

N° Série :/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle/Académique

Présenté Par :

BOUMAZA Med Akram, CHAOUCH Med Saddek

-THEME-

**MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DU CHAMP
PERIPHERIQUE RDC DU GISEMENT DE HMD**

Soutenu le : 08 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

BELMILOUD Fatima Zohra	MCA	Présidente	UKMO
TOUAHRI Abdeldjebar	MCB	Examineur	UKMO
ALI ZEROUKI Ahmed	Pr	Encadreur	UKMO
ATLILI Med Elhadi	Mr	Co-encadreur	UKMO



Remerciements

Nous remercions, en premier lieu, ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions nos parents pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.

Nous remercions tous nos professeurs pour nous avoir guidés tout au long De notre cursus universitaire. Nous témoignons notre profonde gratitude à tout le personnel de la direction EP de Hassi - Messouad et plus précisément Mr ATLILI Med Elhadi et FEKIRINI Mohammed, toute l'équipe de service gas – lift.

Nous remercions aussi l'encadreur Pr. ALI ZEROUKI Ahmed et tous les membres du jury.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux tous les enseignants du département hydrocarbures qui nous a énormément aidé par ses conseils et tous ses moyens pour atteindre ce moment de graduation et de devenir des ingénieurs pétroliers à succès.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Et que tous ceux qu'on a oublié de citer acceptent nos vifs remerciements.





DEDECAS

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, je leur dis du fond de mon cœur
merci

« Mon père » pour ta patience, ton sacrifice et ton assistance, je te dis merci et mille fois
merci « Ma mère » pour ton éducation, ton amour et tes bénédictions

Merci mes parents pour vos sacrifices qui m'ont permis d'avoir cette réussite Avec toute
Ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, je ne pourrai jamais régler votre
mérite.

A mes très chers frères : « **Khaled** », « **Khalil** » et « **Saber Ayoub** ».

A mon adorable sœur « **Abkar** ».

A mes chers amis : « **Khalil KRAIMIA** », « **Heythem MECHIR** », « **Aymen
BOUCHOUARB** »,

« **HAMA BEKHOUCHE** », « **Med BOUAZZA** », « **Akram BOUARAGIA** » et «
Midou **CHAUCHE** ».

الهم ارحم اخوتي علاء وفؤاد واجعلهما من اهل الجنة

BOUMAZA Med Akram





DEDECAS

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, je leur dis du fond de mon cœur
merci

« Mon père » pour ta patience, ton sacrifice et ton assistance, je te dis merci et mille fois
merci « Ma mère » pour ton éducation, ton amour et tes bénédictions

Merci mes parents pour vos sacrifices qui m'ont permis d'avoir cette réussite Avec toute
Ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, je ne pourrai jamais régler votre
mérite.

A mon cher : frère RAHIM

A mes chers amis : ZAKROU BOUTERA », « HA MZA MHALAINE»,«AYOUB
BENDJMA,

« MOUIZ ZEROUALI », « SALAH LEDMI », « Akram BOUARAGIA »et «
MOUHAMED BOUZZA ». «HAMA BAKHOUCHE».

A MON CHER BINOME : «AKRAM BOUMAZA»

CHAOUCH Med Saddek



Résumé :

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

Les objectifs de notre étude sont : modéliser le système de production à l'aide du logiciel PIPESIM, étudier la sensibilité de la performance des puits à différents paramètres, étudier l'effet d'une technique d'activation, en l'occurrence le gas lift, sur la production, et L'optimisation du réseau actuel ainsi leur influence avec le gaz-lift.

Mots-clés : Optimisation, modélisation, analyse nodale, la production, gas lift, PIPESIM.

Abstract:

Optimization of the production system of a hydrocarbon reservoir is based on an approach known in the oil Industry as the "nodal analysis"

The objectives of our study are: modelling production system using PIPESIM software, study performance sensitivity to different parameters of the wells, investigate the effect of an activation technique, namely the gas lift, on the production and optimization of the current network and their influence on the gas-lift.

Keywords: Optimization, modeling, nodal analysis, production, gas lift, PIPESIM.

ملخص:

يعتمد تحسين نظام إنتاج الحقول الهيدروكربونية على نهج معروف في صناعة النفط باسم "التحليل العقدي".
أهداف دراستنا هي: نمذجة نظام الإنتاج باستخدام برنامج PIPESIM، دراسة حساسية أداء البئر لمعايير مختلفة، دراسة تأثير تقنية التنشيط في هذه الحالة رفع الغاز على الإنتاج، وتحسين وبالتالي تأثيرها على الشبكة الحالية مع رفع الغاز.
الكلمات المفتاحية: التحسين، النمذجة، التحليل العقدي، الإنتاج، رفع الغاز، PIPESIM.

Remerciement		
Dédécace		
INTRODUCTION GENERALE		1
Partie théorique		3
Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, RDC).....		3
I.1	Présentation du champ de Hassi Messaoud.....	3
I.1.1	Introduction.....	3
I.1.2	Situation géologique.....	3
I.1.3	Aperçu géologique	4
I.1.4	Situation géographique.....	4
I.1.5	Caractéristiques du réservoir.....	4
I.2	Présentation du champ périphérique RDC.....	5
I.2.1	Situation géographique.....	5
I.2.2	Contexte géologique.....	6
Chapitre II : Performance des puits.		7
II.1	Analyse nodale	8
II.1.1	Introduction.....	8
II.1.2	Concept de l'analyse nodale:.....	8
II.1.3	Procède d'application de l'analyse nodale:	9
II.1.4	Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud.....	9
II.1.5	L'objectif de l'analyse nodale	9
II.1.6	Conclusion	10
II.2	Aperçu sur le réseau de collecte	11
II.2.1	Introduction	11
II.2.2	Classification des conduites.....	11
II.2.3	Plans de réseau de collecte.....	11
II.2.4	Description de réseau de collecte de Hassi-Messaoud	13
II.2.5	Ecoulement multiphasique	13

SOMMAIRE

Chapitre III : Gas-lift	18
III.1 Introduction	18
III.2 Définition et principe de gas lift	18
III.3 Utilisation ou application du gas-lift.....	19
III.4 Compositions du gaz injecté	20
III.5 Types de gas lift.....	20
III.6 Les équipements de gas-lift	24
III.7 Vannes de gas-lift, leurs fonctions et leurs principes.....	25
III.8 Les principaux paramètres de gas-lift.....	26
III.9 Facteurs a considérés dans la conception du gas lift.....	26
III.10 Existence de Gaz-Lift A HMD	27
III.11 Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud	27
III.12 Les problèmes liés au gaz lift à HMD:.....	30
III.13 Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift	30
III.14 Les puits sélectionnés	32
Partie pratique : Modélisation et optimisation du champ RDC	32
Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC	32
IV.1 Description du logiciel PIPESIM.....	32
IV.2 Modélisation des puits	35
IV.3 Optimisation gaz-lift.....	52
IV.4 Modélisation et optimisation de réseau de collecte.....	57
Conclusion générale	76
Recommandations	77

Chapitre III : Gas-lift

Tableau III. 1 Compositions du gaz	20
Tableau III. 2 Les puits sélectionnés pour l'activation GL.....	32

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC

Tableau IV. 1 Complétion des puits ayant un liner cimenté perforé	36
Tableau IV. 2 Complétion des puits ayant un open hole.	36
Tableau IV. 3 Paramètre des PVT des effluents de puits.	37
Tableau IV. 4 Données des essais des puits.....	39
Tableau IV. 5 Derniers jaugeages des puits.....	40
Tableau IV. 6 Les données du fluide	43
Tableau IV. 7 Les données de la complétion.....	43
Tableau IV. 8 Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits	49
Tableau IV. 9 Points de fonctionnements de puits RDC11.	50
Tableau IV. 10 Points de fonctionnements de puits RDC11.	51
Tableau IV. 11 Points de fonctionnements de puits RDC11.	51
Tableau IV. 12 Points de fonctionnements de puits RDC11.	52
Tableau IV. 13 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.	53
Tableau IV. 14 La variation de débit d'huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.	55
Tableau IV. 15 Les données de réseau de collecte.	61
Tableau IV. 16 Les données calculées avec PIPESIM.	65
Tableau IV. 17 Comparaison entre les données mesurées et calculées.	66
Tableau IV. 18 Les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.	68
Tableau IV. 19 Les régimes d'écoulement à travers la duse.....	68
Tableau IV. 20 Les résultats de simulation sur le réseau.....	70
Tableau IV. 21 Optimisation du réseau actuel.....	72
Tableau IV. 22 Influence de l'activation par GL sur le réseau actuel.....	72
Tableau IV. 23 Optimisation du système réseau avec l'activation GL.....	74

Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, RDC)

Figure I. 1 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	3
Figure I. 2 Localisation géographique du champ.....	3
Figure I. 3 Périmètre de Rhourde Chegga.....	5
Figure I. 4 Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie	6

Chapitre II : Performance des puits

Figure II. 1 Les pertes de charge au cours de production.	7
Figure II. 2 Les différentes positions possibles des nœuds.....	8
Figure II. 3 Le point de fonctionnement d'un puits	10
Figure II. 4 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle	12
Figure II. 5 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison par collecteur	13
Figure II. 6 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.	15
Figure II. 7 Ecoulements horizontaux.....	15
Figure II. 8 Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique.	15
Figure II.9 Différents configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase.	16
Figure II. 10 Régimes d'écoulement à travers la duse	17

Chapitre III : Gas-lift

Figure III. 1 Gaz lift Systèmes.....	19
Figure III. 2 Gaz lift continu	20
Figure III. 3 Principe de gaz lift intermittent.	21
Figure III. 4 Direct gas-lift.....	22
Figure III. 5 : Gaz lift avec tubing concentrique	22
Figure III. 6 Gas lift double.	23
Figure III. 7 Gas lift parallèle.	24
Figure III. 8 Complétion conventionnelle.....	28

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC

Figure IV. 1 Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM.	32
Figure IV. 2 Modèle IPR puits RDC11.	41
Figure IV. 3 Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.	42
Figure IV. 4 Fiche technique puits RDC11.....	44
Figure IV. 5 La conception du puits RDC11.	45
Figure IV. 6 Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données. ...	46
Figure IV. 7 Calibrated total RMS de chaque corrélation.	46
Figure IV. 8 Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits RDC11.	47
Figure IV. 9 Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation.	47
Figure IV. 10 Point opérationnel du puits RDC11 après actualisation.	48
Figure IV. 11 Sensibilité sur le GOR puits RDC11	49
Figure IV. 12 Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11.	50
Figure IV. 13 L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.....	53
Figure IV. 14 Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.	54
Figure IV. 15 Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL.....	55
Figure IV. 16 L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11.....	55
Figure IV. 17 L'organigramme de la procédure de modélisation du système de production.	57
Figure IV. 18 Structure de réseau RDC	61
Figure IV. 19 Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM.	62
Figure IV. 20 Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM).	62
Figure IV. 21 Modèle puits-réseau sur PIPESIM.	65
Figure IV. 22 Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map).....	67

LISTE ABREVIATION

API:	American Petroleum Institut.
GOR:	Gas Oil Rapport ($\text{Sm}^3 / \text{Sm}^3$).
HMD:	Hassi Messaoud.
RDC:	Rhourde Chegga.
API:	Density.
Pb :	pression de bulle.
Pwh :	pression de tête.
H:	Hauteur (m).
MFD:	Manifold.
Rs :	GOR de solution.
Pp :	Pression de pipe ($\text{kgf}/\text{cm}^2\text{g}$).
Q :	Débit (m^3 / h).
Qc :	Débit calculé (sm^3 / h).
Qo :	Débit d'huile (sm^3 / h).
Ppm :	Pression pipe mesuré.
Ptm :	Pression de tête mesurée.
Qm :	Débit mesuré (sm^3 / h).
ΔP :	Perte de charge (bar).
WOR:	Water Oil Ratio.
PT:	Pression de tête.
T huile :	Température d'huile ($^{\circ}\text{C}$).
Qeau:	Débit d'eau.
AOFP:	Flow Rate Operating Point.
DST:	Drill Stem Test.
EP:	Production Engineering.
MD:	Mesured Depth.

LISTE ABREVIATION

FL:	Flowline.
WRDC:	West RDC.
PTG:	Pontage.
ID:	Inside Diameter.
OD:	Outside Diameter.
CCE:	Concentrique.
RMS:	Root Mean Squared.
HP :	Haute Pression.
PFD:	Pression du Fond Dynamique (kgf/cm ² g)).
PVT:	Pression, Volume, Température.
Pg:	Pression de gisement (kgf/cm ²).
PIPESIM:	Pipeline Simulator.
IPR:	Inflow Performance Relationship.
VLP:	Vertical Lift Performance.
IP:	Indice de Productivité (Sm ³ / (j .bar)).
GL:	Gas Lift.
GLR:	Gas Liquid Ratio.
J :	Jonction.

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde, c'est pour cela que l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

La production des hydrocarbures en Algérie a connu plusieurs problèmes d'exploitation qui nécessitent des investissements très coûteux. Les problèmes les plus fréquents sont la chute de la pression du gisement, la présence des dépôts de sel, percé de gaz, en effet ces problèmes se manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi Messaoud.

L'objectif de tout pays producteur est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production, cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts.

En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

Parmi les méthodes de récupération assistée, on a le gaz-lift, 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 de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum d'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau...).

Dans notre étude, nous avons fait une optimisation du champ par gaz-lift et on a obtenu un gain important en termes de débit, ce qui nous a permis de recommander l'activation par gaz-lift dans le champ étudié.

Le présent travail que nous avons suivi pour atteindre l'objectif souligné est décrit par les chapitres suivants :

- Le premier chapitre donne des présentations du champ de Hassi Messaoud et Rhourde Chegga (RDC).

Le deuxième chapitre présente l'analyse nodal, leur objectif, principe de fonctionnement, IPR et VLP, et des généralités sur le réseau de collecte.

Le troisième chapitre l'activation des puits par gaz lift leur principe, types, ces applications, les Paramètres et les problèmes liés au gaz lift.

INTRODUCTION GENERALE

- La quatrième partie contient la modélisation et optimisation des puits et leur optimisation gaz-lift ainsi que la modélisation et l'optimisation du champ RDC (puits-réseau).

Enfin, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude dans le champ étudié

Chapitre I :
Généralités sur
les champs
(HMD, RDC)

I.1 Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1.1 Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits et il est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale [8].

I.1.2 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale.

IL est délimité par :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- ✓ Au Sud par le Horst d'Amguid.
- ✓ Au Nord par la structure Djamaa Touggourt
- ✓ A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar.



Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

I.1.3 Aperçu géologique

Durant l'histoire géologique, ce gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles soit à l'échelle du champ (Nord-Est Sud-Ouest), ou d'échelle moins importante (Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est); et il a subi aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

I.1.4 Situation géographique

Le champ d'Hassi Messaoud se situe à 650 Km au SE d'ALGER et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord

En coordonnées géographiques, il est limité

- ✓ Au nord par la latitude 32°15.
- ✓ Au sud par la latitude 31°30.
- ✓ A l'ouest par la longitude 5°40.
- ✓ A l'est par la longitude 6°35.

I.1.5 Caractéristiques du réservoir

- ✓ L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- ✓ La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- ✓ La température est de l'ordre de 120 °c.
- ✓ Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- ✓ La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- ✓ La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- ✓ Contact huile/eau : 3380 m.
- ✓ Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- ✓ Côte de référence : 3200 m.

- ✓ L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum mais peut également être nulle.
- ✓ La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

I.2 Présentation du champs périphérique RDC

I.2.1 Situation géographique :

Le gisement de Rhourde Chegga est situé dans le bloc 433, à une trentaine de kilomètres au Nord-est du champ de Hassi-Messaoud, (Fig.5), il se situe à 680 km Sud – Sud-Est d’Alger, à 350 km de la frontière Tunisienne, et à environ 300 Km du gisement de gaz à condensât de Hassi R’Mel [8].

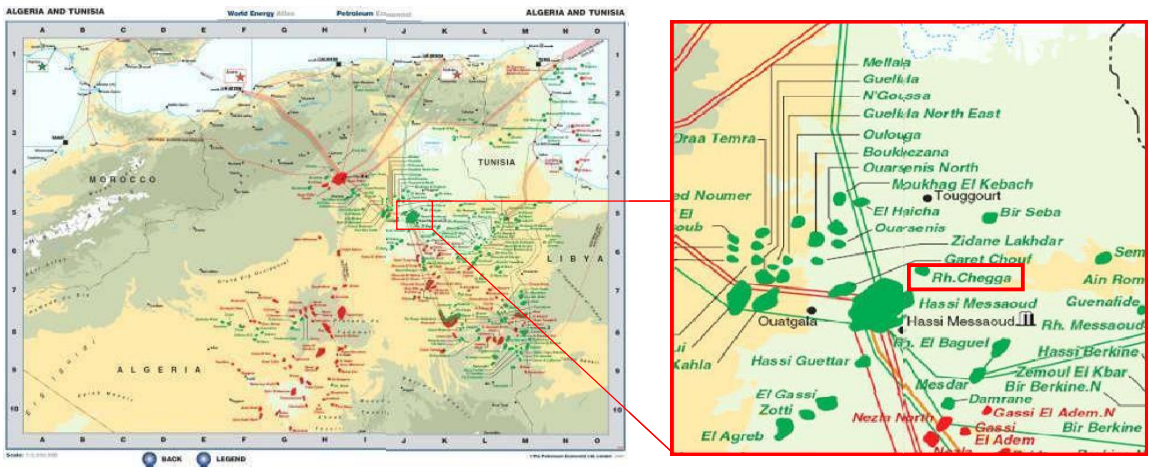


Figure I. 2 Localisation géographique du champ.

Fiche technique du champ :

WILAYA: OUARGLA	Périmètre de Rhourde Chegga
BASSIN: AMGUIDMESSAOU	
BLOC: 433	
ZONE FISCALE: D	
SUPERFICIE DE LA SISMIQUE 3D : 190 KM ²	
SUPERFICIE DU PERMIS D’EXPLOITATION:172.53 km ²	
NOMBRE DE PUITSFORES: 32 PUIT	
RESERVOIRS: TRIAS (T1, G.RDC), ET ORDOVICIEN (QH)	
PREMIERE ANNEE DEPRODUCTION: 1989	

Figure I. 3 Périmètre de Rhourde Chegga.

1.2.2 Contexte géologique :

Le champ de RDC appartient au môle de Hassi Messaoud qui est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, il fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale; il est limité ;

- au Nord par l'ensellement de Touggurt .
- à l'Est, par la dépression de Berkine .
- à l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya .
- au sud, par le horst d'Amguid Messaoud .

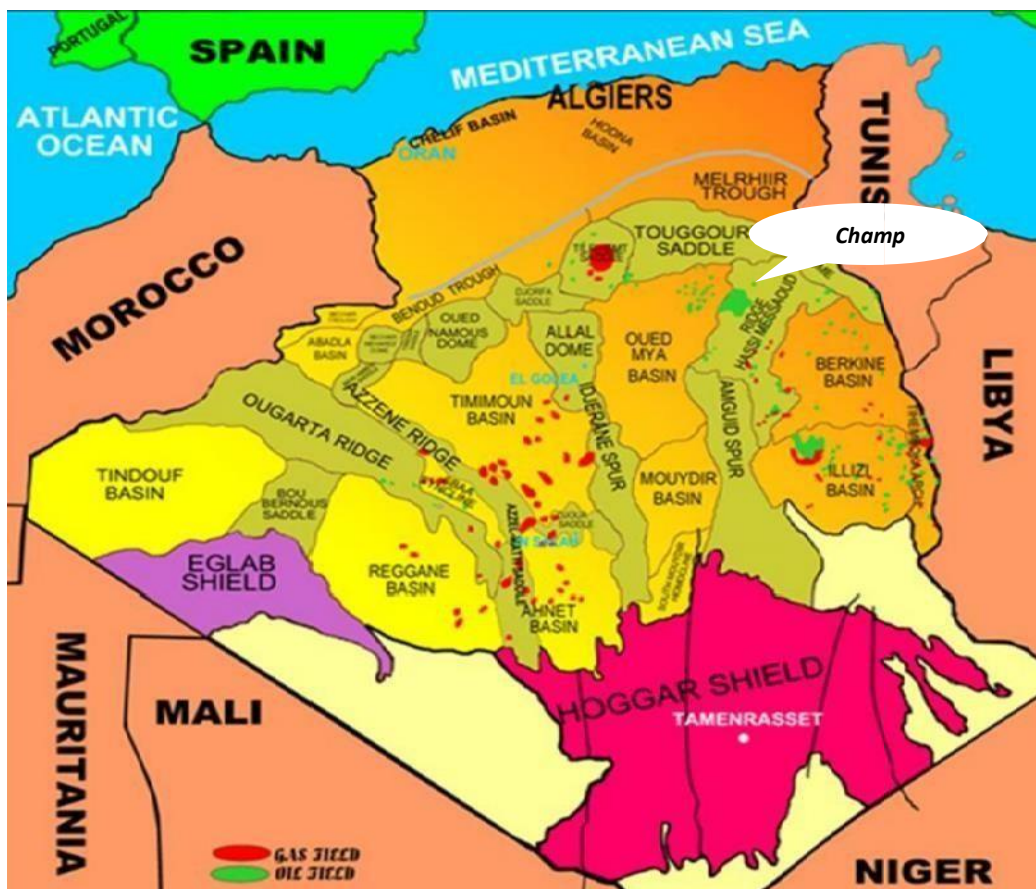


Figure I. 4 Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.

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 entré 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 [3].

La figure représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

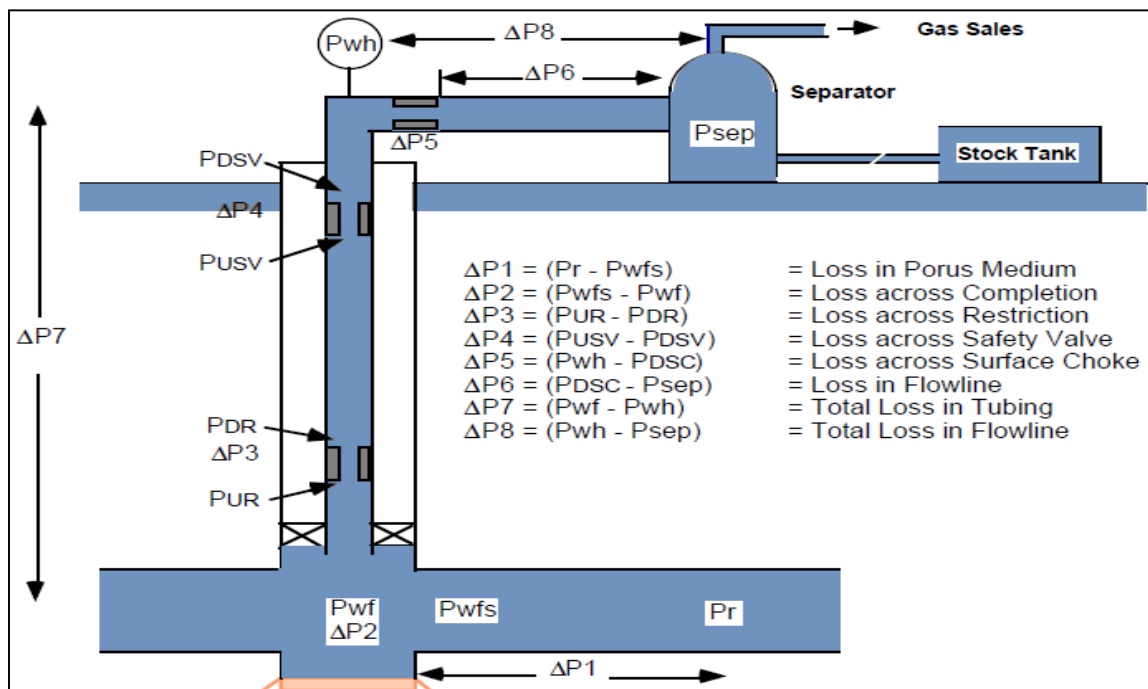


Figure II. 1 Les pertes de charge au cours de production.

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 nœud 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 nœuds dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur, on appelle les pressions dans ces nœuds, la pression moyenne de réservoir P_r et la pression de séparateur $P_{sép}$ respectivement, les deux autres nœuds 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 nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (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[3].

Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression : $Q = (\Delta P)$

La figure représente les différents nœuds dans le système de production :

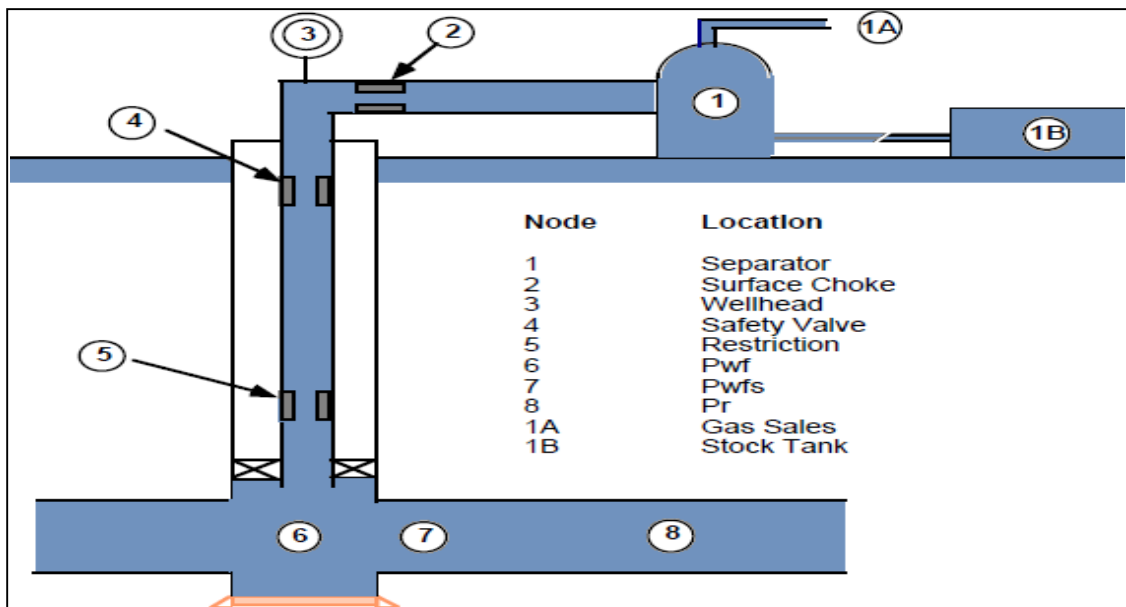


Figure II. 2 Les différentes positions possibles des nœuds.

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 commencentaires.
7. Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas [3].

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

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:

- Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- 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 la courbe de l'Outflow.

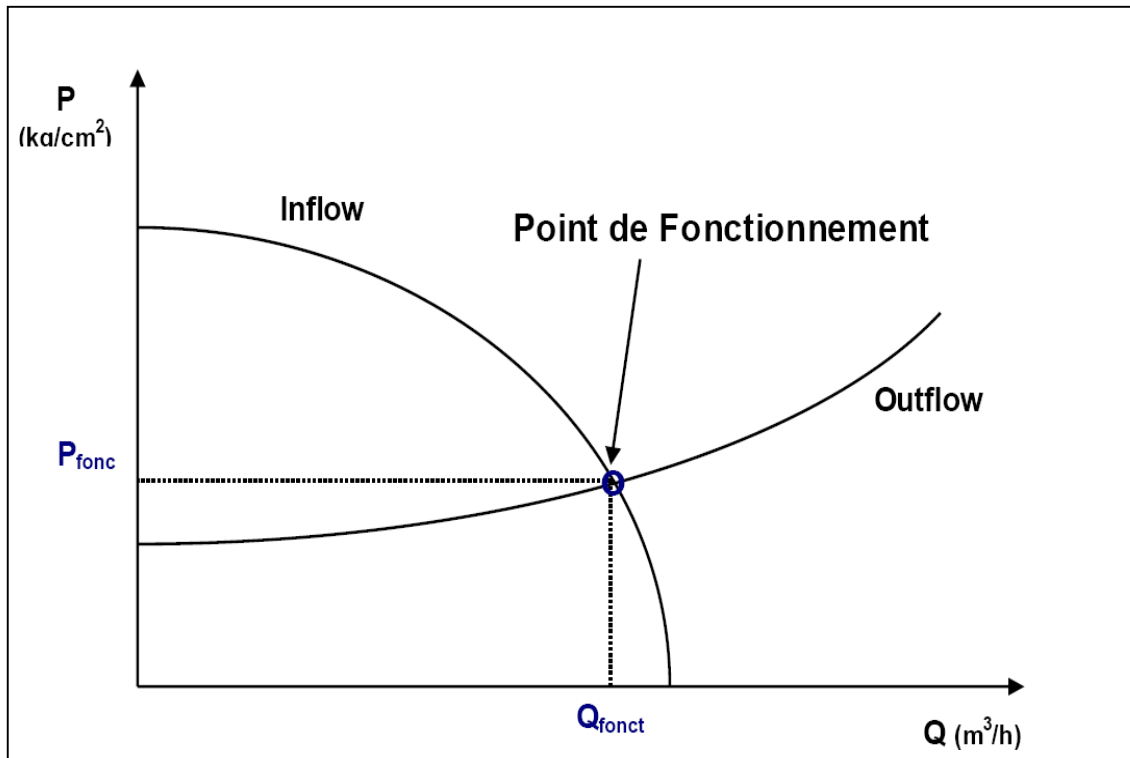


Figure II. 3 Le point de fonctionnement d'un puits.

II.1.6 Conclusion:

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 l'analyse de performance 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 :

- Les dimensions du tubing.
- Les dimensions du flowline.
- Le Gravel pack.
- Le diamètre de la duse.
- L'équipement d'ascenseur artificiel.

- L'effet de la densité des perforations.

II.2 Aperçu sur le réseau de collecte :

II.2.1 Introduction :

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculées par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents [1].

II.2.2 Classification des conduites:

Elles peuvent être classées comme suite :

- ❖ Selon leur destination :
 - Conduites d'huile.
 - Conduites de gaz.
 - Conduites d'eau.
- ❖ Selon leur pression de service :
 - À basse pression.
 - À pression moyenne.
 - À haute pression.
- ❖ Selon le caractère du mouvement hydraulique :
 - Conduites forcées (la section est remplie complètement).
 - Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

II.2.3 Plans de réseau de collecte :

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants[1]. :

❖ **Liaison individuelle :**

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt ;

- Contrôle des puits en service par un simple examen des pressions et températures d'arrivées.
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test ;

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

Le schéma suivant montre un réseau de collecte par ligne individuelle :

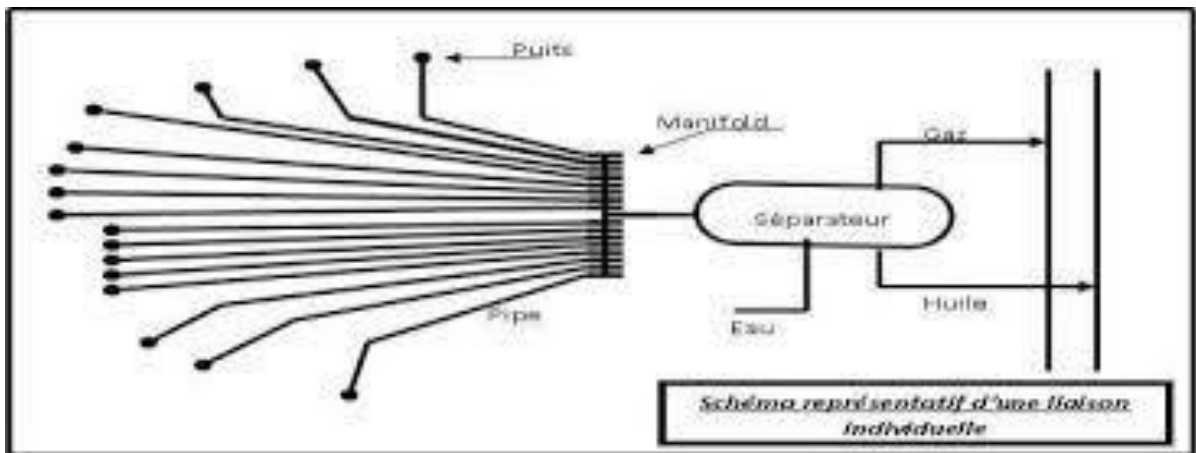


Figure II. 4 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle.

❖ Liaison par collecteur :

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles.

Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

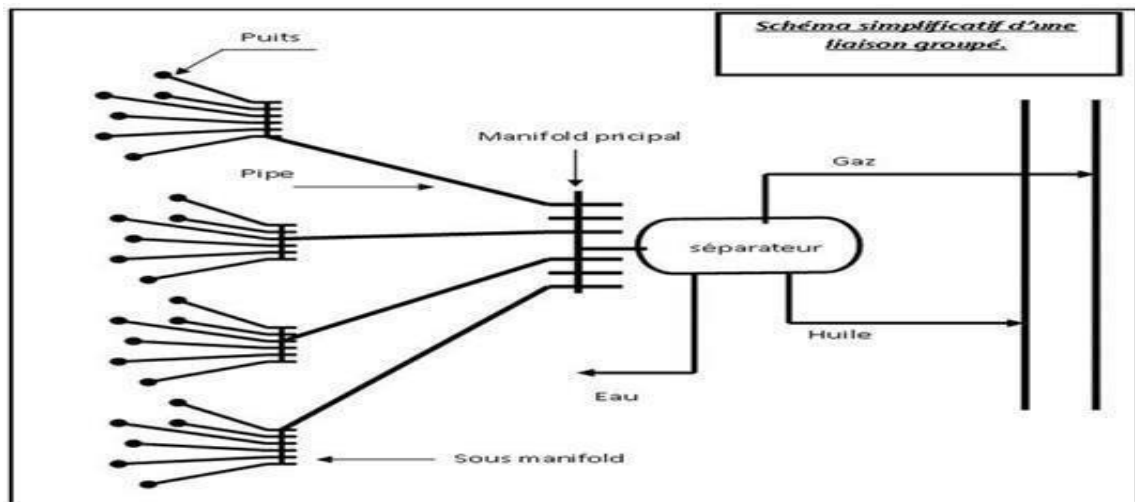


figure II. 5 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison par collecteur.

II.2.4 Description de réseau de collecte de Hassi-Messaoud :

Il existe quatre types de réseaux au niveau de ce champ :

- Un réseau pour la production d'huile : Puits → Manifold → Stations → CIS, CINA.
- Un réseau pour l'injection de gaz à haute pression & gaz lift : CIS, CINA → Manifolds
→ Puits injecteurs gaz /Puits gaz lift.
- Un réseau pour la production et l'injection d'eau (maintien de pression) : Puits Albien → Manifolds → Stations de pompage → Manifolds → Puits injecteurs d'eau.
- Un réseau pour eau de traitement.

II.2.5 Ecoulement multiphasique :

Un écoulement polyphasique est un écoulement d'un fluide comportant plusieurs phases, dans lequel étudier le comportement d'un fluide 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 ...).

❖ **Régime et type d'écoulement :**

✓ **Écoulements verticaux :**

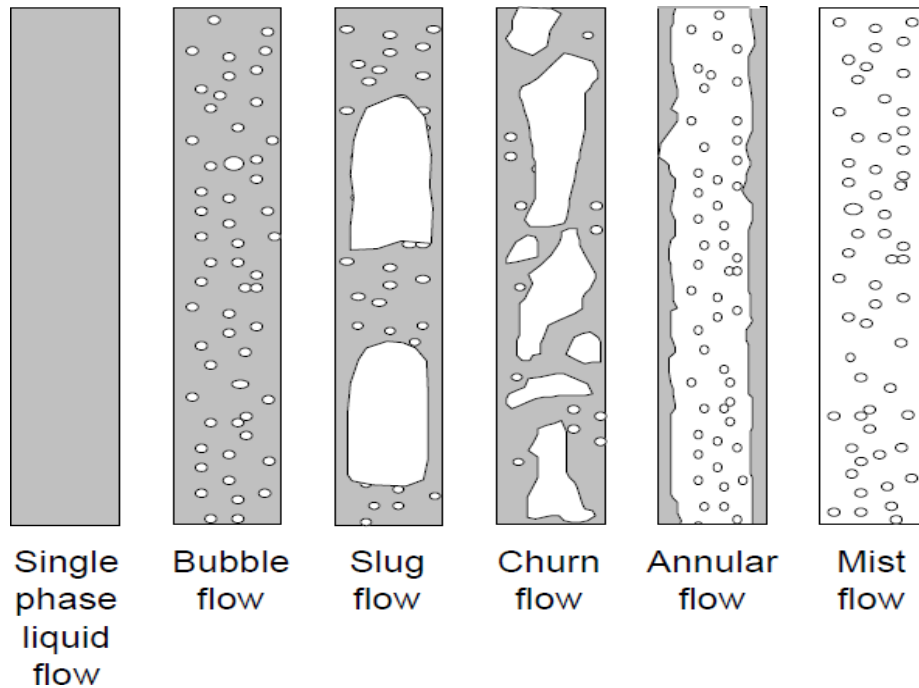


Figure II. 6 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.

La figure ci-dessus 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.

- Pour des fortes vitesses de liquide et de faible vitesse de vapeur, on se retrouve en présence d'écoulement dispersés à bulle (Bubble flow). Plus l'écoulement est turbulent et plus ces bulles vont fragmenter.
- Pour des faibles vitesses de liquide, on observe des écoulements intermittents. Tout d'abord, on obtient un écoulement à poche (slug flow). Il s'agit d'un écoulement intermittent constitué de poche de vapeur allongée, avec un avant arrondi et un arrière plat (bulles de Taylor). Lorsque la vitesse de vapeur augmente, les poches de vapeur vont se fractionner et l'écoulement va être de plus en plus désordonné. Il s'agit d'un écoulement qui tend à devenir annulaire mais où la vitesse de vapeur n'est pas assez importante et le film liquide en paroi retombe périodiquement. On a alors un écoulement pulsatile, où semi-annulaire (churn flow).

- Pour des grandes vitesses de vapeur, le film liquide va être plaqué en paroi et on aura un écoulement annulaire (annular flow), avec des gouttelettes transportées au cœur de la conduite, où bien un écoulement à brouillard (mist flow)

Dans le cas d'un écoulement avec transfert de chaleur et changement de phase, l'écoulement varencontrer différents régimes au cours de sa montée dans la conduite.

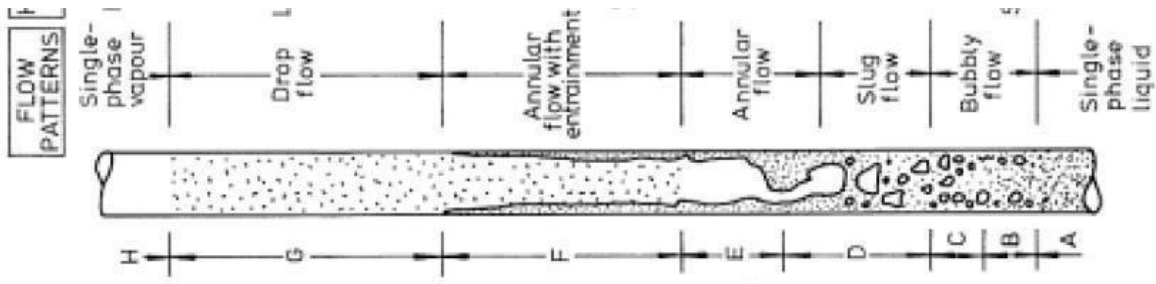


Figure II. 7 Ecoulements horizontaux.

✓ Ecoulements horizontaux :

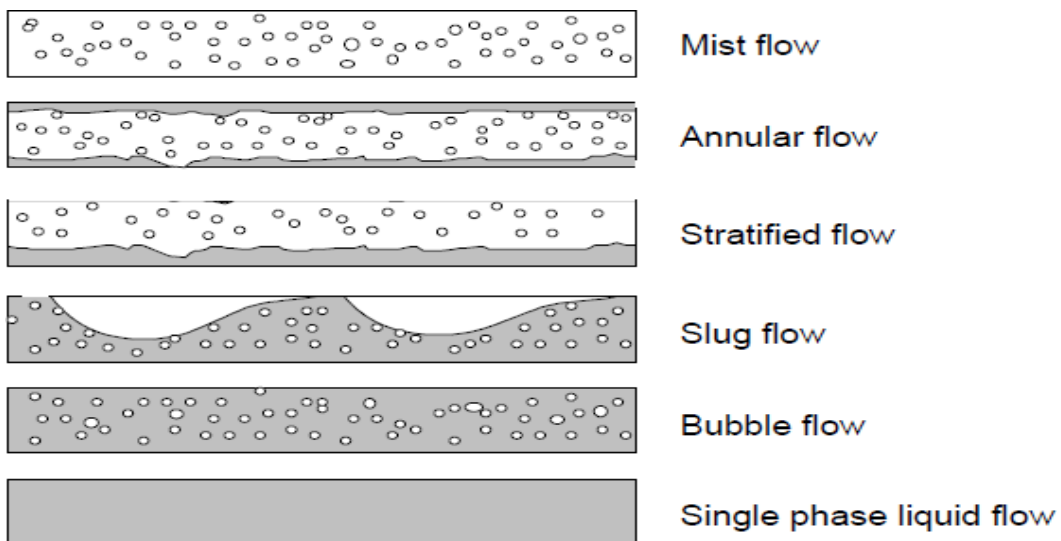


Figure II. 8 Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour desécoulements bi-phasique.

En conduite horizontale, la pesanteur va avoir tendance à créer une stratification si les phases ont des densités différentes. La figure ci-dessus présente les configurations schématiques rencontrées en écoulement vapeur/liquide en conduite horizontale.

- Pour des faibles vitesses de liquide et de vapeur, les écoulements sont laminaires et le régime est séparé stratifié lisse.

- Si la vitesse de vapeur augmente, on obtient un régime séparé à vague (stratified flow).
- Si la vitesse de vapeur augmente encore, on obtient un régime annulaire (annular flow).
- Pour des vitesses de liquide moyenne, on observe des régimes intermittents de type bouchons (slug flow).
- Pour des vitesses de liquide importantes, on observe des régimes dispersés à bulles (Bubble flow).

On peut avoir plusieurs configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase.

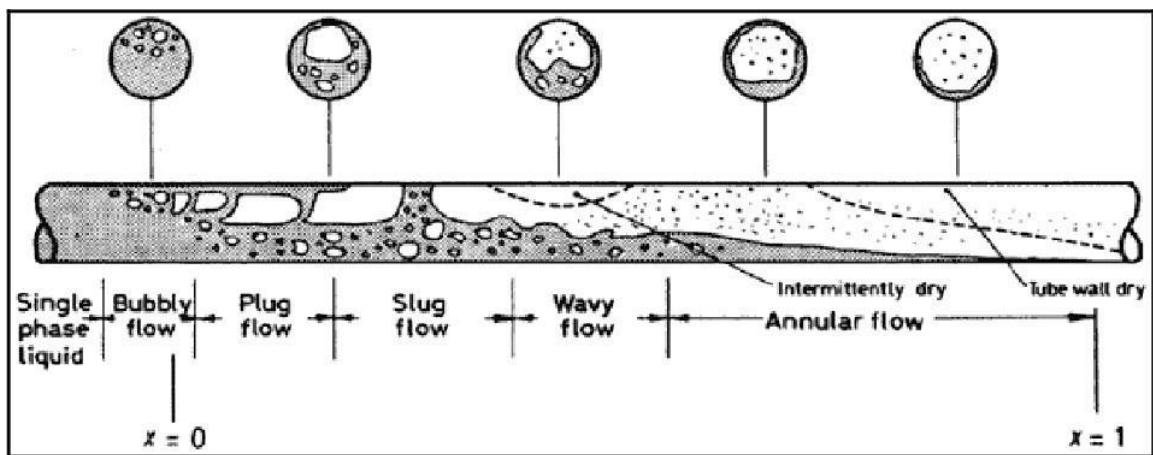


Figure II. 9 Différents configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase.

❖ **Ecoulement multiphasique dans la duse :**

✓ **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 duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement [1].:

On utilise cette l'équation :

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

Q: débit d'huile (m³/h).

A: diamètre de laduse (mm).

P_t pression de tête (bar).

K: constante déterminée lors du dernier jaugeage.

✓ **Régime transitoire :**

Le travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75.

$$0,5 < P_p/P_t < 0,75 \quad (5)$$

✓ **Régime non critique :**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse (P_t) le débit huile varie avec la variation de la pression aval duse (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 duse 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 .

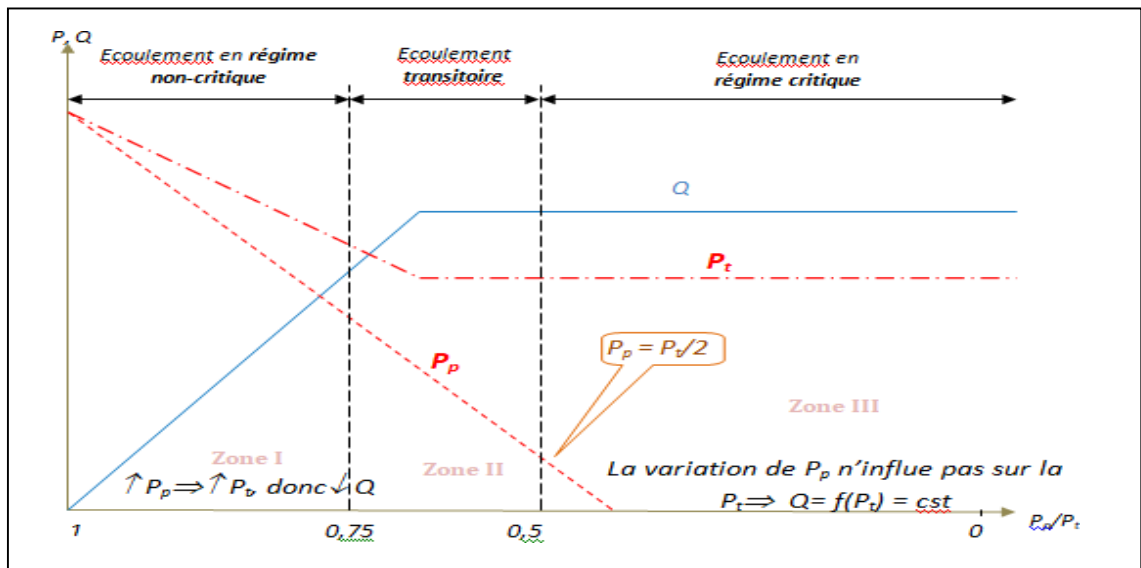


Figure II. 10 Régimes d'écoulement à travers la duse.

CHAPITRE

III

Gas-Lift

III.1 Introduction :

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite “pression de réservoir” 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 connaissant une chute continue de la pression et une chute de l’énergie d’éruption, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Un puits non éruptif ne débite pas en surface par sa propre énergie, la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne de fluide présente dans le puits.

Pour mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d’activation, On peut agir sur l’un des paramètres de non-égalité (sur la hauteur "H" de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide "d" ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l’alléger).

Dans le monde l’activation est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Le pompage.
- Allègement du fluide (mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift).

Ce chapitre basé sur l’activation de puits par gaz lift.

III.2 Définition et principe de gas lift :

C'est une méthode de production (ou, une méthode d'activation des puits) permettant la mise en production des puits non ou insuffisamment éruptifs, Cette technique entraîne la diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, en réduisant la masse volumique du fluide produit. On utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe est d’injecter par la surface du gaz préalablement comprimé avec un débit et une pression bien déterminés qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile à travers des vannes.

Le gaz étant plus léger va diminuer la densité et alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus [7].

Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

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

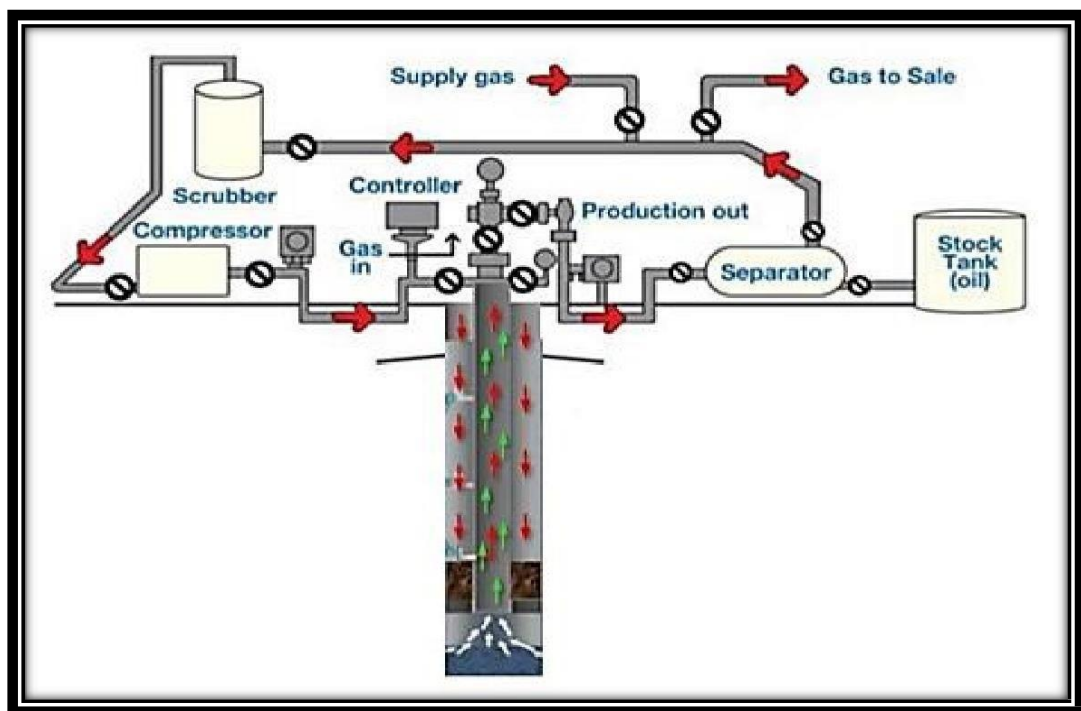


Figure III. 1 Gaz lift Systèmes.

La figure illustre un système de gaz lift continu (rotatif), dans lequel le gaz associé est utilisé.

III. 3 Utilisation ou application du gas-lift :

Le gaz lift est principalement une méthode d'activation des puits, et ça n'empêche pas de l'utiliser pour des autres fonctions s'il est possible :

❖ **La mise en production des puits non éruptifs** : C'est le principal objectif du gas-lift en tant que moyen d'activation, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa

remontée dans le tubing .

❖ **Augmentation du débit** : Le gaz-lift permettra d'augmenter la production des puits par rapport à l'éruptivité naturelle. Pour ceux qui souffrent d'un déclin de la pression alors qu'ils peuvent encore produire sans avoir recours à l'activation.

❖ **Démarrage des puits éruptif** : Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression. .

❖ **Nettoyage de puits injecteur (injector clean up)** : Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour le nettoyage et l'élimination des particules qui s'accumulent sur les perforations de la formation provoquant des dépôts. Dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, une opération est assurée par un passage du puits en gaz-lift [2].

❖ **Utilisé aussi pour décharger les puits à gaz de leur eau.**

III.4 Compositions du gaz injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante :

Tableau III. 1 Compositions du gaz.

Constituants	N2	CO 2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	n-C5	C6	C7
Fr. Molaire	5.38	0.31	82.98	8.89	1.69	0.28	0.39	0.06	0.0 2	0.00

III.5 Types de gas lift :

Le gaz lift est classé selon plusieurs paramètres on peut citer :

III.5.1 Selon le mode d'injection :

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le gaz-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

Gaz- lift continu : une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allégé le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

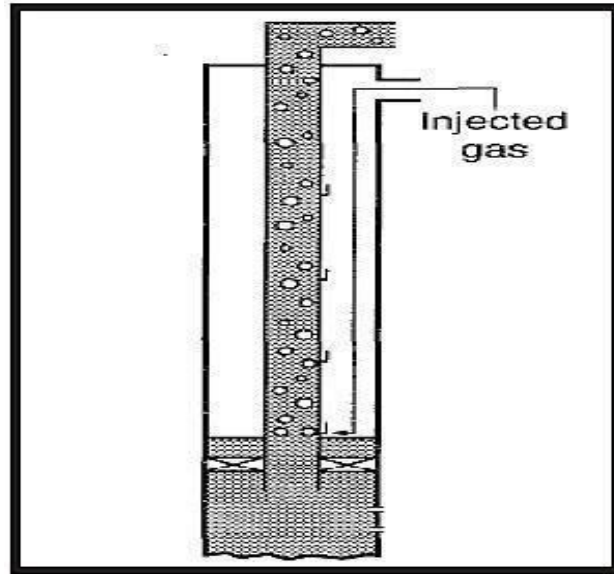


Figure III. 2 Gaz lift continu.

Gaz- lift intermittent : injection intermittente et à fort débit d’un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu’elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle – ci se met à débiter et le liquide qui s’accumule au-dessus du point d’injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite [12].

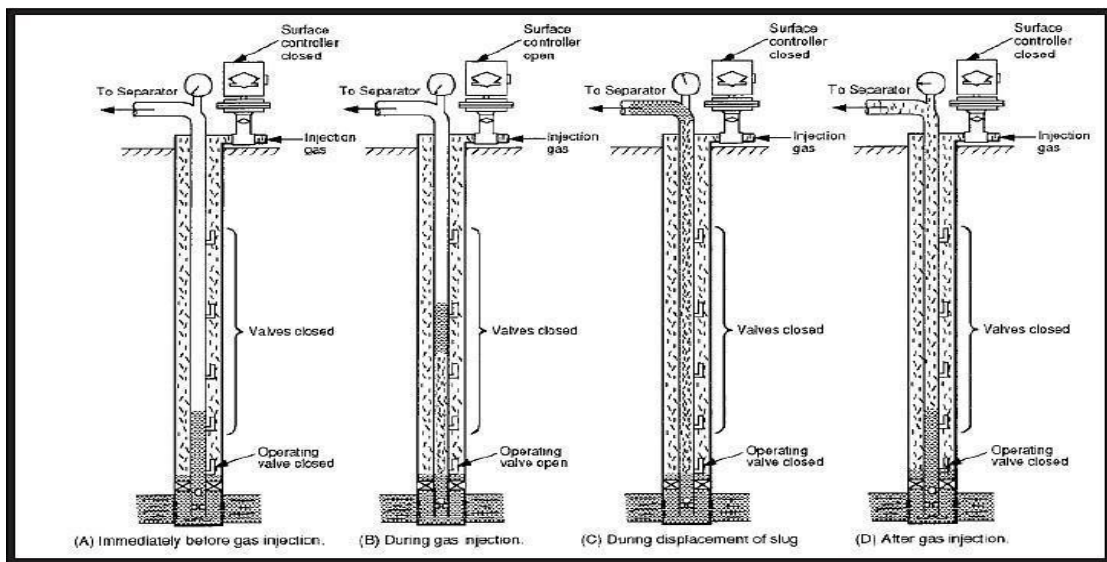


Figure III. 3 Principe de gaz lift intermittent.

III.5.2 En fonction du type de complétion :

Le gaz lift peut-être utilise en complétion simple comme en complétion multiple et la

production des puits peuvent être :

A. Complétions pour gaz-lift direct :

L'injection du gaz est effectuée par 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. Ce procédé permet au casing de ne pas se trouver au contact de la saumure.

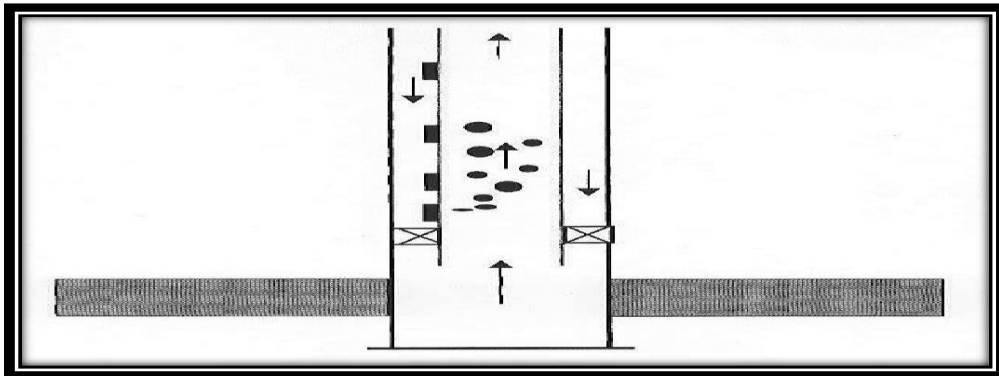


Figure III. 4 Direct gas-lift.

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 descendu au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits.

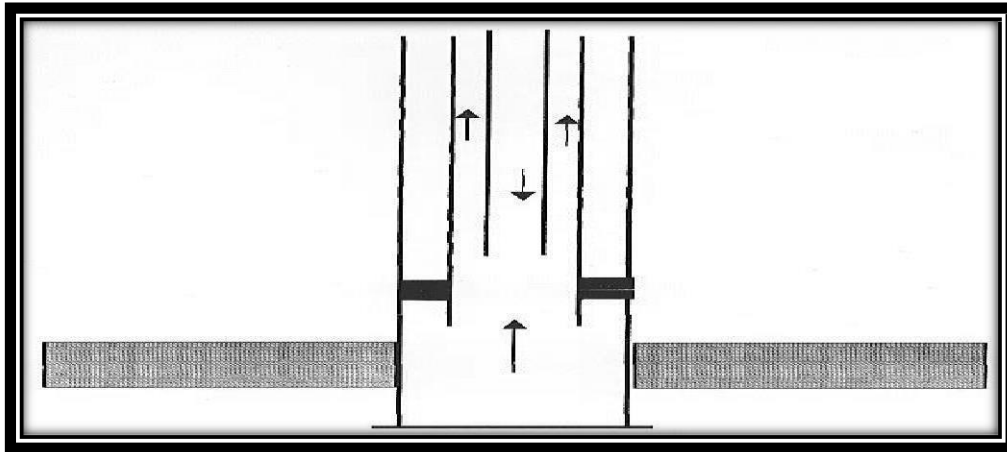


Figure III. 5 : Gaz lift avec tubing concentrique.

➤ **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.

➤ **Gas-lift double (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.

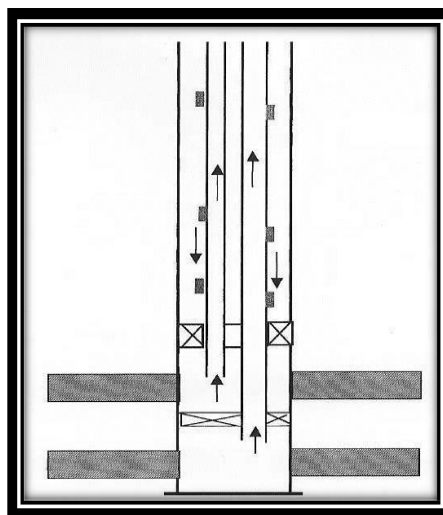


Figure III. 6 Gas lift double.

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

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 [11].

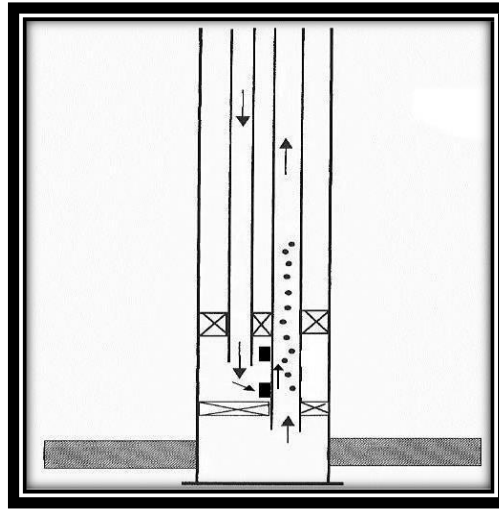


Figure III. 7 Gas lift parallèle.

III.5.3 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 :

1. **Gas-lift en circuit ouvert :** Le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz, Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.

2. **Gas-lift en circuit fermé :**

Le gaz qui servi au gaz- lift est récupère à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), alors le gaz se trouve dans une boucle.

3. **Auto gas-lift :**

L'huile de réservoir est lifté grâce au gaz d'un réservoir de gaz situe au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer.

III.6 L'équipement de gas-lift :

Le but de l'équipement du gas 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. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection [12].

III.6.1 Les équipements de surface :

- L'équipement de compression.
- Le réseau de distribution HP.
- Equipement de mesure et de contrôle.
- Réseau de distribution basse pression.
- L'équipement de déshydratation.

III.6.2 Les équipements De Fond :

- Les mandrins.
- Les vannes de gaz-lift.
- Les outils de décentrage et de positionnement.

III.6.3 Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- **clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- **sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire.

III.7 Vannes de gas-lift, leurs fonctions et leurs principes :

Les vannes sont disposées le long de la colonne de tubing, ancrées dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable, Le choix des mandrins et des vannes dépend de la taille du casing et du tubing, du chemin emprunté par le gaz et du débit d'injection du gaz.

Les vannes de gaz-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible, La dernière vanne est appelée **la vanne opératrice**. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale au gaz injecté.

Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées **les vannes de décharge**, Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing.

Les vannes sont réglées pour des pressions d'injection de fermeture décroissantes avec

la profondeur.

Cela permet d'obtenir automatiquement et sans que l'on ait à intervenir en surface :

- La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.
- La décharge du puits jusqu'au point d'injection final.

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

- les vannes pilotées par la pression dans le tubing.
- les vannes pilotées par la pression du casing.

Les vannes de gaz-lift sont conçues pour s'ouvrir et se fermer suivant certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne.

- L'ouverture de la vanne dépend donc de la pression dans le tubing et de la pression d'injection.
- La fermeture ne dépend que de la pression d'injection.

III.8 Les principaux paramètres de gas-lift :

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération.

Parmi les majeurs facteurs on peut citer :

- a. Pression du gaz injecté.
- b. Pression en tête de puits (*Well head pressure*).
- c. IP important et effet de peau (*high PI and Skin effect*).
- d. Profondeur de l'injection du gaz.
- e. Pourcentage d'eau.

III.9 Facteurs à considérer dans la conception du gas lift :

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs

facteurs on peut citer :

A. La pression en tête de puits (well head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, ce dernier est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds). Et plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête, c'est pour ça la pression de tête est très important, elle influe directement sur deux paramètres essentielles de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

B. La pression de gaz à injecter :

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

C. Profondeur d'injection de gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.

III.10 Existence De Gaz-Lift A HMD :

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi-Messaoud en gaz-lift a été décidée pour les raisons suivantes :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs (principalement la zone 4).
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).
- L'activation par pompage électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque.

III.11 Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud :

Afin d'améliorer les interventions sur les différents problèmes qui occurred dans les puits à huile que ce soit alourdissement de la colonne, bouchage de sel ou bien givrage et augmenter la production d'huile, nous décidâmes de faire une visite sur le site de HMD pour profiter de leur expérience étant donné qu'ils ont la plus grande région pétrolière en Algérie. Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud il y a trois types de complétion double injection:

III.11.1 Type d'injection conventionnelle :

On utilise cette complétion dans les puits salés, on injecte le gaz lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) et l'injection de l'eau à travers le CCE, et la production d'huile à travers l'espace annulaire (2"7/8 et CCE).

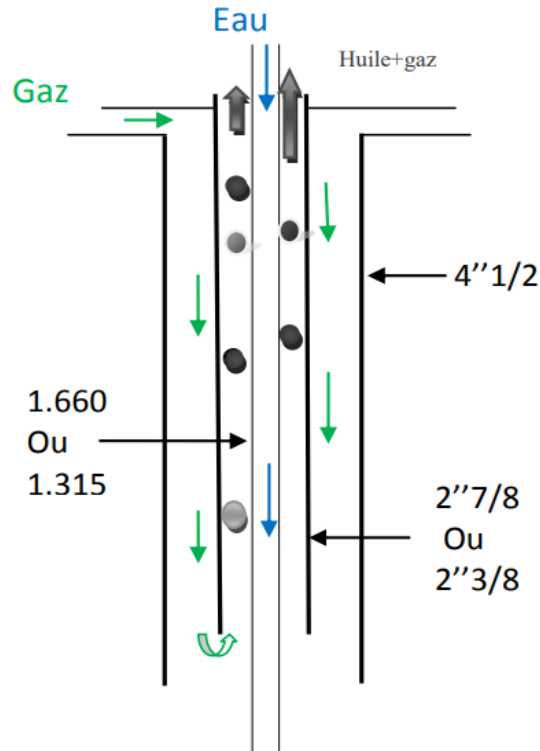


Figure III. 8 Complétion conventionnelle.

Avantages:

- Idéal pour les puits salés avec faible énergie.

Inconvénients :

- Complétion très lourde qui peut présenter un risque d'affaissement.

III.11.2 Type d'injection non conventionnelle:

III.11.2.1 Chemisage :

Le gaz et l'eau sont injectés dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing, on utilise le chemisage sur les puits salés non éruptifs avec des dépôts organiques des asphaltes, le diamètre de chemisage est sélectionné par le macaroni 2'7/8 pour faciliter le traitement des dépôts par la stimulation avec coiled tubing. Ce genre de profil est très courant. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu

Coûteux d'activer le puits.

Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le chemisage 2"7/8.

- L'injection d'eau par chemisage nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

Avantages :

- La facilité de faire des différentes interventions de maintenance sur le puits par exemple ; coiled tubing, diagraphe, wire-line.

Inconvénients :

- L'injection dans le chemisage nécessite plus de pression de réseau gaz et eau pour assurer la continuité d'injection.

III.11.2.2 Concentrique CCE :

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Il y a deux diamètres de concentrique utilisés 1'660 et 1'900.

Aussi, Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits Comme le chemisage mais Dans tous ces puits, la production se fait par l'espace annulaire entre CCE et tubing.

- L'injection d'eau par CCE nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

Avantage:

- Considérer comme étant la méthode la moins cher et la plus facile à appliquer

Inconvénients :

- Diamètre réduit en cas de nécessité d'intervention.

III.12 Les problèmes liés au gaz lift à HMD:

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, Les principaux problèmes sont:

III.12.1 Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

III.12.2 Formation des hydrates :

La formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse Pression et haute température). Cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

III.12.3 L'émulsion :

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. L'émulsion est favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI.

Comme:

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz.

III.12.4 Formation des givres :

Le passage de gaz dans la duse de gaz-lift au niveau de puits provoque une diminution de la Pression dans le pipe (0.4 à 0.50c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de température, la présence de l'eau dans le pipe favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau.

La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits.

III.13 Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift :

III.13.1 Caractéristiques :

- Le Gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent en off-shore ou on-shore et surtout ceux à GLR élevé.
- La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles denos jours facilitent grandement ce travail.
- Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz dehaute pression est disponible sur le site.
- Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires.
- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase. [11].

III.13.2 Avantages :

- Le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits
- Augmentation de la section de production.
- Le gaz-lift est très flexible (le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface).
- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes Gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

III.13.3 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.
- Rendement reste faible dans les puits profonds.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- 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.
- Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement

III.14 Les puits sélectionnés :

Puits sélectionnés sont classés en plusieurs catégories afin de les analyser correctement comme indiqué dans le tableau :

Tableau III. 2 Les puits sélectionnés pour l'activation GL.

Les puits producteurs d'huile		
Catégorie I : puits candidats qui n'ont aucun problème.		
Catégorie II : puits candidats avec problème de dépôt de sel.		
Catégorie III : puits candidats avec un faible taux de production IP.		
Catégorie I	Catégorie II	Catégorie III
RDC18	RDC12	RDC30
RDC11	WRDC2B	RDC6
RDC16	RDC19	RDC21
RDC25	RDC8	
RDC15		
RDC28		
WRDC1		
RDC17		
RDC27		

CHAPITRE VI:
Modélisation et
optimisation du
Champ RD

IV.1 Description du logiciel PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il 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. Ce simulateur offre une variété des tâches de simulation spécifiques aux puits, en abordant un large éventail de flux de travail de modélisation des puits.

IV.1.1 Les modèles de PIPESIM :

Le logiciel comporte deux modèles :

IV.1.1.1 Well performance Analysis :

Ce modèle permet de Créer les modèles des puits avant d'intégrée dans le modèle de réseau. Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- Sélectionnez l'ensemble d'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.1.1.2 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 model

IV.2 Modélisation des puits :

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 récolter 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 nos puits, 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 poussons 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	222,8493
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	196	0,9	0	163,2877
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	172,1	0,9	0	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 poussons à prendre en considération les pertes de charge entre ces deux côtes, et ceci en utilisant l'équation suivant [8] :

$$(perf\ os) = Pfs(gauge) + \frac{dP}{dh}(st) \times (Cote(Perfos) - Cote(gauge)) \quad (6)$$

$$(perf\ os) = Pfd(gauge) + \frac{dP}{dh}(st) \times (Cote(Perfos) - Cote(gauge)) \quad (7)$$

Ou :

Pfs : Pression de fond statique.

Pfd : Pression de fond dynamique.

$\frac{dP}{dh}(st)$: 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 présentés dans le tableau qui suit :

Tableau IV. 5 Derniers jaugeages des puits.

Puits	Date de jaugeage	Duse (mm)	Q (sm ³ /h)	Pt (Kgf/c m ² g)	Pp (Kgf/c m ² g)	T huile (°c)	Qeau (sm ³ /h)	GOR (sm ³ / sm ³)
RDC11	17/01/2023	9	2,39	21,8	9,5	20	0	183
RDC6	31/01/2023	8	1,78	16,5	11	28	0	43
RDC8	10/01/2023	7	1,38	46,1	4	29	0	313
RDC12	11/01/2023	9,5	1,71	20,5	14,8	29	0	54
RDC17	11/02/2023	9	2	15,8	10,5	16	0	169
RDC18	02/02/2023	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	20/01/2023	7	0,8	16,3	11,95	13	0	131
RDC25	13/02/2022	10	2,8	26	9,73	16	0	43
RDC27	19/01/2023	8	3,99	39,8	10,2	18	0	193
RDC28	05/12/2022	8	2,99	41,9	12	20	0	139
RDC29	22/10/2022	8	1,6	35	10,55	12	0	67
RDC30	16/01/2023	8	1,4	16	12,5	12	0	74
WRDC1	26/09/2022	9,92	3,39	41,8	13,01	17	0	149
WRDC2 B	11/05/2019	8	3,9	30,9	15,8	30	0	369
RDC16	30/01/2023	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)

A 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. [7].

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

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 **I'IPR** qui présente la courbe **Pfd = f(Q)** avec PIPESIM en utilisant la méthode IP :

Exemple le puits RDC11 :

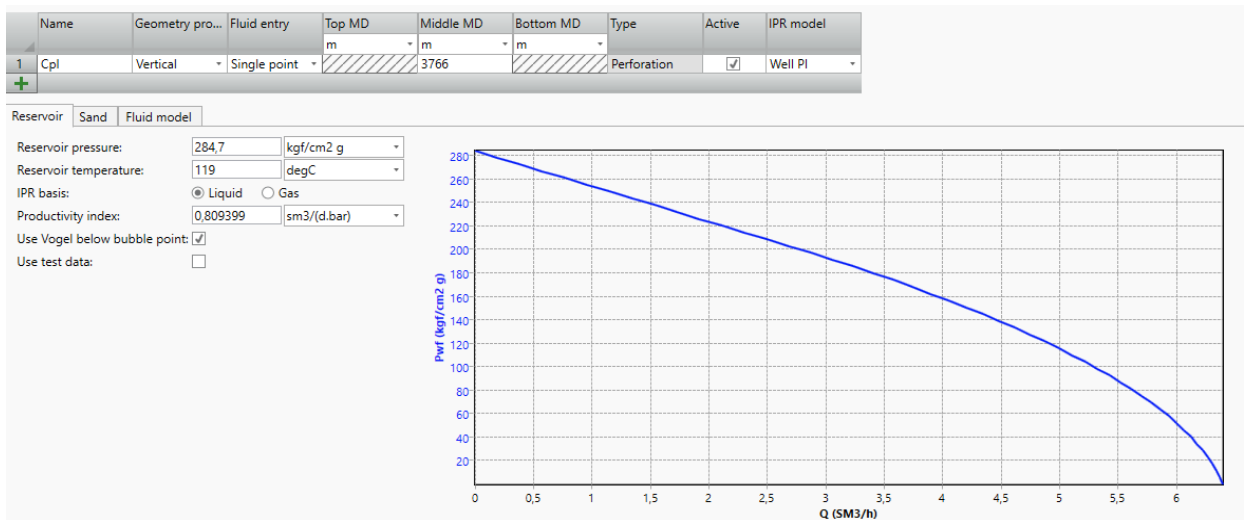


Figure IV. 2 Modèle IPR puits RDC11.

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 :

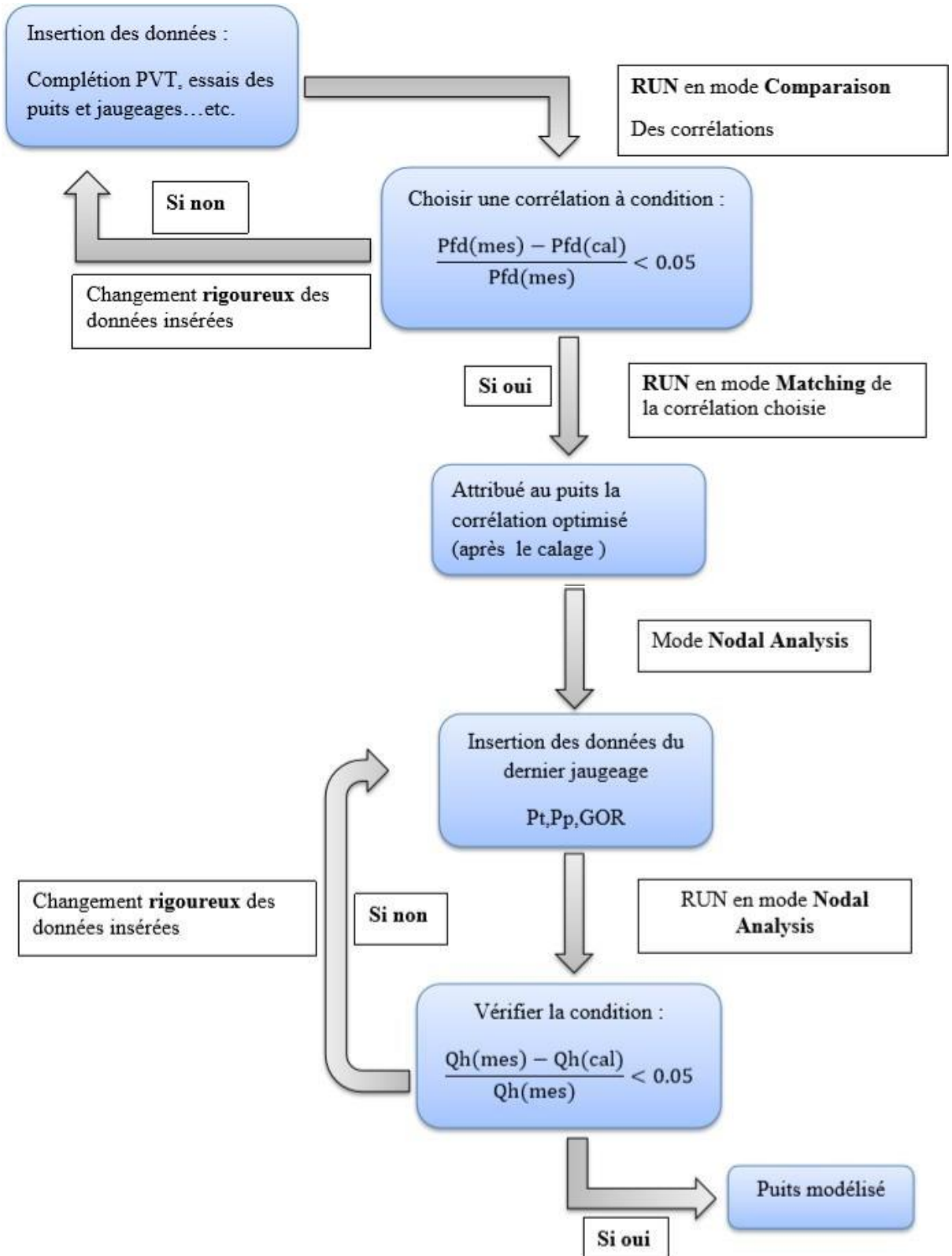


Figure IV. 3 Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.

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 [7].:

- 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	4 1/2	3,92

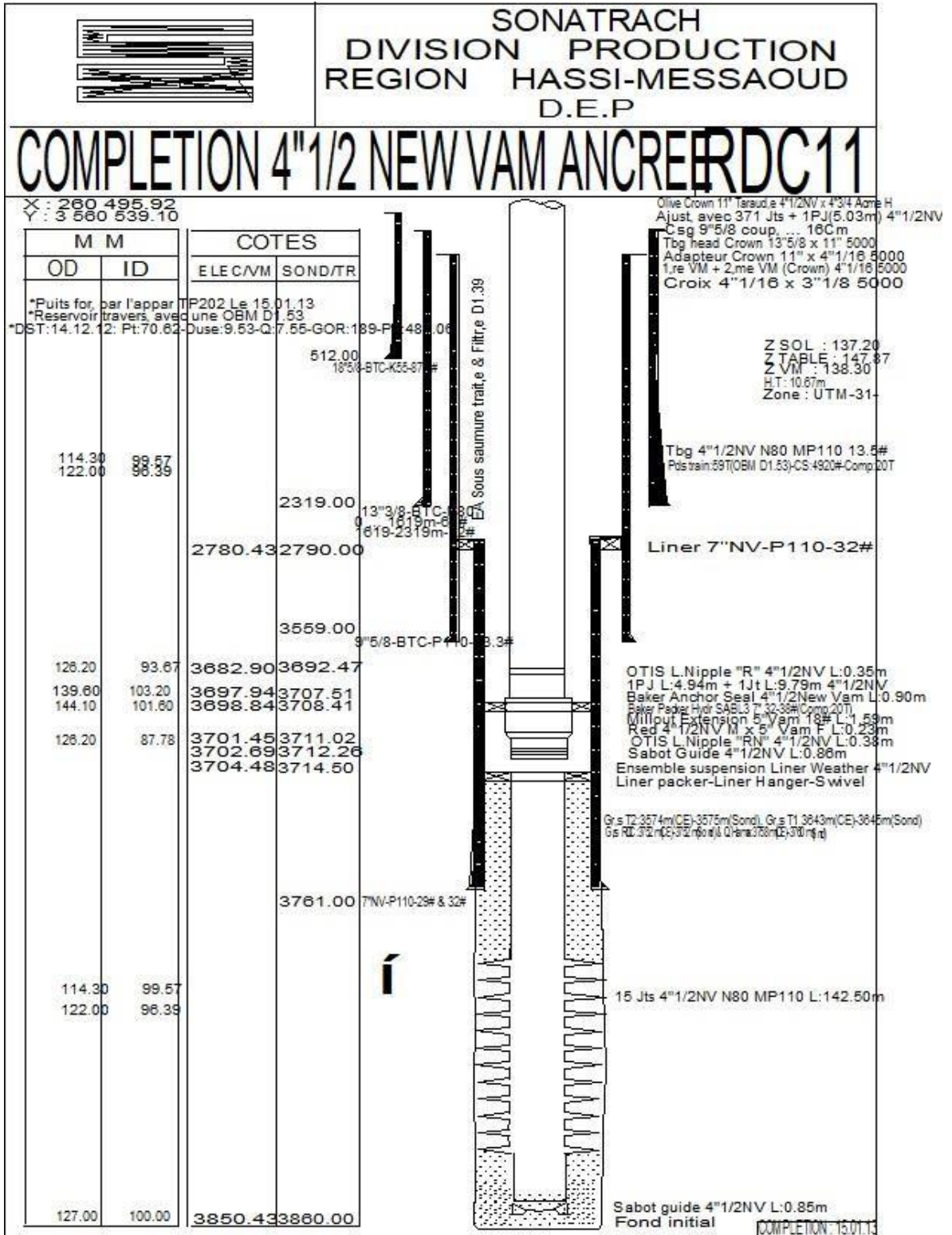


Figure IV. 4 Fiche technique puits RDC11.

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 [4].

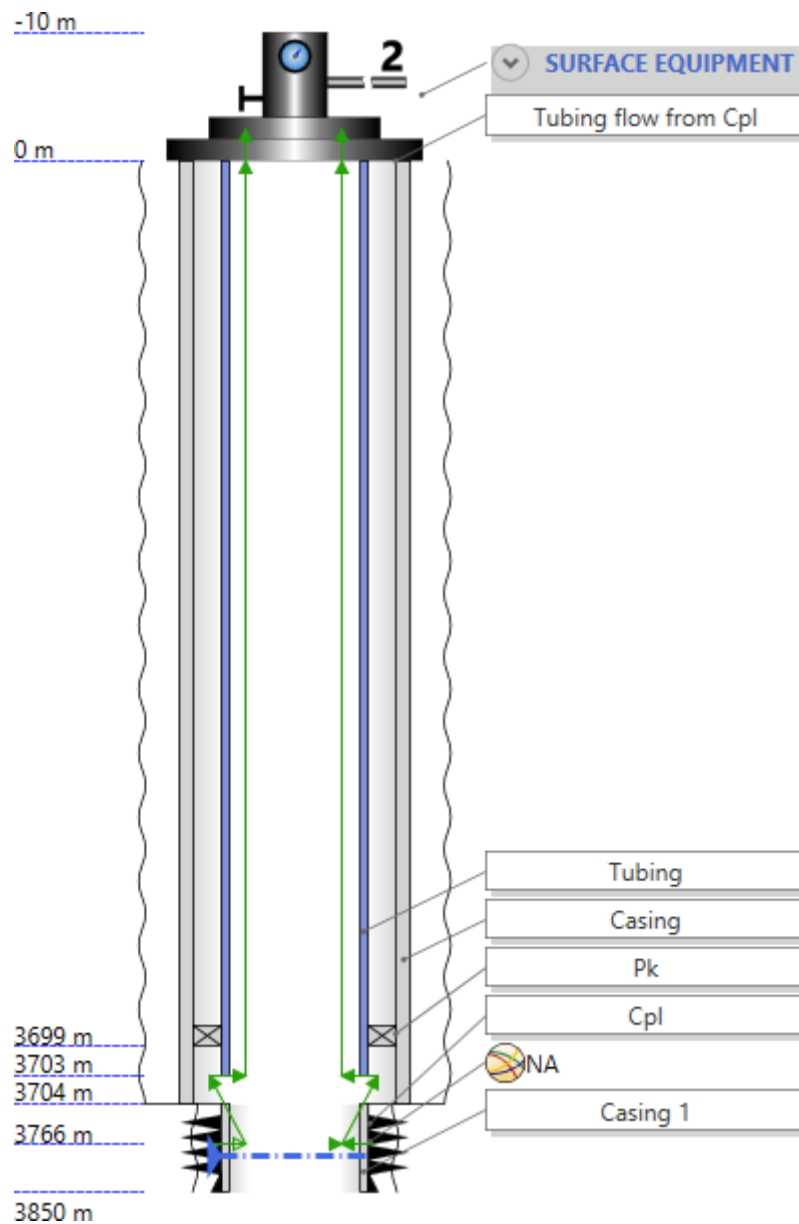


Figure IV. 5 La conception du puits RDC11.

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.

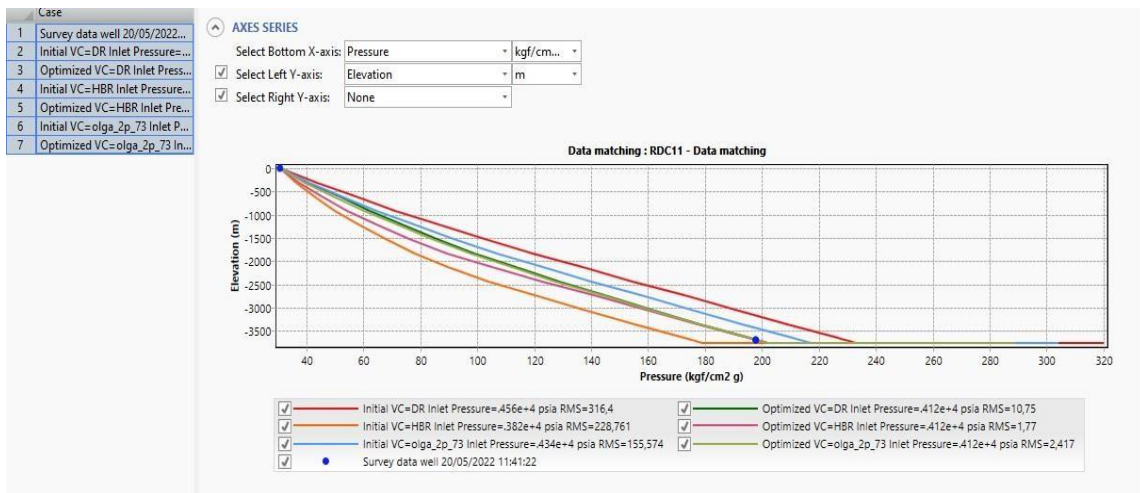


Figure IV. 6 Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.

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 celles 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 réaliser 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 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 **Results summary** 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 inferieur 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. 7 Calibrated total RMS de chaque corrélation.

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

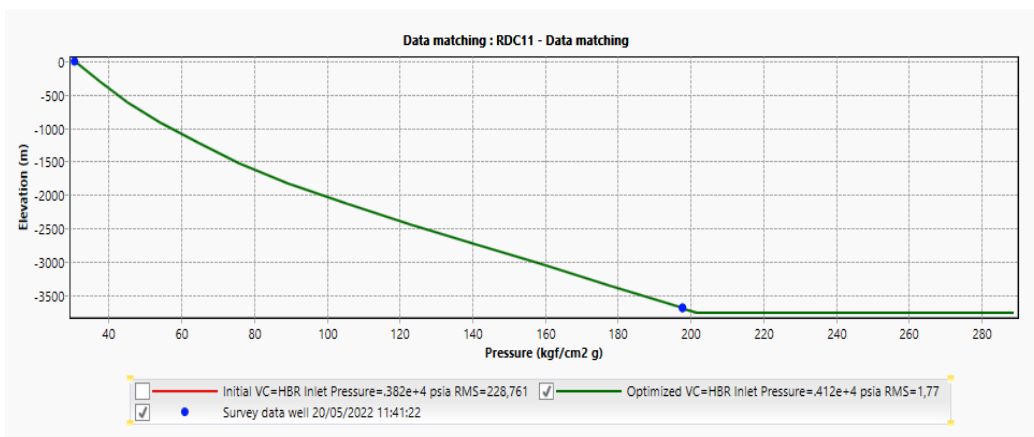


Figure IV. 8 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puitsRDC11.

On constate que le résultat obtenu est très satisfaisant donc il nous reste que le calage de débit 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 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 :

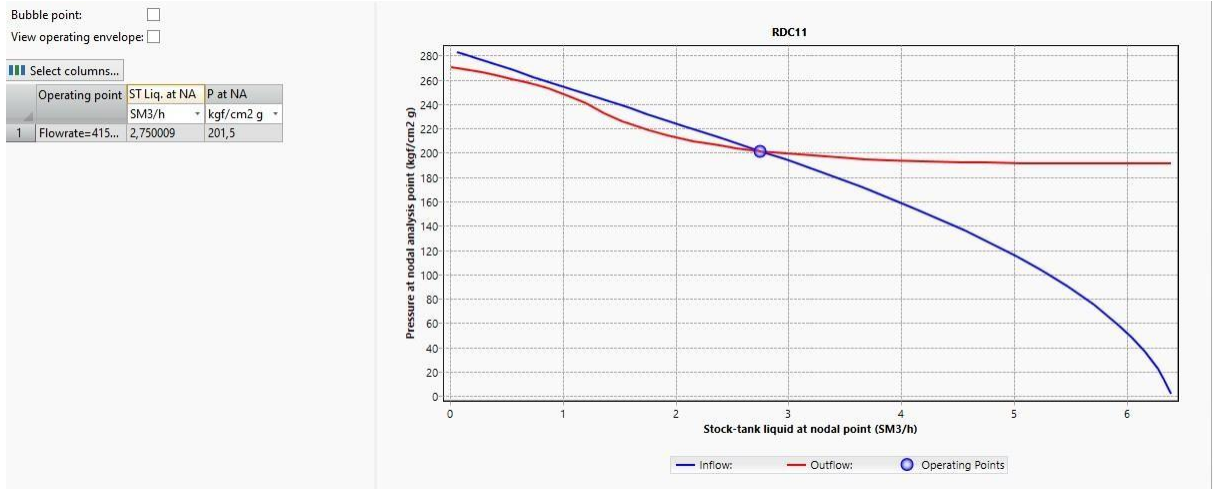


Figure IV. 9 Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation.

Avant de caller le modèle a son état actuel on doit d'abord estimer PG car le Build-up a été fait le 06/06/2020 donc à l'aide de service GL DP HMD direction EP. PG est autour de 275 kg/cm²

Jaugeage le 17/01/2023 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats suivants :

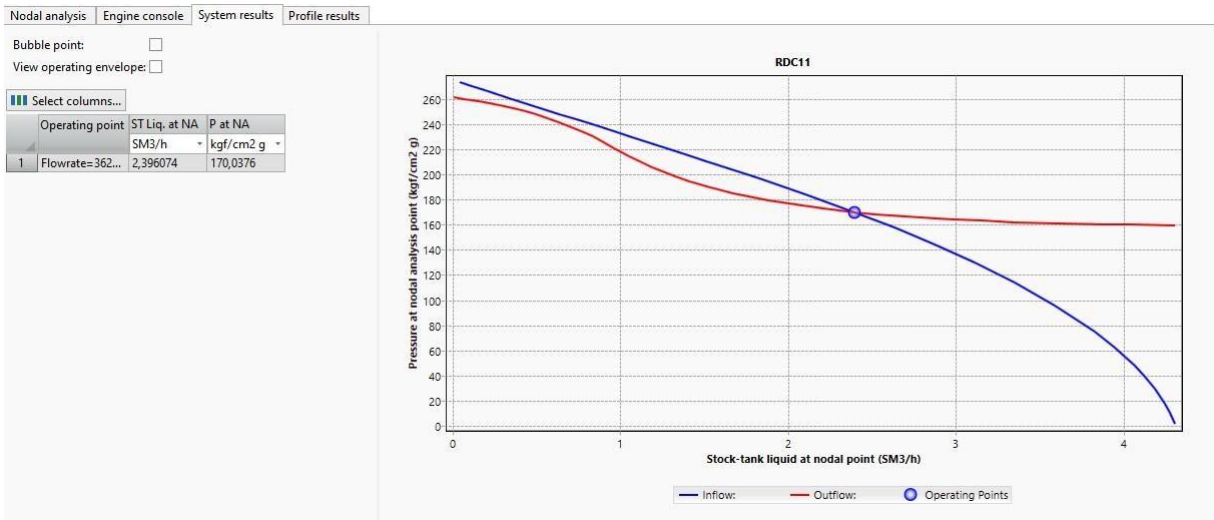


Figure IV. 10 Point opérationnel du puits RDC11 après actualisation.

Comparaison entre les données des tests et celles obtenues parPIPESIM :

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 :

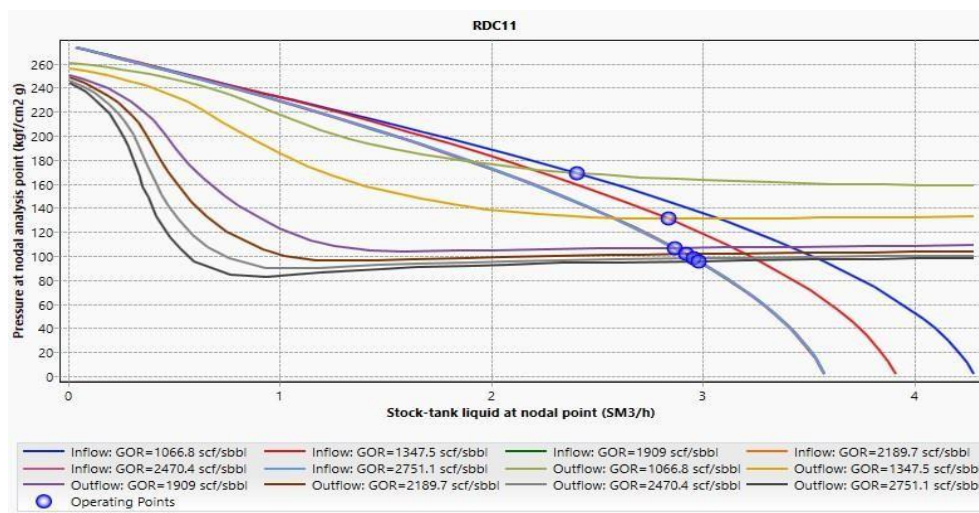


Figure IV. 11 Sensibilité sur le GOR puits RDC11.

Tableau IV. 9 Points de fonctionnements de puits RDC11.

RDC11		
GOR (sm ³ /sm ³)	Qo (m ³ /h)	PFD (kgf/cm ² g)
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 :

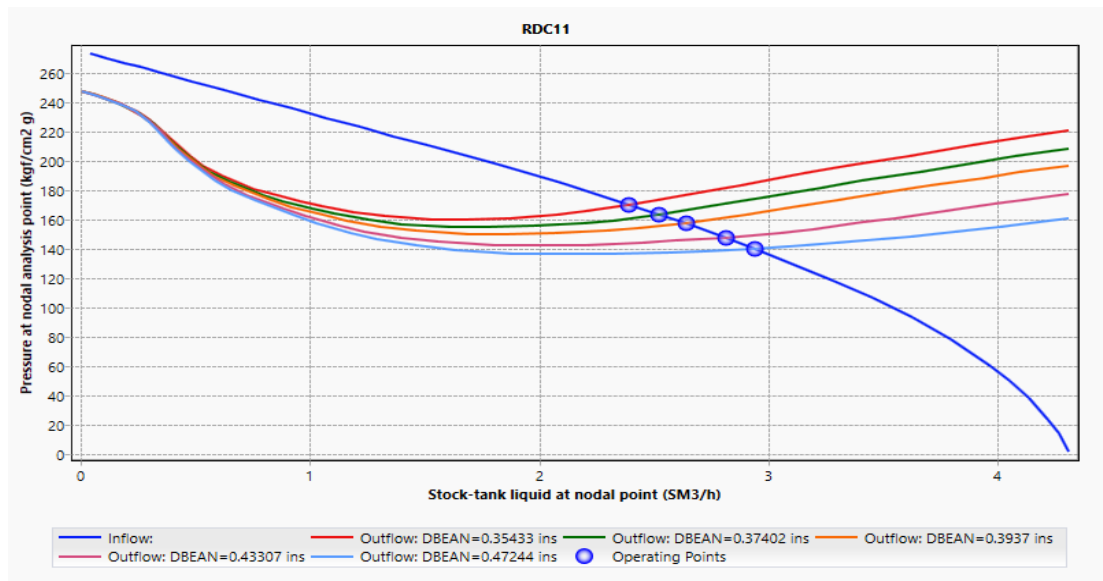


Figure IV. 12 Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11.

Tableau IV. 10 Points de fonctionnements de puits RDC11.

RDC11		
Duse(mm)	QO (m3/h)	PFD (kgf/cm 2g)
9	2,390915	170,297 9
9.5	2,521178	163,616 4
10	2,638681	157,381 8
11	2,812535	147,749 6
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/cm2g)	QO (m3/h)	PFD (kgf/cm2g)
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 kgf/cm²g 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 injecteur 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 a optimisé, on prend l'exemple de RDC 11.

IV.3.2 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté :

Le choix optimal de paramètres opérationnels du gaz lift injecté est primordial lors de leur conception pour avoir des résultats efficaces à nos 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/cm²
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, et 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 de 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 en introduisant 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.

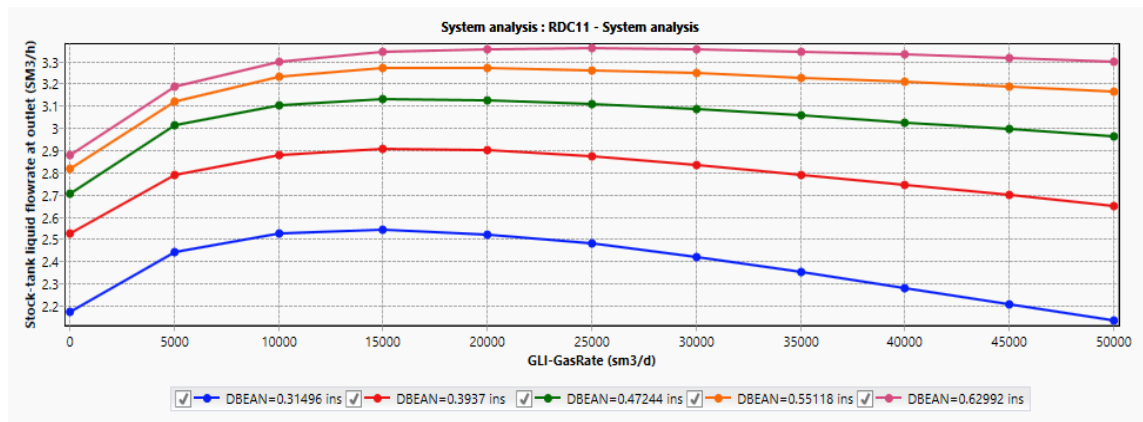


Figure IV. 13 L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.

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

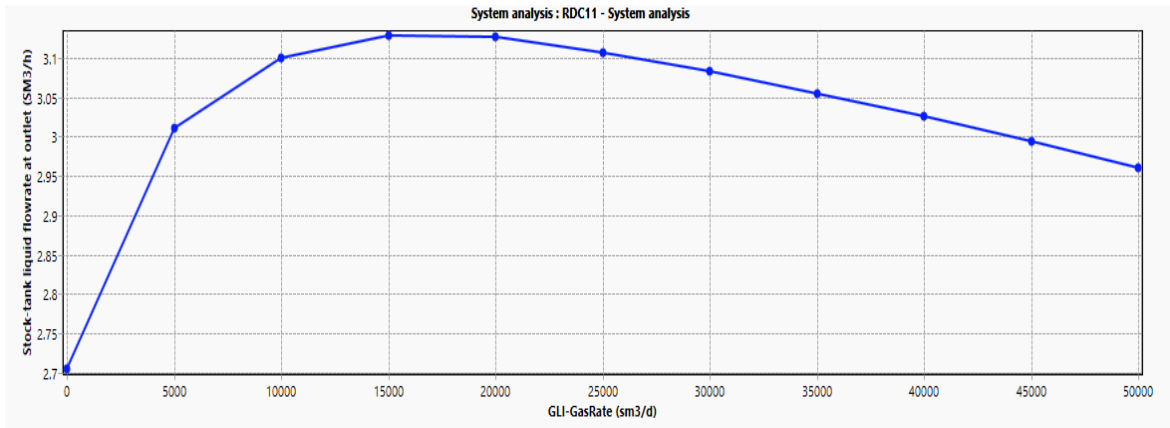


Figure IV. 14 Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.

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 $15 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ 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	Stock-tank liquid flowrate at outlet
	sm3/d	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 :

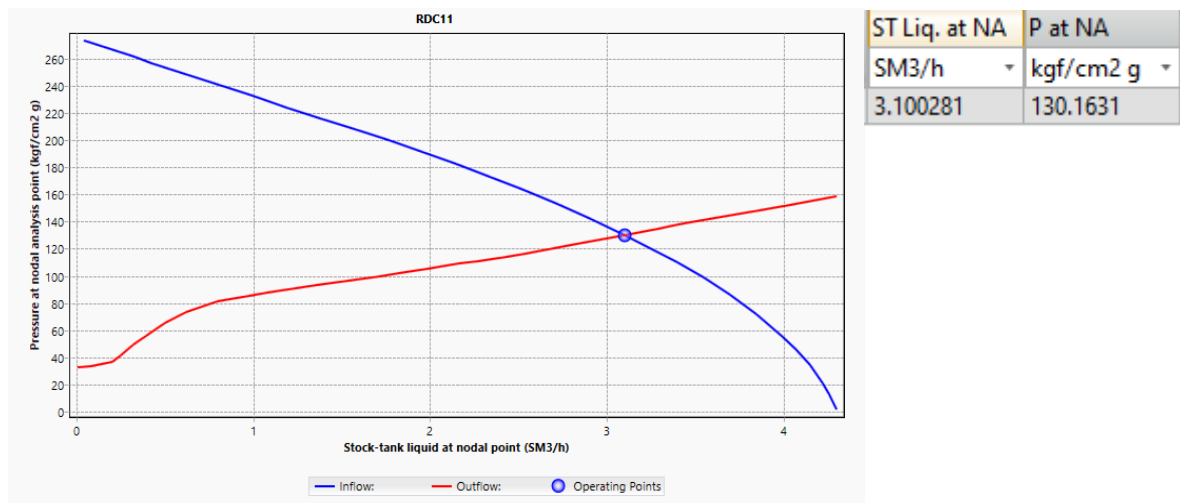


Figure IV. 15 Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL.

Discussion de résultats :

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.

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

Qui est correspond à un débit d'huile de : $Q_o = 3.100281 \text{ Sm}^3 / \text{h}$. Dans ce cas la pression de fond devient : $P_{wf} = 130.1631 \text{ Kg/cm}^2\text{g}$.

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

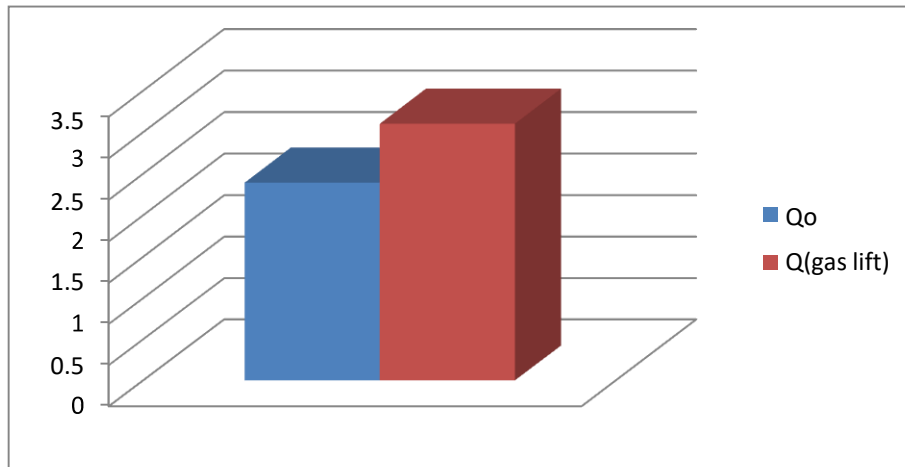


Figure IV. 16 L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11.

Les résultats d'optimisation des autres puits sont présentés dans l'annexe.

IV.4 Modélisation et optimisation de réseau de collecte :

IV.4.1 Introduction :

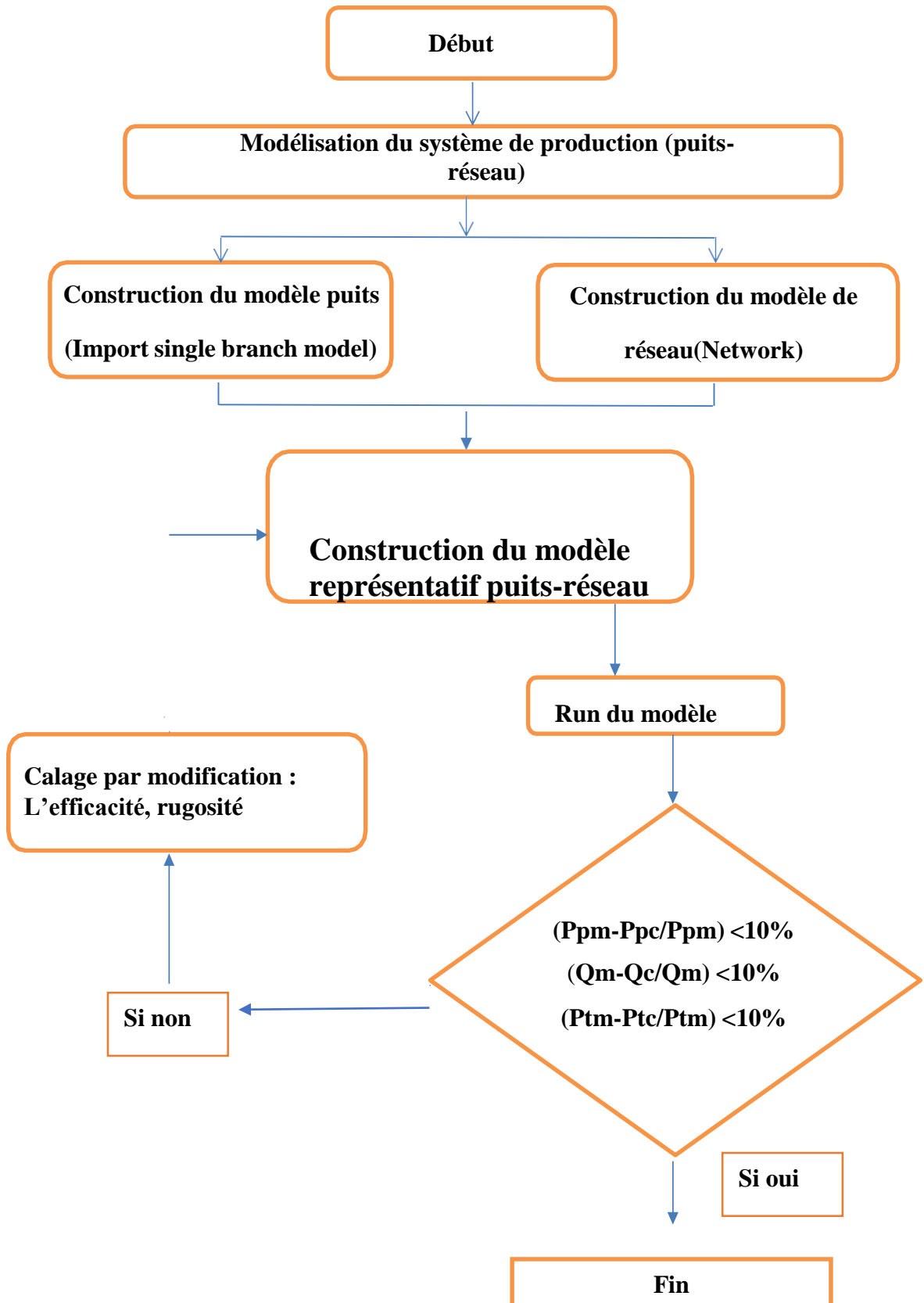
Après avoir modélisé et actualisé les puits comme on l'a vu dans le sous chapitre précédent, on doit donc procéder à une modélisation de réseau de collecte de ces puits, afin d'obtenir des résultats dont on prendra en considération.

Alors en utilisant le même logiciel qui a été utilisé pour modéliser les puits individuellement PIPESIM et on va modéliser le système de production, en reliant les modèles des puits déjà créés précédemment on va faire une étude d'optimisation afin d'avoir le moins de pertes de charges possibles tout en maximisant le débit et cela dans le but d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production ainsi que de faire des simulations pour savoir l'influence de certains paramètres sur la production pétrolière au niveau du manifold RDC.

Dans le présent chapitre, tous les détails de ce qui a été cité précédemment vont être exposés, ainsi qu'une récapitulation des résultats obtenus.

IV.4.2 Construction du modèle représentatif puits-réseau :

L'algorithme suivant présente la procédure de la modélisation :



IV.4.3 Construction du modèle de réseau :

IV.4.3.1 Principe de modélisation :

La modélisation est réalisée à partir de logiciel PIPESIM et doit suivre les étapes suivantes :

- Introduction des données du réseau de collectes et de la production actuelle.
- Calcul des pertes de charges.
- Comparaison des pertes de charges mesurées et calculées.
- Calage du modèle en éliminant les écarts entre les pertes de charges mesurées et calculées.

IV.4.3.2 La procédure de travail :

Les étapes de calcul des pertes de charges sont les suivantes :

- Positionner les sources (puits) et les Sink (arrivées : Manifolds, Jonctions, Séparateurs) et les relier par les flowlines (pipes).
- Introduire les données nécessaires pour chaque partie du réseau.

IV.4.3.2.1 Les sources (puits) :

- Nom de la source.
- P pipe.
- Q_h : débit huile fixe.
- GOR.
- T°_t : Températures de tête.
- % eau : Pourcentage d'eau.

IV.4.3.2.2 Les Sink (JCT : Jonction, MFD : Manifold) :

- Q_h : Débit total estimé.
- P arrivées : Pressions arrivées (PJCT, P_{mfd} , P_{sep}) fixes.
- T° arrivées : Températures d'arrivées.

IV.4.3.2.3 Les Flowlines (pipes) :

- Longueur.
- Diamètre.
- Température ambiante.
- Élévation.
- Rugosité et efficacité d'écoulement.
- Choix de la corrélation horizontale : Le logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charges dans les conduites horizontales, comme déjà fait pour les écoulements

verticaux.

Parmi les corrélations figurant dans PIPESIM on site :

- Beggs and Brill revised
- Mukherjee and Brill
- Dukler Aga and Flanagan
- Oliemans
- OLGAS 2017.1 3-Phase HD
- Lockhart-Martinelli

Mais seulement trois corrélations qui donnent des bons résultats pour le réseau périphérique deHMD :

- Beggs and Brill revised
- Dukler Aga and Flanagan
- OLGAS 2017.1 3-Phase HD

IV.4.3.3 Les données de réseau de collecte :

Tableau IV. 15 Les données de réseau de collecte.

NOM DE FLOWLINE	CHEMIN		DIAMETRE (pouce)	LONGUEUR (mètre)
	ORIGINE	DESTINATION		
FL	RDC6	MFD-RDC	4	4300
FL1	RDC8	MFD-RDC	4	4700
FL2	RDC9	MFD-RDC	6	5200
FL3	RDC11	MFD-RDC	6	3700
FL4	RDC12	MFD-RDC	6	4700
FL5	RDC14	PTG25	4	2180
FL6	RDC15	PTG25	4	1921
FL7	RDC16	MFD-RDC	4	1600
FL8	RDC17	PTG25	4	2397
FL9	RDC18	PTG25	6	900
FL10	RDC19	PTG-WRDC	4	960
FL11	RDC20	MFD-RDC	4	4276
FL12	RDC21	PTG-WRDC	4	1800
FL13	RDC22	J1	4	750
FL14	RDC23	PTG25	6	1600
FL15	RDC24	J2	4	1331
FL16	RDC25	PTG25	6	700
FL17	RDC26	J1	6	2050
FL18	RDC27	PTG25	6	2595
FL19	RDC28	PTG-WRDC	6	1979
FL20	RDC29	J3	6	3600
FL21	RDC30	PTG-WRDC	6	2100
FL22	WRDC1	PTG-WRDC	4	5800
FL23	WRDC2B	PTG-WRDC	6	5700
FL24	WRDC4	PTG-WRDC	4	2092
FL25	PTG-WRDC	J4	10	3266
FL26	J4	MFD-RDC	10	3750
FL27	PTG25	MFD-RDC	8	3750
FL28	J2	J3	4	1600
FL29	J3	PTG25	6	100
FL30	J1	PTG25	6	1800
FL31	PTG-WRDC	J2	4	800
FL32	RDC1B	MFD-RDC	6	3700

IV.4.4 Structure de réseau :

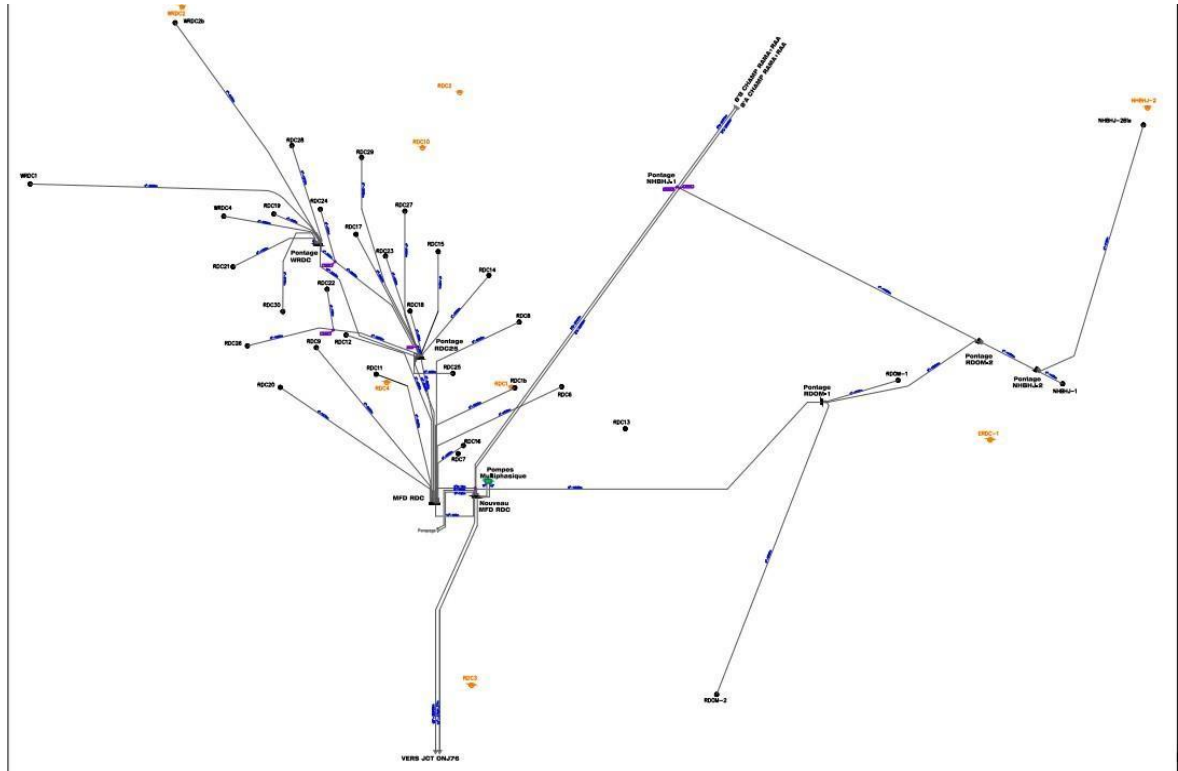


Figure IV. 18 Structure de réseau RDC.

Le manifold principale **MFD RDC** est constitué de 26 puits qui sont raccordes comme suit :

- 8 puits (RDC8, RDC12, RDC11, RDC16, RDC6, RDC9, RDC20, RDC1B) relient individuellement au manifold **MFD RDC**.
- 7 puits (WRDC2B, RDC19, RDC28, WRDC1, WRDC4, RDC21, RDC30) relient individuellement au **Pontage WRDC**.
- 7 puits (RDC25, RDC17, RDC27, RDC18, RDC14, RDC15, RDC23) relient individuellement au **Pontage RDC25**.
- 2 puits (RDC22, RDC26) relient par une jonction (J1) au **Pontage RDC25**.
- Puits RDC24 est relie avec pontage WRDC par une jonction (J2), cette dernière est relie avec le puits RDC29 par une autre jonction (J3) au **Pontage RDC25**.
- Le **Pontage RDC25** est relié au manifold **MFD RDC**.
- Le **Pontage WRDC** est relié au manifold **MFD RDC**.

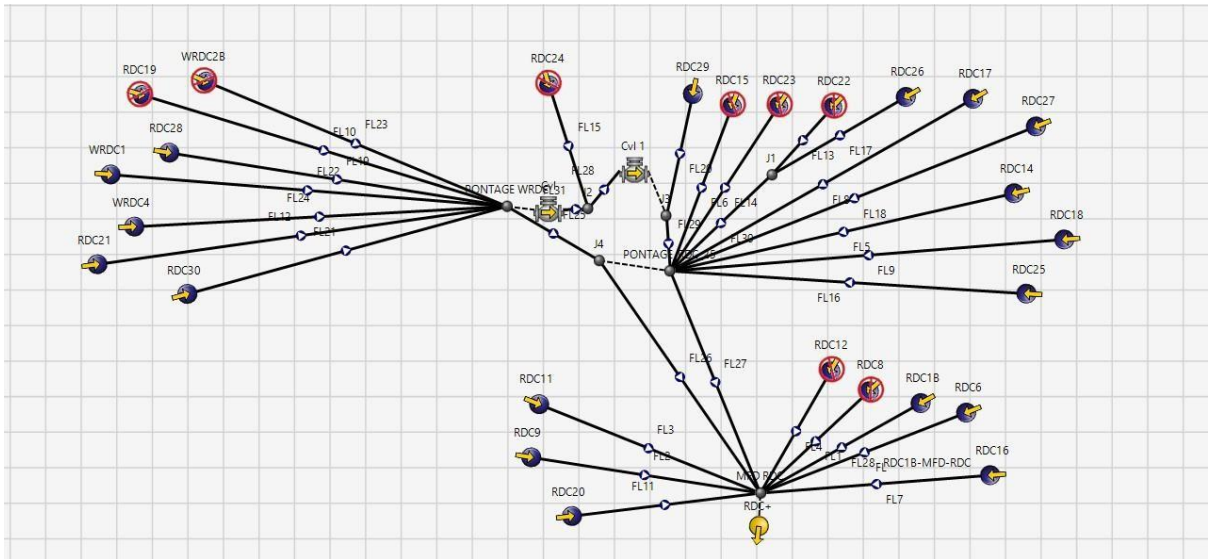


Figure IV. 19 Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM.

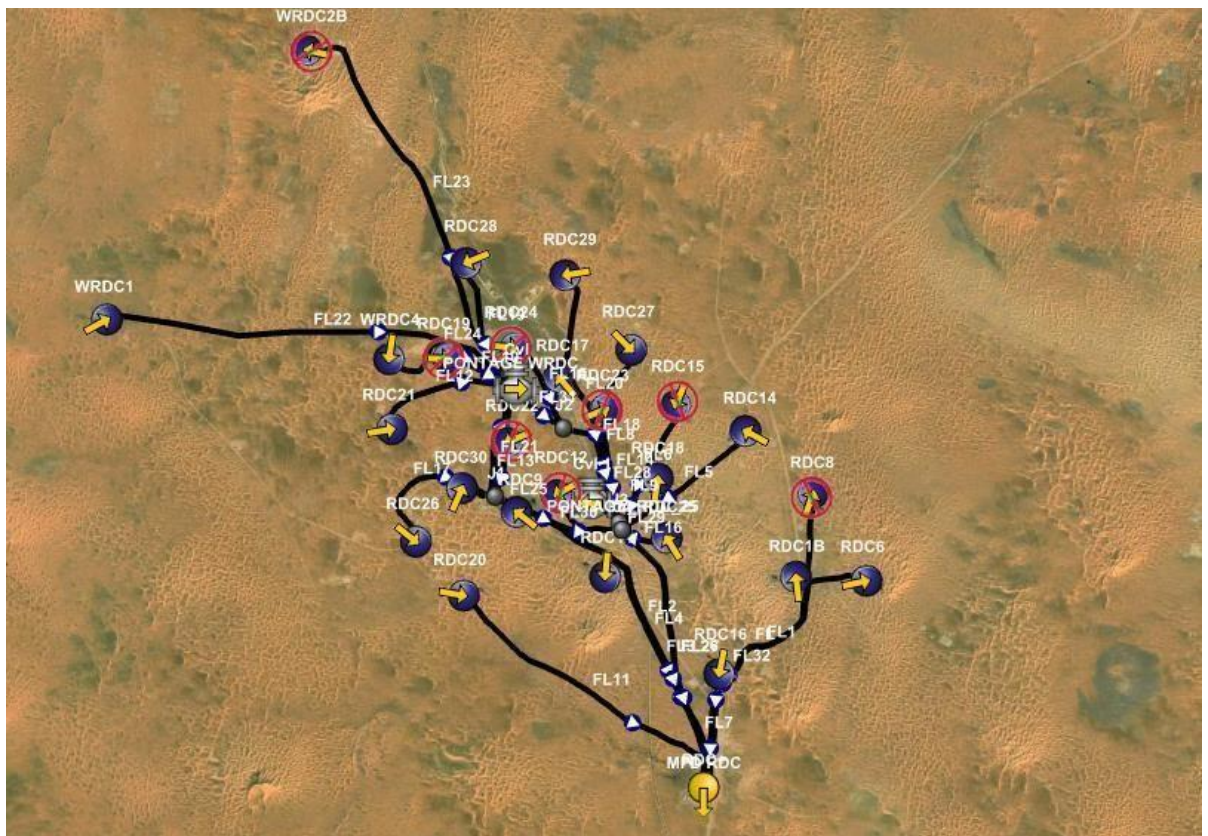


Figure IV. 20 Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM).

Après exécution « Run » du programme, on doit comparer les P_p calculées à celles mesurées pour estimer l'écart, si la différence entre les deux est négligeable ($\leq 10\%$) le modèle est représentatif, sinon, il faut faire le calage du modèle en modifiant quelques données dont l'écart des pertes de charge dépasse 10%, ces données modifiées peuvent être:

- Le débit « Q_h » estimé des sources dont le modèle n'a pas convergé, la modification se fait de $\pm 10\%$.
- L'efficacité d'écoulement (ou la rugosité) elle est au départ posée à 100% puis on la diminue jusqu'à ce que les valeurs calculées convergent aux valeurs mesurées.
- Le type de corrélation.

Résultats et discussion :

A l'aide de Département Technique Production : Service Collectes et Desserte on a récolté la pression au niveau du Sink :

$$P_{sep} = 8 \text{ barg} = 8,158001 \text{ kgf/cm}^2 \text{ g}$$

Après l'exécution (mode node) nous avons obtenu :

Tableau IV. 16 Les données calculées avec PIPESIM.

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm ² g)	T(out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM ³ /h)	Stock- tank oil flowrate (SM ³ /h)	QW (SM ³ /h)	Stock-tank gas flowrate (sm ³ /d)	Stock-tank GOR (sm ³ /s m ³)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m ³ /h)	FW (%)
RDC+	Sink	8.158001	26.8	61.97996	61.97996	0	222787.7	149.7713	0	992.1916	0
RDC11	Source	9.541475	50	2.389977	2.389977	0	8317.071	144.9992	0	34.53117	0
RDC14	Source	10.3312	50	2.980018	2.980018	0	19954.6	279.0055	0	79.24883	0
RDC16	Source	8.809253	50	3.21002	3.21002	0	4622.497	60.00089	0	18.89919	0
RDC17	Source	10.51661	50	1.999994	1.999994	0	8111.936	168.9992	0	30.86815	0
RDC18	Source	9.343965	50	2.39998	2.39998	0	4031.957	69.99985	0	15.85252	0
RDC1B	Source	9.486568	50	7.539973	7.539973	0	45238.36	249.9918	0	194.3652	0
RDC20	Source	10.06606	50	4.379968	4.379968	0	10511.95	100.0003	0	39.99926	0
RDC21	Source	11.23885	50	0.7999711	0.7999711	0	3071.878	159.9994	0	10.8871	0
RDC25	Source	9.326426	50	2.800031	2.800031	0	2889.667	43.00052	0	10.30576	0
RDC26	Source	10.85598	50	5.910022	5.910022	0	15602.35	109.9993	0	55.4232	0
RDC27	Source	9.862382	50	3.999988	3.999988	0	18527.69	192.9974	0	75.74542	0
RDC28	Source	11.47834	50	2.990021	2.990021	0	5023.225	69.99985	0	16.17642	0
RDC29	Source	10.08114	50	2.889992	2.889992	0	4647.142	67.00052	0	16.69849	0
RDC30	Source	11.91357	50	1.400016	1.400016	0	3360.047	100.0003	0	10.68593	0
RDC6	Source	10.91329	50	1.779995	1.779995	0	4272.001	100.0003	0	14.92846	0
RDC9	Source	9.936102	50	5.50997	5.50997	0	23141.82	174.9996	0	93.4016	0
WRDC1	Source	12.71081	50	3.390007	3.390007	0	10495.44	128.9998	0	32.09059	0
WRDC4	Source	12.68605	50	5.61	5.61	0	30968.29	230.0082	0	99.3303	0

IV.4.5 Comparaison entre les données mesurées et calculées :

Le tableau ci-dessous résume ça ainsi que l'écart entre eux :

Tableau IV. 17 Comparaison entre les données mesurées et calculées.

Puits	Pp(calculée) (Kgf/cm ²)	Pp(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart (%)
RDC11	9,541475	9,5	0,43657895
RDC14	10,3312	10,2	1,28627451
RDC16	8,809253	8,44	4,37503555
RDC17	10,51661	10,5	0,15819048
RDC18	9,343965	9,49	1,53883035
RDC1B	9,486568	9	5,40631111
RDC20	10,06606	9,44	6,63199153
RDC21	11,23885	11,95	5,95104603
RDC25	9,326426	9,73	4,14772867
RDC26	10,85598	11,783	7,86743614
RDC27	9,862382	10,2	3,30998039
RDC28	11,47834	12	4,34716667
RDC29	10,08114	10,55	4,44417062
RDC30	11,68285	12,5	6,5372
RDC6	10,91329	11	0,78827273
RDC9	9,794572	9,69	1,07917441
WRDC1	12,71081	13,01	2,29969254
WRDC4	12,68605	13,26	4,32843137

On remarque que l'écart est inférieur à 10%, nous pouvons dire que notre modèle réseau (source) est bien calé et donc on passe à l'étape suivant.

IV.4.6 Construction du modèle représentatif puits-réseau :

On a le modèle réseau bien calé et les modèles puits (on les fait dans le sous chapitre précédent), il suffit juste d'introduire les modèles (chaque puits avec son modèle) et bien sûr d'installer leurs duses dans le modèle réseau. La figure ci-dessous illustre bien ce qui a été mentionné en dessus.

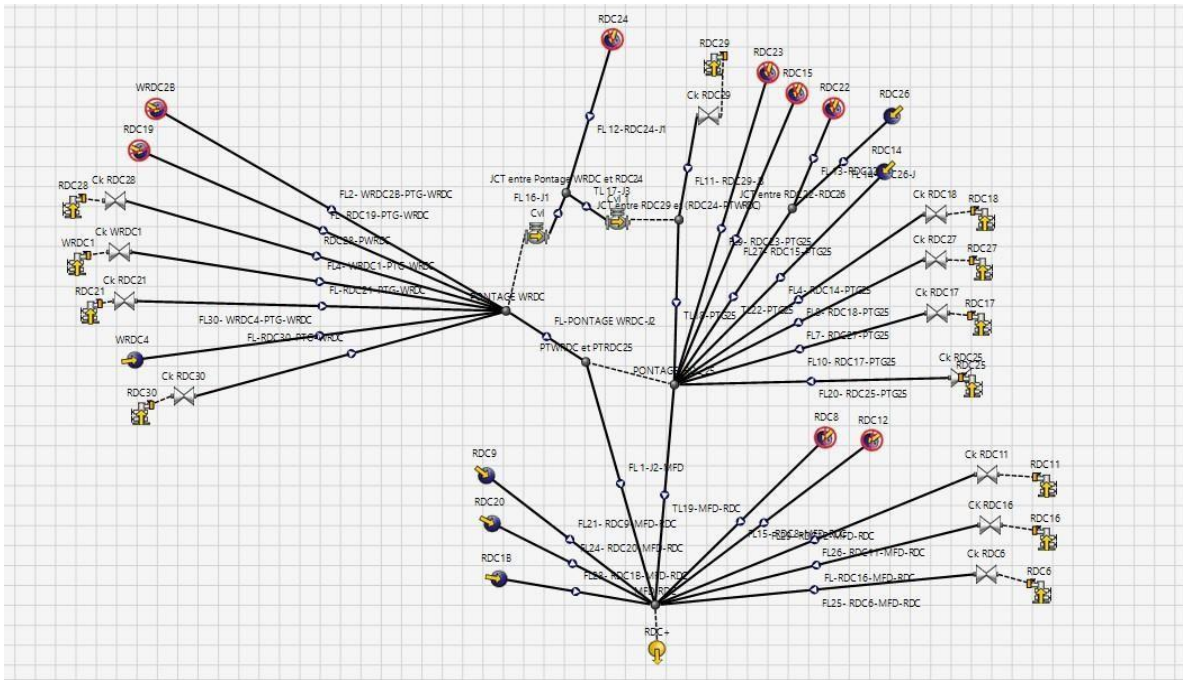


Figure IV. 21 Modèle puits-réseau sur PIPESIM.

Remarque : les puits que nous avons leurs modèles on le met et les autres on les laisse commesource, Et les puits fermés on les désactiver.

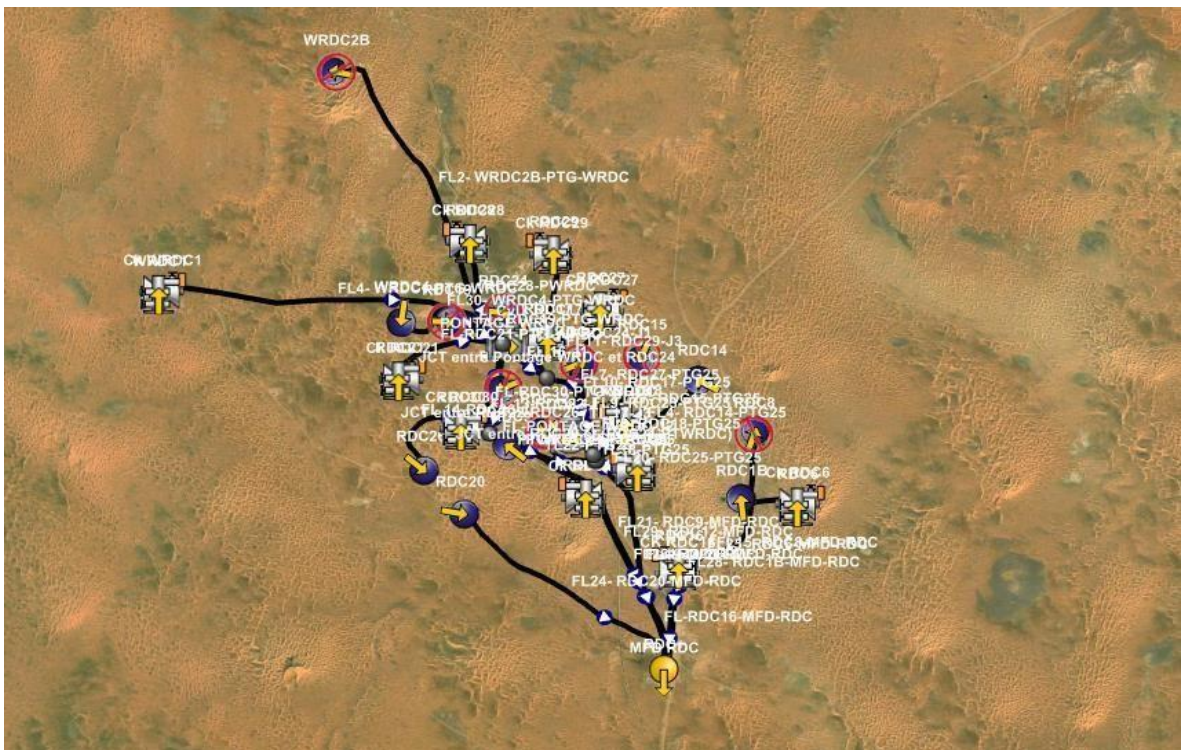


Figure IV. 22 Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map).

Dans l'exécution la même procédure précédente sauf ici on doit comparer les trois paramètres Pp, Pt, Qh mesurées avec celles calculées à l'aide de PIPESIM.

Résultats de l'exécution :

Les tableaux suivants résument les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart entre eux avec une observation concernant le régime d'écoulement à travers la duse.

Tableau IV. 18 les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.

Puits	Pp(calculée) (Kgf/cm ²)	Pp(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart	Pt(calculée) (Kgf/cm ²)	Pt(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart
RDC11	9.45758	9.5	0.44652632	22,1176	22	0.53454545
RDC16	8.879392	8.44	5.20606635	19.9994	19.69	1.57135602
RDC17	10.65878	10.5	1.51219048	17.16923	15.82	8.52863464
RDC18	9.397458	9.49	0.97515279	26.5158	26.51	0.02187854
RDC21	11.26814	11.95	5.70594142	15.74845	16.32	3.50214461
RDC25	9.37421	9.73	3.65662898	25.98636	25.95	0.14011561
RDC27	9.943386	10.2	2.51582353	41.68611	39.77	4.81797838
RDC28	11.22479	12	6.46008333	41.84009	41.91	0.16680983
RDC29	9.937932	10.55	5.80159242	34.57182	35.02	1.27978298
RDC30	11.68285	12.5	6.5372	16.9646	15.96	6.29448622
RDC6	10.65885	11	3.10136364	17.50476	16.53	5.8969147
WRDC1	12.81059	13.01	1.53274404	42.63462	41.81	1.97230328

Tableau IV. 19 les régimes d'écoulement à travers la duse.

Puits	Q(calculée) (Kgf/cm ²)	Q(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart	Pp/Pt	observation
RDC11	2.351771	2.39	1.59995397	0.43181818	régime critique
RDC16	3.210141	3.21	0.00439252	0.42864398	régime critique
RDC17	1.968074	1.99	1.10180905	0.66371681	régime transitoire
RDC18	2.400603	2.4	0.025125	0.35797812	régime critique
RDC21	0.8041196	0.78	3.09225641	0.73223039	régime transitoire
RDC25	2.802754	2.8	0.09835714	0.37495183	régime critique
RDC27	3.879318	4	3.01705	0.25647473	régime critique
RDC28	2.991472	2.99	0.04923077	0.28632785	régime critique
RDC29	2.896447	2.89	0.22307958	0.30125642	régime critique
RDC30	1.367154	1.38	0.93086957	0.78320802	régime non critique
RDC6	1.723359	1.78	3.18207865	0.66545675	régime transitoire
WRDC1	3.390113	3.39	0.00333333	0.31116958	régime critique

➤ A partir des tableaux l'écart ne dépasse pas 10% ce qui implique que le modèle est bien calé et en conséquence on pourrait dire que le modèle réalisé représente la réalité.

Le tableau qui englobe toute les données calculées (tirée du PIPESIM) se trouve dans l'annexe.

IV.4.7 Diagnostic du système :

Les conduites utilisées dans le réseau de collecte ayant différentes tailles de 4'', 6'' pour les collectes (conduites relié entre puits-manifold ou entre puits-puits par jonction), et de 8'', 10'' pour les collecteurs (entre manifold-manifold).

Le tableau ci dessous représente les résultats de diagnostic de système de réseau de collecte du champ RDC dont on remarque des changements d'état des pipes (sur dimensionné, stable, acceptable ...etc.) par rapport au limites des pertes des charges ΔP [0 - 1] bar/km et les limites de la vitesse d'écoulement V [1-5] m/s, on a observé les résultats suivants :

- Pour ΔP (*) et V (↘) les pipes seront surdimensionnées.
- Pour ΔP (*) et V (*) les pipes seront stables.
- Pour ΔP (↗) et V (*) les pipes seront acceptables.
- Pour ΔP (↗) et V (↗) les pipes seront sous dimensionnés.
- Pour ΔP (↗) et V (↘) les pipes seront instables (liquid hold-up).

Note :

(↗) Augmentation.

(↘) Diminution.

(*) Etat stable (pas d'augmentation et pas de diminution).

Tableau IV. 20 les résultats de simulation sur le réseau.

Ligne	L	ID (Ø)	Branch ΔP	Mean velocity	limite ΔP	limite Velocity	Remarque
	(km)	(inch)	(bar/km)	(m/s)	[0-1]bar/km	[1-5]m/s	
RDC6-MFD-RDC	4,28	4	0,57	0,42	*	↘	surdimensionnée
RDC8-MFD-RDC	4,70	4					
RDC9-MFD-RDC	4,97	6	0,322	1,64	*	*	pipe stable
RDC11-MFD-RDC	3,90	6	0,33	0,73	*	↘	surdimensionnée
RDC12-MFD-RDC	4,70	6					
RDC14-PTG25	2,14	4	0,89	5,60	*	↗	sous dimensionnée
RDC15-PTG25	1,92	4					
RDC16-MFD-RDC	1,79	4	0,40	2,38	*	*	pipe stable
RDC17-PTG25	2,40	4	0,48	1,56	*	*	pipe stable
RDC18-PTG25	1,03	6	0,08	0,71	*	↘	surdimensionnée
RDC19-PTG-WRDC	0,96	4					
RDC20-MFD-RDC	4,45	4	0,45	1,87	*	*	pipe stable
RDC21-PTG-WRDC	1,98	4	0,45	0,37	*	↘	surdimensionnée
RDC22-J1	0,75	4					
RDC23-PTG25	1,60	6					
RDC24-J2	1,33	4					
RDC25-PTG25	0,85	6	0,13	0,55	*	↘	surdimensionnée
RDC26-J1	2,19	6	0,32	0,94	*	↘	pipe stable
RDC27-PTG25	2,71	6	0,17	1,06	*	*	pipe stable
RDC28-PTG-WRDC	1,95	6	0,43	0,54	*	↘	surdimensionnée
RDC29-J3	3,64	6	0,12	0,70	*	↘	surdimensionnée
RDC30-PTG-WRDC	2,08	6	0,62	0,23	*	↘	surdimensionnée
WRDC1-PTG-WRDC	5,72	4	0,42	1,78	*	*	pipe stable
WRDC2B-PTG-WRDC	5,70	6					
WRDC4-PTG-WRDC	2,11	4	1,03	4,18	*	*	acceptable
PTG-WRDC-J4	3,31	10	0,27	1,02	*	*	pipe stable
J4-MFD-RDC	3,79	10	0,36	3,22	*	*	pipe stable

PTG25-MFD-	3,80	8	0,35	2,12	*	*	pipe stable
RDC							
J2-J3	1,61	4	0,43	2,25	*	*	pipe stable
J3-PTG25	0,10	6	0,03	1,68	*	*	pipe stable
J1-PTG25	1,80	6	0,32	0,97	*	*	pipe stable
PTG-WRDC-J2	0,90	4	0,22	2,12	*	*	pipe stable
RDC1B-MFD-RDC	3,58	6	0,37	1,79	*	*	pipe stable

Tableau IV. 20 les résultats de simulation sur le réseau.

IV.4.7.1 Résultats de modélisation :

33 pipes l'ensemble des pipes et les collecteurs sur notre modèle :

8 pipes surdimensionnées :

- Puits RDC6-MFD-RDC
- Puits RDC11-MFD-RDC
- Puits RDC18-PTG25
- Puits RDC21-PTG-WRDC
- Puits RDC25-PTG25
- Puits RDC28-PTG-WRDC
- Puits RDC29-J3
- Puits RDC30-PTG-WRDC

Pipe sous dimensionnée :

Puits RDC14-PTG25

IV.4.7.1.1 Résumé des résultats:

24 des 33 pipes et collecteurs sont stables ce qui nous mène à dire que 70 % du réseau est performant.

IV.4.7.2 Optimisation du système réseau :

Le modèle actuel du réseau de collecte montre que le diamètre de quelque branche qui n'est pas appropriées pour la production comme le cas des pipes citées précédemment donc de mieux à changer.

Tableau IV. 21 Optimisation du réseau actuel.

ligne	ID (Ø)	Branch ΔP	VMF	Observation	NV	VMF	Branch ΔP	Observation
	(inch)	(bar/km)	(m/s)		Ø	(m/s)	(bar/km)	
RDC14-PTG25	4	0,89	5,60	Sous dimensionnée	6	2,45	0,27	pipe stable
RDC25-PTG25	6	0,13	0,55	Sur dimensionnée	4	1,26	0,06	pipe stable
RDC28-PTG-WRDC	6	0,43	0,54	Sur dimensionnée	4	1,24	0,4	pipe stable
RDC30-PTG-WRDC	6	0,62	0,23	Sur dimensionnée	4	0,54	0,45	pipe stable

IV.4.8 Influence de l’activation par GL sur le réseau actuel :

Le tableau suivant montre les vitesses et les pertes de charge ainsi une remarque concernant l’état du réseau avec l’activation des puits avec GL.

Tableau IV. 22 Influence de l’activation par GL sur le réseau actuel.

Ligne	longueur (km)	ID (Ø) (inch)	Branch ΔP (bar/km)	Mean velocity (m/s)	limite ΔP [0-1] bar/km	limite Velocity [1-5]m/s	Remarque
RDC6-MFD-RDC	4,28	4	0,35	1,62	*	*	pipe stable
RDC8-MFD-RDC	4,70	4	0,43	2,31	*	*	pipe stable
RDC9-MFD-RDC	4,97	6	0,32	1,64	*	*	pipe stable
RDC11-MFD-RDC	3,90	6	0,28	1,66	*	*	pipe stable
RDC12-MFD-RDC	4,70	6	0,36	0,95	*	*	pipe stable
RDC14-PTG25	2,14	4	0,86	5,32	*	↗	Sous dimensionnée
RDC15-PTG25	1,92	4				*	
RDC16-MFD-RDC	1,79	4	0,42	4,75	*	*	pipe stable
RDC17-PTG25	2,40	4	0,53	2,16	*	*	pipe stable
RDC18-PTG25	1,03	6	0,05	2,00	*	*	pipe stable
RDC19-PTG-WRDC	0,96	4	0,11	0,99	*	*	pipe stable
RDC20-MFD-RDC	4,45	4	0,45	1,87	*	*	pipe stable
RDC21-	1,98	4	0,29	1,00	*	*	pipe stable

PTG-WRDC							
RDC22-J1	0,75	4					
RDC23-PTG25	1,60	6					
RDC24-J2	1,33	4					
RDC25-PTG25	0,85	6	0,05	0,94	*	*	pipe stable
RDC26-J1	2,19	6	0,32	0,90	*	*	pipe stable
RDC27-PTG25	2,71	6	0,25	2,72	*	*	pipe stable
RDC28-PTG-WRDC	1,95	6	0,36	1,77	*	*	pipe stable
RDC29-J3	3,64	6	0,12	0,7	*	*	pipe stable
RDC30-PTG-WRDC	2,08	6	0,39	0,83	*	*	Acceptable
WRDC1-PTG-WRDC	5,72	4	0,74	4,37	*	*	Acceptable
WRDC2B-PTG-WRDC	5,70	6	0,37	1,12	*	*	pipe stable
WRDC4-PTG-WRDC	2,11	4	1,00	3,99	*	*	Acceptable
PTG-WRDC-J4	3,31	10	0,25	2,87	*	*	pipe stable
J4-MFD-RDC	3,79	10	0,48	5,98	*	↗	Sous dimensionnée
PTG25-MFD-RDC	3,80	8	0,48	5,19	*	↗	Sous dimensionnée
J2-J3	1,61	4	0,39	2,34	*	*	pipe stable
J3-PTG25	0,10	6	0,10	2,48	*	*	pipe stable
J1-PTG25	1,80	6	0,33	0,92	*	*	pipe stable
PTG-WRDC-J2	0,90	4	0,20	2,22	*	*	pipe stable
RDC1B-MFD-RDC	3,58	6	0,37	1,79	*	*	pipe stable

IV.4.8.1 Résultats et discussion :

Avec l’activation par gaz-lift des puits (RDC6, RDC8, RDC11, RDC12, RDC16, RDC17, RDC18, RDC19, RDC21, RDC25, RDC27, RDC28, RDC29, RDC30, WRDC1, WRDC2B), on a remarqué que les pipes qui sont surdimensionnée a l’état actuel ils deviennent en état stable avec la mise en gaz-lift et par conséquence le résumé des résultats que nous avons appris sont :

30 pipes sont stables.

2 collecteurs (PTG-WRDC-J4 et PTG25-MFD-RDC) et 1 pipe (RDC14-PTG25) sont sous dimensionnée et ce qu’ils nécessitent une optimisation du diamètre.

IV.4.8.2 Optimisation du système réseau avec l’activation GL :

Pour l’optimisation du système de réseau de collecte avec La mise en GL, on a exécuté les différents scénarios de changement de diamètres des pipes, les meilleurs résultats d’optimisation sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV. 23 Optimisation du système réseau avec l’activation GL.

ligne	ID (Ø)	Branch ΔP	VMF	Observation	NV	VMF	Branch ΔP	Observation
	(inch)	(bar/km)	(m/s)		Ø	(m/s)	(bar/km)	
RDC14-PTG25	4	0,86	5,32	Sous dimensionnée	6	2,47	0,26	pipe stable
J4-MFD-RDC	10	0,48	5,98	Sous dimensionnée	12	4,41	0,34	pipe stable
PTG25-MFD-RDC	8	0,48	5,19	Sous dimensionnée	10	2,98	0,33	pipe stable

Conclusion
et
Recommandations

Conclusion générale :

La modélisation et l'analyse de performance des puits au cours de production constituent un outil très puissant pour la gestion du potentiel d'un réservoir pétrolier. Les trois principales étapes de construction de notre modèle puits (élaboration du modèle réservoir, modèle PVT, complétion) sont d'une importance majeure dans la qualité des résultats obtenus, en effet, le modèle doit faire l'objet de mises à jour à chaque fois que des modifications auront lieu dans le système (fermeture et ouverture des vannes en surface, changement de complétion du puits, intervention dans le réservoir...).

L'étude d'optimisation réalisée sur l'ensemble des puits du gisement de Hassi Messaoud dans la zone de Rhourde Chegga nous a permis de conclure les points suivants :

- Le fluide s'écoulant dans le réservoir est un fluide diphasique. Donc la courbe de performance du réservoir (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel.
- La corrélation de Hagedorn & Brown donne les prédictions des pertes de charges verticales les plus précises.
- Sans mécanisme d'activation, la production des puits de la zone RDC chutera rapidement dans les premières années d'exploitation.
- Le gas lift permet d'augmenter la production des puits de la zone RDC tant que ceux-ci sont éruptifs et de les faire produire quand ils ne le seront plus.
- La complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plus part des puits de RDC.
- L'optimisation que nous avons réalisée sur 15 puits donne un gain de production de 18,13 Sm³/h (435 Sm³/j).
- L'optimisation du gas-lift à un impact sur le réseau, On a obtenu un gain de production de 1,18m³/h, ce qu'il nous donne un gain total de 19,31 Sm³/h (463 Sm³/j).
- Donc du point de vue économique on a un gain de 2915,7 STB/d, il est très rentable.

Grace à notre étude de performances de réseau RDC nous avons découvert des changements d'état des pipes (surdimensionné, sous dimensionné, instable...etc.) sur le réseau étudié, qui ont été résolus par changement des diamètres des pipes sous dimensionnés et des pipes où il existe

CONCLUSION GENERALE ET RECOMONDATION

un liquide Hold-up, ou bien par la mise en gas-lift, afin de de diminuer les pertes de charge au niveau des pipes. Les diamètres des canalisations ont été optimisés de manière à :

- Respecter la stabilité de fonctionnement en été et en hiver.
- Minimiser les pertes de charges dans les canalisations.
- Respecter des vitesses maximales de 5 m/s pour le liquide et 20 m/s pour le gaz.
- Maintenir le taux d'érosion de la vitesse d'écoulement à une valeur inférieure à l'unité.

La modélisation de l'ensemble des 33 pipes et collecteurs sur notre modèle après la mise en gas-lift résulte :

- L'identification de 3 pipes sous dimensionnées (2 Collecteurs et 1 pipeline)
- Les 30 pipes et collecteurs sont stables, ce qui nous a mène à dire que 91 % du réseau est performant.
- Une optimisation proposée selon les différents scenarios exécutés va engendrer une diminution de la déférence de pression et donc augmenter la production.

Recommandations :

En fin pour un développement efficace du champ de Rhourde Chegga, des recommandations ont été suggérées comme suite :

- Faire un contrôle quotidien du débit d'huile pour confirmer les résultats d'optimisation (Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds).
- Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaitre le comportement de réservoir.

Suite d'optimisation par gas lift faite sur l'ensemble de puits, on recommande :

- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection par des moyens de contrôle notamment les compteurs à gaz (débitmètres) pour assurer un bon fonctionnement du gas-lift.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.

Pour atteindre les résultats théoriques obtenus à partir de ce travail, il faut éliminer les problèmes du GL, surtout le givrage Par:

- Nécessité d'avoir un gaz propre dédié au gas-lift.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMONDATION

- Équiper les concentriques des duses de fond pour remédier au givrage sur certains puits.
- Injection du méthanol comme un entretien préventif contre le givrage. Afin d'avoir un réseau performant on recommande :

A l'état actuel :

Les Puits	Les Pipes anciens (inch)	Les pipes recommandés (inch)
RDC14-PTG25	4	6
RDC25-PTG25	6	4
RDC28-PTG-WRDC	6	4
RDC30-PTG-WRDC	6	4

Après la mise en GL :

les lignes	RDC14-PTG25	J4-MFD-RDC	PTG25-MFD-RDC
Les Pipes anciens (inch)	4	10	8
Les pipes recommandés (inch)	6	12	10

BIBLIOGRAPHIES

- [1] Bratland, O (2009): Pipe Flow 2, multiphase Flow Assurance.
- [2] The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, Pennwell publishing company 1977.
- [3] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
- [4] PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger.
- [5] Récupération assistée par gas-lift (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).
- [6] Petroleum Production Systems Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides.
- [7] DATA Bank-Sonatrach HMD.
- [8] Documents Sonatrach HMD.
- [9] Documentation IAP.
- [10] Well performance, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.
- [11] Gas-lift, Richard Marquez, Edition NEXT, 2006.
- [12] Gaz lift équipement (BOTIL).
- [13] G. Forero, K. McFadyen, R. Turner, B. Waring, E. Steenker, ARTIFICIAL LIFT MANUAL PART 2A-Gas Lift Design Guide-, SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V., THE HAGUE, December 1993.
- [14] Multivariate production systems optimization, James Aubrey Carroll, thèse Master 1990, université de STANFORD.

Annexes :

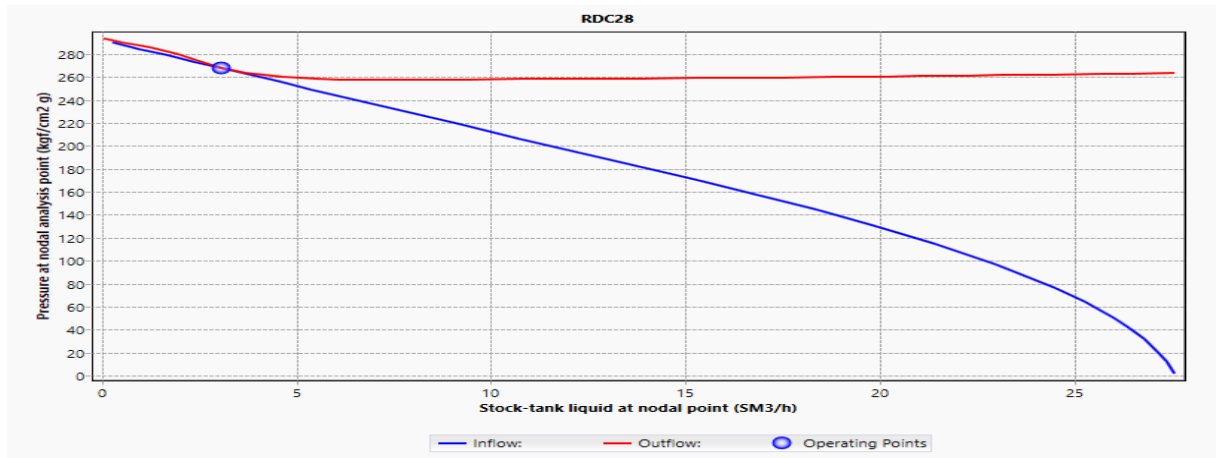


Figure 1 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation.

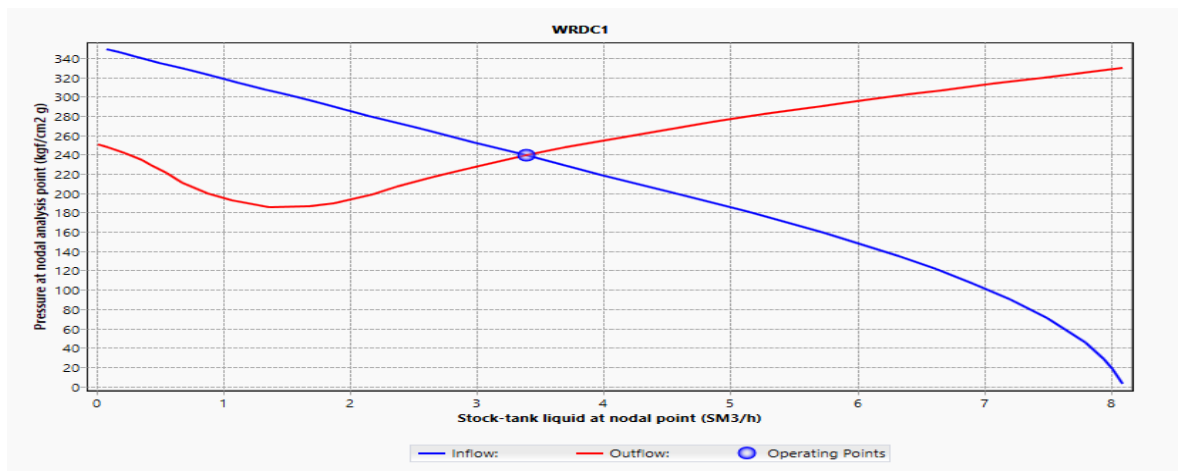


Figure 2 : Point opérationnel du puits WRDC1 après actualisation.

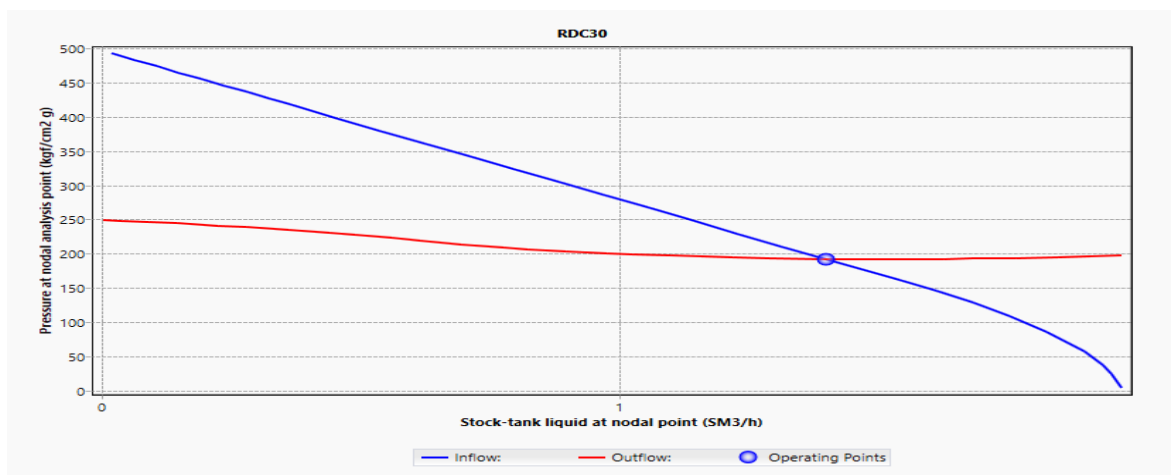


Figure 3 : Point opérationnel du puits WRDC30 après actualisation

ANNEXE

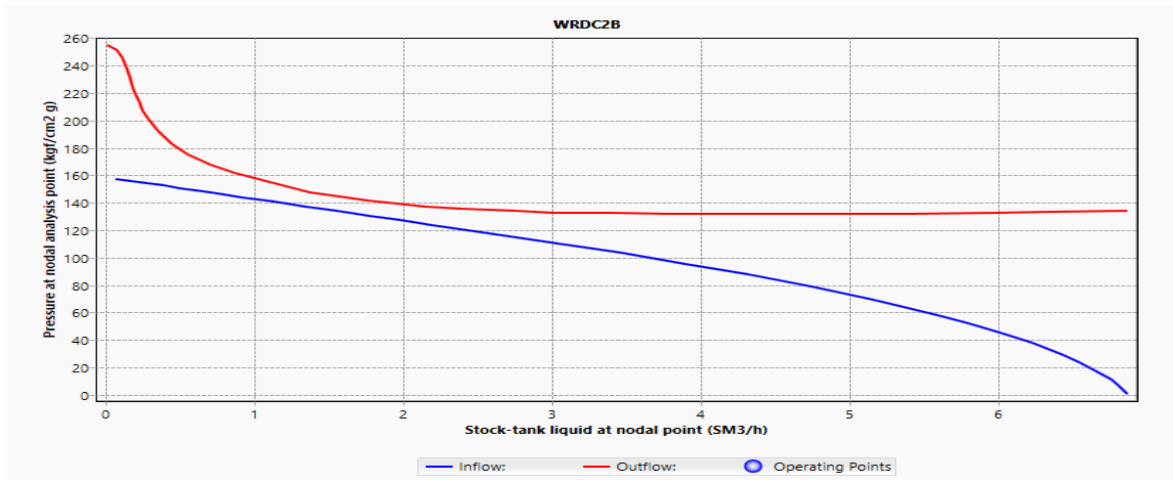


Figure 4 : Point opérationnel du puits WRDC2B après actualisation.

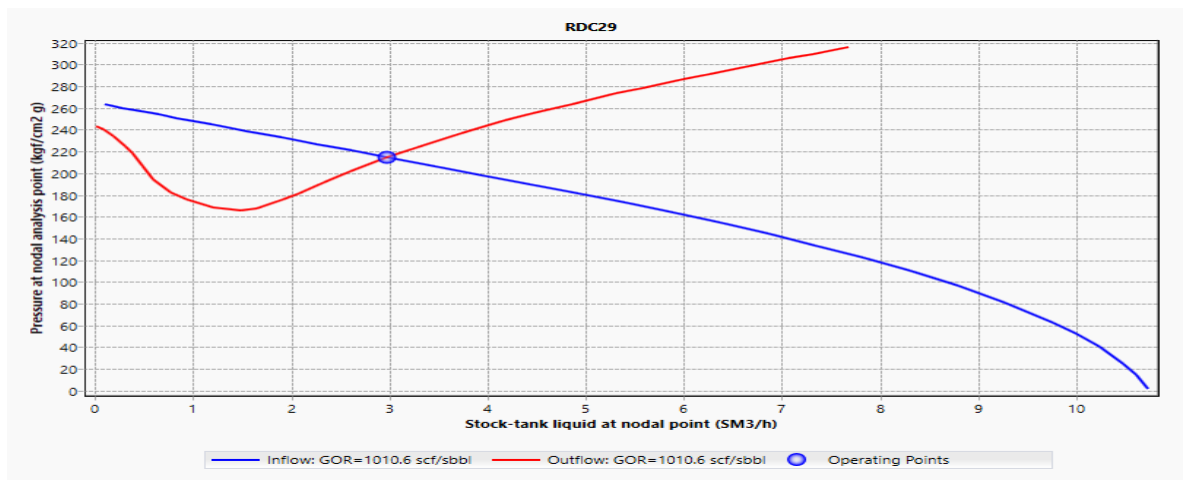


Figure 5 : Point opérationnel du puits RDC29 après actualisation.

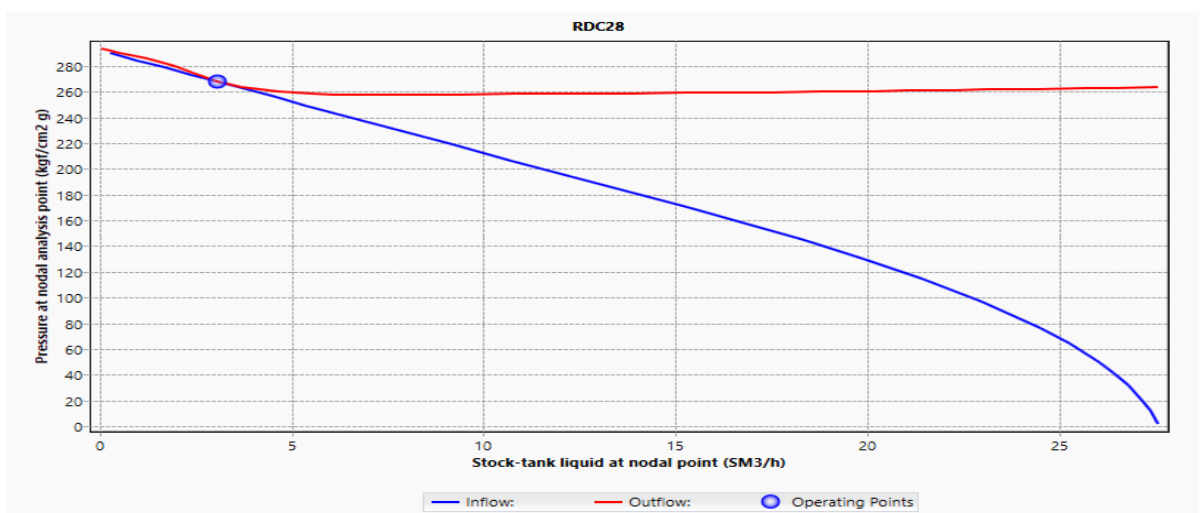


Figure 6 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation

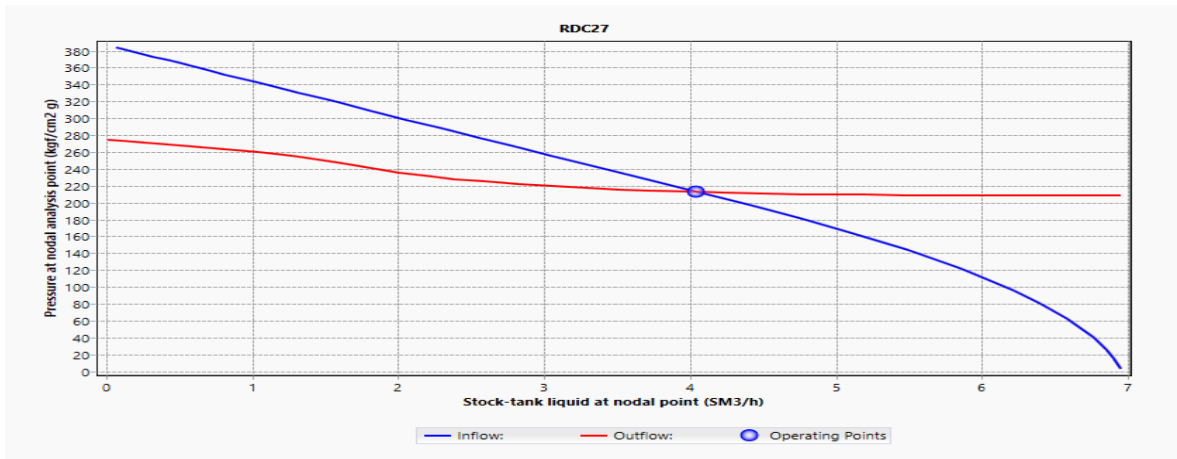


Figure 7 : Point opérationnel du puits RDC27 après actualisation.

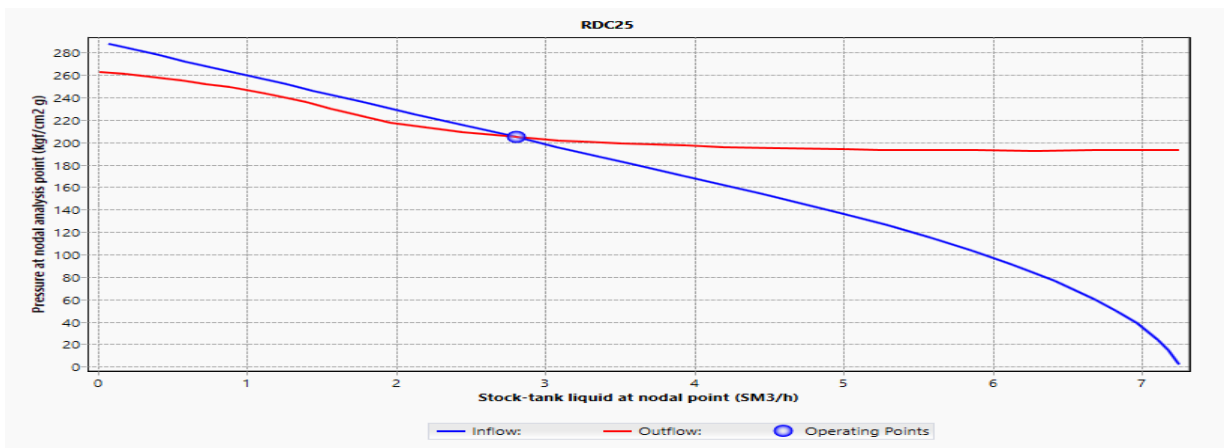


Figure 8 : Point opérationnel du puits RDC25 après actualisation.

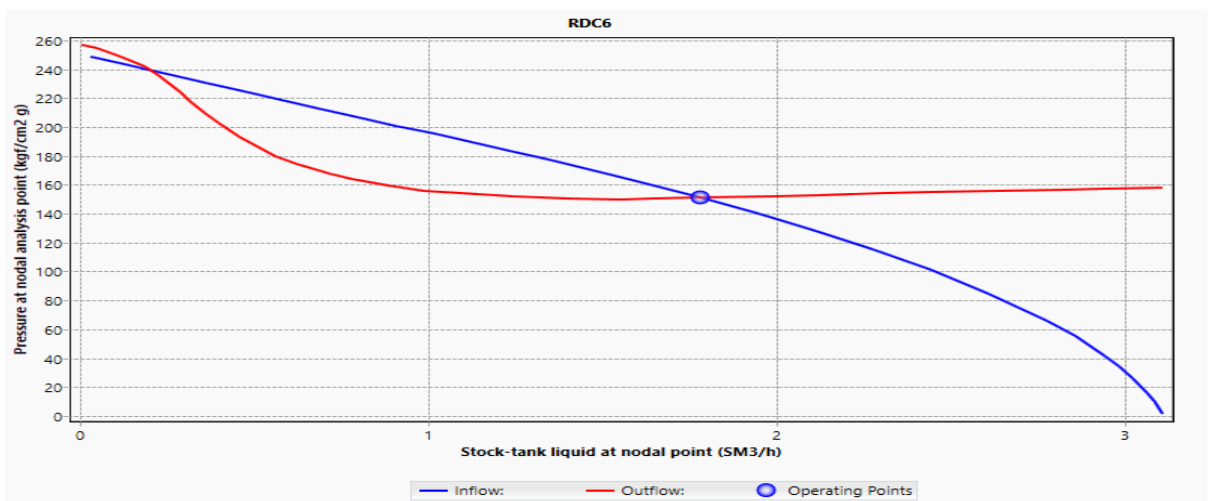


Figure 9 : Point opérationnel du puits RDC6 après actualisation

ANNEXE

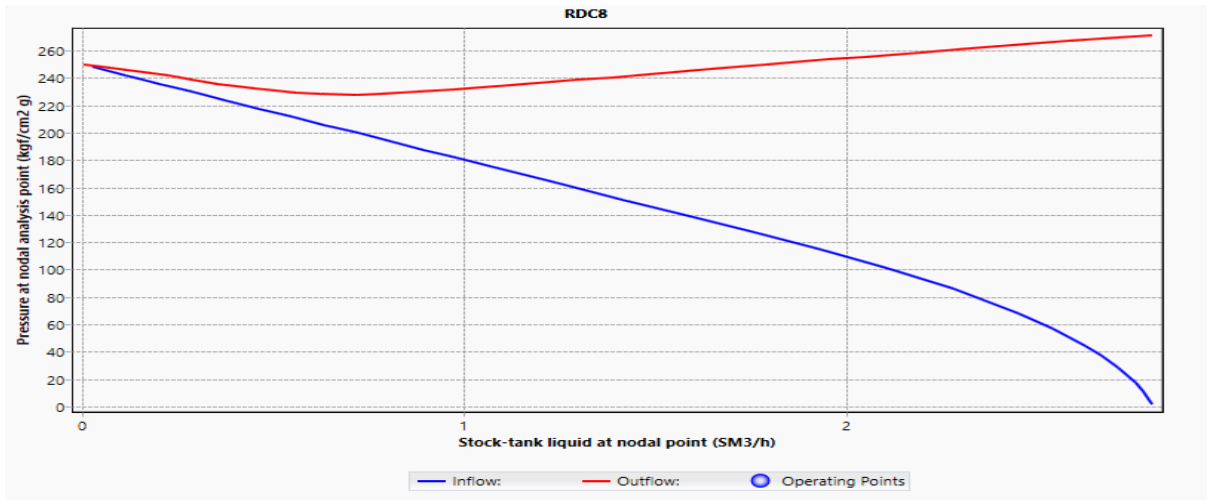


Figure 10 : Point opérationnel du puits RDC8 après actualisation.

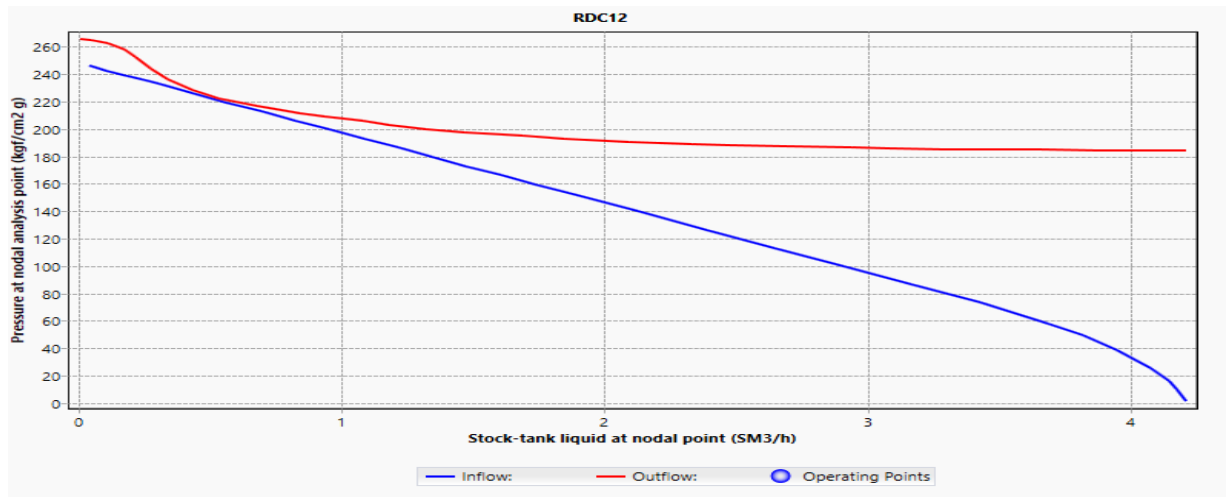


Figure 11 : Point opérationnel du puits RDC12 après actualisation.

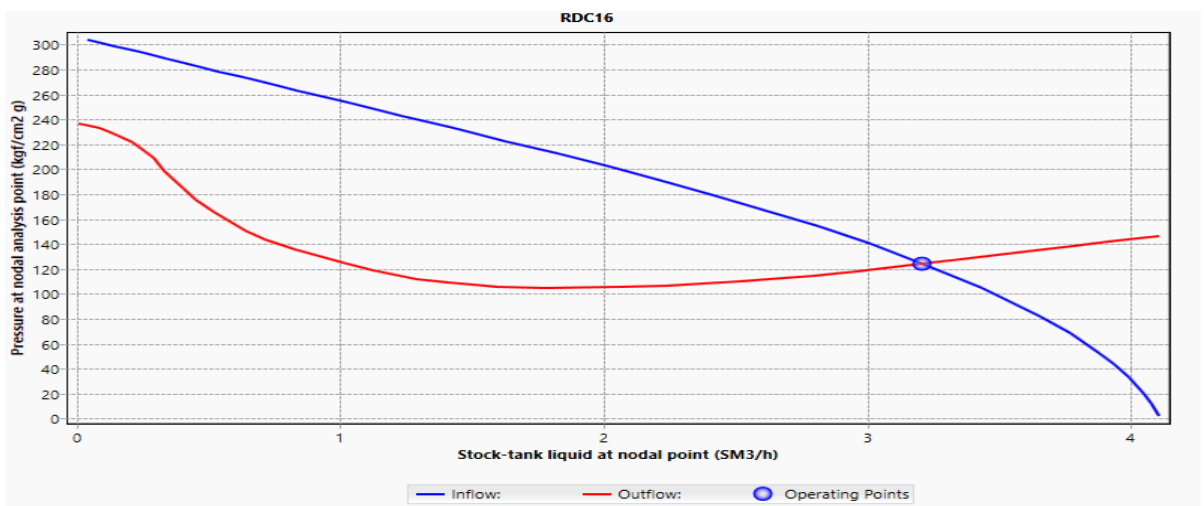


Figure 12 : Point opérationnel du puits RDC16 après actualisation.

ANNEXE

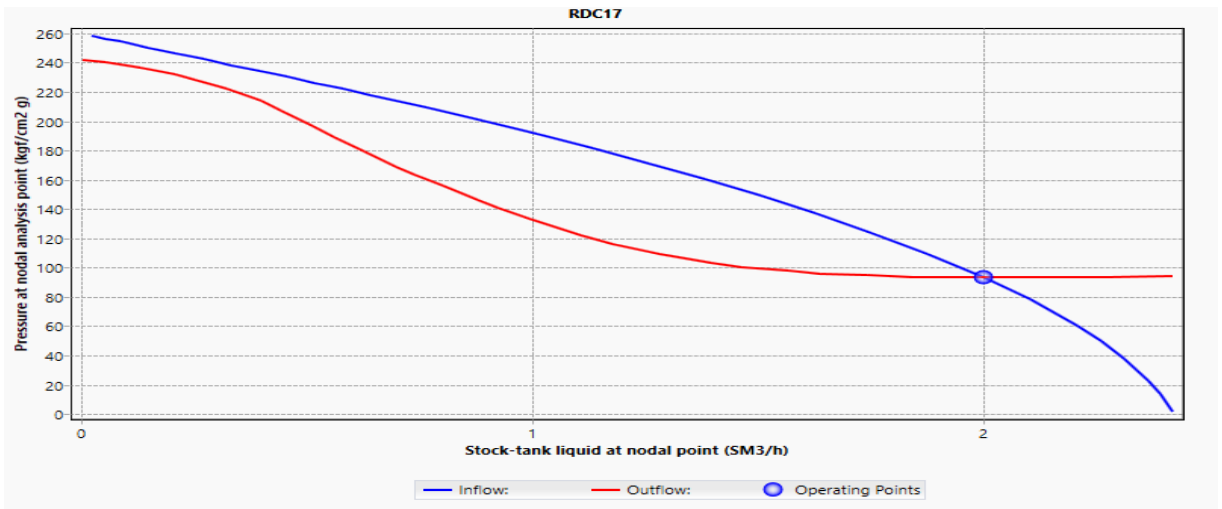


Figure 13 : Point opérationnel du puits RDC17 après actualisation.

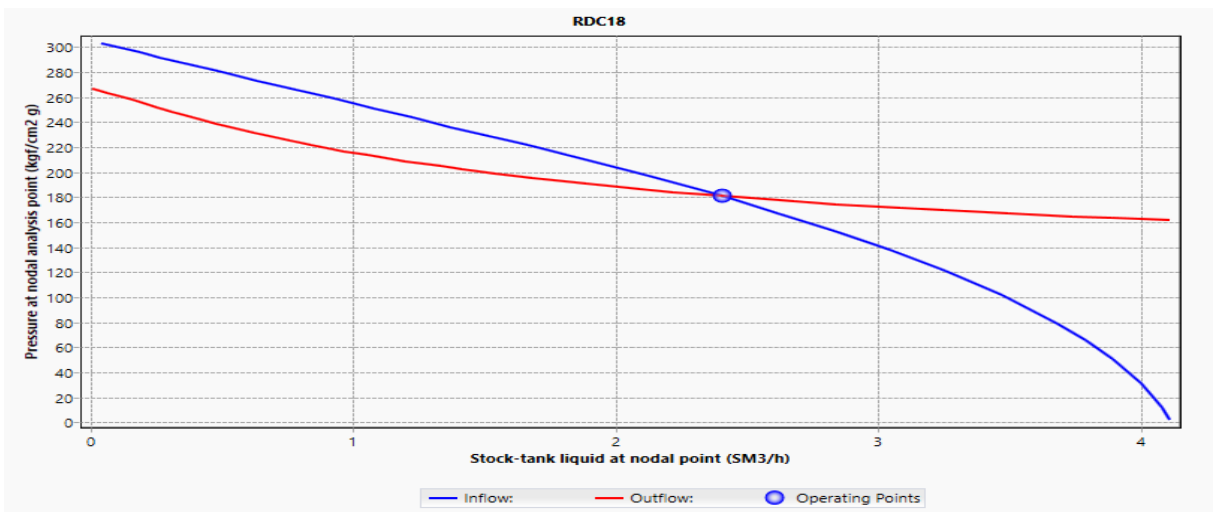


Figure 14 : Point opérationnel du puits RDC18 après actualisation.

ANNEXE

Tableau 1 : Paramètres des puits actuel avant GL.

Puits	Etat	Sous manif	Paramètres actuels					
			Diam, Duse (mm)	Débit Huile (Sm ³ /h)	Débit Gaz (Sm ³ /J)	Pt Kg/cm ²	Pp Kg/cm ²	Eau Prod l/h
RDC12	Fermé	RDC	7	0	2209,92	20,51	14,77	0
WRDC2B	Fermé	WRDC	8	0	34507,44	30,9	15,8	0
RDC19	Fermé	WRDC	8	0	3664,56	12,8	8,6	0
RDC8	Fermé	RDC	7	0	10356,24	46,06	4,04	0
RDC17	Ouvert	RDC25	9	2	8100,96	15,82	7,74	0
RDC30	Ouvert	WRDC	8	1,4	2478,24	15,96	9,85	0
RDC6	Ouvert	RDC	8	1,7	1839,84	16,53	7,74	0
RDC21	Ouvert	RDC25	7	0,8	2522,16	16,32	11,95	0
RDC18	Ouvert	RDC25	9	2,4	6220,32	26,51	9,49	0
RDC11	Ouvert	RDC	9	2,4	10500,24	21,8	6,86	0
RDC16	Ouvert	RDC	11	3,2	7716,24	19,69	8,44	0
RDC25	Ouvert	RDC25	10	2,8	2898,96	25,95	9,73	0
RDC28	Ouvert	WRDC	8	3,6	13217,04	49,83	12,66	0
RDC27	Ouvert	RDC25	8	4	18502,8	39,77	10,2	0
WRDC1	Ouvert	WRDC	9,92	3,4	12128,4	41,81	13,01	0

Tableau 1 : Paramètres des puits actuel apres GL

Puits	Etat	Sous manif	Paramètres après GL					Gain huile
			Diam, Duse (mm)	Débit Huile (Sm ³ /h)	Pt Kg/cm ²	Pinj GL Kg/cm ²	Débit injection QGL (Sm ³ /J)	
RDC12	Fermé	RDC	12	2,56	25,77	150	15000	2,56
WRDC2B	Fermé	WRDC	12	2,86	25,52	150	15000	2,86
RDC19	Fermé	WRDC	12	0,74	12,32	150	5000	0,73
RDC8	Fermé	RDC	12	2,02	26,82	150	10000	2,02
RDC17	Ouvert	RDC25	12	2,02	22,5	150	5000	0,02
RDC30	Ouvert	WRDC	10	1,8	26	150	10000	0,4
RDC6	Ouvert	RDC	12	2,4	25,6	150	15000	0,7
RDC21	Ouvert	RDC25	10	0,88	15	150	5000	0,08
RDC18	Ouvert	RDC25	12	3,04	40	150	20000	0,68
RDC11	Ouvert	RDC	12	3,1	32	150	10000	0,71
RDC16	Ouvert	RDC	14	3,23	28,9	150	15000	0,03
RDC25	Ouvert	RDC25	12	4,57	36,8	150	15000	1,77
RDC28	Ouvert	WRDC	12	6,98	48,1	150	10000	3,38
RDC27	Ouvert	RDC25	12	4,84	58,5	150	25000	0,84
WRDC1	Ouvert	WRDC	12	4,75	55,5	150	15000	1,35
Total							190000	18,13