

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté Par :

MAHDJOUB Yacine

-THEME-

AMELIORATION DE LA PRODUCTION DU CHAMP RDC-HMD PAR INJECTION GAZ LIFT

Soutenu le : / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	DADEN Abdelghafour	Professeur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Professeur	Univ. Ouargla
Examineur :	DJEBAS Fayçal	MCA	Univ. Ouargla

Remerciements

Je remercie tout d'abord mon Dieu qui m'a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous mes remerciements vont à mon Encadreur Mr ALI ZEROUKI Ahmed qui a accepté d'encadrer ce mémoire et qui m'a guidé tout au long de ce travail.

Je tiendrai également à remercier énormément ma femme BELHOUARI Hanane qui m'encourage

Je n'oublierai pas de remercier mes enseignants de département de production et mes collègues de département contrôle de puits pour les efforts qu'ils ont fournis durant mon cursus afin de m'amener jusqu'au bout de ma formation. Je profite de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de
vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements

A ma très chère femme HANANE et mes deux enfants
ALAA et MOHAMED.

A toute ma grande famille MAHDJOUR

A tous mes meilleurs amis.

A mon promoteur Mr: ALI ZEROUKI Ahmed

A mon Co-Encadreur d'entreprise Mrs: HANANE
BELHOUARI

Sans oublier les gens de service contrôle puits champ
Nord, DP SH.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très
chaleureusement à ceux que j'aime et je respect

ملخص

الهدف من هذا العمل هو الحصول على معدل حقن الغاز الأمثل الذي يعطي أقصى إنتاج للنفط. يعد الحصول على المعدل الأمثل لحقن الغاز أمراً مهماً لأن معدل حقن الغاز المفرط يقلل من معدل إنتاج النفط ويزيد من تكاليف التشغيل.

للحصول على معدل حقن الغاز الأمثل لتحقيق أقصى إنتاج للنفط، تم استخدام برنامج PIPESIM لنمذجة جميع آبار الحقل. تم استخدام بيانات مانع الخزانات المعاد تجميعها بمطابقة معطيات PVT. حالياً يتم إنتاج النفط من 17 بئراً في حقل RDC، ويبلغ متوسط معدل إنتاج النفط في الحقل حوالي 760.8 متر مكعب في اليوم مع معدل حقن غاز الرفع حوالي 295,000 متر مكعب في اليوم. ووفقاً لنتائج المحاكاة لبرنامج PIPESIM فقد تم الوصول إلى الحد الأقصى لمعدل إنتاج البترول وهو 1322.4 م³/يوم.

إن تحسين الإنتاج ومعدلات تخصيص الغاز التي تم الحصول عليها من خلال هذه المذكرة تظهر نتائج قريبة جداً من الوضع الحالي لجميع الآبار المنتجة.

الكلمات المفتاحية: GL، PIPESIM، التحسين، الإنتاج، RDC

Abstract

The objective of this work is to obtain the optimum gas injection rate that gives the maximum oil production. Obtaining the optimum gas injection rate is important because an excessive gas injection rate reduces the rate of oil production and increases operating costs.

To obtain the optimum gas injection rate to achieve maximum oil production, the PIPESIM program is used to model all wells. The recombined reservoirs fluid data had been used for PVT matching. Currently, the oil produced from 17 wells in the RDC field, the average oil production rate of the RDC field is about 760.8 Sm³/day with a lift gas injection rate of about 295,000 Sm³/day. According to the simulation results of PIPESIM program, the maximum oil production rate was reached 1322.4 Sm³/day.

The optimization of the production and the lifting gas allocation rates obtained by this thesis show results quite close with the current state of all the producing wells.

Keywords: GL, PIPESIM, optimization, production, RDC

Résumé

L'objectif de ce travail est d'obtenir le débit d'injection du gaz optimal qui donne le maximum de production de pétrole. L'obtention du taux d'injection du gaz optimal est important, car un taux d'injection du gaz excessif réduit le taux de production de pétrole et augmente les coûts d'exploitation.

Pour obtenir le taux d'injection de gaz optimal pour atteindre la production maximale de pétrole, tous les puits ont été modélisés par le programme PIPESIM. Les données de fluide de réservoir recombinaison avaient été utilisées pour la correspondance PVT. Actuellement, le pétrole produit à partir de 17 puits du champ RDC. Le taux de production moyen de pétrole du champ RDC est d'environ 760.8 Sm³/jour avec un taux d'injection de gaz lift d'environ 295000 Sm³/jour. D'après le résultat de la simulation du programme PIPESIM, le taux de production de pétrole maximal a été atteint 1322.4 Sm³/jour.

L'optimisation de la production et les taux d'allocation de gaz de levage obtenus par ce travail de thèse montrent des résultats assez proches avec l'état actuel de tous les puits producteurs.

Mots-clés : Gaz Lift, PIPESIM, optimisation, production, RDC

SOMMAIRE

Remerciement	
Dédicaces	
Résumé	
Liste Des Figures	
Liste Des Tableaux	
Liste D'abréviation	
Liste Des Symboles	
Introduction Général	01
Chapitre I : Présentation du champ RDC	
I.1. Situation Géographique De Champ RDC	02
I.2. Historique de la région RDC	03
I .2.1.Propriétés et Qualité du réservoir	04
I .2.2.Sédimentologie et continuité du réservoir	04
I .3. Analyse Géologique	06
I .3.1.Position des Puits	06
I.3.2. Evolution structurale	07
I.3.3. Migration et piégeage des Hydrocarbures	08
I .4. Les Problèmes techniques d'exploitation	09
Conclusion	09
Chapitre II : Performance des puits	
II.1 Analyse Nodale	10
II.1.1 Introduction	10
II.1.2 Concept de l'analyse nodale	11
II.1.3 Procède d'application de l'analyse nodale	12
II.1.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud	12
II.1.5 L'objectif de l'analyse nodale	12
II.1.6 Conclusion	13
II.2.1 Ecoulement multiphasique	13

II.2.1.1.2 Ecoulements horizontaux	14
II.2.1.1 Régime et type d'écoulement	14
II.2.1.1.1 Ecoulements verticaux	15
II.2.1.2 Variation de la pression le long d'une conduite	16
II.2.1.3 Ecoulement multiphasique dans la duse	16
II.2.1.3.1 Régime critique	16
II.2.1.3.2 Régime transitoire	16
II.2.1.3.3 Régime non critique	16

Chapitre III: Le gaz lift

III.1. Introduction	17
III .2. Système de Gaz Lift	17
III.3. Principe de Gaz Lift	18
III.4. Types de Gaz Lift	19
III. 4.1. Classification suivant le mode d'injection	19
III.4.1.1. Gaz lift continu	19
III.4.1.2. Gaz lift intermittent	19
III.4.2. Classification en fonction de la complétion	20
III.4.2.1. Gaz lift direct	21
III.4.2.2. Gaz lift indirect	21
III.4.3. Classification en fonction de circuit d'injection	21
III.4.3.1. Circuit fermé	23
III.4.3.2. Circuit ouvert	23
III .5. Avantages Et Inconvénients	23
III.5.1. Avantages	23
III.5.2. Inconvénients	24

Chapitre IV: Modélisation et optimisations des puits

IV.1. PIPESIM	25
IV .1.1. Présentation du logiciel d'optimisation	25
IV .1.2. Application du logiciel PIPESIM	25
IV .1.3. Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM	25
IV.1.4 Les modèles de PIPESIM	25
IV.1.4.1 Well performance Analysis	25
IV.1.4.2 Network Analysis	26
IV.2 Modélisation Des Puits	26
IV.2.1 Introduction	26
IV.2.2.2 Données PVT	27
IV.2.2.3 Les données des essais des puits	27
IV.2.3 L'organigramme de la procédure de la modélisation	28
IV.2.4 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical	29
IV.2.5 Etude de cas	32
IV.2.5.1 Les données du puits	36
IV.2.5.1.1 Les données du fluide	36
IV.2.5.1.2 Complétion	38
IV.2.5.2 Modélisation avec PIPESIM	39
IV.2.5.2.1 Build up matching	39
IV.2.5.2.2 Courbe inflow et outflow (analyse nodal)	39
IV.2.5.3 Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM	40
IV.2.6 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	41
IV.2.6.1 Sensibilité sur le GOR	41
IV.2.6.2 Sensibilité sur le diamètre du duse	42
IV.2.6.3 Sensibilité sur la pression de gisement	42
IV.2.6.4 Sensibilité sur la pression de tête	42
IV.2.7 Conclusion	42
IV.3 Optimisation Gaz-Lift	43
IV.3.1 Introduction	48
IV.3.2 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté	48
IV.3.3 Procédure d'optimisation	48
Conclusion	48

Chapitre V: Etude économique

V.1 : Les Equipements De Surface

50

V.2: Les Equipements De Fond

51

V.3 : Montant Total Du Projet

51

V.4 : Calcul Du Pot (Délai De Récupération)

51

Conclusion générale

52

Recommandation

53

Bibliographie

Liste des figures

Figure I.1 : Situation du gisement de Rhourde Chegga (RDC)	2
Figure I.2: Corrélations des unités réservoir de Rhourde Chegga	13
Figure II. 1 : Les pertes de charge au cours de production.	10
Figure II. 2 : Les différentes positions possibles des noeuds.	11
Figure II. 3 : Le point de fonctionnement d'un puits.	13
Figure II. 4 : Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.	14
Figure II. 5 : Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique.	14
Figure II. 6 : Variation de la pression le long d'une conduite.	15
Figure II. 7 : Régimes d'écoulement à travers la duse.	16
Figure III.1 : Schéma simple de Gaz Lift	17
Figure III.2: Système général de Gaz Lift	18
Figure III.3: Principe de gaz lift	19
Figure III.4: Gaz lift continu et intermittent	20
Figure III.5: Gaz lift direct	21
Figure III. 6 : Types de complétion parallèle, par tubing concentrique	22
Figure III.7 : Gaz lift double	21
Figure III.6 : Circuit fermé	23
Figure III.9 : Circuit ouvert	23
Figure IV. 1 : Modèle IPR puits RDC11	32
Figure IV. 2 : Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits	33

Figure IV. 3 : Fiche technique puits RDC11	35
Figure IV. 4 : La conception du puits RDC11	36
Figure IV. 5 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.	37
Figure IV. 6 : Calibrated total RMS de chaque corrélation.	37
Figure IV. 7 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits RDC11.	38
Figure IV.8 : Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation.	38
Figure IV.9 : Sensibilité sur le GOR puits RDC11.	39
Figure IV. 10 : Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11.	40
Figure IV. 11 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.	44
Figure IV. 12 : Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.	45
Figure IV. 13 : Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL.	46
Figure IV. 14: L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11.	47

Liste des tableaux

Tableau I Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document.-1: Périmètre d'exploitation de Rhourde Chegga " RDC"	3
Tableau I.2 : Coordonnées des puits	6
Tableau IV. 1 : Complétion des puits ayant un liner cimenté perforé.	27
Tableau IV. 2 : Complétion des puits ayant un open hole.	28
Tableau IV. 3 : Paramètre des PVT des effluents de puits.	28
Tableau IV. 4 : Données des essais des puits.	30
Tableau IV. 5 : Derniers jaugeages des puits.	31
Tableau IV. 6 : Les données du fluide.	34
Tableau IV. 7 : Les données de la complétion.	34
Tableau IV.8 : Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.	39
Tableau IV. 9 : Points de fonctionnements de puits RDC11.	40
Tableau IV. 10 : Points de fonctionnements de puits RDC11	41
Tableau IV. 11 : Points de fonctionnements de puits RDC11.	41
Tableau IV. 12 : Points de fonctionnements de puits RDC11.	42
Tableau IV. 13 : Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.	43
Tableau IV. 14 : la variation de débit huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.	45
Tableau IV.15 : Puits candidats avec des paramètres actuels	47
Tableau IV .16 : Puits candidats avec des paramètres après GL	48
Tableau V.1 : Coût de réalisation de réseau de collecte	49
Tableau V.2 : Les équipements de surface	50
Tableau V.3 : Montant total du projet	51

Les abréviations

CCE: Constant Composition Expansion.

DST: Drill Stem Test. **HMD:** Hassi Messaoud.

HZN : Hors Zone Nord.

IP : Indice de Productivité.

IPR: Inflow Performance Relationship.

GLR : Gaz Liquid Ratio.

GOR : Gaz Oil Ratio.

OOIP: Original Oil In Place.

PCP : Pompe à Cavité Progressive.

PIE : Puits Injecteur d'Eau. (Injecter clean up).

PIPESIM: Pipeline Simulator.

POT: Pay Out Time.

PVT: Préhension, Volume, Temperature.

VLP: Vertical Lifting Performance.

BU: Build Up.

Notions et Symboles

- B_o*** : Facteur volumétrique du fond d'huile (Rm^3 / STm^3).
- B_{oi}*** : Facteur volumétrique du fond d'huile initial (Rm^3 / STm^3).
- B_g*** : Facteur volumétrique de fond du gaz (Rm^3 / STm^3).
- B_{gi}*** : Facteur volumétrique de fond du gaz initial (Rm^3 / STm^3).
- B_w*** : Facteur volumétrique de fond de l'eau (Rm^3 / STm^3).
- C_f*** : Compressibilité de la formation.
- C_w*** : Compressibilité isotherme de l'eau (bar^{-1}).
- d*** : Densité.
- D*** : Diamètre intérieur de tubing (mm).
- d*** : Diamètre extérieur du concentrique (mm).
- H*** : Hauteur (m). ***IP*** : Indice de productivité ($bbl/j \cdot psi$).
- m*** : Rapport de volume de gaz cap initial au volume d'huile initiale.
- N*** : Quantité de réserve en place (MMm^3).
- P_b*** : Pression de bulle (bar).
- P_g*** : Pression de gisement (bar).
- P_{DF}*** : Pression de fond (bar).
- P_r*** : Pression de réservoir (bar).
- P_{sep}*** : Pression de séparation (bar).
- P_{tête}*** : Pression de tête de puits (bar).
- P_{ws}*** : Pression de fond statique (psi).
- P_{wf}*** : Pression de fond dynamique (psi).
- Q*** : Débit produit ($bbl/jour$).
- q₀*** : Débit entrant (bbl/j).
- q_{max}*** : Débit maximum (bbl/j).
- Q_g*** : Débit de gaz (m^3/day).
- R_{si}*** : GOR de dissolution initial (m^3 / m^3).
- R_s*** : GOR de dissolution (m^3 / m^3).
- S_{wi}*** : Saturation interstitiel de l'eau.
- W_e*** : Entrée d'eau cumulée (STm^3).
- W_p*** : Production d'eau cumulée (STm^3).
- Δp** : Pression différentielle (bar).

Introduction Générale

Introduction général

Le gisement pétrolier de Hassi Messaoud est considéré parmi les plus importants dans le monde, il s'étend sur une surface de 50x40 km (2000 km²). Il se situe à 650 km au Sud-est d'Alger et 350km de la frontière Tunisienne, il a été découvert en 1956. Actuellement, il produit environ 66 000 m³/j (52 M T/j) d'huile, et 47,6 MM Std.m³/j de gaz.

Dans le champ RDC l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile, pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif. Arrivée à ce point le puits nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Nous allons voir les différents moyens d'activation, parmi ces modes utilisés, le gaz lift est la forme qui ressemble au processus d'écoulement naturel et qui on peut le considérer comme extension de celui-ci.

Le gaz lift est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing, et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz injecté pour un

Ensemble des puits afin d'améliorer et maximiser le débit d'huile produit et pour achever, cette optimisation nous allons utiliser le logiciel « PIPESIM »

Dans le premier et le deuxième chapitre on a présenté le champ RDC et les performances des puits. Dans le troisième chapitre on a présenté l'activation par gaz lift. Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation et optimisation de gaz Lift. Le cinquième chapitre est réservé à l'étude économique, afin de faire des profits au moindre coût. Enfin, on a terminé notre travail avec une conclusion générale et recommandations

Chapitre I
Présentation du champ RDC

I. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE CHAMP RDC :[1]

Le champ de Rhourde Chegga (RDC) est situé dans la région de Beressof sur le bloc 433 à une trentaine de kilomètre au Nord-Est de la zone 9 de Hassi Messaoud. Il a été découvert en 1985 et mis en production en 1989 en exploitant le puits RDC1.

Le champ contient trois réservoirs productifs qui sont :

- 1- L'unité 1 d'âge Triasique (**T1**)
- 2- Les grés de la série inférieure d'âge Triasique (**GRDC**)
- 3- Les Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien (**QH**)

La pression du gisement initiale dans les trois réservoirs est de l'ordre de 540 Kg/cm², avec une température de 115°C pour les réservoirs (T1 et QH), et 118°C pour le réservoir GRDC.

Le contact initial huile-eau a été rencontré dans les cotes suivantes :

- Grés de RDC : à 3631m (ODT).
- T1 : à 3547m.
- QH : situé entre l'ODT (RDC4) à 3651 m et le WUT (RDC2) à 3846 m.

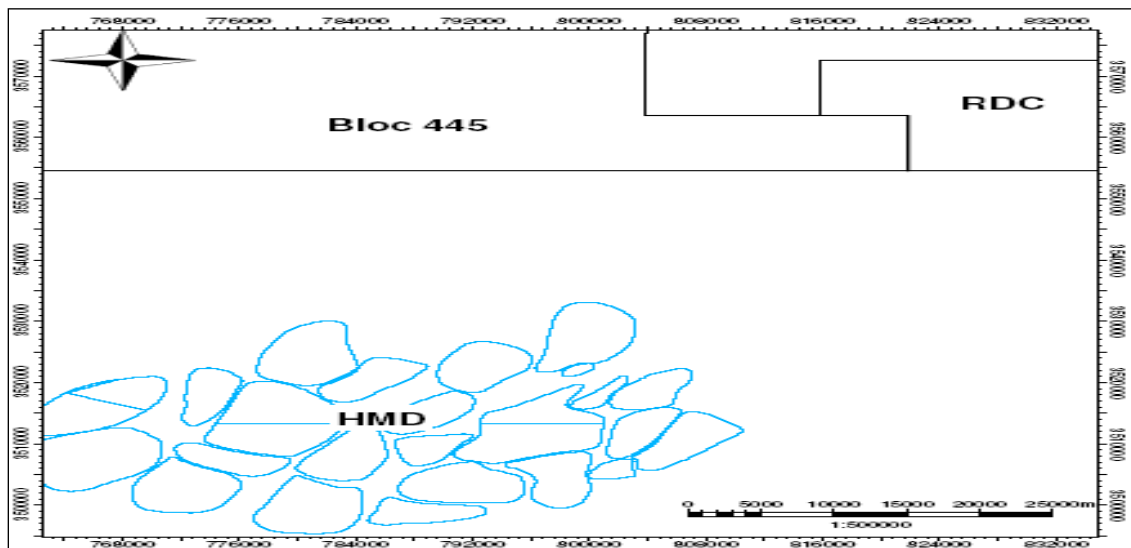


Figure I.1 : Situation du gisement de Rhourde Chegga (RDC)

I.2. HISTORIQUE DE LA REGION RDC :[1]

La structure de RDC a été cartée avant 1979 et répertoriée dans l'inventaire des pièges du 'Bloc 433' dans le prospect 16. Elle est supposée favorable pour l'accumulation des hydrocarbures dans les réservoirs du Trias et du Cambro-Ordovicien.

Le gisement de (RDC) a été découvert en 1984 par l'association entre SONATRACH et la compagnie yougoslave NAFTA-GAS, suite aux travaux de recherche sur le 'Bloc 433', situé à une trentaine de kilomètres au Nord Est de la zone 9 de HMD

Le périmètre du permis d'exploitation du champ de RDC proposé et dénommé ("Périmètre de RDC") est défini par les limites du gisement, le tableau I.1 indique les coordonnées des points définissant ce périmètre.

La superficie couverte par le permis d'exploitation est de 171.75Km².

La zone du permis d'exploitation de RDC est délimitée par des méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur.

Tableau I Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document.-2: **Périmètre d'exploitation de Rhourde Chegga " RDC "**

Point	(UTM_Fuseau-31 - Meters)		(UTM_Fuseau-32 - Meters)		Geographic Coordinates	
	X coor (m)	Y coor (m)	X coor(m)	Y coor (m)	Longitude	Latitude
1	826650.875	3573152.750	261323.027	3570692.418	6° 28' 0.0000" E	32° 15' 0.0000" N
2	829793.437	3573254.750	264464.381	3570618.661	6° 30' 0.0000" E	32° 15' 0.0000" N
3	829853.750	3571406.000	264421.333	3568770.534	6° 30' 0.0000" E	32° 14' 0.0000" N
4	831425.312	3571457.250	265992.286	3568734.073	6° 31' 0.0000" E	32° 14' 0.0000" N
5	831728,000	3562213.000	265778.781	3559493.564	6° 31' 0.0000" E	32° 09' 0.0000" N
6	833301.062	3562264.500	267351.161	3559457.398	6° 32' 0.0000" E	32° 09' 0.0000" N
7	833483.187	3556718.000	267224.314	3553913.202	6° 32' 0.0000" E	32° 06' 0.0000" N
8	831909.250	3556666.500	265651.132	3553949.355	6° 31' 0.0000" E	32° 06' 0.0000" N
9	831969.625	3554817.500	265608.546	3552101.120	6° 31' 0.0000" E	32° 05' 0.0000" N

10	820950.625	3554464.000	254593.550	3552361.035	6° 24' 0.0000" E	32° 05' 0.0000" N
11	820833.937	3558161.500	254682.759	3556057.352	6° 24' 0.0000" E	32° 07' 0.0000" N
12	819260.375	3558111.750	253109.610	3556095.287	6° 23' 0.0000" E	32° 07' 0.0000" N
13	819202.250	3559960.500	253154.437	3557943.478	6° 23' 0.0000" E	32° 08' 0.0000" N
14	820775.500	3560010.250	254727.271	3557905.519	6° 24' 0.0000" E	32° 08' 0.0000" N
15	820658.625	3563707.750	254816.633	3561601.837	6° 24' 0.0000" E	32° 10' 0.0000" N
16	822231.250	3563757.500	256388.785	3561563.835	6° 25' 0.0000" E	32° 10' 0.0000" N
17	822172.500	3565606.250	256433.289	3563411.964	6° 25' 0.0000" E	32° 11' 0.0000" N
18	823744.875	3565656.500	258005.056	3563374.445	6° 26' 0.0000" E	32° 11' 0.0000" N
19	823685.812	3567505.250	258049.246	3565222.554	6° 26' 0.0000" E	32° 12' 0.0000" N
20	825257.937	3567555.500	259620.760	3565185.007	6° 27' 0.0000" E	32° 12' 0.0000" N
21	825198.500	3569404.500	259664.586	3567033.349	6° 27' 0.0000" E	32° 13' 0.0000" N
22	826770.312	3569455.000	261235.798	3566996.026	6° 28' 0.0000" E	32° 13' 0.0000" N

I .2.1.Propriétés et qualité du réservoir

La matrice des grès du Trias T1 et T2 est développée sur RDC1, RDC2 et RDC4 et dégradée à RDC-3. Les grès de la série inférieure productifs à RDC-1 et RDC1bis où ils présentent de bonnes caractéristiques, ils sont très dégradés à RDC2 et RDC4 et RDC-6 et absents à RDC-3.

Les Quartzites de Hamra productrices d'huile à RDC4 et RDC9 où elles sont directement sous la discordance Hercynienne, en contact avec le Trias, sont structurellement beaucoup plus basses et aquifères sur les autres puits.

I .2.2.Sédimentologie et continuité du réservoir

La séquence sédimentaire du Trias est constituée par des dépôts volcan-détritiques et fluvio-lacustres à la base qui passent au sommet à des formations évaporitiques s'étalant jusqu'au Dogger.

La série Triasique de Rhourde Chegga s'inscrit dans un cycle majeur et présente trois grands termes. Un premier d'âge Carnien SI, rétrogradant, bien préservé. Un second, Carnien supérieur, rétrogradant correspond au Trias carbonaté. Enfin, un troisième progradant, regroupant les formations argilo-évaporitiques.

Les unités T1 et T2 latéralement continues sont caractérisées par d'importantes variations latérales de faciès. Les intervalles gréseux de ces unités présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluvio-lacustre de dépôt sédimentaire. Les grès sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles et les carbonates occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres.

Les grès de base de la Série Inférieure (Grès de RDC) sont contenus dans un chenal de moins de 2 km de largeur orienté N-S à NNW-SSE.

Les Quartzites de Hamra sont présents à l'échelle du gisement, à des profondeurs extrêmement variables. La partie la plus haute des Quartzites de Hamra occupe l'Ouest du gisement où les formations supérieures de l'Ordovicien et du Silurien présentes au Nord et traversées par le puits RDC2, ont été érodées au cours de la phase Hercynienne.

Les grès de l'Ordovicien inférieur correspondent à l'intervalle des Quartzites de Hamra, surmontées par les Grès de Ouargla. Les descriptions de carottes montrent les faciès suivants :

- ❖ **RDC-1 (Carotte 1, de 3886 à 3891,5m, Quartzites de Hamra):** Il s'agit de grès fins, bien classés, à porosité moyenne, avec rares copeaux argilo-silteux et à rares Tigillites. Les carottes sont fortement affectées par du diskings.
- ❖ **RDC-2 (Carotte 21, de 3951 à 3969m, Carotte 22, de 3979,5 à 3982m, Grès de Ouargla)**
: Les sédiments sont dominés par des grès très fins alternant avec des argiles micacées sombres. Les grès sont fortement silicifiés et ne présentent pas de porosité.

Carotte 22, de 3982 à 3985,5m ; Carottes 23, 24 et 25, de 3988 à 4015m, Quartzites de Hamra :
Les grès sont fins, bien triés, homogènes, avec une forte bioturbation sous la forme de Tigillites. La porosité est faible à moyenne.

- ❖ **RDC-4 (Carottes 9 à 12, de 3795,4 à 3854,5m, Quartzites de Hamra) :**

Les grès sont fins, homogènes, à stratifications obliques arquées au sommet, et présentent de rares passées à Tigillites. Les porosités sont faibles à moyennes. Le contact avec le Trias a été observé dans la première carotte, à 3795,4 m.

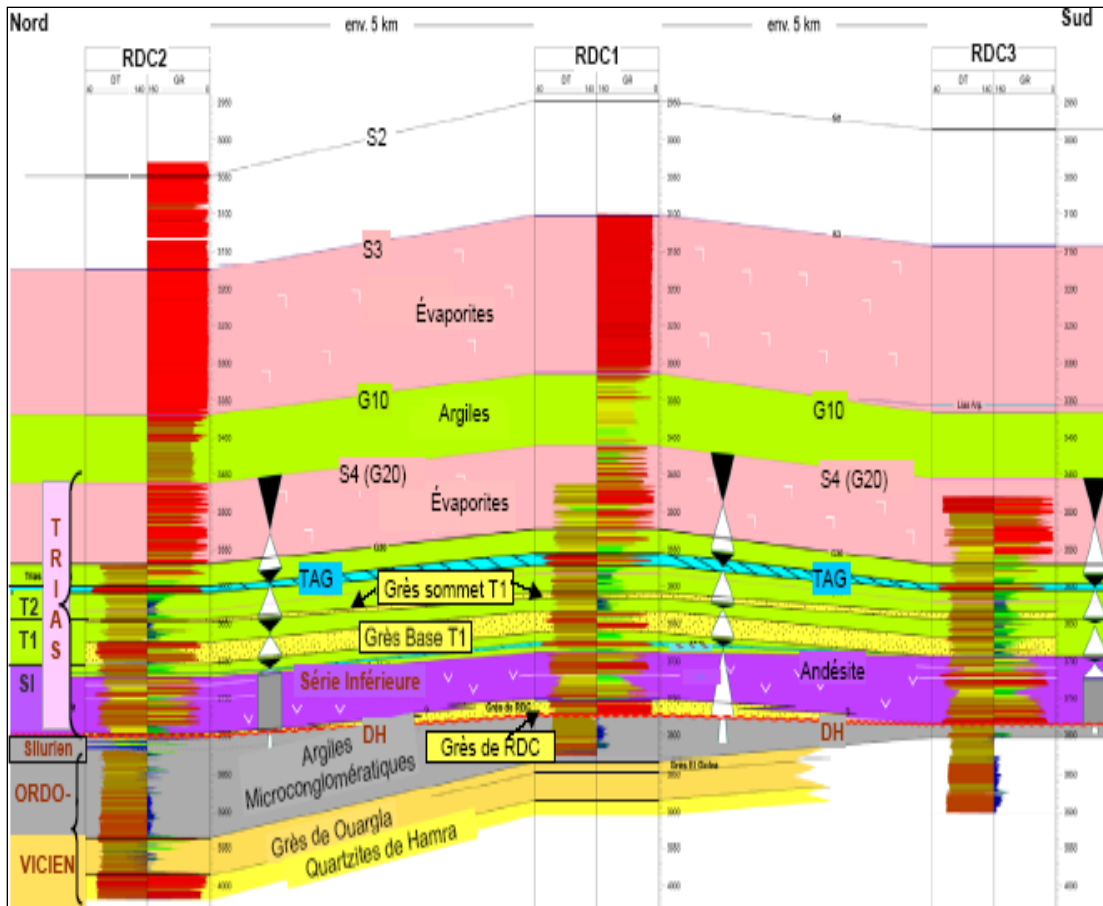


Figure I.2: Corrélations des unités réservoir de Rhourde Chegga

I.3. ANALYSE GEOLOGIQUE [1]

I.3.1. Position des puits

Les coordonnées des puits en UTM 32 sont présentées dans le tableau I.2

Tableau I.2 : Coordonnées des puits

Well	XCCOR (UTM32)	YCOOR (UTM32)
RDC1	262903	3560254
RDC1B	263091,918	3560348,364
RDC2	262262,91	3565730,96
RDC3	261959,83	3554945,64
RDC4	260574,01	3560131,55
RDC6	263800	3560332,46
RDC8	263244,99	3561539
RDC9	259450,06	3561299,99
RDC10	261635,509	3564808,438
RDC11	260495,92	3560539,1
RDC12	259935,012	3561634,979
RDC13	264983,508	3559567,135
RDC14	262449,28	3562358,78

RDC15	261505,9	3562791,7
RDC16	261974,289	3559259,778
RDC17	259977,43	3563105,88
RDC18	261216,282	3561739,847
RDC19	258450,553	3563475,578
RDC20	258571,014	3560320,99
RDC21	257693,009	3562515,982
RDC22	259304,758	3562333,989
WRDC1	253921,825	3564022,937

Source: Data Bank/DP/HMD

I.3.2. Evolution structurale

L'image structurale actuelle du gisement de Rhourde Chegga est le résultat de phases tectoniques majeures dont la plus importante est la phase Hercynienne.

La structure anticlinale du gisement de Rhourde Chegga est traversée par des réseaux de failles dont les directions principales sont Nord-Sud et Nord Est – SudOuest.

Le gisement présente une structure complexe associée à une faille majeure qui limite le gisement à l'Est, réactivée au cours de l'Aptien.

Au Trias, elle apparaît composée de plusieurs culminations avec un pli principal Nord-Sud reconnu par RDC1 et RDC6 sur périclinal Nord, 3 dans un ensellement sud, 2 sur un anticlinal secondaire associé à la faille Nord Est – Sud-ouest. RDC4 à l'ouest étant en dehors de cette structure.

A l'Ordovicien, le haut structural partiellement érodé sous la discordance Hercynienne s'étend vers le Nord-Ouest de RDC4. Les Quartzites de Hamra limitées par des failles NE-SO et ONO-ESE culminent à des profondeurs comprises entre - 3580 m et - 3700 m. Les phases de distension du Trias sont à l'origine du volcanisme 'syn. Rift'.

I.3.3. Migration et piégeage des Hydrocarbures

Les différentes études géochimiques et géodynamiques dans les bassins de la plate-forme saharienne ont conduit à des explications sur la genèse. L'expulsion et la migration des hydrocarbures de la roche mère constituée par les argiles noires du Silurien vers les différentes accumulations et réservoirs d'hydrocarbures.

La richesse des argiles Siluriennes en matière organique et la géodynamique qu'a connu le bassin d'Oued Mya à savoir la forte subsidence qu'a connu ce dernier durant la phase hercynienne. Ils ont constitué en grande partie des conditions favorables et majeures à la maturation de la matière organique, à la genèse des hydrocarbures ainsi qu'à leur expulsion du bassin de Oued Mya vers les différentes accumulations d'huile situées sur l'axe Amguid-El Biod-Hassi Messaoud où se trouvent

alignées sur un trend Nord-Sud toutes les structures (Rhourde Chagga, EL-Agreb et EL-Gassi). Ceci renforce l'hypothèse d'une migration d'huile sur une longue distance suivant cette orientation.

Plusieurs arguments militent en faveur de cette hypothèse à commencer par la position structurale favorable de cet axe méridionale Nord – Sud qui est associé à une importante densité d'accidents et de réseaux de failles le long de cette direction. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère Silurienne vers les différents réservoirs.

Les cartes en isobathes au toit de la discordance Hercynienne permettent de distinguer un ensemble de structures alignées en trend qui présentent l'ensemble des pièges et des réservoirs contenant l'ensemble des accumulations du bassin Amguid – Hassi Messaoud.

L'acheminement des hydrocarbures de la zone Nord où la formation du Silurien argileux à graptolites est bien préservée, présente la caractéristique de roche mère principale. Cette préservation est confirmée par la reconnaissance des argiles Siluriennes dans les forages de BAT-1 (91m) et RDC-2 (32m).

Ces argiles ont assuré la genèse de ces hydrocarbures et par conséquent, le remplissage des grés du Trias présents au Nord de Hassi- Messaoud dans les puits de RDC-1 et de BA-1. Ces grés Triasiques ont servi de voies préférentielles pour le drainage des huiles de la roche mère Silurienne jusqu'aux réservoirs Cambro- Ordoviciens.

Un déversement du trop-plein de Hassi Messaoud par le Spill-point (point de décharge) s'observe en direction des structures méridionales. Les différents accidents, les grés du Cambrien et la zone des alternances (grés de MD-28) de par leurs bonnes perméabilités, constituaient les principales voies de migration en direction des structures d'El-Gassi, de Zotti et celle d'El-Agreb. En ce qui concerne l'alimentation des structures situées dans la partie Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud tel que le champ d'El Gassi et ses structures satellites ou champs périphériques, les voies de migration et d'alimentation se sont faites suivant une direction Est-Ouest toujours à travers les grés Cambriens et à travers les accidents et les failles majeures qui ont pu jouer en faveur du drainage des hydrocarbures.

I .4. LES PROBLEMES TECHNIQUES D'EXPLOITATION :[1]

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- ✚ Déplétion de réservoir.
- ✚ Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- ✚ Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- ✚ Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

CONCLUSION

Le champ Rhourde Chegga est composé de trois réservoirs principales qui sont le réservoir Triasique (T1), les Grès de la série inférieur du Trias (GRDC) et les Quartzite de Hamra (QH). Ils sont exploités successivement dans les années 2011, 1989, 2009 ; ces réservoirs à des structures différentes,

- ✓ Les unités **T1** et **T2** latéralement continues sont caractérisées par d'importantes variations latérales de faciès. Les intervalles gréseux de ces unités présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluvio-lacustre de dépôt sédimentaire ; les grès sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles et les carbonates occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres.
- ✓ Les grès de base de la Série Inférieure (**Grès de RDC**) sont contenus dans un chenal de moins de 2 km de largeur orienté N-S à NNW-SSE.

Chapitre II
Performance des puits

II.1 ANALYSE NODALE

II.1.1 Introduction :

Un puits peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface. Cette interface est nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

Pour une production optimale, le choix de la complétion d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (reservoir bottom hole flowing pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes 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 figure représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

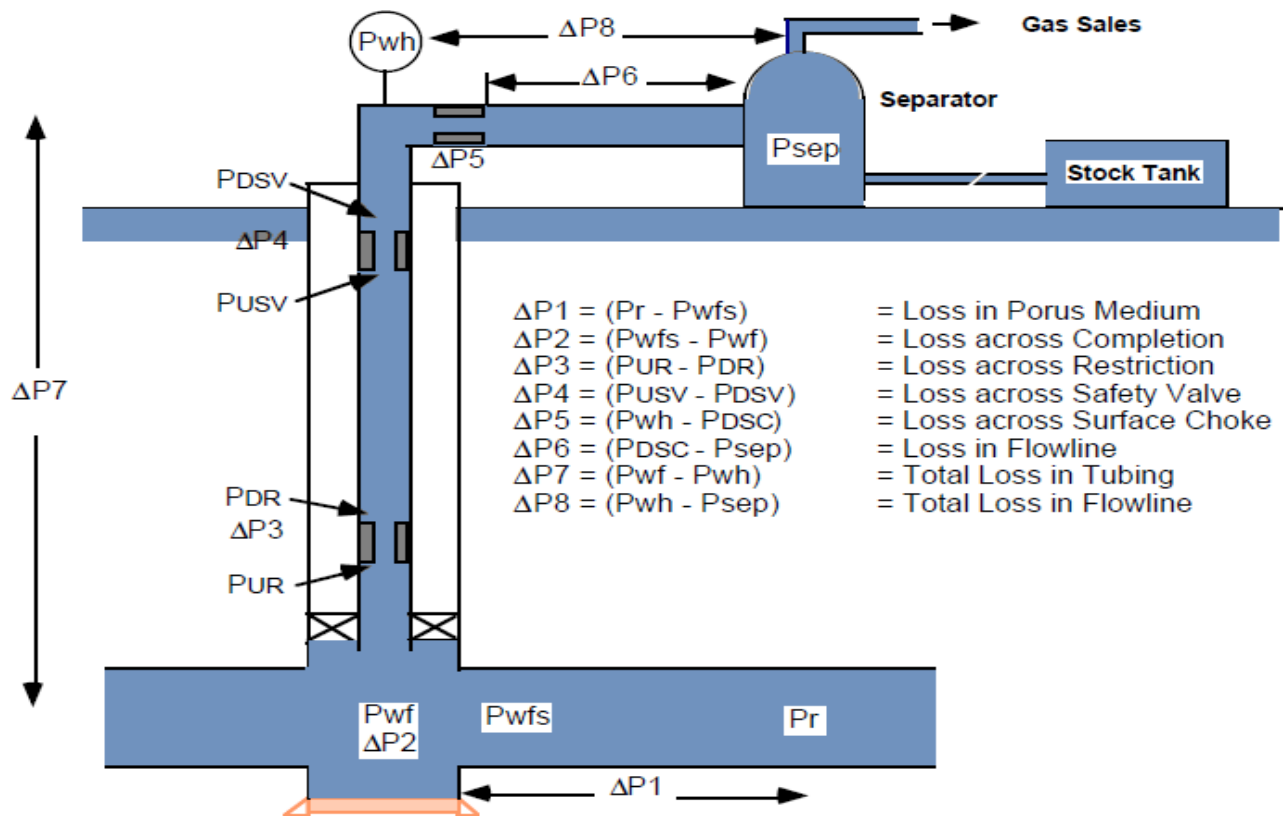


Figure II. 1 : Les pertes de charge au cours de production.

L'écoulement de fluide se fait en trois phases:

1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (tubing).
3. Ecoulement dans les pipes horizontales

II.1.2 Concept de l'analyse Nodale:

Dans le système de production, Un noeud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit. Les deux extrêmes noeuds dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur. On appelle les pressions dans ces noeuds, la pression moyenne de réservoir P_r et la pression de séparateur ($P_{sép}$) respectivement, les deux autres noeuds importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3), où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël.

Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque noeud, on peut mesurer la perte de charge entre les noeuds en fonction des débits. Certains noeuds (2,4, et 5 dans la figure 1.2.) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves) ...etc.

Le débit dans chaque noeud est en fonction de la chute de pression : $Q=(\Delta P)$. La figure représente les différents noeuds dans le système de production :

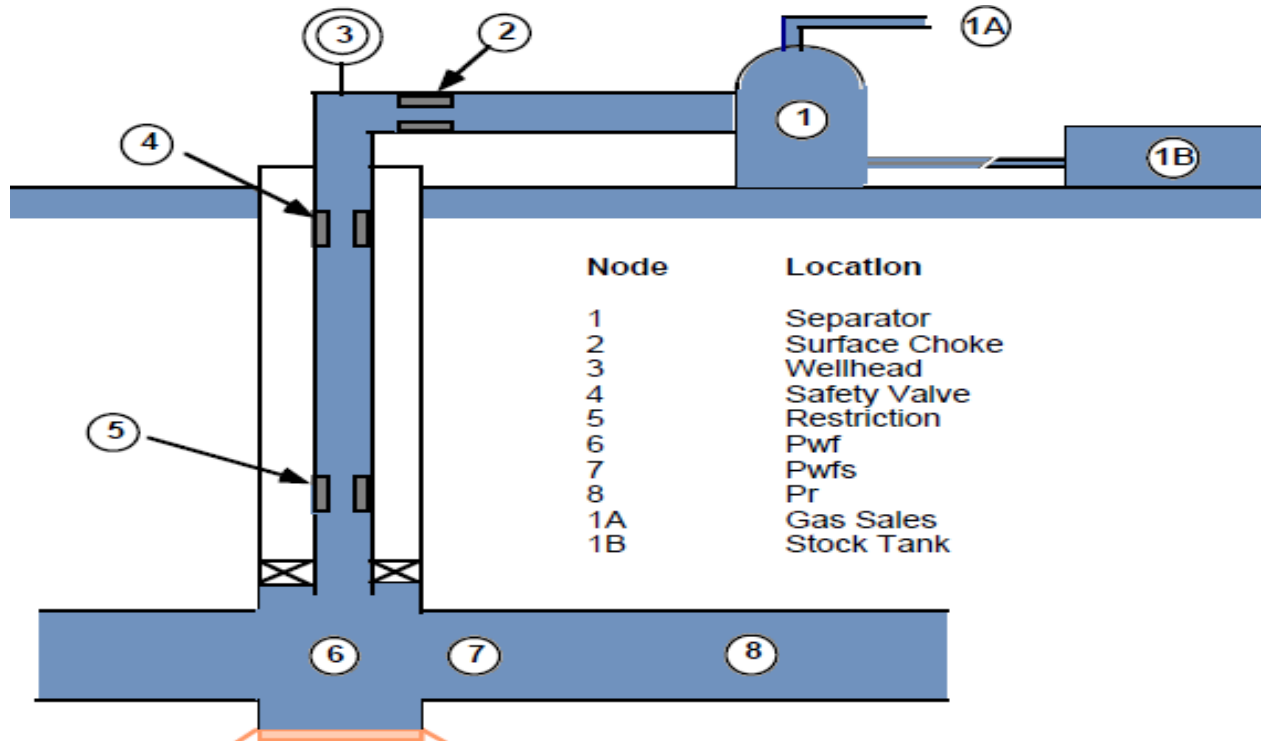


Figure II. 2 :Les différentes positions possibles des noeuds.

II.1.3 Procède d'application de l'analyse nodale:

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
2. Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
3. Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
4. Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement.
5. Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.
6. Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.
7. Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas.

II.1.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud :

1. Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :
2. Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
3. Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
4. Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
5. Pression de séparateur (séparation).

II.1.5 L'objectif de l'analyse nodale :

- ❖ Déterminer le débit optimum d'un puits avec prendre en considération les dimensionnements de la complétion.
- ❖ Vérifier chaque composante dans le système puits.
- ❖ Permet d'identifier rapidement les manières avec lesquelles on peut augmenter les taux de production.
- ❖ Déterminer les points de fonctionnement d'un puits, ce point représente l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'IPR et le courbe de l'Outflow.

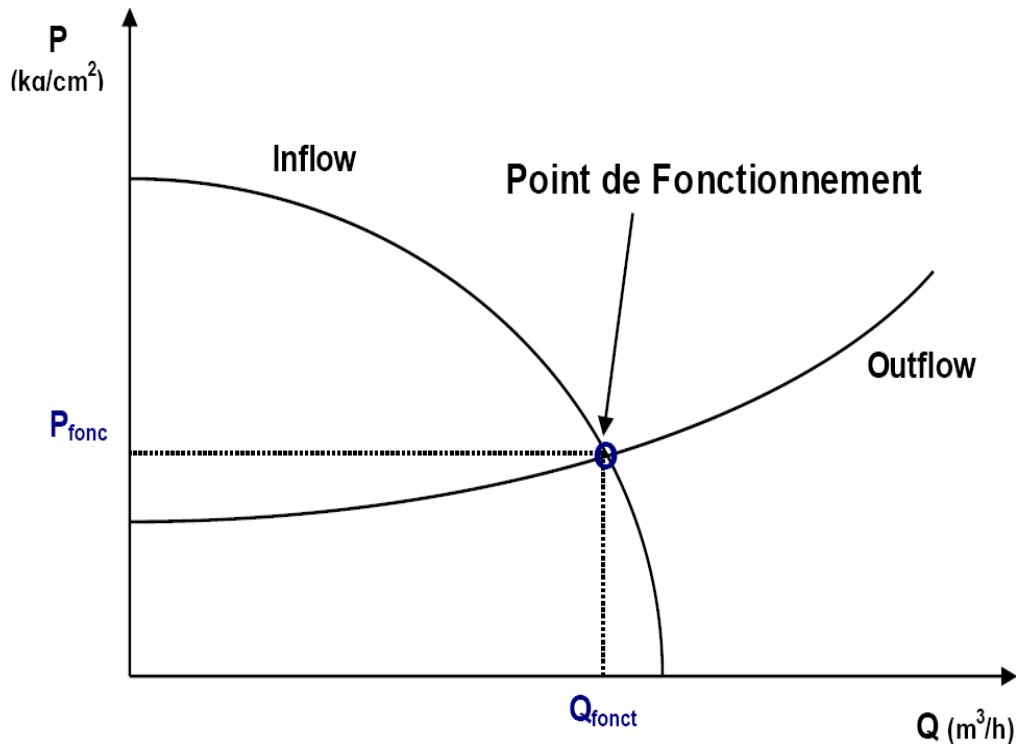


Figure II. 3 : Le point de fonctionnement d'un puits.

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à la production en régime naturel et/ou au puits en régime artificiel (ex : Gas lift). La procédure peut aussi être appliquée pour analyser les performances des puits injecteurs par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont : Optimiser :

II.2.1 Écoulement multiphasique :

Un écoulement polyphasique est un écoulement d'un fluide comportant plusieurs phases, dans lequel étudier le comportement d'un fluide et comportant des bulles de gaz, ou encore étudier le comportement de deux fluides non miscibles dans une canalisation. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et les sédiments ...).

II.2.1.1 Régime et type d'écoulement :

II.2.1.1.1 Écoulements verticaux :

La figure ci-dessous présente les principales configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique (liquide/ vapeur). Dans le cas de l'écoulement de deux liquides immiscibles (eau/huile), on rencontre les mêmes régimes.

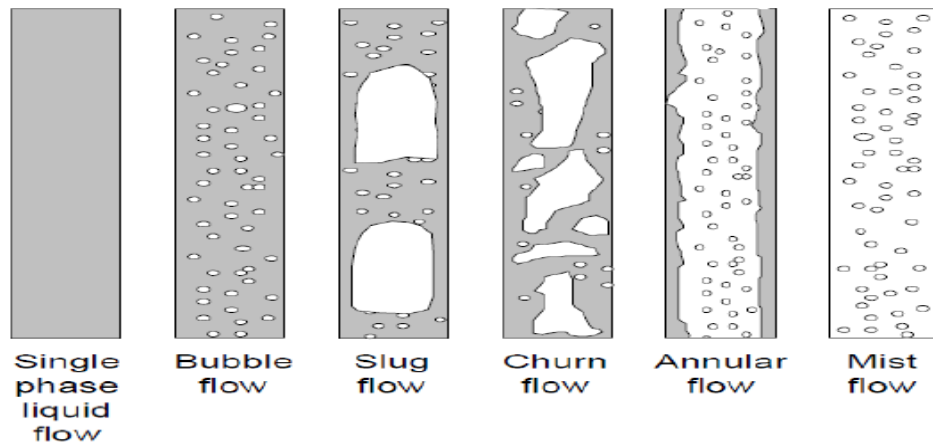


Figure II. 4 : Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.

II.2.1.1.2 Ecoulements horizontaux :

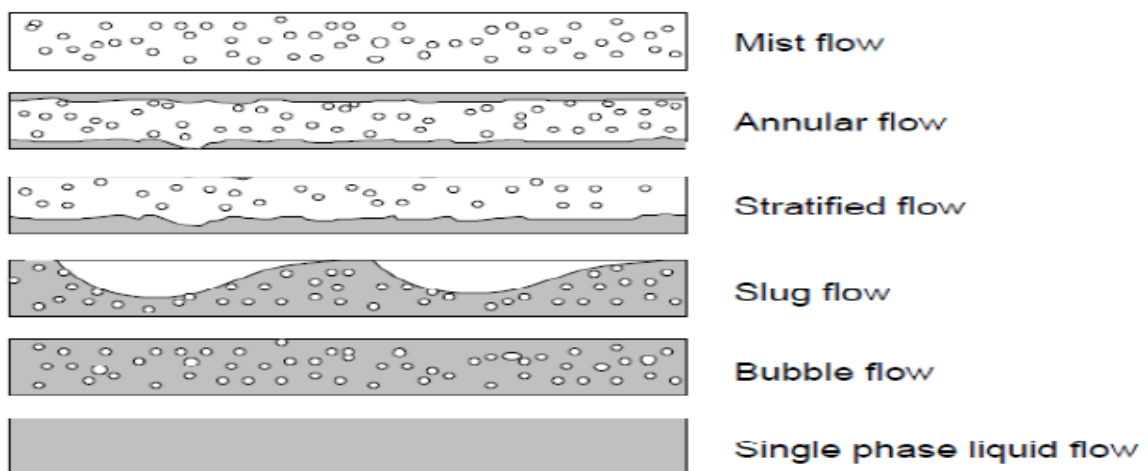


Figure II. 5 : Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique.

II.2.1.2 Variation de la pression le long d'une conduite :

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important dans l'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide. (Monophasique ou diphasique) et pour n'importe quelle inclinaison de la pipe est donnée par :

$$(dP/dL)=(dP/dL)_{ele}+(dP/dL)_f+(dP/dL)_{acc} \tag{1}$$

Si on prend la perte de charge (dP) apparue sur une distance (dl), on peut écrire une équation en termes de gradient de pression en (psi/ft).

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suit :

$$(dP/dL)_{totale} = (g/gc)\rho \sin\theta + (f\rho V^2/2gc.D) + (\rho V.dV/gc.dl) \quad (2)$$

pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite :

$$(dP/dL)_{totale} = (g/gc)\rho_m \sin\theta + (f\rho V^2/2gc.D) + (\rho V_m.dV_m/gc.dl) \quad (3)$$

ρ_m : la densité du mélange.

V_m : la vitesse d'écoulement du mélange.

D : diamètre de la pipe. gc : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange.

g : accélération de la gravité (9,81 m/s)

q : Pente de la conduite.

F : facteur de frottement.

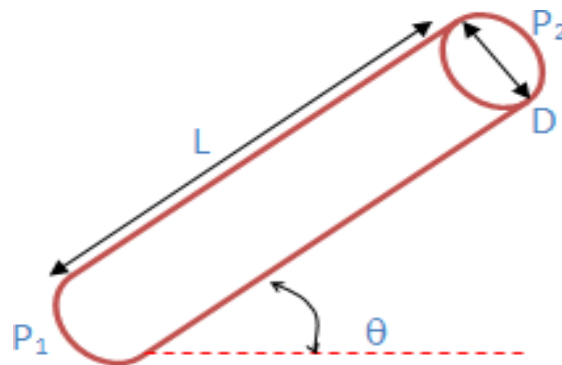


Figure II. 6 :Variation de la pression le long d'une conduite.

II.2.1.3 Ecoulement multiphasique dans la duse :

II.2.1.3.1 Régime critique : On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval dusse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont dusse (pression de tête) et le débit d'huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la dusse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0,5. Le débit est en fonction de la pression de tête seulement:

$$Q = A.P_t \quad (4)$$

On utilise cette l'équation :

Q: débit d'huile (m^3/h).

A: diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K: constante déterminée lors du dernier jaugeage.

II.2.1.3.2 Régime transitoire : Le travers la dusse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75. $0,5 < P_p/P_t < 0,75$ (5)

II.2.1.3.3 Régime non critique : Le régime d'écoulement à travers la dusse est dite non critique lorsque la pression amont dusse (P_t) le débit huile varient avec la variation de la pression aval dusse (P_p).

Un régime d'écoulement est non critique si le rapport P_p/P_t est supérieur à 0,75. Lorsque le régime d'écoulement à travers la dusse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits. Avec $F(x)$: fonction du rapport P_p/P_t .

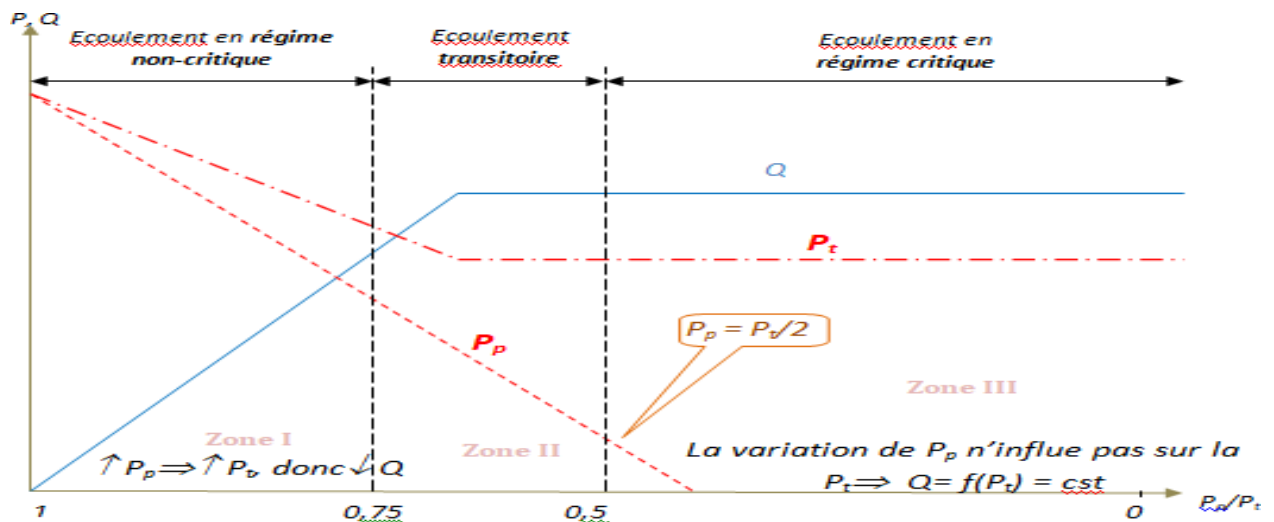


Figure II. 7 : Régimes d'écoulement à travers la dusse.

Chapitre III

Le gaz lift

III.1. INTRODUCTION :

Le gaz lift est une technique de production par injection de grande quantité de gaz au niveau des puits producteurs d'huile. La pression de fond en écoulement du réservoir produit les pertes de charge le long de la colonne de production.

III .2. SYSTEME DE GAZ LIFT :[3]

L'ascenseur à gaz est une méthode de levage de fluide dans laquelle un gaz à pression relativement élevée (250 psi minimum) est utilisé comme moyen de levage par un processus mécanique. C'est une forme d'ascenseur artificiel. Le besoin d'ascendance artificielle s'impose lorsque la pression du puits n'est pas suffisante pour maintenir la production pétrolière avec une rentabilité économique satisfaisante. Cette situation est typique dans les champs pétrolifères matures où l'augmentation de la coupure d'eau ou la diminution de la pression du réservoir entraîne finalement l'arrêt du débit naturel du puits. Moins de pression de réservoir conduit à moins de pression d'écoulement au fond du trou, ce qui signifie moins d'énergie pour soulever le liquide d'hydrocarbure. Afin de résoudre ce problème, deux approches différentes sont généralement utilisées. Tout d'abord, augmenter la pression d'écoulement au fond du trou en pompant le puits au fond du trou. Deuxièmement, réduire la densité de la colonne de fluide dans le puits de forage en injectant du gaz comprimé appelé gaz lift.

Dans un système de levage de gaz typique, le gaz comprimé est injecté à travers des mandrins et des vannes de levage de gaz dans la chaîne de production. Le gaz injecté abaisse la pression hydrostatique dans la colonne de production pour rétablir le différentiel de pression requis entre le réservoir et le puits de forage, provoquant ainsi l'écoulement des fluides de formation vers la surface.

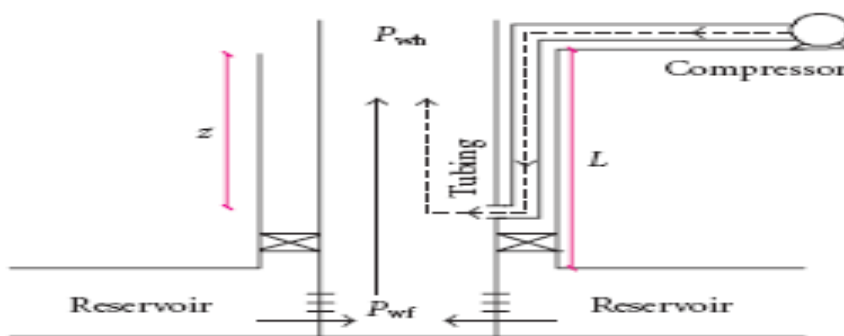


Figure III.1 : schéma simple de GL

Le fluide produit et le gaz ainsi que le gaz injecté sont ensuite acheminés vers le séparateur. L'huile produite est pompée vers le stockage tandis que le gaz injecté et le gaz produit sont renvoyés du côté aspiration du compresseur. Une fois le gaz décomprimé, le cycle de rotation

est terminé. Gaz d'appoint provenant de l'optimisation du système d'extraction de gaz dans le champ RDC un autre puits producteur de gaz est utilisé pour le démarrage du compresseur. Le système de vérin à gaz général typique est illustré sur la figure suivante.

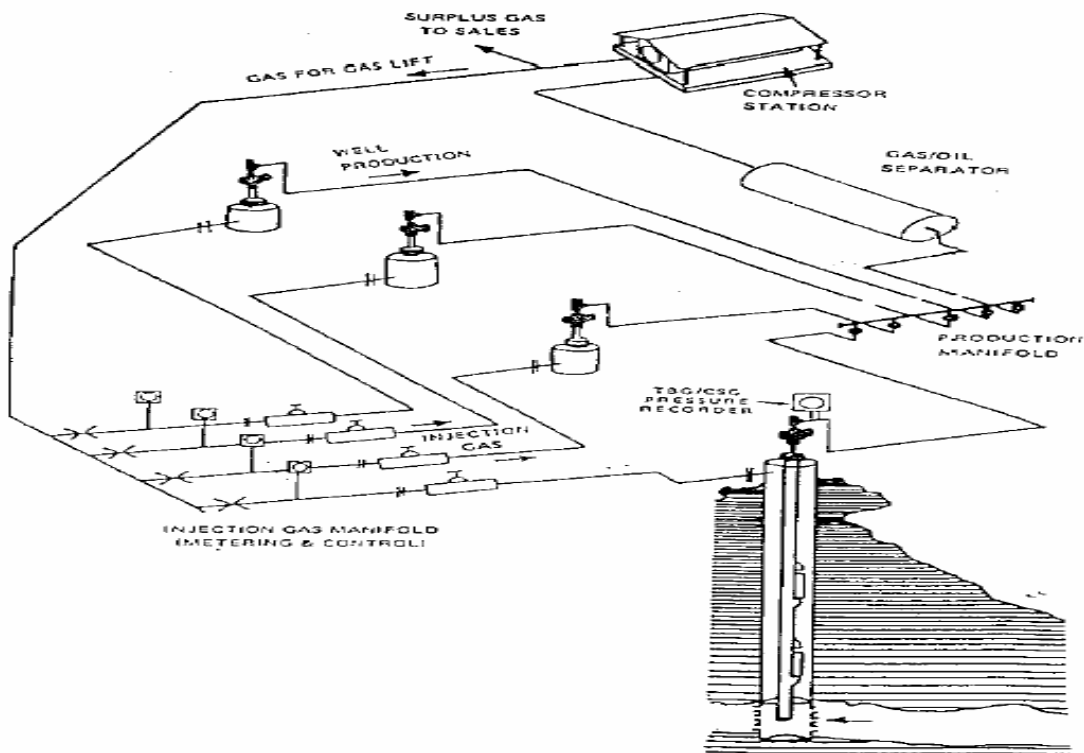


Figure III.2: Système général de GL

III.3. PRINCIPE DE GAZ LIFT :[3]

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 un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient, et ce jusqu'au séparateur.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue, on parle de GLRT optimale. La figure (III.3) représente le principe de gaz lift.

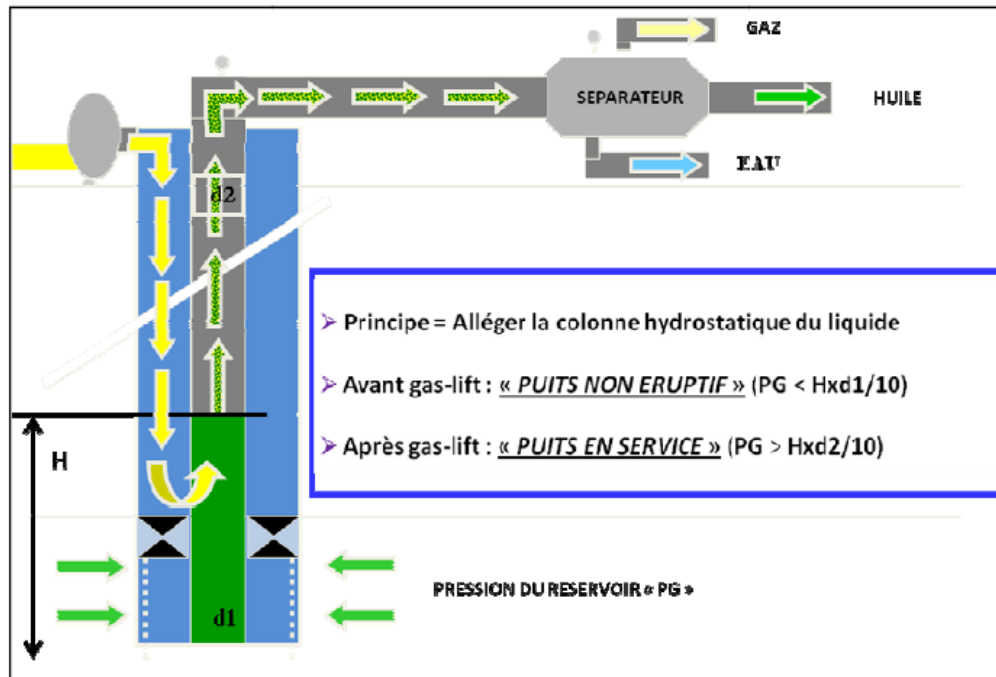


Figure III.3: Principe de gaz lift

III.4. TYPES DE GAZ LIFT :

III. 4.1. Classification suivant le mode d'injection :

III.4.1.1. Gaz lift continu :

Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif.

Voir la **figure III.3**.

III.4.1.2. Gaz lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé du gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. La pression sur la couche se diminue, celle-ci se met à re-débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. Voir la **figure III.4**.

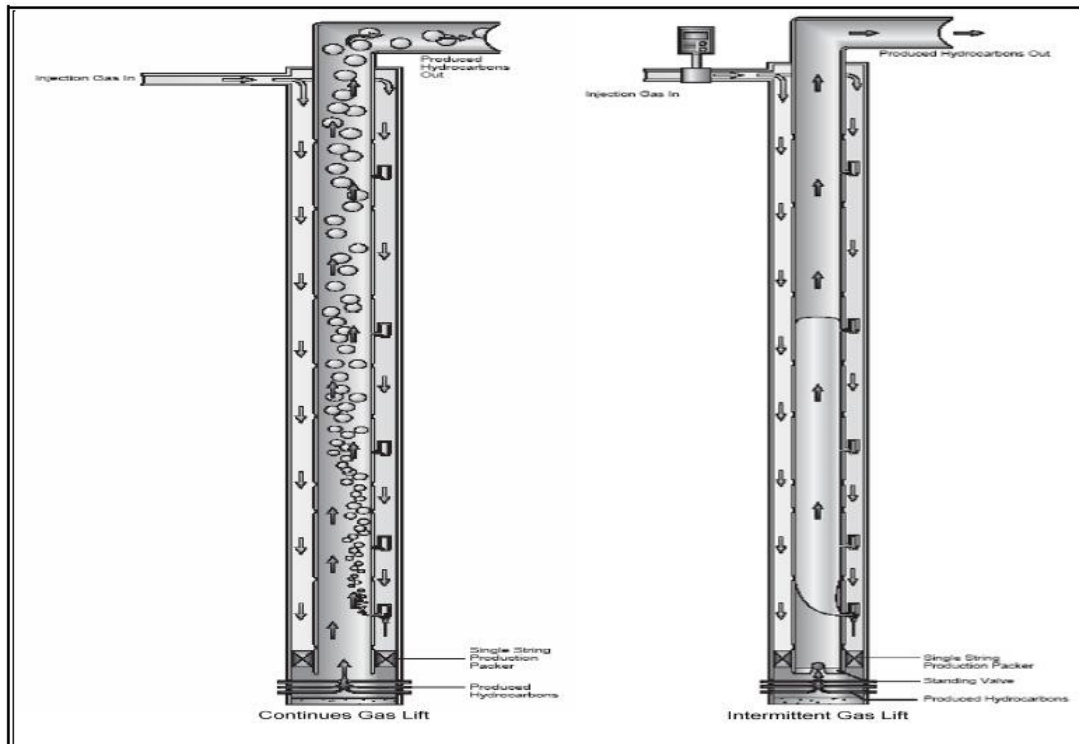


Figure III.4: Gaz lift continu et intermittent

Limites d'utilisation de gaz lift continu et l'intermittent :

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP \geq 1 \text{ m}^3/\text{j} / \text{bar}$), par contre le gaz lift intermittent, c'est plus adapté aux puits à faible indice de productivité ($IP \leq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$).

D'une façon pratique, on constate que :

- ✚ Le gaz lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 80 à 3000 m^3/j .
- ✚ Le gaz lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 30 m^3/j .
- ✚ Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m^3/j , on préfère faire produire un puits à faible IP en diminuant le diamètre de la colonne de production au profit de l'augmentation de la vitesse de remontée du fluide.
- ✚ Le gaz lift intermittent est la seule technique de gaz lift possible dans les puits bons producteurs mais à faible pression de fond par cause de pression de gisement faible au départ ou puits fortement dépités.
- ✚ En résumé, dans le domaine de gaz lift 95% des puits produisent par gaz lift continu.

III.4.2. Classification en fonction de la complétion :

III.4.2.1. Gaz lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement. Voir la figure (III.5).

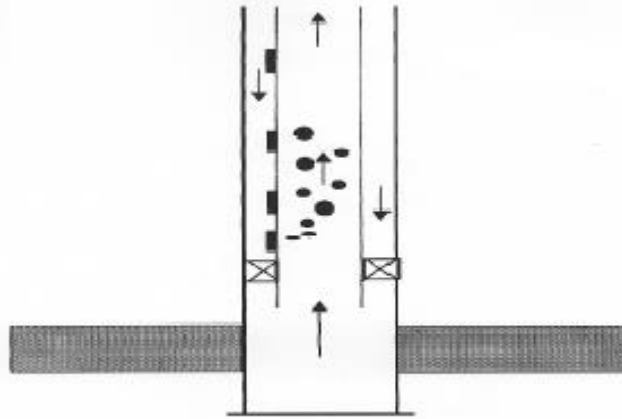


Figure III.5: Gaz lift direct

III.4.2.2. Gaz lift indirect:

Dans le cas de méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production.

1- **Production par le casing et injection par le tubing**: cette technique convient au débit d'injection plus grand, Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- ✚ Il est possible de faire des mesures sur le cotés effluent.
- ✚ Nécessite un très grand volume de gaz.
- ✚ Le design de l'équipement est très spécial.
- ✚ N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

2- **Tubing concentrique (concentrai tubing string)** : l'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération Snnubing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, Cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4 " Voir la figure(III.6.b).

3- **Gaz lift parallèle** : ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit, il est utilisé dans le cas où :

- ✚ Le gaz d'injection corrode le casing.
- ✚ Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing.
- ✚ Comme injecteur de gaz lift. Voir la figure (III.6.a)

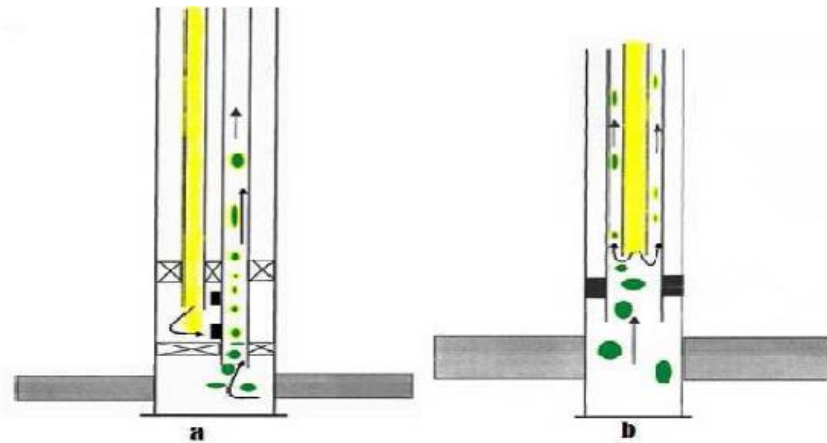


Figure III. 6 : Types de complétion parallèle, par tubing concentrique

4 -Gaz lift double : pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée. Le problème de ce type de gaz lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes. Voir la figure (III.7).

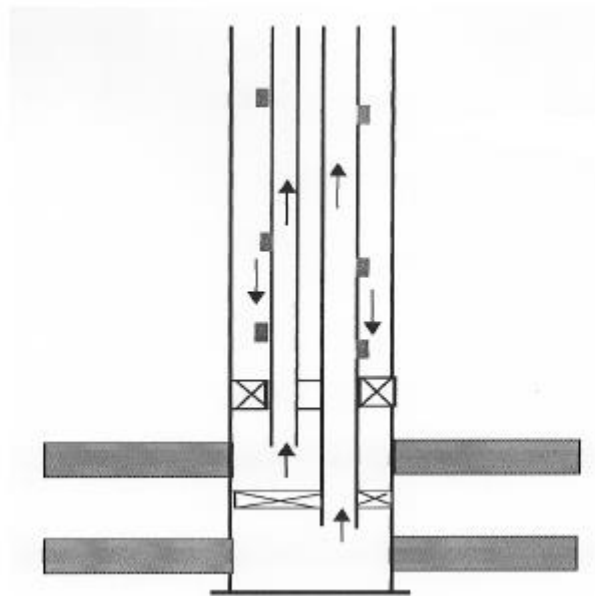


Figure III.7 : Gaz lift double

5-Auto gaz lift : ce type de gaz lift représente un cas très particulier, puisqu'il est lié au type de complétion et à la nature de réservoir (existence d'un gaz cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous terrain, des perforations au droit de la zone gaz cup au niveau de l'annulaire permettent l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecte depuis la surface.

III.4.3. Classification en fonction de circuit d'injection :[3]

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

III.4.3.1. Circuit fermé : le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est ré-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits. Voir la figure (III.8).

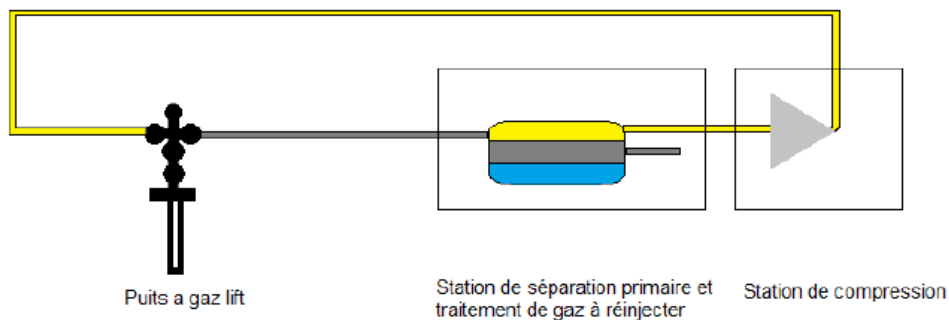


Figure III.6 : Circuit fermé

III.4.3.2. Circuit ouvert : Le gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé. Voir la figure (III.9).

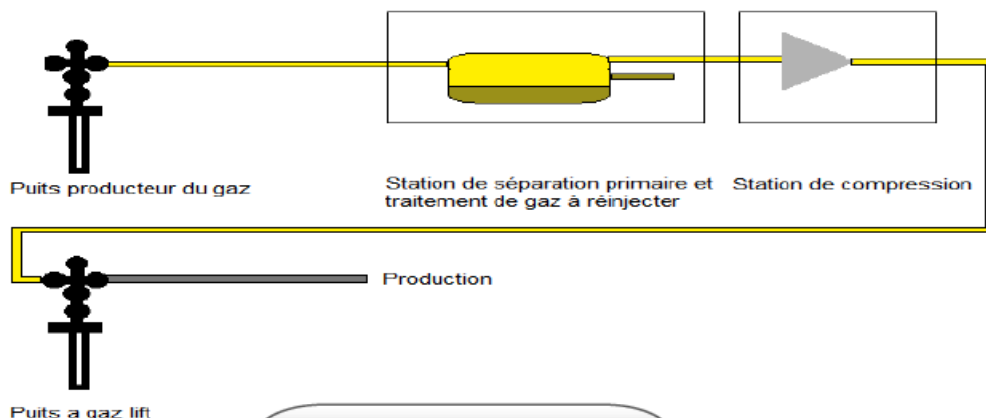


Figure III.9 : Circuit ouvert

III .5. AVANTAGES ET INCONVENIENTS :

III.5.1. Avantages :

1. Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
2. Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
3. Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
4. Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
5. Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
6. Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
7. Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.

8. Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.

9. Permits de démarrer le puits.

10. adaptation sur puits déviés.

11. utilisation possible du gaz produit sur place.

III.5.2. Inconvénients :

1. Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.

2. Pas applicable dans un casing en mauvais état.

3. Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).

4. Problèmes de moussage pouvant être augmenté.

5. Rendement assez faible dans les puits profonds.

6. Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.

7. Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.

8. 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.

Chapitre IV
Modélisation et optimisation
du champ RDC

IV.1. PIPESIM [3]

IV .1.1. Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface. Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir : L'écoulement au fond (à travers le réservoir). L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire). L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur).

IV .1.2. Application du logiciel PIPESIM[3]

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

IV .1.3. Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM[3]

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

IV.1.4 Les modèles de PIPESIM :

Le logiciel comporte deux modèles :

IV.1.4.1 Well performance Analysis :

Ce modèle permet de Créer les modèles des puits avant d'intégrer dans le modèle de réseau.

Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- Sélectionnez l'ensemble des unités de votre performance.
- Déterminez le type de complétion : multiple, horizontal, single.
- Ajoutez les composants de modelé (complétion, tubing...) et les données nécessaires.
- Définissez les spécifiques de fluides (les données PVT).

- Choisissez la corrélation d'écoulement.
- Tracez la courbes inflow et outflow.
- Enregistrez le modèle.

IV.1.4.2 Network Analysis :

Ce modèle permet de simuler le comportement de tous les puits de réseau et étudier l'effet des paramètres sur le réseau. Les étapes nécessaires pour créer des courbes de performances de puits pour le module réseau sont :

- Construisez le modèle de performance du puits.
- Sélectionnez l'opération Performance de puits.
- Sélectionnez les paramètres de sensibilité.
- Saisissez les données requises.
- Exécutez l'opération.
- Enregistrez le modèle.

IV.2 MODELISATION DES PUITES :

IV.2.1 Introduction :

Afin de connaître le potentiel des puits du manifold RDC et d'en savoir plus sur l'influence de certains paramètres sur eux ; une étude rigoureuse et extrêmement détaillée s'impose. Cette étude ne peut être réalisée que par la présence d'un modèle fiable de chaque puits qui sera construit à partir d'un logiciel de simulation et qui sera validé par une récolte de données. Pour cela on a utilisé PIPESIM comme logiciel de simulation dans le but de construire ce modèle, et à partir de plusieurs départements au sein de la structure EP on a pu récolté toutes les informations (données) nécessaires pour le valider afin qu'on puisse le rendre approximativement réel.

Enfin le but est de déterminer les courbes des performances « $Q = f(P)$ » des puits susceptibles de produire sur le réseau de manifold RDC pour prédire les débits produit par ces puits lors du déclin de leur pression de tête.

Dans le présent chapitre, tous les détails de ce qui a été citées précédemment vont être exposés, ainsi qu'un exemple qui comporte toutes les étapes suivit lors de la réalisation d'une modélisation d'un puits.

En utilisant le logiciel **PIPESIM** nous modéliserons d'abord l'ensemble des puits en présentant un système de production du réservoir jusqu'à la tête de puits, ce système est composé de: Réservoir.

- Colonne de production.
- Tête de puits. En outre cette modélisation comporte plusieurs aspects
- Collecte des données : complétions, essais des puits ainsi que les derniers jaugeages.
- Le modèle réservoir et potentiel des puits.
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbe inflow et outflow (analyse nodale).
- Détermination des courbes de performance $Q = f(Pt)$.

IV.2.2 Collecte des données :

IV.2.2.1 Les complétions des puits :

Le modèle de puits à concevoir à partir de logiciel **PIPESIM** comporte une partie représentant le tubing de production ainsi que le liner cimenté perforé ou le trou ouvert (open hole).

Tableau IV. 1 Complétion des puits ayant un liner cimenté perforé.

puits	LINER CIMENTE PERFORE					TUBING			
	de MD (m)	vers MD(m)	ID(mm)	OD(mm)	Rugosité	vers MD(m)	ID(mm)	OD(mm)	Rugosité
RDC 6	3485	3657	3.92	4.5	0.001	3619.57	2.441	2.875	0.001
RDC 8	3290	3793	5.03636	5.78512	0.001	3289.5	3.92	4.5	0.001
RDC 11	3704	3850	3.92	4.5	0.001	3704	3.92	4.5	0.001
RDC 12	3739	3809	5.03636	5.78512	0.001	3594	3.92	4.5	0.001
RCD 16	2377	3712	3.92	4.5	0.001	2377	3.92	4.5	0.001
RDC 19	3690	3856	3.92	4.5	0.001	3688	3.92	4.5	0.001

Tableau IV. 2 Complétion des puits ayant un open hole.

puits	OPEN HOLE					TUBING			
	de MD (m)	vers MD(m)	ID(mm)	OD(mm)	Rugosité	vers MD(m)	ID(mm)	OD(mm)	Rugosité
RDC17	3608.34	3688	/	/	/	3608.34	3.92	4.5	0.001
RDC18	3702.64	3813.14	/	/	/	3572.1	3.92	4.5	0.001
RDC 21	3557.94	3598.44	/	/	/	3556.55	3.92	4.5	0.001
RDC 25	3585.94	3085.94	/	/	/	3585.94	3.92	4.5	0.001
RDC 27	3615.14	3773	/	/	/	3615.14	3.92	4.5	0.001
RDC 28	3719	3807	/	/	/	3716	3.92	4.5	0.001
RDC 29	3636.51	3799.64	/	/	/	3636.51	3.92	4.5	0.001
RDC 30	3619	3682	/	/	/	3619	3.92	4.5	0.001
WRDC1	3629	3981	/	/	/	3629	3.92	4.5	0.001
WRDC2B	3745	3865	/	/	/	3745	3.92	4.5	0.001

IV.2.2.2 Données PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans les puits étudiés, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle Black oil, car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas, vu que les variations de la masse volumique en fonction de la pression sont négligeables. En plus l'indisponibilité des données nécessaires suffisantes pour appliquer le modèle compositionnel ou PVT, nous sommes poussés à opter pour le black oil qui reste applicable avec les données disponibles.

Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau IV. 3 Paramètre des PVT des effluents de puits.

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Densité de gaz	WOR (Sm ³ /Sm ³)	P de bulle (Kgf/cm ² g)
RDC11	0,8115942	189	1	0	189,1614
RDC6	0,8146313	280.3	0.983	0	201,3
RDC8	0,8017079	200	0,9	0	123,3292
RDC12	0,811	256,6	1,012	0	193

RDC17	0,8108966	274	1	0	232,9556
RDC18	0,8017079	210	0,9	0	R222,8493
RDC19	0,8017079	182	0,9	0	192,9682
RDC21	0,8017079	172	0,9	0	179,0016
RDC25	0,794	251	0,9	0	157,9516
RDC27	0,8108966	213	1	0	197,0199
RDC28	0,8017079	163,2877	0,9	0	163,2877
RDC29	0,79	201	0,9	0	190,5215
RDC29	0,79	201	0,9	0	190,5215
RDC30	0,799	256	0,9	0	155,9051
WRDC1	0,8108966	213,9	0,975	0	199,3
WRDC2B	0,8017079	219	0,9	0	109,3253
RDC16	0,779	0,779	172,1	0,9	218

IV.2.2.3 Les données des essais des puits :

Afin d'obtenir un modèle de puits fiable (approximatif au modèle réel), il nous a fallu encore le calage des pressions du fond statique et dynamique de ce puits, alors des données des essais de puits s'impose, ces derniers elles sont obtenues à partir des tests **DST** et des **BUILD-UP**. Cependant, il y avait quelques corrections à faire avant l'utilisation de ces données.

La différence qui existe entre la cote des perforations et la cote des mesures obtenu lors des tests cites ci-dessous nous poussent à prendre en considération les pertes de charge entre ces deux côtes, et ceci en utilisant l'équation suivant :

$$(perfos)=P(gauge)+dP/dh(st)\times(Cote(Perfos)-Cote(gauge)) \quad (6)$$

$$(perfos)=P(gauge)+dP/dh(st)\times(Cote(Perfos)-Cote(gauge)) \quad (7)$$

Ou :

Pfs : Pression de fond statique.

Pfd : Pression de fond dynamique.

$dP/dh(st)$: Gradient statique de Pression.

Dans notre cas les pressions PG et PFD sont données directement corrigées.

Le tableau ci-dessous résume les données des tests des puits :

Tableau IV. 4 Données des essais des puits.

Puits	PG (Kgf/cm ² g)	PFD (Kgf/cm ² g)	PT (Kgf/cm ² g)	Q (Sm ³ /h)	IP (Sm ³ /(d.bar))	Duse (mm)
RDC11	284,7	197,6	30,5	2,75	0,809399	9
RDC6	447,76	169,75	30,6	4,35	0,38293	10
RDC8	297,49	167,63	15	1,12	0,2110732	8
RDC12	453,72	213,01	48,6	4,56	0,4636191	9,53
RDC17	375	175	16	2,16	0,2710876	9
RDC18	305	185	34	3,2	0,6526184	9
RDC19	349,27	160	26	1,85	0,2392107	8
RDC21	512	157	18,5	0,8	0,0551508	7
RDC25	428,31	159,2	20	2,39	0,2173495	9
RDC27	387	289	91,4	7,29	1,820506	9,53
RDC28	292	267,3	42	3,15	3,121075	8
RDC29	265	217,6	13,2	1,19	0,3989465	8
RDC30	497,39	204,1	19	1,64	0,1368462	8
WRDC1	351,80	232,24	47,1	3,6	0,7368847	9
WRDC2B	224,25	151	24,1	4,63	1,546906	8
RDC16	459,77	237	50	4,76	0,5229267	9

Enfin, les données des derniers jaugeages sont utilisées afin de caler le modèle du puits par son débit d'huile le plus récent, et ces données ont été présente dans le tableau qui suit :

Tableau IV. 5 Derniers jaugeages des puits.

puits	Date de jaugeage	Duse (mm)	Q (sm ³ /h)	Pt (Kgf/cm ² g)	Pp (Kgf/cm ² g)	T huile (°c)	Qeau (sm ³ /h)	GOR (sm ³ / sm ³)
RDC11	19/12/2021	9	2,39	21,8	9,5	20	0	183
RDC6	15/05/2021	8	1,78	16,5	11	28	0	43
RDC8	12/10/2021	7	1,38	46,1	4	29	0	313
RDC12	25/09/2020	9,5	1,71	20,5	14,8	29	0	54
RDC17	22/12/2021	9	2	15,8	10,5	16	0	169
RDC18	09/02/2022	9	2,4	26,5	9,49	13	0	108
RDC19	10/11/2019	8	0,67	12,8	8,6	6	0	228
RDC21	27/12/2021	7	0,8	16,3	11,95	13	0	131
RDC25	12/02/2022	10	2,8	26	9,73	16	0	43
RDC27	29/12/2021	8	3,99	39,8	10,2	18	0	193
RDC28	19/03/2022	8	2,99	41,9	12	20	0	139
RDC29	10/02/2022	8	1,6	35	10,55	12	0	67
RDC30	10/02/2022	8	1,4	16	12,5	12	0	74
WRDC1	27/12/2021	9,92	3,39	41,8	13,01	17	0	149
WRDC2B	11/05/2019	8	3,9	30,9	15,8	30	0	369
RDC16	14/02/2022	11	3,21	19,7	8,44	12	0	100

Le modèle réservoir et le potentiel des puits : Généralement le potentiel d'un puits est caractérisé par son **AOFP** qui est le débit délivré par ce puits. Si on considère que sa pression de fond peut-être réduite à la pression atmosphérique, ce qui est purement théorique. On peut calculer ce débit maximal (AOFP) à partir de la **loi de Darcy** qui est utilisé si la pression de fond statique (**Pr**) est supérieure à la pression de bulle (écoulement monophasique) et si on suppose que le régime d'écoulement est stationnaire.

$$Q = IP (Pr -) \quad (8)$$

$$\text{Avec } AOFP = IP \times Pr \quad (9)$$

Sachant que L'IP et la pression **Pr** sont disponibles à partir des données des essais de puits.

Et on peut générer l'IPR qui présente la courbe $P_{wf} = f(Q)$ avec PIPESIM en utilisant la méthode IP

Exemple le puits RDC11 :

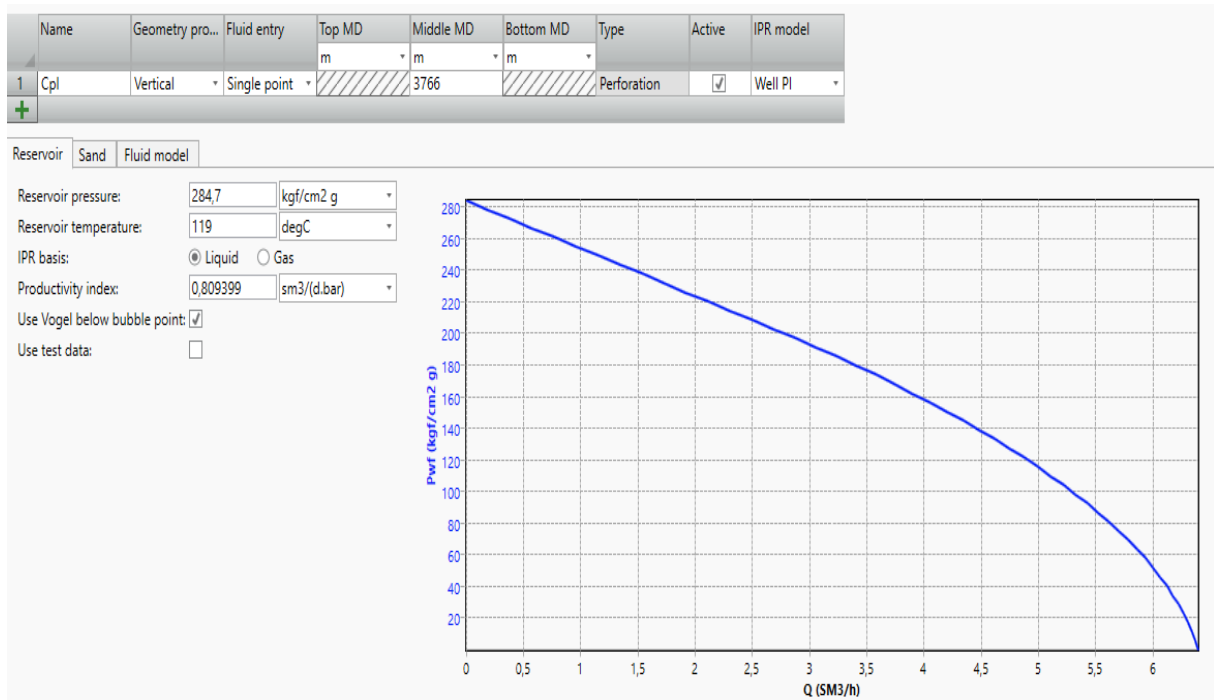


Figure IV. 1 Modèle IPR puits RDC11

IV.2.3 L'organigramme de la procédure de la modélisation :

Durant notre modélisation on a suivi une certaine procédure afin de s'assurer que notre modèle soit le plus proche possible du modèle réel, cette procédure a été présentée en détail dans l'organigramme qui suit :

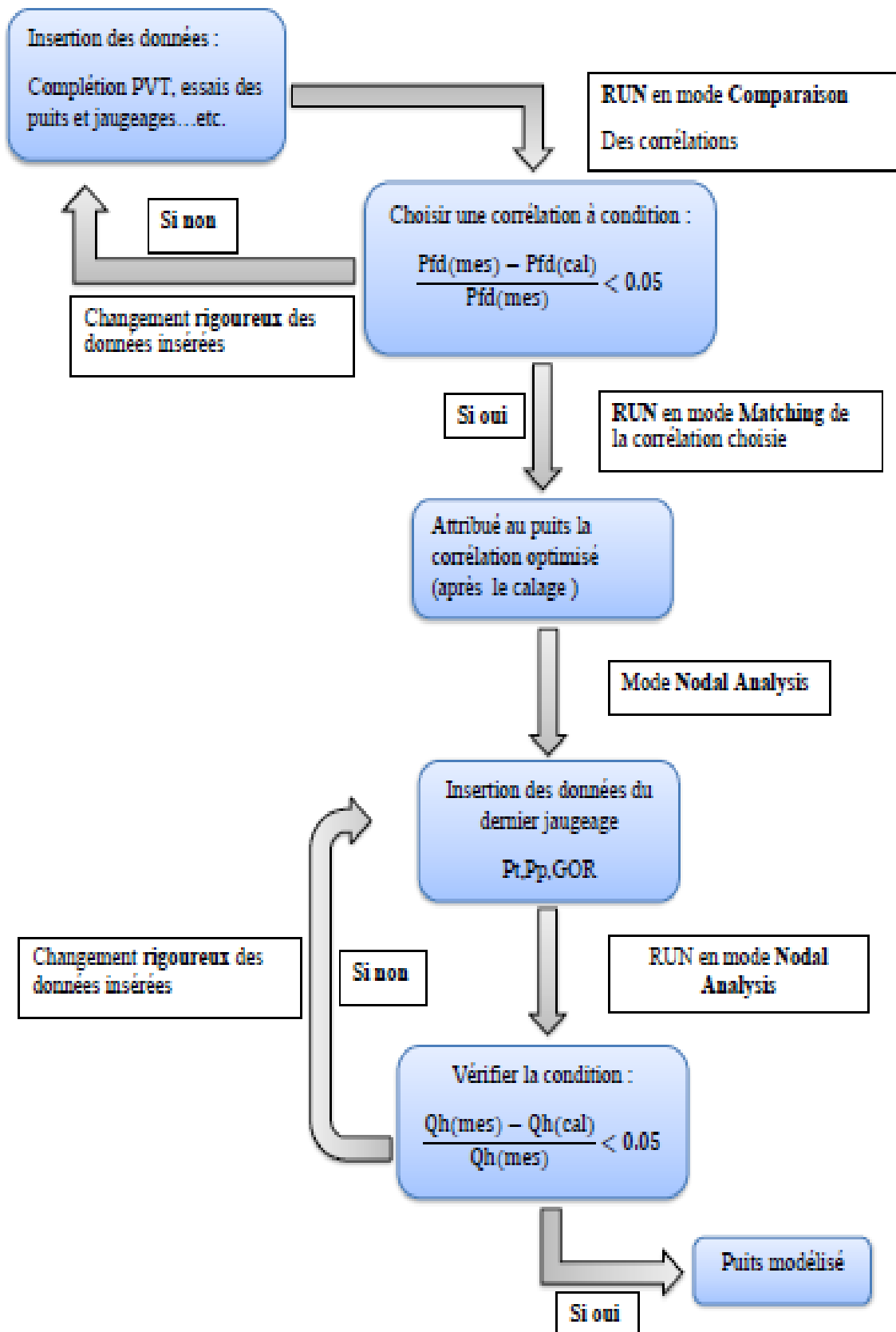


Figure IV. 2 : Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.

IV.2.4 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Il est essentiel de disposer des prévisions précises sur la pression de fond dynamique, pour arriver à une conception et une analyse efficace des puits. Il n'est pas toujours simple de choisir une corrélation correspondante à notre cas. 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 :

- Duns & Ros [Baker Jardine].
- Hagedorn & Brown.
- No Slip Assumption.
- OLGAS v. 7.3.1 2-Phase.

Pour chaque puits, on a adapté une corrélation adéquate afin d'obtenir des résultats approximativement réels.

IV.2.5 Etude de cas :

On prend le cas de RDC11 :

IV.2.5.1 Les données du puits :

IV.2.5.1.1 Les données du fluide :

Tableau IV. 6 Les données du fluide.

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Densité de gaz	WOR (Sm ³ /Sm ³)	P de bulle (Kgf/cm ² g)
RDC11	0,8115942	189	1	0	189,1614

IV.2.5.1.2 Complétion :

Tableau IV. 7 Les données de la complétion.

Puits	Cote de Top perfo (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominale du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
RDC11	3766	3702,69	41/2	3,92

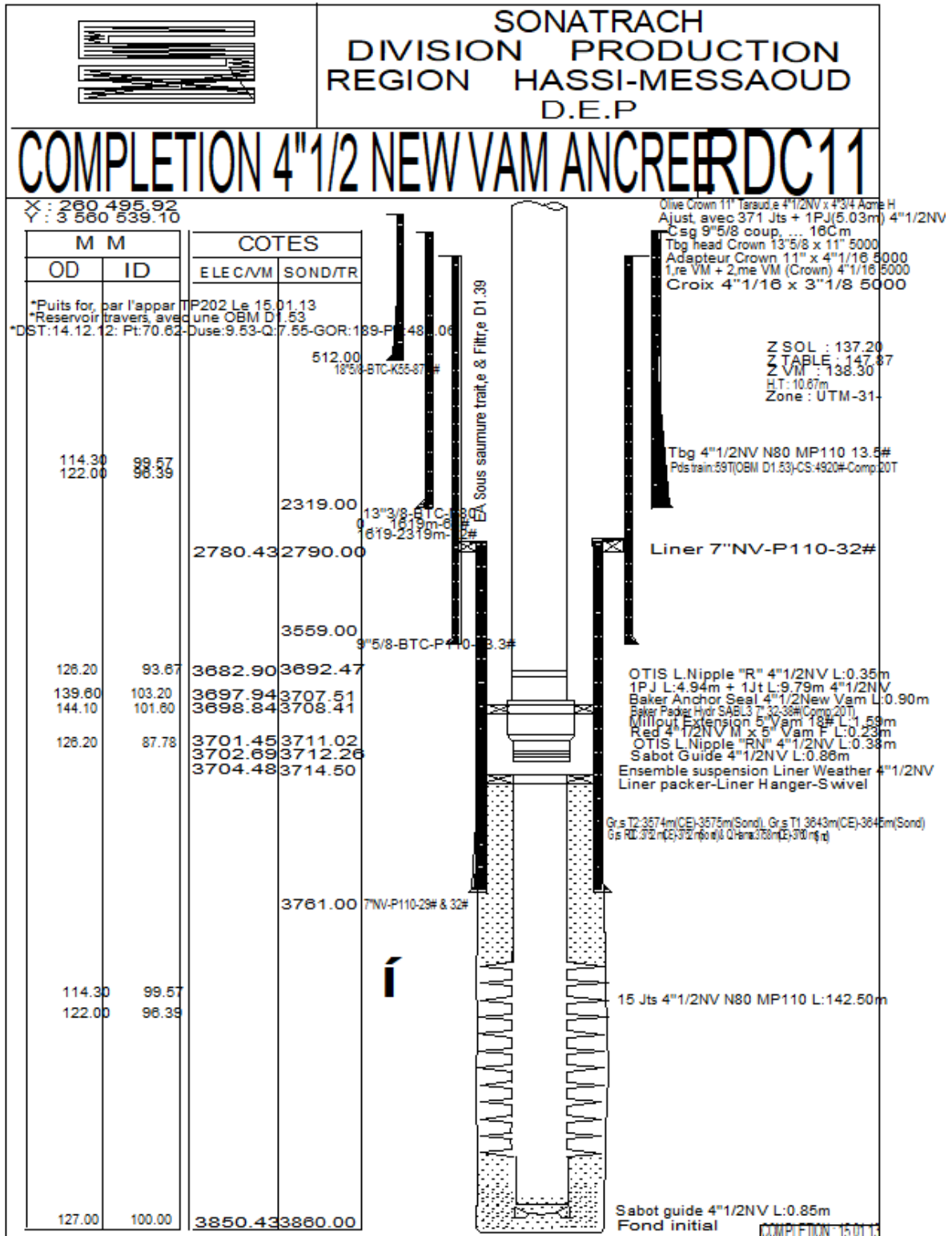


Figure IV. 3 : Fiche technique puits RDC11.

IV.2.5.2 Modélisation avec PIPESIM :

Après avoir introduit les données du puits (le tubage, les données de la complétion. Les résultats du dernier test fait du BUILD UP et de JAUGEAGE) le logiciel nous permet la conception de notre puits

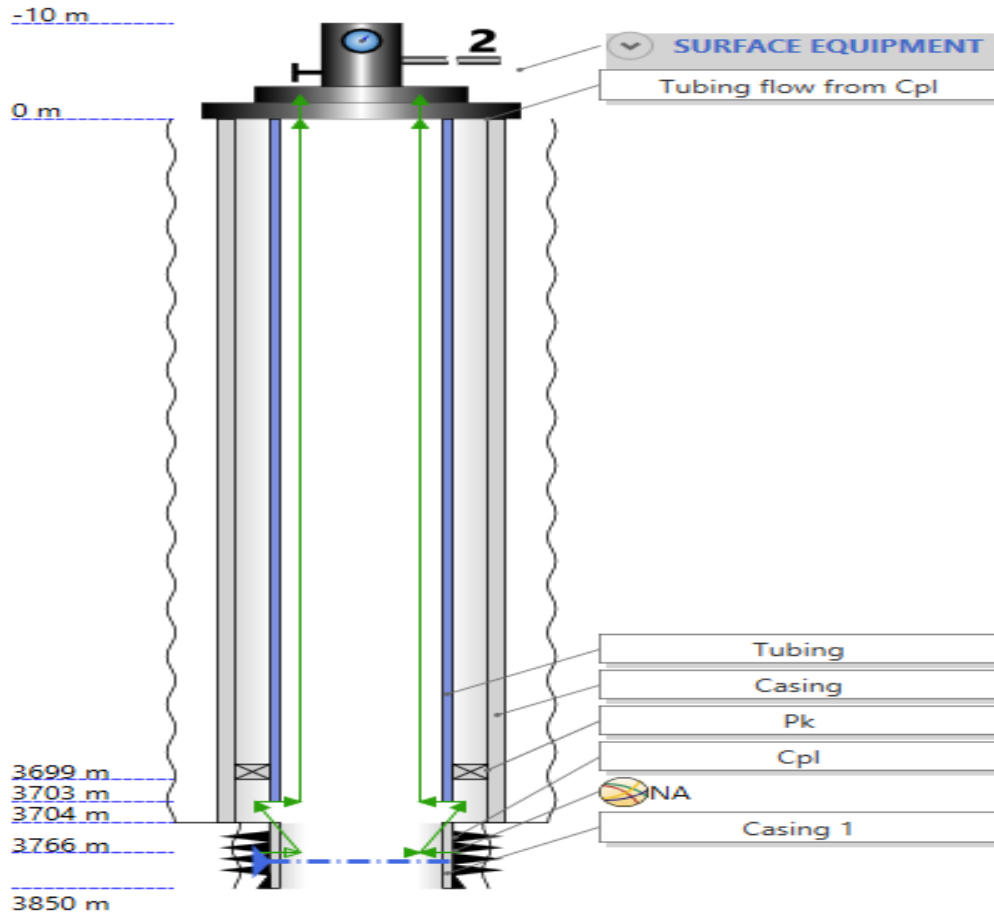


Figure IV. 4 : La conception du puits RDC11.

On passe à l'étape la plus important.

IV.2.5.2.1 Build up matching :

Le derniers test build up a été effectué le 06/06/2020. Les résultats doivent être matché pour qu'on puisse utiliser la bonne corrélation pour déterminer le point de fonctionnement de l'analyse nodale, on choisit la corrélation qui nous donne un débit plus proche du débit donné dans le test ainsi les pressions doivent être les même que celle corrigées

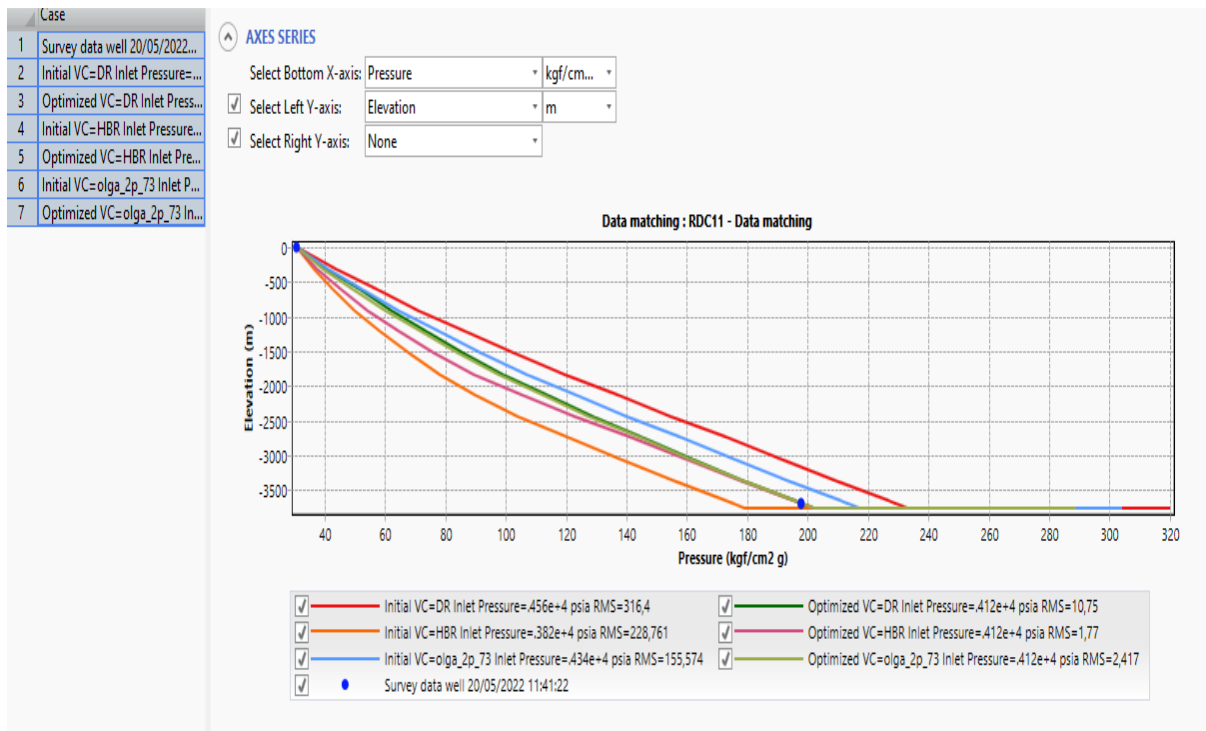


Figure IV. 5 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.

D'après la figure précédente, on remarque que les corrélations les plus adéquates pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits RDC11 sont celle de **Hagedorn & Brown, OLGAS v. 7.3.1 2-Phase, Duns & Ros [Baker Jardine]**, mais pour avoir une modélisation plus approximative, un matching (calage) de ces corrélations doivent être réalisés à partir de deux points de test, l'un au niveau de la tête de puits et l'autre au niveau du fond afin d'estimer deux paramètres essentiels qui sont la teneur d'huile ainsi que la pression de fond. Dans la figure précédente y a eu plusieurs courbes qui correspondent à plusieurs corrélations, selon la case. Le résumé des résultats qu'on a dans PIPESIM, On a deux corrélations qui donnent des résultats parfaite sont celles de Hagedorn & Brown, OLGAS v. 7.3.1 2-Phase, mais on a sélectionné Hagedorn & Brown car elle a un Calibrated total RMS inférieur à celle du OLGAS v. 7.3.1 2-Phase.

Name: RDC11 - Data matching
 Description:

Data matching Engine console Profile results Results summary

Type to filter

	Vertical multiphase correlation	Calibrated vertical friction factor	Calibrated vertical holdup factor	Calibrated U value multiplier	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS
1	Hagedorn & Brown	1.400578	1.263528	1.587515	227.881512	0.376102	0.879586	1.393843	0	0	228.761098	1.769946
2	OLGAS v. 7.3.1 2-Phase	1.247438	0.769257	4.00939	153.264684	0.020007	2.308968	2.396551	0	0	155.573652	2.416557
3	Duns & Ros [Baker Jardine]	1.332343	0.5	0.146433	314.027943	0.390645	2.372035	10.359672	0	0	316.399977	10.750317

Figure IV. 6 : Calibrated total RMS de chaque corrélation.

La figure suivant représente le résultat obtenu lors de notre matching :

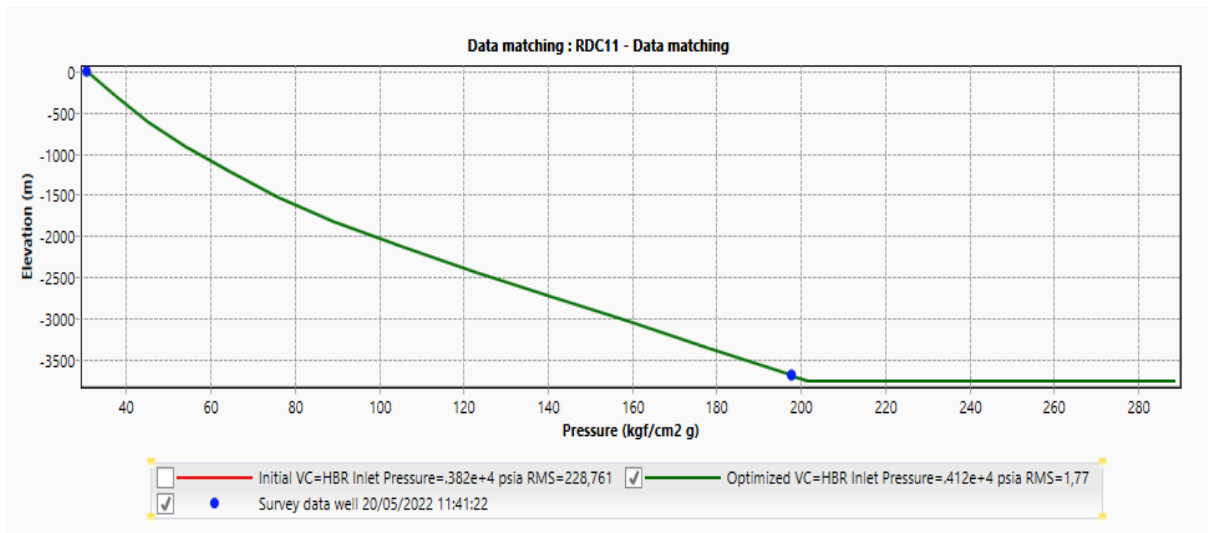


Figure IV. 7 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits RDC11.

On constate que le résultat obtenu est très satisfaisant donc il nous reste que le calage de débits qui va être réalisé à partir du mode Nodal Analysis qui va nous permettre de caler notre modèle entièrement.

IV.2.5.2.2 Courbe inflow et outflow (analyse nodal):

Afin d’obtenir le point de fonctionnement des puits qui est une valeur de pression de fond dynamique et une valeur de débit qui lui correspond, on fait une simulation en mode nodal analysis pour qu’on puisse savoir le potentiel d’un puits et sensibiliser ensuite quelques paramètres qui affectent sur le débit ainsi la pression de fond dynamique.

Mais avant de faire ces sensibilités un calage de débit actuel des puits est impératif, et les courbes suivantes représentent les résultats obtenus :

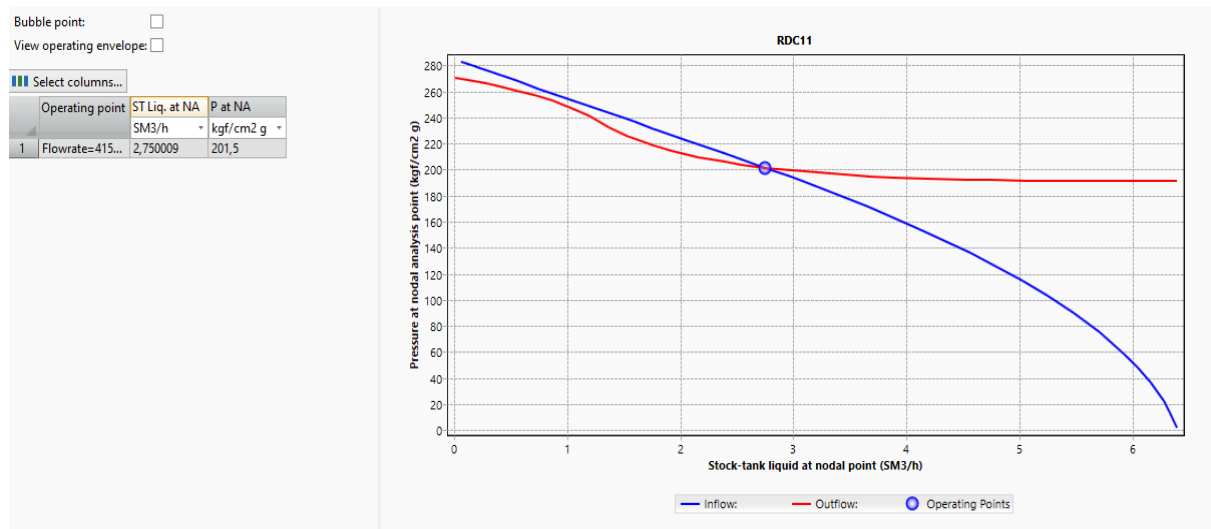


Figure IV. 8 : Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation.

IV.2.5.3 Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM

Pour s’assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 8 Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.

Puits	Données du test (mesurées)		Données PIPESIM (calculées)		Ecart en %	
	Qh (Sm ³ /h)	Pfd(Kgf/cm ² g)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd(Kgf/cm ² g)	Qh(Sm ³ /h)	Pfd(Kgf/cm ² g)
RDC11	2,75	197,6	2,75009	201,5	0	1,97

Nous constatons que, à quelques exceptions près, l’écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à 5 %. Donc, nous déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits avec une précision satisfaisante.

Les graphiques concernant les autres puits sont repris dans l’annexe.

IV.2.6 Application de l’analyse nodale avec les paramètres de sensibilité :

Après le calage du modèle actualisé, on a fait des différentes sensibilités sur le GOR, diamètre du duse, PG et la Pt. Ces sensibilités donnent des courbes Inflow avec des courbes Outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

La simulation de l’état de la production avec ces paramètres de sensibilité est représentée par la figure ci-dessous pour le puits RDC11. Les autres sont illustrées dans l’annexe.

IV.2.6.1 Sensibilité sur le GOR :

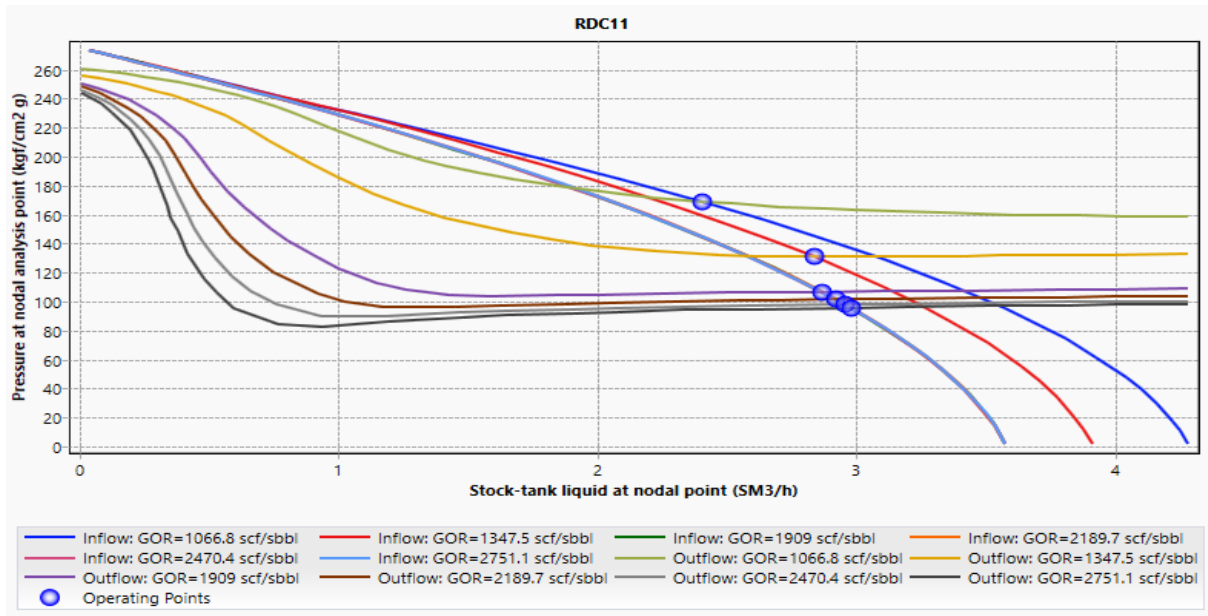


Figure IV. 9 : Sensibilité sur le GOR puits RDC11.

Tableau IV. 9 Points de fonctionnements de puits RDC11.

RDC11		
GOR (sm ³ /sm ³)	Qo (m ³ /h)	PFD (kgf/cm2g)
190	2,403106	169,0555
240	2,836945	130,7457
340	2,86572	106,8176
390	2,922877	101,3779
440	2,957744	97,95067
490	2,979219	95,79528

Commentaire :

On remarque que le débit d’huile augmente avec l’augmentation du GOR.

IV.2.6.2 Sensibilité sur le diamètre du duse :

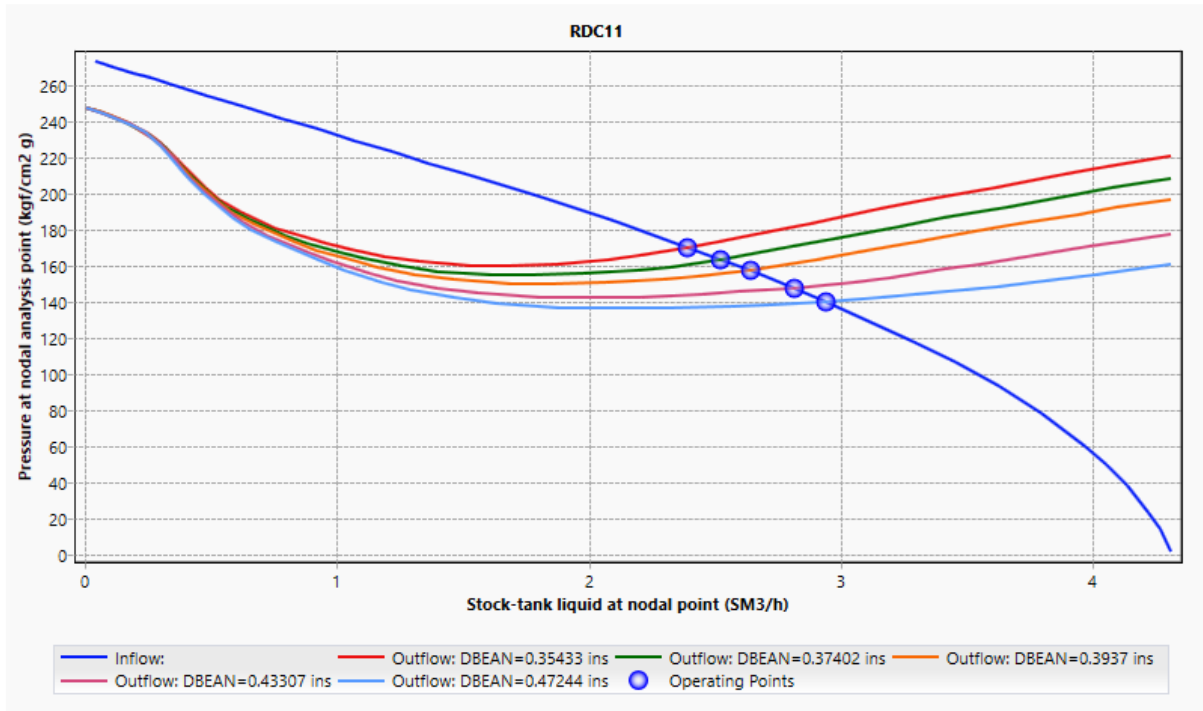


Figure IV. 10 : Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11.

Tableau IV. 10 Points de fonctionnements de puits RDC11

RDC11		
Duse(mm)	QO (m3/h)	PFD (kgf/cm2g)
9	2,390915	170,2979
9.5	2,521178	163,6164
10	2,638681	157,3818
11	2,812535	147,7496
12	2,94164	140,238

Commentaire :

On observe que le débit d’huile augmente légèrement avec l’augmentation du diamètre de la duse.

IV.2.6.3 Sensibilité sur la pression de gisement :

Tableau IV. 11 Points de fonctionnements de puits RDC11.

RDC11		
PG (kgf/cm ² g)	QO (m ³ /h)	PFD (kgf/cm ² g)
275	2,390915	170,2979
250	1,971483	161,6826
225	1,396653	161,0631
213	/	/
200	/	/

Commentaire :

D'après les résultats de tableau, on constate que à partir de $PG = 213 \text{ kgf/cm}^2\text{g}$, le puits est devenu non éruptif dans ce cas la solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement. C'est le maintien de pression soit par les puits injecteurs de gaz ou d'eau si possible, ou bien une méthode d'activation (Gaz-lit, pompe ESP...).

IV.2.6.4 Sensibilité sur la pression de tête:

Tableau IV. 12 Points de fonctionnements de puits RDC11.

RDC11		
Pt (kgf/cm ² g)	Qo (m ³ /h)	PFD (kgf/cm ² g)
18	2,778186	149,4109
21,8	2,389466	170,1528
25	1,937874	191,7937
30	0,1841626	267,1351
35	0,00463734	274,8009
36	/	/

Commentaire :

On observe que le débit d'huile augmente lorsque la pression de tête diminue donc il est très sensible à la variation de la pression de tête.

La modélisation des puits est une étape très importante pour la suite du travail. Après la simulation de l'état de production de ces puits avec leurs sensibilités, on a constaté que le diamètre de duse, le GOR, la pression de tête et la pression de gisement jouent un rôle très important pour l'augmentation de débit d'huile.

IV.3 OPTIMISATION GAZ-LIFT :

IV.3.1 Introduction :

Au vu de la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi Messaoud et aussi les stations de compression en quantité et en pression de surface, l'injection se fait à un nouveau Tubing dans le point le plus bas possible et la production sera par l'introduction tubing à l'intérieur. De ce fait, nous ne serons pas obligés d'optimiser la profondeur d'injection du gaz. A l'aide de la fonction Gas Lift Réponse du logiciel PIPESIM, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits candidats à optimiser, on prend l'exemple de RDC 11.

IV.3.2 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté :

Le choix optimal des paramètres opérationnels du gaz lift injecté est primordial lors de leur conception pour avoir des résultats efficaces aux puits, ces paramètres sont présentés comme suite :

Tableau IV. 13 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.

Puits	RDC 11
Profondeur d'injection maximale possible (m)	3698(m)
Pression d'injection	150 kg/cm ²
Température d'injection	15(°C)
Densité de gaz	0.7

IV.3.3 Procédure d'optimisation :

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal. Comme on a vu auparavant (partie théorique) dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR; au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge; ce point correspond au GLR optimal. Or notre but est de déterminer ce point en utilisant le logiciel PIPESIM.

Avec le PIPESIM le travail devient plus simple et plus performant, en gagnant du temps et en diminuant l'erreur humaine.

Et voici les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GLR optimal :

- Introduction des données dans le PIPESIM, les données opérationnelles du gaz lift avec le changement du diamètre du tubing.
- Le jeu sur la fenêtre « **system analysis** » permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, avec différents diamètres de duse ce qui permet d'avoir des courbes << **multisensitivities - outflow**>> (comme il est montré sur le graphe ci-dessous).
- Le choix du diamètre de la duse.

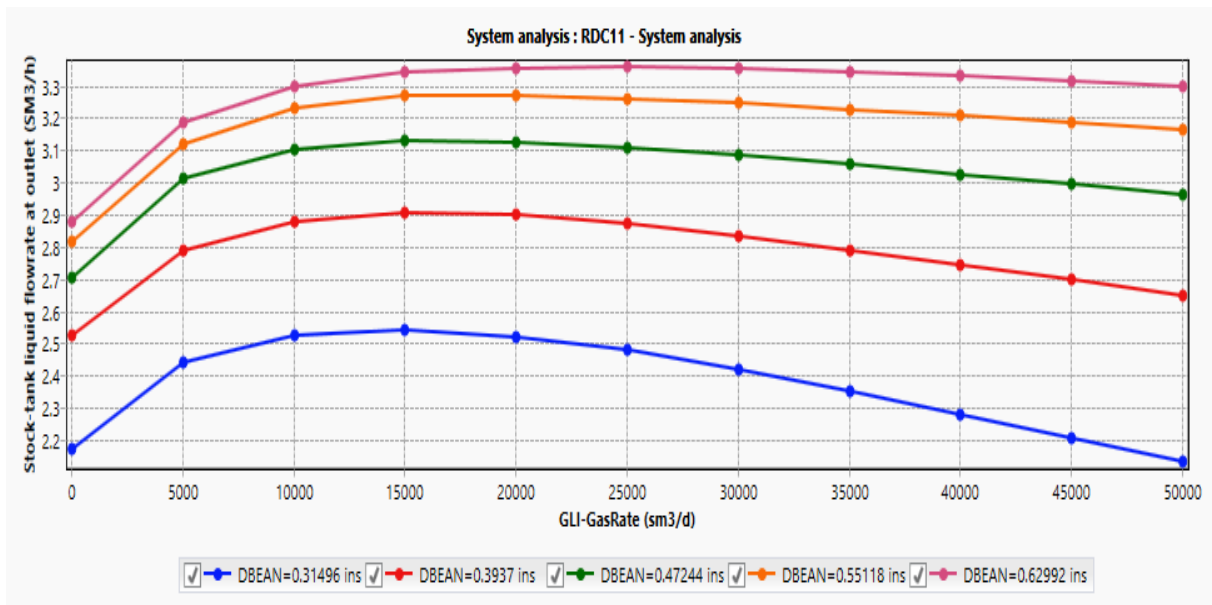


Figure IV. 11 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.

D'après les courbes précédentes, on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile et à partir du diamètre 12 mm, les proportions du gain est presque la même donc on prend la duse de 12 mm.

□ Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift :

Après la détermination du diamètre optimum de la duse, on passe vers la détermination du débit optimal d'injection de gaz lift, le fait d'ajouter une quantité de gaz engendre une augmentation des pertes de charge par frottement puisque l'injection de gaz va augmenter la vitesse de l'effluent, d'autre part il faut diminuer leur densité et donc réduire les pertes de charge gravitaire, ces deux effets inverses ont un point de fonctionnement optimum qui correspond au GLR optimum.

Le point d'injection optimale sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente ou l'augmentation de débit devient inutile ou chuter la production.

On trace une courbe : débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté.

Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe. Nous prenons l'exemple du puits RDC 11. Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

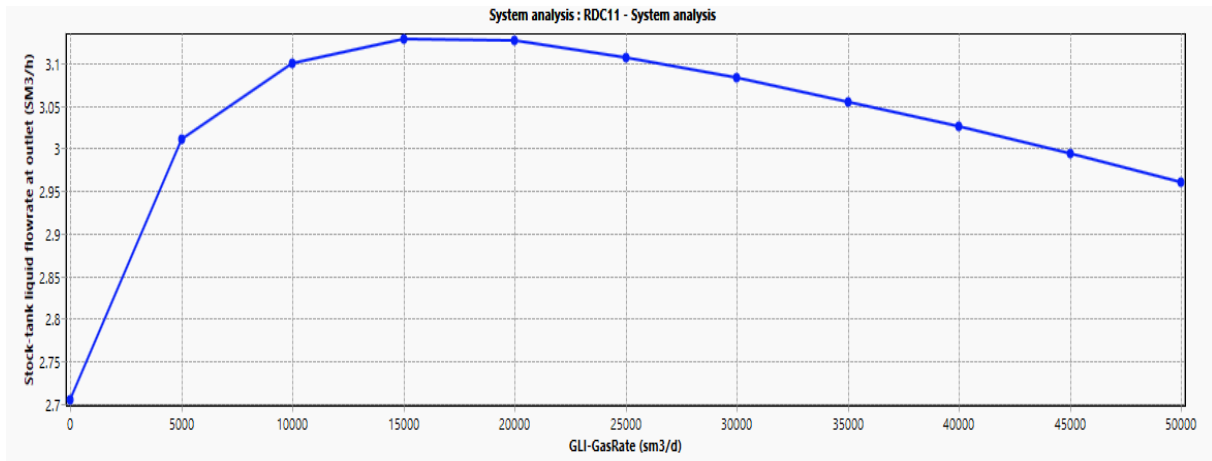


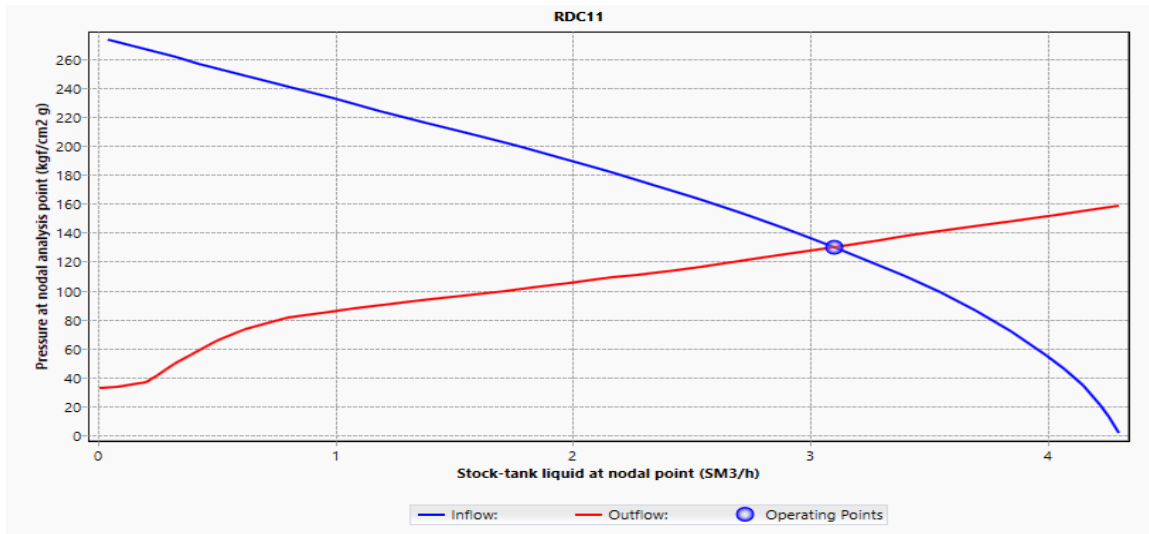
Figure IV. 12 : Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.

D'après la courbe précédente, on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes, c'est-à-dire le rapport (gain de production /débit de gaz injecté) n'est pas le même en tous les cas ; il augmente au fur et à mesure que le débit de gaz injecté augmente pour des valeurs de Q_g inférieur à 15×10^3 m³/j environ, mais au-delà de cette valeur il ne cesse que diminuer Q_g et qui est exprimée dans le tableau suivant :

Tableau IV. 14 la variation de débit huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté

	GLI-GasRate sm3/d	Stock-tank liquid flowrate at outlet SM3/h
1	0	2.70473
2	4999.906	3.011093
3	10000.09	3.100281
4	15000	3.128253
5	19999.91	3.125798
6	25000.09	3.106873
7	29998.87	3.08246
8	34999.62	3.054992
9	40000.38	3.025172
10	45001.13	2.993471
11	49999.06	2.960163

- Le débit obtenu en utilisant l'analyse nodal :



ST Liq. at NA	P at NA
SM³/h	kgf/cm² g
3.100281	130.1631

Figure IV. 13 : Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL.

A ce point optimal, la production est optimale et toute augmentation de la quantité de gaz injectée, au-delà de ce point, fait augmenter les pertes de charge totale, et diminuer la production. L'objectif principale de cette étude, est déterminer pour chaque puits, produisant en gas-lift le point de fonctionnement c'est-à-dire le GLR optimal et le débit d'huile récupère et le bénéfice économiste de cette opération.

Donc le débit optimal sera : $Q_g \text{ optimal} = 10000 \text{ m}^3 / \text{j}$.

Qui correspond à un débit d'huile de : $Q_o = 3.100281 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

Dans ce cas la pression de fond devient : $P_{wf} = 130.1631 \text{ Kg}/\text{cm}^2\text{g}$.

L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11 est représenté dans l'histogramme suivant.

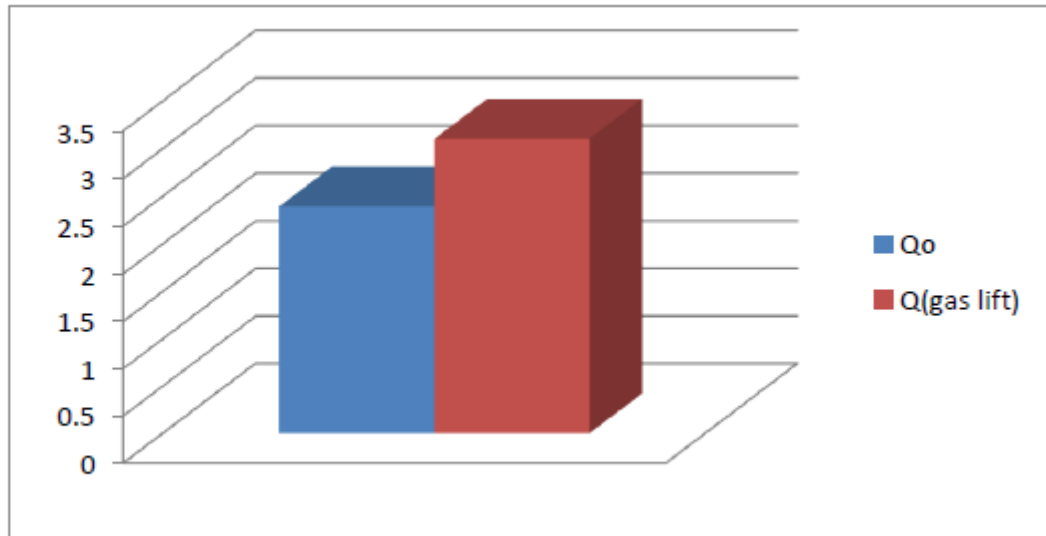


Figure IV. 14 : L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11.

Les tableaux suivants représentent les résultats avant et après l'optimisation par GL

Tableau IV.15: Puits candidats avec des paramètres actuels

Paramètres actuels					
Diam, Duse (mm)	Débit Huile(Sm ³ /h)	Débit Gaz (Sm ³ /J)	Pression Pt Kg/cm ²	Pression Pp Kg/cm ²	Eau Prod l/h
7	0	2209.92	20.51	14.77	0
8	0	34507.44	30.9	15.8	0
8	0	3664.56	12.8	8.6	0
7	0	10356.24	46.06	4.04	0
9	2	8100.96	15.82	7.74	0
8	1.4	2478.24	15.96	9.85	0
8	1.7	1839.84	16.53	7.74	0
7	0.8	2522.16	16.32	11.95	0
9	2.4	6220.32	26.51	9.49	0
9	2.4	10500.24	21.8	6.86	0
11	3.2	7716.24	19.69	8.44	0
10	2.8	2898.96	25.95	9.73	0
8	1.6	2585.04	35.02	10.55	0
9.5	2.4	9963.6	30	11.5	0
8	3.6	13217.04	49.83	12.66	0
8	4	18502.8	39.77	10.2	0

9.92	3.4	12128.4	41.81	13.01	0
------	-----	---------	-------	-------	---

Tableau IV .16 : Puits candidats avec des paramètres après GL

Paramètres après GL					Gain huile	OBS
Diam, Duse (mm)	Débit Huile(S m ³ /h)	Pression Pt Kg/cm ²	Pression Pinj GL Kg/cm ²	Débit injection QGL (Sm ³ /J)		
12	1	19.59	45	15000	1	candidat pour GL Priorité # 1
12	1	16.88	44	10000	1	candidat pour GL Priorité # 1
10	0.7	20	45	10000	0.7	candidat pour GL Priorité # 1
10	0.7	16	48	10000	0.7	candidat pour GL Priorité # 1
12	2.5	18.26	56	10000	0.5	candidat pour GL Priorité # 1
12	1.9	16.56	56	10000	0.5	candidat pour GL Priorité # 1
12	2.2	19	66	15000	0.5	candidat pour GL Priorité # 1
10	1.2	21	50	10000	0.4	candidat pour GL Priorité # 1
12	5.4	63	122	30000	3	candidat pour GL Priorité # 2
12	4.4	42	90	20000	2	candidat pour GL Priorité # 2
14	4.5	25.31	60	15000	1.3	candidat pour GL Priorité # 2
14	3.8	30.69	74	20000	1	candidat pour GL Priorité # 2
12	3.5	48.9	109	15000	1.9	candidat pour GL Priorité # 3
12	4.3	52.39	105	20000	1.9	candidat pour GL Priorité # 3
12	6.7	66.5	135	30000	3.1	candidat pour GL Priorité # 4
12	6.3	45.8	96	30000	2.3	candidat pour GL Priorité # 4

12	5	64	126	25000	1.6	candidat pour GL Priorité # 4
			Total	295000	23.4	

D'après les résultats de tableau on remarque que l'injection de 295000 Sm³/J de gaz lift donne un gain d'huile de 23.4

La répartition du gain n'était pas homogène pour tous les puits, selon le régime de chaque puits. Les résultats de ces tests nous ont permis de localiser les puits candidats à une augmentation de débits dans le cas d'une l'injection de GL.

CONCLUSION

Le but du gaz-lift c'est de réduire la chute de pression en débit dans le tubing. Pour un débit déterminé, il est difficile d'agir sur le frottement des fluides avec les parois du tubing, alors qu'il est possible de réduire les pertes de charge gravitaires en diminuant la masse spécifique du fluide. Le fait d'ajouter une quantité de gaz, engendre une augmentation des pertes de charge par frottement, puisque l'injection du gaz revient à augmenter la vitesse de l'effluent et d'autre part il va diminuer la densité de l'effluent et donc réduire les pertes de charge gravitaires. Ces deux effets inverses ont un point optimum qui correspond au GLR optimum.

Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand, c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible.

La détermination de débit d'injection optimal consiste à varier chaque fois le débit de Gaz « injection rate » dans la fenêtre « sensitivités – out flow » afin d'avoir une courbe « Multi sensitivités-out flow » (comme il est montré sur le graphes précédents.

Chapitre V
Etude économique

Ce projet nécessite :

- 1) Un réseau de collecte.
- 2) Equipements de surface du puits.
- 3) Equipements de fond du puits.

Tableau V.1 : Coût de réalisation de réseau de collecte

Opération	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Soudage ϕ 3'' (joint)	20	8 800	176
Soudage ϕ 6'' (joint)	24	10600	259.7
Contrôle avec Rx ϕ 3'' (joint)	20	3300	66
Contrôle avec Rx ϕ 6'' (joint)	24	3300	80.84
Essai hydrostatique ϕ 3'' (mL)	20	360	720
Essai hydrostatique ϕ 6'' (mL)	25	370	925
Raccordement ϕ 3'' (joint)	3	23500	70.5
Raccordement ϕ 6'' (joint)	2	30000	45.75
Croisement de pipe (unité)	1	236000	326
Apport et pose lit de sable (mL)	450	800	3600
Préfabrication et montage (T)	4	153673	12991.5
Autre (Topographie Transport tube, Traversé piste ou route.....)			50699.75

V.1 : LES EQUIPEMENTS DE SURFACE [4]

Tableau V.2 : Les équipements de surface

Outils	quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Vanne à boisseau sphérique 3''	2	22723	45446
Vanne à boisseau sphérique 2''	1	19726	19726
Vanne de dusage 3''	1	35000	35000
Robinet ½''	2	3390	6780
Robinet ¾''	2	3900	7800
TE réduction 6''x3''	1	266	266
TE réduction 3''x2''	1	309	309
Coude 90°	4	498	1992
Coude 45°	5	334	1670
Réduction concentrique	1	257	257
Bride 3''	8	397	3176
Bride 2''	2	302	604
Joint insolent 3''	1	1898	1898
Bossage fileté ½''	3	158	474
Bossage fileté ¾''	1	158	158
Mamelon	3	365	1095
Tige fileté	80	94	7520
Joint Tore R 21	9	78	702
Joint Tore R 24	3	71	213
Manomètre	3	3213	9639
Thermomètre	1	3213	3213
Pipe 3''	2000	1392	2784000
Pipe 6''	2500	3800	9500000

V.2: LES EQUIPEMENTS DE FOND

Les équipements de fond			47070.629
-------------------------	--	--	------------------

V.3 : MONTANT TOTAL DU PROJET**Tableau V.3 : Montant total du projet**

	Coût estimatif (DA)	observation
Réseau de collecte	214500	Pipe et réalisation
Equipement de surface	12000000	
Equipement de fond	4707.629	
Reprise des puits	48000000	SNUBBING
Total	60219207.629	

Donc le coût total du projet est de **60219207.629 DA**.

V.4 : CALCUL DU POT (DELAI DE RECUPERATION)

La production avant l'optimisation 29.7 (m3/d) et après l'optimisation 55.1 (m3/d)

C'est-à-dire le gain 23.4(m3/d) =147.168 (baril/d)

Le coût du baril de pétrole en dollars : 100 \$, et 1\$=147.1DA c'est-à-dire : **2164841.28DA**

$$POT = \frac{60219207.629}{2164841.28} \approx 27 \text{ jour}$$

Donc, après 27 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

Conclusion et recommandations

Conclusion

Le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression d'hydrostatique, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

Dans notre étude on a étudié quelque paramètre influant sur l'optimisation de gaz lift, pour cela on a utilisé le logiciel PIPESIM pour améliorer la performance des puits, parmi les paramètres étudiés des valeurs de gaz injectés, diamètre extérieur de concentrique, et la profondeur. Ajoutez cela les corrélations d'inflow et outflow qui sont compatible avec notre champ étudié RDC, et on a trouvé les résultats optimaux suivant:

- Le débit optimal de gaz injecté : $Q_g \text{ optimal} = 295000(\text{m}^3/\text{j})$. Il correspond à un débit d'huile de : $Q_{oil} = 55.1(\text{m}^3/\text{j})$ pour un débit initial $Q_{oil} 29.7 \text{ m}^3/\text{j}$.
- Le mode de production avec la technique de gaz lift a donné des résultats très satisfaisants sur le champ RDC, bien que la technique ne soit pas encore maîtrisée au point de garantir une longue exploitation Le débit du puits en gaz lift est fonction du diamètre de chemisage descendu.
- L'utilisation du CCE est plus adéquate sur les puits du champ RDC que des complétions avec SPM spécial gaz lift pour préserver la colonne de production intègre.
- En concernant l'étude économique, après 28 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

Recommandations

D'après l'étude qu'on a fait sur des puits dans le champ de RDC, on recommande les étudiants qui vont rechercher dans :

- ✚ Après certain temps d'injection, convertir les puits en percée en puits injecteurs ou les fermer et augmenter les débits d'injection après que la pression d'injection en tête arrive à son maximum.
- ✚ Prendre en charge les problèmes de flow assurance.
- ✚ Faire des échantillonnages avec des études PVT pour identifier la nature des dépôts et caractériser les fluides de gisement dans le but d'élaborer un modèle PVT afin d'améliorer l'efficacité des traitements effectués sur les puits.
- ✚ Réaliser des mesures de pressions des puits pour un meilleur monitoring des différents réservoirs.
- ✚ Favoriser le développement dans la partie Ouest du champ RDC par le forage de nouveaux puits.

Bibliographies

Bibliographies

- [1] Mémoire Etude et développement du champ RDC (IAP)
- [2] Mémoire fin d'étude ' ' Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ de Haoud Berkaoui''année 2013 (master kassdi merbah ouargla).
- [3] Mémoire fin d'étude Optimisation des puits gas-lift en fonction de Complétion dans le bloc OMG (Upside Nord HMD).master en 2019
- [4] La production fond, Denis Perrin, Edition technique.
- [5] Récupération assisté par gaz lift, Groupe Socotec Industrie.
- [6] Schlumberger Gas Lift Design and Technology.
- [7] Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
- [8] Mémoire fin d'étude "Optimization of Gas Lift System in Varg Field" année 2007 (MASTER).
- [9] Gaz lift equipment (BOTIL)
- [10] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- [11] API gaz lift manual Book 6 of the Vocational Training Series Third Edition, 1994.

Annexes

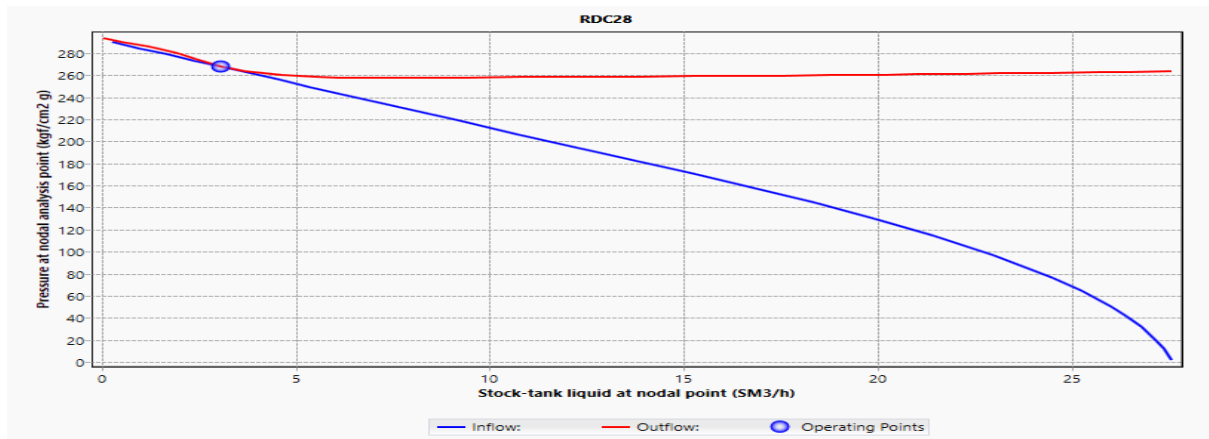


Figure 1 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation.

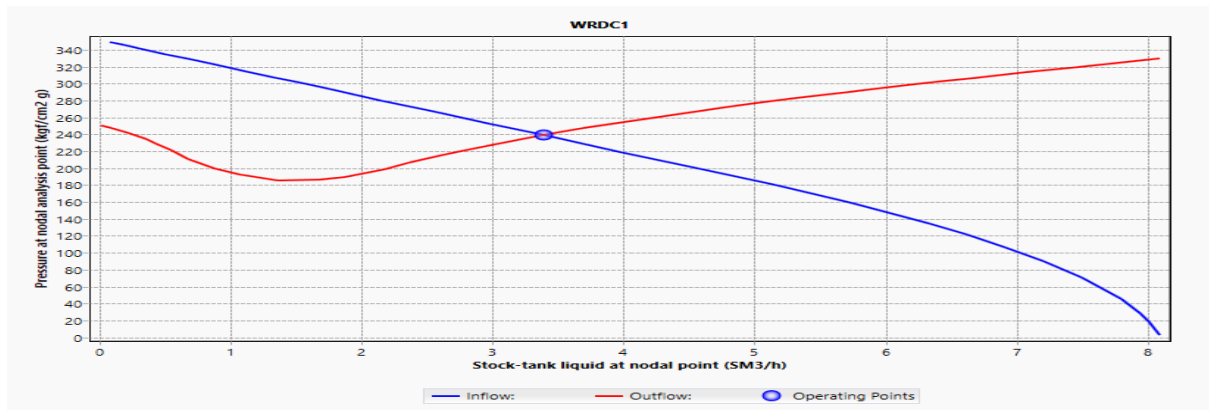


Figure 2 : Point opérationnel du puits WRDC1 après actualisation.

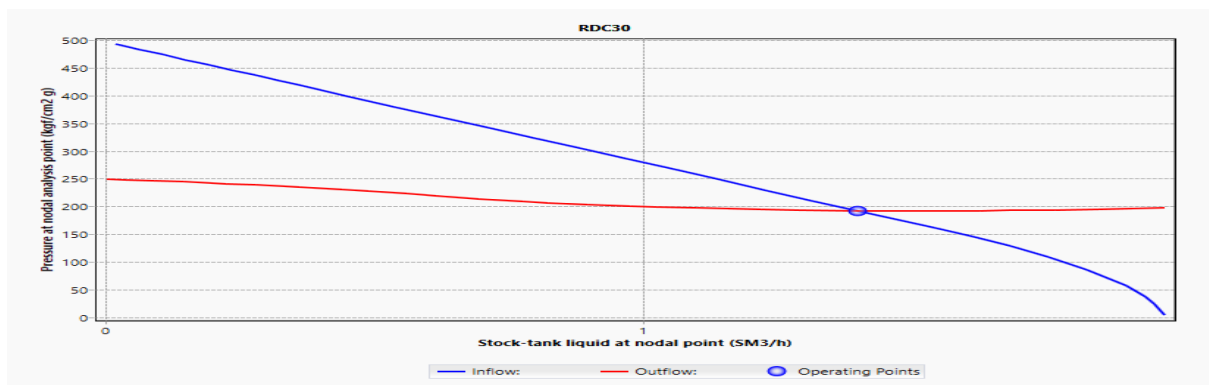


Figure 3 : Point opérationnel du puits RDC30 après actualisation.

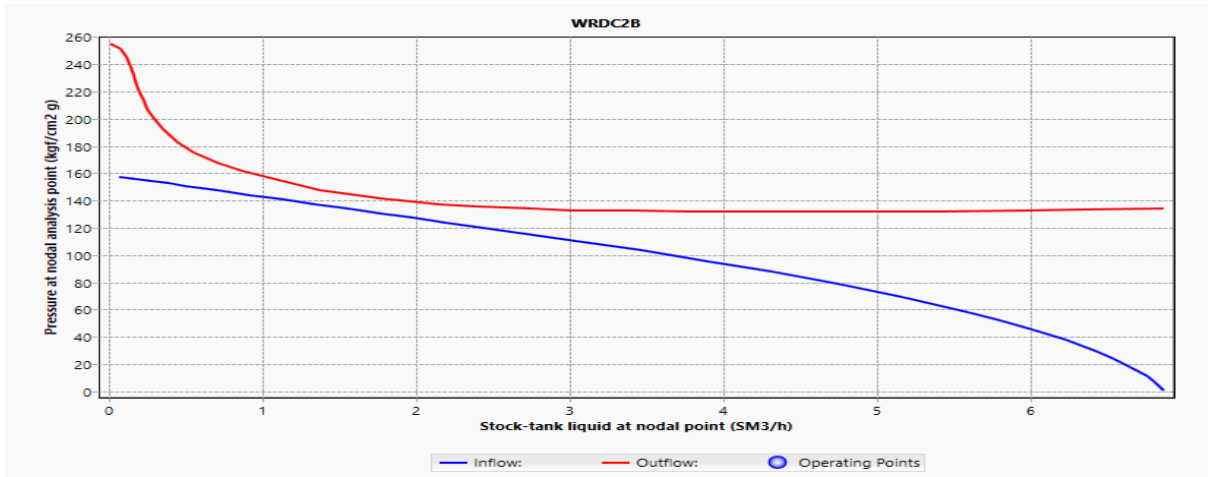


Figure 4 : Point opérationnel du puits WRDC2B après actualisation.

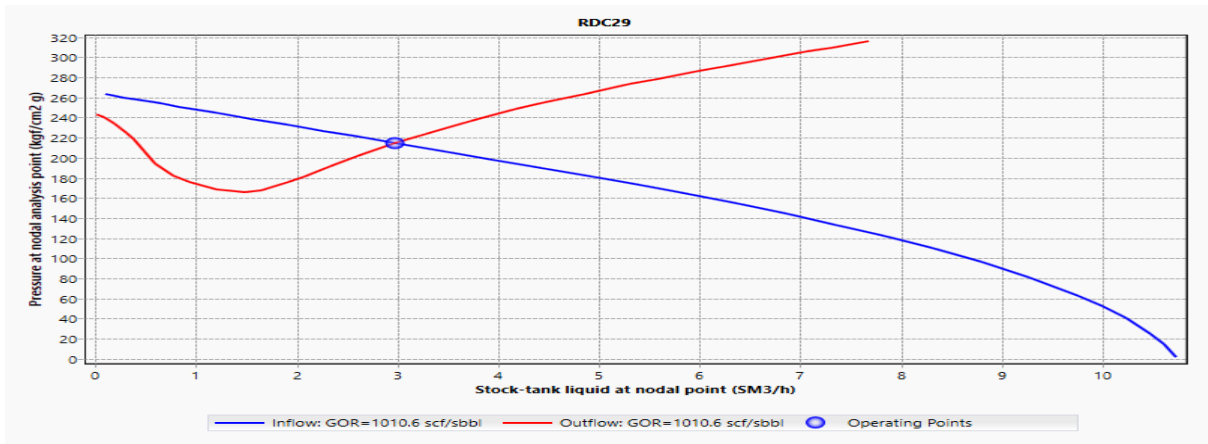


Figure 5 : Point opérationnel du puits RDC29 après actualisation.

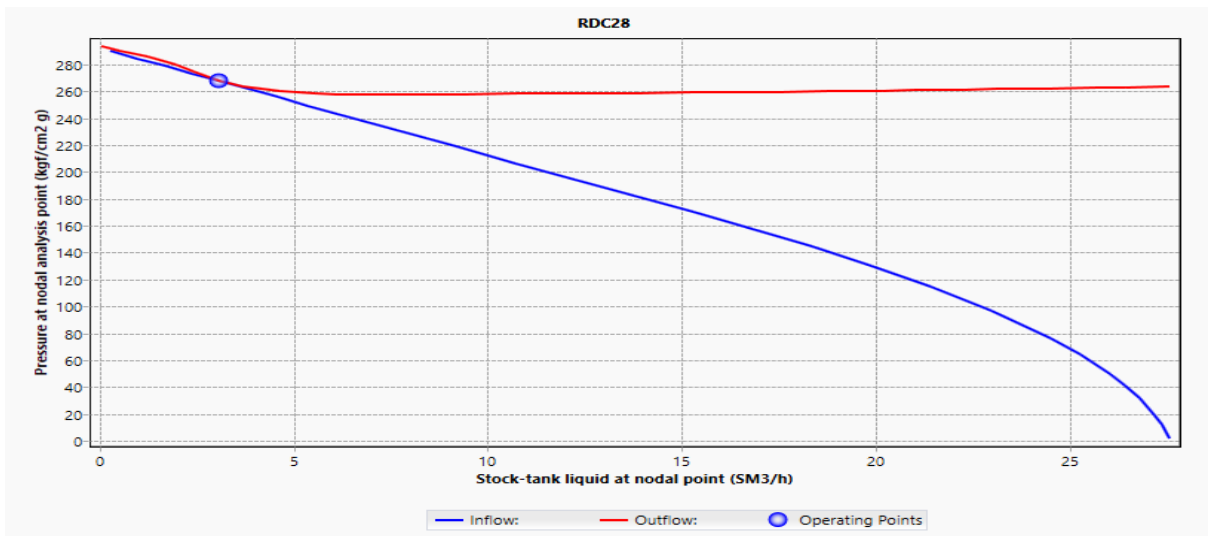


Figure 6 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation.

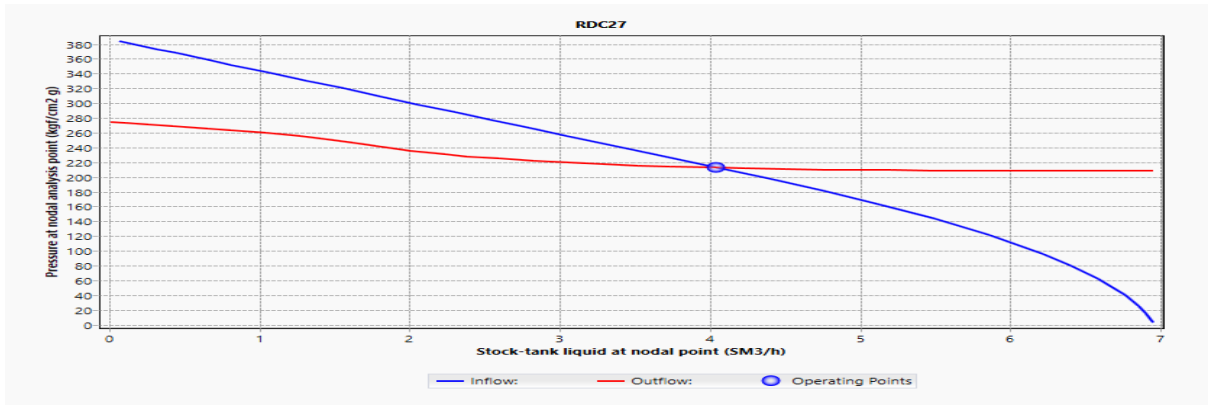


Figure 7 : Point opérationnel du puits RDC27 après actualisation.

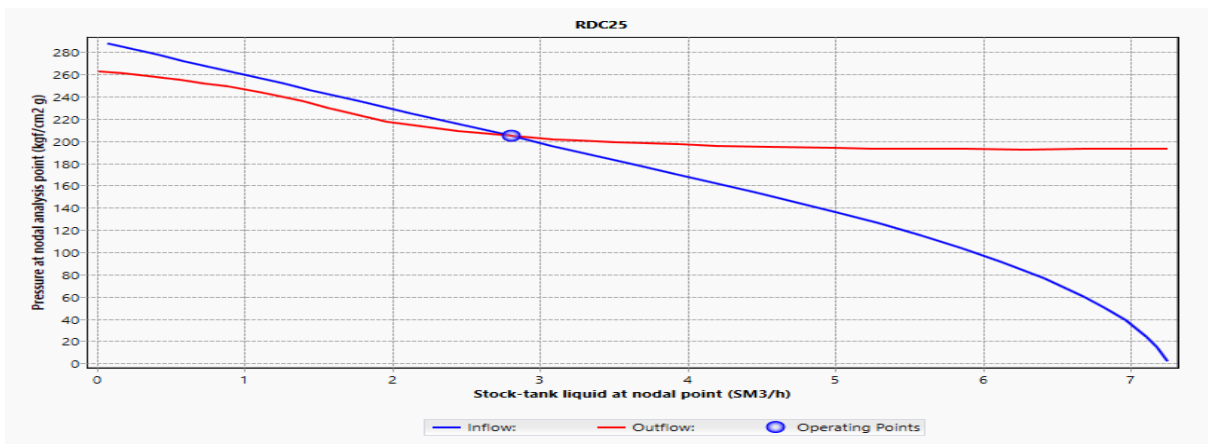


Figure 8 : Point opérationnel du puits RDC25 après actualisation.

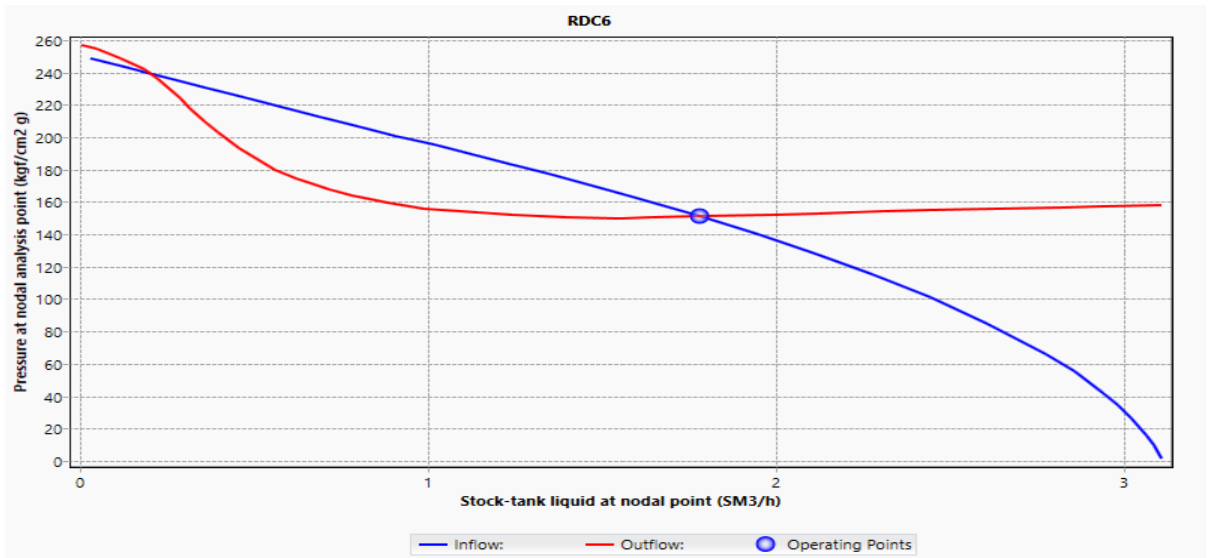


Figure 9 : Point opérationnel du puits RDC6 après actualisation.

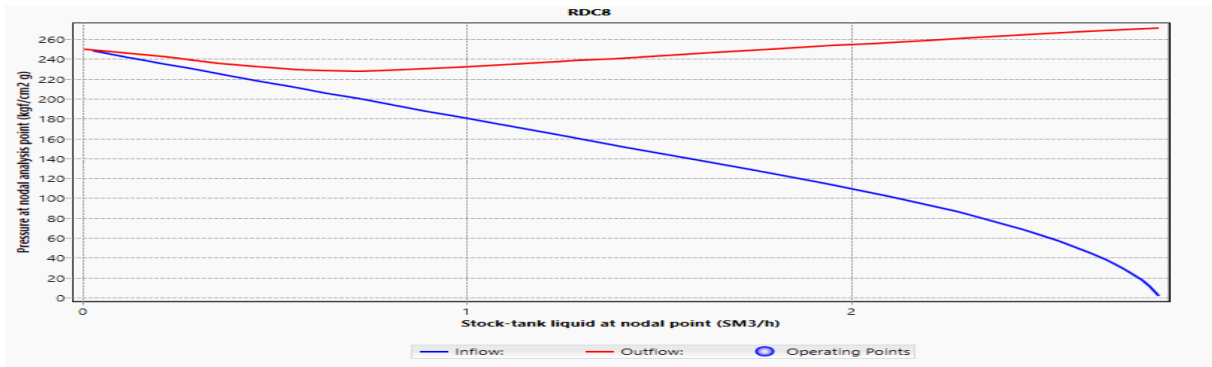


Figure 10 : Point opérationnel du puits RDC8 après actualisation.

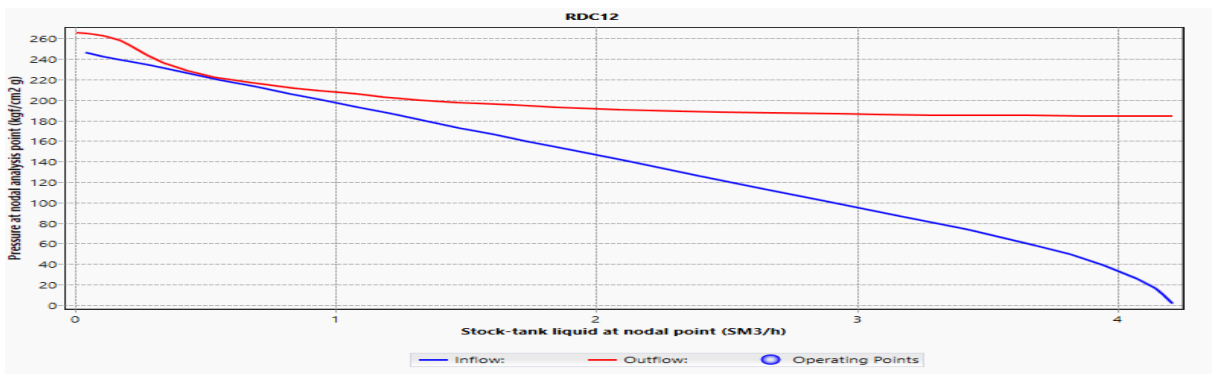


Figure 11 : Point opérationnel du puits RDC12 après actualisation.

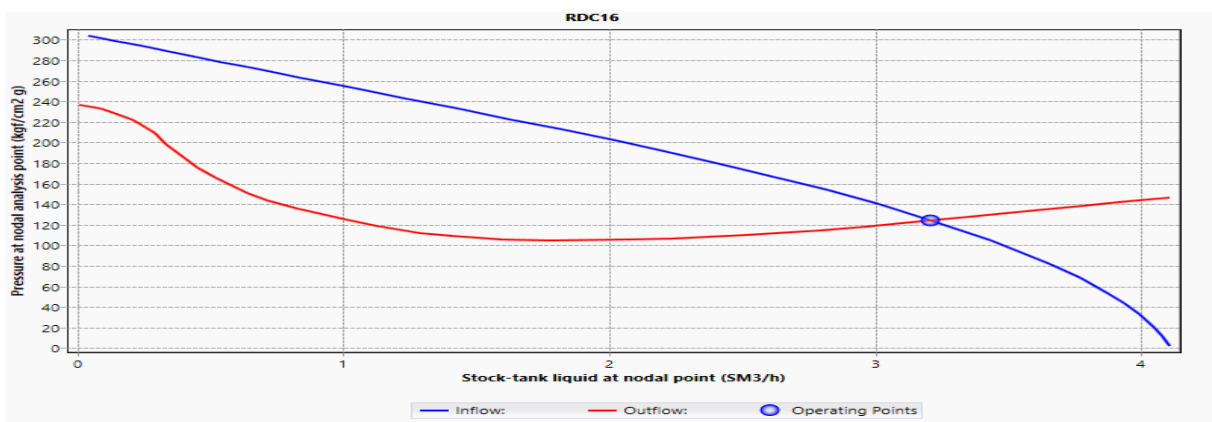


Figure 12 : Point opérationnel du puits RDC16 après actualisation.

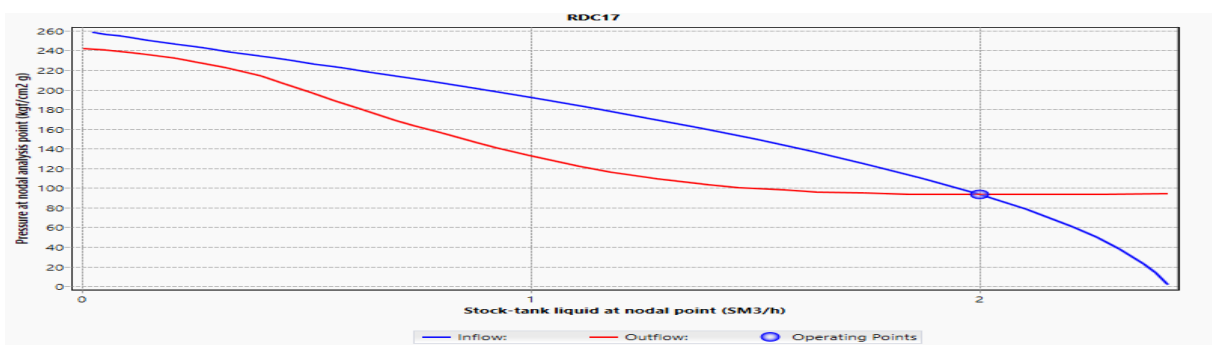


Figure 13 : Point opérationnel du puits RDC17 après actualisation.