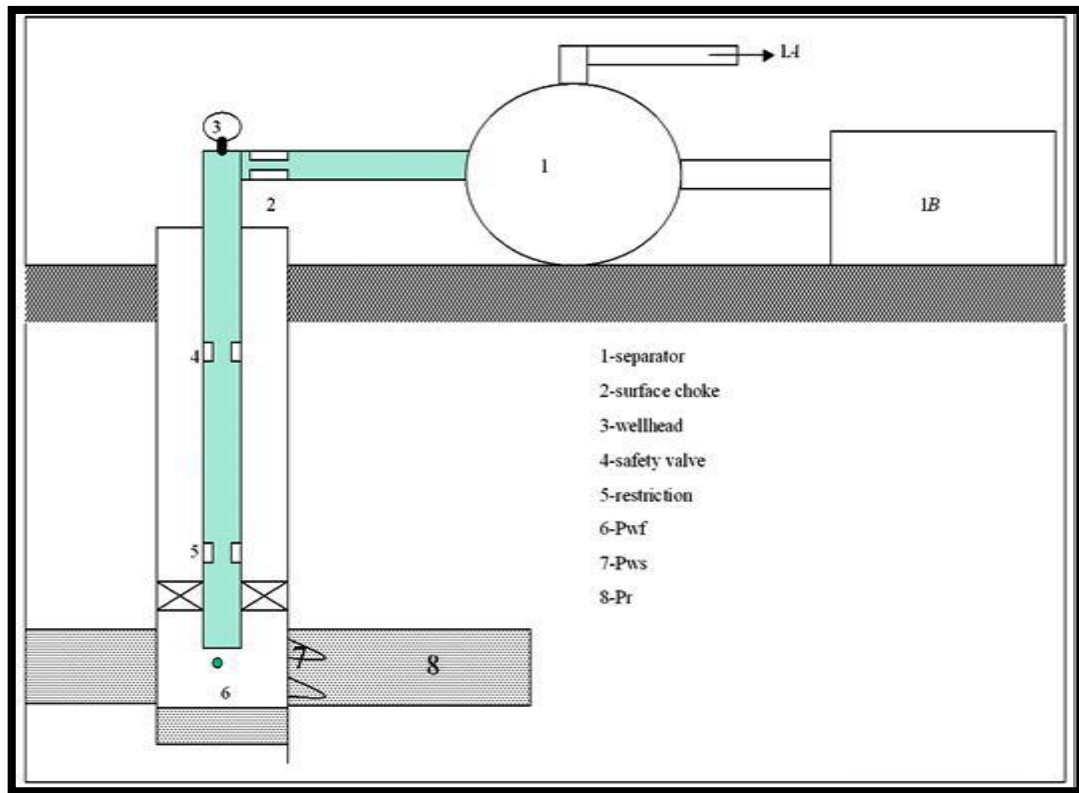


Figure II.2 : Les différentes positions des nœuds.

II.2 Procédure de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances de système qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. La procédure consiste à choisir l'emplacement du nœud qu'on a vu dans le paragraphe précédent et diviser le système à ce nœud. Tous les éléments en amont du nœud présentent la section Inflow alors que les éléments de l'aval sont la section Outflow. La relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément de la chaîne. Le débit traversant la chaîne peut être calculé une fois les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister.

Une fois le nœud est choisi les pressions dans les deux directions sont calculées comme suit:

$$\text{Inflow: } P_{\text{noeud}} = P_R - \Delta P_{\text{res}}$$

$$\text{Outflow: } P_{\text{noeud}} = P_{\text{wh}} + \Delta P_{\text{tub}} \quad \Delta p = f(Q)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système. [2]

L'effet du changement dans l'importe quels composants peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'Outflow ne change pas. [2]

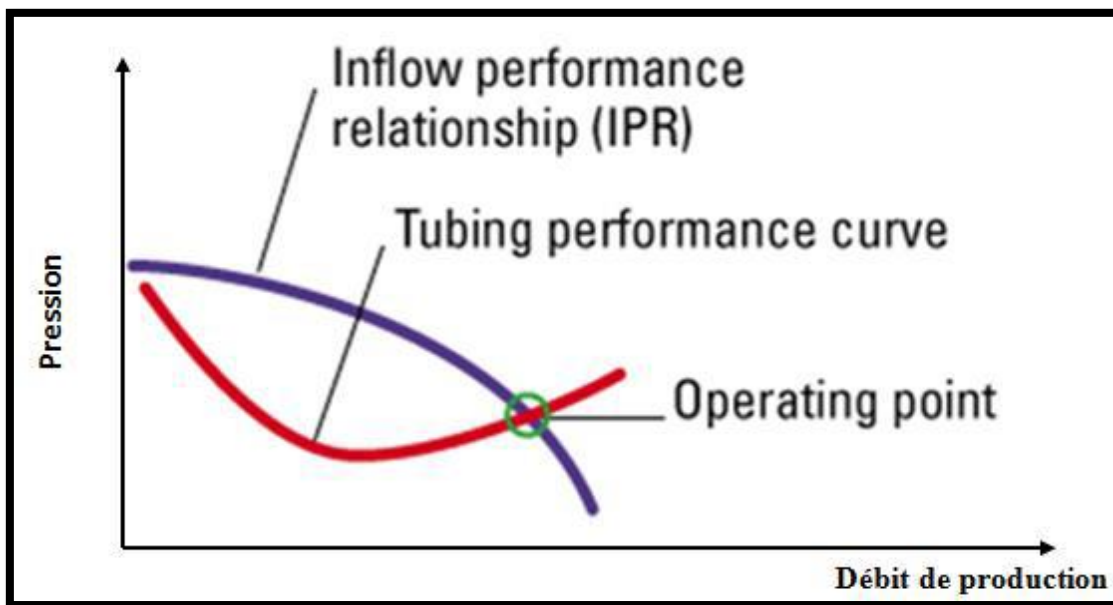


Figure II.3 : Point de fonctionnement.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure de travail est la suivante :

- ✓ Le choix de l'élément à optimiser.
- ✓ Sélectionner l'endroit du nœud.

- ✓ Développer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow.
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- ✓ Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composantes choisies en traçant l'Inflow et l'Outflow. [2]

III.3. Objectif de l'analyse nodale :

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et la complétion du puits (d'abord par écoulement naturel).
- ✓ Déterminer sous quelle condition d'écoulement un puits débutera ou mourra.
- ✓ Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aide dans le choix de mode d'activation.
- ✓ Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- ✓ Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement sur le débit de production).
- ✓ Permettre l'identification rapide par des manières avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.

Pour les puits à gaz lift :

- Déterminer le débit pour une pression de tête donnée
- Déterminer le débit de gaz à injecter.
- Déterminer la position de la dernière vanne.
- Calculer le GOR optimal et maximal. [2]

III.4. Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift. La procédure peut également être appliquée à l'analyse de performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions d'inflow et de l'outflow.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants :

- Le skin du puits, Diamètre du tubing.
- L'effet de la complétion.
- Pression de tête du puits ou de séparateur. [2]

Chapitre III : Performance des réservoirs

Introduction :

Pour l'analyse de système de production, on se base sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à diviser le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'à la surface en deux parties qui se rencontrent en un point appelé le nœud, situé dans notre cas au fond du puits, et par conséquent l'écoulement dans le réservoir (avant le nœud) est appelé l'INFLOW, et l'écoulement après le nœud l'OUTFLOW. [3]

III.1. INFLOW performance d'un puits :

Elle représente la capacité d'un puits d'évacuer le fluide contenu dans le réservoir au fond du puits. L'équation de DARCY généralisée permet de décrire l'écoulement (radial circulaire) du fluide dans le réservoir en tenant compte des différents paramètres [3] :

$$Q = \frac{Cst \times K \times h}{Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} f(p) dp$$

Tel que :

Q : Le débit.

K : Perméabilité.

H : hauteur.

r_{we} : Rayon de drainage.

r_w : Rayon de puits.

Sachant que f(p) est une fonction de pression :

$$f(p) = \frac{Ko(p)}{\mu_o(p) \times Bo(p)}$$

Où :

K_o : La perméabilité effective à l'huile.

μ_o : La viscosité de l'huile.

B_o : Le facteur de volumétrie de fond.

III.1.1. Courbe IPR :

C'est la courbe caractéristique d'inflow, elle représente l'évolution de la pression de fond P_{wf} en fonction de débit dans le réservoir.

En se basant sur la loi de DARCY généralisée on peut tracer cette courbe, mais on doit prendre en considération le type d'écoulement pour simplifier la loi. [3]

- **Écoulement monophasique**

Il s'agit d'un seul fluide, dans notre cas c'est lorsque la pression de fond soit supérieur à la pression de bulle.

Dans ce cas la loi de DARCY en cas de pseudo steady state s'écrit :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \alpha q\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Où :

S : le skin.

αq : Terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} (p_r - p_{wf})$$

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \alpha q\right) = 7.08 \times 10^{-3}$$

Et :

Alors la loi de DARCY devient :

$$Q = \frac{h \times K \times (p_r - p_{wf})}{\mu_o \times B_o}$$

Donc :

$$Q = IP \times (p_r - p_{wf})$$

Où :

$$IP = \frac{Ko}{\mu_o \times Bo}$$

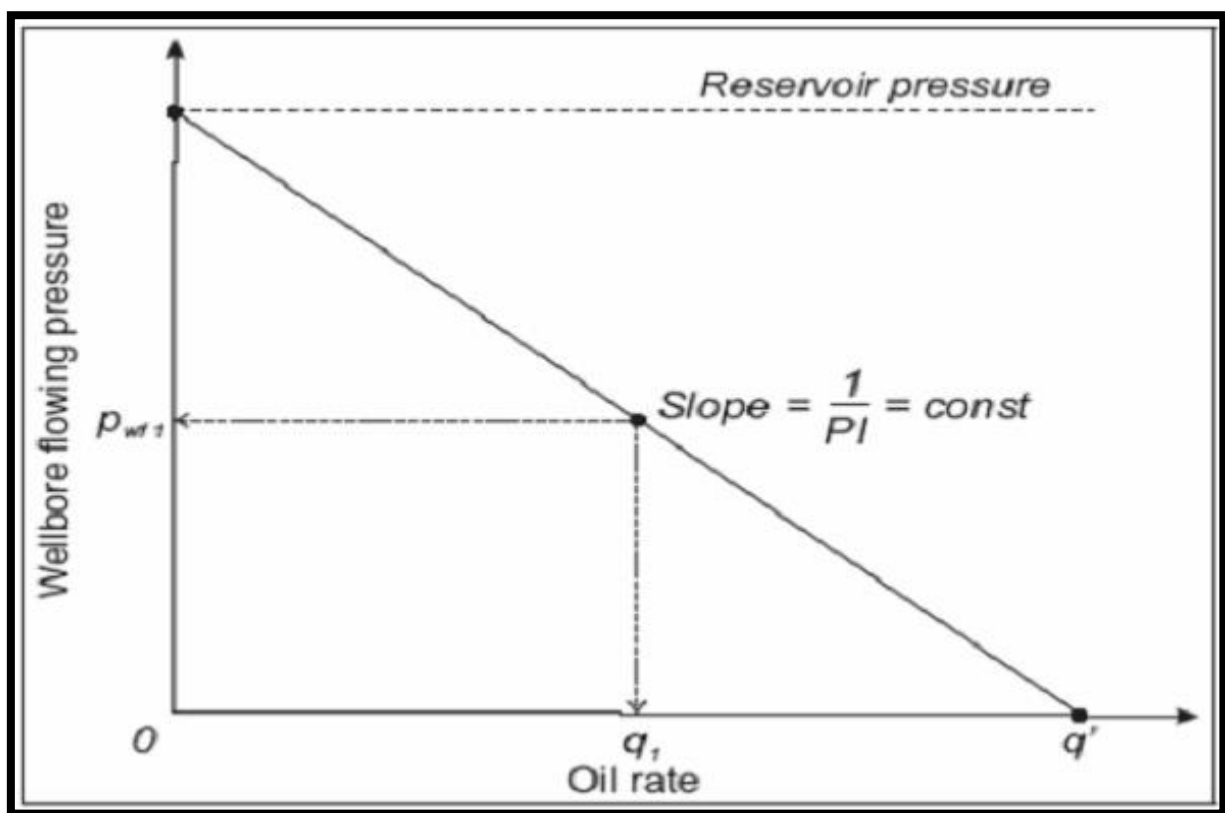


Figure III.1 : La courbe IPR pour un écoulement monophasique

- **Ecoulement diphasique**

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides ; dans notre cas c'est le cas si la pression de gisement devient inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.

L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement :

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

En introduisant les pertes de charges sur l'équation de VOGEL, elle devient comme suite :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FE \times (1 - R))$$

Tel que :

FE : efficacité de l'écoulement :

$$FE = \frac{P_r - P'_f}{P_r - P_f}$$

Où :

$$P'_f = P_f + \Delta P_s$$

Avec: ΔP_s pertes de charges dues à l'effet skin.

$$R = \frac{P_f}{P_r}$$

q_o : Débit d'huile,

P_{wf} : pression de fonde,

P_r : pression de gisement,

$q_{o\max}$: Le Débit maximal, il peut être déterminé en utilisant des test pour un débit donné on aura :

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

- **Combinaison entre les deux types**

L'équation de DARCY est valable quel que soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrire l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY en divisant l'intégral en deux parties, comme suite :

On a :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \frac{a}{q}\right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Ou ;

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp + \int_{P_b}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Donc on a deux domaines :

- **Lorsque $P_b < P < P_r$:**

On est en monophasique; donc :

$$q = IP \times (P_r - P_{wf})$$

$$q_{o \max} (\text{DARCY}) = IP \times P_r$$

- **Lorsque $P_{wf} < P < P_b$:**

On est en diphasique donc :

$$q_o = q_{o \max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Dérivons cette équation on aura :

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = q_{o_{\max}} \left[\frac{0.2}{P_r} + 1.6 \frac{P_{wf}}{P_r} \right]$$

Par conséquent :

$$IP = q_{o_{\max}} (VOGEL) \times \left[\frac{1.8}{P_b} \right]$$

$$\text{Ou ; } q_b = IP \times (P_r - P_b)$$

Donc :

$$q_{o_{\max}} = q_b + \left[IP \times \frac{P_b}{1.8} \right] = q_b + q_{o_{\max}} (VOGEL)$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à P_b on :

$$q_o = q_b + q (VOGEL)$$

$$q_o = q_b + (q_{o_{\max}} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + \frac{IP \times P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \text{ Ci qui donne:}$$

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_b} \right]}$$

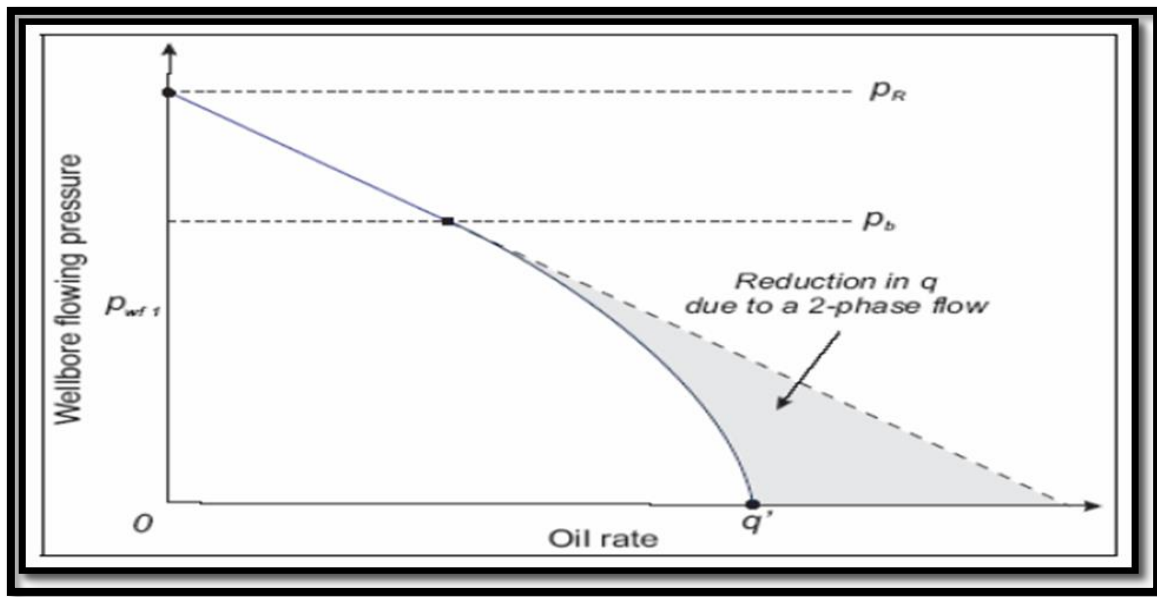


Figure III.2 : Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique.

III.2. Outflow performance d'un puits (Vertical Lift Performance):

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (P_{wh}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, de l'énergie est perdue sous forme de perte de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

- Des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- Le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrée dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides. [3]

III.2.1 L'équation de conservation de l'énergie :

La plus basique des équations d'écoulement des fluides est celle de la conservation de l'énergie. Au début, elle est développée à partir des équations de la thermodynamique. Ensuite, elle est modifiée pour y intégrer le terme de perte de charge. [4]

Considérons un système permanent, le bilan des énergies peut être écrit comme suit :

$$u'_1 + p_1 v_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} + q' + w'_s = u'_2 + p_2 v_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \dots \dots \dots (III.1)$$

Où :

U= énergie interne,

PV= énergie de détente ou de compression,

$\frac{mv^2}{2g_c}$ = énergie cinétique,

$\frac{mgz}{g_c}$ = énergie potentielle,

q' =énergie thermique échangée par le fluide,

w'_s =Travail subit par le fluide.

Le développement de l'équation (III.1) pour une conduite inclinée d'un angle θ par rapport à L'horizontal. Comme $d_z = dl \sin \theta$

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dl \sin \theta + dl_w = 0$$

En multipliant l'équation par $\frac{\rho}{dl}$, Donc le gradient de la pression peut s'écrire comme suite, et cela on considérant que la perte de charge est positive dans le sens de l'écoulement :

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{\rho v dv}{g_c dl} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f \dots \dots \dots (III.2)$$

Où : $\left(\frac{dp}{dl} \right)_f = \rho \left(\frac{dl_w}{dl} \right)$, ce terme représente les pertes de charge dues à la friction .

Dans les conduites horizontales, les pertes de charge sont causées seulement par la variation de l'énergie cinétique et les frottements.

Le développement de chaque type de pertes de charges nous donne l'équation (IV.3):

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl} \right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{acc} \dots \dots \dots (III.3)$$

Où : $\frac{dp}{dl}$ = perte de charge totale,

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta : \text{Perte de charge due à l'élévation,}$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} = \text{Perte de charge due aux frottements,}$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} = \text{Perte de charge due à l'accélération,}$$

III.2.2. Écoulement diphasique :

L'introduction d'une seconde phase dans l'étude des écoulements complique l'analyse de l'équation du gradient de pression. Pour le même débit, les pertes de charge sont plus importantes que celles dans un écoulement monophasique. Les fluides peuvent se séparer à cause de la différence de leurs densités et aussi en raison de leur écoulement à la vitesse, la densité et la viscosité, et dont la détermination est relativement facile dans le cas d'un écoulement monophasique deviennent très difficile à estimer.

Avant de modifier l'équation du gradient de pression pour l'adapter à un écoulement diphasique, quelques paramètres spécifiques de ce type d'écoulement doivent être définis et estimés. [5]

III.2.2.1. Paramètres des écoulements diphasiques :

- **Hold-up du liquide**

H_L Il est défini comme étant la fraction d'un élément de la conduite occupée par le Liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans l'élément de pipe}}{\text{volume de l'élément de pipe}} \dots \dots \dots (III. 4)$$

D'une manière analogue, le holdup du gaz est défini comme suite :

$$H_g = 1 - H_L \dots \dots \dots (III.5)$$

- **Hold-up d'un écoulement sans glissement**

Il est défini comme étant la fraction du volume de la conduite qui serait occupée par le liquide si les deux fluides (gaz et liquide) s'écoulaient à la même vitesse, c'est -à-dire sans glissement.

Il peut être calculé par la formule :

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} \dots \dots \dots (III.6)$$

Où :

Q_L : Le débit in-situ du liquide.

Q_g : Le débit in-situ du gaz.

Le Holdup du gaz sans glissement est :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L \dots \dots \dots (III.7)$$

- **Masse volumique**

La masse volumique d'un mélange huile-eau peut être déterminée à partir des densités et des débits de chaque phase si on suppose qu'il n'y a aucun glissement entre les deux phases.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots \dots \dots (III.8)$$

Avec : $f_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w}$ et $f_w = 1 - f_o$

Le calcul de la masse volumique d'un mélange gaz-liquide nécessite la connaissance du hold up du liquide .pour cela, trois équations sont utilisées :

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots \dots \dots (III.9)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \dots \dots \dots (III.10)$$

$$\rho_k = \left(\frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} \right) + \left(\frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g} \right) \dots \dots \dots (III.11)$$

- **Vitesse**

La vitesse apparente de gaz est calculée par la formule suivante :

$$v_{sg} = \left(\frac{Q_g}{A} \right) \dots \dots \dots (III.12)$$

La varie section à travers laquelle s'écoule le gaz est réduite par la présence du liquide à AHg. Donc, la vitesse réelle du gaz est déterminée comme suit :

$$v_{sg} = \left(\frac{Q_g}{AH_g} \right) \dots \dots \dots (III.13)$$

La vitesse du mélange diphasique est calculée en se basant sur le débit total in-situ comme suit :

$$v_m = \frac{Q_L + Q_g}{A} = v_{SL} + v_{sg} \dots \dots \dots (III.14)$$

Comme il a été mentionné précédemment, les deux phases, gazeux et liquide, peuvent s'écouler à des vitesses différentes dans la conduite .Certains auteurs préfèrent estimer le degré de glissement et ainsi le holdup du liquide en déterminant la vitesse du glissement V_s . La vitesse du glissement est définie comme étant la différence entre les vitesses réelles des deux phases :

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \dots \dots \dots (III.15)$$

Utilisant les définitions précédentes des différentes vitesses, on peut parvenir à de nouvelles formes des équations du holdup du liquide et du holdup sans glissement qui sont les suivant :

$$\lambda_L = \frac{\lambda_{sL}}{v_m} \dots \dots \dots (III.16)$$

$$H_L = \frac{v_s - v_m + \sqrt{(v_m - v_s)^2 - 4v_s v_{sL}}}{2v_s} \dots \dots \dots (III.17)$$

• Viscosité

La viscosité du fluide en écoulement est utilisée pour déterminer le nombre de Reynolds ainsi que d'autres nombres adimensionnels utilisés comme paramètres dans les corrélations. La notion d'une viscosité d'un mélange diphasique est plutôt vague et elle est définie différemment par les auteurs. Les équations suivantes sont les plus utilisées :

$$\mu_s = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \dots \dots \dots (III.18)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_g} \dots \dots \dots (III.19)$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \dots \dots \dots (III.20)$$

La viscosité d'un mélange huile-eau est habituellement calculée en utilisant leurs fractions massiques. L'équation la plus communément utilisée est :

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots \dots \dots (III.21)$$

Cette équation ne sera pas valable si une émulsion entre l'huile et l'eau se forme. Les viscosités du gaz naturel, l'huile brute et l'eau peuvent être estimées à partir des corrélations empiriques. [5]

III.2.2.2. Adaptation de l'équation de gradient de pression a un écoulement diphasique :

L'équation du gradient de pression applicable pour n'importe quel fluide circulant dans une pipe incliné d'un angle donné θ par rapport à l'horizontale, était présentée précédemment :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl} \right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{acc}$$

▪ Le terme de dénivelé

Dans le cas d'un écoulement diphasique, le terme de dénivelée s'écrit comme suit :

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_{el} = \left(\frac{g}{g_c} \right) \rho_s \sin \theta \dots \dots \dots (III.22)$$

Où : ρ_s est la densité du mélange gaz-liquide la partie considérée de la conduite.

▪ Le terme de frottement

Le terme de frottement devient

Où : f , ρ et v sont définis différemment par différents auteurs.

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_f = \frac{(f \rho v^2)_f}{2 g_c d} \dots \dots \dots (III.23)$$

Le terme de frottement n'est pas analytiquement calculable à l'exception du cas d'un écoulement laminaire monophasique. Par conséquent, il doit être déterminé par des moyens expérimentaux ou par analogie à l'écoulement monophasique.

La méthode qui a reçu le plus d'attention est celle ayant pour résultat des facteurs de frottement diphasiques. Parmi les définitions les plus communes, sont les suivantes :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_L \rho_L v_{sL}^2}{2g_c d} \dots\dots\dots (III.24)$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_g \rho_g v_{sg}^2}{2g_c d} \dots\dots\dots (III.25)$$

▪ **Terme d'accélération :**

Le terme d'accélération dans le cas de l'écoulement diphasique est représenté comme suit :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{(\rho v dv)}{g_c dl} \dots\dots\dots (III.27)$$

Ce terme est complètement ignoré certains auteurs et omis par d'autres pour certains régimes d'écoulement.

A partir de la discussion des différents termes contribuant dans l'équation du gradient de pression de totale, on peut conclure que pour développer des équations du gradient de pression de totale, on peut conclure que pour développer des équations du gradient de pression dans le cas d'un écoulement diphasique il est nécessaire des méthodes permettant le calcul du holdup du liquide et du facteur de friction. C'est l'approche suivie par presque tous les chercheurs dans l'étude du gradient de pression diphasique. [5]

III.2.2.3. Régimes d'écoulements diphasiques verticaux :

La détermination du régime d'écoulement qui a lieu à une position donnée dans le puits est d'une extrême importance. Les corrélations empiriques utilisées pour estimer les pertes de charges varient avec le régime d'écoulement. Pour les écoulements multiphasiques ascendants, la majorité des auteurs reconnaît l'existence de quatre régimes d'écoulement (voir figure III.3). [5]

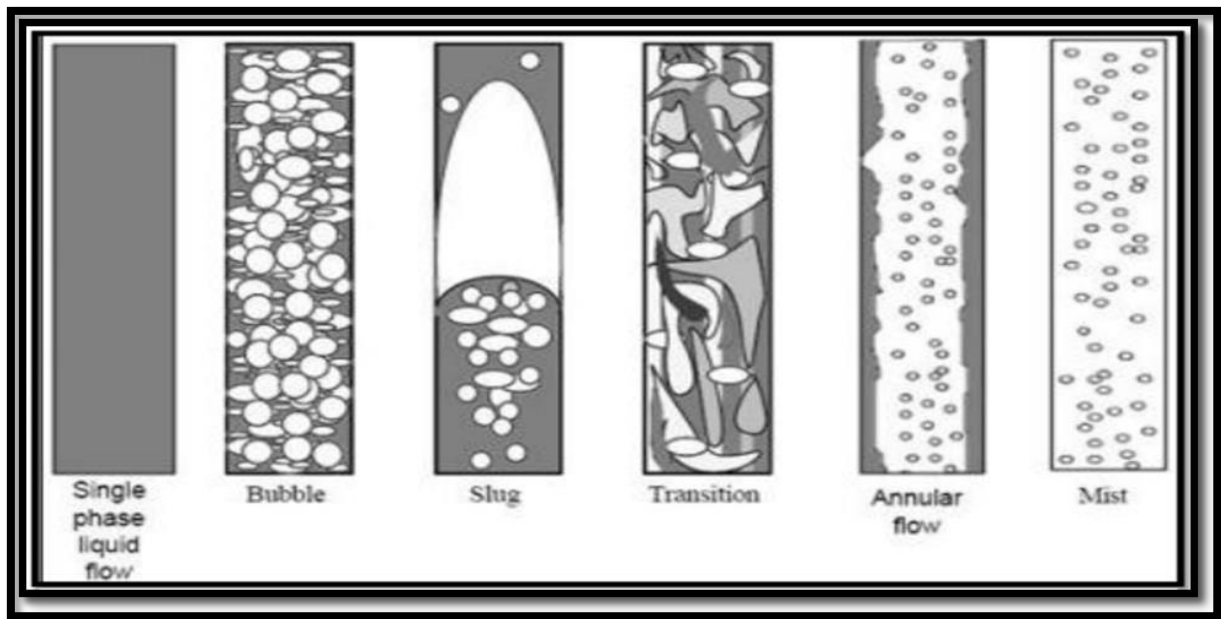


Figure III.3 : Différent régime d'écoulement diphasique vertical.

- **Ecoulement en bulles (bubble flow)**

Ce type d'écoulement est caractérisé par une phase gazeuse uniformément répartie et des bulles séparées dans une phase liquide continue.

- **Ecoulement en bouchons (slug flow)**

Il est caractérisé par une série d'unités de bouchons. Chaque unité est composée d'une poche de gaz appelée « bulle de Taylor », un bouchon de liquide appelée « slug » et un film liquide autour de la bulle de Taylor. La bulle de Taylor est une bulle gazeuse axialement symétrique ayant la forme d'une balle, cette bulle occupe presque toute la section de la conduite. Le bouchon liquide transporte les bulles de gaz et il sépare deux bulles consécutives.

- **Ecoulement transitoire (transition)**

C'est un écoulement chaotique dans lequel les formes des bulles de Taylor et des bouchons liquides sont déformées. Aucune phase n'est continue. La continuité de la phase liquide est toujours interrompue par des zones à forte concentration du gaz.

- **Ecoulement annulaire ou brumeux (annulaire mixt)**

Il est caractérisé par une continuité axiale de la phase gazeuse. Le liquide s'y présente sous forme de film couvrant les parois tubing ainsi que sous forme de gouttelette dispersées dans le gaz. A des débits de gaz élevés, plus de liquide devient dispersé laissant un film liquide très fin s'écoulant le long des parois.

III.2.3. Corrélations empiriques des pertes de charges :

Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques. Toutefois, de nombreux logiciels ont été développés afin de prédire l'évolution de la pression.

Ces derniers reprennent pour la plupart les équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie de chacune des phases en présence, et sont résolues par des méthodes numériques ou statistiques. [5]

III.2.3.1. Les différents modèles de l'écoulement multiphasique :

La difficulté de la modélisation de l'écoulement multiphasique se situe dans l'arrangement physique des phases. Les débits et les propriétés des phases déterminent l'arrangement physique du fluide, et cet arrangement détermine la perte de pression due à la hauteur hydrostatique et due au frottement.

Il existe trois modèles analytiques simples qui permettent de prendre en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations. Ces modèles sont [5] :

- Modèle homogène.
- Modèle de glissement.
- Modèle de généralisé.

- **Modèle homogène**

Ce modèle ne tient pas compte de holdup du liquide pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Il néglige aussi le glissement entre les phases et le problème du régime d'écoulement n'est pas posé.

- **Modèle de glissement**

On le considère plus précis que le précédent. Il tient compte du glissement entre les deux phases, liquide et gazeuse. Le régime d'écoulement est pris en compte, la masse volumique est calculée en fonction de holdup liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : Ros (1961), Duns & Rus (1962), Orkiszewski (1967), Beggs & Brill (1973), Al (1974).

- **Modèle généralisé**

Il a vu le jour pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est traitée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase.

III.2.3.2. Les principales corrélations des pertes de charges :

Les grandes évolutions des travaux ont concerné la prise en compte :

- ❖ Du glissement gaz /huile.
- ❖ Du régime d'écoulement. [5]

Et peuvent se résumer en 3 catégories différentes (voir tableau III.1

Tableau III.1 : Corrélations des pertes de charges pour un écoulement

Catégorie	Auteur	Hypothèse	But
A	Poettman/carpenter Baxendell and Thomas Fancher and Brown	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) -Pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	Une corrélation permet détermination : -le facteur de frottement diphasique
B	Hagerdorn /Brown Gray Asheim	-Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse). -Pas de considération de régime d'écoulement.	-corrélation permet la détermination de : -le liquide Holdup -le frottement diphasique
C	Duns/Ros Beggs/Brill Orkiszewski Mukherjee/Brill	-glissement de phase. -prise en compte du régime d'écoulement.	Des corrélations Permettent la détermination -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

- **Catégorie A**

- 1) **Corrélation de Poettman /Carpenter :**

Cette méthode était la première tentative de résoudre le problème des écoulements verticaux multiphasiques, Elle était développée en utilisant les données de 334 puits éruptifs et celles de 15 puits dotés du Gaz lift continu, Seule une corrélation du facteur de friction diphasique était développée car les seules mesures dont on disposait étaient les pressions de surface et de fond.

En plus du débit, cette approche simplifiée dans laquelle les pertes d'énergie non incluse dans le terme hydrostatique ou celui d'accélération étaient absorbées dans le terme de friction était utilisé pendant longtemps en raison de la difficulté de mesure du holdup liquide. Cette méthode, bien que simple à appliquer, donne des résultats erronés lorsque elle appliquée à des puits dont les conditions de production qui ne sont pas similaires à celles sur lesquelles les corrélations étaient basées.

Les deux auteurs de cette méthode ont utilisées les données de champ pour préparer une corrélation qui considère l'écoulement multiphasique comme s'il était monophasique, en supposant que l'écoulement a un degré élevé de turbulence et que cet écoulement serait indépendant des effets de viscosité .Cette méthode peut être employée dans les conditions suivantes :

- ✓ L'effet négligeable de viscosité.
- ✓ Le terme de perte de charge due à l'accélération est négligeable.
- ✓ Le régime d'écoulement ignoré.
- ✓ Le facteur de friction est pris comme valeur moyenne sur toute la longueur de la conduite.
- ✓ Le travail réalisé ou subi par le fluide est négligeable.
- ✓ Elle est applicable pour les diamètres de tubing suivants : 2", 2 1/2", et 3".
- ✓ Pour des diamètres plus importants, son application doit être effectuée avec précaution.
- ✓ GLR inférieur à 1500 scf bbl.
- ✓ Débit supérieur à 400 Bpd.

L'expression de perte de charge selon la méthode de de Poettman & Carpenter est :

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\rho + \left(\frac{f w^2}{7.413 \cdot 10^{10} \rho D^5} \right) \right] \dots \dots \dots (III.28).$$

- **Catégorie B**

Trois méthodes appartiennent à cette catégorie. Hagedorn and Brown est une méthode généralisée développée pour une large plage des conditions d'écoulement diphasique. La méthode de Gray est une méthode spécialisée utilisée pour les puits verticaux de gaz produisant aussi du condensat ou de l'eau libre. La méthode d'Asheim utilise le programme informatique MONA qui est basé sur une méthode qui utilise certaines lois physiques de bases et qui permet aussi d'ajuster les paramètres empiriques pour caler les résultats de la simulation.

1) Corrélation de Hagedorn & Brown :

Cette méthode était développée en rassemblant les données expérimentales de pertes de charge et de débit de 1500 puits. Les pressions étaient mesurées pour les écoulements à travers des tubings dont le diamètre extérieur variait entre 1"1/4 et 2"7/8. Une large plage de débits et de GLR était incluse. Les effets de la viscosité du liquide étaient étudiés en utilisant l'huile et l'eau comme phase liquide. L'huile utilisée avait une viscosité, dans les conditions de stockage, de 10, 35 et 110 cp.

Ni le holdup liquide ni le régime d'écoulement n'étaient déterminés pendant l'étude de Hagedorn and Brown, bien qu'une corrélation permettant le calcul du holdup liquide ait été présentée. Les corrélations étaient développées en supposant que le facteur de friction diphasique puisse être obtenu à partir du diagramme de Moody basé sur le nombre de Reynolds diphasique. Ce nombre de Reynolds nécessite une valeur de HL dans le terme de viscosité.

L'expression de perte de charge pour la méthode de Hagedorn & Brown est :

$$144. \frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \bar{\rho}_m + \bar{\rho}_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{v^2 m}{2.96} \right]}{\Delta h} \dots \dots \dots (III.29)$$

- **Catégorie C**

1) Corrélation de Beggs and Brill :

La méthode de Beggs and Brill était la première méthode capable de prédire le comportement de l'écoulement pour n'importe quel angle d'inclinaison. Pour cette raison, elle est principalement utilisée dans le cas des écoulements horizontaux.

Sur la base des régimes observés dans les écoulements horizontaux seulement, les auteurs ont préparé un abaque pour prédire les régimes d'écoulement. L'abaque original a été modifié légèrement pour inclure une zone transitoire entre les régimes stratifié et intermittent.

Les deux abaques sont représentés dans la figure III.4.

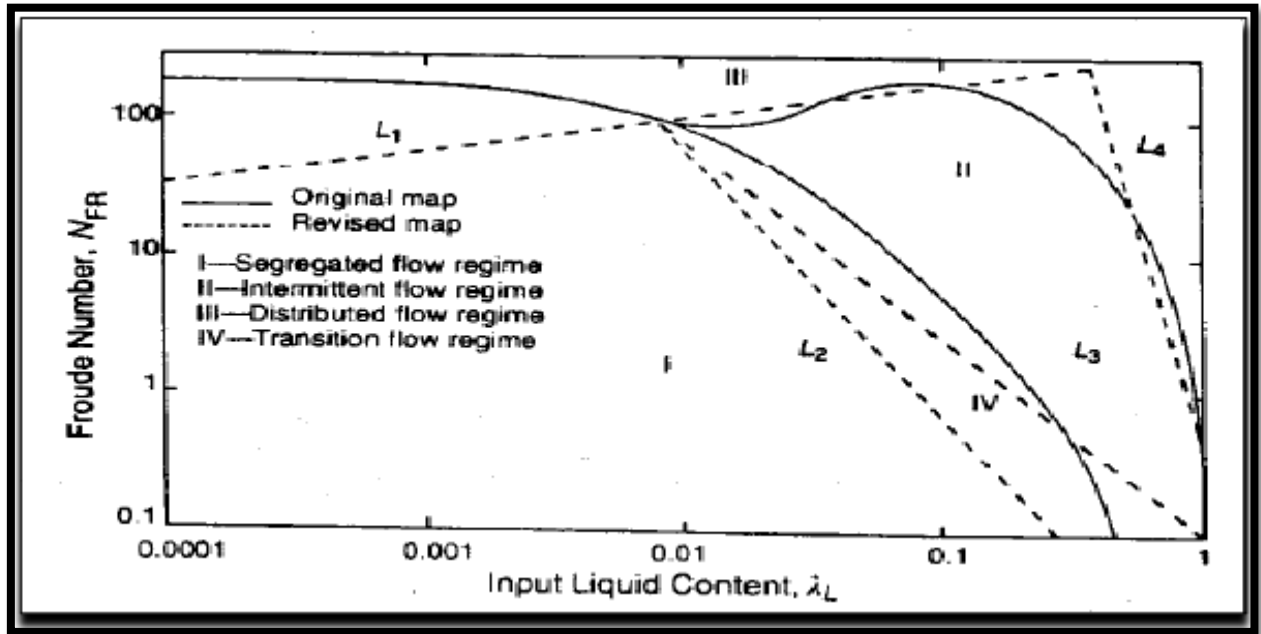


Figure III.4 : Abaque des régimes d'écoulement de Beggs & Brill.

Pour déterminer le régime d'écoulement à partir de l'abaque ci-dessus, nous devons utiliser le holdup du liquide sans glissement et le nombre de Froude du mélange.

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd}$$

Les zones correspondant aux différents régimes d'écoulement sont délimitées par des courbes. Les équations de ces courbes pour l'abaque modifié sont :

$$L_1 = 316 * \lambda_L^{0.302} \quad L_2 = 0.000925 * \lambda_L^{-2.468} \quad L_3 = 0.10 * \lambda_L^{-1.452} \quad L_4 = 0.5 * \lambda_L^{-6.738}$$

Les inégalités suivantes sont utilisées pour déterminer le régime d'écoulement qui aurait lieu si la conduite était horizontale. Ce régime est seulement un paramètre de corrélation, et à moins que la conduite soit horizontale, il ne donne aucune information sur le régime d'écoulement effectivement en place.

Ségrégation $\lambda_L < 0.01$ et $N_{Fr} < L_1$ ou $\lambda_L \geq 0.01$ et $N_{Fr} < L_2$

Transitoire $\lambda_L \geq 0.01$ et $L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3$

Intermittent $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$ et $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$

Ou : $\lambda_L \geq 0.4$ et $L_2 < N_{Fr} < L_4$;

Distribué : $\lambda_L < 0.4$ et $N_{Fr} \geq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0.4$ et $N_{Fr} > L_4$.

La perte de charge due à l'élévation est donc :

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \sin \theta$$

La perte de charge due à la friction est :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2 g_c d}$$

Ou : $\rho_s = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$

Et : $f_{TP} = f_n (f/f_n)$

Le facteur de friction normalisé est déterminé à partir de la courbe correspondant aux conduites lisses dans le digramme de Moody en utilisant le nombre de Reynolds défini comme

suit : $N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n}$ μ_n est obtenu à partir de l'équation : $\mu_s = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$

Le rapport entre le facteur de friction diphasique et celui normalisé peut être calculé en utilisant la corrélation empirique ci-dessous :

$$f_{tp}/f_n = e^s$$

$$\text{Où } s = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725 (\ln y)^2 + 0.01853 (\ln y)^4}$$

$$\text{Et } y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\theta)}]^2}$$

L'équation ci-dessus comporte certaines discontinuités et cela pour les valeurs de y de $2,63 \times 10^{-4}$ et 1,016. Il est improbable que y prenne la première valeur. Cependant, il est nécessaire que $s = 0$ pour $y = 1$ pour s'assurer que la corrélation dégénère en une corrélation d'écoulement monophasique liquide. Donc, Beggs & Brill ont introduit la corrélation suivante pour les puits valeurs de y compris entre 1 et 1.2 : Bien que les pertes de charge par accélération soient faibles, elles doivent être prises en compte dans le cas des débits élevés.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc} = \left[\frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c p} \right] \cdot \frac{dp}{dz}$$

Soit E_k défini comme suit :

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{g_c p}$$

$$s = \ln(2,2_y - 1,2)$$

La perte de charge totale s'écrit donc comme suit :

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc}}{1 - E_k} \dots\dots\dots (III.30)$$

2) Méthode de Duns & Ros :

La méthode de Duns et de Ros est le résultat d'une étude de laboratoire étendue dans laquelle les holdups liquides et des gradients de pression ont été mesurés. Environ 4000 tests sur des écoulements diphasiques étaient effectués dans une boucle d'écoulement vertical de 185 ft de hauteur. La gamme des diamètres s'étendait étendu de 1.26 à 5.60 pouces et incluait deux configurations annulaires. La plupart des essais étaient réalisés dans des conditions proches de celles atmosphériques avec de l'air pour la phase gazeuse et des hydrocarbures ou de l'eau comme phase liquide. une section transparente permettait l'observation du régime d'écoulement. Pour chacun de trois régimes d'écoulement observés, des corrélations ont été développées pour le facteur de friction et la vitesse de glissement, à partir desquelles le holdup liquide peut être calculé.

La méthode de Duns & Ros est basée sur la détermination du régime d'écoulement à partir de trois régions :

Région I: Ecoulement de liquide avec la présence de gaz en bulle ou en bouchon.

Région II: Ecoulement de liquide et de gaz par alternance avec des vagues.

Région III: Ecoulement stratifié. On a:

$$\rho_1 = 62,4 \cdot \left[y_0 \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + y_w \cdot \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

Où :

$$\text{Région I: } 0 \leq N_{gv} \leq (L_1 + L_2 \cdot N_{1v})$$

$$\text{Région II: } L_1 + L_2 \cdot N_{1v} < N_{gv} < 50 + (36 \cdot N_{1v})$$

$$\text{Région III: } N_{gv} > 75 + (84 \cdot N_{1v}^{0.75})$$

Où: N_{lv} , N_{gv} sont des nombres de vitesses superficielle du liquide et du gaz et L_1 , L_2 sont des fonctions de N_d (Nombre de diamètre) à partir de l'abaque figure III.5. $N_d = 120,872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_l}{\delta_l}}$

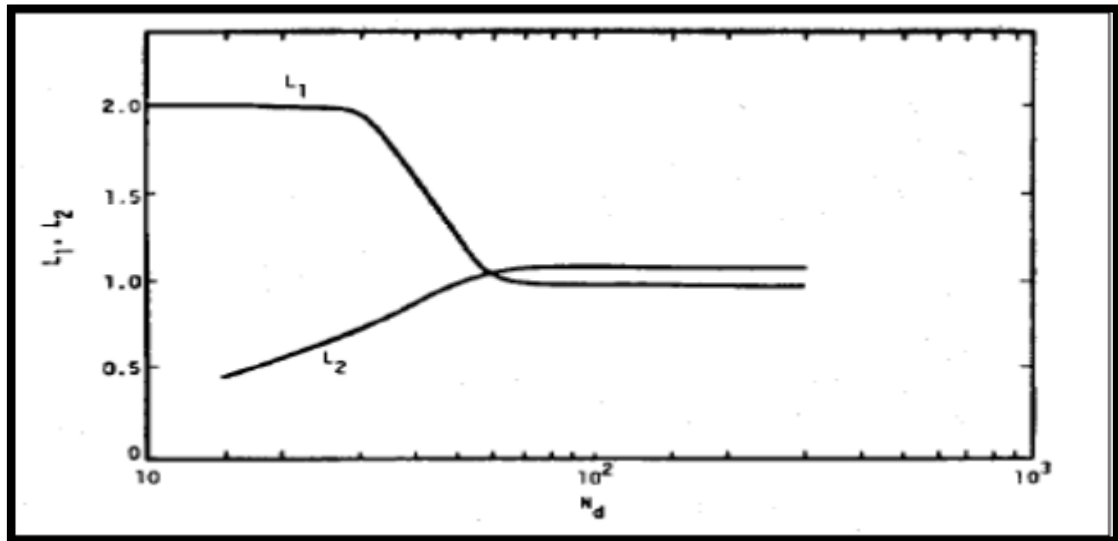


Figure III. 5: Paramètres de Duns & Ros pour la transition entre les régimes « en bulles » et « en bouchons ».

3) Corrélation d'Orkiszewski :

Orkiszewski effectua une étude comparative sur la base de données de 148 puits et il trouva qu'aucune des corrélations disponibles à l'époque (1967) ne donna des résultats suffisamment proches de ces données. Il utilisa donc les données de Hagedorn & Brown et les données du champ pour développer une nouvelle corrélation qui sera utilisée dans le cas des régimes d'écoulement « en bulles » et « en bouchons ». Il recommanda l'utilisation de la méthode de Duns & Ros pour l'écoulement brumeux.

4) Corrélation de Mukherjee & Brill :

Cette méthode était au début une tentative de combler quelques lacunes dans la méthode de Beggs & Brill et de profiter du développement de nouveaux instruments de mesure du holdup liquide. L'équipement utilisé consistait en un tube en U, de diamètre de 1,5 pouce. Des sections transparentes permettaient l'observation des régimes d'écoulement et des détecteurs permettaient la mesure du holdup liquide.

Chapitre IV : Le Gaz-Lift.

Introduction :

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite “pression de réservoir”. C’est l’énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu’à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s’épuiser, connaissant une chute continue de la pression. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

- **Les puits éruptifs :**

On dit qu'un puits est éruptif, lorsqu’il débite en surface sans que l’on soit obligé de recourir à une source d’énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits.

- **Les puits non éruptifs :**

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu’il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits.

Le non éruption est rencontré dans certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes.

IV.1. Principe de gaz lift :

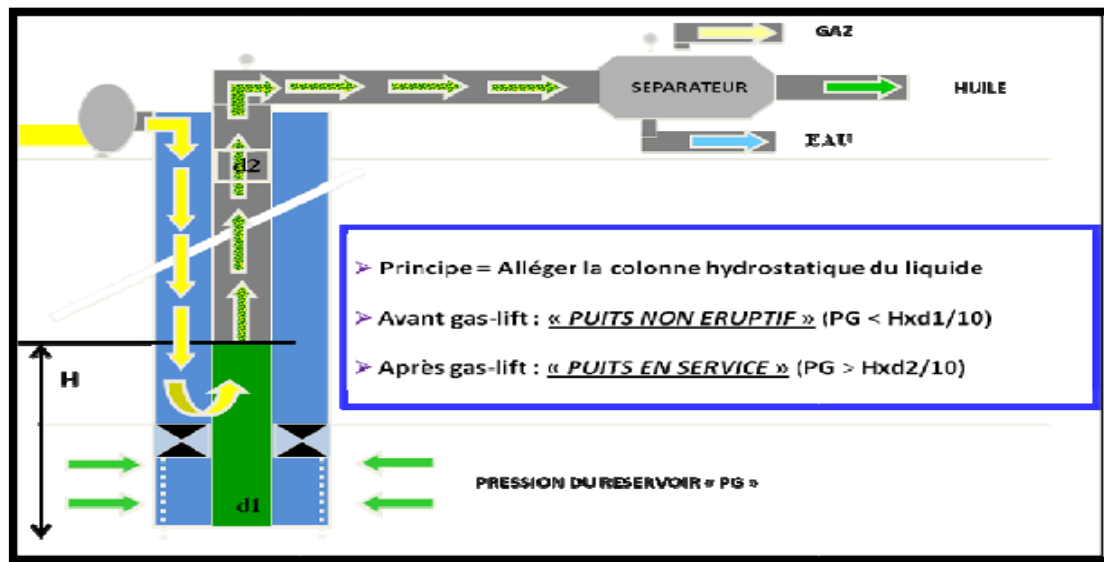
Le principe est d’injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à une ajoute de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l’effluent qu’il contient et le déplacer jusqu’au séparateur.

Cette technique agit :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l’huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gaz-Lift continu**).

- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gaz-Lift intermittent**).

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLR optimum. [6]



Figure(IV.1): Principe de gaz lift.

IV.2. Optimisation de débit d'injection de Gaz-Lift :

Le gaz-Lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant la pression hydrostatique 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. [6]

La figure IV.2 donne l'évolution des pertes de charge dans un tubing produisant à un débit constant en fonction de GLR (Gaz Liquide Ratio).

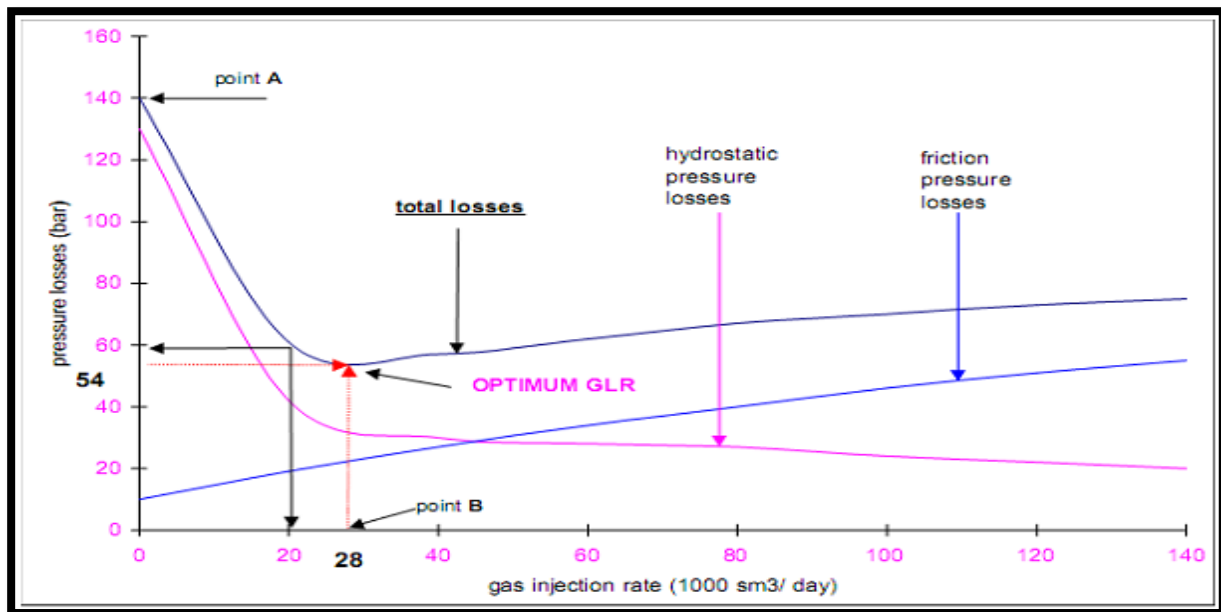


Figure IV.2 : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.

On remarque deux zones différentes :

- Dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par friction.
- Dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge par friction et ça malgré l'augmentation de GLR.
- Le minimum des pertes de charge totale correspond à un GLR optimum.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « GLR optimum » mais à leur « GLR économique ».

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale.

IV.3. Utilisation ou application du Gaz-Lift :

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

- **Les puits à huile :** L'application principale du Gaz-Lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.
- **Le démarrage des puits :** Dans certains cas, le Gaz-Lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation de son éruptivité retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de Gaz-Lift pour les relancer après un ennoisement du tubing par l'eau.
- **Les puits à eau :** Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le Gaz-Lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de Gaz-Lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).
- **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 dégorgement pourront être effectuées par Gaz-Lift qui est souvent couplé avec un nettoyage à l'acide. [6]

IV.4. Types de Gaz-Lift :**IV.4.1 Selon le mode d'injection :**

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

- **Gaz- lift continu :** une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.
- **Gaz-lift intermittent :** Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, des forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de

nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [6]

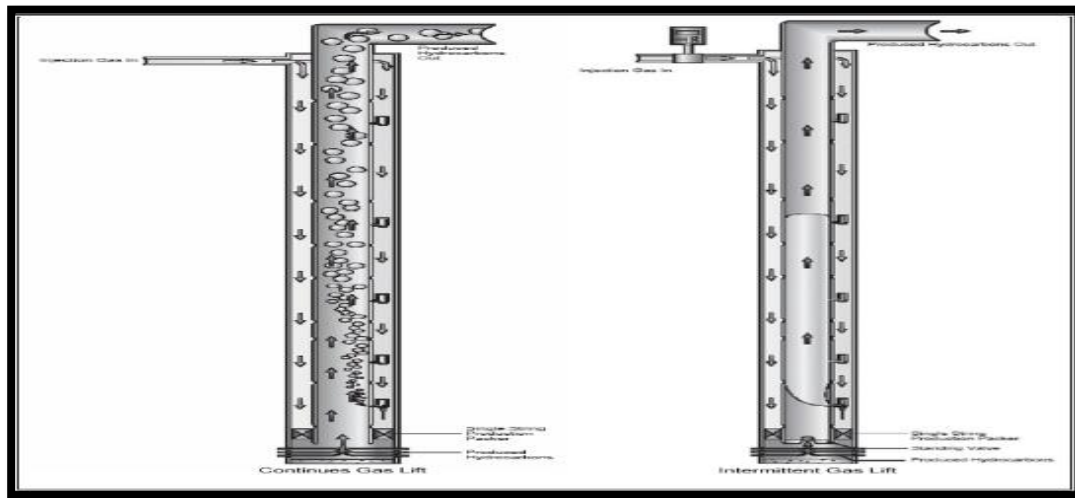


Figure (IV.3): Gaz lift continu et intermittent.

IV.4.2. En fonction du type de complétion :

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

A. Complétions pour Gaz-lift direct :

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. [6]

B. Gaz-Lift inverse (Inverse gas-lift):

- **Tubing concentrique (Concentric tubing string):**

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est mise en place en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. [6]

- **Gaz-lift avec production dans le casing :**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.
- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitant de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux.
- Le puits n'est pas adapté au Gaz-lift intermittent. [6]

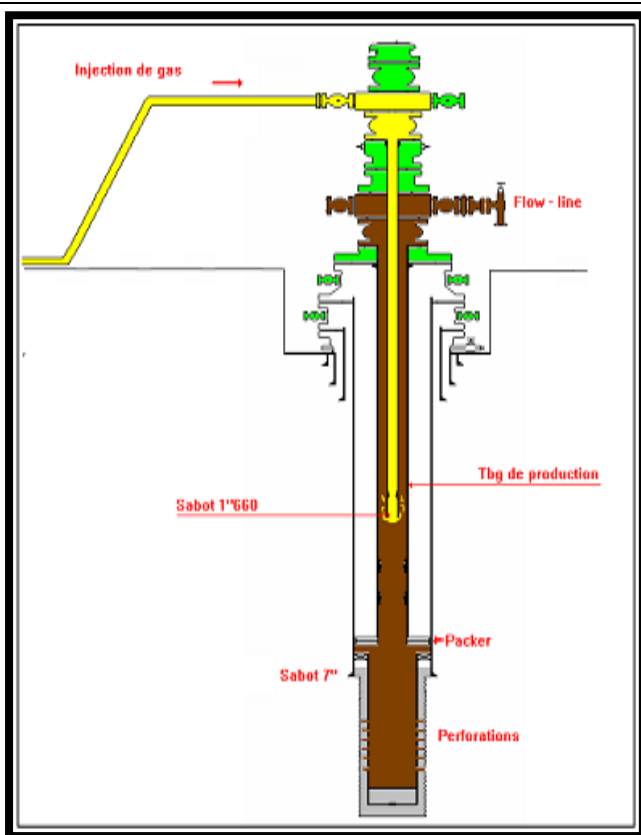


Figure IV.4 : Gaz-lift par le tubing concentrique.

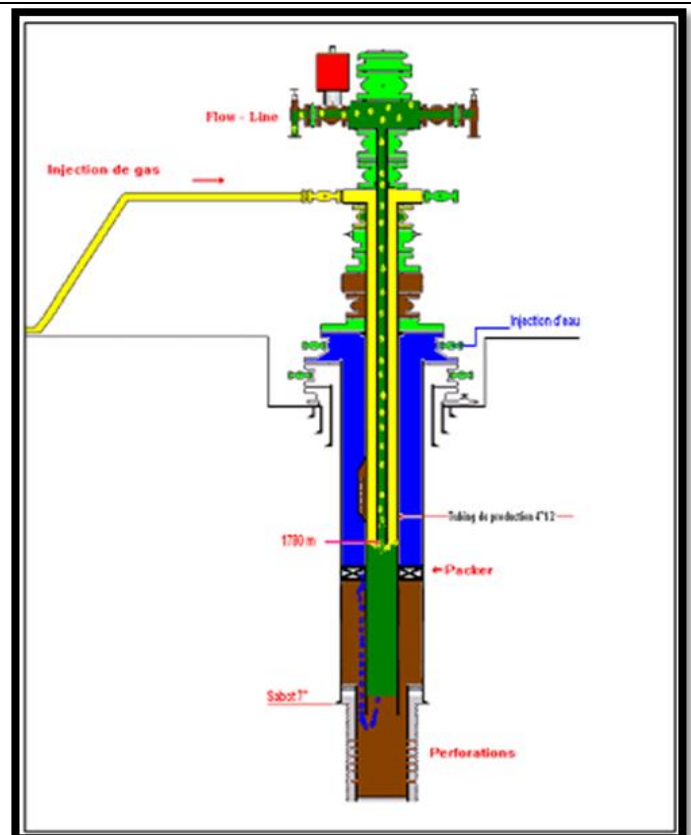


Figure IV.5 : Gaz-lift dans l'espace annulaire 4" ½ *CCE ».

- **Gaz-lift doubles (Dual Gas-lift):**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée. Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

- ❖ La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- ❖ L'encombrement des mandrins à poche.

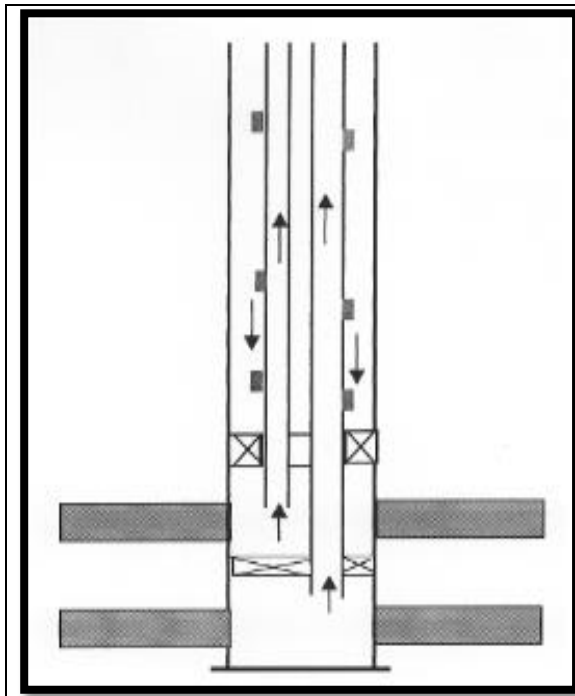
En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le gaz-lift double est donc assez rare, sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge. [6]

- **Le gaz-lift parallèle (Parallel gas-lift) :**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

Le gaz-lift parallèle existe souvent dans des vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage. [6]



Figure(IV.6) : Gaz lift double.

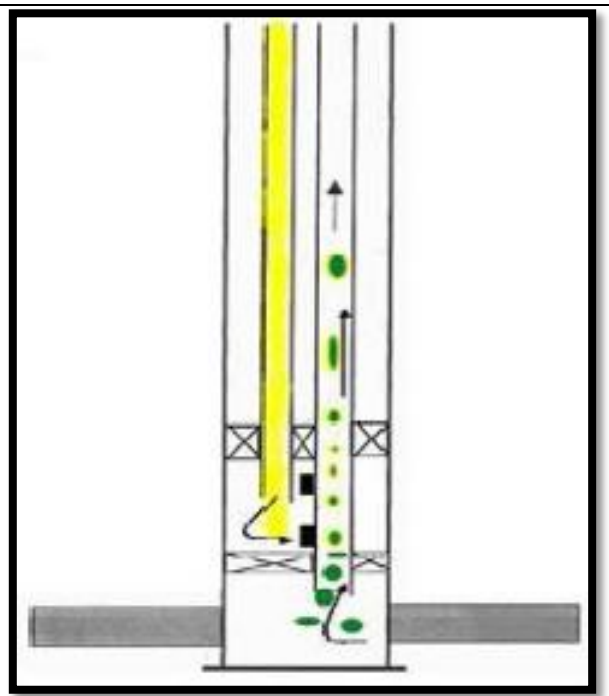


Figure (IV.7) : Le Gaz-lift parallèle.

IV.4.3. En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

- **Gaz-lift en circuit fermé :**

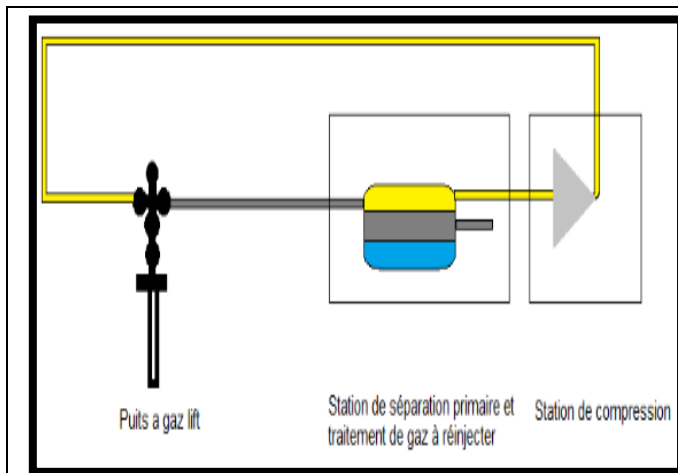
C'est le Gaz-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle.

- **Gaz-lift en circuit ouvert :**

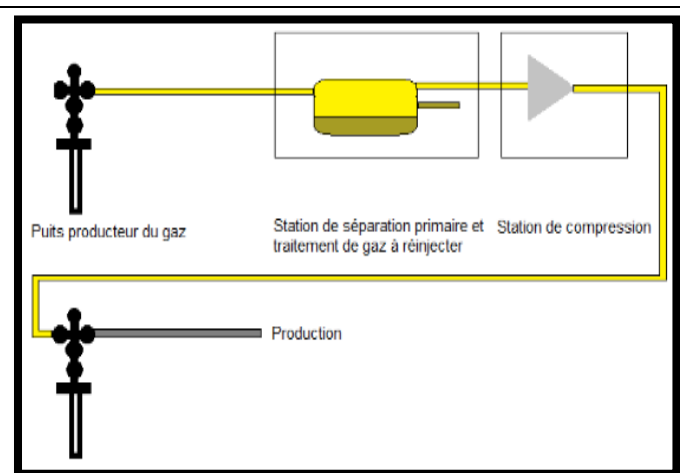
Le gaz qui a servi pour le gaz-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz.

- **Auto-gaz lift :**

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer. [6]



Figure(IV.8) : Circuit fermé.



Figure(IV.9) : Circuit ouvert.

IV.5. Limites du gaz-Lift continu et du gaz-lift intermittent :

En général :

- le gaz -lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP > 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).
- Le gaz -lift intermittent aux puits à faible indice de productivité ($IP < 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).
- Le rendement du gaz-lift intermittent est nettement inférieur à celui de gaz lift continu car l'énergie du gaz comprime sous le bouchon du liquide est perdue à l'arrivée du gaz en surface.
- Le gaz-lift intermittent est la seule technique du gaz lift possible dans les puits bons producteurs à faible pression de fond pour cause de pression de gisement faible au départ ou puits fortement déplétés. [6]

IV.6. Les principaux paramètres du Gaz-lift :

IV.6.1 Pression en tête de puits (Well head pressure) :

Plus la pression en tête est basse moins il faudra du gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins. [6]

IV.6.2. Pression d'injection :

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fond. [6]

Formule de R.V.SMITH:

$$e^s P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{Q_g^2 \gamma_g T X f Z (e^s - 1)}{d^5 S} \right) \times 0.925 \times 10^{-2}$$

Où :

Q : débit de gaz injecté en m³/j.

X : la profondeur d'injection en m.

$$S = 0.0685 \times \frac{\gamma_g X}{TZ}$$

T : Température moyenne en °K.

P_2 : pression d'injection au fond, en bar.

P_1 : pression d'injection en surface, en bar.

f : coefficient de frottement, il est en fonction de Re et (ε/d) .

Où :

$$Re = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d}$$

Avec :

Q_g : en m³/h.

(ε/d) : Déterminé à l'aide d'un abaque.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : Densité de gaz.

Pour le calcul des pertes de charge dans les canalisations horizontales du gaz, on applique la formule de **WEYMOUTH**.

$$P_1^2 - P_2^2 = (Q_{ginj})^2 \left(\frac{\gamma_g T L f Z}{d^5} \right) \times 7.62 \times 10^5$$

P_1, P_2 : pression amont et aval de la conduite (bars).

L : longueur de la canalisation (en Km).

d : Diamètre de la canalisation (mm).

IV.6.3. Profondeur de l'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. [6]

IV.6.4. L'importance de l'IP et effet de skin :

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down. Et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par Gaz-lift réduit cette pression.

On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la re-perforation, etc... Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz. [6]

IV.7. Conception d'une installation de gaz-Lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

Le design d'une complétion "gaz-lift" à deux objectifs :

- Déterminer la profondeur des mandrins.
- Sélectionner les vannes à installer dans ces mandrins et calculer leurs caractéristiques.

De nombreuses méthodes graphiques sont détaillées dans la littérature et toutes donnent des résultats similaires. Lors de la conception, il est important de prendre quelques coefficients ou marges de sécurité pour être certains que le puits pourra démarrer dans toutes sortes de configurations. Il est préférable d'installer un mandrin en plus plutôt que d'être obligé de faire venir un compresseur haute pression pour que le gaz puisse atteindre le premier mandrin. [6]

IV.7.1. L'équipement de surface :

L'équipement de surface est constitué de :

- A. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante).
- B. Un réseau de distribution de haute pression.
- C. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.)
- D. Réseau de récupération des fluides à basse pression.

E. Équipement de déshydratation. [6]

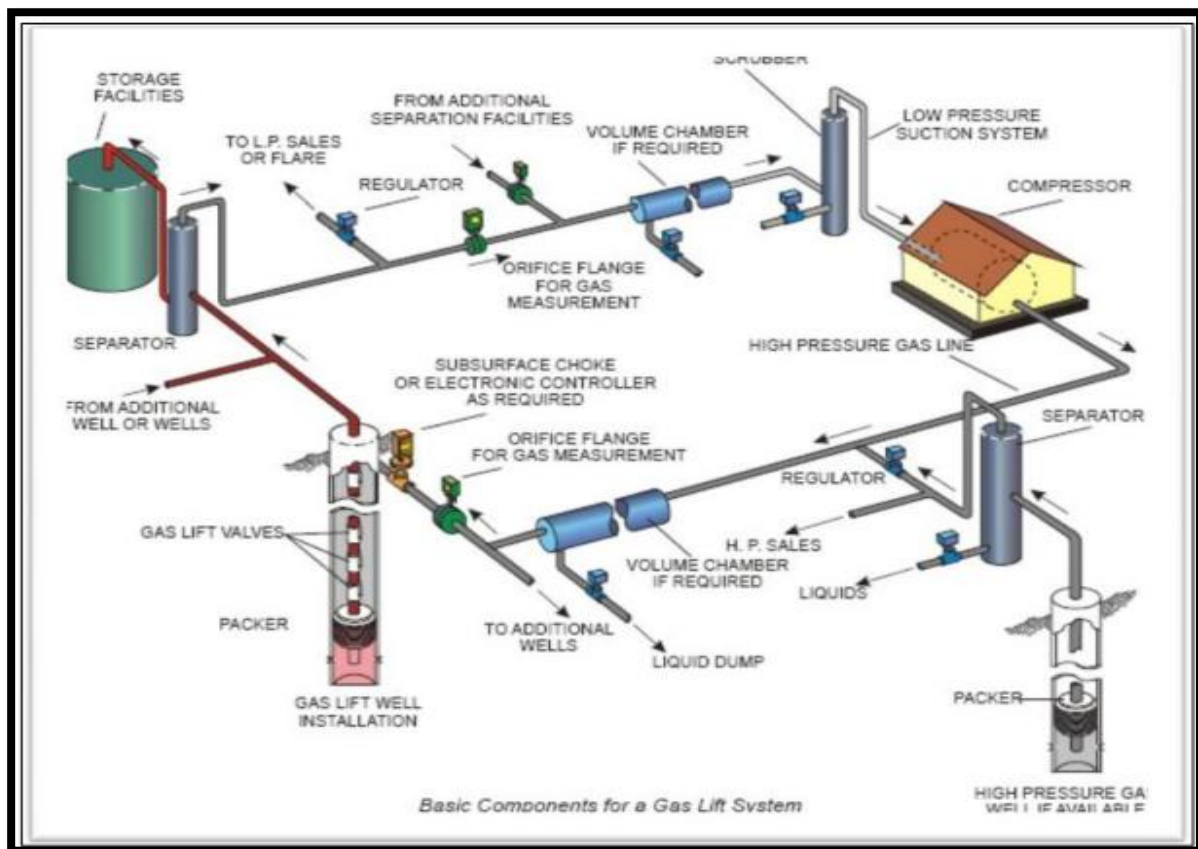


Figure IV.10 : L'équipement de surface.

A- L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

B- Le réseau de distribution HP :

Il est formé d'un système des pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

C- Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres).
- Équipement de mesure de température (des thermomètres).
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz.
- Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton).

Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le plus utilisé est l'orifice de primo-gène DANIEL.

D- Réseau de distribution basse pression :

Il est composé des pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

E- L'équipement de déshydratation :

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coings d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG).

Remarque : En cas d'un gaz-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

IV.7.2. L'équipement de fond :

L'équipement de fond d'une installation gaz-lift "standard" est constitué de mandrins et de vannes de gaz-lift.

Le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend fortement de la pression à l'injection et la profondeur du puits. [6]

A- Les mandrins à poche :

Ces réceptacles vissés au tubing reçoivent les vannes dans une poche latérale. Il en existe différents modèles pour vannes de 1" ou 1"½. La pose et la dépose des vannes se font au câble et l'opérateur doit posséder une bonne expérience pour bien sentir en surface ce qui se passe au

fond. De nos jours, les outils destinés à intervenir dans les poches latérales sont très performants, ce qui permet d'équiper de mandrins des puits très déviés (jusqu'à 60°).

Certaines vannes ne sont pas récupérables au câble, en particulier dans les puits avec petit tubing (macaroni) concentrique pour injection de gaz.

B - Les vannes de gaz-lift :

L'invention des vannes a révolutionné le gaz-lift. Elles se comportent en régulateur de flot de gaz, piloté par la pression amont ou par la pression aval suivant le modèle.

Les vannes de gaz-lift sont descendues dans les puits à l'aide d'une corde à piano (slick line), manœuvrées par un treuil et posées dans des mandrins (side pocket mandrels). Ces mandrins sont vissés sur le tubing et différents types et tailles de mandrins sont disponibles sur le marché. Le choix des mandrins et des vannes dépend de la taille du casing et du tubing, du chemin emprunté par le gaz (annulaire ou intérieur du tubing) et du débit d'injection du gaz.

Les vannes de gaz-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée la vanne opératrice. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale au gaz injecté. Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées les vannes de décharge (Unloading valves). Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing tels que la saumure circulée durant une reprise ou l'eau de formation qui envahit un puits durant un arrêt.

Les vannes de gaz-lift sont conçues pour s'ouvrir et se fermer suivant certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne. Ces conditions sont données par des calculs faits à la main ou par un ordinateur et seront utilisés pour le tarage des vannes à l'atelier. Durant les opérations normales d'exploitation du puits, toutes les vannes de décharge doivent être fermées.

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves - COV) sensibles à la pression dans le casing ou la pression amont.

- Les vannes pilotées par la pression dans le tubing (tubing operated valves -TOV) sensibles à la pression du tubing ou pression aval.

Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elle. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes tubing "TOV" nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final. Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération au câble. Par contre, la profondeur des mandrins est définitive.

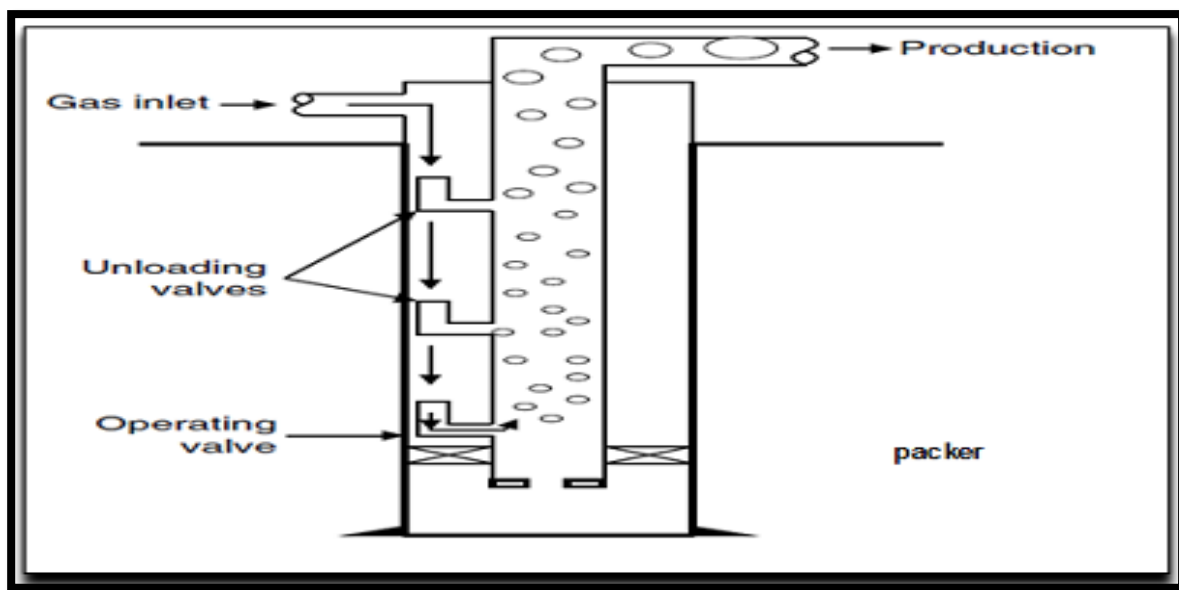


Figure IV.11 : Configuration d'un puits équipé avec Gaz-lift.

IV.8. Processus du gaz-Lift :

Le Gaz-Lift est la forme de production assistée qui se rapproche le plus du phénomène naturel d'écoulement de l'huile, et l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanisme :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

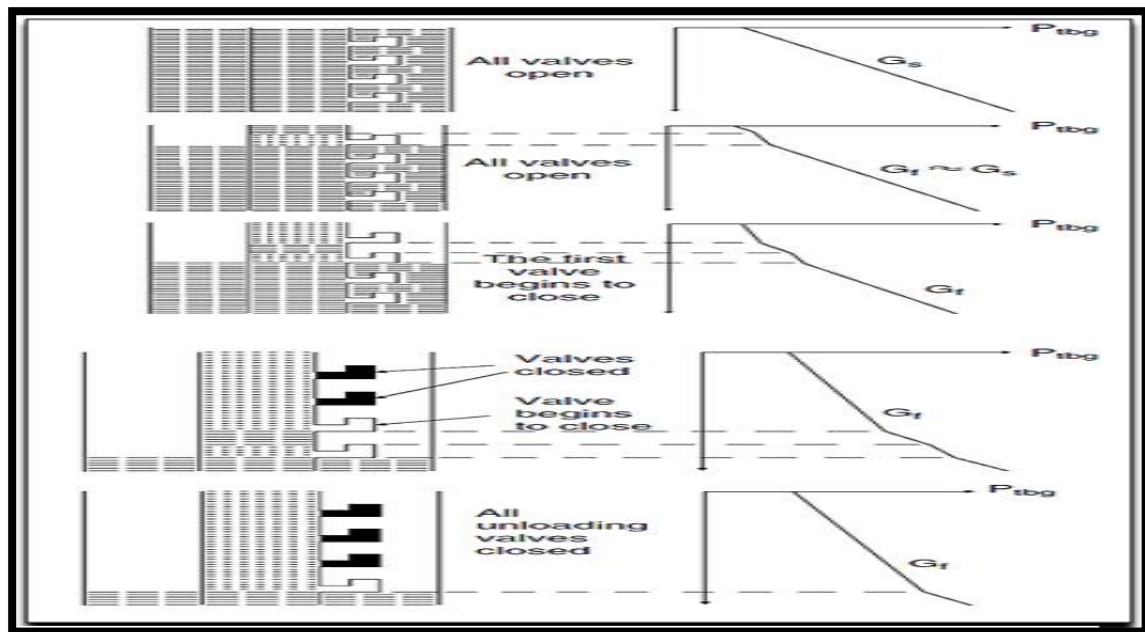


Figure IV.12 : Chronologie des fermetures des vannes de gaz-lift.

La figure IV.12 montre la chronologie des fermetures des vannes de gaz-lift. A l'application de la pression du gaz sur l'annulaire, toutes les vannes de gaz-lift sont ouvertes et elles participent toutes au vidage de l'annulaire. Lorsque le gaz atteint la vanne 1, il passe dans le tubing et allège la colonne. Le puits en général se met à débiter lentement. La vanne numéro 1 reste ouverte tant que la vanne 2 n'est pas ouverte. Quand le gaz atteint la vanne 2, la vanne 1 doit se fermer. Il en est de même pour la vanne 3 et les suivantes jusqu'à ce que le gaz atteigne la dernière vanne. Il est important que seule la dernière vanne reste ouverte durant la phase d'exploitation pour tirer le meilleur rendement du gaz injecté.

IV.9. Avantages et Inconvénients du Gaz-Lift :

IV.9.1. Avantages :

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.

- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale. [6]

IV.9.2. Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profond.
- Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection de glycol.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.[6]

IV.10. Problèmes liés au Gaz-Lift :

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates. [6]

IV.10.1. Formation des hydrates :

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver. [6]

IV.10.2. Prévention des hydrates :

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela en doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui ont un concentrique. [6]

IV.10.3. Erosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable crée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraises la duse a ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influentes négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, on réalise ici des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui gêne la séparation. [6]

Chapitre V : Optimisation du Gaz-Lift en Cas de Puits RNSE8.

Introduction :

L'anneau d'huile de RHOURE NOUSS Sud-Est est actuellement exploité avec 10 puits, dont cinq sont assistés par gaz-lift.

On propose dans cette partie pratique d'étudier les performances des puits et leur candidature pour le gaz-lift. Un seul puits a été choisi, il est assisté par gaz-lift (RNSE8). Alors, nous allons réaliser une nouvelle étude sur ses performances afin d'améliorer le débit de la production.

Les paramètres qui influencent l'efficacité du levage par gaz sont les suivants :

- Le débit d'injection du gaz-lift ;
- La profondeur ou le point d'injection ;
- La pression d'injection du gaz-lift.

➤ Puits RNSE8 :

Le puits est assisté par le gaz lift injecté à travers un concentrique :

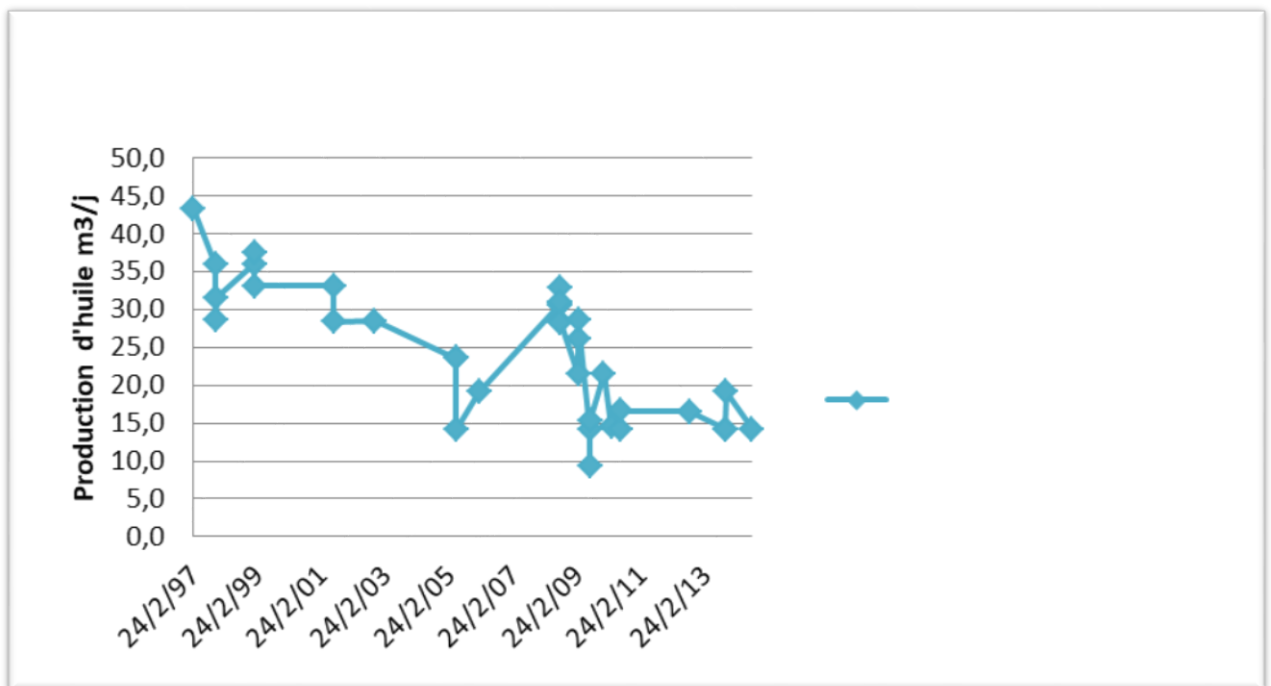


Figure V.1 : Historique de production RNSE8 depuis 1997 jusqu'à 2013

V.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PIPESIM) :

Le logiciel PIPESIM (Pipe Simulator) est un simulateur développé par la compagnie de service Schlumberger. Il est utilisé pour analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers les réservoirs).
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire,...).
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur,...).

Application logiciel du PIPESIM :

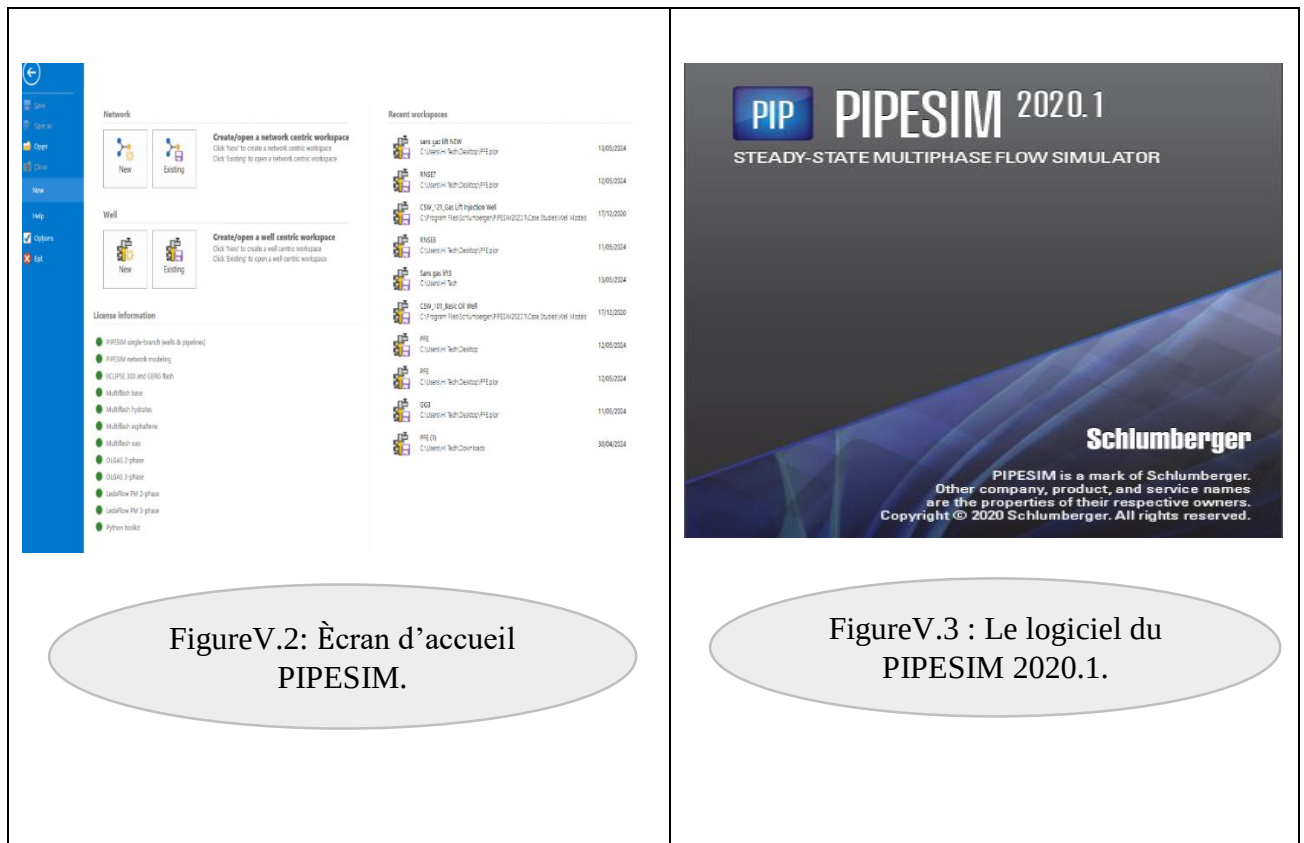
- L'optimisation des équipements des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits.
- L'optimisation des systèmes de production.
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux.
- L'optimisation des systèmes de récupération.

Pour une meilleure maîtrise de ce logiciel, il faut avoir :

- Des bonnes connaissances de l'outil informatique.
- Les informations de base des systèmes de production et du Une réservoir engineering.
- Une bonne connaissance du système d'analyse Nodale (Inflow et outflow performance).
- Des informations de base sur les méthodes de récupération secondaire et stimulation des puits.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM :

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...).
- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits.



FigureV.2: Écran d'accueil
PIPESIM.

FigureV.3 : Le logiciel du
PIPESIM 2020.1.

V.2. Modélisation de puits :

Dans cette section, nous allons élaborer un modèle pour le puits en suivant les étapes suivantes :

1. Établissement d'un modèle physique IPR.
2. Sélection d'une corrélation pour l'écoulement vertical (calage VLP, Matching).
3. Analyse nodale (IPR et VLP).

V.2.1. Inflow Performance Relationship (IPR):

Les IPR (Inflow Performance Relationship) ont été développés pour modéliser le comportement d'un puits en production dans un milieu poreux.

La courbe IPR représente la relation entre le débit de production du puits et la chute de pression au fond du puits.

Pour tracer cette courbe, on utilise deux équations différentes selon la pression de fond du puits (P_{wf}) par rapport à la pression de bulle (P_b) et à la pression de réservoir (P_r):

- Équation d'écoulement monophasique (Darcy): utilisée lorsque la pression de fond du puits est supérieure à la pression de bulle ($P_{wf} > P_b$).
- Équation d'écoulement diphasique (Vogel): utilisée lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle ($P_r < P_b$).

Dans le cas de l'anneau d'huile de Rhourde N'ous Sud Est, la pression de réservoir initiale (P_r) et la pression de fond du puits (P_{wf}) sont supérieures à la pression de bulle (P_b).

Par conséquent, l'écoulement est monophasique et l'utilisation de l'équation d'écoulement monophasique (Darcy) est justifiée.

V.2.1.1. Les Données de puits :

a) Données PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant l'écoulement, il est préférable d'intégrer les données PVT des effluents de ces puits mais suite à l'indisponibilité de ces dernières on a opté pour Black Oil Model et qui est compatible avec notre fluide de réservoir.

Les données de PVT de puit RNSE8 sont :

Tableau V.1 : Les données PVT.

GOR de Solution	58.46	Sm^3/Sm^3
Densité de l'huile ρ_o	36	API
Densité de gas ρ_g	0.711	
Température du réservoir	102.4	°C
Pression de bulle	1578.72	Psig
Viscosité de l'huile	0.556	cp
Bo	1.34	rb/stb
Salinité de l'eau	0	%
H ₂ S	0	%
CO ₂	0	%
N ₂	0	%

b) Données de réservoir :

Tableau V.2: Les données de réservoir.

Puits	RNSE8
P_G (psig)	3687.68
T_G (°C)	102.4
WATER CUT (f_w)	0
GOR_{TOTAL} (Sm^3/Sm^3)	58.46
K (md)	27.12
H (m)	19
A (acre)	200
r_w (inch)	6.094
Skin	41

Effectivement, les données fournies permettent de tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits en s'appuyant sur l'équation de Darcy. Cette approche permet d'estimer les débits maximaux des puits (AOFP) comme indiqué dans le tableau.

Tableau V.3: AOFP pour RNSE 8.

Puits	RNSE8
AOFP (Sm^3/day)	106.6087

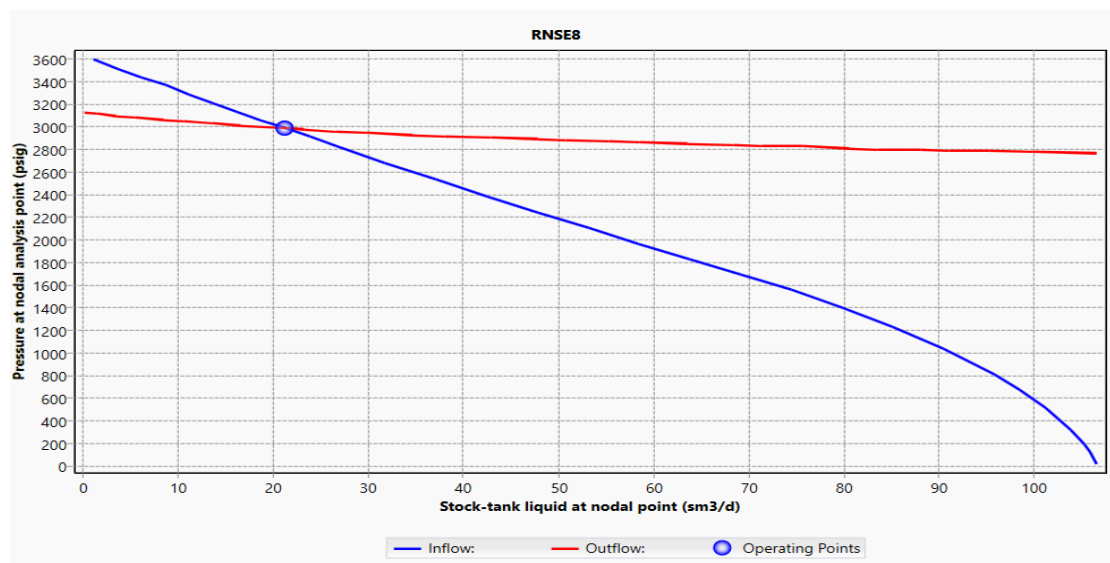


Figure V.4: Inflow Performance curve RNSE8.

V.2.2. Choix de corrélation pour l'écoulement verticale (calage de VLP, Matching) :

Le logiciel Pipesim utilise plusieurs corrélations pour modéliser les écoulements diphasiques dans les tubes. Ces corrélations varient en termes de généralité et d'applicabilité à différents types d'écoulements. Parmi les corrélations disponibles dans Pipesim, on trouve :

- Ansari
 - Beggs & Brill Original (BBO)
 - Duns & Ros (DR)
 - Govier, Aziz & Forgassi (GA)
 - Gray (original) (GRAYO)
 - Hagedorn & Brown (HB)
 - Mukherjee & Brill (MB)
- **Donnée de test potentiel :**

Tableau V.4 : Données de well test.

Puits	RNSE8
Pression de tête de puits (psig)	300
Température de tubing head (°C)	64
Water Cut (%)	0
Débit de liquide (Sm ³ /day)	36
Profondeur de jeugage (MD)	2650
Pression de jauge (psig)	2730.76
GOR gas –oil ratio (Sm ³ /Sm ³)	58.46

La simulation de l'écoulement diphasique dans le tubing, réalisée pour sélectionner la corrélation d'écoulement la plus appropriée parmi celles proposées en se basant sur les données de test du puits comme référence, a permis d'obtenir les résultats présentés dans la figure suivante.

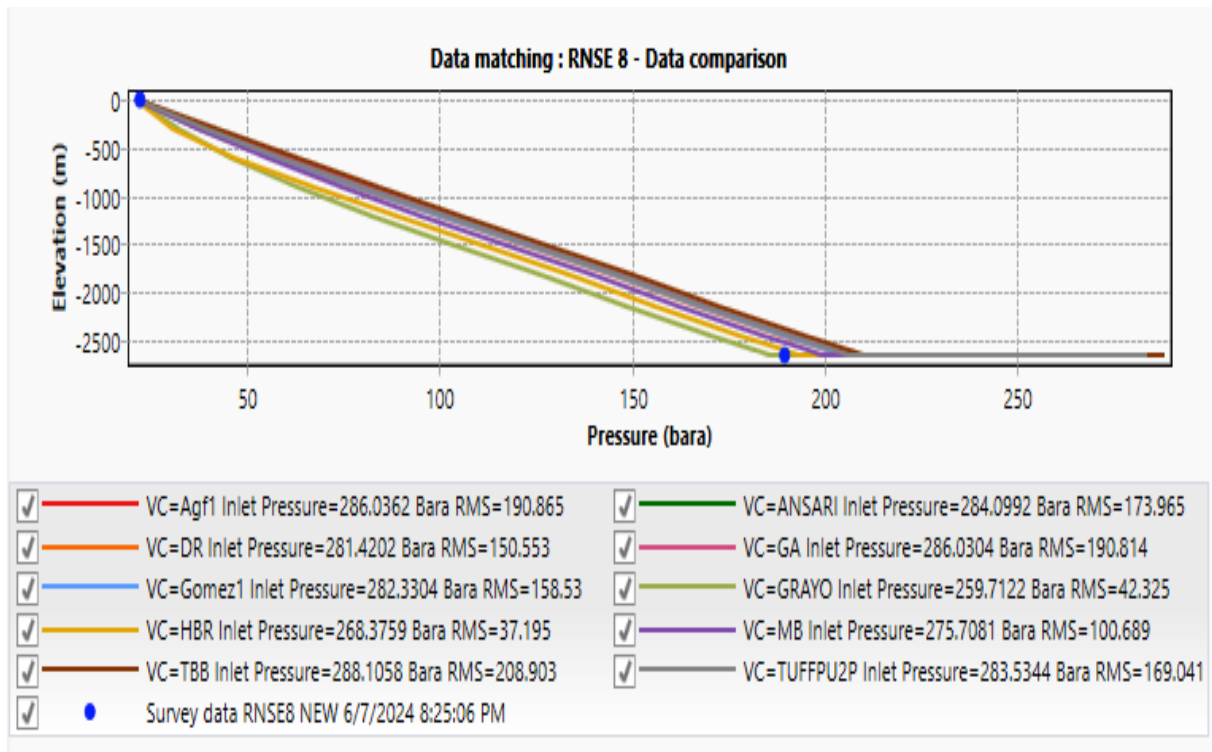


Figure V.5 : Pression en fonction de la profondeur pour les différentes corrélations de simulation de l'écoulement.

Tableau V.5: Comparaison des corrélations pour le calcul de la pression à 2650 mètres de profondeur.

Corrélation	Pression calculé (psig)	Pression mesuré (psig)	Erreur absolue (psig)	Erreur relative (%)
Hagedorn & Brown	2828.044	2730.804	97.24	3.56
Gray (original)	2713.549	2730.804	17.255	0.63
Mukherjee & Brill	2896.153	2730.804	165.349	6.05
Duns & Ros	2967.722	2730.804	236.918	8.67
Gomez	2977.856	2730.804	247.052	9.04
Ansari	2997.613	2730.804	266.809	9.77
Govier, Aziz & Fogarasi	3018.219	2730.804	287.415	10.52
Beggs & Brill	3041.71	2730.804	310.906	11.38

D'après les corrélations d'écoulement représentées dans la figure ci-dessus, la corrélation de Gray Original est considérée comme la plus appropriée pour décrire l'écoulement diphasique dans le tubing. En effet, elle présente l'erreur absolue minimale parmi toutes les corrélations testées, ce qui confirme sa pertinence pour ce cas d'application.

V.2.3. Matching :

Les données du test de puits ont été utilisées pour ajuster la corrélation d'écoulement par rapport aux données de test, pour minimiser l'erreur lors de l'étude de sensibilité et du design du gaz-lift. Le résultat de cet ajustement est présenté dans la figure suivante.

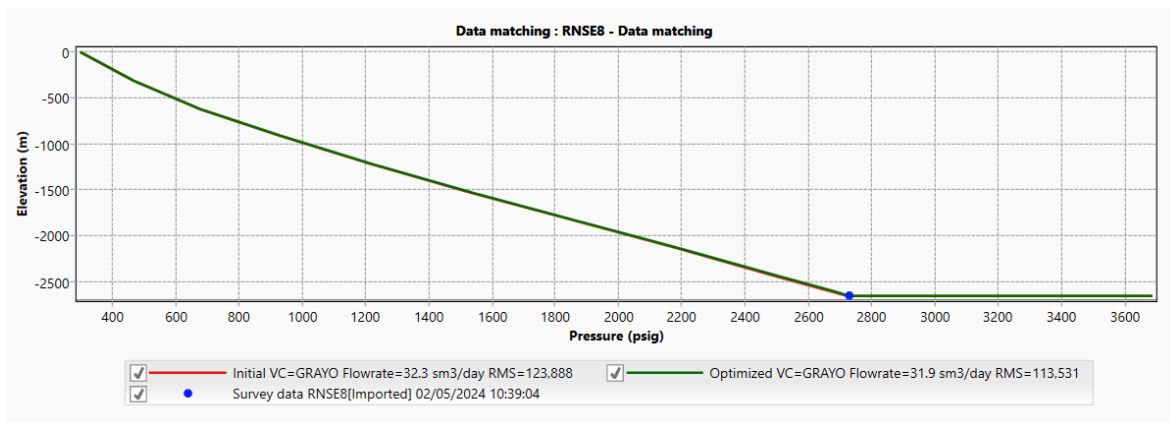


Figure V.6: Data Matching

Tableau V.6 : La comparaison des pressions.

Pression mesurés (psig)	Pression initiale (psig)	Pression optimisée (psig)
2730.804	2720.417	2730.926

V.3. Etude prévisionnelle de de la production de puits (Les tests de sensibilité) :

Après la construction du modèle de puits, nous nous penchons sur la prévision de la production en fonction de certains paramètres. Voici les éléments clés à prendre en compte :

La Sensibilité à la déplétion de la Pression du réservoir (P_r).

- La Sensibilité au Water Cut.
- Influence du diamètre intérieur de tubing.
- Effet de skin.

V.3.1. Déclin de la pression du réservoir :

La baisse de la pression constitue un défi majeur, entraînant une diminution de la production au fil des années. À RHOURDE NOUSS SUD-EST, ce phénomène est devenu particulièrement préoccupant ces dernières années.

Tableau V.7 : Le déclin de la pression de réservoir RNSE8.

Sensibilité à la Pr (psig)	Le Débits (Sm ³ /day)
3200	1.0689
3300	5.4563
3400	9.7552
3500	13.8342
3687.68	21.0917

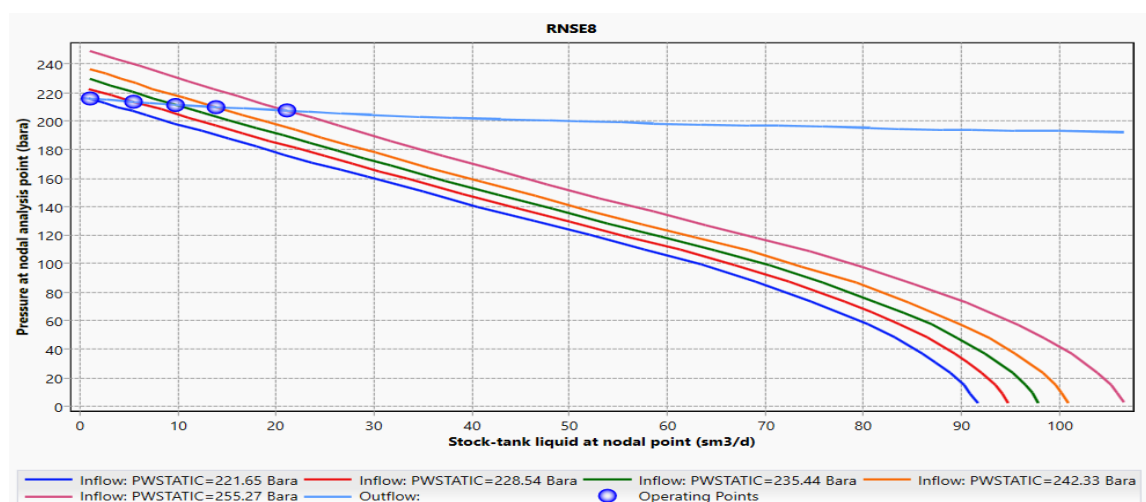


Figure V.7: Sensibilité de pression de réservoir RNSE8.

Les résultats indiquent que le débit diminue avec la baisse de la pression du réservoir et devient presque nul lorsque celle-ci est inférieure à 3200 psig. Cela nécessite une intervention sur le réservoir pour éviter une chute de pression.

V.3.2. Water Cut :

Le water cut est défini comme le rapport de volume d'eau par rapport à celui du liquide

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} \quad \text{Le } f_w < 1$$

Tableau V.8 : Sensibilité de water cut sur le débit d'huile.

Sensibilité au water cut (%)	Le Débits (Sm ³ /day)
0	21.1121
5	20.0640
10	18.9449
15	17.7443
20	16.4387

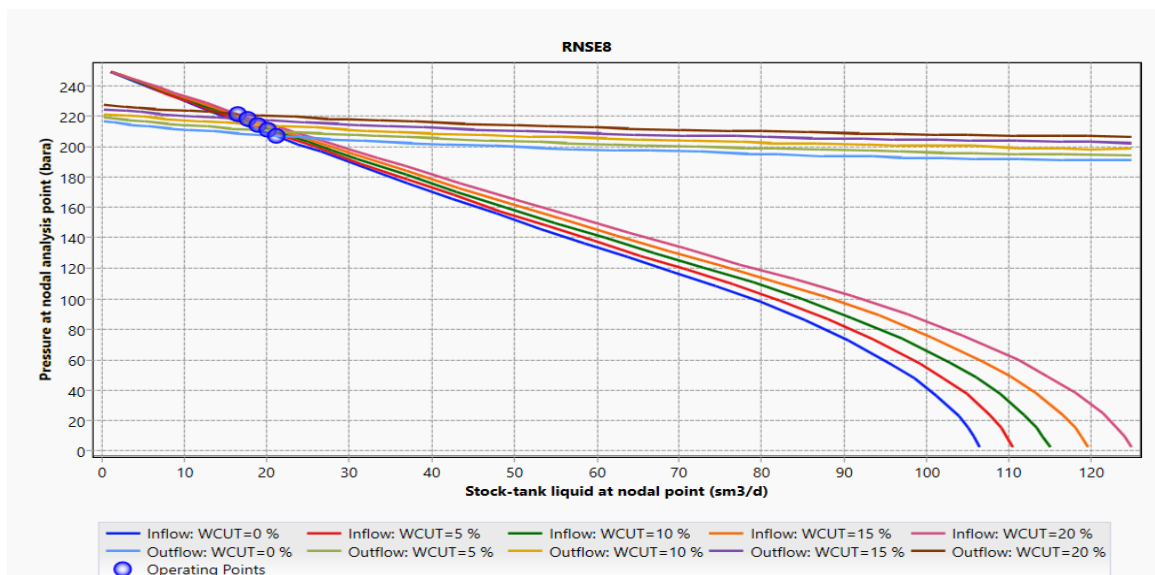


Figure V.8 : Sensibilité au water cut pour RNSE8.

On observe une corrélation inverse entre le water cut et le débit : lorsque la proportion d'eau dans le mélange augmente, le débit de production diminue de manière concomitante.

V.3.3. Influence du diamètre intérieur de tubing :

Le tableau suivant présente l'impact du diamètre intérieur du tubing sur la production pour le puits RNSE8 :

Tableau V.9 : influence du diamètre intérieur de tubing sur la production

ID de tubing (inch)	Débit d'huile correspondant (Sm ³ /day)
4 ½	18.622
3 ½	19.9657
3	21.0855
2 ½	22.7019

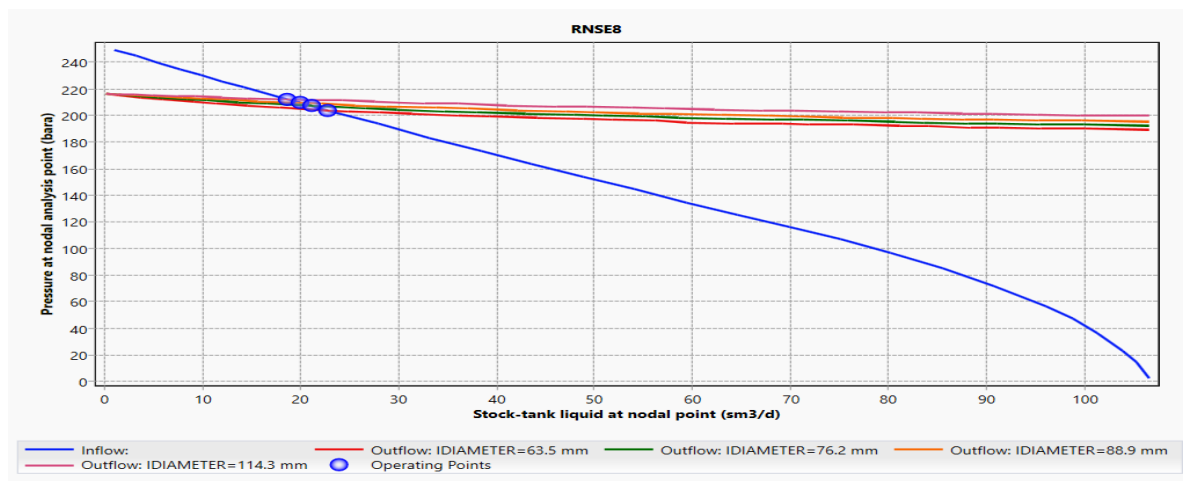


Figure V.9: Influence du diamètre intérieur de tubing RNSE 8.

À partir des résultats de ce graphe, on remarque que la production augmente avec la diminution du diamètre intérieur. Un diamètre intérieur de 2 ½ pouces donne un débit maximum de 22,7019 Sm³/jour.

V.3.4. Effet de Skin :

L'étude de sensibilité de skin pour le puits RNSE8 est représentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.10: Effet de Skin sur la production sur RNSE8.

Skin	Production d'huile (Sm ³ /day)
20	42.0904
30	28.8139
35	24.7503
40	21.6433
45	19.2009
50	17.2387
55	15.6329
60	14.2868

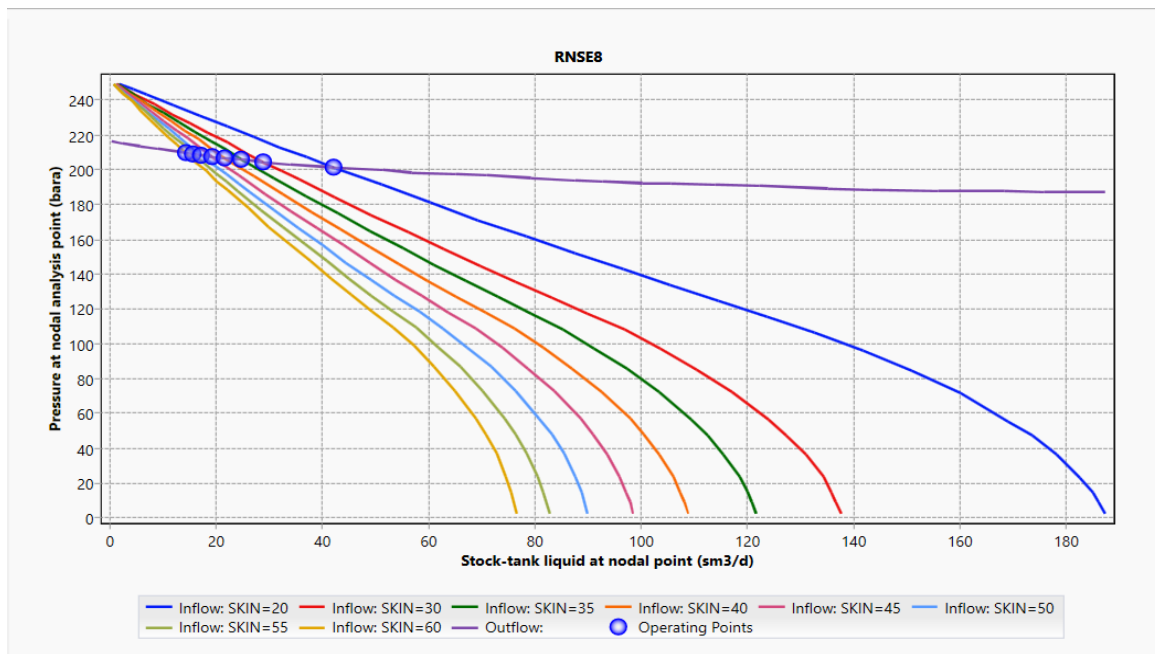


Figure V.10 : Effet de Skin pour RNSE8.

L'étude de sensibilité sur le facteur de skin révèle que la production pourrait atteindre 42,0904 m³/jour si le skin était réduit à 20. Par conséquent, afin d'optimiser la production, il est recommandé de mettre en œuvre des mesures visant à diminuer le facteur de skin.

V.4. Récupération assistée par Gaz-Lift :

Parmi les techniques d'amélioration de la production, le gaz-lift se présente comme une solution particulièrement adaptée au gisement de Rhourde Nouss, compte tenu de l'abondance de gaz naturel dans ce champ. Ce chapitre explorera en détail l'impact du gaz-lift sur un puits spécifique et définira les paramètres clés à prendre en compte pour son implémentation réussie.

V.4.1. Optimisation de Gaz-lift :

En s'appuyant sur les puissantes fonctionnalités du logiciel PIPESIM, nous procéderons à la sélection optimale du design du système de gaz-lift, incluant le choix et le positionnement des vannes adéquats. De plus, nous déterminerons les paramètres clés du système, tels que le débit et la pression d'injection de gaz, afin d'assurer une performance maximale.

- **Paramètres du Gaz-lift :**

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz-lift et la profondeur d'injection maximale possible :

Tableau V.11: Paramètres de Gaz-lift.

Le puits	RNSE8
Pression de service (Available Injection Pressure) « psi »	744
Densité du gaz injecté (Inj .Gaz Lift Gravity)	0.6
La pression en tête « psi »	300
Profondeur d'injection max « m »	2500
Débit maximal de gaz disponible (sm³/day)	10000

a) Le point d'injection le plus profond possible (Deepest injection point) :

La simulation du point d'injection le plus profond permet de calculer le point d'injection le plus profond (DIP) pour un puits de gas lift en fonction du débit de gaz injecté et de la pression d'injection du gaz en surface.

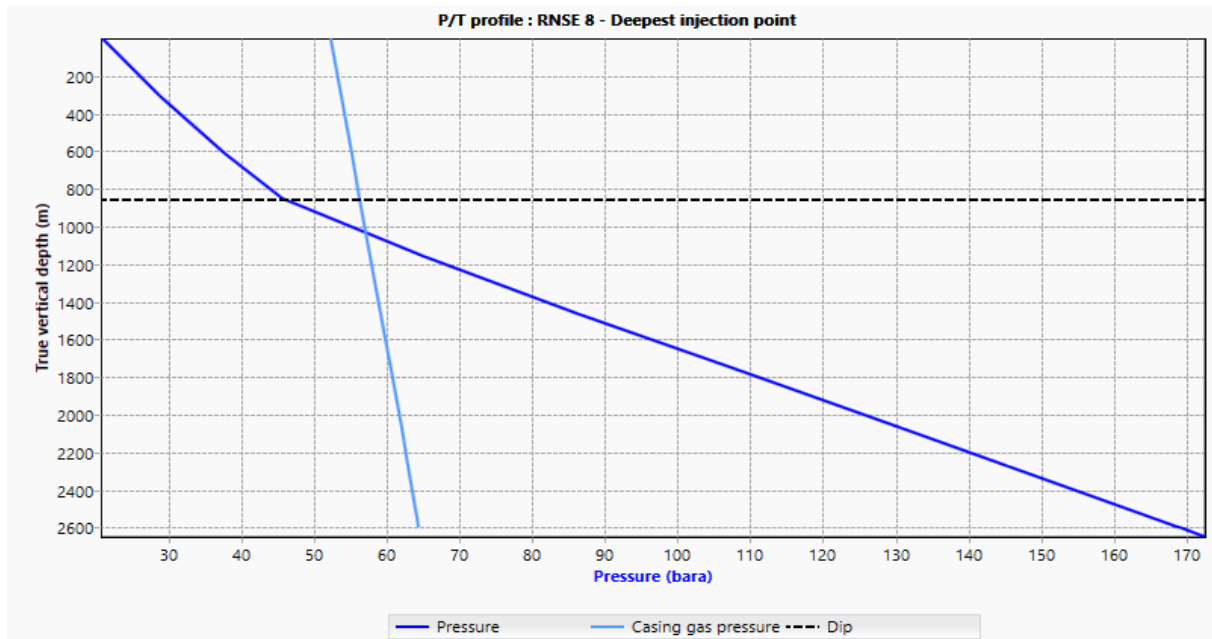


Figure V.11 : Le point d'injection le plus profond possible.

Le point d'injection le plus profond possible pour RNSE8 est 851.11 m.

b) Détermination de la position des vannes :

Les positions des vannes sont illustrées dans la figure suivante :

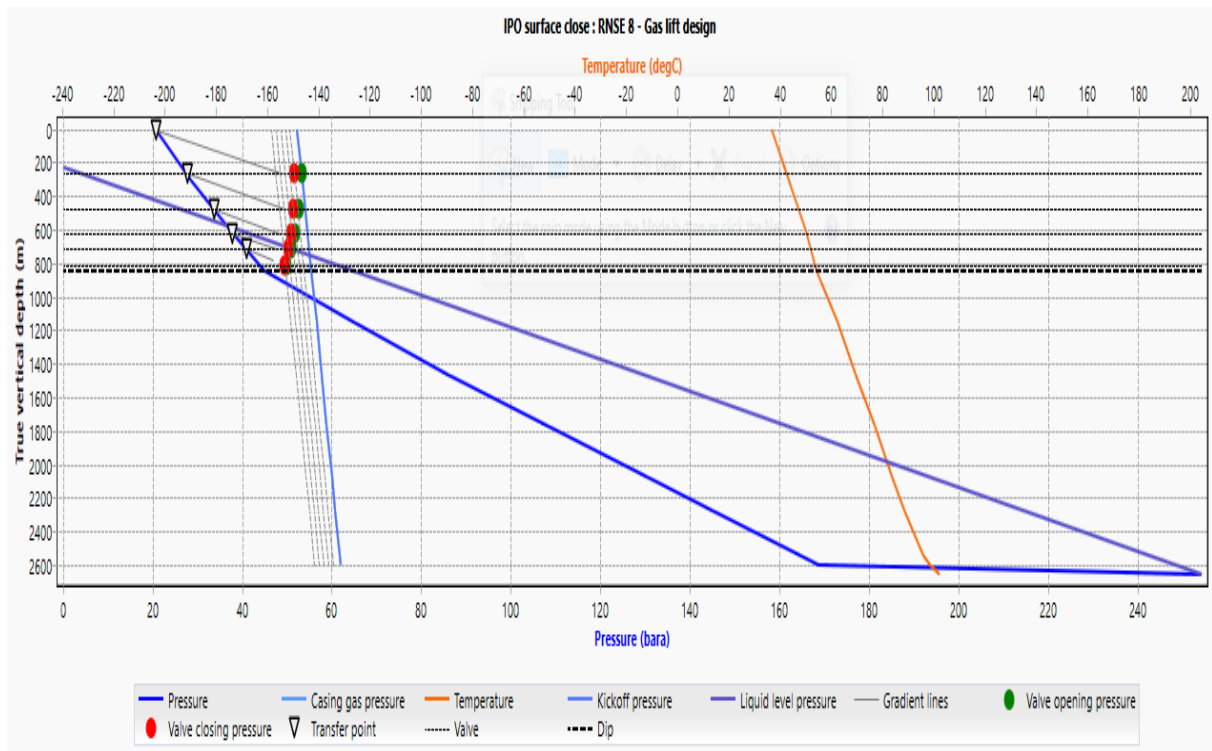


Figure V.12: Positions des vannes de Gaz lift pour RNSE8.

La position des vannes est détaillée dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.12: Design des vannes de Gaz lift pour RNSE8.

Profondeur verticale (m)	Pression d'ouverture de vanne (psig)	Pression de fermeture de vanne (psig)
267.9309	758.7528	734.0919
477.0923	748.8303	730.5512
618.5069	736.8083	723.2892
716.8295	723.2978	713.6547
815.1521	709.7873	704.0202

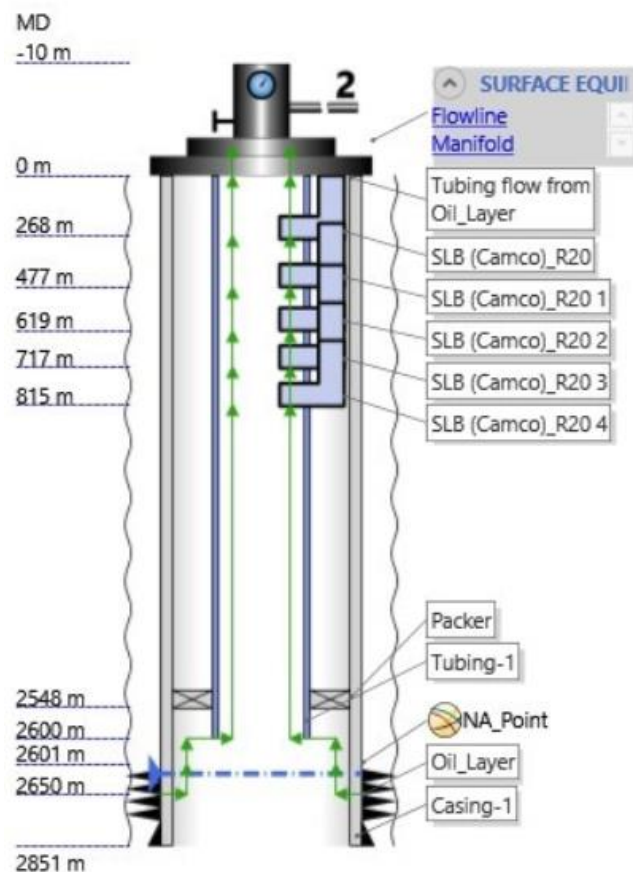


Figure.V.13: plan de puits RNSE8

c) Détermination de débit de gaz à injecter :

Afin d'identifier le débit d'injection de gaz optimal pour le puits RNSE8, une série de simulations a été réalisée en considérant des débits d'injection de gaz allant de 20 msm³/jour à 180 msm³/jour. Les résultats détaillés de ces simulations sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.13 : Détermination des débits de gaz à injecter.

Débit de gaz injecté (mmsm³/day)	Production d'huile (Sm³/jour)	Le point d'injection le plus profond possible (m)
0	21.11	
0.02	52.31	1156.76
0.04	71.50	1619.74
0.06	84.11	1994.50
0.08	91.96	2320.60
0.10	96.15	2545.23
0.12	96.84	2545.23
0.14	97.17	2545.23
0.16	97.19	2545.23
0.18	96.95	2545.23

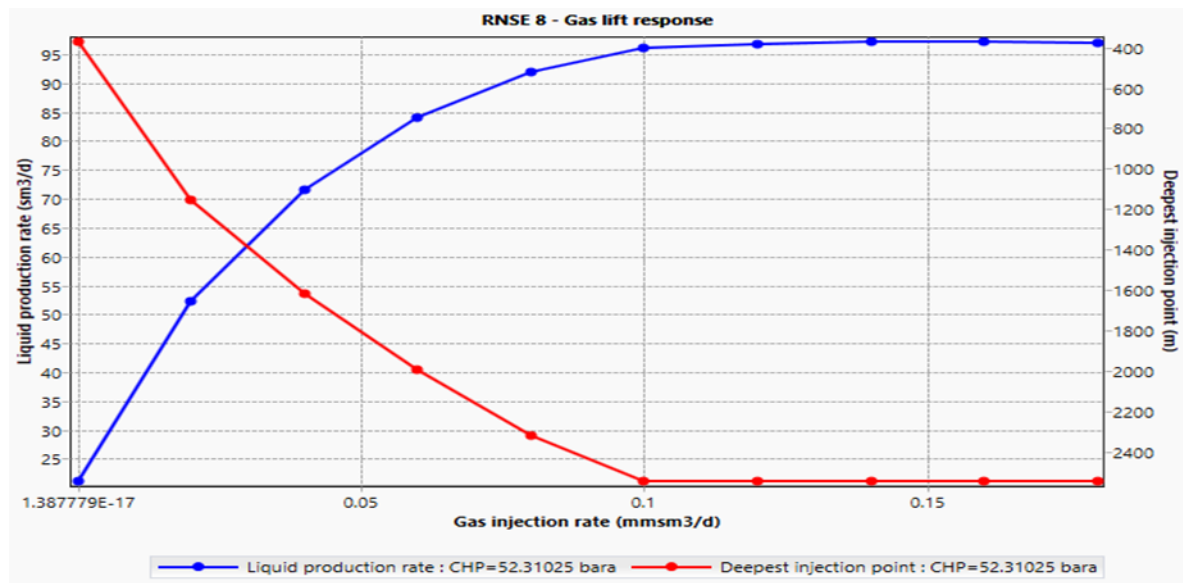


Figure V.14 : Détermination des débits de gaz à injecter.

L'analyse des résultats de simulation révèle une corrélation positive entre le débit d'injection de gaz et le débit de production d'huile, observée jusqu'à un débit d'injection de gaz de 100 msm³/jour. Au-delà de cette valeur, l'augmentation du débit d'injection de gaz entraîne une augmentation légère du débit d'huile jusqu'à 160 msm³/jour. Au-delà de ce seuil, une augmentation supplémentaire du débit de gaz entraîne des pertes de charge excessives, réduisant ainsi la production d'huile. Selon le graphe, un débit de gaz de 100 msm³/jour est théoriquement le débit optimal, permettant d'atteindre une production de 96,15 Sm³/jour, soit une amélioration de production de 354%. Cependant, compte tenu de la disponibilité limitée de gaz à 10 msm³/jour, l'analyse a été approfondie pour l'intervalle de débit d'injection de gaz de 0 à 10 msm³/jour, comme présenté dans le tableau ci-dessous :

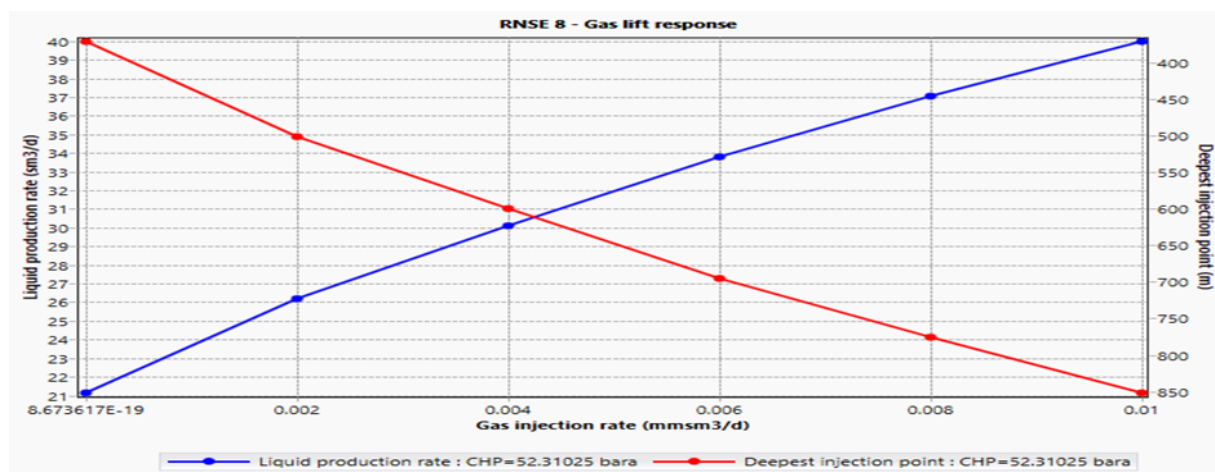


Figure V.15 : Détermination des débits de gaz à injecter pour un débit d'injection inférieur 10 msm³/jour

Tableau V.14 : le débit d'injection de gaz optimal pour maximiser le débit de production.

Débit de gaz injecté (msm3/day)	Production d'huile (Sm3/day)
0	21.11
0.002	26.21
0.004	30.11
0.006	33.77
0.008	37.06
0.01	39.99

Au sein de cet intervalle, le débit d'injection de gaz optimal pour maximiser le débit de production s'élève à 10 msm³/jour. Ce débit permet d'obtenir une augmentation de 18.88 sm³/jour du débit de production, soit une hausse de 89 % par rapport au débit initial.

Conclusion Générale

L'étude approfondie du puits RNSE8 a permis de tirer des conclusions importantes sur sa performance et son potentiel de production.

- L'évaluation des potentiels de production absolus (AOF) de l'ensemble des puits confirme le potentiel favorable du puits RNSE8.
- La corrélation de Hagedorn & Brown s'avère être l'outil le plus précis pour prédire les pertes de charge verticales du puits RNSE8.
- L'analyse démontre que le déclin de la pression du réservoir et l'augmentation du water cut ont un impact significatif sur la production du puits.
- L'évolution du facteur de skin exerce une influence majeure sur la production du puits, soulignant l'importance de son contrôle pour maximiser les rendements.
- Le débit d'injection de gaz optimal est identifié à 10 msm³/jour, permettant une augmentation significative de 18.88 sm³/jour du débit de production, soit une hausse de 89 % par rapport au débit initial.

RECOMMANDATIONS

Sur la base de l'analyse approfondie du puits RNSE8 et des conclusions dégagées, les recommandations suivantes sont proposées pour optimiser la production de l'anneau d'huile de Rhourde Nouss Sud-Est :

1. Surveillance et optimisation continues :

- Mettre en place un système de surveillance en temps réel pour le débit et la pression d'injection de gaz afin de suivre de près les performances du système de gaz-lift et d'identifier rapidement d'éventuels problèmes.
- Réaliser une ré-optimisation des paramètres du système de gaz-lift à intervalles réguliers ou après toute modification significative des conditions du puits, telle qu'une baisse de la pression du réservoir ou une augmentation du water cut.

2. Amélioration des performances des puits :

- Programmer un test de puits pour réévaluer les caractéristiques du puits et obtenir des données précises pour la reconstruction des modèles de simulation.
- Envisager des opérations de stimulation ciblées pour les puits présentant un facteur de skin élevé, afin de réduire l'effet de skin et stimuler la production.

3. Gestion des données et modélisation :

- Mettre en place un programme régulier de collecte de données pour les puits, afin de maintenir des informations à jour sur les performances des puits et les caractéristiques du réservoir.
- Développer un modèle de réservoir fiable capable de simuler le comportement du réservoir et d'évaluer l'impact des différents paramètres sur la production. Ce modèle permettra de suivre l'évolution du réservoir et d'optimiser les stratégies de production à long terme.

4. Validation et suivi des résultats :

- Suivre attentivement l'évolution des débits d'huile après la mise en œuvre du système de gaz-lift et comparer les résultats aux prévisions des simulations pour valider l'efficacité de la solution mise en place.
- Mettre en place un système de suivi continu de la production pour surveiller les performances des puits à long terme et identifier d'éventuels problèmes ou opportunités d'optimisation supplémentaires.

En adoptant ces recommandations, les opérateurs du champ Rhourde Nouss Sud-Est peuvent maximiser la production de l'anneau d'huile, améliorer la rentabilité et prolonger la durée de vie des puits.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]. Bank-Division Production. Sonatrach, Departement of petroleum Engineering.
- [2]. H.Dale. Beggs: "Production Optimisation Using Nodale Analysis".
- [3]. "Réservoir Engineering Handbook", par Gary.Schintt, en 2018.
- [4]. "Fundamentals of Heat And Mass Transfer", par Yunus.A,Cengel et Michael A.Boles,en 2015.
- [5]. "Multiphase Flow In Porous Media: A Numerical Approch".
- [6]. "Récupération Assistée par « GAS-LIFT», manual de SERPRO.
- [7]. "Mémoire de Fin d'étude" étude et évaluation de l'influence de forage en underbalance (UBD), sur le champ HMD; par H.Imadeeddine, L.Hicham, BA.Zakaria, université de kasdi Merbah Ouargla, Algerie, en 06/2019.

عنوان المذكرة: تحسين الإنتاج في حقل رورود نووس: دراسة تطبيق تكنولوجيا رفع الغاز

المؤطر: غالم خالد

الإسم: الحرة

اللقب: زاوي

فاطنة

رحموني

ملخص: تركز هذه الأطروحة على التحسين الأمثل لحقل رورود نووس النفطي من خلال التحليل المتعمق والتحسين الأمثل لنظام الرفع الغازي. ويبدأ باستكشاف الخصائص الجيولوجية، يليه تحليل عقدي ودراسة العلاقات بين IPR و VLP لتقييم أداء البئر. وينصب التركيز على تحسين نظام الرفع بالغاز، مع تفصيل مبادئه وتطبيقه المحدد على بئر RNSE8، مع دراسة حالة باستخدام برنامج PIPESIM. وتسلط الاستنتاجات الضوء على إمكانيات الإنتاج الكبيرة للبئر RNSE8، مع توصيات للتحكم في عامل القشرة وتحسين معدل حقن الغاز من أجل تحسين الإنتاجية على المدى الطويل. يسعى هذا العمل إلى تقديم حلول ملموسة لمواجهة انخفاض الإنتاج الذي لوحظ في بئر رورودي نووس، من خلال تسليط الضوء على أهمية التقنيات المتقدمة لزيادة كفاءة آبار النفط إلى أقصى حد.

كلمات مفتاحية: التحسين الأمثل، الرفع الغازي، النمذجة، التحليل العقدي

Memory title : Optimisation of production at RHOURDE NOUSS: Study of the application of gas-lift technology

Name: Zaoui

First name: Elhorra

Directed by: Ghalem Khaled

Rahmouni

Fatna

Abstract : This thesis focuses on the optimization of the Rhourde Nouss oil field through in-depth analysis and optimization of the Gaz-Lift system. It begins with an exploration of the geological characteristics, followed by a nodal analysis and the study of IPR and VLP relationships to assess well performance. The focus is on Gaz-Lift optimization, detailing its principles and its specific application to the RNSE8 well, with a case study using PIPESIM software. The conclusions highlight the significant production potential of well RNSE8, with recommendations for controlling the skin factor and optimizing the gas injection rate in order to improve yields in the long term. This work seeks to provide concrete solutions to counter the production decline observed at Rhourde Nouss, by highlighting the importance of advanced techniques for maximizing oil well efficiency.

Key words: optimization, Gas-Lift, modelling, nodal analysis, pipesim.

Titre du mémoire : Optimisation de la production à RHOURDE NOUSS: Étude de l'Application du Gaz-Lift

Nom : Zaoui

Prénom : Elhorra

Encadreur : Ghalem Khaled

Rahmouni

Fatna

Résumé : Ce mémoire se concentre sur l'optimisation du champ pétrolier de Rhourde Nouss à travers l'analyse approfondie et l'optimisation du système de Gaz-Lift. Il débute par une exploration des caractéristiques géologiques, suivie d'une analyse nodale et de l'étude des relations IPR et VLP pour évaluer les performances des puits. L'accent est mis sur l'optimisation par Gaz-Lift, détaillant ses principes et son application spécifique au puits RNSE8, avec une étude de cas utilisant le logiciel PIPESIM. Les conclusions soulignent le potentiel significatif de production du puits RNSE8, avec des recommandations pour contrôler le facteur de skin et optimiser le débit d'injection de gaz afin

d'améliorer durablement les rendements. Ce travail cherche à fournir des solutions concrètes pour contrer la baisse de production observée à Rhourde Nous, en mettant en lumière l'importance de techniques avancées pour maximiser l'efficacité des puits de pétrole.

Mots clés : optimisation, Gaz-Lift, modélisation, analyse nodale, pipesim.