

N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTÈRE DE
L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie Département Gisements
Miniers et Pétroliers Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

ZEGHICHI Soufyane et BERRIANI Anis

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

Analyse des performances et optimisation des puits à huile par GAZ LIFT
(cas de l'anneau de RHOURE NOUSS sud est)

Devant le jury :

NAI'TAMAR Menad	Ingenieur	CRD	Président
ZIOUANI Sara	Ingenieur	IAP	Examineur
SAIFI Redha	MAA	UMBB	Encadreur
ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre reconnaissance envers le Tout-Puissant qui veille sur nous et nous donne la force nécessaire pour accomplir ce humble travail. Nous remercions également notre mère, notre père (que Dieu lui fasse miséricorde) pour leur soutien moral et financier tout au long de nos études. Nous sommes reconnaissants envers notre encadreur, M. Redha SAIFI, ainsi que nos professeurs, pour leur précieuse guidance.

Nous n'oublions jamais de remercier chaleureusement tous les membres du personnel de la division EP de la région de RHOURDE NOUSS pour leurs conseils et leur support documentaire. Leur contribution a été inestimable.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude envers M. Redha SAIFI, M. Ammar BENAIDA et M. Bilal CHELABI pour leur précieuse aide.

Enfin, nous remercions tous nos amis et les personnes, qu'ils soient collègues de travail ou non, qui nous ont soutenus de près ou de loin, que ce soit par leur partage d'informations, leurs orientations ou la pertinence de leurs questions. Votre contribution a été d'une

À tous ceux mentionnés, nous vous adressons nos sincères remerciements. Votre soutien, vos conseils et votre collaboration ont été essentiels pour la réalisation de ce travail. Nous sommes profondément reconnaissants d'avoir pu compter sur vous.

Merci.

DEDICACE

Nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*À nos parents à l'âme de mon père Zeghichi Moussa ,
qui nous donnent toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais
cessé de prier pour nous,
, pour leur encouragement, son soutien et son sacrifice envers*

*À tous nos frères et sœurs, n'oublions pas la famille
ZEGHICHI ET BERIANI.*

*À tous les travailleurs de la région de RHOURDE NOUSS :
BILAL CHELABI AMMAR BENAIDA , et bien d'autres.*

À tous nos amis

À tous ceux qui nous aiment et nous respectent.

ZEGHICHI Soufyane | BERIANI Anis

Sommaire

Remerciement	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste de tableaux	
Abréviations	
Résumé	

CHAPITRE I : Présentation du champ de RHOURE NOUSS.

Introduction.....	2
I.1. Situation géographique.....	2
I.2.Limites géologiques.....	2
I.3.Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nous	3
<i>I.3.1. Aspect structural.....</i>	3
<i>I.3.2. Aspect stratigraphique.....</i>	5
I.4.Historique de l'exploration dans la région RNS.....	7
I.5.Généralités sur la structure de Rhourde Nous Sud-Est	7
<i>I.5.1. Aperçu sur la géologie de Rhourde Nous Sud-Est.....</i>	7
<i>I.5.2. Réservoirs RNSE</i>	8
I.6. Présentation régionale de Rhourde Nous	10

CHAPITRE II : Analyse Nodale et Performance du réservoir

Introduction.....	11
II.1.1. Concept de l'analyse nodale.....	12
II.1.2. Procédure de l'analyse nodale.....	13
II.1.3. Objectif de l'analyse nodale.....	15
II.1.4. Application de l'analyse nodale	15
Introduction.....	16
II.2.1. Inflow performance d'un puits.....	16

II.2.1.1. Courbe IPR.....	17
II.2.2. Out flow performance d'un puits (Vertical Lift Performance)	21
II.2.2.1. L'équation de conservation de l'énergie	22
II.2.2.2. Ecoulement diphasique	23
II.2.2.2.1. Paramètres des écoulements diphasiques	23
II.2.2.2.2. Adaptation de l'équation de gradient de pression a un écoulement diphasique	26
II.2.2.2.3. Régimes d'écoulements diphasiques verticaux.....	27
II.2.2.3. Corrélations empiriques des pertes de charges.....	29
II.2.2.3.1. Les différents modèles de l'écoulement multiphasique.....	29
II.2.2.3.2. Les principales corrélations des pertes de charges.....	30
 CHAPITRE III : Le Gas Lift.	
Introduction.....	37
III.1. principe de gas lift.....	38
III.2. Optimisation de débit d'injection de Gas-Lift	38
III.3. Utilisation ou application du Gas-Lift	40
III.4. Types de Gas-Lift	40
III.4.1 Selon le mode d'injection	40
III.4.2. En fonction du type de complétion.....	41
III.4.3. En fonction du circuit d'injection en surface.....	44
III.5. Limites du Gas-Lift continu et du Gas-lift intermittent	44
III.6. Les principaux paramètres du Gas-lift	45
III.6.1 Pression en tête de puits (Well head pressure).....	45
III.6.2. Pression d'injection	45
III.6.3. Profondeur de l'injection du gaz.....	46
III.6.4. L'importance de l'IP et effet de skin.....	47
III.7. Conception d'une installation de Gas-Lift.....	47
III.7.1. L'équipement de surface.....	47
III.7.2. L'équipement de fond.....	49

III.8. Processus du Gas-Lift.....	51
III.9. Avantages et Inconvénients du Gas-Lift	52
<i>III.9.1. Avantages</i>	52
<i>III.9.2. Inconvénients</i>	53
III.10. Problèmes liés au Gas-Lift	53
<i>III.10.1. Formation des hydrates</i>	53
<i>III.10.2. Prévention des hydrates</i>	54
<i>III.10.3. Erosion des équipements</i>	54
CHAPITRE IV : Optimisation du Gas Lift cas des puits (RNSE7, RNSE8).	
Introduction.....	55
IV.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PROSPER)	56
IV.2. Modélisation des puits	58
<i>IV.2.1. Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	59
<i>IV.2.1.1. Les Données des puits</i>	59
<i>IV.2.2. Choix de corrélation pour l'écoulement vertical (calage de VLP, Matching)</i>	62
<i>IV.2.3. Matching (IPR & VLP)</i>	64
IV.3. Etude prévisionnelle de la production des puits (les tests de sensibilité).....	65
<i>IV.3.1. Déclin de la pression du réservoir</i>	65
<i>IV.3.2. Water Cut</i>	67
<i>IV.3.3. Influence du diamètre intérieur de tubing</i>	69
<i>IV.3.4. Effet de skin</i>	71
IV.4. Récupération assistée par Gas-Lift	72
<i>IV.4.1. Optimisation de Gas-lift</i>	72
<i>IV.4.2 Paramètres influençant sur les puits en gas lift</i>	78
<i>IV.4.2.1 Sensibilité au water cut</i>	78
<i>IV.4.2.2. Sensibilité à la pression du réservoir</i>	78
IV.5. Etude Economique	80

Conclusion 81

Conclusion générale 82

Annexe

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Situation géographique de la région de Rhourde-Nouss.....	3
Figure I.2 : Localisation structures et accumulations étudiées.....	4
Figure I.3 : La colonne stratigraphique de la région de RhourdeNouss.....	6
Figure I.4 : La structure de RhourdeNouss Sud Est.....	9
Figure I.5 : Organigramme de la région de rhourdenouss.....	10
Figure II.1 : Perte de charge possible dans un système de production.....	12
Figure II.2 : Les différentes positions des nœuds.....	13
Figure II.3 : Point de fonctionnement.....	14
Figure II.4 : La courbe IPR pour un écoulement monophasique.....	18
Figure II.5: Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique...	21
Figure II.6: Différents régime d'écoulement diphasique vertical.....	28
Figure II.7: Abaque des régimes d'écoulement de Beggs&Brill.....	33
Figure II. 8: Paramètres de Duns & Ros pour la transition entre les régimes « en bulles »et « en bouchons »...	36
Figure III.1: Principe de gaz lift.....	38
Figure III.2 : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.....	39
Figure III.3: Gaz lift continu et intermittent.....	41
Figure III.4 : Gas-lift par le tubing concentrique.....	42
Figure III.5 : Gas-lift dans l'espace annulaire.....	42
Figure III.6 : Gaz lift double.....	43
Figure III.7 : Le Gas-lift parallèle.....	43
Figure III.8 : Circuit fermé.....	44
Figure III.9 : Circuit ouvert.....	44
Figure III.10 : L'équipement de surface.....	48
Figure III.11 : Configuration d'un puits équipé avec Gas-lift.....	51
Figure III.12 : Chronologie des fermetures des vannes de gas-lift.....	52
Figure IV.1: Historique de production de RNSE7 depuis 1996 jusqu' à nos jours.....	55
Figure IV.2: Historique de production de RNSE8 depuis 1996 jusqu' à nos jours.....	56
Figure IV.3 : Organigramme de fonctionnement du PROSPER.....	57
Figure IV.4 : Interface PROSPER.....	58
Figure IV.5:Inflow performance curve (IPR) de RNSE 7.....	61
Figure IV.6:Inflow performance curve (IPR) de RNSE 8.....	61
Figure IV.7: le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (RNSE7).....	63
Figure IV.8: le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (RNSE8).....	63

Figure IV.9: Matching IPR & VLP RNSE7.....	64
Figure IV.10: Matching IPR & VLP RNSE8.....	65
Figure IV.11: Sensibilité de pression de réservoir pour RNSE7.....	66
Figure IV.12: Sensibilité de pression de réservoir pour RNSE8.....	67
Figure IV.13: Sensibilité au Water Cut pour RNSE7.....	68
Figure IV.14: Sensibilité au Water Cut pour RNSE8.....	69
Figure IV.15: Influence du diamètre intérieur de tubing RNSE7.....	70
Figure IV.16: Influence du diamètre intérieur de tubing RNSE8.....	70
Figure IV.17: Effet de Skin pour RNSE7.....	71
Figure IV.18: Effet de Skin pour RNSE8.....	72
Figure IV.19: Courbe de performance du Gas-lift du puits RNSE7.....	73
Figure IV.20: Courbe de performance du Gas-lift du puits RNSE8.....	73
Figure IV.21: Positions des vannes de Gas lift pour RNSE7.....	75
Figure IV.22: Positions des vannes de Gas lift pour RNSE8.....	75
Figure IV.23: Effet de gas lift sur RNSE7.....	77
Figure IV.24: Effet de gas lift sur RNSE8.....	77
Figure IV.25: sensibilisé à la Pr sur la production avec et sans GL RNSE7.....	79
Figure IV.26: Sensibilisé à la Pr sur la production avec et sans GL RNSE8.....	80

LISTE DE TABLEAUX

Tableau I.1 : Historique de découvert des champs en exploitation.....	7
Tableau II.1 : Corrélations des pertes de charges pour un écoulement diphasique.....	30
Tableau IV.1 : Les données PVT.....	59
Tableau IV.2 : Les données de réservoir.....	60
Tableau IV.3 : AOFP pour RNSE 7 et RNSE 8.....	60
Tableau IV.4: Les résultats obtenu à partir le logiciel.....	62
Tableau IV.5: Données de well test.....	62
Tableau IV.6 : Déclin de la pression du réservoir de RNSE7.....	66
Tableau IV.7 : Déclin de la pression du réservoir de RNSE8.....	67
Tableau IV.8 : Sensibilité de water cut sur le débit d’huile.....	68
Tableau IV.9: Sensibilité du diamètre intérieur de tubing sur la production.....	69
Tableau IV.10: Sensibilité de skin sur la production pour RNSE7 et RNSE8.....	71
Tableau IV.11: Paramètres de Gas-lift.....	72
Tableau IV.12: Débits d’injection optimaux et maximaux des puits étudiés.....	74
Tableau IV.13: Design des vannes de Gas lift pour RNSE7.....	75
Tableau IV.14: Design des vannes de Gas lift pour RNSE8.....	76
Tableau IV.15: Profondeur et pression d’injection.....	76
Tableau IV.16: Apport de Gas lift pour les deux puits.....	76
Tableau IV.17: Sensibilisé de water cut sur la production avec et sans GL.....	78
Tableau IV.18: Sensibilisé à la déplétion de pression de réservoir sur la production avec et sansGL.....	79

LISTE DES ABREVIATIONS

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

RESUME

L'optimisation du système de production d'un gisement est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « L'analyse Nodale ».

Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production.

Dans ce projet, J'utilise cette approche dans le but d'optimiser la production du réservoir de la zone (Sud-Est) du gisement de Rhourde Nouss par l'application de technique d'activation des puits le **Gas Lift**.

Les objectifs de mon étude sont les suivants :

- Modéliser le système de production à l'aide du logiciel **PROSPER**.
- Etudier la sensibilité de performance des puits à différents paramètres.
- Prévoir l'évolution de la production dans le temps.
- Etudier l'effet d'une technique d'activation sur la production, actuellement et aussi dans l'avenir.

Mots clés : optimisation, modélisation, analyse nodale, Gas lift, **PROSPER**.

Abstract:

Optimization of the production system of an hydrocarbon reservoir is based on approach known in the oil industry as the «nodal analysis».

This technique allows to predict the effect that could be change in a component of the system on its production and the improvement that could provide technical activation or stimulation for the same production.

In this project, I use this approach in order to optimize the reservoir production zone (South East) of Rhourde Nouss by the application of technical activation the wells the **Gaz Lift**.

The objectives are:

- Modeling production system by using PROSPER software.
- Study performance sensitivity to different parameters of the wells.
- Provide for the development of production over time.
- To investigate the effect of an activation technique on the production, now and in the future.

Keywords: optimization, modeling, nodal analysis, Gaz Lift, PROSPER.

INTRODUCTION GENERALE

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, dont les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'augmenter la production. Cela nécessite soit la découverte de nouveau gisement, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, soit l'optimisation de la production des champs déjà découverts. En fait, la production d'un gisement n'est liée pas seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mise en place pour l'exploiter.

Parallèlement au développement technique du Gas-lift des nombreux problèmes apparaissent tel que le choix de l'équipement convenable et la diminution des pertes de charge dû à l'écoulement binaire du mélange gaz-huile dans le matériel tubulaire, une étude de performance du système de production se révèle éloquentement nécessaire pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, pression et profondeur d'injection).

Donc on a commencé mon étude par la généralité sur le champ de RNS ensuite, j'ai présenté l'analyse nodale puis, performance des puits IPR et VLP. Quatrième partie, le gas lift.

La partie pratique est consacrée pour optimiser l'injection de gas lift dans les puits d'anneaux d'huile à Rhourde nous Sud-Est (RNSE7, RNSE8) en utilisant le logiciel PROSPER.

CHAPITRE I

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, gaz à condensat et de l'huile.

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 de HAMRA, et de TIN- FOUYE TABANKORT .

I.2. Limites géologiques :

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 Ghadamès vers lequel s'annoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff.

Au Sud-est par la partie occidentale du môle d'Ahara.



Figure I.1 : Situation géographique de la région de Rhourde-Nouss

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

Aspect structural :

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, On distingue deux familles de failles, la première famille de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est. Cette structure serait de dimension $40 \times 30 \text{Km}^2$, elle est composée de quatre structures différentes à savoir (Fig I.2) :

- 1 – Rhourde Nouss Central (RNC)
- 2 – Rhourde Nouss Sud-est (RNSE)
- 3 – Rhourde Nouss Sud-ouest (RNSW)
- 4 – Rhourde Adra (RA)

- **Rhourde Nouss Central (RNC)**

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de $16 \times 8 \text{Km}^2$ avec une petite structure au Nord-est de $4 \times 2,5 \text{Km}^2$. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

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

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de $16 \times 3,5 \text{Km}^2$. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

- **Rhourde Nouss Sud -Est (RNSE)**

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4Km². 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 anneau d'huile d'une dizaine de mètres et 7 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

- **Rhourde Adra (RA)**

Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5Km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 puits.

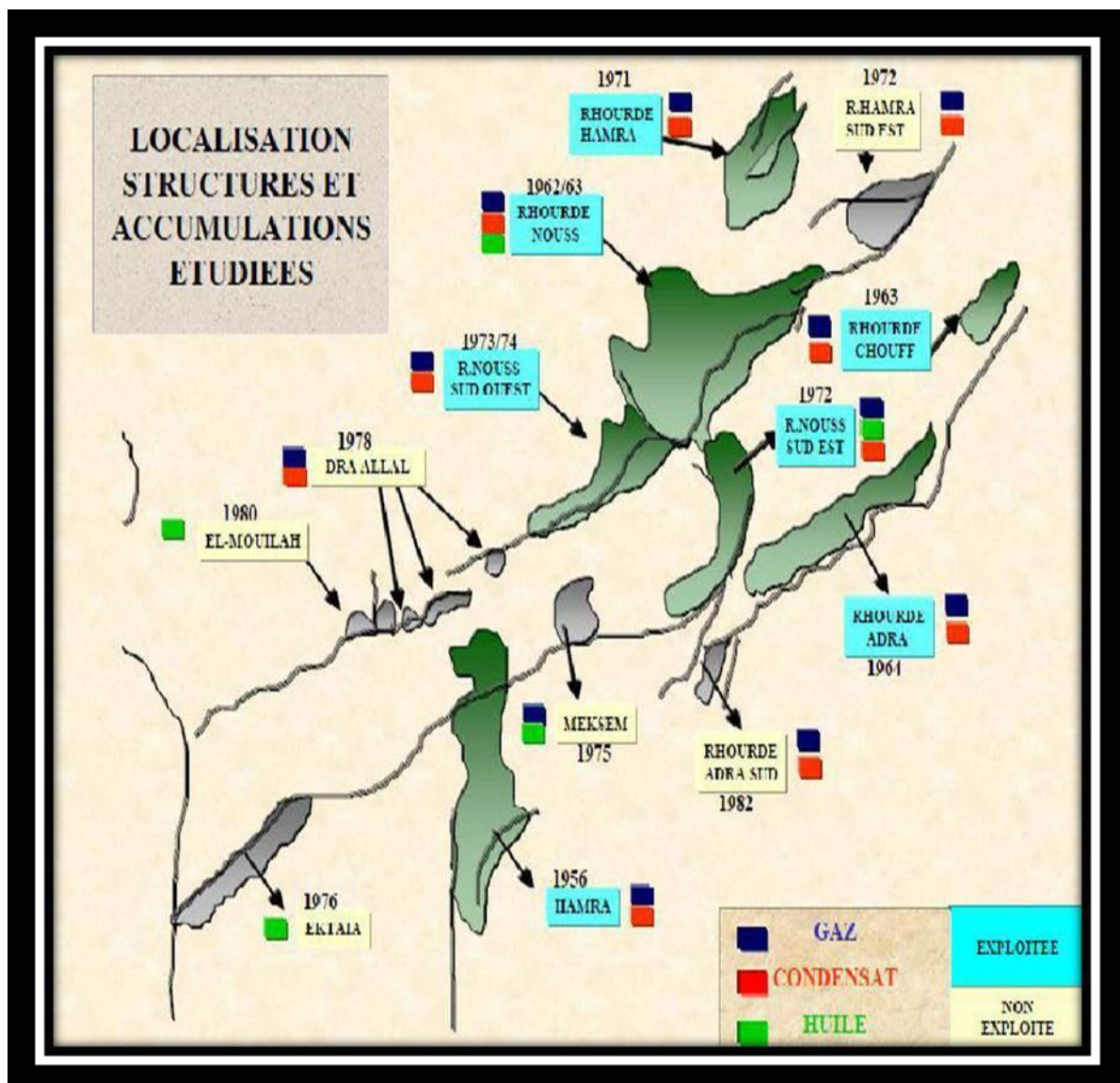


Figure I.2: Localisation structures et accumulations étudiées.

Aspect stratigraphique

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 Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.

b) Le mésozoïque

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

• Le crétacé

Il n'est représenté que par le sénonien, le turonien, le cénomaniens, l'albien et le néocomien, avec une épaisseur totale de 1273m.

• Le jurassique

Il est représenté avec tous ces termes, soient le dogger et le lias avec une épaisseur totale de 1012m.

• Le trias

Considéré comme l'un des objectifs de forage, le trias dans la région est représenté par le TAGS, le trias intermédiaire II, le trias moyen l'intermédiaire I et le trias inférieure pour une épaisseur totale de 389m.

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, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

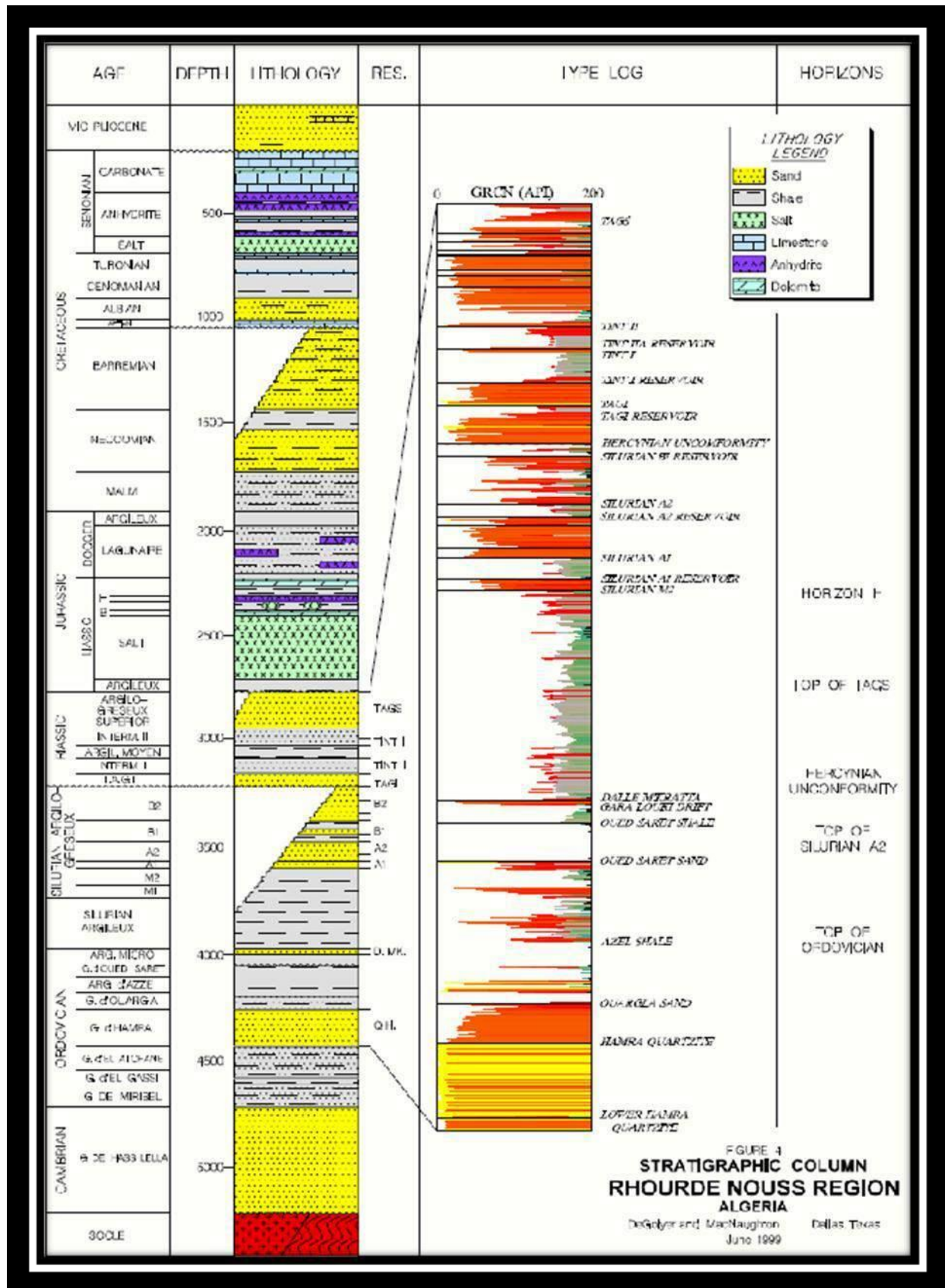


Figure 1.3: La colonne stratigraphique de la région de RhourdeNouss.

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 de 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 et Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-Est, où la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962, le sondage RN1 de 2100m de profondeurs a révélé du gaz dans le Trias et le Gothlandien.

STRUCTURES	ANNEE	PUITS	RESERVOIRS	EFFLUENTS
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.MEKR+Q.HAMRA	GAZ+COND
R.CHOUFF	1963	RC1	TAGS	GAZ+COND

Tableau I.1 : Historique de découvert des champs en exploitation.

Généralités sur la structure de Rhourde Nouss Sud Est :

Aperçu sur la géologie de Rhourde Nouss Sud Est :

La structure de Rhourde Nouss Sud-Est se décompose en deux culminations 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 Trias Argilo-Gréseux Supérieur et de l'ensemble Trias Intermédiaire I/Silurien A et du gaz à condensat a été prouvé dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur et les Quartzites de Hamra.

Réservoirs RNSE :**• Trias Intermédiaire II**

Epais d'environ 45 m, le TINT II est constitué essentiellement d'argiles brun-rouge, légèrement silteuses et de grès fins à moyens plus ou moins argileux, Ces grès 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 (RN 3, RNSE 4 et 54); dans cette dernière situation les grès sont en communication verticale avec ceux du TAGS. Leur porosité moyenne varie de 12,9 % (RNSE 3) à 17,7 % (RNSE 2).

• Trias Intermédiaire 1

Ce réservoir est isolé du précédent par la présence du Trias Argileux Moyen sur l'ensemble de la structure. Il est constitué de grès 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 triasiques infra-TAGS a été établi sur cette structure. Il met en évidence la complexité de l'arrangement architectural résultant d'un système fluviatile 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 12 md (RNSE 3).

• Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)

En communication verticale avec le TINT 1, le TAGI est formé de grés fins à 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 198 md (RNSE 1).

• Silurien 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

md (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.

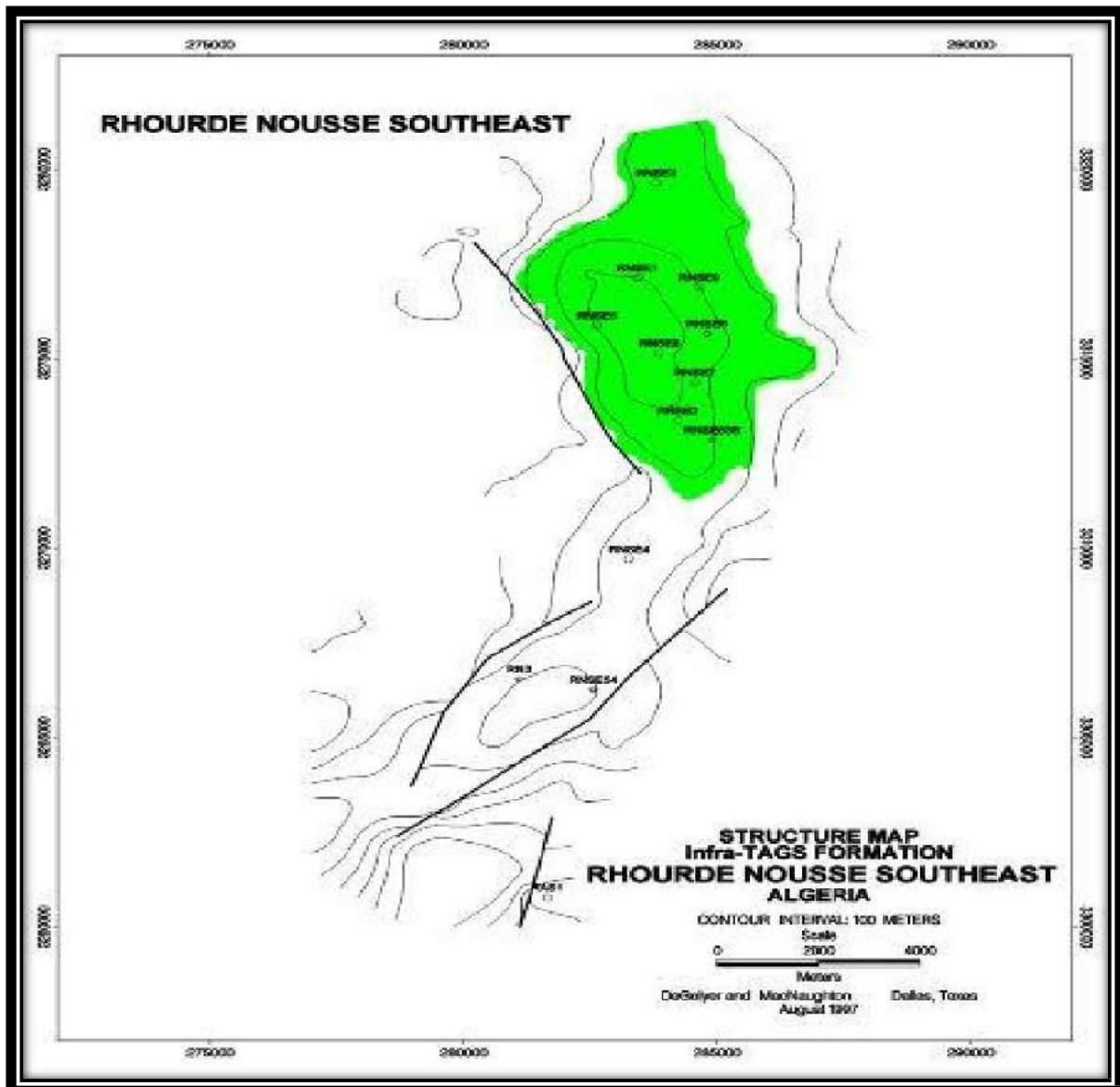


Figure I.4: La structure de RhourdeNouss Sud Est.

I.6. Présentation régionale de Rhourde Nouss :

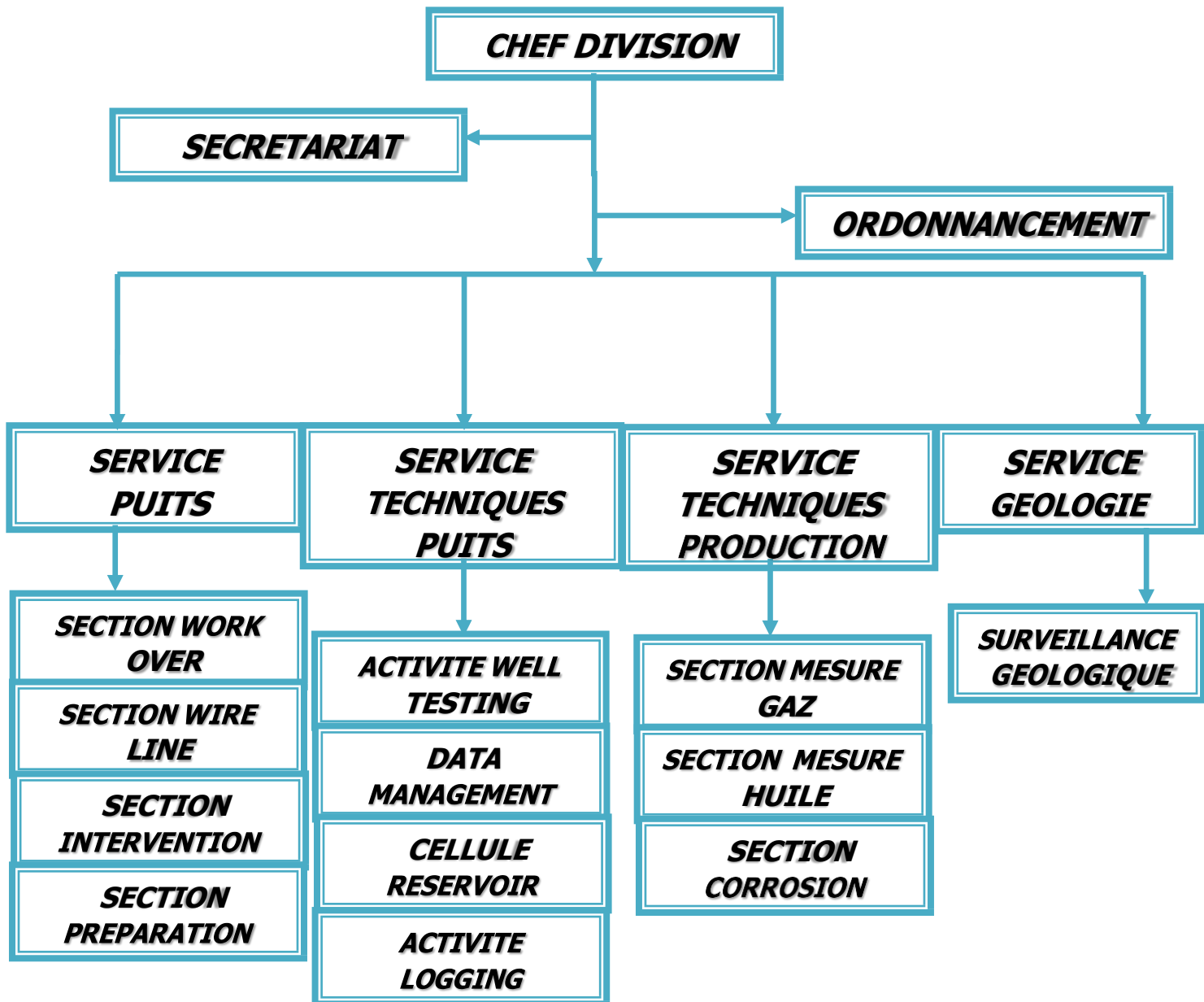


Figure I.5: Organigramme de la région de rhourde nouss.

CHAPITRE II

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 les fluides est la somme de toutes les pertes de charges dans le système et égale toute le temps à pression initiale (P_R) 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 qui 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 à conduire 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.

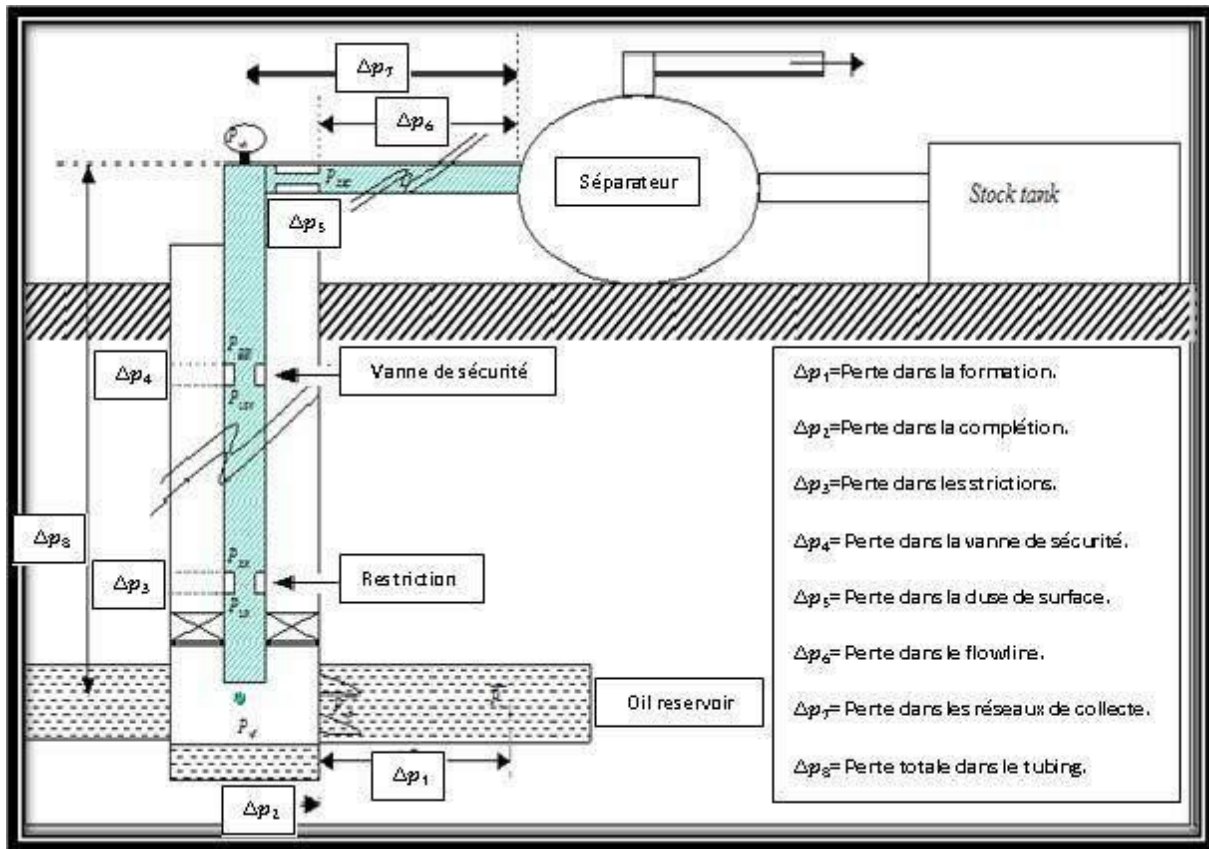


Figure II.1: Perte de charge possible dans un système de production.

II.1.1 Concept de l'analyse

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

- ✓ 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:

$$\text{Inflow: } P_{noeud} = P_R - \Delta P \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

$$\text{Outflow: } P_{noeud} = P_{Sep} + \Delta P_d \text{ ou } P_{noeud} = P_{wh} + \Delta P_{tub} \quad \Delta p = f(Q) \quad \dots\dots (2.2)$$

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.

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.

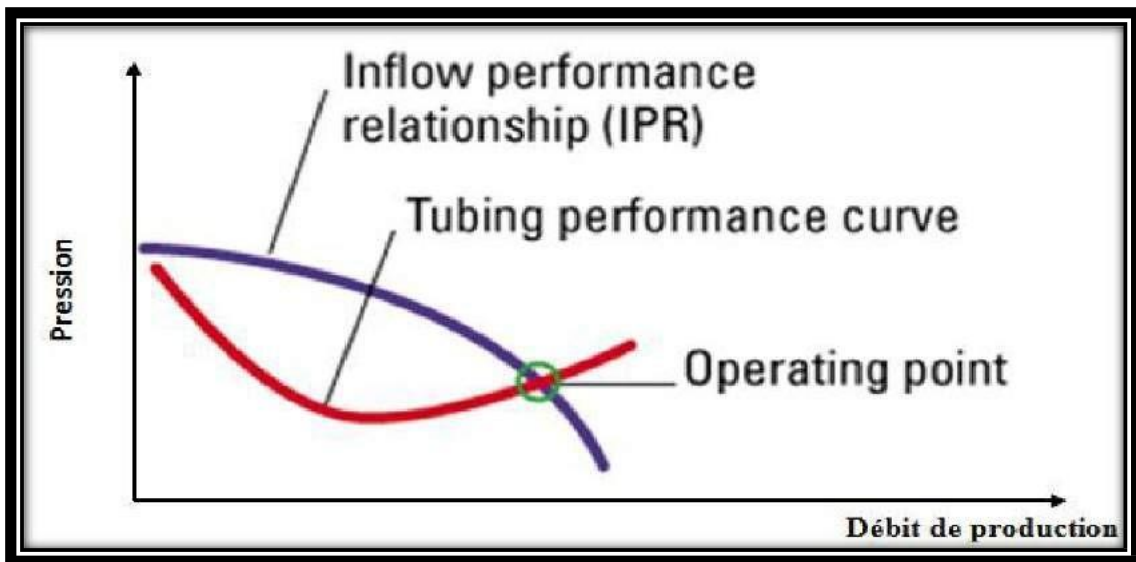


Figure II.3 : Point de fonctionnement.

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 choisis en traçant l'Inflow et l'Outflow.

II.1.3. 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.

II.1.4. 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.

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'au surface en deux parties que 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.

II.2.1. 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 :

$$Q = \frac{Cst \times K \times h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{p_{ws}}^{p_r} f(p) dp \quad (2.3)$$

Tel que :

Q : Le débit.

K : Perméabilité absolue.

h : Hauteur.

r_e : Rayon de drainage.

r_w : Rayon de puits.

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

$$f(p) = \frac{K_o(p)}{\mu_o(p) \times B_o(p)} \quad (2.4)$$

Où :

K_o : La perméabilité relative à l'huile.

μ_o : La viscosité de l'huile.

B_o : Le facteur volumétrique de fond.

II.2.1.1. 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.

- **Écoulement monophasique**

Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieure à la pression de bulle.

Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(r_e/r_w - \frac{3}{4} + S + aq\right)} \int_{p_{wy}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu O \times Bo} dp \quad (2.5)$$

Où :

S : Le skin.

aq : Terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu O \times Bo} dp = \frac{Ko}{\mu O \times Bo} (p_r - p_{wf}) \quad (2.6)$$

$$\ln\left(r_e/r_w - \frac{3}{4} + S + aq\right) = 7.08 \times 10^{-3} \quad (2.7)$$

Et :

Alors la loi de DARCY devient :

$$Q = \frac{h \times K \times (p_r - p_{wf})}{\mu O \times Bo} \quad (2.8)$$

Donc :

$$Q = IP \times (p_r - p_{wf}) \quad (2.9)$$

$$IP = \frac{Ko}{\mu o \times Bo} \quad (2.10)$$

Où :

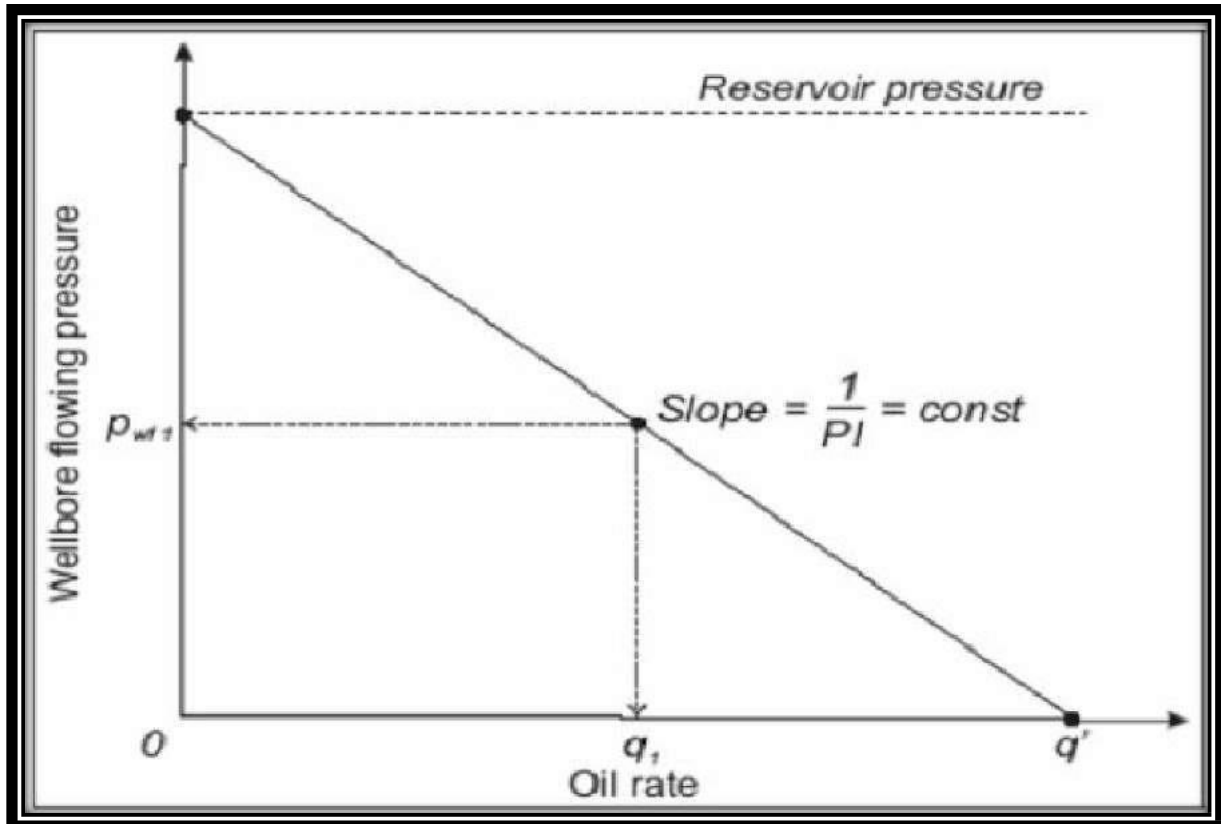


Figure II.4: La courbe IPR pour un écoulement monophasique.

- **Écoulement diphasique**

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides ; dans notre cas c'est le cas où 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.

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2 \quad (2.11)$$

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

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FE \times (1 - R)) \quad (2.12)$$

Tel que :

$$- \quad FE : \text{efficacité de l'écoulement ;} \quad FE = \frac{P_r - P'_f}{P_r - P_f} \quad (2.13)$$

$$\text{Où :} \quad P'_f = P_f + \Delta P_s \quad (2.14)$$

Avec ; ΔP_s pertes de charge dues à l'effet skin.

$$- \quad R = \frac{P_f}{P_r} \quad (2.15)$$

q_o : Débit d'huile,

P_{wf} : Pression de fond,

P_r : Pression de gisement,

$q_{o\max}$: Le débit maximal, il peut être déterminé en utilisant des tests.

Pour un débit donné on aura :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2} \quad (2.16)$$

• 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 :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(r_e/r_w - \frac{3}{4} + S + aq\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp \quad (2.17)$$

Or ;

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

Donc on a deux domaines :

➤ **Lorsque $P_b < P < P_r$:**

On est en monophasique ; donc :

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

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

• **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 :

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

Or,
$$q_b = IP \times (P_r - P_b)$$

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 :

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

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

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

$$IP = \frac{q_0}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_b} \right]}$$

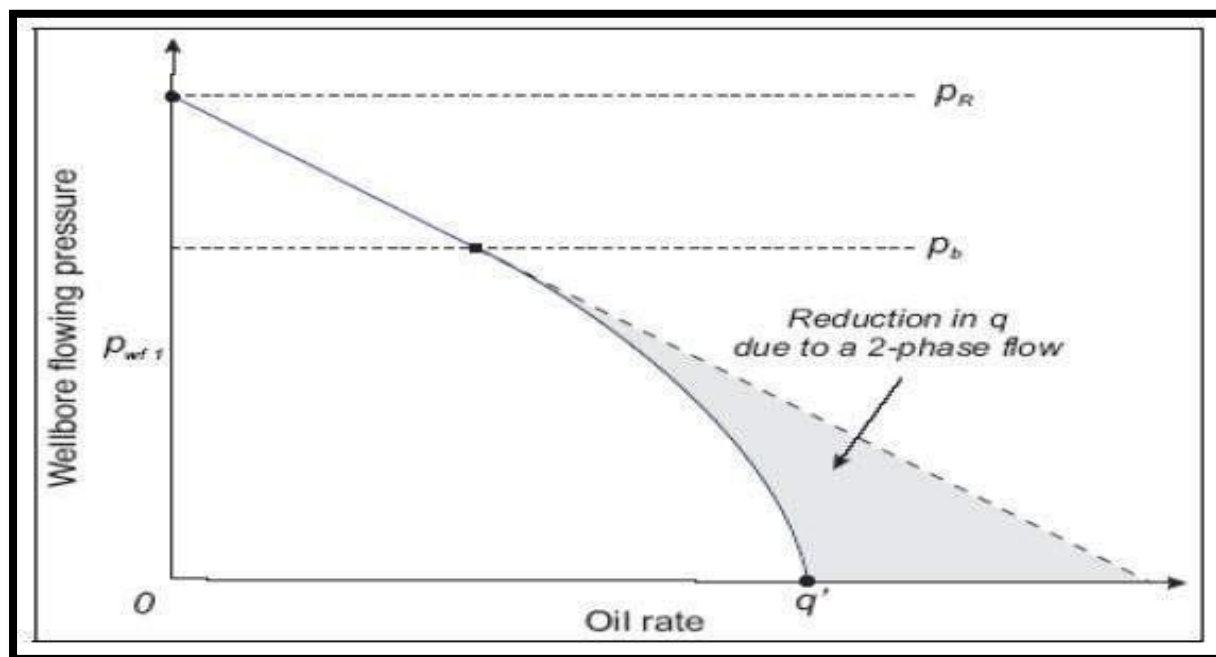


Figure II.5: Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique.

II.2.2 Out flow 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 engendrées 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.

II.2.2.1. 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.

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

$$u'_1 + p_1v_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} + q' + w'_s = u'_2 + p_2v_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \dots \dots \dots (II. 1)$$

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 $d_z = dl \sin \theta$

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

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

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

Où : $\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \rho \left(\frac{dlw}{dl}\right)$, 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) :

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

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

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

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

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

II.2.2.2. Ecoulement 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 des vitesses différentes. Par ailleurs, les propriétés des fluides telles que 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.

II.2.2.2.1. 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.

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

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

$$H_g = 1 - H_L \dots\dots\dots (\text{II.5})$$

• **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: $\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} \dots\dots (\text{II.6})$

Où :

Q_L : Le débit in-situ du liquide.

Q_g : Le débit in-situ du gaz.

Le Holdup du gaz sans glissement est: $\lambda_g = 1 - \lambda_L \dots\dots (\text{II.7})$

• **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.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots\dots\dots (\text{II.8})$$

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 holdup du liquide. Pour cela, trois équations sont utilisées:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots\dots\dots (\text{II.9})$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \dots\dots\dots (\text{II.10})$$

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

• **Vitesse**

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

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

La vraie 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 :

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

La vitesse du mélange diphasique est calculée en se basant sur le débit total in-situ comme l'illustre l'équation.

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

Comme il a été mentionné précédemment, les deux phases, gazeuse 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 Vs. La vitesse du glissement est définie comme étant la différence entre les vitesses réelles des deux phases :

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

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

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

Et :

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

• **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 :

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

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

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

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

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

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.

II.2.2.2.2. Adaptation de l'équation de gradient de pression a un écoulement

L'équation du gradient de pression, applicable pour n'importe quel fluide circulant dans un pipe incliné d'un angle donné Θ par rapport à l'horizontal, 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:

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

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

- **Terme de frottement**

Le terme de frottement devient :

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

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

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:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_L \rho_L v^2 s_L}{2g_c d} \dots\dots\dots (I.24)$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_g \rho_g v^2 s_g}{2g_c d} \dots\dots\dots (II.25)$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n v^2 m}{2g_c d} \dots\dots\dots (II.26)$$

- **Terme d'accélération**

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

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

Ce terme est complètement ignoré par 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 dans le cas d'un écoulement diphasique il est nécessaire de développer 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.

II.2.2.2.3. 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 II.6).

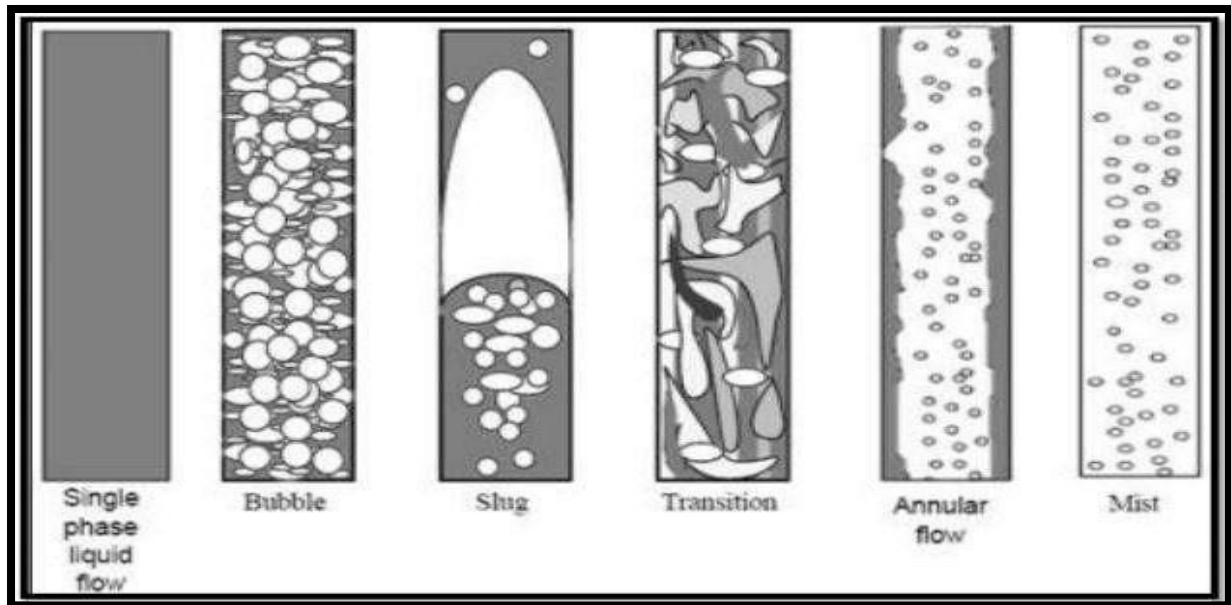


Figure II.6: Différents régime d'écoulement diphasique vertical.

- **Écoulement 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.

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

Il est caractérisé par une série d'unités de bouchons. Chaque unité est composé d'une poche de gaz appelée « bulle de Taylor », un bouchon de liquide appelé «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.

- **Écoulement 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.

- **Écoulement annulaire ou brumeux (annular mist)**

Il est caractérisé par une continuité axiale de la phase gazeuse. Le liquide s'y présente sous forme de film couvrant les parois du 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.

II.2.2.3. 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.

II.2.2.3.1. 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 :

- Modèle homogène.
- Modèle de glissement.
- Modèle 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 & Ros (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.

II.2.2.3.2. 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.

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

<i>catégorie</i>	<i>Auteur</i>	<i>Hypothèse</i>	<i>but</i>
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 la 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 Hold – up -le facteur de 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

Tableau II.1 : Corrélations des pertes de charges pour un écoulement 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 Gas 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 est 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 Poettmann& Carpenter est :

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

- **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 :

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

- **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 II.7.

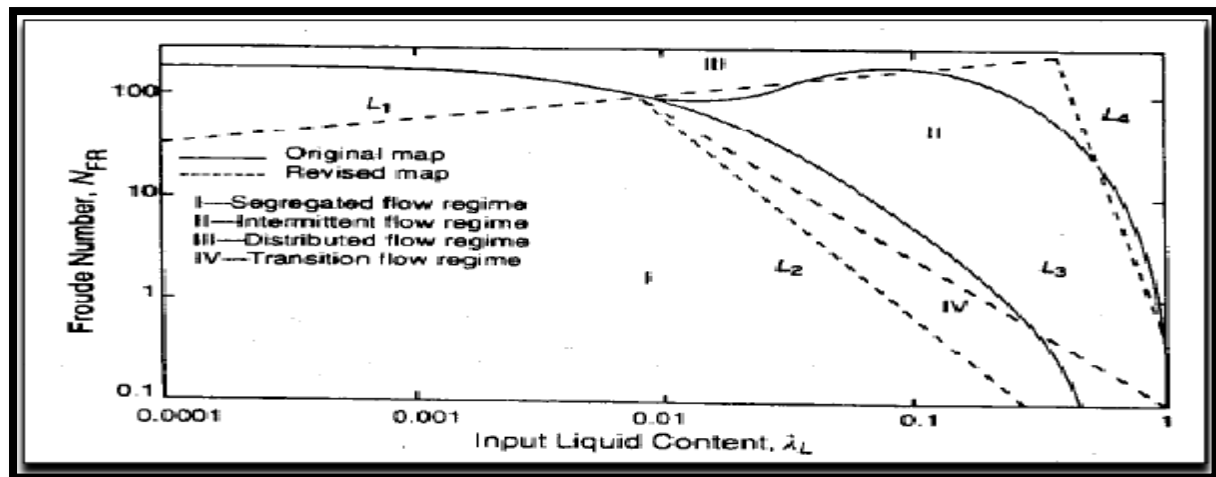


Figure II.7: Abaque des régimes d'écoulement de Beggs&Brill.

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 :

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

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 :

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

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

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 :

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{g_c p} \quad s = \ln(2,2_y - 1,2)$$

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

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

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:

$$\rho_1 = 62,4 \cdot \left[\gamma_0 \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_w \cdot \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

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_{1v} , 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. $N_d = 120,872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_L}{\delta_l}}$

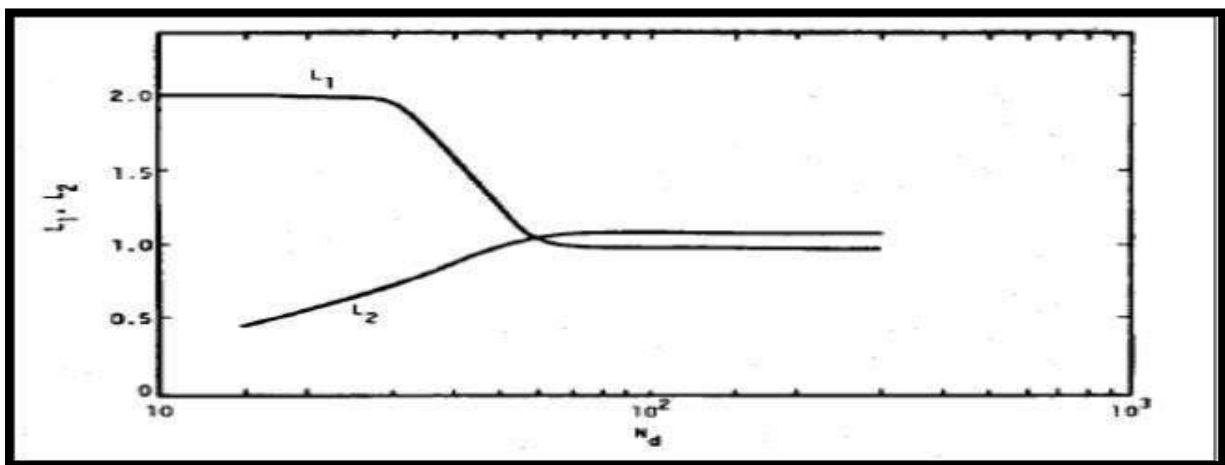


Figure II. 8: Paramètres de Duns & Ros pour la transition entre les régimes « en bulles » et « en bouchons ».

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 III

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.

$$P_G > H \cdot d \cdot 0,098$$

P_G : Pression de gisement en bar.

H : Profondeur du puits en m.

d : Densité de fluide.

- **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.

$$P_G \leq H \cdot d \cdot 0,098$$

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.

III.1. principe de gas 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 (**Gas-Lift continu**).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gas-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.

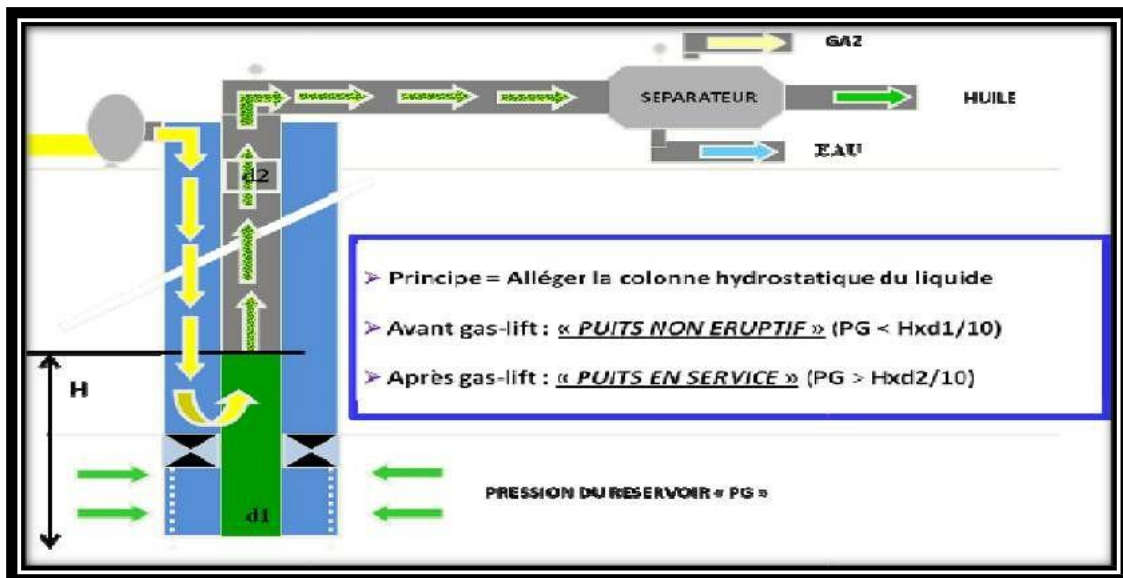


Figure III.1: Principe de gaz lift.

III.2. Optimisation de débit d'injection de Gas-Lift :

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

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

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

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

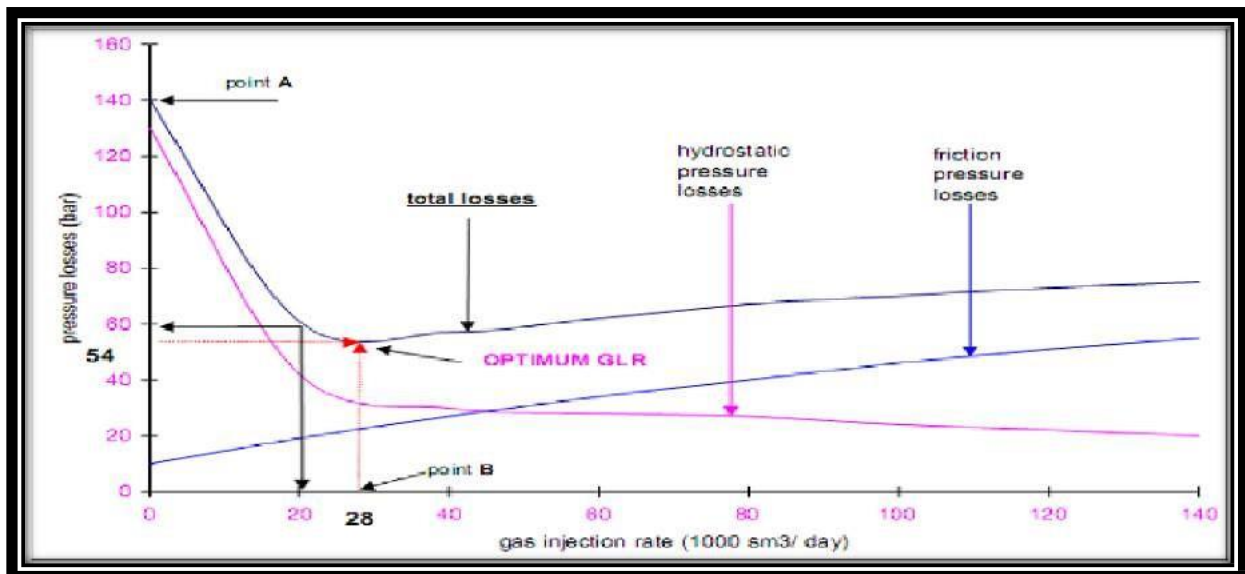


Figure III.2 : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.

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.

III.3. Utilisation ou application du Gas-Lift :

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

- **Les puits à huile :** L'application principale du Gas-Lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétifs. 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 Gas-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 Gas-Lift pour les relancer après un ennoïement 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 Gas-Lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de Gas-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 déchargement pourront être effectuées par Ga-Lift qui est souvent couplé avec un nettoyage à l'acide.

Types de Gas-Lift :

Selon le mode d'injection :

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

- **Gas- lift continu :** une injection continu 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.

- **Gas-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.

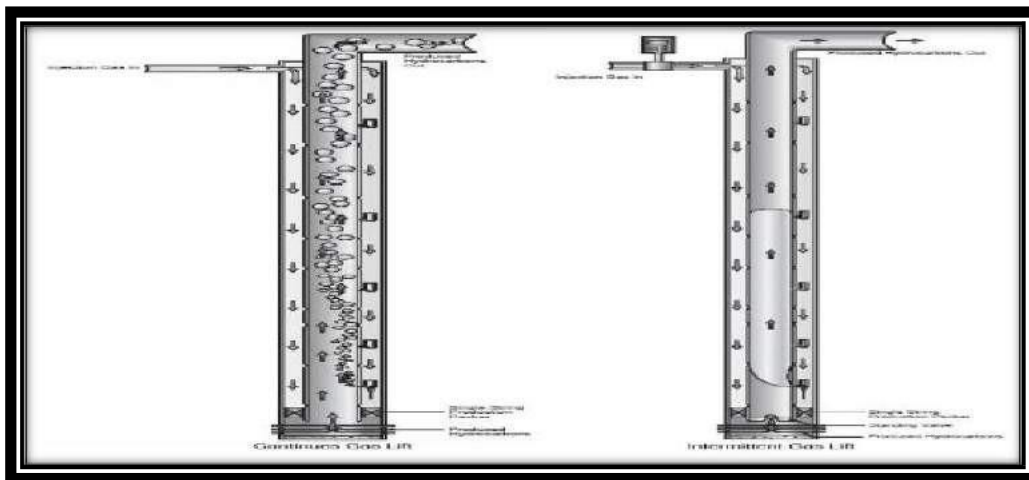


Figure III.3: Gaz lift continu et intermittent.

III.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 Gas-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.

B. Gas-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 Gas-lift. Cette solution se rencontre

en général dans des puits où le Gas-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.

- **Gas-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 Gas-lift intermittent.

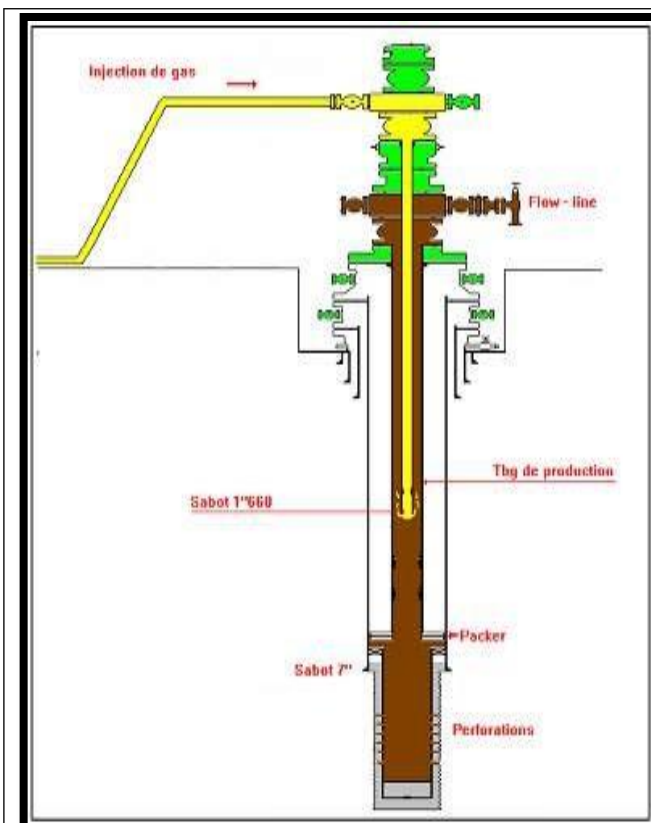


Figure III.4 : Gas-lift par le tubing concentrique.

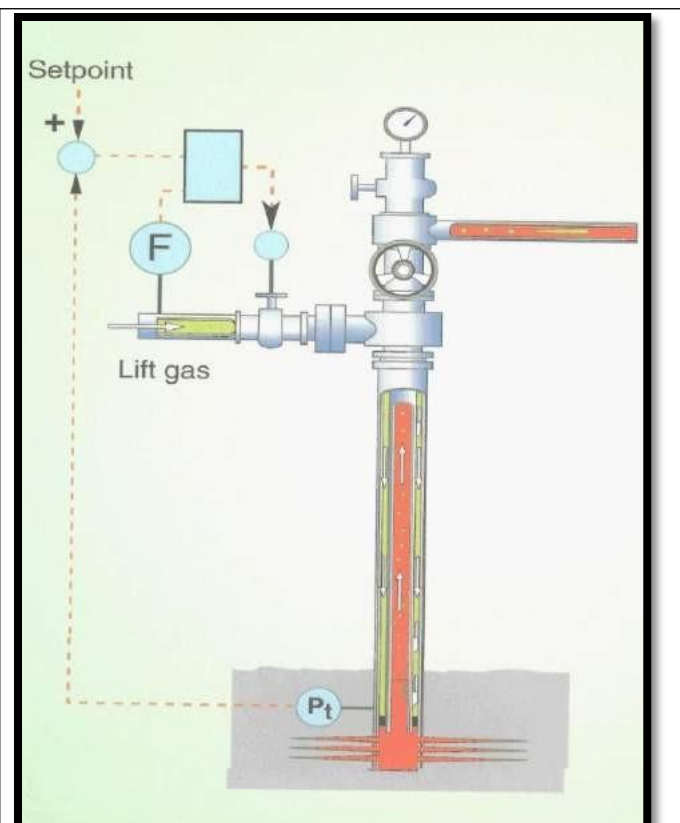


Figure III.5 : Gas-lift dans l'espace annulaire.

- **Gas-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 Gas-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.

- **Le Gas-lift parallèle (parallèle Gas-lift) :**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le Gas-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 Gas-lift parallèle existe souvent dans des vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

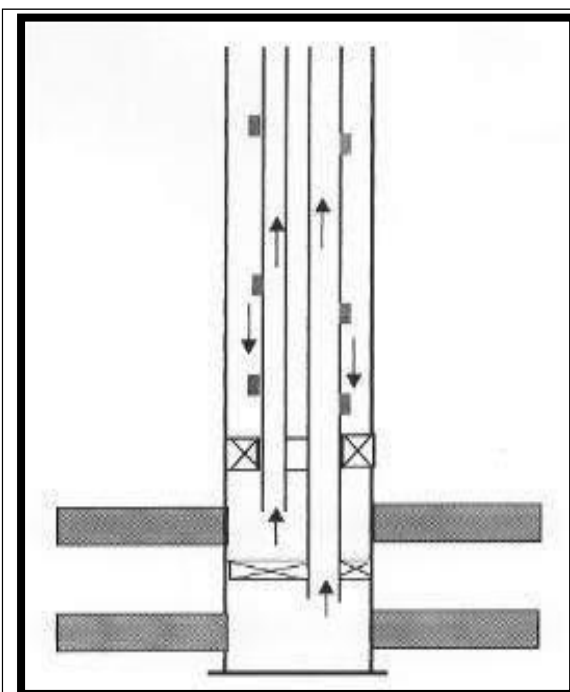


Figure III.6 : Gaz lift double.

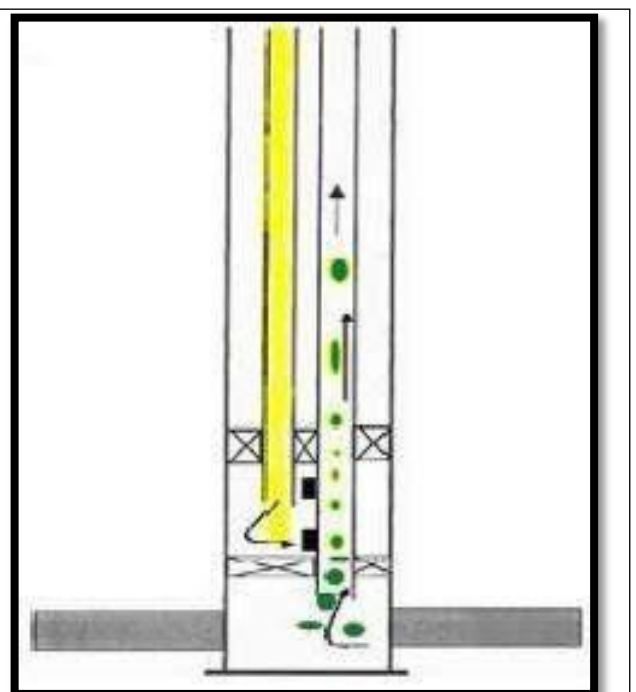


Figure III.7 : Le Gas-lift parallèle.

III.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 :

- **Gas-lift en circuit fermé :**

C'est le Gas-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.

- **Gas-lift en circuit ouvert :**

Le gaz qui a servi pour le Gas-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-Gas 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.

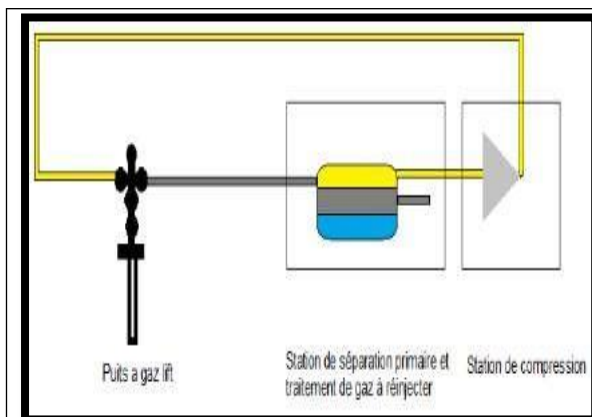


Figure III.8 : Circuit fermé.

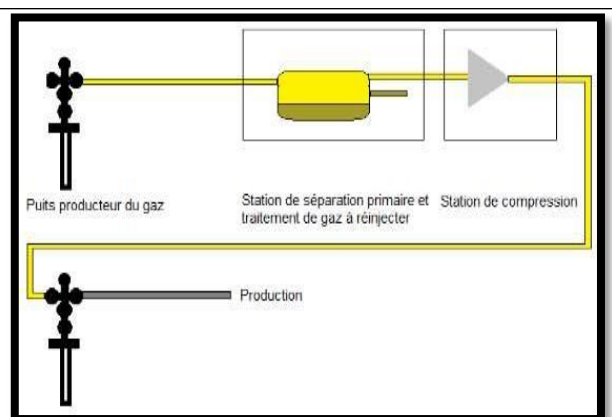


Figure III.9 : Circuit ouvert.

III.5. Limites du Gas-Lift continu et du Gas-lift intermittent :

En général :

- le Gas -lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP > 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).
- Le Gas -lift intermittent aux puits à faible indice de productivité ($IP < 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).

- Le rendement du Gas -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 Gas -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 déplétifs.

III.6. Les principaux paramètres du Gas-lift :

III.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.

III.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.

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.

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

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 :

$$Re = \frac{18 \gamma_a Q_a}{\mu_g d}$$

Avec :

Q_g : en m³/h.

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

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : Densité de gaz.

La pression d'injection au fond est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection. Elle est choisie de telle façon à éviter l'adsorption de l'effluent par la formation, elle est donnée par la loi suivante :

Pour un système direct (production tubulaire c'est-à-dire injection par l'espace annulaire tubing –concentrique et production par le concentrique.

$$P_{DF} = H. \left(\frac{D^2}{d^2}\right) \times \left(\frac{\gamma}{10}\right) \quad \text{(Bar)}$$

H : La hauteur statique mesurée à partir du point d'injection En m.

D : Diamètre du tubing en mm.

d : Diamètre du concentrique en mm.

γ : Densité de l'huile.

Pour un system indirect (production annulaire c'est-à-dire injection par le concentrique et production par l'espace annulaire) :

$$P_{DF} = H. \frac{D^2}{D^2 - d^2} \times \frac{\gamma}{10}$$

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

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

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).

III.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.

III.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 Gas-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.

III.7. Conception d'une installation de Gas-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 "Gas-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.

III.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.

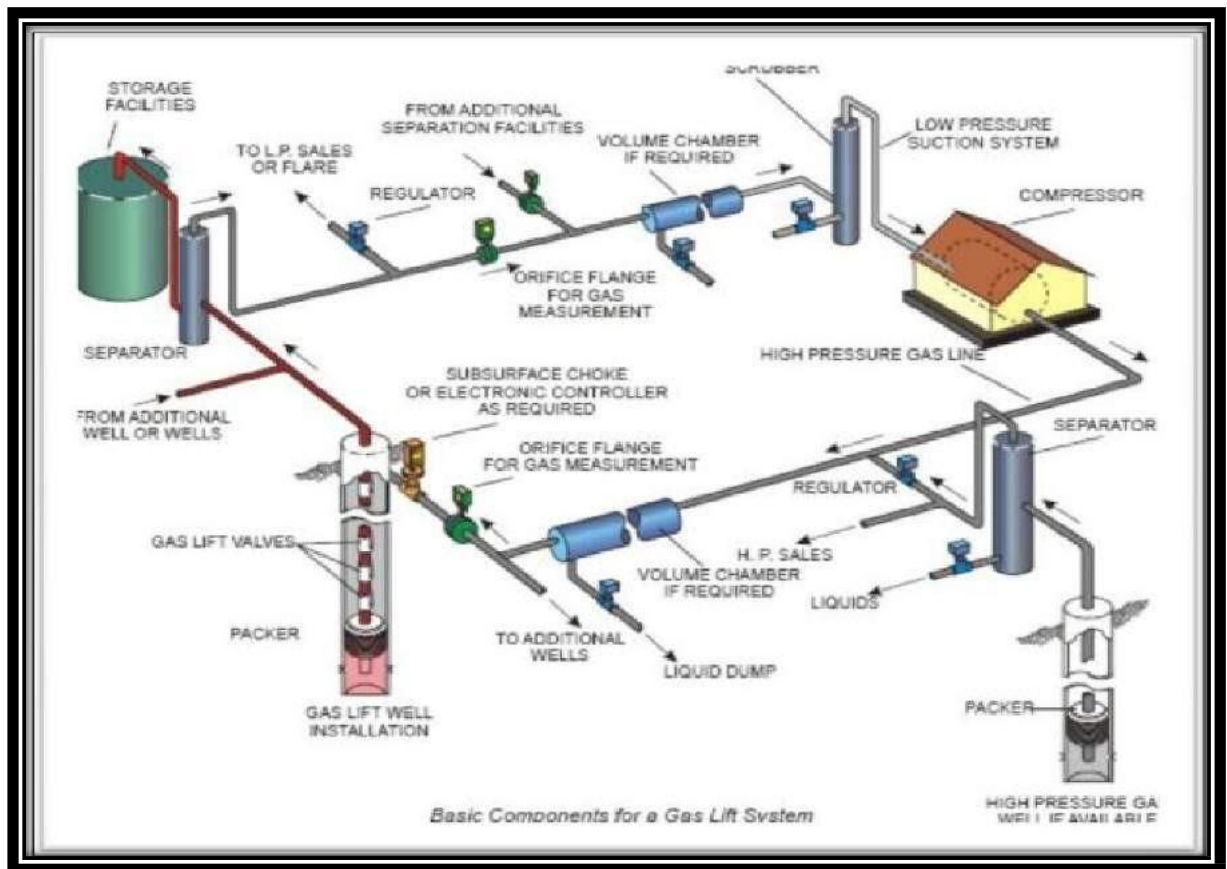


Figure III.10 : L'équipement de surface.

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 1^e 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 gas-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.

III.7.2. L'équipement de fond :

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

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

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 Gas-lift :

L'invention des vannes a révolutionné le Gas-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 Gas-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 Gas-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 Gas-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.

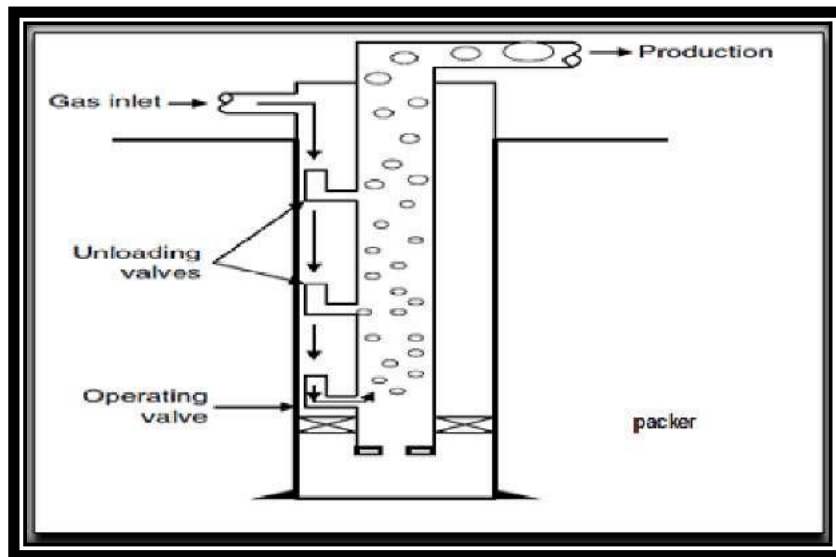


Figure III.11 : Configuration d'un puits équipé avec Gas-lift.

III.8. Processus du Gas-Lift :

Le Gas-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.

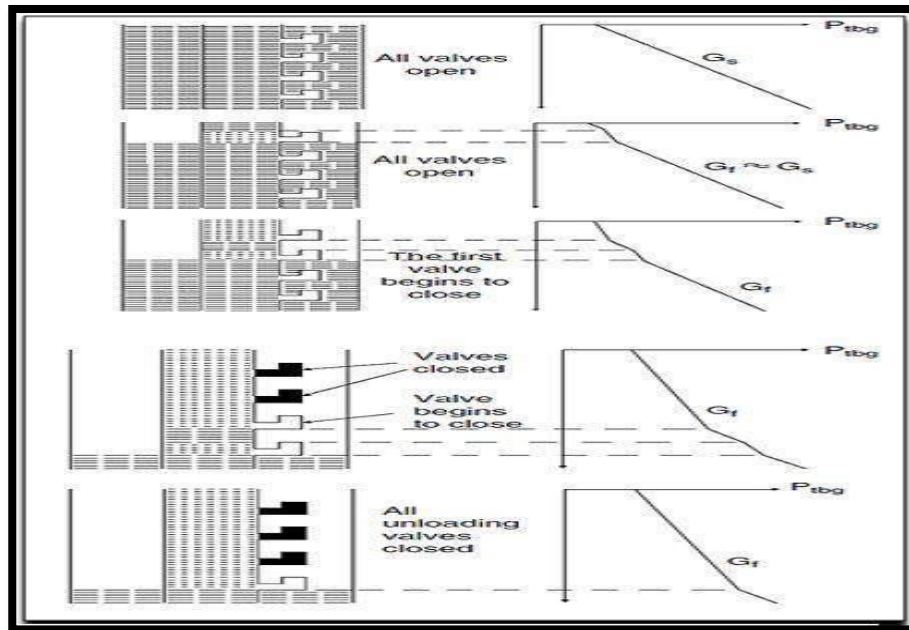


Figure III.12 : Chronologie des fermetures des vannes de gas-lift.

La figure III.12 montre la chronologie des fermetures des vannes de gas-lift. A l'application de la pression du gaz sur l'annulaire, toutes les vannes de gas-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.

III.9. Avantages et Inconvénients du Gas-Lift :

III.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 Gas-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.

III.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.

III.10. Problèmes liés au Gas-Lift :

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

III.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.

III.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

III.10.3. Erosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé 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 à 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.

CHAPITRE IV

Introduction

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

On propose dans cette partie pratique d'étudier les performances de certains puits et leurs candidatures pour le gaz Lift. Deux puits ont été choisis, il est assisté par gas-lift (RNSE7, RNSE8). Alors on va faire une nouvelle étude sur leurs performances pour améliorer le débit de la production.

Les paramètres qui influent sur l'efficacité de lifetage sont :

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

✓ **Etat actuel des puits:**

➤ **Puits RNSE7:**

Le puits restait éruptif et produisait à travers un tubing 3" ½ depuis 2006 jusqu'à 2020. En 2022, On a décente concentrique 1"660 et restait produise à l'aide de gas lift jusqu'à nos jours.

L'évolution de sa production au cours des années est montrée sur le graphe IV.1.

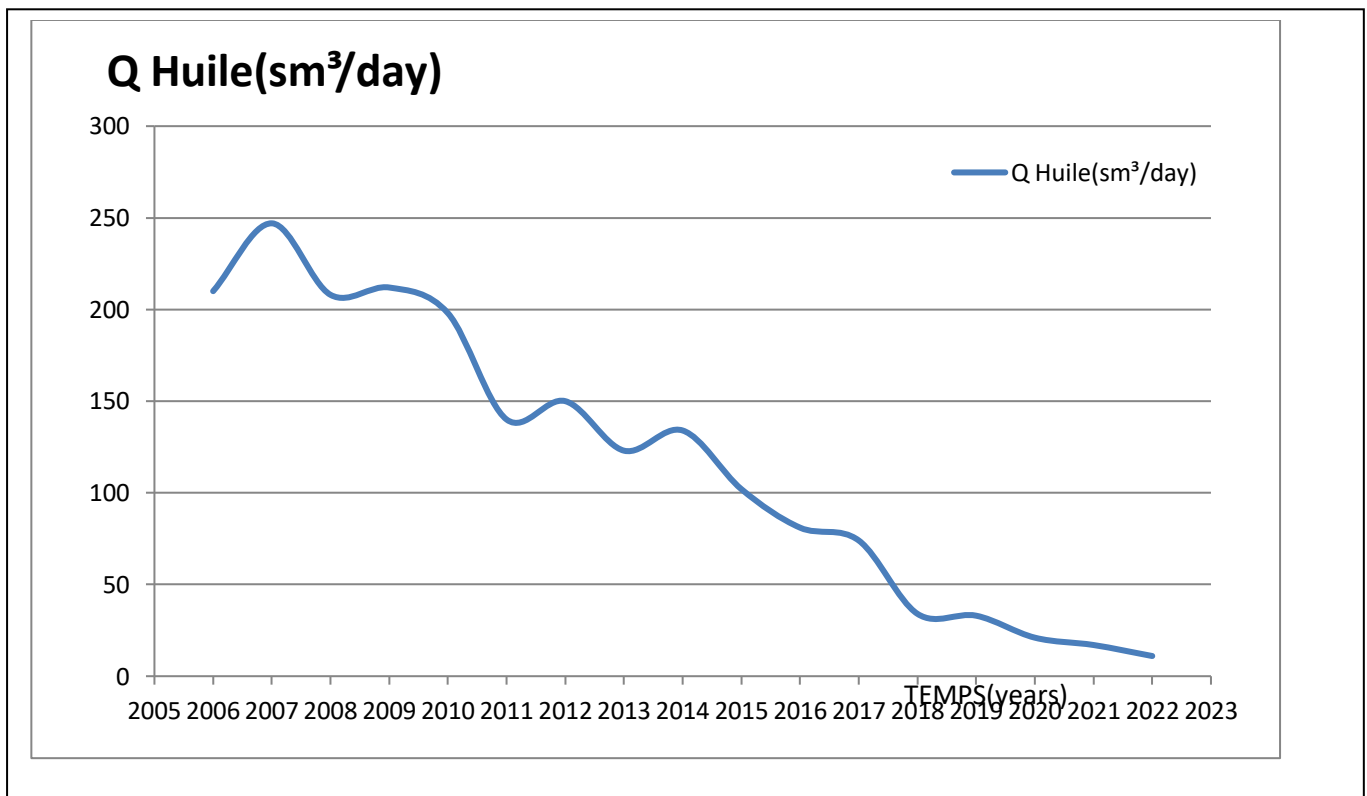


Figure IV.1: Historique de production de RNSE7 depuis 2006 jusqu' à nos jours.

➤ **Puits RNSE8:**

Le puits est assisté par le gas lift injecté à travers un concentrique 1"315. ceci est depuis 2007 jusqu'à 2018. Le changement de concentrique 1"315 est 2022 par 1"660.

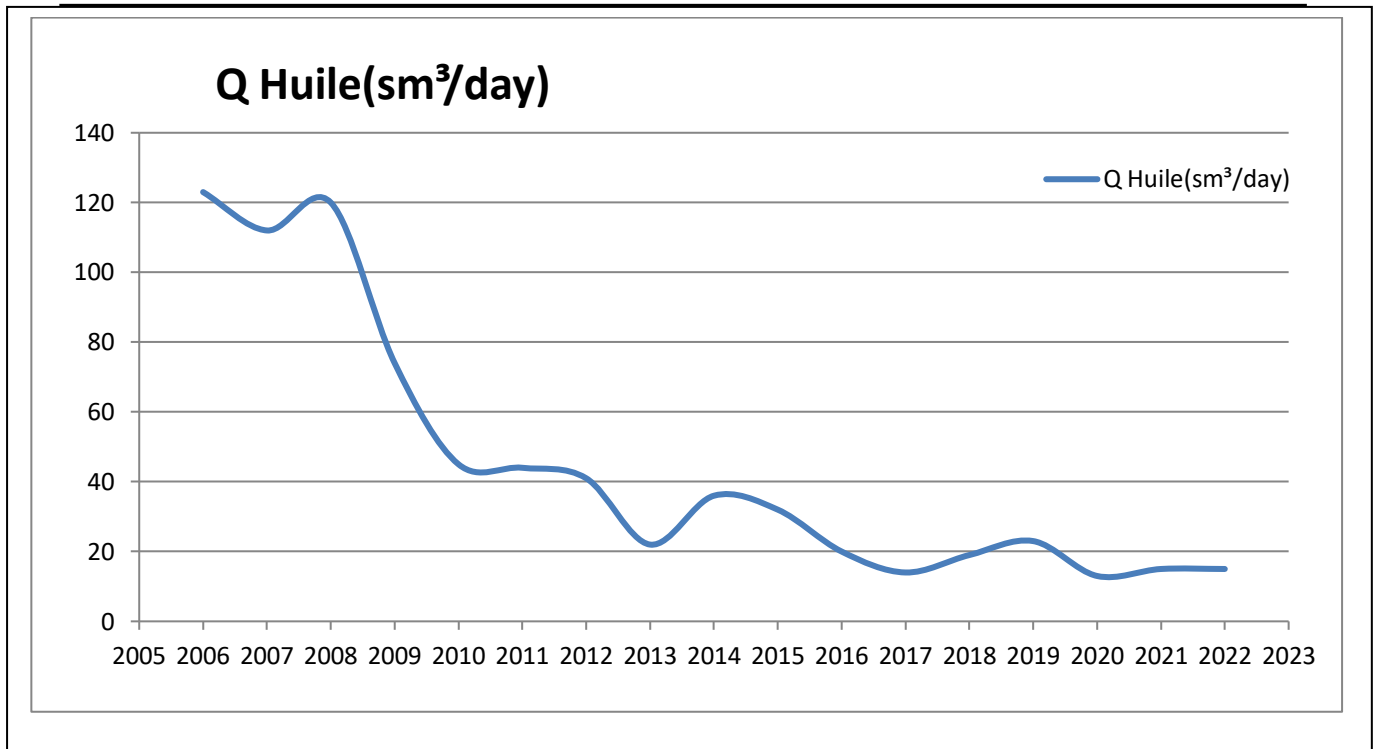


Figure IV.2: Historique de production de RNSE8 depuis 2006 jusqu' à nos jours.

IV.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PROSPER) :

PROSPER (PROduction and Systems PERformance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidement. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux modèles existants d'être optimisés ainsi l'influence des futurs changements sur les paramètres du système d'être considérée.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction « calage, matching », PROSPER assure que les calculs soient aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système est calé avec les données réelles du champ,

PROSPER serait utilisé avec confiance pour modéliser le puits dans les différents scénarios et prévoir l'évolution des paramètres de réservoir en se basant sur les données de la production en surface.

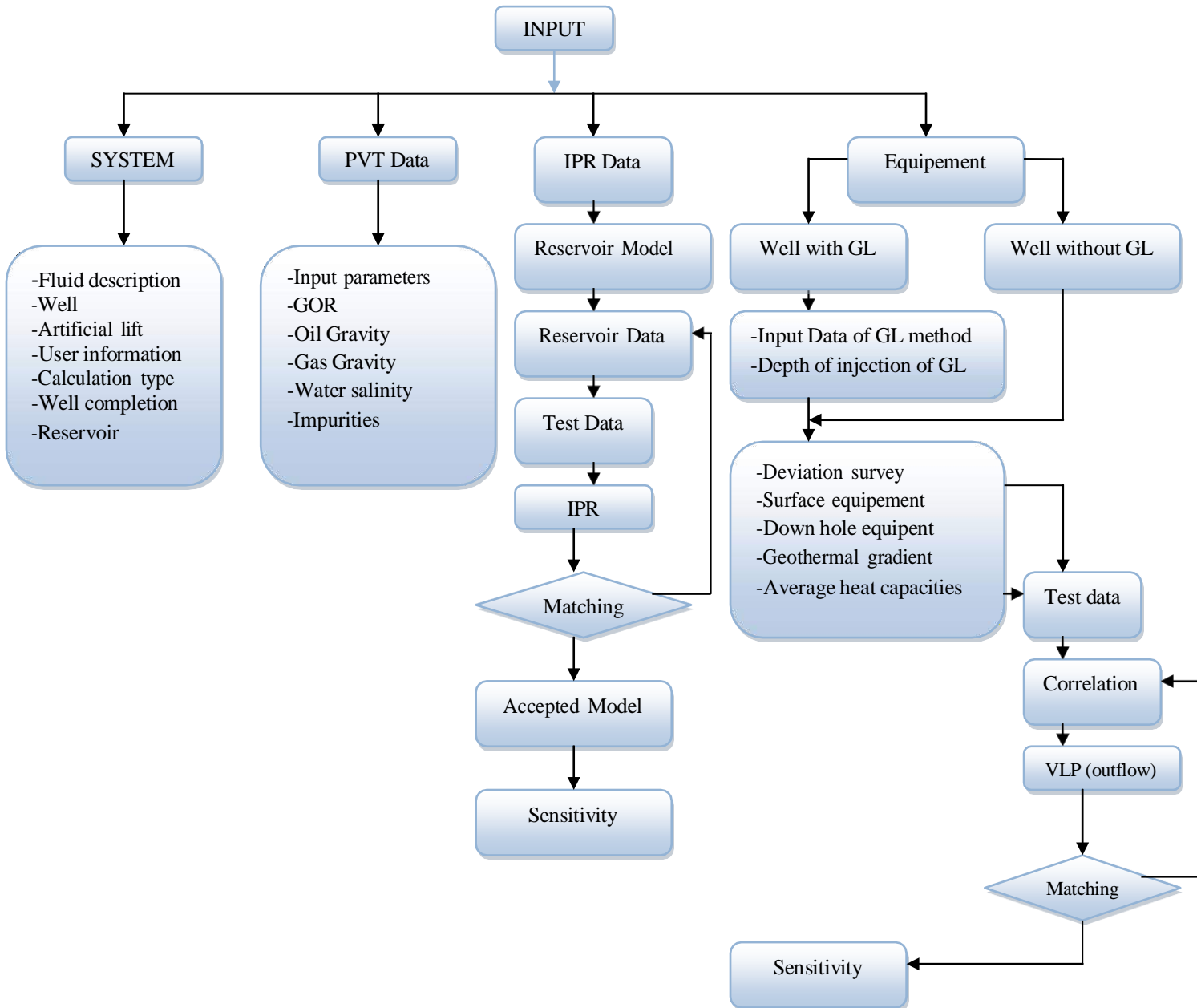


Figure IV.3 : Organigramme de fonctionnement du PROSPER.

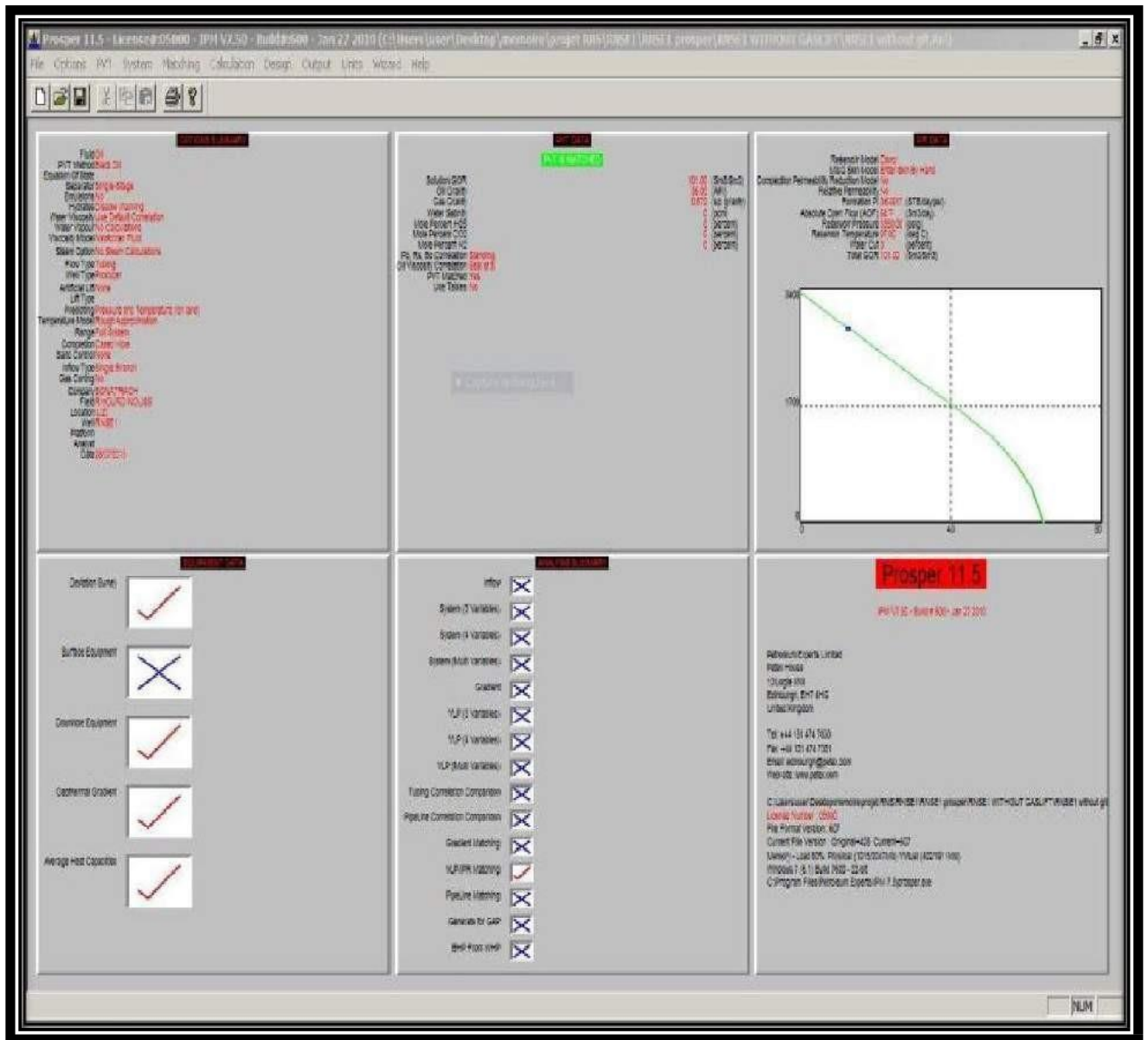


Figure IV.4 : Interface PROSPER.

Modélisation des puits :

Dans cette partie on s'intéresse à préparer un modèle pour chaque puits comme suit :

- 1. Construction d'un modèle physique IPR.
- 2. Le choix de la corrélation pour l'écoulement verticale (le calage de VLP, Matching).
- 3. Analyse Nodale (IPR & VLP).

IV.2.1. Inflow Performance Relationship (IPR):

Les IPR ont été développés pour modéliser un écoulement dans un milieu poreux.

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) quand la $P_b < P_{wf}$;
- L'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$;
- L'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour : $P_{wf} < P_b < P_r$.

L'anneau d'huile de RHOURE NOUSS SUD-EST est caractérisé par une pression de réservoir initiale supérieure à la pression de bulle ($P_r > P_b$) et ($P_b < P_{wf}$) donc l'écoulement est monophasique ce qui justifie l'utilisation de la méthode Darcy.

IV.2.1.1. Les Données des 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 des deux puits sont les mêmes :

GOR de Solution	58.46	Sm ³ /Sm ³
Densité de l'huile ρ_o	36	API
Densité de gas ρ_g	0.711	sp.gravity
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	%

Tableau IV.1 : Les données PVT.

b). Données de réservoir :

Puits	RNSE7	RNSE8
P_G (psig)	3052.5	3687.86
T_G (°C)	98	102.4
WATER CUT (%)	0	0
GOR_{TOTAL} (Sm^3/Sm^3)	58.46	58.46
K (md)	27	27.12
H (m)	20	19
A (acre)	200	200
r_w (inch)	3	6.094
Skin	30	41

Tableau IV.2 : Les données de réservoir.

A partir de ces données nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits et cela en se basant sur l'équation de Darcy, ce qui permet de déterminer les débits maximaux des puits (AOFP), ces débits sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	RNSE7	RNSE8
AOFP (Sm^3/day)	145.7	140.8

Tableau IV.3 : AOFP pour RNSE 7 et RNSE 8.

D'après ces résultats, on constate que :

Le potentiel de RNSE 7 est plus proche à RNSE 8 et Ils sont élevés pour les deux puits.

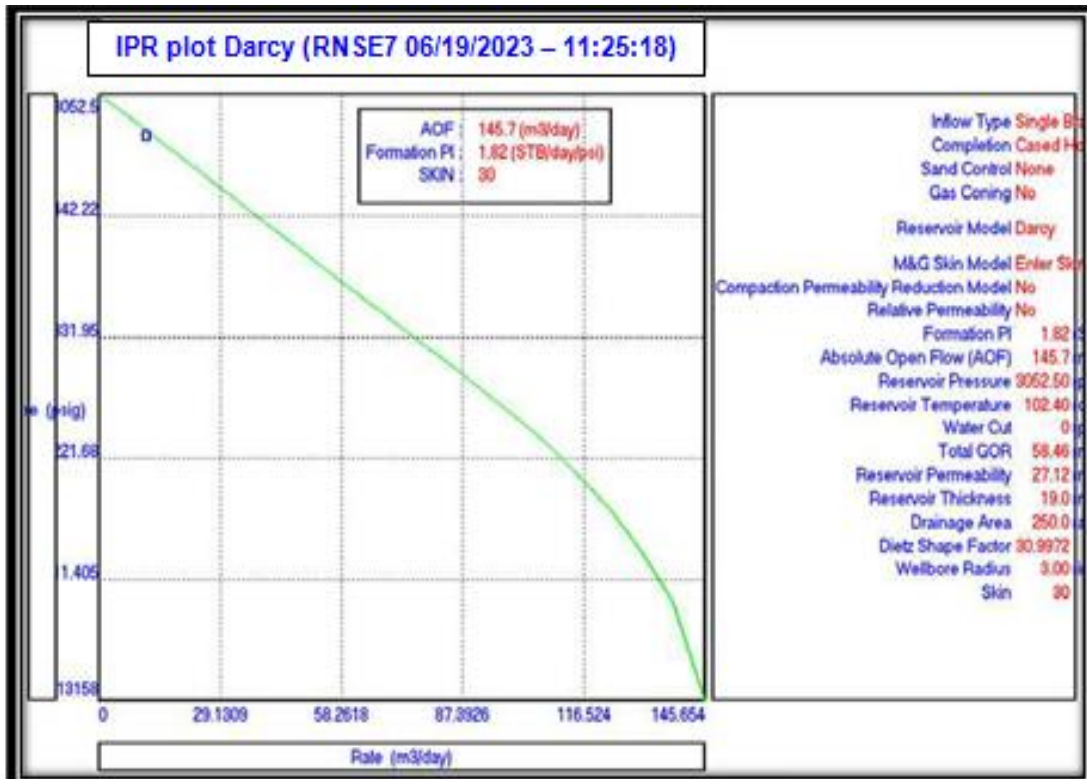


Figure IV.5: Inflow performance curve (IPR) de RNSE 7.

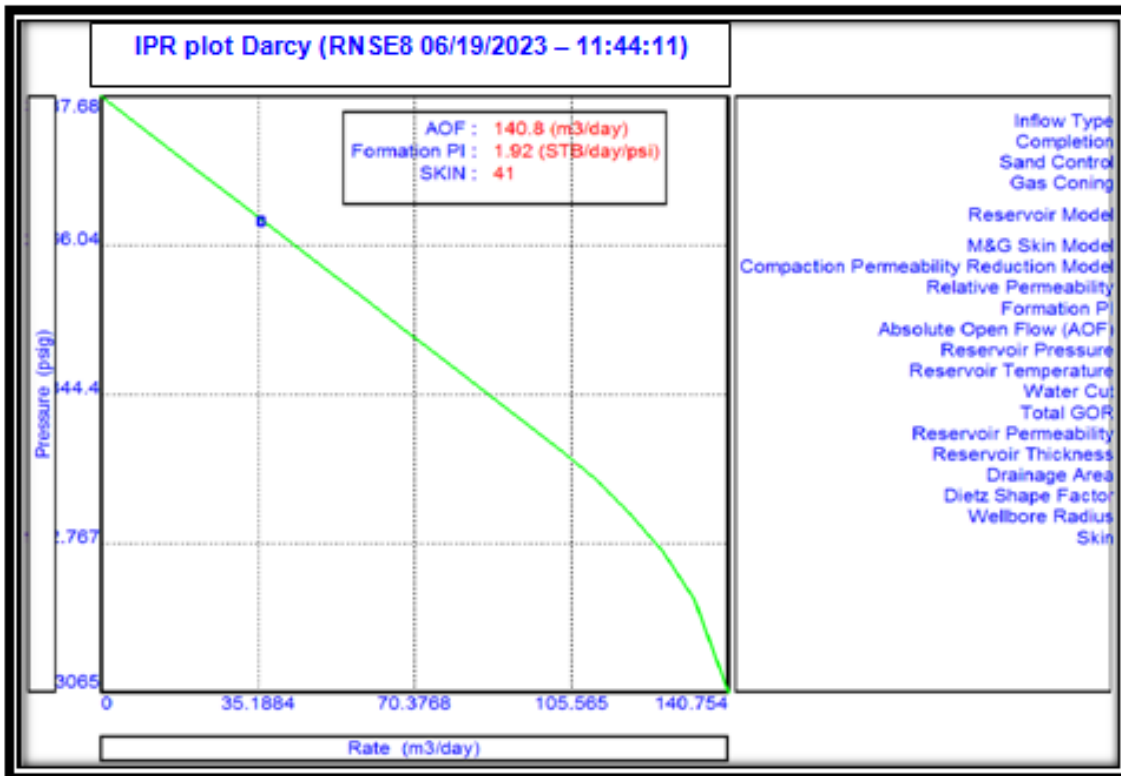


Figure IV.6: Inflow performance curve (IPR) de RNSE 8.

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

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel Prosper, on cite :

La corrélation	Paramètre 1	Paramètre 2
Duns and Ros Modified	1.02	1.00
Hagedorn Brown	1.01	1.00
Beggs and Brill	0.99	1.00
Petroleum experts	1.01	1.00
Petroleum expert2	0.99	1.00
Dun and Ros Original	0.97	1.00
Petroleum expert3	1.002	1.00
Petroleum expert4	0.96	1.00
Petroleum expert5	0.96	1.00

Tableau IV.4: Les résultats obtenu à partir le logiciel.

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats proches de ceux mesurés.

- **Données de test potentiel**

Puits	RNSE8	RNSE8
Pression de tête de puits (psig)	300	360
Température de tubing head (°C)	64	44
Water cut (%)	0	0
Débit de liquide (Sm ³ /day)	36	11.29
Profondeur de jaugeage (MD) (m)	2650	2692
Pression de la jauge (psig)	2730.76	2844.55
Pression de réservoir (psig)	3687.68	3052.5
GOR gas-oil ratio (Sm ³ /Sm ³)	58.46	58.46
GOR libre (Sm ³ /Sm ³)	0	0

Tableau IV.5: Données de well test.

L'exploitation des données des puits RNSE7, RNSE8 dans le calage des corrélations de l'écoulement (Flow correlation matching), nous a permis d'obtenir les résultats représentés dans les figures suivantes :

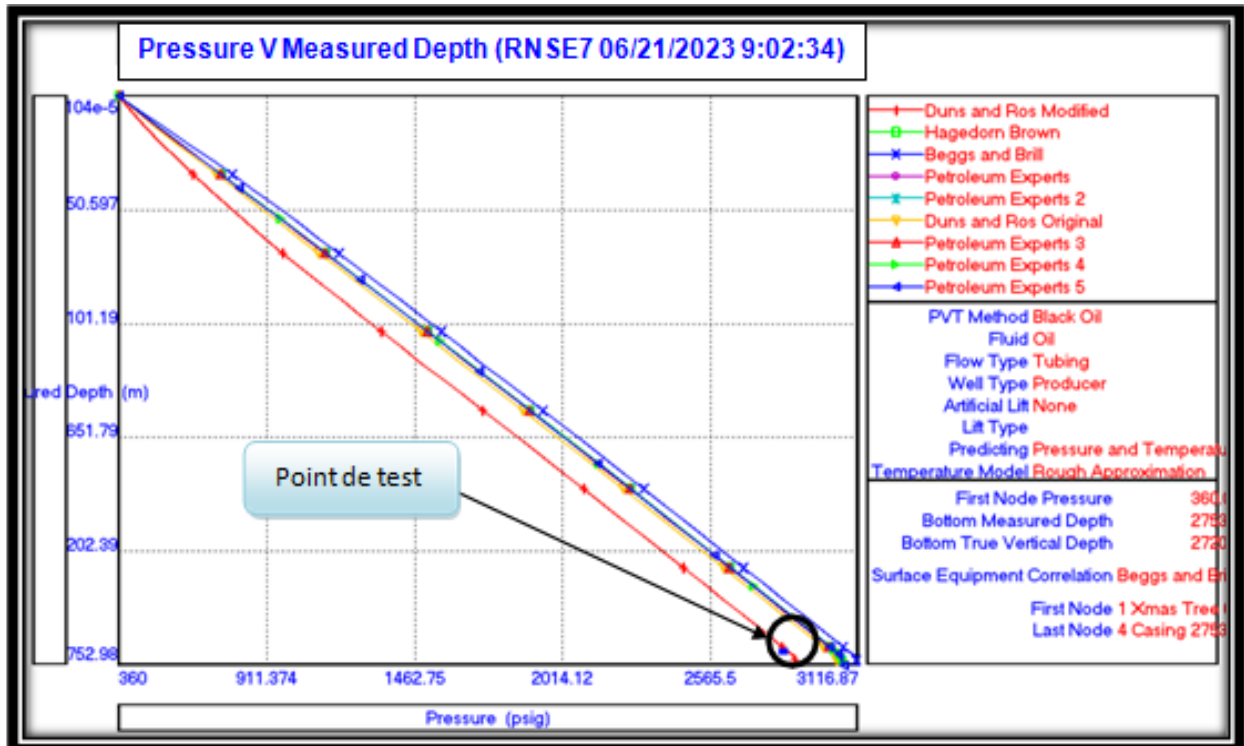


Figure IV.7: le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (RNSE7).

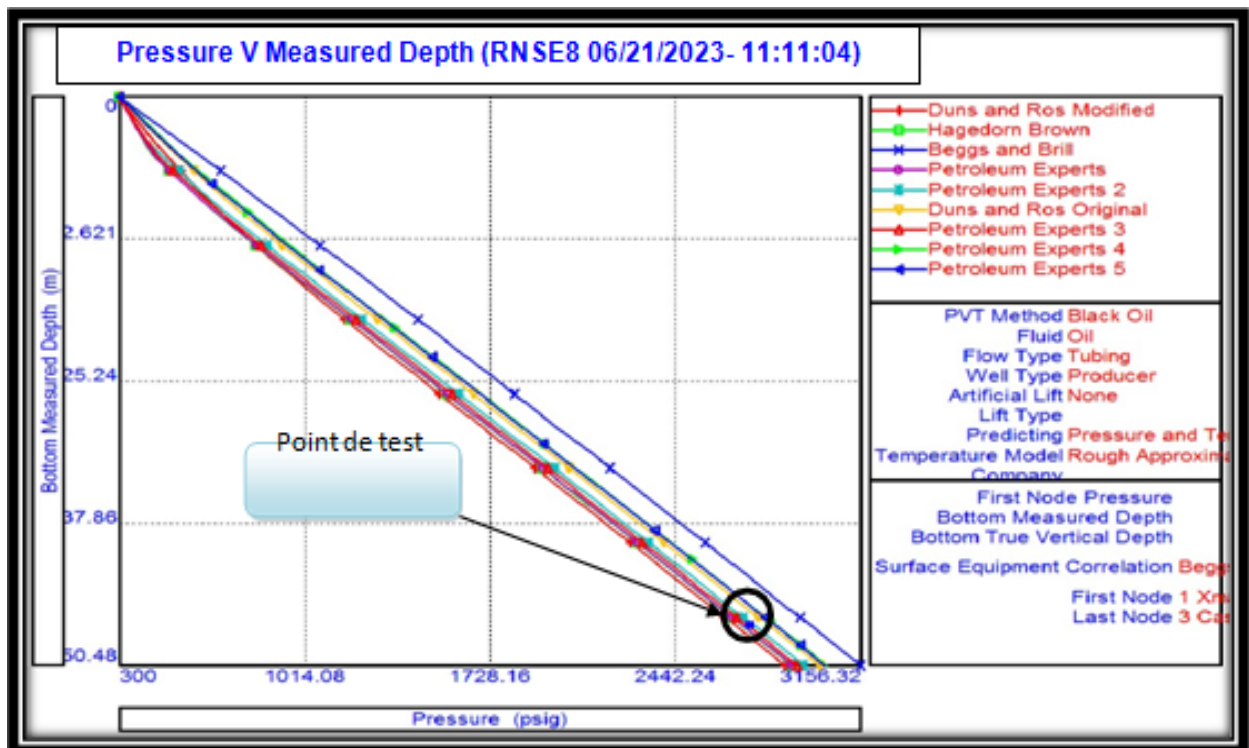


Figure IV.8: le choix de la corrélation de l'écoulement vertical (RNSE8).

Les corrélations d'écoulement des deux puits obtenus par le software représentés dans les figures ci-dessus ne montrent l'intersection qu'une seule fois avec le point de test. La corrélation est celle de Duns and Ros Modified 0.99 1.00 pour RNSE7 et Petroleum Experts3 pour RNSE8, qu'on estime d'être la bonne pour décrire l'écoulement dans le tubing.

IV.2.3. Matching (IPR & VLP) :

Les données de jaugeage (Well test data) utilisées dans le calage des corrélations d'écoulement permettent de donner les résultats représentés dans les figures suivantes :

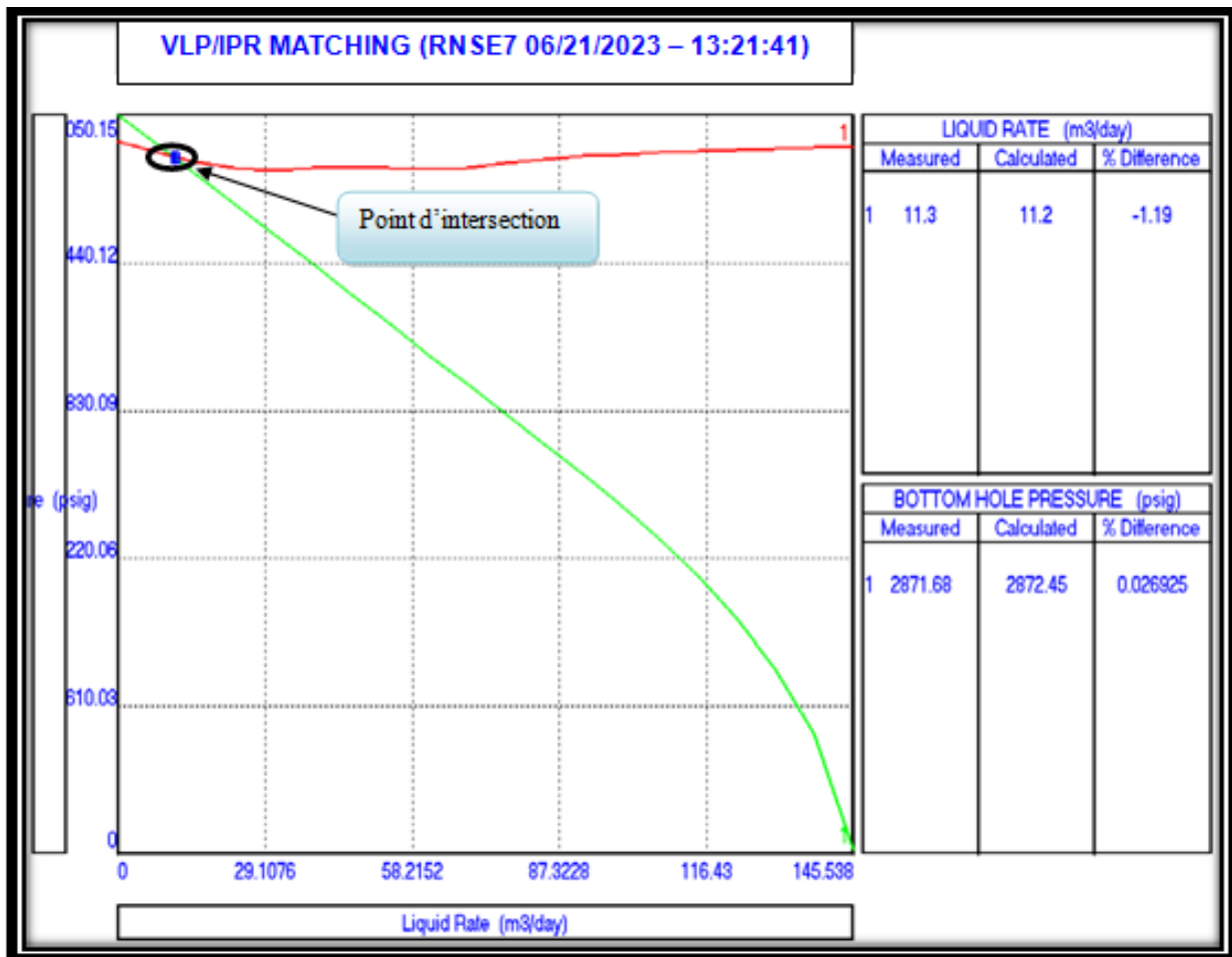


Figure IV.9: Matching IPR & VLP RNSE7.

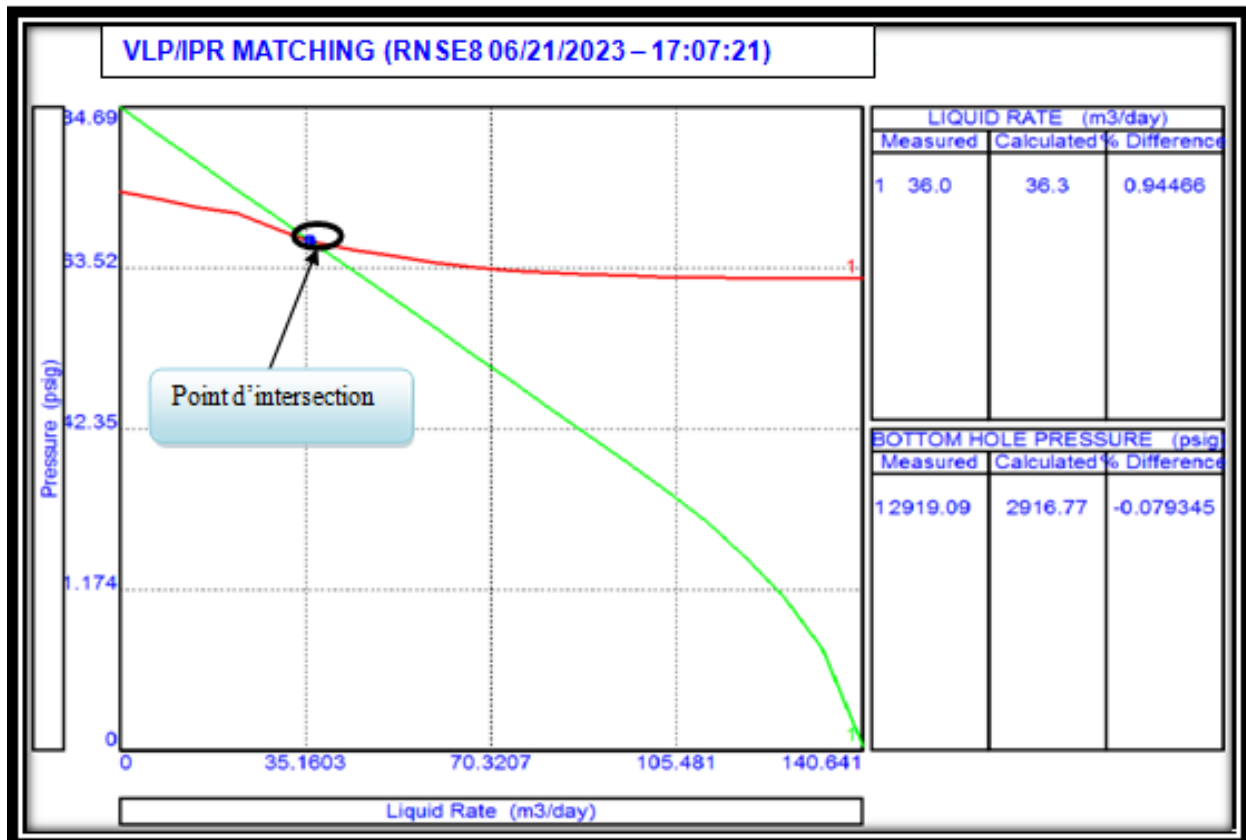


Figure IV.10: Matching IPR & VLP RNSE8.

Selon les résultats sur les figures ci-dessus, on peut dire que la bonne corrélation est celle qui donne le minimum d'erreur entre les valeurs mesurées et le calcul du point de fonctionnement (intersection entre les courbes IPR et VLP).

IV.3. Etude prévisionnelle de la production des puits (les tests de sensibilité) :

Après la construction des modèles des puits, on s'intéresse à la prévision de la production en fonction du changement de certains paramètres, citant :

- + La Sensibilité à la déplétion de la Pression du réservoir (Pr).
- + La Sensibilité au Water Cut.
- + Influence du diamètre intérieur de tubing.
- + Effet de skin.

IV.3.1. Déclin de la pression du réservoir :

Le déclin de la pression est un problème majeur qui contribue fortement à la diminution de la production au fil des années de production.

A RHOULDE NOUSS SUD-EST, ce phénomène est devenu très important au cours de ces dernières années.

RNSE7	
Sensibilité à la Pr (Psig)	Le débit (Sm ³ /J)
3052.5	11.29
3000	6.4
2950	1.3
2900	0
2850	0

Tableau IV.6 : Déclin de la pression du réservoir de RNSE7.

Le tableau ci-dessus illustre l'évolution de la déplétion de Pression du réservoir (Pr) avec la production d'huile correspondante pour le puits RNSE7.

On constate qu'avec un déclin de pression de 3052.5 psig à 2950 psig le puits est toujours en production mais avec une diminution de débit d'huile de 11.29 m³/j à 1.3 m³/j. A partir de certaine valeur entre 2900 et 2850 psig le puits ne produits plus, c'est-à-dire devient non-éruptif.

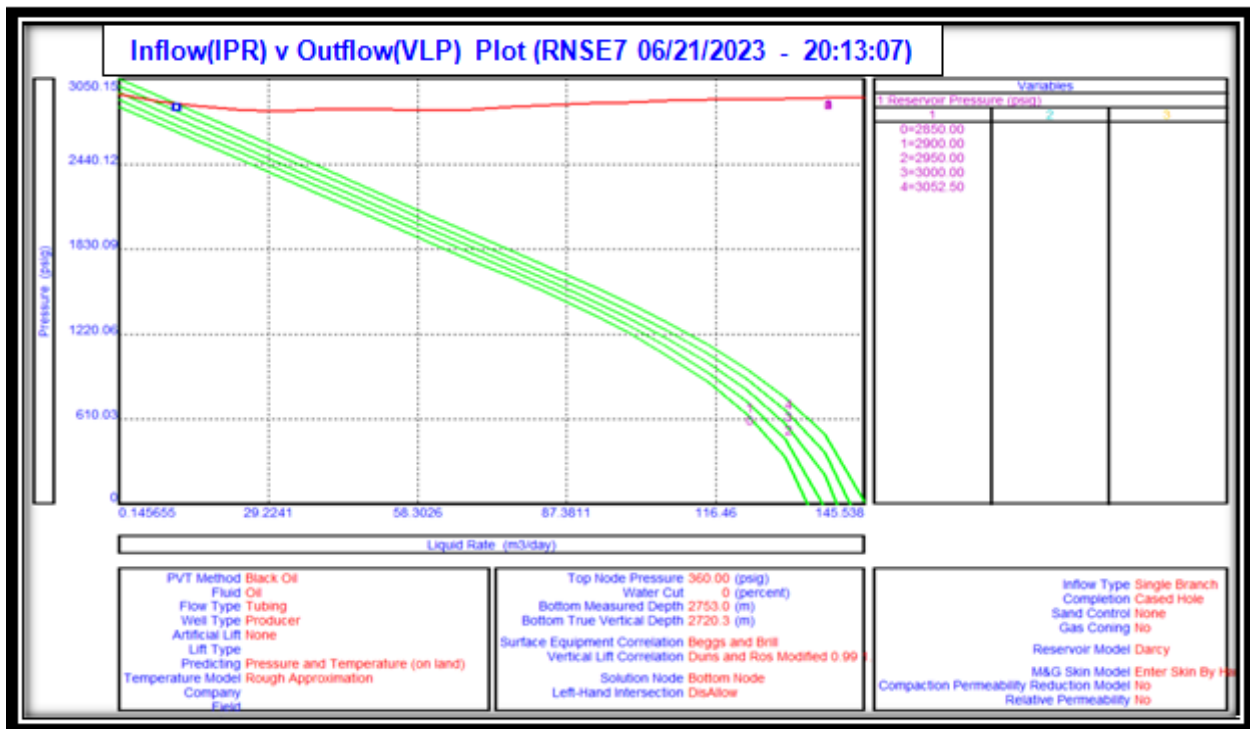


Figure IV.11: Sensibilité de pression de réservoir pour RNSE7.

Pour le puits RNSE8 la déplétion de Pression du réservoir (Pr) est illustrée dans le tableau ci-dessous :

RNSE8	
Sensibilité à la Pr (Psig)	Le débit (Sm ³ /J)
3687.68	35.8
3500	19.7
3400	13.3
3300	6.7
3200	0

Tableau IV.7 : Déclin de la pression du réservoir de RNSE8.

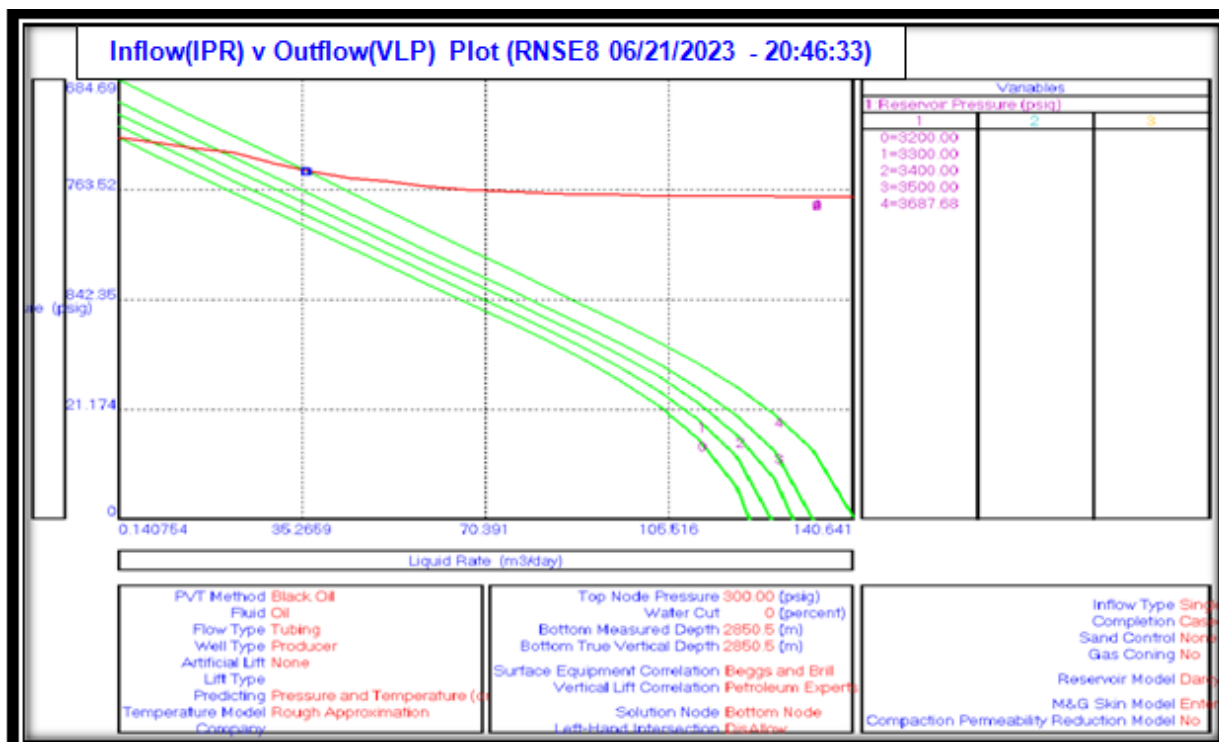


Figure IV.12: Sensibilité de pression de réservoir pour RNSE8.

D’après les résultats on constate que le puits RNSE8 ne débite pas si la pression du reservoir est inférieure à 3300 psig. A cet effet il faut intervenir pour rendre le puits éruptif.

IV.3.2. Water Cut :

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

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

Sensibilité au water cut (%)	Le débit (Sm ³ /day)	
	RNSE7	RNSE8
0	11.29	35.8
5	6.3	27.8
10	1.6	22.7
15	0	18.2
20	0	14.7

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

On remarque qu'à chaque fois le water cut augmente, le point de fonctionnement indiquant le débit diminue. En outre, la dernière valeur de water cut pour RNSE7, ne permet pas l'intersection de IPR avec VLP, autrement dit le puits ne débite pas. D'où l'importance de ce paramètre et son effet néfaste sur la production.

Ce comportement s'explique par l'augmentation de poids hydrostatique de la colonne. La cause de l'augmentation de water cut peut avoir plusieurs origines : water coning, changement de mouillabilité après traitement matriciel.

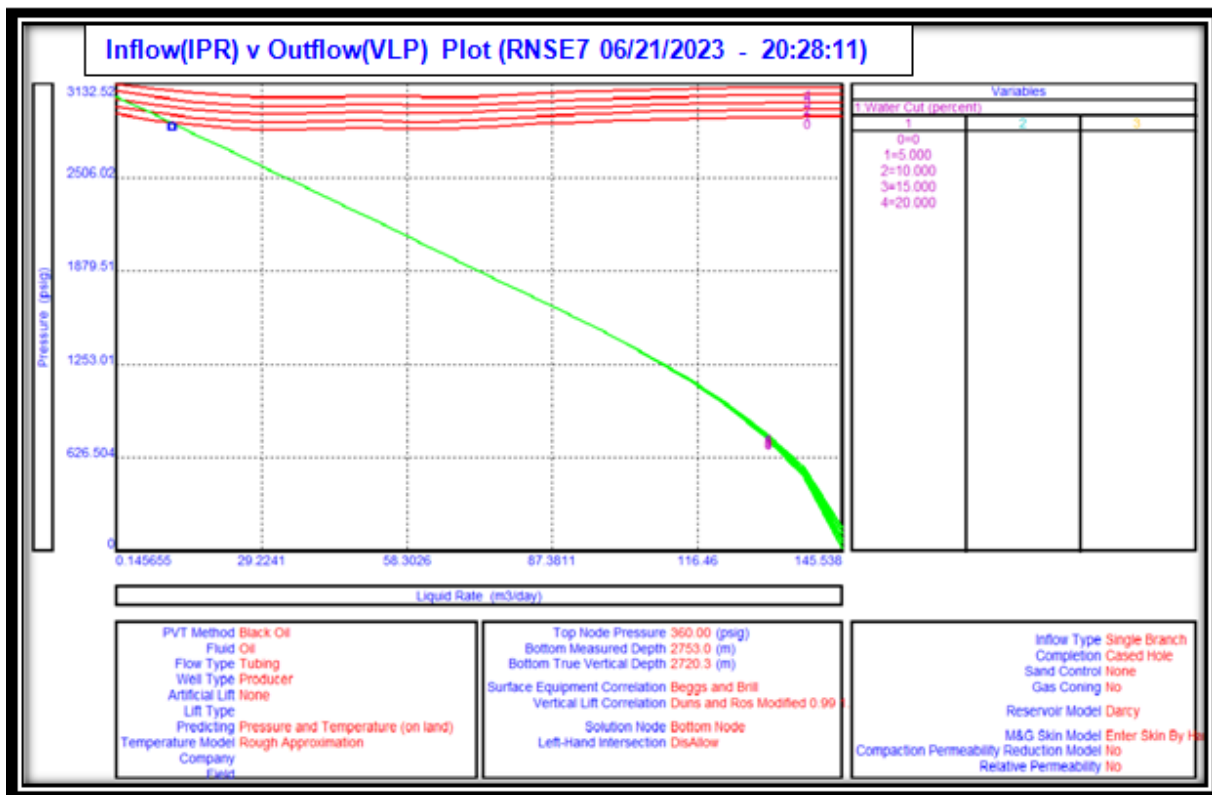


Figure IV.13: Sensibilité au Water Cut pour RNSE7

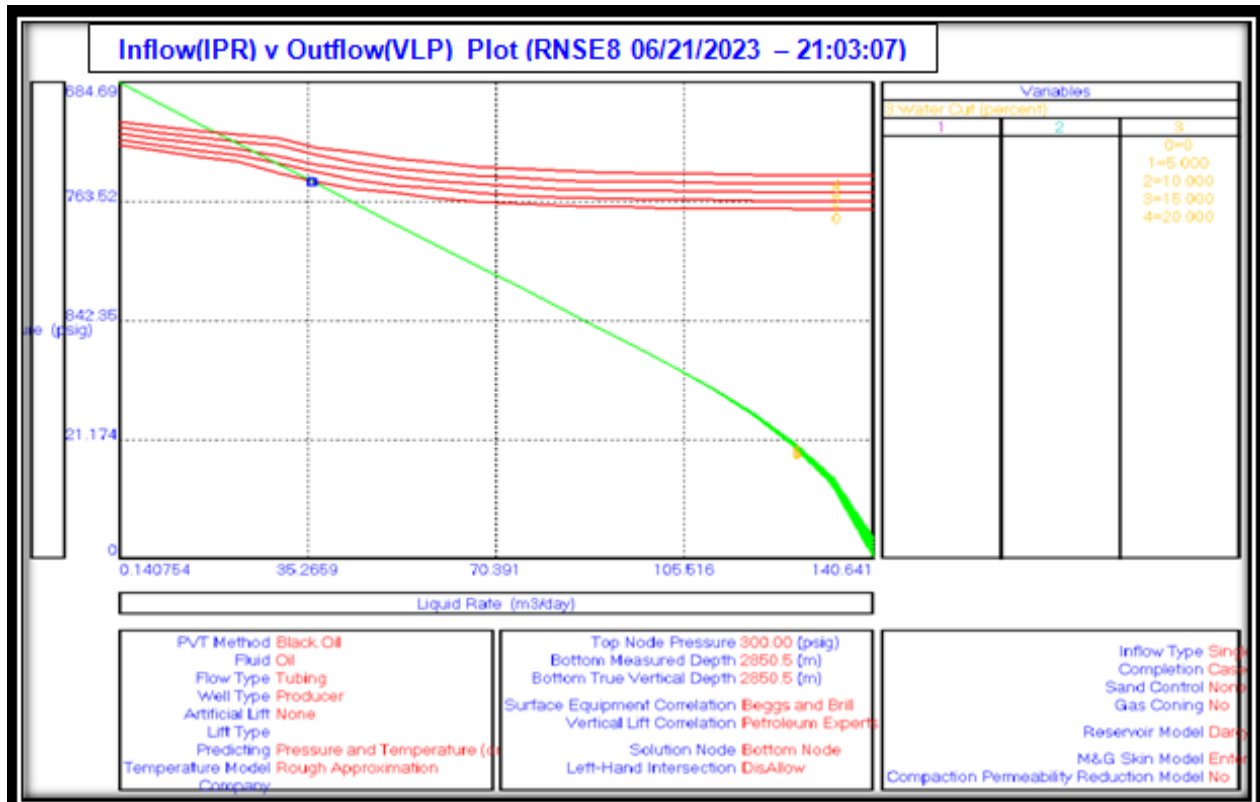


Figure IV.14: Sensibilité au Water Cut pour RNSE8.

IV.3.3. Influence du diamètre intérieur de tubing :

Dans notre cas on va varier le diamètre intérieur de tubing et enregistrer le débit d’huile correspond à chaque diamètre à fin de construire une courbe qui nous permet d’évaluer l’influence de réduction de diamètre intérieur de tubing sur la production.

Le tableau suivant montre l’influence d’ID de tubing sur la production pour les deux puits :

ID de tubing (inch)	Débit de d’huile correspondant (m ³ /day)	
	RNSE7	RNSE8
4 ^{1/2}	8.8	26.3
3 ^{1/2}	10	28.7
3	11.29	35.8
2 ^{7/8}	12.5	42.7

Tableau IV.9: Sensibilité du diamètre intérieur de tubing sur la production.

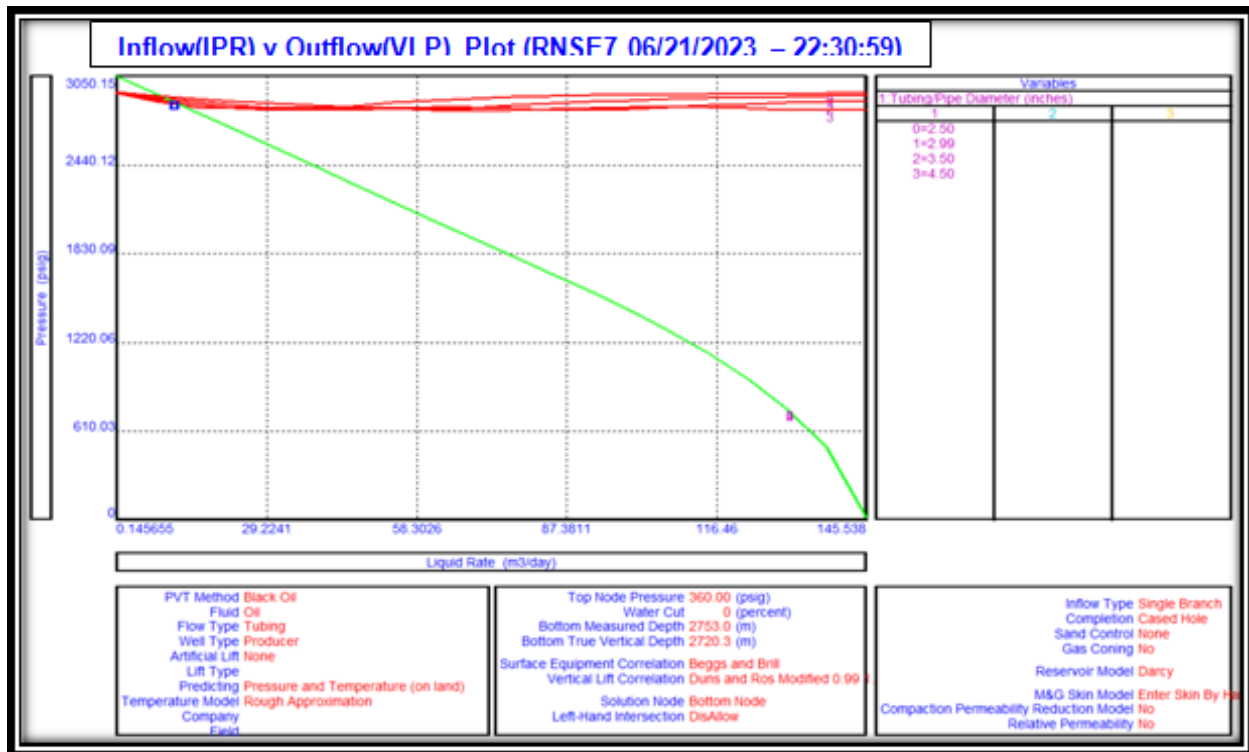


Figure IV.15: Influence du diamètre intérieur de tubing RNSE7.

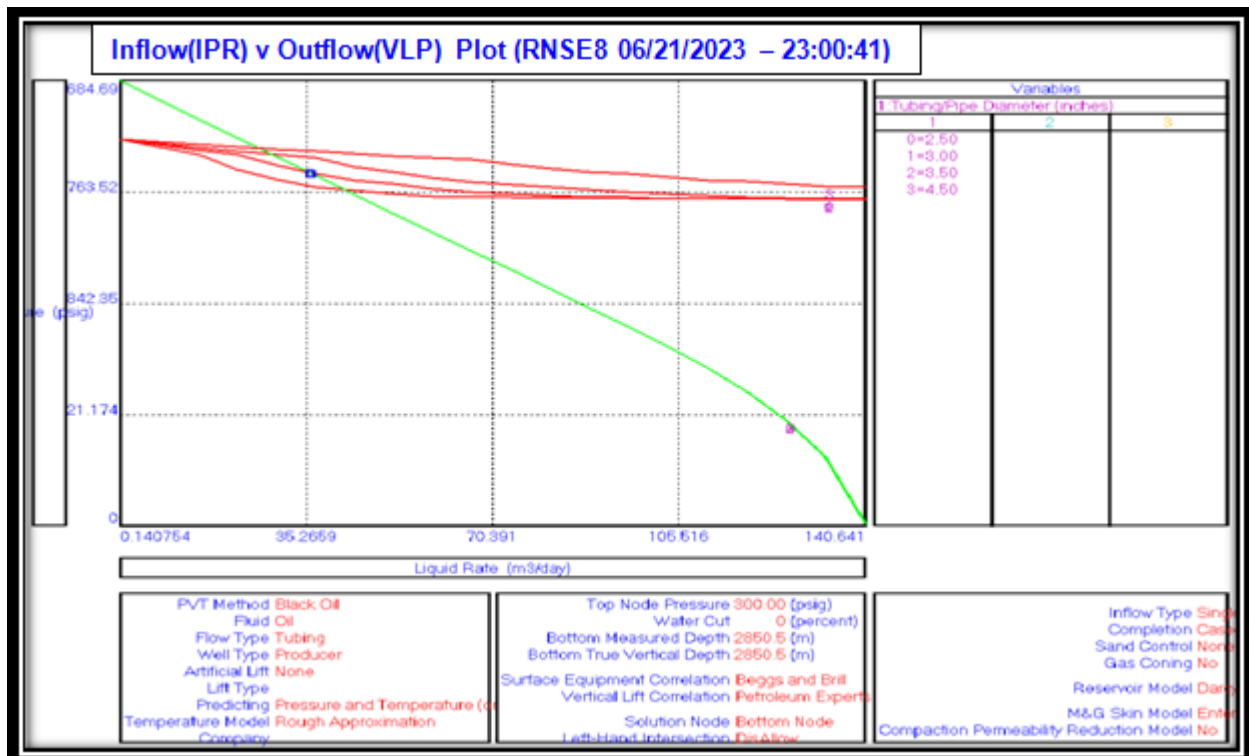


Figure IV.16: Influence du diamètre intérieur de tubing RNSE8.

D’après ce graphe, on remarque que pour RNSE7 la production augmente avec la diminution du diamètre intérieur jusqu’à la valeur de ID égale à $2^{7/8}$ qui donne un débit

maximum de 12.5 pour RNSE7 et 42.5 pour RNSE8. Alors le diamètre optimum pour les deux puits précédent est $2^{7/8}$.

IV.3.4. Effet de skin :

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

Skin	Production d'huile (m ³ /day)	
	RNSE7	RNSE8
20	17	78.9
30	11.29	52.3
35	9.4	44.4
40	8.1	37.2
45	7.1	31.2
50	6.3	26.3
55	5.6	22.6
60	5.1	20.5

Tableau IV.10: Sensibilité de skin sur la production pour RNSE7 et RNSE8.

L'étude de sensibilité sur le skin pour RNSE7 montre que la production peut atteindre 17 m³/j si en réduisant le skin à 20.

Pour RNSE8, la production atteint 78.9 m³/j à la même valeur précède de skin. Alors, pour obtenir une bonne production il faut d'essayer de réduire le facteur d'endommagement.

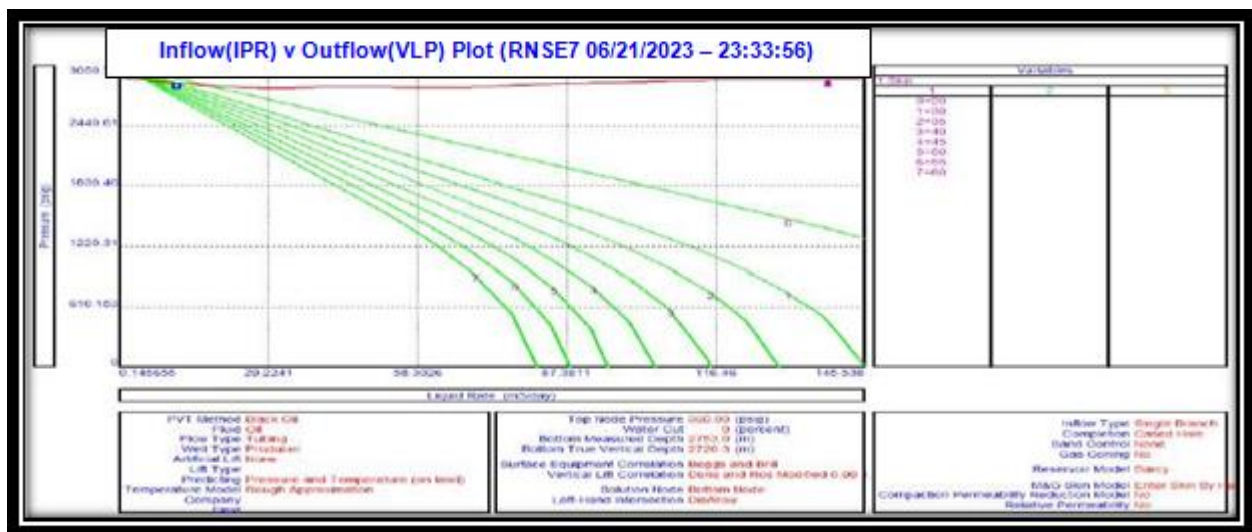


Figure IV.17: Effet de Skin pour RNSE7.

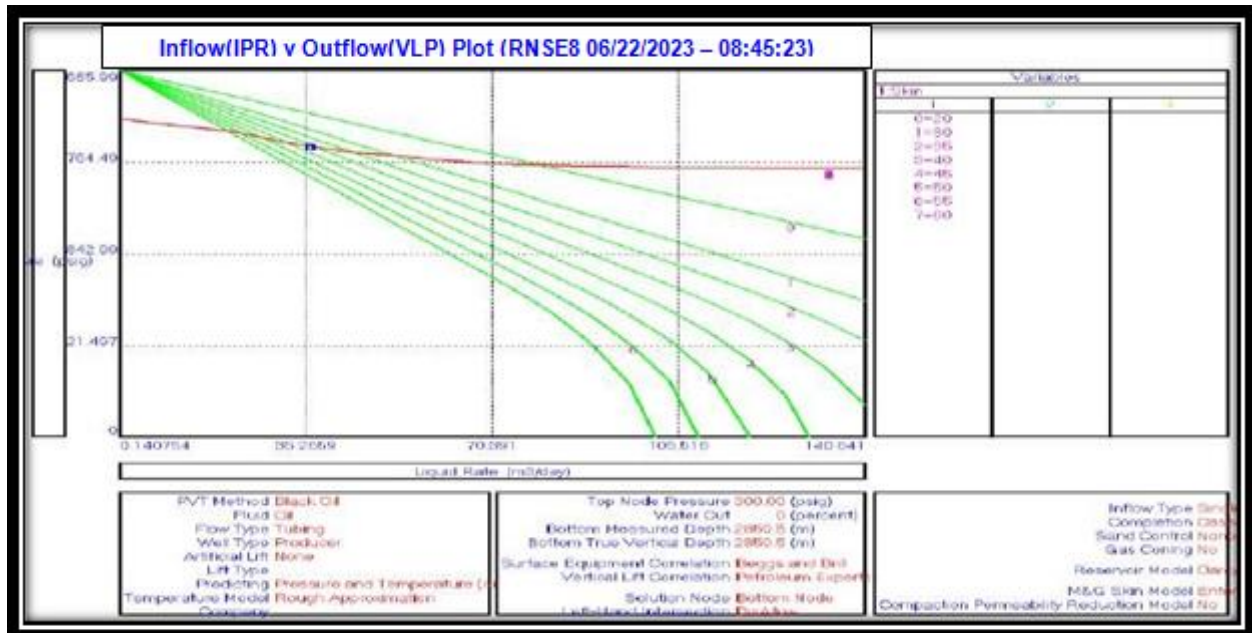


Figure IV.18: Effet de Skin pour RNSE8.

IV.4. Récupération assistée par Gas-Lift :

Vu la situation de ces puits, une action doit être prise dans le futur pour améliorer la production. La technique adaptée et convenable est celle de Gas-lift, En raison de la disponibilité de gaz dans le gisement de RHOURE NOUSS.

Une étude sera abordée dans ce mémoire pour visualiser l’effet de cette technique sur nos puits et déterminer ses différents paramètres.

IV.4.1. Optimisation de Gas-lift :

A l’aide du logiciel Prosper, nous allons optimiser le débit avec le point optimal d’injection du gaz pour les puits étudiés.

a) Paramètres du Gas-lift :

Les tableaux suivants montrent les paramètres du Gas Lift et les profondeurs d’injection maximales possibles pour chaque puits :

Le puits	RNSE7	RNSE8
Pression de démarrage (Kick Off Pressure) « psi »	1222	744
Pression de service (Available Injection Pressure) « psi »	1222	744
Densité du gaz injecté (Inj.Gaz Lift Gravity)	0.68	0.68
La pression en tête « psi »	360	300
Profondeur d’injection max « m »	2500	2500

Tableau IV.11: Paramètres de Gas-lift.

b) Détermination des débits de gaz à injecter :

A l'aide de la fonction **Artificial Lift method** de logiciel **PROSPER**, on va choisir le mode **Gas lift continu** comme méthode d'activation pour les deux puits. L'indice de productivité pour les deux puits est supérieur à 1 m³/j/bar, ce qui justifie le choix de **Gas lift Continu**.

La simulation a donné les résultats suivants :

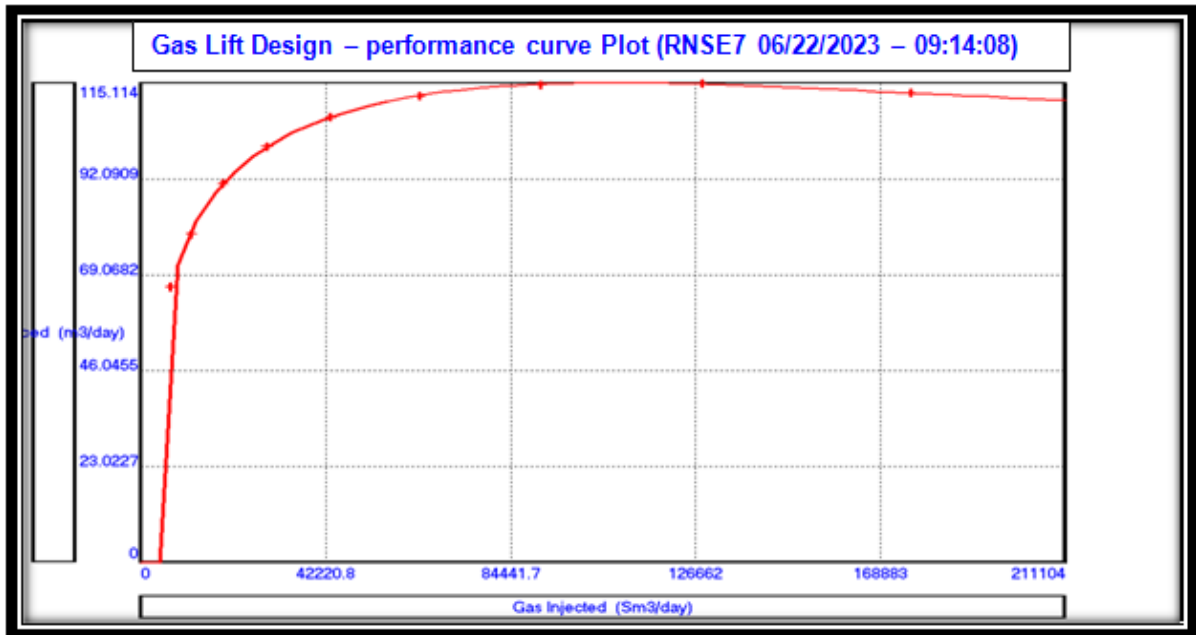


Figure IV.19: Courbe de performance du Gas-lift du puits RNSE7.

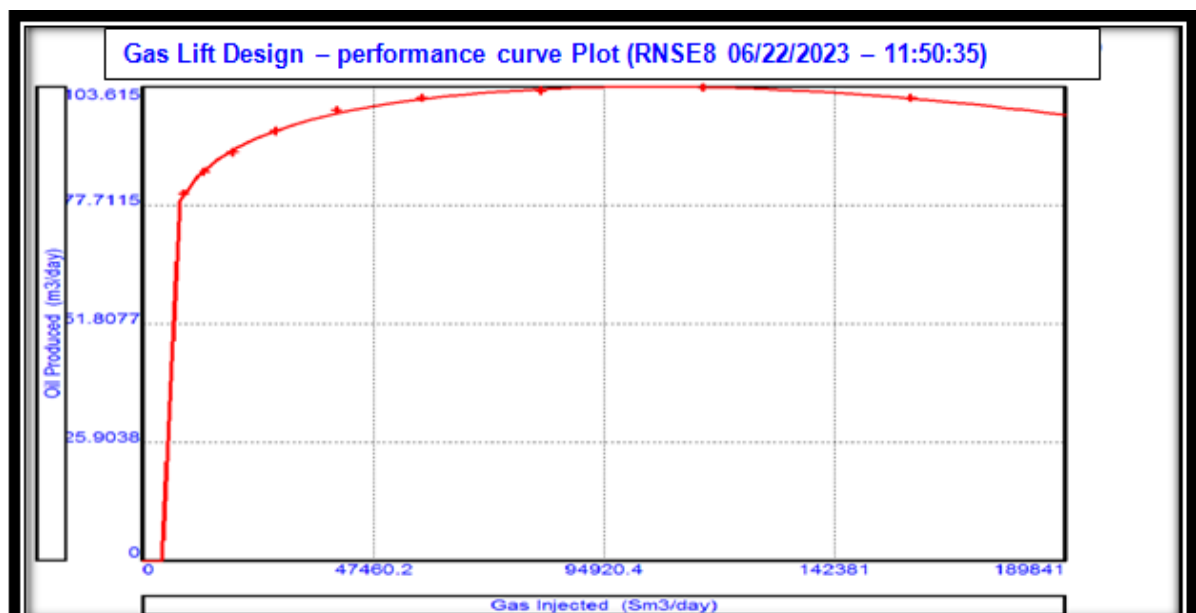


Figure IV.20: Courbe de performance du Gas-lift du puits RNSE8.

Les courbes ci-dessus montrent l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté :

- ✚ Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit de gaz injecté jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale, cela est dû à la diminution des pertes de charges hydrostatiques.
- ✚ A partir d'un certain débit d'injection, Le débit de liquide commence à diminuer à cause de l'augmentation des pertes de charge dues au frottement dans le tubing.

A l'aide de la fonction **Design** du logiciel **PROSPER** on obtient le débit optimal du gas lift injecté, donnant ainsi un débit d'huile proche de $Q_{0\max}$ avec un minimum de la perte de charge.

Le tableau ci-dessous englobe les débits d'injection de gaz et de production d'huile maximaux et optimaux pour l'ensemble des puits étudiés :

Puits	$Q_{0\text{Max}}$ (m ³ /j)	$Q_{g\text{Inj.Max}}$ (m ³ /j)	$Q_{0\text{Optim}}$ (m ³ /j)	$Q_{g\text{Inj.Optim}}$ (m ³ /j)
RNSE7	115.114	99420.38	62.64	9842.38
RNSE8	103.615	48579	62.4	22327.5

Tableau IV.12: Débits d'injection optimaux et maximaux des puits étudiés.

D'après ces résultats on constate que l'injection de $Q_{0\max}$ est considérée comme très grande d'un point de vue économique et technique ; économique puisqu'elle demande une grande quantité de gaz ; et technique puisqu'un tel débit de gaz peut engendrer des pertes de charges très grandes, des problèmes d'érosion de l'équipement et aussi des problèmes de sécurité. C'est pour cela qu'on se limite à l'injection d'un débit optimal.

c) Détermination de la position des vannes :

Les positions des vannes sont illustrées dans les figures suivantes :

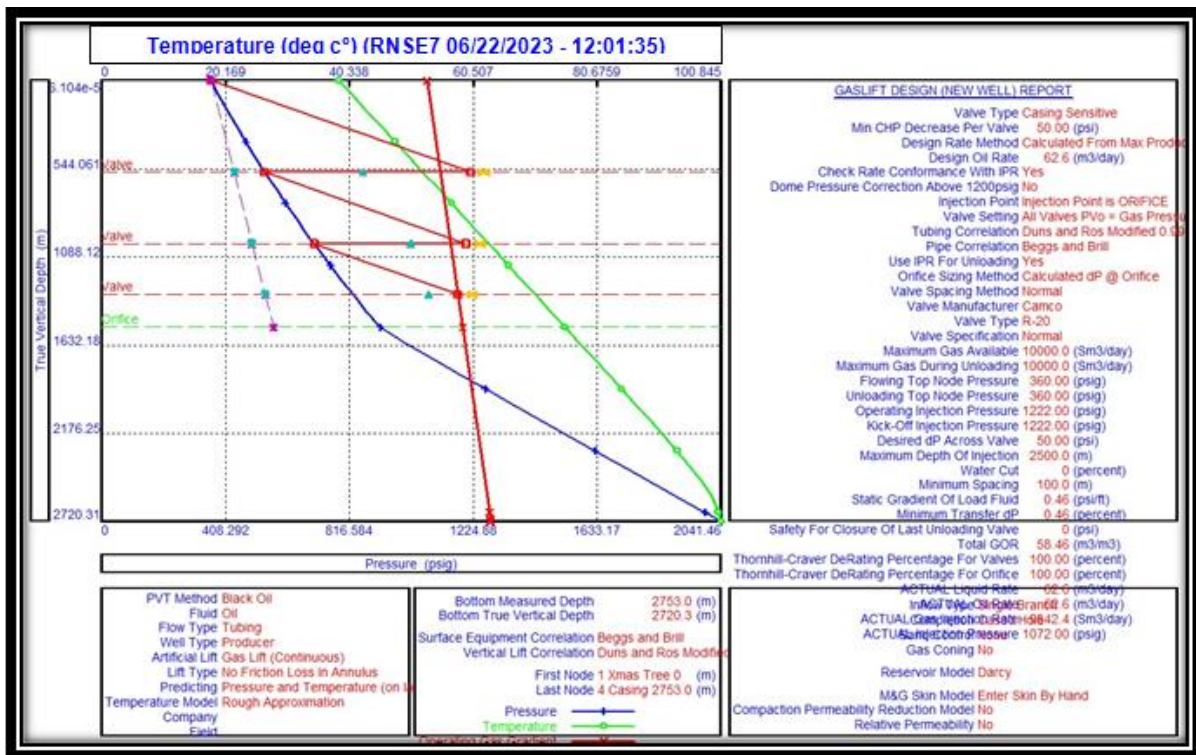


Figure IV.21: Positions des vannes de Gas lift pour RNSE7.

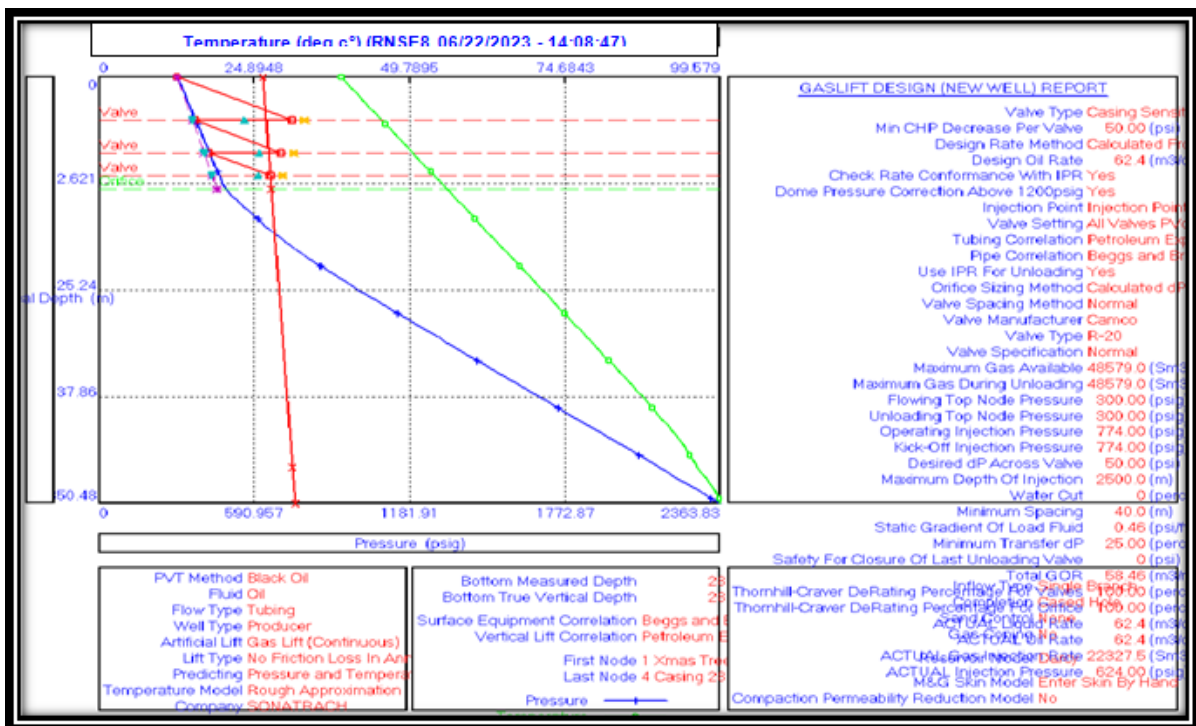


Figure IV.22: Positions des vannes de Gas lift pour RNSE8.

La position et le tarage des vannes sont détaillés dans les tableaux ci-dessous :

Numéro de vanne	Type de vanne	Profondeur verticale vraie (m)	Taille de l'orifice 64 "	Pression d'ouverture de vanne (psig)	Pression fermeture de vanne (psig)
1	Valve	565.8	8	1263.96	1251.56
2	Valve	1004.7	8	1246.51	1236.76
3	Valve	1334.5	8	1220.97	1213.46
4	Valve	1572.5	8	1188.61	1183.08
5	Orifice	1709.7	9		

Tableau IV.13: Design des vannes de Gas lift pour RNSE7.

Numéro de vanne	Type de vanne	Profondeur verticale vraie (m)	Taille de l'orifice 64 "	Pression d'ouverture de vanne (psig)	Pression fermeture de vanne (psig)
1	Valve	289.4	8	786.80	779.70
2	Valve	506.2	8	746.38	740.86
3	Valve	659.5	8	703.16	699.01
4	Orifice	750.2	17		

Tableau IV.14: Design des vannes de Gas lift pour RNSE8.

d) Détermination de La pression et de la profondeur d'injection :

La pression et la profondeur d'injection optimale pour les deux puits sont illustrées dans le tableau suivant :

Puits	Profondeur d'injection optimale	Pression d'injection (psig)	$Q_{g,inj}$ (m3/j)	Q_o (m ³ /j)
RNSE7	1709	1072	9842.38	62.7
RNSE8	750	624	22327.5	62.4

Tableau IV.15: Profondeur et pression d'injection.

D'après ces résultats, on constate une amélioration de débit grâce au gaz lift concernant les deux puits.

Puits	Q_o Sans Gas-lift (m3/j)	Q_o avec Gas-lift (m ³ /j)
RNSE7	11.29	62.7
RNSE8	36	62.4

Tableau IV.16: Apport de Gas lift pour les deux puits.

Le tableau nous montre l'effet de gaz lift sur les puits étudiés :

- ✚ Pour le puits RNSE7, le gain est de l'ordre 51.41m³/j et le puits RNSE8 leur gain est 26.4 m³/j.

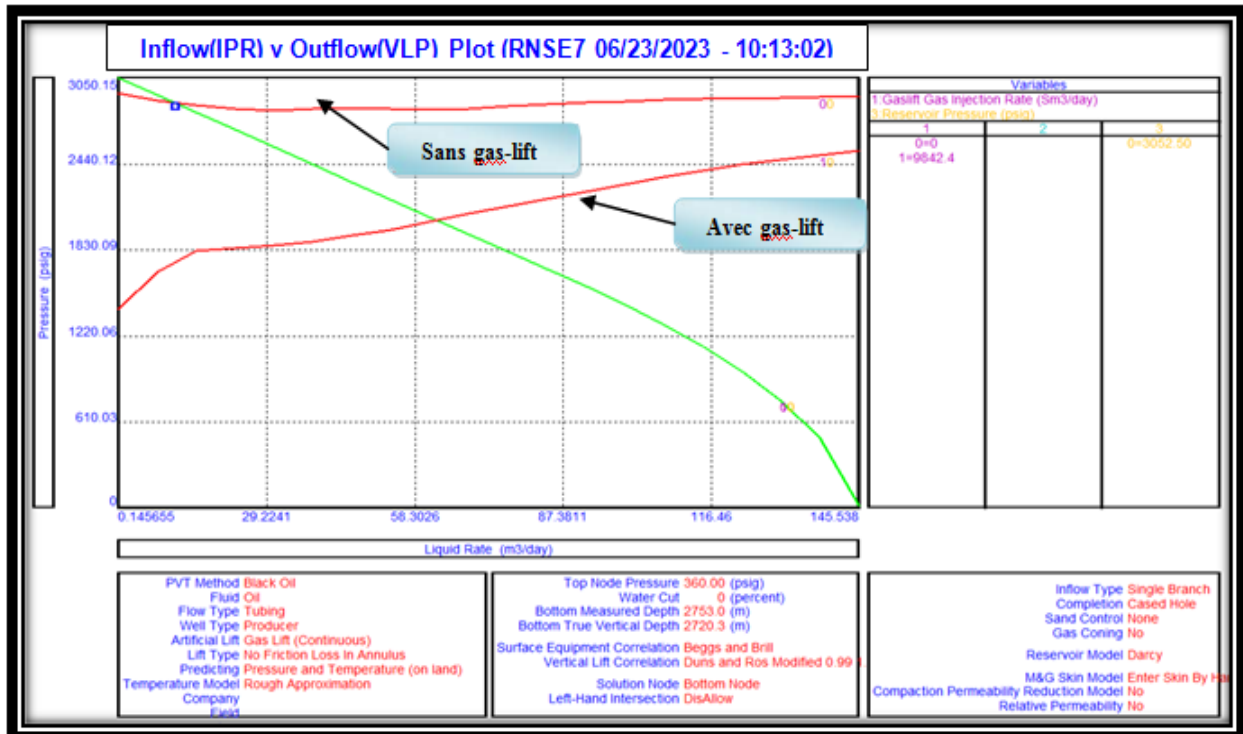


Figure IV.23: Effet de gas lift sur RNSE7.

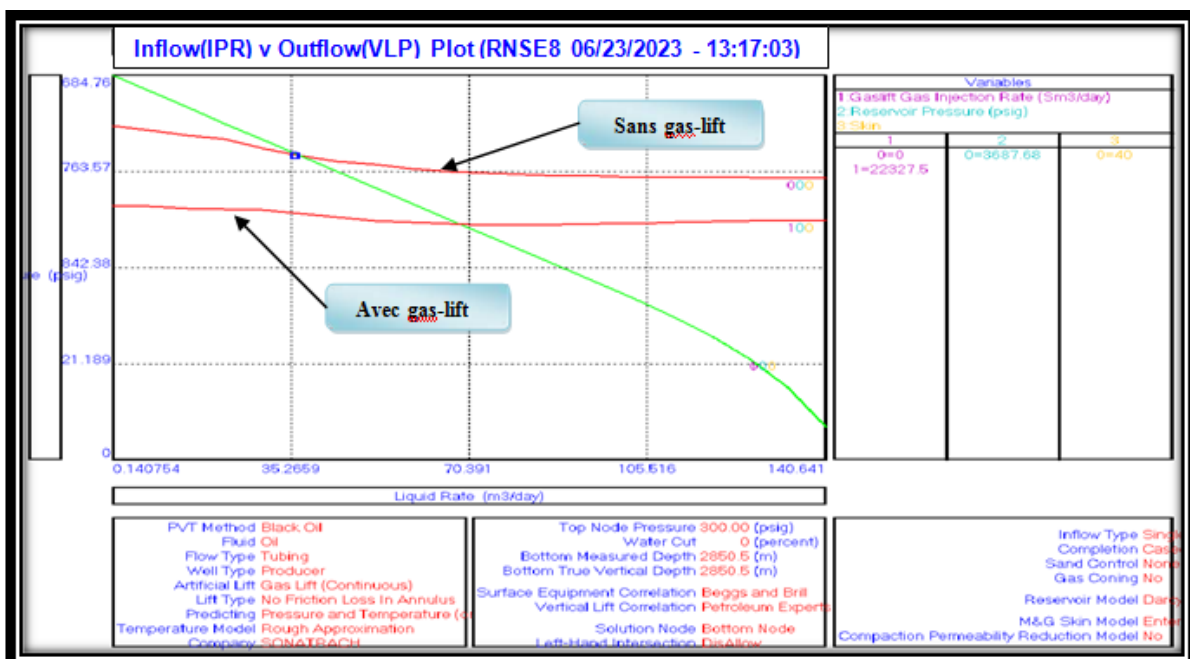


Figure IV.24: Effet de gas lift sur RNSE8.

Paramètres influençant sur les puits en gas lift :

La production optimale d'un puits équipé en gas lift est susceptible d'être affectée par certains nombres de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production généralement par une chute.

Sensibilité au water cut :

Sensibilité au Water cut (%)	RNSE7		RNSE8	
	Le débit Sans GL (m ³ /j)	Le débit avec GL (m ³ /j)	Le débit Sans GL (m ³ /j)	Le débit avec GL (m ³ /j)
0	11.29	62.7	37.2	68.5
5	6.3	58.4	28.8	62.6
10	1.6	54.2	23.5	57.4
15	0	50.1	18.7	51.7
20	0	46	15	46.2

Tableau IV.17: Sensibilisé de water cut sur la production avec et sans GL.

Si on compare entre la production sans gas lift et la production avec gas lift pour RNSE7, on constate que le débit est 62.7 m³/j pour 0% water cut et il atteint 46 m³/j pour un water cut de 20%. Le puits continue à produire pour un water cut supérieur à 20% contrairement si le puits n'est pas équipé de gas lift. Pour RNSE8 le débit est 68.5 m³/j pour 0% water cut et il atteint 46.2 m³/j pour un water cut de 20%, par contre sans gas lift le puits est produits avec baisse débit.

IV.4.2.2. Sensibilité à la pression du réservoir :

Dans notre cas on va varier la pression de réservoir et enregistrer le débit d'huile correspondant à chaque pression, ceci à fin de d'évaluer l'influence de déplétion de pression de réservoir sur la production avec et sans gas-lift.

Sachant que le débit d'injection de gas-lift est de 9842.38 Sm³/J pour RNSE7 et de 22327.5 Sm³/j pour RNSE8.

Le tableau suivant montre l'influence de déplétion de pression de réservoir sur la production pour les deux puits :

RNSE7		
Sensibilité à la Pr (psig)	Le débit Sans GL (m ³ /j)	Le débit avec GL (m ³ /j)
3052.5	11.29	62.7
3000	6.4	60.6
3950	1.3	58.6
2900	0	56.6
2850	0	54.6
RNSE8		
Sensibilité à la Pr (psig)	Le débit Sans GL (m ³ /j)	Le débit avec GL (m ³ /j)
3687.68	35.8	62.4
3500	19.7	59.1
3400	13.3	54.2
3300	6.7	48.7
3200	0	42.7

Tableau IV.18: Sensibilisé à la déplétion de pression de réservoir sur la production avec et sans GL.

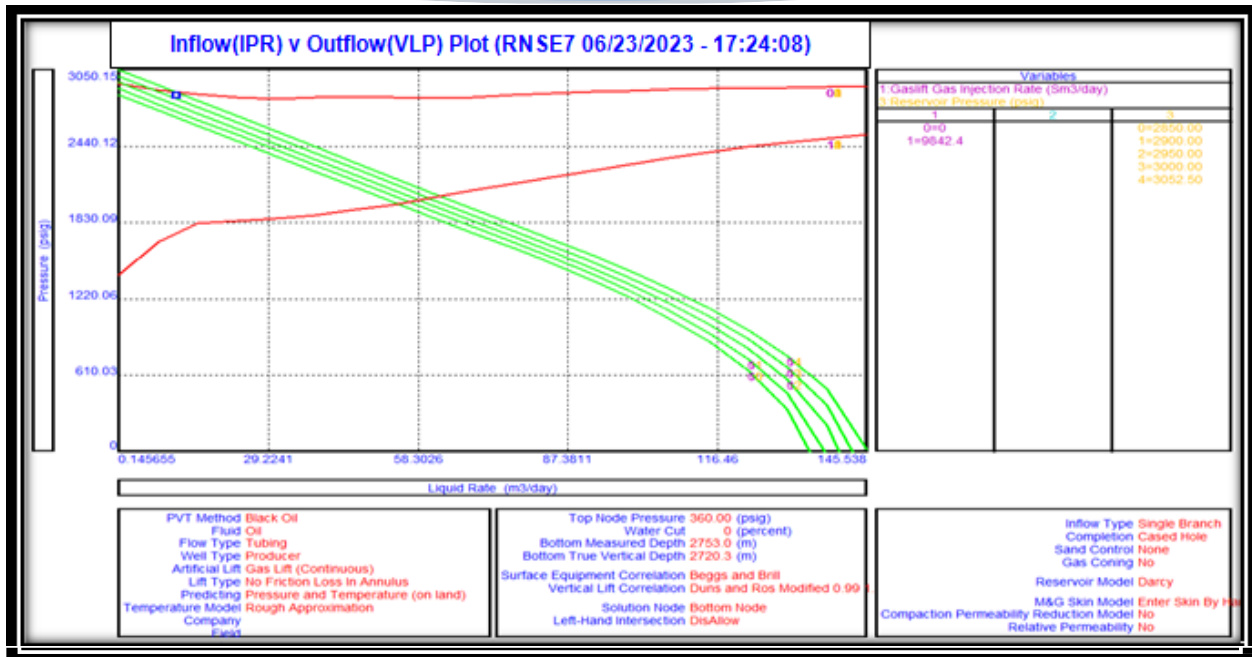


Figure IV.25: sensibilisé à la Pr sur la production avec et sans GL RNSE7.

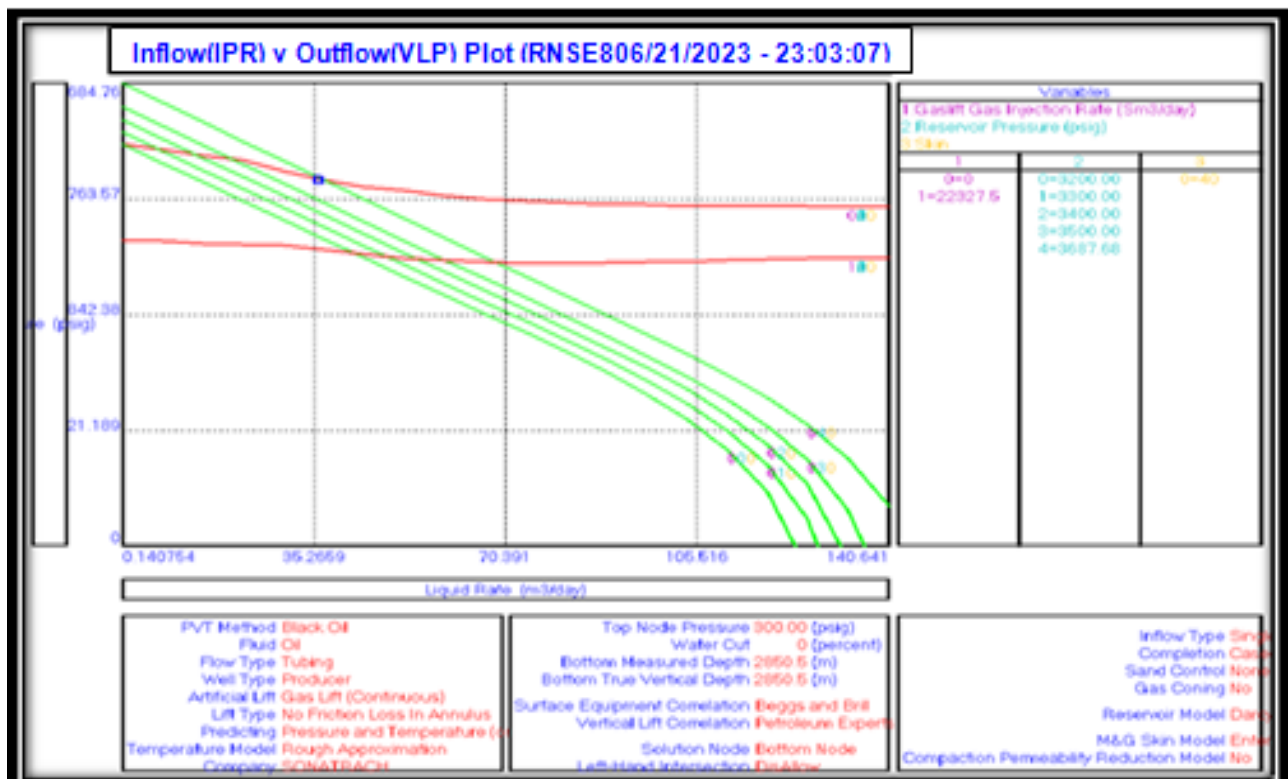


Figure IV.26: Sensibilisé à la Pr sur la production avec et sans GL RNSE8.

Si on compare la production du puits RNSE7 avec et sans gas lift en fonction de déclin de pression de réservoir, on constate que le débit est 62.7 m³/j pour une pression de réservoir de 3052.5 psig tandis qu’il est égale à 54.6 m³/j pour une pression de réservoir de 2850psig. Le puits continue à produire pour une pression de réservoir inférieure à 3950 psig, contrairement que si le puits n’est pas équipé de gas lift où la production devient nulle.

Pour RNSE8, le débit est 62.4 m³//j pour une pression de réservoir de 3687.68 psig et il atteint 42.7 m³/j pour une pression de réservoir de 3200 psig, par contre sans gas lift le puits ne produits plus pour des valeurs inférieure à 3300 psig.

IV.5. Etude Economique :

Dans cette partie, on calcule le **POT** (Pay-out time) de projet de Gas Lift pour le puits RNSE8 et voir est ce que le projet est économiquement réalisable ou pas.

POT : c’est le temps à partir de le quel un projet commence à rentrer des bénéfices.

En d’autres termes se définit comme le temps nécessaire pour que le cumul des cash d’exploitation d’un projet devienne égal au capital initialement investi.

Le coût de l’opération de Work-Over pour changer le concentrique par des vannes de gas lift est (1231574.31 \$).Si on compare la production sans gas-lift 36 m³/j et avec gas-lift

62.4 m³/j, on a un gain de 26.4 m³/j. nous concluons que l'opération sera économiquement profitable parce qu'il y a un gain important de production.

Pay out Time = (Coût de l'opération) / (gain de production x Coût du pétrole).

On a :

+ Gain de production = 62.4 - 36 = 26.4 S m³/j = 166.051 bbl/j.

+ Coût de l'opération = 1808760.33 \$.

+ Coût du pétrole = 73.60 \$/bbl.

POT = 1808760.33\$ / (166.051 bbl/j * 74.44 \$/bbl) = 148 jours.

et pour RNSE7 **POT** = 1808760.33\$ / (323.359 bbl/j * 73.60 \$/bbl) = 76

Conclusion :

Le Pay out Time de RNSE8 est 148 jours. A partir de 5 mois on commence à rentrer des bénéfices et presque 2 mois et demi pour RNSE7.

Donc : Economiquement le projet de Gas Lift est réalisable pour les deux puits.

CONCLUSION GENERALE

L'étude d'optimisation qu'est réalisée sur l'ensemble des puits du gisement d'anneaux d'huile Rhourde Nouss Sud-Est nous permet de conclure les points suivants :

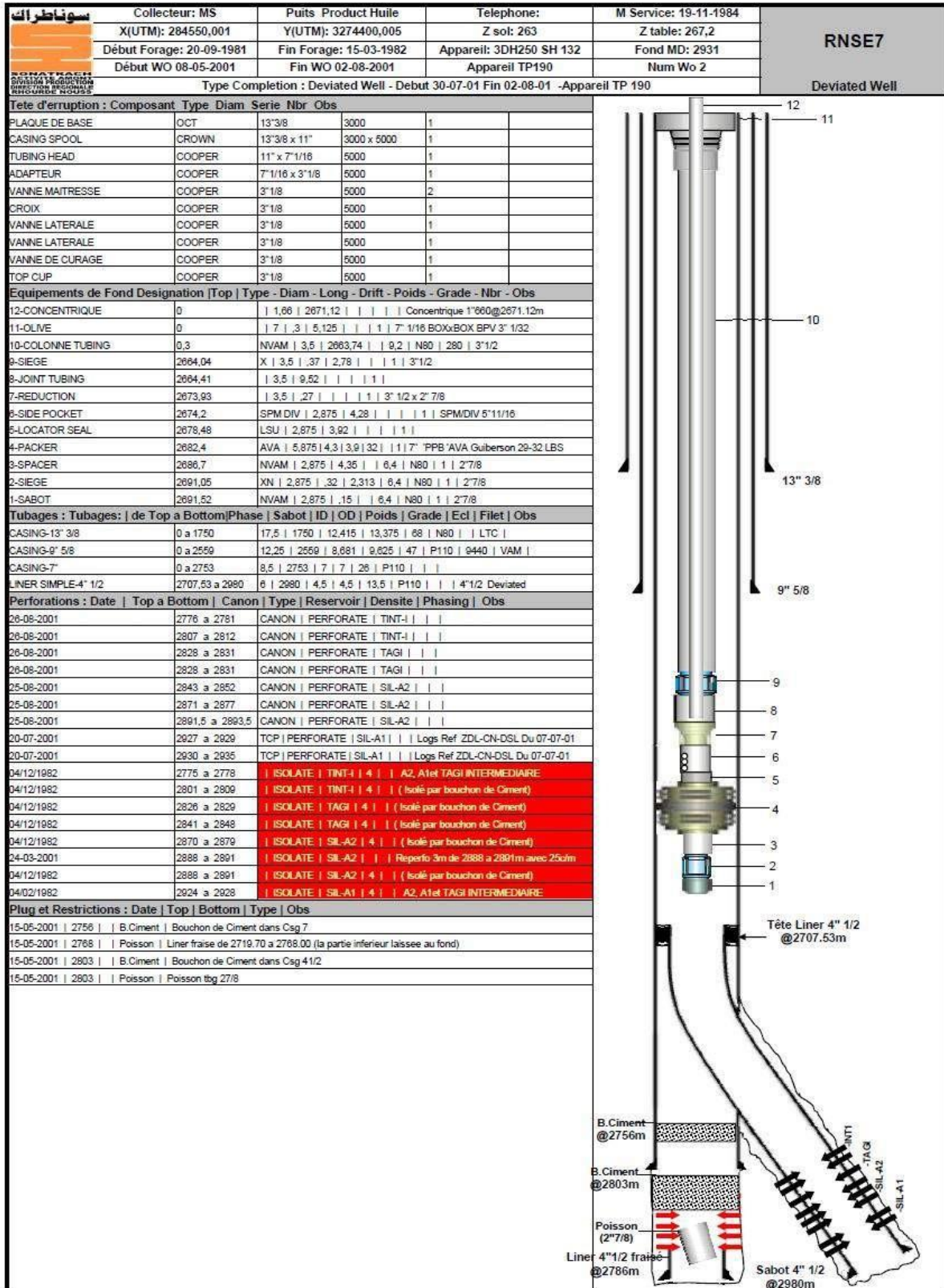
- La construction des IPR est faite sur la base de l'équation de DARCY.
- Le calcul des AOFP de l'ensemble des puits nous a montré que RNSE 7 et RNSE 8 ont des bons potentiels.
- La corrélation de Duns and Ros Modified donne les prédictions des pertes de charges verticales les plus précises pour le puits RNSE7 et pour RNSE8 c'est la corrélation Petroleum Experts3.
- L'étude d'évolution de production met en évidence un grand effet de déclin de la pression de réservoir et l'augmentation de Water cut qui influe gravement sur la production de ces puits.
- L'évolution de skin a une grande influence sur la production de ces puits. Si on a une augmentation de skin la production chute par contre la diminution de celle-ci la production augmente.
- Le changement de diamètre à un grand effet sur la production d'après l'étude de sensibilité sur ID.
- L'apport de Gas-Lift a un effet positif pour les puits du fait qu'il améliore leur production.
- La pression d'injection de gas lift et la distance entre les vannes sont des paramètres qui contrôlent sur le nombre des mandrins.
- Le design des puits nous donne le nombre des mandrins à poches et leur emplacement dans le tubing, le type des vannes a équipé chaque puits et leur pression de tarage.
- L'étude économique du projet montre que l'opération du changement du concentrique pour les deux puits est rentable et réalisable du fait que le POT = 76 jours pour RNSE7 et 148 jours pour RNSE8.

Bibliographie

1. "Récupération assistée par" "GAS-LIFT". Document SERPRO SN. Edition 2
September 2001 .
2. H.Dale Beggs: "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI and
Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, (2003).
3. "Gas Lift Design and Technology", Schlumberger 1999.
4. Documents internes de Sonatrach, région Rhourde Nouss « DMN 2005 ».
5. Artificial Lift Manual Part 2A, Gas Lift Dsign, Shell International Petroleum.
- 6.Howard B.Bradley, Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum
engineers, (1978).
7. Okorochoa, I. T., Chinwuko, C. E., Mgbemena, C. E., & Mgbemena, C. O. (2020).
Gas lift optimization in the oil and gas production process: a review of production
challenges and optimization strategies. *International Journal of Industrial
Optimization*. 1(2). 61–70.
8. Gilbert, W.E. 1954. Flowing and Gas-Lift Well Performance. Drill. & Prod. Prac.,
126-57. Dallas, Texas: API.
9. Mach, J., Proano, E., and Brown, K.E. 1979. A Nodal Approach for Applying
Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. Paper SPE
8025 available from SPE, Richardson, Texas.
10. Brown, K.E. 1984. The Technology of Artificial Lift Methods, 4. Tulsa,
Oklahoma: PennWell Publishing Co.

ANNEXE

Fiche technique(RNSE7):



Fiche technique(RNSE8):

	Collecteur: MS	Puits Product Huile	Telephone:	M Service: 25-02-1993	RNSE8
	X(UTM): 283850,503	Y(UTM): 3275149,504	Z sol: 271,55	Z table: 279,15	
	Debut Forage: 11-04-1992	Fin Forage: 26-11-1992	Appareil: TP181	Fond MD: 3700	
	Debut WO 07-01-1993	Fin WO 17-01-1993	Appareil TP181	Num Wo 2	
Type Completion : Debut 29-11-95 Fin 03-12-96 -Appareil TP 182Simple					

Tete d'erruption : Composant	Type	Diam	Serie	Nbr	Obs
PLAQUE DE BASE	CROWN	18" 5/8	5000	1	
CASING SPOOL	CROWN	18" 5/8 x 13" 5/8	5000	1	
CASING SPOOL	CROWN	13" 5/8 x 11"	5000	1	
TUBING HEAD	CAMERON	11" x 7" 1/16	5000	1	
ADAPTEUR	CAMERON	7" 1/16 x 3" 1/8	5000	1	
VANNE MAITRESSE	CAMERON	3" 1/8	5000	2	
CROIX	CAMERON	3" 1/8	5000	1	
VANNE LATERALE AUTOMATIQUE	CAMERON	3" 1/8	5000	1	
VANNE LATERALE	CAMERON	3" 1/8	5000	1	
VANNE DE CURAGE	CAMERON	3" 1/8	5000	1	
TOP CUP	CAMERON	3" 1/8	5000	1	

Equipements de Fond Designation [Top Type - Diam - Long - Drift - Poids - Grade - Nbr - Obs		
17-CONCENTRIQUE 1"660	0	CONCENTRIQUE 1"660 Sabot a la Cote 2550,51m
16-OLIVE	0	- 3,5 - ,17 - - - - 1 - Olive
15-PUP JOINT	,17	- 3,5 - 16,06 - - - - 5 - PUP JOINT ADJ
14-COLONNE TUBING	16,23	- 3,5 - 2591,78 - 2,875 - - - 270 - Tubing 3 1/2 EU
13-REDUCTION	2608,01	- 2,875 - ,35 - - - - 1 - Reduction 3 1/2 x 27/8
12-JOINT TUBING	2608,36	- 2,875 - 9,63 - - - - 1 - Tubing 2 7/8 EU
11-MANCHON	2617,99	- 2,875 - ,13 - - - - 1 - Manchon 27/8 EU
10-SIEGE	2618,12	- 2,875 - ,12 - - - - 1 - Siege X EU
9-JOINT TUBING	2618,24	- 2,875 - 9,36 - - - - 1 - Tubing 2 7/8 EU
8-SIDE POCKET	2627,6	- 2,875 - 2,63 - - - - 1 - Side Pocket
7-PUP JOINT	2630,23	- 2,875 - 1,73 - - - - 1 - PUP JOINT EU
6-TUBE FLOW	2631,96	- 2,875 - ,29 - - - - 1 - Tubing Flow
5-ANCHOR SEAL	2632,25	- 2,875 - ,19 - - - - 1 - Anchor.Seal.avec joint telescopique
4-PACKER	2632,44	- 7 - ,8 - - - - 1 - Packer
3-JOINT TUBING	2633,24	- 2,875 - 8,83 - - - - 1 - Tubing 2 7/8
2-SIEGE	2642,07	- 2,875 - ,28 - - - - 1 - Siege XN
1-SABOT	2642,35	- 2,875 - 1 - - - - 1 - Sabot 27/8

Tubages : Tubages : de Top a Bottom	Phase	Sabot	ID	OD	Poids	Grade	Ecl	Filet	Obs
CASING-18" 5/8	0 a 428	24	428	17,755	18,625	K55	STC		
CASING-13" 3/8	0 a 2102	17,5	2102	12,415	13,375	N80	LTC		
CASING-9" 5/8	0 a 2445	12,25	2445	8,681	9,625	P110			
CASING-7"	2445 a 3147	8,5	3147	6,094	7	P110			
LINER SIMPLE-4" 1/2	2994 a 3697,33	6	3697,33	4,5					Tete Liner-2994m.

Perforations : Date	Top a Bottom	Canon	Type	Reservoir	Densite	Phasing	Obs
02/10/1993	2654,5 a 2656	RDX	PERFORATE	TINT-1	4	0	REF FDC-CNL-GR-12-09-1992
02/10/1993	2683,5 a 2685,5	RDX	PERFORATE	TINT-1	4		REF FDC-CNL-GR-12-09-1992
02/10/1993	2688 a 2690	RDX	PERFORATE	TINT-1	4		REF FDC-CNL-GR-12-09-1992
17-02-1997	2712,5 a 2718		REPERFORATE	TAGI	20	60	REPERF PAR ALDIA
17-02-1997	2741 a 2746		REPERFORATE	SIL-A2	20	60	REPERF PAR ALDIA
17-02-1997	2760 a 2763		REPERFORATE	SIL-A2	20	60	REPERFORATION PAR ALDIA
	2783,8 a 2785		PERFORATE	SIL-A2			SIL-A2 + SIL-A1 ZONE A HUILE
	2785 a 2788,3		PERFORATE	SIL-A1			SIL-A2 + SIL-A1 ZONE A HUILE

Plug et Restrictions : Date	Top	Bottom	Type	Obs
18-02-2012	2664	2780,3	Poisson	12 Joints 1"660 du Train de nettoyage laisse au fond.
11-04-1992	2850,5		B.Ciment	7"
11-04-1992	2975		Bridge Plug	7"
11-04-1992	3056		Bridge Plug	4"1/2