



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أمحمد بوقرة ببومرداس
Université M'Hamed Bougara de Boumerdès

كلية المحروقات والكيمياء
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Gisement Minier et pétrolier

Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de Master

Spécialité : Génie pétrolier

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

**Modélisation et optimisation du système de production du
champ périphérique RHOURE CHEGGA du gisement de
Hassi Messouad**

Présenté par :

- *CHEMIL Samir*
- *TAMEN Moncef Amine*

Encadré par :

- *Mr SAIFI Redha*



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أمحمد بوقرة ببومرداس
Université M'Hamed Bougara de Boumerdès
كلية المحروقات والكيمياء
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Gisement Minier et Pétrolier

Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de Master

Présenté par :

- **CHEMIL Samir**
- **TAMEN Moncef Amine**

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier : Production des Hydrocarbures

Thème

**Modélisation et optimisation du système de production du
champ périphérique RHOURDE CHEGGA du gisement de
Hassi Messouad**

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine

Professeur

UMBB

Président

SAIFI Redha

MA(A)

UMBB

Encadreur

BENYOUNES Khaled

Professeur

UMBB

Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciement

الحمد لله الذي تتم بنعمته الصالحات.

*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 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 CHEMIL LATAMENE le
directeur de la direction EP et Mr RAHAL RIAD le chef service gas-lift
Pour leurs aides et conseils.*

Nous remercions chaleureusement notre promoteur à Redha SAIFI.

Nous remercions aussi tous les membres du jury.

*Nous remercions chaleureusement nos familles, nos parents, en premier lieu,
pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les
étapes difficiles de notre cursus universitaire.*

*Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce
Présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en
excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.*

*Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à l'INH en
compagnie de tous nos Amis.*

*Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie leurs
encouragements et leur Gentillesse.*

Dédicace

*A Allah le Tout Puissant, source de toute connaissance, qui m'a donné
La force et la volonté pour achever ce modeste travail.*

*À **MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon
amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti
pour mon instruction et mon bien être.*

*Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon
enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce
modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos
innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.*

*Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en
sorte que jamais je ne vous déçoive.*

*A ma très chère sœur **Narimene** et mon frère **Amine**.
A mes grands-parents que Dieu les Protège.*

*En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et
reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que
Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.*

*À **MES AMIS DE TOUJOURS : MONCEF, RAFIK, ADEL, NADJIB, RAHIM,**
WALID, DAHMANE, et mon binôme **MONCEF AMINE.***

Samir CHEMIL

Dédicace

*A Allah le Tout Puissant, source de toute connaissance, qui m'a donné
La force et la volonté pour achever ce modeste travail.*

*À **MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon
amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti
pour mon instruction et mon bien être.*

*Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon
enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce
modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos
innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.*

***MES CHERS ET ADORABLE FRERES OUSSAMA, ABD ELMOUNAIM.**
A mes grands-parents que Dieu les Protège.*

*A toute ma famille : Tantes, Oncles, Cousines et Cousins.
A toutes ces personnes je dédie ce modeste travail en termes d'amour et
De profonde gratitude.*

*À **MES AMIS DE TOUJOURS : SAMIR, HOUSSAM, FADEL, HICHAM, MOHAMMED,
ANIS, HAITHAM,** et mon binôme **SAMIR.***

Moncef Amine TAMEN

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

Dans ce mémoire, nous utilisons cette approche dans le but d'optimiser la production du champ périphérique Nord Rhourde Chegga du gisement de Hassi Messaoud.

Les objectifs de notre étude sont les suivants:

- Modéliser le système de production à l'aide du logiciel PIPESIM®.
- Etudier la sensibilité de la performance des puits à différents paramètres.
- Etudier l'effet d'une technique d'activation, en l'occurrence le gas lift, sur la production.
- Prévoir l'évolution de la production dans le temps.
- L'optimisation du réseau actuel ainsi leur influence avec le gaz-lift.

Mots clés : optimisation, modélisation, analyse nodale, RDC, Hassi-Messaoud, 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".

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

In this paper, we use this approach in order to optimize the production of the northern peripheral field Rhourde Chegga of the deposit Hassi Messaoud.

- Modelling production system using PIPESIM ® software.
- Study performance sensitivity to different parameters of the wells.
- Provide for the development of production over time.
- To investigate the effect of an activation technique, namely the gas lift, on the production.
- Optimisation of the current network and their influence on the gas-lift.

Keywords: Optimization, medullisation, nodal analysis, RDC, Hassi Messouad, gas lift, PIPESIM.

Table Des Matières

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, RDC).....	2
I.1 Présentation du champ Hassi-Messaoud	2
I.1.1 Introduction	2
I.1.2 Historique du champ	2
I.1.3 Description du réservoir	3
I.1.4 Situation de champ Hassi-Messaoud	4
I.1.4.1 Situation géographique	4
I.1.4.2 Situation géologique	4
I.1.5 Zonation du champ et numérotation des puits	4
I.1.6 Les champs périphériques de Hassi-Messaoud	5
I.2 Géologie du champ de RDC	7
I.2.1 Situation géographique	7
I.2.2 Contexte géologique	8
I.2.3 Cadre géologique régional	8
I.2.4 Aspect stratigraphique	13
I.2.4.1 Le socle	13
I.2.4.2 L'infra-cambrien	13
I.2.4.3 Le Paléozoïque	13
I.2.4.4 Le Mésozoïque	14
I.2.4.5 Le Cénozoïque	17
I.2.5 Aspect structurale	19
I.2.6 Système pétrolier	21
I.2.6.1 Les réservoirs	21
I.2.6.2 Types de pièges	24
I.2.6.3 Roches mères	25
I.2.6.4 Roches couvertures	25
Chapitre II : Performance des puits.....	27
II.1 Analyse nodale	27
II.1.1 Introduction	27
II.1.2 Concept de l'analyse nodale	28
II.1.3 Procède d'application de l'analyse nodale	28
II.1.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud	29
II.1.5 L'objectif de l'analyse nodale	29
II.1.6 Conclusion	30

II.2	Aperçu sur le réseau de collecte	31
II.2.1	Introduction	31
II.2.2	Classification des conduites.....	31
1-	Selon leur destination	31
2-	Selon leur pression de service	31
3-	Selon le caractère du mouvement hydraulique	31
II.2.3	Plans de réseau de collecte	31
II.2.3.1	Liaison individuelle	31
II.2.3.2	Liaison par collecteur	32
II.2.4	Description de réseau de collecte de Hassi-Messaoud	33
II.2.4.1	Le réseau de collecte Nord	33
II.2.4.2	Le réseau de collecte Sud	34
II.2.5	Ecoulement multiphasique	35
II.2.5.1	Régime et type d'écoulement	35
II.2.5.1.1	Ecoulements verticaux	35
II.2.5.1.2	Ecoulements horizontaux	37
II.2.5.2	Variation de la pression le long d'une conduite	38
II.2.5.3	Liquid hold-up	39
II.2.5.4	Ecoulement multiphasique dans la duse	40
II.2.5.4.1	Régime critique	40
II.2.5.4.2	Régime transitoire	40
II.2.5.4.3	Régime non critique	40
Chapitre III	: Gas-lift.....	43
III.1	Introduction	43
III.2	Définition et principe de gas lift	43
III.3	Utilisation ou application du gas-lift	44
III.4	Compositions du gaz injecté	45
III.5	Types de gas lift	45
III.5.1	Selon le mode d'injection	45
III.5.2	En fonction du type de complétion	46
III.5.3	En fonction du circuit d'injection en surface	48
III.6	L'équipement de gas-lift	49
III.6.1	Les équipements de surface	49
III.6.2	Les équipements De Fond	49
III.6.3	Autres équipements spécifiques	49
III.7	Vannes de gas-lift, leurs fonctions et leurs principes	50
III.8	Les principaux paramètres de gas-lift	50
III.9	Facteurs a considéré dans la conception du gas lift	51
III.10	Existence De Gaz-Lift A HMD	51
III.11	Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud	51
III.11.1	Type d'injection conventionnelle	52

Avantages	52
Inconvénients	52
III.11.2 Type d'injection non conventionnelle	52
III.11.2.1 Chemisage	52
III.11.2.2 Concentrique CCE	53
III.12 Les problèmes liés au gaz lift à HMD	53
III.12.1 Érosion des équipements	53
III.12.2 Formation des hydrates	53
III.12.3 L'émulsion	54
III.12.4 Formation des givres	54
III.13 Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift	54
III.13.1 Caractéristiques	54
III.13.2 Avantages	54
III.13.3 Inconvénients	55
III.14 Les puits sélectionnés	56
Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC.....	59
IV.1 Description du logiciel PIPESIM	59
IV.1.1 Application du logiciel PIPESIM	60
IV.1.2 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM	60
IV.1.3 Les modèles de PIPESIM	60
IV.1.3.1 Well performance Analysis	60
IV.1.3.2 Network Analysis	61
IV.2 Modélisation des puits	62
IV.2.1 Introduction	62
IV.2.2 Collecte des données	63
IV.2.2.1 Les complétions des puits	63
IV.2.2.2 Données PVT	63
IV.2.2.3 Les données des essais des puits	64
IV.2.3 L'organigramme de la procédure de la modélisation	68
IV.2.4 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical	70
IV.2.5 Etude de cas	70
IV.2.5.1 Les données du puits	70
IV.2.5.1.1 Les données du fluide	70
IV.2.5.1.2 Complétion	70
IV.2.5.2 Modélisation avec PIPESIM	72
IV.2.5.2.1 Build up matching	73
IV.2.5.2.2 Courbe inflow et outflow (analyse nodal).....	74
IV.2.5.3 Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM ____	75
IV.2.6 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	76
IV.2.6.1 Sensibilité sur le GOR	76
IV.2.6.2 Sensibilité sur le diamètre du duse	77
IV.2.6.3 Sensibilité sur la pression de gisement	78
IV.2.6.4 Sensibilité sur la pression de tête	78

IV.2.7 Conclusion	78
IV.3 Optimisation gaz-lift	79
IV.3.1 Introduction	79
IV.3.2 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté	79
IV.3.3 Procédure d'optimisation.....	79
IV.4 Modélisation et optimisation de réseau de collecte	83
IV.4.1 Introduction	83
IV.4.2 Construction du modèle représentative puits-réseau	83
IV.4.3 Construction du modèle de réseau	85
IV.4.3.1 Principe de modélisation	85
IV.4.3.2 La procédure de travail	85
IV.4.3.2.1 Les sources (puits)	85
IV.4.3.2.2 Les Sink (JCT : Jonction, MFD : Manifold).....	85
IV.4.3.2.3 Les Flowlines (pipes)	85
IV.4.3.3 Les données de réseau de collecte	87
IV.4 Structure de réseau	88
IV.4.5 Comparaison entre les données mesurées et calculées	91
IV.4.6 Construction du modèle représentatif puits-réseau	91
IV.4.7 Diagnostique du système	94
IV.4.7.1 Résultats de modélisation	96
IV.4.7.1.1 Résumé des résultats	96
IV.4.7.2 Optimisation du système réseau	96
IV.4.8 Influence de l'activation par GL sur le réseau actuel.....	96
IV.4.8.1 Résultats et discussion	98
IV.4.8.2 Optimisation du système réseau avec l'activation GL	98
Conclusion générale	100
Recommandations	101
Bibliographies	
Annexes	

Liste des figures

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

Figure I. 1 Position géographique de Hassi-Messaoud.	2
Figure I. 2 Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.	3
Figure I. 3 Zonation du champ de Hassi-Messaoud.	5
Figure I. 4 Localisation géographique du champ.	7
Figure I. 5 Périmètre de Rhourde Chegga.	7
Figure I. 6 Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.	8
Figure I. 7 Fiche stratigraphique de différentes provinces de la plateforme saharienne.	10
Figure I. 8 Coupe Stratigraphique du champ RDC.	18
Figure I. 9 Écorché mésozoïque du champ de Hassi Messaoud et des zones environnantes.	19
Figure I. 10 Carte structurale de champ de RDC.	20
Figure I. 11 Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC.	21
Figure I. 12 Carte en isobathes au toit du Trias T1 et des Quartzites de Hamra dans la région de Rhourde Chegga (FDP Schlumberger, 2016).	23
Figure I. 13 Schéma caractérisant les différents type.	24
Figure I. 14 Pièges stratigraphiques (Wec2007).	24

Figures de Chapitre II : Performance des puits

Figure II. 1 Les pertes de charge au cours de production.	27
Figure II. 2 Les différentes positions possibles des nœuds.	28
Figure II. 3 Le point de fonctionnement d'un puits.	30
Figure II. 4 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle.	32
Figure II. 5 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison par collecteur.	33
Figure II. 6 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.	35
Figure II. 7 Ecoulements horizontaux.	36
Figure II. 8 Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique.	37
Figure II. 9 Différents configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase.	38
Figure II. 10 Variation de la pression le long d'une conduite.	39
Figure II. 11 Liquid hold up.	40
Figure II. 12 Régimes d'écoulement à travers la duse.	41

Figures de Chapitre III : Gas-lift

Figure III. 1 Gaz lift Systèmes.	44
Figure III. 2 Gaz lift continu.	45
Figure III. 3 Principe de gaz lift intermittent.	46
Figure III. 4 Direct gas-lift.	46
Figure III. 5 : Gaz lift avec tubing concentrique.	47
Figure III. 6 Gas lift double.	48

Figure III. 7 Gas lift parallèle.....	48
Figure III. 8 Complétion conventionnelle.....	52

Figures de Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC

Figure IV. 1 Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM.....	59
Figure IV. 2 Modèle IPR puits RDC11.....	68
Figure IV. 3 Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.....	69
Figure IV. 4 Fiche technique puits RDC11.....	71
Figure IV. 5 La conception du puits RDC11.	72
Figure IV. 6 Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.	73
Figure IV. 7 Calibrated total RMS de chaque corrélation.....	73
Figure IV. 8 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits RDC11.	74
Figure IV. 9 Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation.....	74
Figure IV. 10 Point opérationnel du puits RDC11 après actualisation.	75
Figure IV. 11 Sensibilité sur le GOR puits RDC11.....	76
Figure IV. 12 Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11.	77
Figure IV. 13 L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.	80
Figure IV. 14 Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.	81
Figure IV. 15 Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL.....	82
Figure IV. 16 L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11.....	82
Figure IV. 17 L'organigramme de la procédure de modélisation du système de production.	84
Figure IV. 18 Structure de réseau RDC.	88
Figure IV. 19 Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM.....	89
Figure IV. 20 Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM).	89
Figure IV. 21 Modèle puits-réseau sur PIPESIM.	92
Figure IV. 22 Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map).	92

Liste des tableaux

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

Tableau I. 1 les phases tectonique de la plateforme saharien. (Boudjema 1987 et BeicipFranlab 1975).....	12
--	----

Chapitre III : Gas-lift

Tableau III. 1 Compositions du gaz.	45
Tableau III. 2 Les puits sélectionnés pour l'activation GL.	56

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC

Tableau IV. 1 Complétion des puits ayant un liner cimenté perfore.....	63
Tableau IV. 2 Complétion des puits ayant un open hole.	63
Tableau IV. 3 Paramètre des PVT des effluents de puits.....	64
Tableau IV. 4 Données des essais des puits.	66
Tableau IV. 5 Derniers jaugeages des puits.	67
Tableau IV. 6 Les données du fluide.....	70
Tableau IV. 7 Les données de la complétion.	70
Tableau IV. 8 Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.	75
Tableau IV. 9 Points de fonctionnements de puits RDC11.....	76
Tableau IV. 10 Points de fonctionnements de puits RDC11.....	77
Tableau IV. 11 Points de fonctionnements de puits RDC11.....	78
Tableau IV. 12 Points de fonctionnements de puits RDC11.....	78
Tableau IV. 13 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.....	79
Tableau IV. 14 la variation de débit huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.....	81
Tableau IV. 15 Les données de réseau de collecte.....	87
Tableau IV. 16 Les données calculées avec PIPESIM.....	90
Tableau IV. 17 Comparaison entre les données mesurées et calculées.	91
Tableau IV. 18 les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.....	93
Tableau IV. 19 les régimes d'écoulement à travers la duse.....	93
Tableau IV. 20 les résultats de simulation sur le réseau.	95
Tableau IV. 21 Optimisation du réseau actuel.	96
Tableau IV. 22 Influence de l'activation par GL sur le réseau actuel.....	96
Tableau IV. 23 Optimisation du système réseau avec l'activation GL.	98

Liste des abréviations

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 ($\text{kgf/cm}^2\text{g}$).
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.

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 générale

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 exploiter. Nous avons fait une optimisation du système de production pour pouvoir faire des recommandations pour améliorer la production.

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 de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau...).

Dans notre étude, on a recommandé l'activation par gaz-lift et nous avons fait une optimisation du champ par gaz-lift, nous avons obtenu un gain important en terme de débit.

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

- Le premier chapitre donne des présentations de champ Hassi Messaoud et Rhourde Chegga (RDC).
- Le deuxième chapitre présente l'analyse nodale 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.
- 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.

Partie 1

Partie théorique

Chapitre 1

Généralités sur les champs (HMD, RDC)

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

I.1 Présentation du champ Hassi-Messaoud

I.1.1 Introduction

Le champ du Hassi-Messaoud situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand champ de pétrole en ALGERIE et de tout le continent africain. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité.

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi-Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. 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].

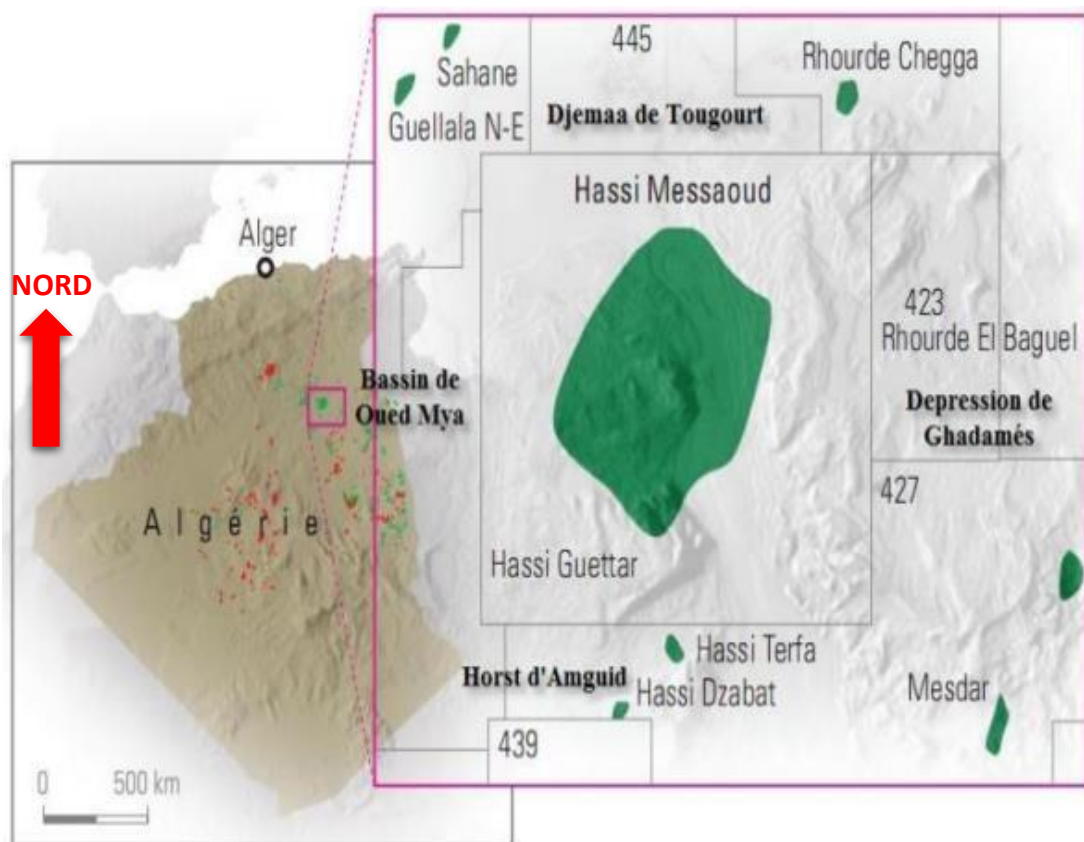


Figure I. 1 Position géographique de Hassi-Messaoud

I.1.2 Historique du champ

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises CFPA (compagnie française des pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) 1946, le SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara, trois années plus tard, elle débutait la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.

Le 15 janvier 1956, il fut réalisé le premier forage MD1(Messaoud1). Ce forage a mis en évidence les grès du cambrien producteurs d'huile à 3338 de profondeur.

Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité par la CFPA. De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation.

I.1.3 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ.

IL se subdivise de haut en bas de:

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

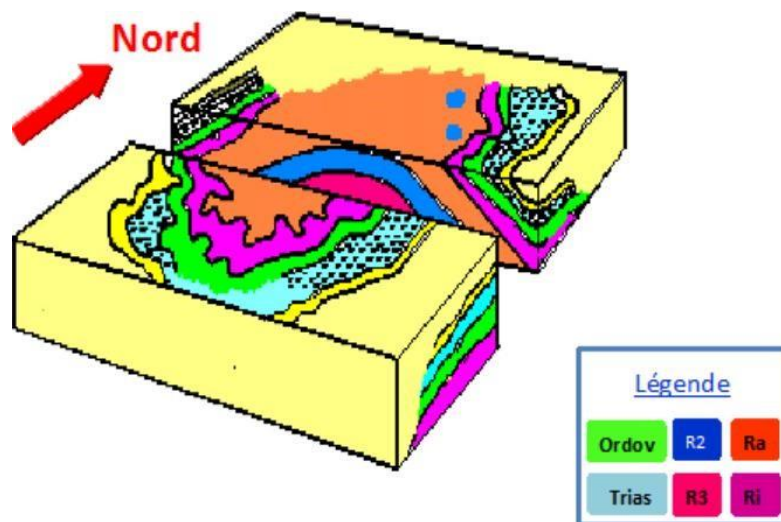


Figure I. 2 Bloc diagramme de l'écorce géologique sous la discordance hercynienne

I.1.4 Situation de champ Hassi-Messaoud

I.1.4.1 Situation géographique

Le champ de HMD se situe à 850 Km sud/sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière tunisienne. En coordonnées géographiques du gisement, 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.1.4.2 Situation géologique

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2500 km² de superficie. Il est limité : Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla : Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui.

- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya
- Au Sud par le haut-fond d'Amguid El-Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggert.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

I.1.5 Zonation du champ et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi-Messaoud en 25 zones, dites sa production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone nord et la zone sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ.

Champ Nord : Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple OMN 45.

O : permis d'Ouargla.

M : la superficie de la zone à huile : 1600 Km²

N : la superficie de la zone à huile de 100 Km²

4 : Abscisse, et 3 : ordonnée.

Champ Sud :

Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

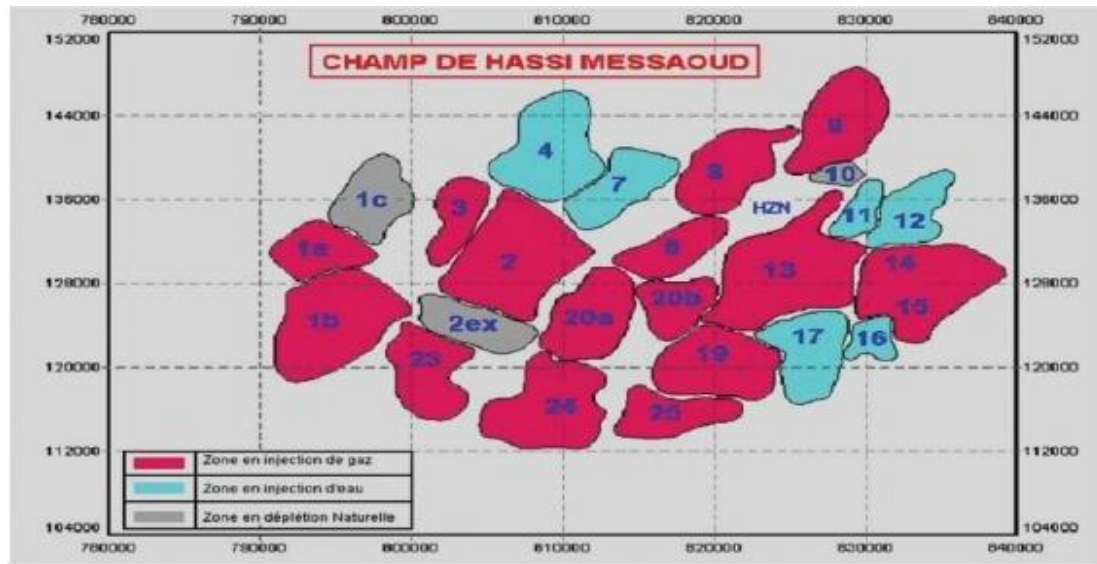


Figure I. 3 Zonation du champ de Hassi-Messaoud

I.1.6 Les champs périphériques de Hassi-Messaoud

Les champs périphériques de Hassi-Messaoud sont répartis selon leurs positions géographiques comme suit :

- Périphérie sud : champs de Hassi Guettar (HGA), Hassi Guettar west (HGAW), Hassi Khbiza (HKZ), Hassi Terfa (HTF) et Hassi D'Zabat (HDZ)
- Périphérie nord : champs de Rhourde Chegga (RDC), Garet Benchentir (OL)
- Upside nord de Hassi Messaoud
- Périphérie est : champs de Bhiret Aissa (BRA) et Draa Eddaoui (DAD)

I.1.7 Conclusion

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- ❖ Hétérogène sur le plan vertical et horizontal ;
- ❖ Anisotrope par la présence de silts ;
- ❖ Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (Hétérogénéité, Discontinuité, Anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi-Messaoud sont :

- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum (BaSO_4) ;
- Percées de gaz et d'eau ;
- Corrosion de la collecte.

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole [8].

I.2 Géologie du champ de 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 [9].

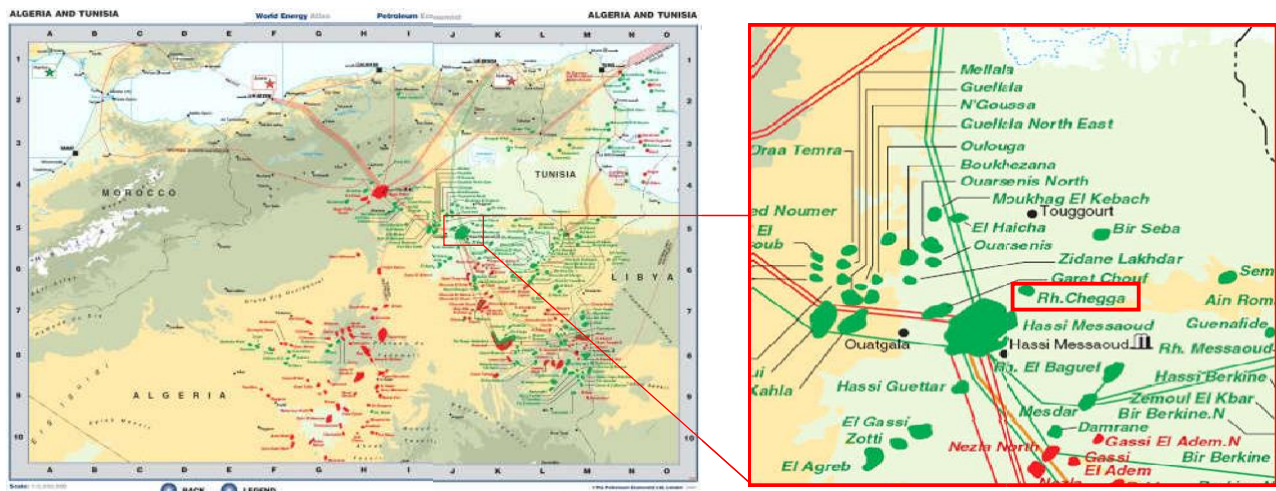


Figure I. 4 Localisation géographique du champ

Fiche technique du champ

WILAYA : OUARGLA	Périmètre de Rhourde Chegga
BASSIN : AMGUIDMESSAoud	
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 PUITs	
RESERVOIRS : TRIAS(T1, G.RDC), ET ORDOVICIEN (QH)	
PREMIERE ANNEE DE PRODUCTION : 1989	

Figure I. 5 Périmètre de Rhourde Chegga

I.2.2 Contexte géologique

Le champ de RDC appartient au môle de Hassi Messaoud qui est le résultat d'une histoire paléo- tectonique 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 (fig.7)

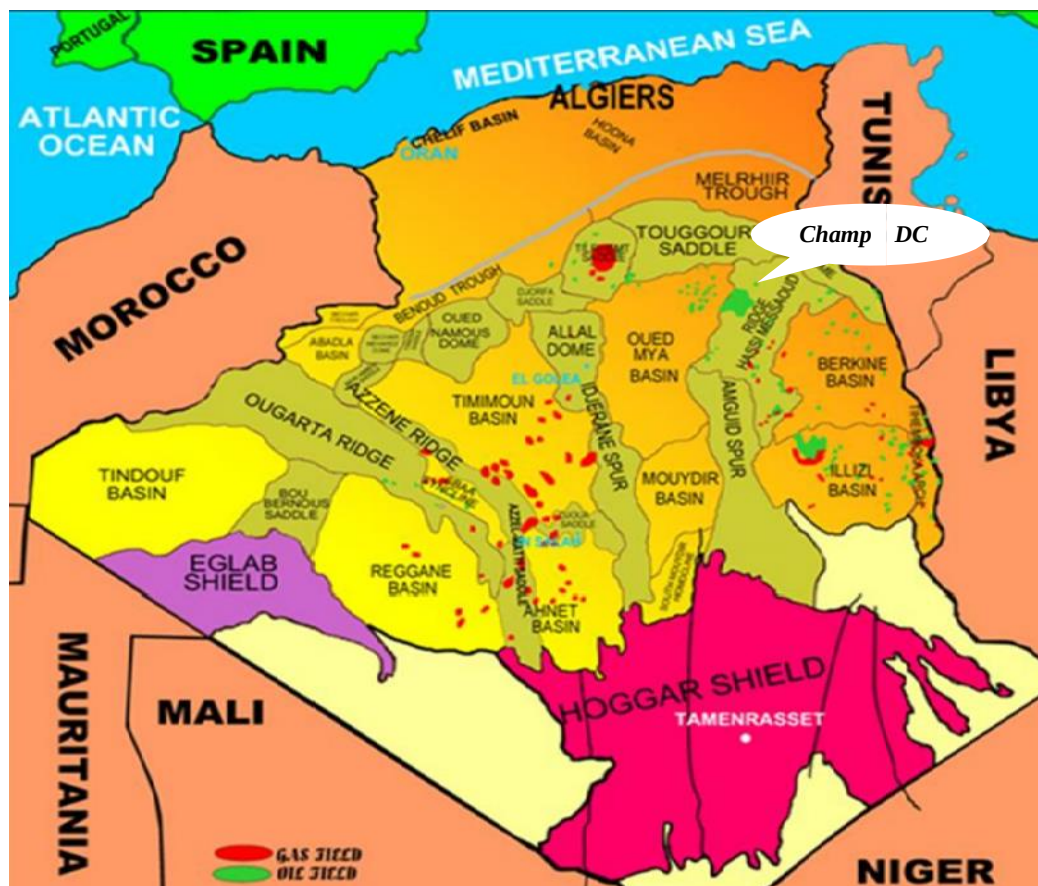


Figure I. 6 Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie

I.2.3 Cadre géologique régional

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de bouclier parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1800 et 2000 MA, et de bouclier plus jeune comme celui de Touareg, résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA (WEC .2007).

La figure 7 présente les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région du Maghreb, elle montre :

- Une zone déformée au Nord de l'orogénie alpine, le long de l'Atlas tellien et saharien de l'Algérie et son maintien dans les bordures du Rif et Haut-Atlas du Maroc.
- Une région de l'ouest où la déformation hercynienne est intense qui englobe l'Ougarta et l'Anti-Atlas.
- Et une région centrale, moins déformée, largement couverte par les grands ergs sahariens, qui constitue la plate-forme saharienne.

Litho stratigraphie de la plate-forme saharienne

La plate-forme saharienne comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins sédimentaires, séparés par des zones hautes (Figure 8). Actuellement ces bassins appartiennent à trois provinces pétro-gazières de l'Ouest en Est:

- **La province occidentale:** Elle comprend les bassins de Tindouf, Reggane, Ahnet-Timimoun, Béchar, Mouydir et la cuvette de Sbâa. Ces bassins sont à remplissage essentiellement Paléozoïque (Cambrien au Namurien) et le Mésozoïque y est peut développer. la couverture sédimentaire varie de 3500 m (Reggane) à 8000 m (Tindouf).
- **La province centrale (triasique):** Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction E-O où les éléments majeurs suivants ont été individualisés :
 - La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane;
 - Le système structural de Djemâa-Touggourt;
 - Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud;
 - Le môle de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Mio-Pliocène.

- **La province orientale :** Cette province, appelée synclise Est Algérie, se compose des bassins d'Ilizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara. La série sédimentaire type discordante sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Mio-pliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.

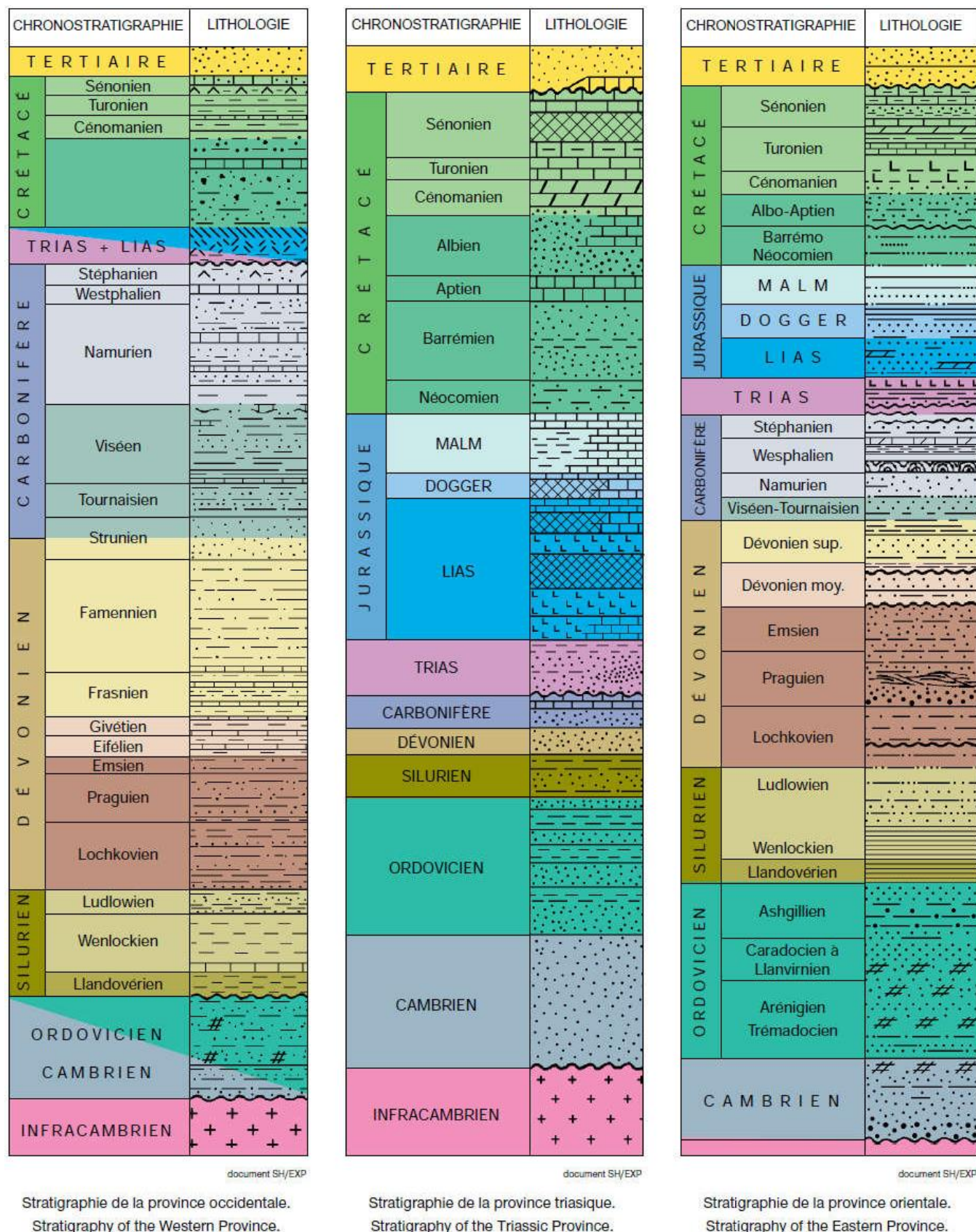


Figure I. 7 Fiche stratigraphique de différentes provinces de la plateforme saharienne

Évolution tectonique

L'architecture actuelle de la plateforme saharienne est le résultat de plusieurs phases tectoniques intenses qui ont affecté la région au cours des temps géologiques. Dans le Sahara occidental, les mouvements de l'orogénèse hercynienne sont les principaux responsables de la déformation et de la structuration. Dans le Sahara central et Nord oriental les mouvements hercyniens et les mouvements de l'époque mésozoïque sont tous les deux responsables de la structuration.

Les principales phases tectoniques qui ont structuré la plateforme saharienne sont :

- **La phase panafricaine :** Au cours de cette période des accidents profonds subméridiens sont provoqués par une collision continentale entre le craton Ouest –africain et le bloc Est –africain. Les grandes failles subméridiennes ont joué un rôle important dans la structuration et la sédimentation de la plateforme saharienne. Cette phase prend fin au cours du Cambrien et elle sera suivie d'une érosion intense.
- **La phase calédonienne :**
 - a. *La phase distensive du Cambro-Ordovicien :* Cette phase est matérialisée par d'épaisseur et de faciès des séries cambro-ordoviciennes et la venue importante de roches volcaniques à la faveur d'une distension importante. Celle-ci est à l'origine de l'étirement de la croûte continentale elle est accompagnée d'une subsidence tectonique et thermique. À la fin de cette phase et après avoir hérité des phases précédentes les grandes lignes des futurs bassins de la plateforme saharienne sont bien mises en évidence.
 - b. *Phase de compression taconique (Caradoc) :* On assiste dans cette phase à un changement de contraintes qui sont à l'origine de nouveaux mouvements compressifs, cette situation se matérialise par la formation de plis à axes Nord-Sud le long des accidents majeurs qui sont accompagnés par des soulèvements régionaux.
 - c. *Phase calédonienne tardive :* Vers la fin du Silurien et le début du Dévonien, l'équilibre est à nouveau rompu par un important apport de matériel détritique provenant du Sud-Est, cette phase est caractérisée par des variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux majeurs.
- **La phase hercynienne :** La phase hercynienne semble avoir engendré les plus importants mouvements qu'a connus la plateforme saharienne. Elle est à l'origine des principales déformations (failles, flexures, grabens et horsts).

Le cycle orogénique hercynien est caractérisé par deux principales phases ;

La phase précoce : Les mouvements précoces d'âge visé semblent être responsables des bombements de type compressifs de l'Ougarta, ils se sont manifestés par les plis allongés de direction (NWSE) accompagnés par des failles inverses de même direction.

La phase tardive : Ils sont survenus à la fin du Carbonifère, ils ont provoqué l'arrêt de la sédimentation. Après des déformations intenses, une importante érosion des séries paléozoïques qui se trouvaient dans les zones hautes a eu lieu à la fin de la phase hercynienne.

La discordance hercynienne est matérialisée par une surface d'érosion qui sépare les séries paléozoïques des séries mésozoïque :

- **La phase post-hercynienne** : À la fin du Trias et vers le début du Jurassique d'autres phases de plissements plus limités sont marquées par une tectonique distensive matérialisée par une variation d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des accidents NW-SE, NE-SW et des manifestations volcaniques le long de ces failles.
- **La phase Autrichienne** : Au Crétacé inférieur, la phase autrichienne est caractérisée par une tectonique compressive qui est à l'origine d'une reprise des failles inverses préexistantes et la création d'autres failles inverses de direction Nord-Sud.

Au Tertiaire, durant le Sénonien et l'Éocène, les failles de direction NE-SW se sont réactivées par la phase de compression pyrénéenne.

Phases tectoniques	Epoque d'intervention maximale	Types de Failles	Influence sur la Sédimentation
Autrichienne	-	Failles normales N-S	-
Hercynienne majeur	Carbonifère Terminal	Failles inverses NE-SW	Erosion sur les axes NE-SW
Hercynienne Précoce	Viséen	Failles inverses NW- SE	-
Calédonienne	Seluro-Devonien	Failles inverses N-S	Erosion sur les moles sub-méridien
Taconique	Caradoc-Asghilien	Failles inverses N-S	-
Cambro-Ordovicien	Cambro-Ordovicien	Failles normales N-S	Variation d'épaisseur et volcanisme
Panafricaine	Cambrien	Tectonique cassante NE-SW et NW-SE	Cratonisation du Sahara central

Tableau I. 1 les phases tectonique de la plateforme saharien. (Boudjema 1987 et BeicipFranlab 1975)

La couverture sédimentaire est peu épaisse (de 1000 à 1500 m). La surface du socle a un pendage doux vers le nord. Au gradin central du synéclyse Est-algérien, sont liés la demi-dépression d'Illizi central, le môle structural de Zarzaitine-Alrar (à l'Est) et la demi-voûte de Tin Fouyé (à l'ouest). Cette dernière est séparée de la zone horst-anticlinale de djebel Essaoui-Melen-RhourdeNouss par le sillon de Flatters. Le gradin nord, qui est le plus abaissé du synéclyse est-algérien forme la dépression de Rhadamès où l'épaisseur de la couverture sédimentaire dépasse 700 m.

I.2.4 Aspect stratigraphique

Le champ pétrolier de Rhourde Chegga est situé dans la province triasique, cette dernière représente un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plateforme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés à la fois par deux phases d'érosion majeures ;

- La discordance Taconique qui sépare l'Ordovicien basal (Trémadoc) de l'Ordovicien sommital (Ashgill sup.) composé de formations fluvio-glaciaires et glaciomarines. Dans les parties ouest et est du dôme de Messaoud et matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire.
- La discordance hercynienne qui érode les dépôts paléozoïques (au Visien-Permien) jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien,

Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur les couches du Cambro-ordovicien. De ce fait, la région est très complexe du point de vue structural et stratigraphique vue les nombreuses phases tectoniques subies et l'intensité de l'érosion hercynienne.

On distingue de base au sommet :

I.2.4.1 Le socle

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est constitué de terrains méta-sédimentaires traversés par de nombreuses intrusions magmatiques (elles sont formées essentiellement de granite porphyroïde rose). L'âge des formations varie de l'Archéen à l'Eocambrien et Cambrien (R. CABY et MOUSSU, 1967 ; GRAVELLE, 1969).

I.2.4.2 L'infracambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée constituée de grès argileux rouges.

I.2.4.3 Le Paléozoïque

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle ; (discordance Panafricaine). De la base au sommet on distingue :

Le Cambrien

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt-stones argileux, micacés.

On y distingue quatre (04) litho zones Ra, Ri, R2 et R3.

- Pour le champ de RDC le Cambrien n'est pas atteint

L'Ordovicien

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

La zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

La formation des argiles d'El-Gassi : son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépotes marins.

Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

Les grés d'EL Atchane : son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

Les quartzites de Hamra :

L'un des formations réservoirs objectives de cette étude, son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grés gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques, à rares intercalations d'argile noir indurée et silteuse.

Les Grés d'Ouargla:

Grés gris blanc, verdâtre et beige fin à moyen, finement micacé avec passées d'argile noire.

Les Argiles Micro conglomératiques:

Argile gris foncé à noire indurée silteuse micacée à grains de quartz fin et moyen, parfois grossier. La surface de discordance peut être marquée par la présence d'argile micro conglomératiques, ce sont des argiles noire, indurée, micacée avec traces de quartz subarrondi, translucide.

I.2.4.4 Le Mésozoïque

Il est subdivisé comme suit :

Le Trias

Le Trias de Rhourde Chegga est constitué de **7 unités** litho stratigraphiques principales qui reposent en discordance sur les formations ordoviciennes.

- **Grés du RDC :** c'est une formation essentiellement gréseuse dont l'épaisseur varie d'un puits à un autre, elle est entre 2m à 20m, c'est un grés, gris à gris vert, moyen à ciment silico-argileux, moyennement dur, localement il peut être friable ou complètement compact.
- **Roche éruptive :** cette formation existe dans toutes les puits du champ, elle présente une épaisseur qui varie entre 60 et 80 m, elle est constituée essentiellement de roches andésitiques, de couleur gris à gris-vert, présentant des cristaux d'olivines et des filons de calcite. Cette formation est intercalée de niveaux argileux métriques, brun à brun rouge.
- **La série inférieure argileuse :** série constituée surtout d'argiles brun à brun rouge, son épaisseur varie entre 10 et 30m, parfois on note la présence d'un banc dolomitique millimétrique (3 à 5m). La base de cette série est gréseuse.

- **Trias T1** : alternance de grés, gris blanc, fin à moyen à ciment silico- argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris –verts. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 50m.
- **Trias Argilo-Gréseux**: 3564 à 3622m : Ensemble argilo-gréseux constitue de grés brun rouge fin à siltstones et de luminations d'argile micacée.
- **Trias T2** : niveau dolomitique d'environ 10m d'épaisseur.
- **Trias argileux (G30)**: formation argileuse, localement silteuse et salifère dont l'épaisseur moyenne est de 25m.
- **Trias salifère (G20)** : sel massif blanc avec des passées d'argiles brun rouge dont l'épaisseur moyenne est de 100m.

Le Jurassique : son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires marins à la base (Dogger et Lias).

Le Lias : son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon "B" qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur qui sont :

- **Le Lias dolomitique (LD3)**: Son épaisseur moyenne est de 30 mètres.

C'est un calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brunes rouges anhydritique.

On note la présence d'un banc d'argile de 6 à 10 m d'épaisseur à la base.

- **Le Lias Salifère (LS2)**: Son épaisseur moyenne est de 65 mètres. Il y a un banc de 5 m d'épaisseur de Sel blanc massif au sommet.

La formation est un Sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques.

- **Le Lias dolomitique (LD2)**: Son épaisseur moyenne est de 55 mètres.

On a un banc de dolomie de 5 à 6 m au sommet. Et un banc de 2 à 3 m d'épaisseur à la base.

La formation est une alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et debancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.

- **Le Lias salifère (LS1)**: Son épaisseur moyenne est de 95 mètres.

Il existe un banc d'anhydrite de 4 à 5 m d'épaisseur au TOP. Et de 7 à 10 m à la base.

L'ensemble est une alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise, et d'argile à anhydrite ou dolomitique.

- **Le Lias dolomitique (LD1)**: Son épaisseur moyenne est de 75 mètres. Il y a un banc d'argile de 4 à 5 m d'épaisseur au sommet, et à la base.

Le Dogger: son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

- **Le Dogger lagunaire:** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

C'est l'alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.

Le D. Lagunaire est topé suite apparition du 1^{er} banc d'anhydrite.

- **Le Dogger Argileux:** Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

C'est une série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

Le Malm: Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

Le Crétacé: Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages; de la base au sommet on distingue

- **Le Néocomien:** Son épaisseur est de 182 m et confond deux niveaux :

A la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile avec des passées de grés, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien:** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien:** Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

La limite Aptien-Barremien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien:** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il constitue une immense nappe aquifère.

- **Le Cénomanién:** Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien:** Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaires dolomitiques et calcaires argileux, calcaires dolomitiques et calcaires crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le Turonien correspond à une nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien:** Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

Au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite, il se subdivise comme celui-ci :

- **Le Sénonien Salifère:** Son épaisseur moyenne est de 140 mètres.

Le sénonien salifère est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 10 m d'épaisseur, et se termine par un autre banc d'épaisseur identique.

Il est constitué des Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

- **Le Sénonien anhydritique:** Son épaisseur moyenne est de 205 mètres. Le sénonien anhydritique est topé suite apparition de l'anhydrite.

Il se représente par l'anhydrite massive et marne ou argiles dolomitique dans les premières 70 m, pour le reste : des séries de marne dolomitique, des argiles grises à verdâtres, une dolomie argileuse grise à rares intercalations d'anhydrite blanche.

- **Le Sénonien Carbonaté:** Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

Le sénonien carbonaté est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite massive blanche d'environ 15 m d'épaisseur.

La formation est constituée par l'anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse, marne dolomitique à la base.

I.2.4.5 Le Cénozoïque

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène :

a. L'Eocène : (Epaisseur moyenne 122m)

Formé de Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.

b. Le Mio-pliocène : (Epaisseur 240m)

Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses et l'épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région.

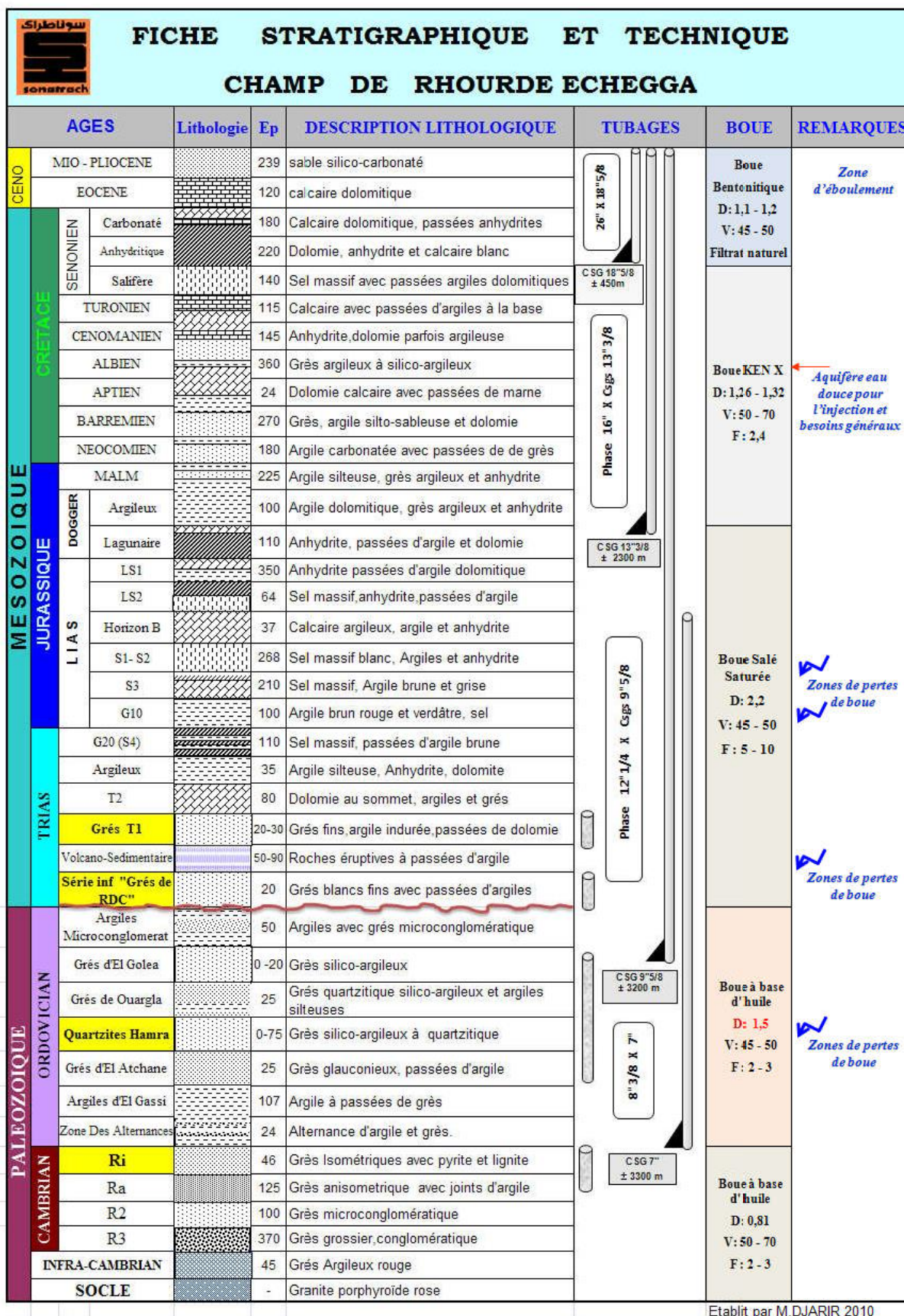


Figure I. 8 Coupe Stratigraphique du champ RDC

I.2.5 Aspect structurale

Sur le plan structural, le champ RDC à une structure orientée NE-SW, c'est le résultat de l'action sur un substratum fracturé, plissé et érodé, et sur la couverture sédimentaire de plusieurs phases tectoniques qui peuvent être soit distensives, soit compressives. Celles-ci sont souvent en relation avec les mouvements relatifs des plaques lithosphériques issues de la désintégration de la Pangée à partir du Trias.

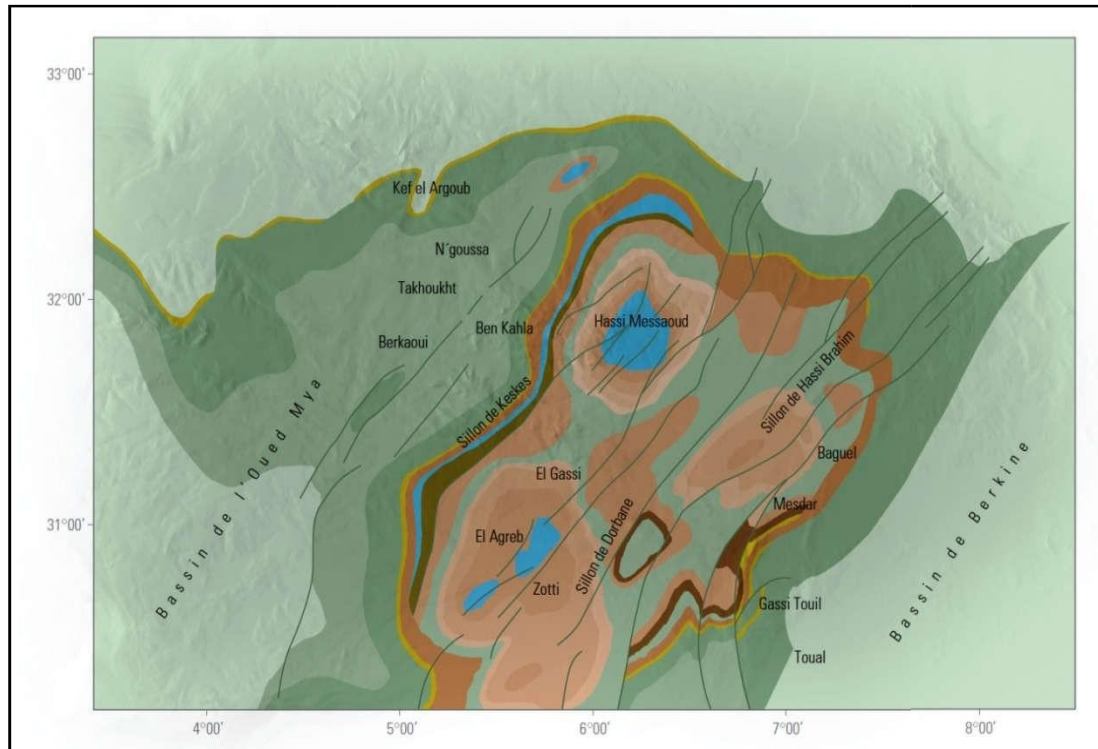


Figure I. 9 Écorché mésozoïque du champ de Hassi Messaoud et des zones environnantes

Le champ de RDC est affecté par des failles sub-verticales orientées NE-SW à N-S, elles ont probablement été initiées pendant l'Orogénie hercynienne.

Les failles soient s'achèvent vers le haut à la discordance Hercynienne ou s'étendent dans les formations Triasiques en raison de la réactivation tectonique.

La principale faille orientée N-S, qui plonge vers l'ouest et délimite la structure à l'est, représente une faille inverse qui est probablement le résultat de la réactivation d'une faille normale.

Le mouvement inverse de cette faille semble avoir provoqué le repliement des sections triasiques et paléozoïques et, par conséquent, la formation d'une structure anticlinale douce N-S, plus prononcée vers le sud, là où cette faille majeure a été cartographiée.

A l'ouest de la faille principale orientée N-S, une autre faille avec le même déplacement, mais plus court, a été interprétée, cette dernière traverse la section Triasique et une partie du Paléozoïque et limite la structure RDC à l'est.

Loin du nord, là où les deux failles (N-S) conjuguées s'arrêtent, la fermeture structurale du champ RDC est assurée par le pliage, qui résulte de la compression tectonique suite à la réactivation et à l'inversion d'une faille normale. Une autre structure anticlinale, orientée NE-SW, est visible au nord-ouest du puits RDC-2. Cet anticlinal est le résultat d'une réactivation et d'une inversion de la faille normale majeure NE-SW, en coupant la section paléozoïque et en étant tronquée à la déconcrète Hecynienne.

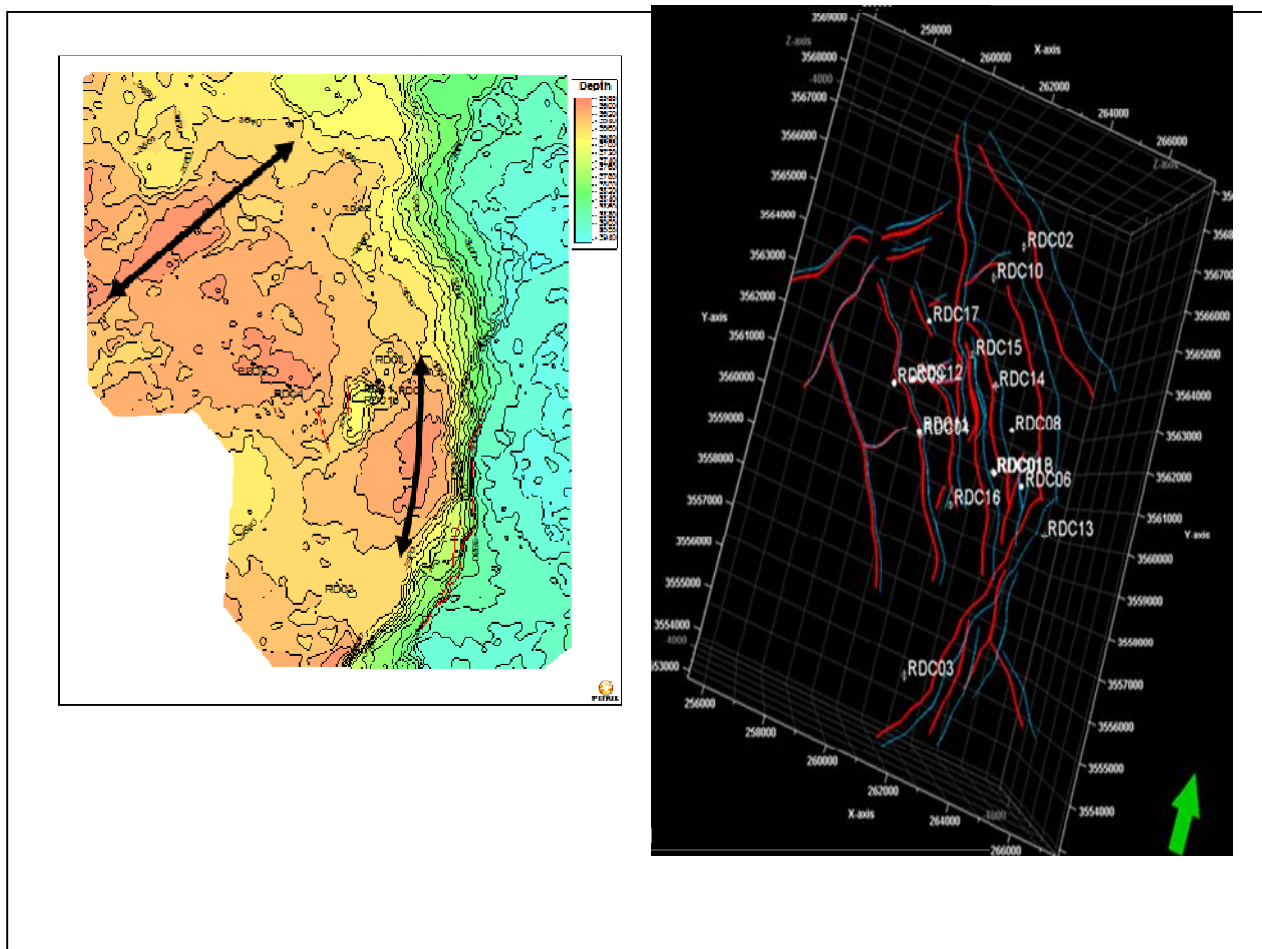


Figure I. 10 Carte structurale de champ de RDC

I.2.6 Système pétrolier

I.2.6.1 Les réservoirs

Le champ de RDC contient à la fois des formations Paléozoïque (pré-hercynienne) et Trias (post-hercynienne), et qui comprennent des réservoirs contenant des hydrocarbures, des quartzites d'âge ordovicien (quartzites Hamra) et grès d'âge triasique (RDC et T1).

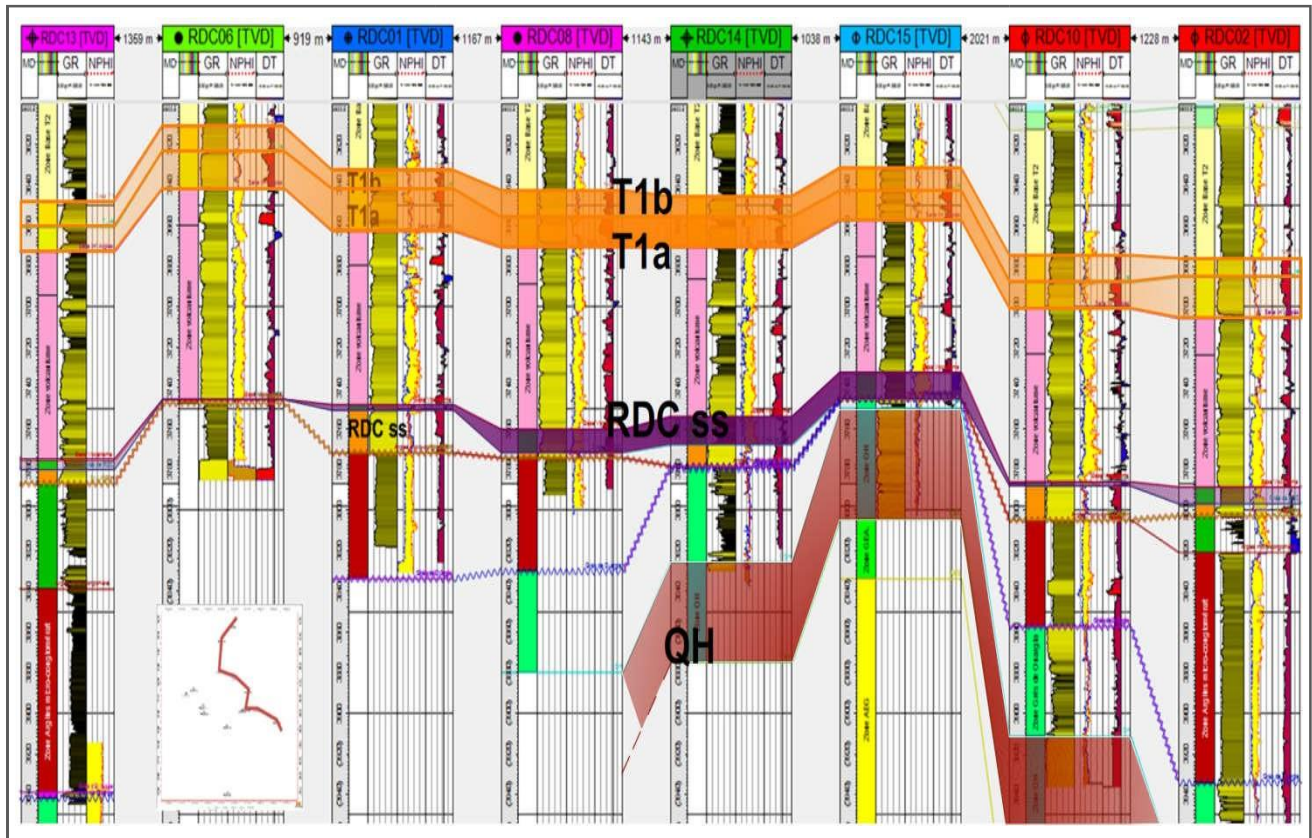


Figure I. 11 Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC

Play Ordovicien

Sédimentologie

La discordance tectonique sépare l'Ordovicien basal (Trémadoc) de l'Ordovicien sommital (Ashgill sup.) composé de formations fluvio-glaciaires et glaciomarines. Dans les parties ouest et est du dôme de Messaoud, la discordance tectonique est matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire.

L'unité allant du Trémadoc Caradoc, c'est-à-dire tout l'Ordovicien Inférieur, comprend deux transgressifs-régressifs :

- un cycle Trémadoc-Aréning inférieur f formations déposées en milieu marin peu profond à fluvial.

- un cycle Arénig moyen-Caradoc, tronqué par endroits par la discordance taconique, comprenant les quartzites de Hamra, les grès de Ouargla, les argiles marines d'Azzel et les grès deltaïques à littoraux de l'Oued Saret.

Réservoir quartzites de Hamra

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les quartzites de Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud. Les quartzites de Hamra se présentent sous la forme de grès massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 10 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 md.

• Play Trias

La caractérisation pétrographique et pétrophysique du réservoir triasique est l'un des soucis majeurs. En effet, aux problèmes de discontinuité latérale des corps gréseux, il y a lieu de rajouter les problèmes de compaction en relation directe avec les phénomènes de diagenèse, ainsi que d'autres facteurs tels que la dissolution et l'altération des minéraux.

• Sédimentologie

Les séries continentales du Trias moyen sont les premières à se déposer sur la discordance hercynienne. Les dépôts du Trias se concentrent dans des dépressions orientées nord-est/sud-ouest. La série sédimentaire est caractérisée par une importante formation évaporitique qui s'étale du Trias terminal au Dogger, et par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires. Le bassin triasique occupe une très vaste dépression (plus de 200000 km²), dont le remplissage a donné naissance à une très grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport aux différentes sources d'apport. En général, les dépôts sont franchement continentaux (fluviaux) à la base de la série et deviennent de plus en plus fins et évaporitiques vers le sommet.

• Réservoir Grès RDC

Après l'érosion et le démantèlement hercynien des vallées ce sont créés propices au dépôt des grès fluviaux de RDC qui sont caractérisés par une succession grano-décroissante vers le haut passant à des argiles de plaine d'inondation. Ces grès sont bien développés mais comme la composante stratigraphique et structurale influence leur dépôt, ces grès montrent une hétérogénéité et une distribution latérale complexe. Les données de pressions montrent également qu'il n'y a pas de communication entre les deux chenaux ce qui prouve la présence de faille étanche près du puits. Quant aux caractéristiques pétrophysiques les grès de RDC présentent des caractéristiques meilleures, avec une perméabilité variant de 25 à 10md et une porosité de 7 à 10%.

Le réservoir du Trias T1

Les grès du T1 ont été déposés dans un milieu de chenaux fluviaux (en tresse) de direction NNE et comprend deux cycles gréseux de chenaux grano-décroissants séparés par les dépôts de levés, plaine d'inondation et de paléosol. Ces dépôts constituent une bonne barrière de perméabilité entre le Ta et le T1b. La perméabilité du réservoir T1, varie entre 0.1md et 4md, pour une porosité moyenne de l'ordre de 7 à 12%.

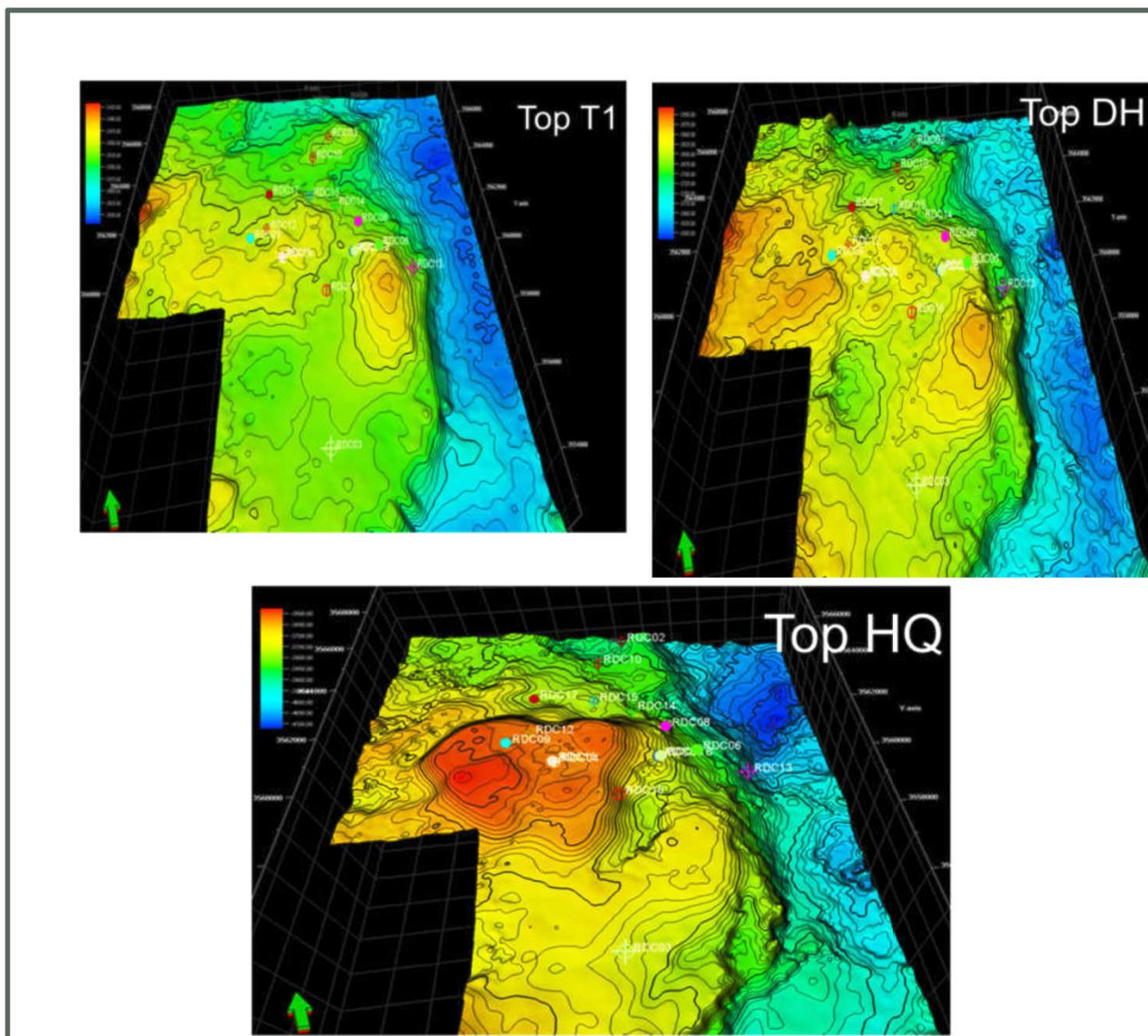


Figure I. 12 Carte en isobathes au toit du Trias T1 et des Quartzites de Hamra dans la région de Rhourde Chegga (FDP Schlumberger, 2016).

I.2.6.2 Types de pièges

L'essentiel de l'exploration est concentré sur les pièges structuraux et mixtes, et une attention toute particulière est portée aux pièges stratigraphiques (lentilles gréseuses du Trias).

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques, anticlinaux créés à la faveur d'une tectonique cassante ou limités sur leurs flancs par de grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Hassi Messaoud.

Un autre type de pièges peut être constitué par les corps gréseux fermés par biseau tagé latéral (Fig...).

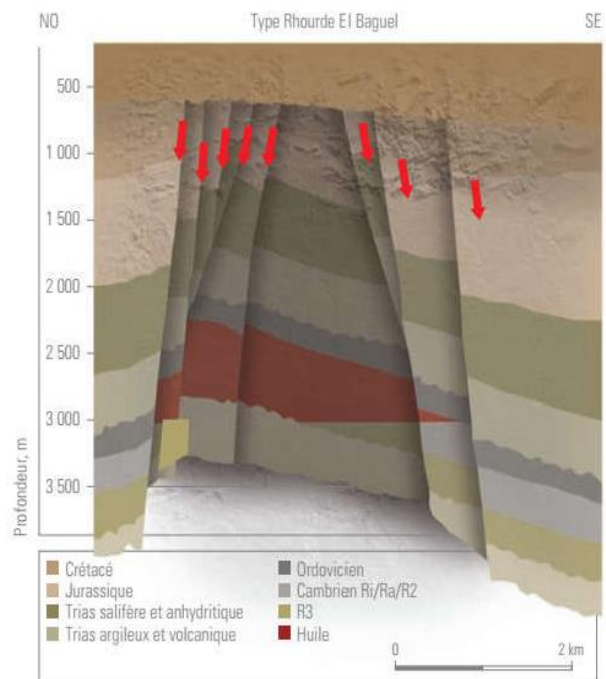


Figure I. 13 Schéma caractérisant les différents types de pièges (Wec 2007)



Figure I. 14 Pièges stratigraphiques (Wec2007)

I.2.6.3 Roches mères

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued Mya et Amguid-HassiMessaoud, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Ce niveau présente une excellente richesse au nord et à l'ouest du dôme de Hassi Messaoud. Il est généralement moins épais à l'est et au nord qu'à l'ouest (Oued Mya) où il atteint 60 m en moyenne.(Wec 2007).

L'époque de génération d'huile daterait de la fin du Jurassique-début du Crétacé pour la région orientale (GEA, EAT), et essentiellement du Crétacé pour la région occidentale. Elle est cénomaniennne (90 MA) pour la bordure proximale, et aptienne (110 MA) pour la bordure distale. Vers les parties centrales des bassins de Berkine et de l'Oued Mya, la maturation serait liée à du Paléozoïque, d'où une génération d'huile datant de la fin du l'enfouissement atteint à la fin dévonien-début du carbonifère

Le môle d'Amguid-Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès.

Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparties sur toute la plate-forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzites de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel.

Les couvertures les plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias.

I.2.6.4 Roches couvertures

Le môle d'Amguid-Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès.

Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparties sur toute la plate-forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzites de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel.

Les couvertures les plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias.

Chapitre 2

Performance des puits

Chapitre II : Performance des puits

II.1 Analyse nodale

II.1.1 Introduction

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

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

Quand un puits est mis en production, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (reservoir bottom hole flowing pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La figure représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production [3].

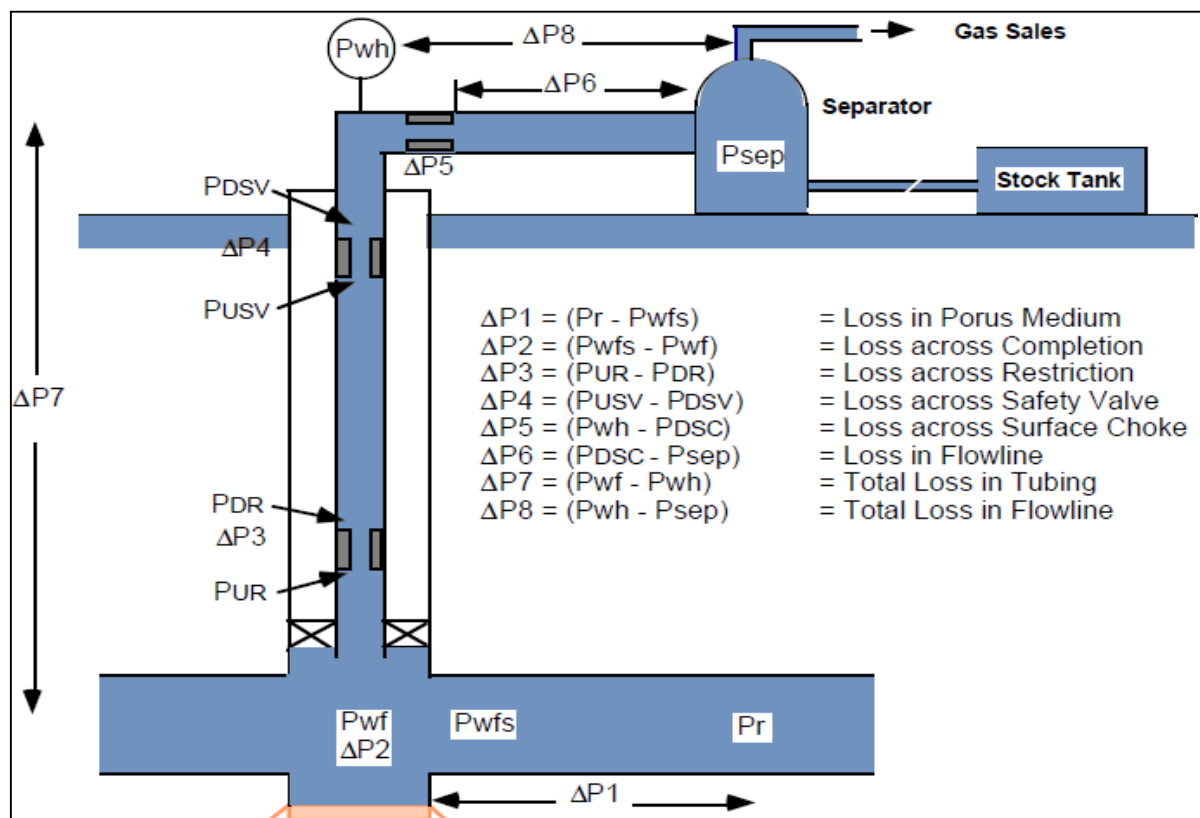


Figure II. 1 Les pertes de charge au cours de production

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.

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

La figure représente les différents nœuds dans le système de production [6]:

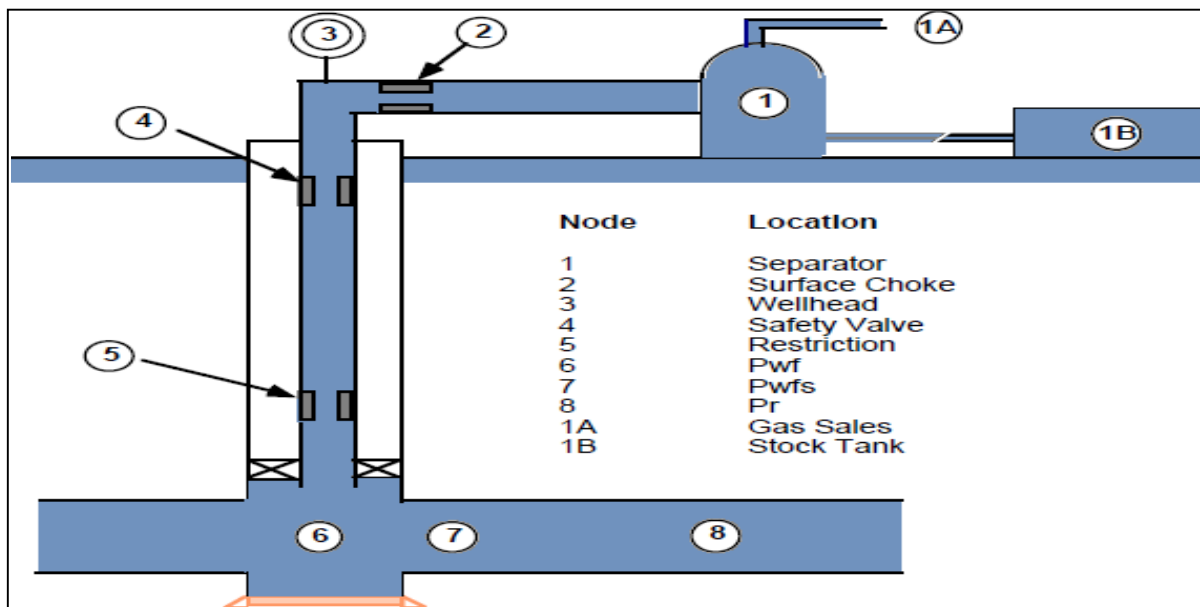


Figure II. 2 Les différentes positions possibles des nœuds

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

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes [3]:

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing

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

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

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 [3]:

- 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.

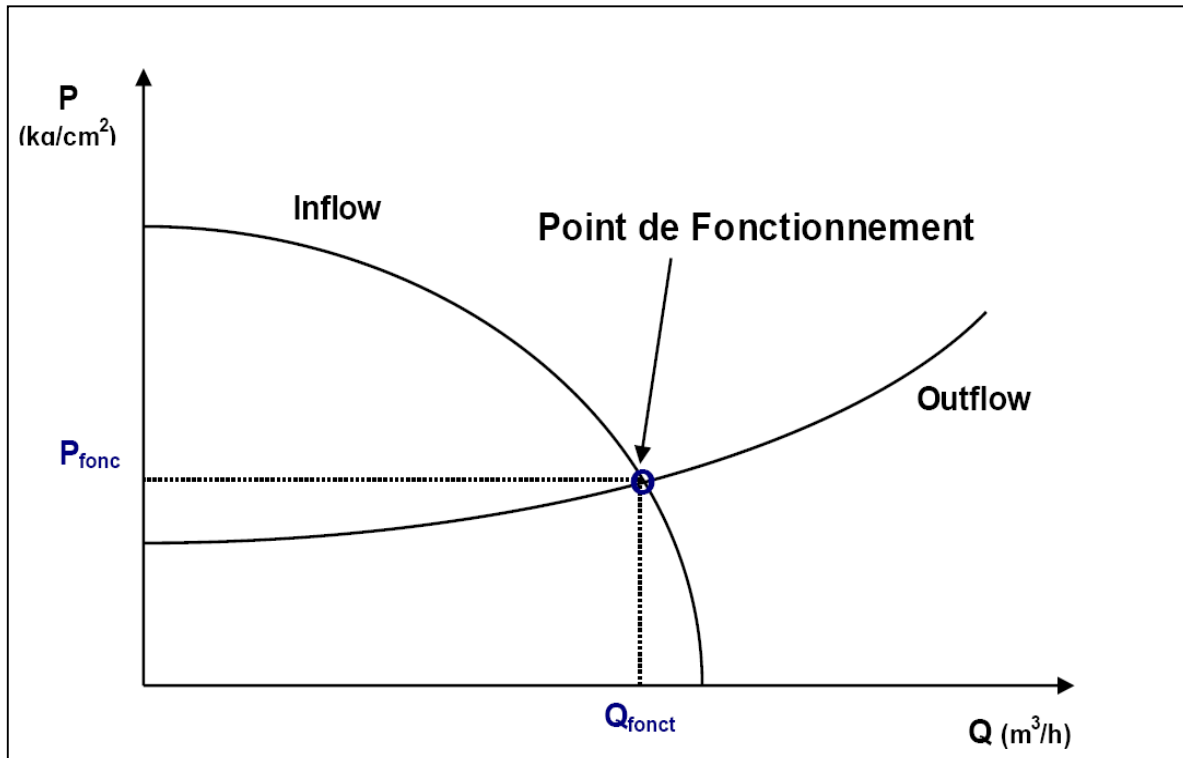


Figure II. 3 Le point de fonctionnement d'un puits

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 [3]:

- 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 poly phasique 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 [10].

II.2.2 Classification des conduites

Elles peuvent être classées comme suite :

1-Selon leur destination

- Conduites d'huile.
- Conduites de gaz.
- Conduites d'eau.

2-Selon leur pression de service

- À basse pression.
- À pression moyenne.
- À haute pression.

3-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 [14]:

II.2.3.1 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 :

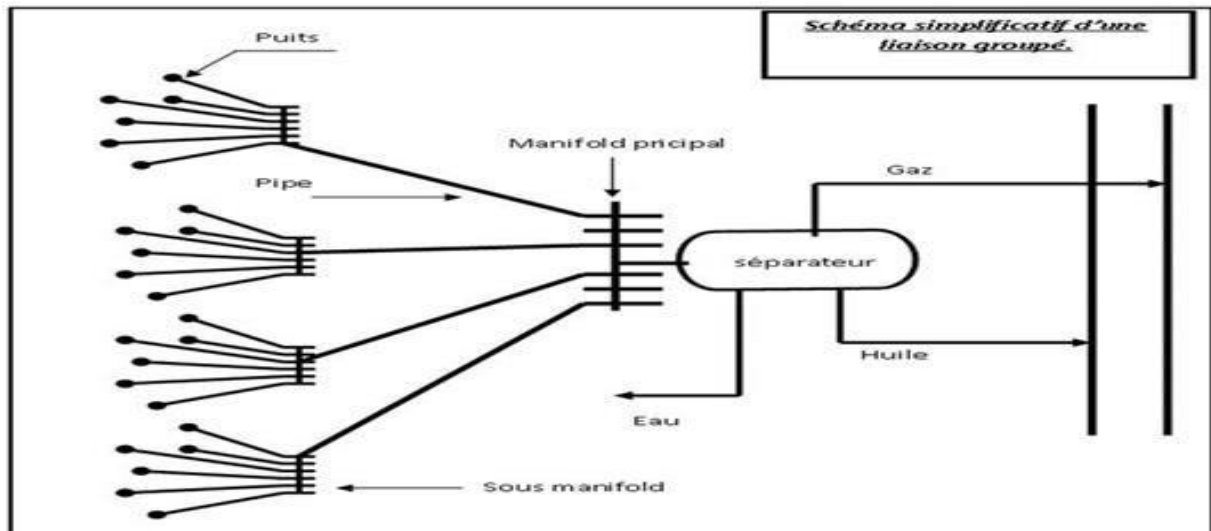


Figure II. 4 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison individuelle

II.2.3.2 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.

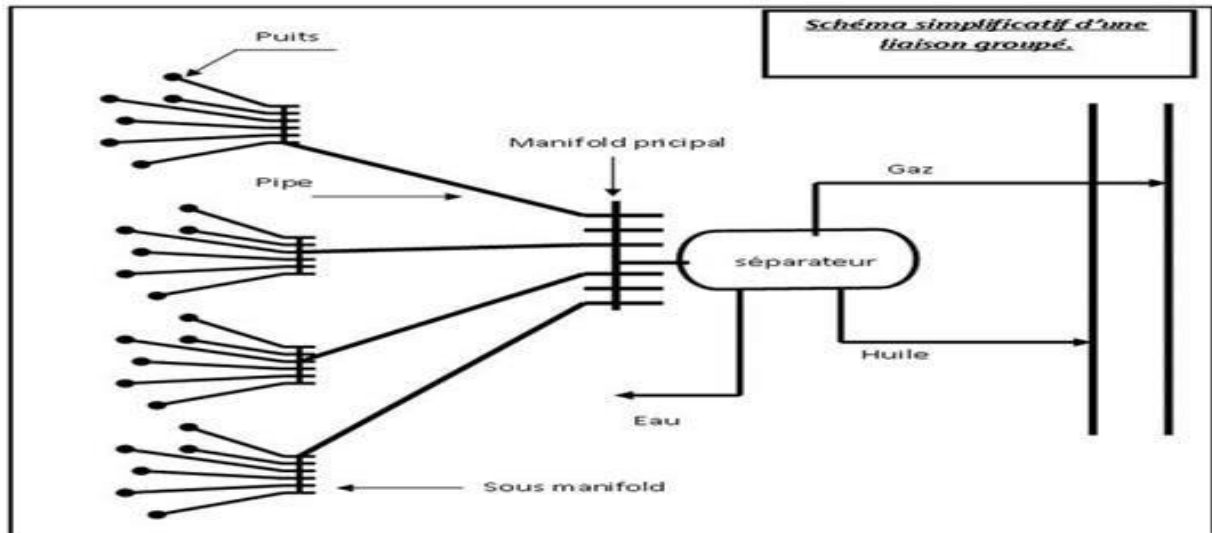


Figure II. 5 Le schéma d'un réseau de collecte par une liaison par collecteur

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.

Le réseau de collecte de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties qui sont plus ou moins indépendantes [7]:

II.2.4.1 Le réseau de collecte Nord

Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 20 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 300 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations de séparations :

- Six contiennent, chacune, un manifold, un séparateur horizontal et deux pompes d'expédition d'huile. Le gaz séparé dans ces stations est expédié vers CINA par gravité.

- Deux contiennent, chacune, un manifold et un séparateur horizontal. L'huile et le gaz séparés dans ces stations sont expédiés par gravité vers une troisième station (celle décrite ci-dessous).
- Une station contient un manifold, deux séparateurs horizontaux, un séparateur vertical, trois pompes d'expédition d'huile et une station de compression de gaz. La production des puits connectés à cette station est séparée dans le séparateur HP. L'huile sortante de ce séparateur ainsi que celle venant des deux stations décrites ci-dessus sont séparées, pour une deuxième fois, dans le séparateur MP avant d'être pompées vers CINA. Une quantité du gaz sortant de ces séparateurs ainsi que celui venant des deux stations sont comprimés vers CINA. Le reste du gaz est expédié par gravité vers une station du sud (en cas de besoin) ou vers CINA.

Au niveau de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bars.

La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 15 bar, et LDMP pour les puits connectés sur le système de séparation de 7 bar.

Une quantité du gaz reçue au niveau de CINA est envoyée vers l'unité de GPL pour l'extraction des condensats. Le gaz léger est envoyé vers les stations de compression pour l'injection.

Un centre de Traitement HP- ZCINA : alimenté par les puits à fort GOR.

II.2.4.2 Le réseau de collecte Sud

Il est plus compliqué que celui du nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 1300 km de pipelines, 34 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 380 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Sud (CIS). Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pomperie composée de plus de deux pompes d'expédition d'huile et une station de compression du gaz. L'huile séparée dans ces stations est pompée et le gaz est comprimé pour être envoyés vers CIS.

Au niveau du CIS, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars.

Dans les dernières années une nouvelle unité de traitement de brut est créée « UTBS ». Cette dernière est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH via le pipeline 24'' CIS- HEH.

La production des puits non séparée dans les stations satellite est envoyée directement vers les séparateurs HP et BP au niveau du CIS. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour

les puits connectés sur le système de séparation de 28 bar, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bar.

Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas, le gaz léger est comprimé, jusqu'à 400 bar, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs gaz et gaz lift.

II.2.5 Écoulement 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 ...) [1].

II.2.5.1 Régime et type d'écoulement

II.2.5.1.1 Écoulements verticaux

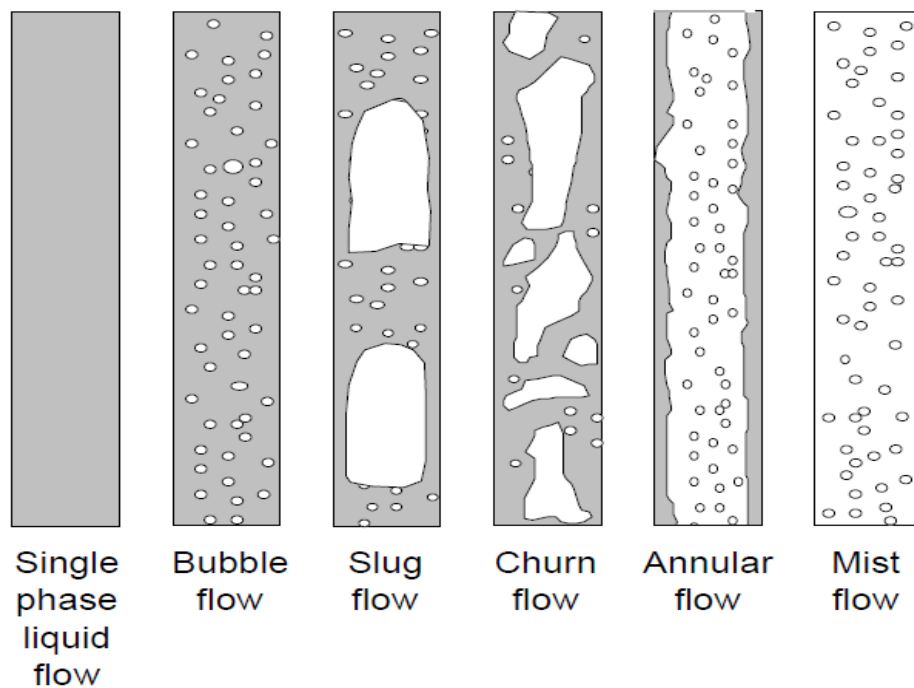


Figure II. 6 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique

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 va rencontrer différents régimes au cours de sa montée dans la conduite [1].

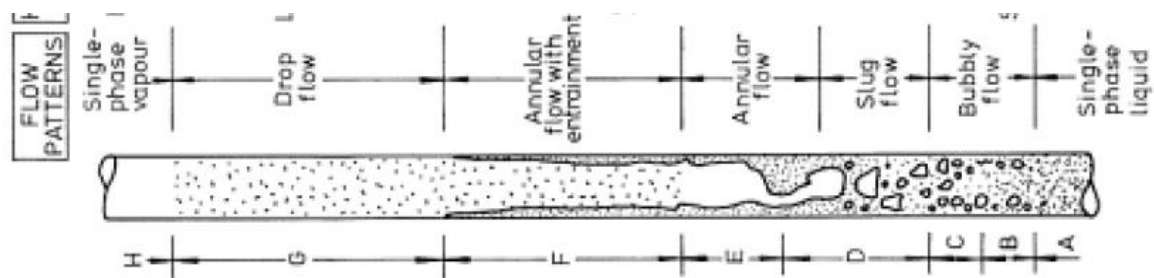


Figure II. 7 Ecoulements horizontaux

II.2.5.1.2 Ecoulements horizontaux

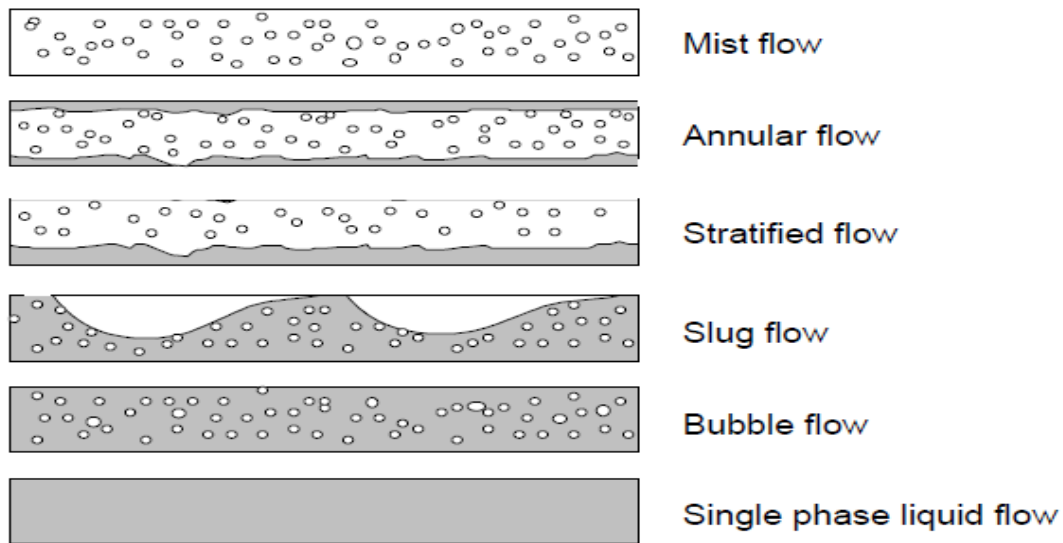


Figure II. 8 Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique

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 schématisées 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.

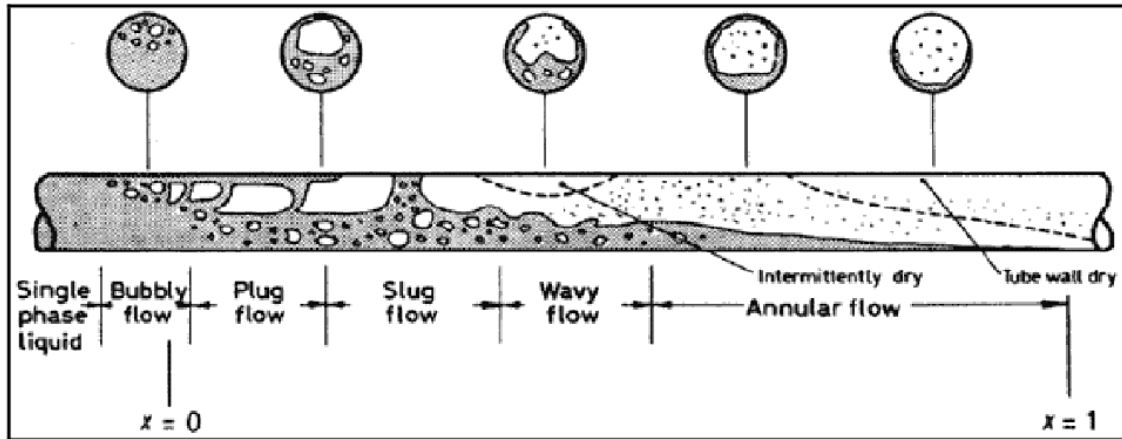


Figure II. 9 Différents configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase

II.2.5.2 Variation de la pression le long d'une conduite

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

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (1)$$

Si on prend la perte de charge (dP) apparue sur une distance (dl), on peut écrire une équation en termes de gradient de pression en (psi/ft). L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suite.

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

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

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

ρ_m : la densité du mélange.

V_m : la vitesse d'écoulement du mélange.

D : diamètre de la pipe.

gc : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange.

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

q : Pente de la conduite.

F : facteur de frottement.

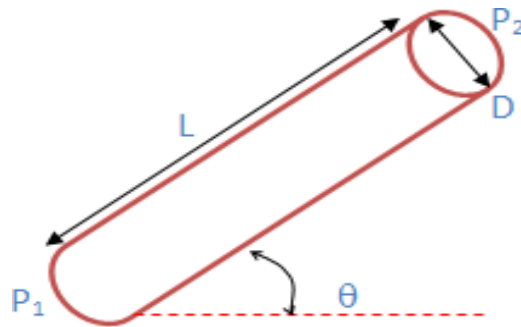


Figure II. 10 Variation de la pression le long d'une conduite

Dans le tableau suivant, on a présente le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

Composante	Puits à huile	Puits à gaz
Elévation	70% - 90%	20% - 50%
Friction	10% - 30%	30% - 50%
Accélération	0% - 10%	0% - 10%

Tableau 1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge

II.2.5.3 Liquid hold-up

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, la partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

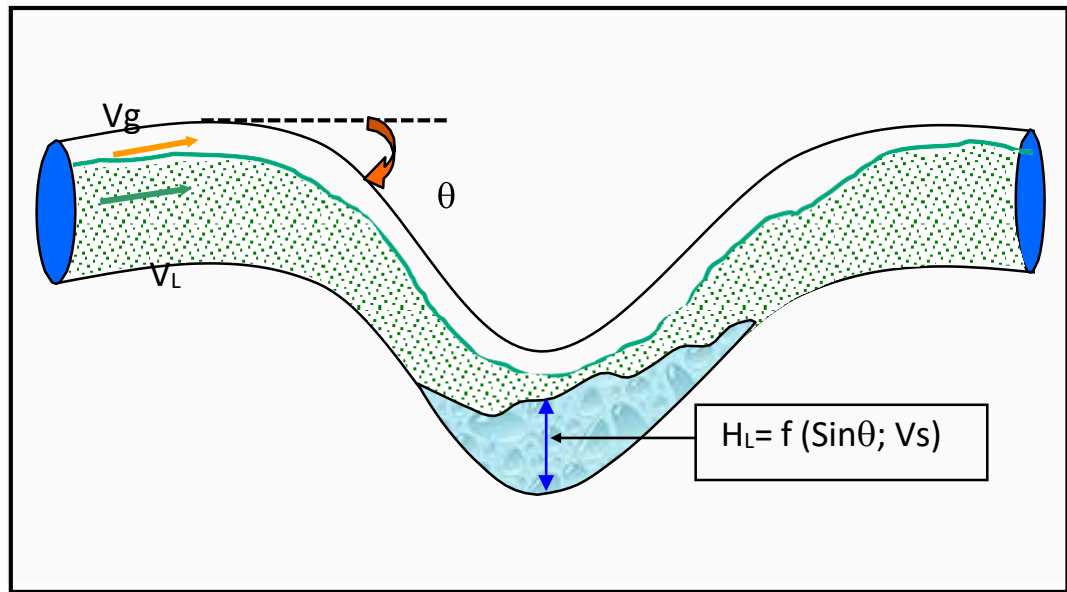


Figure II. 11 Liquid hold up

II.2.5.4 Ecoulement multiphasique dans la duse

II.2.5.4.1 Régime critique

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval 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:

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

On utilise cette l'équation :

Q: débit d'huile (m³/h).

A: diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K: constante déterminée lors du dernier jaugeage.

II.2.5.4.2 Régime transitoire

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

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

II.2.5.4.3 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 .

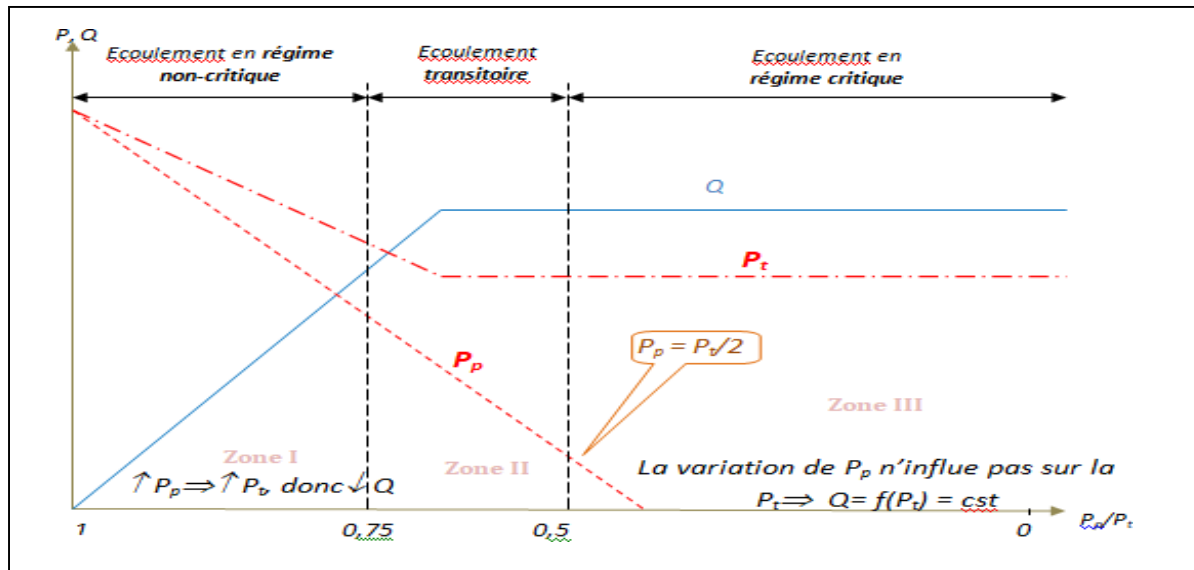


Figure II. 12 Régimes d'écoulement à travers la duse

Chapitre 3

Gas-Lift

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 continuent 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 du 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) [11]

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 [2].

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.

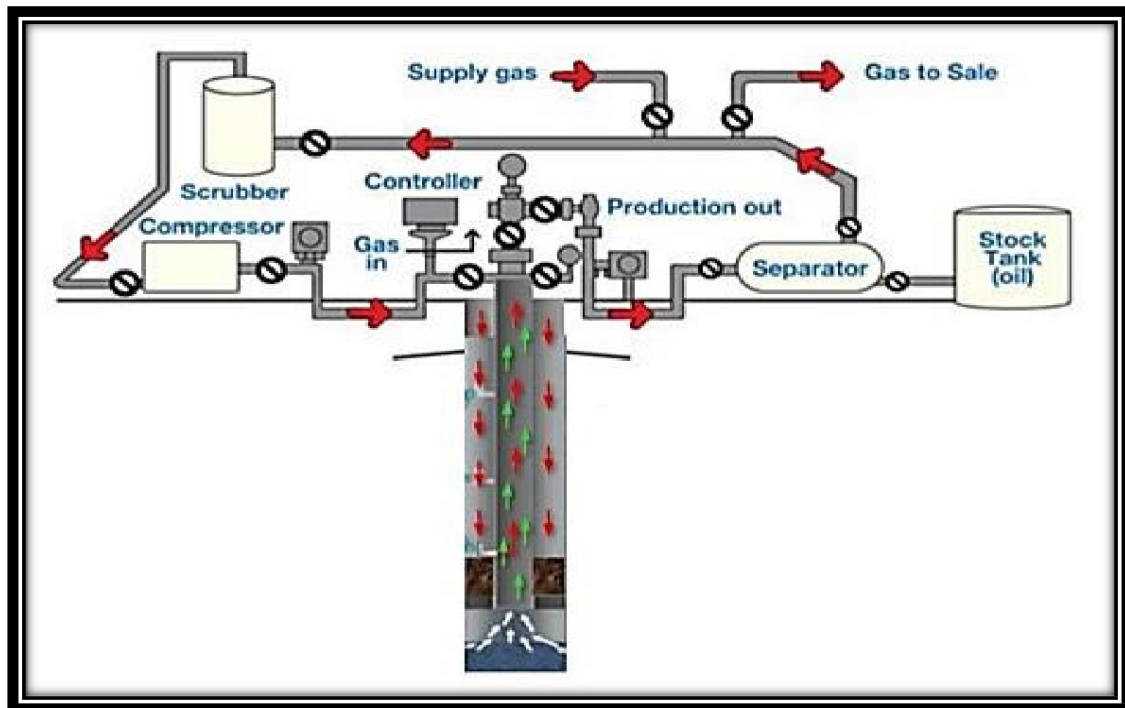


Figure III. 1 Gaz lift Systèmes

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 [11]:

- ❖ **La mise en production des puits non éruptifs** : C'est le principal objectif du gaz-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.

❖ **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 :

Constituants	N ₂	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	0.02	0.00

Tableau III. 1 Compositions du gaz

III.5 Types de gas lift

Le gaz lift est classé selon plusieurs paramètres on peut citer [13]:

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 allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

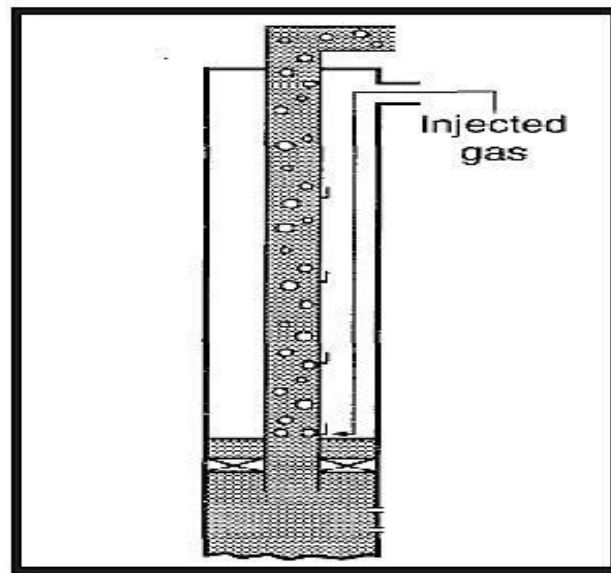


Figure III. 2 Gaz lift continu

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.

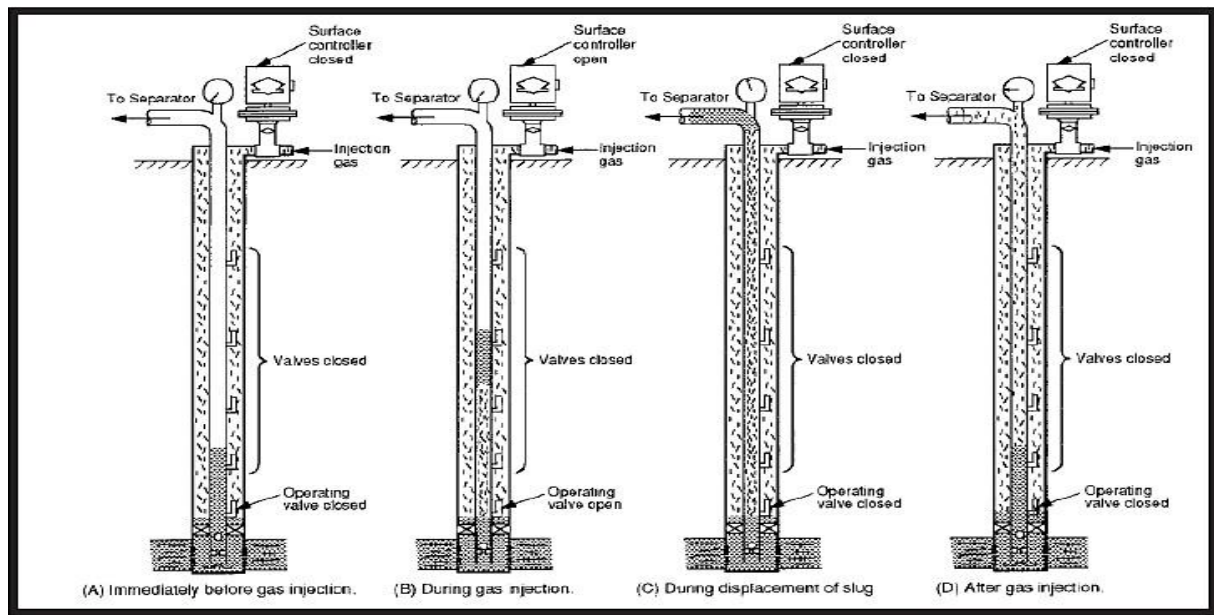


Figure III. 3 Principe de gaz lift intermittent

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 [2]:

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.

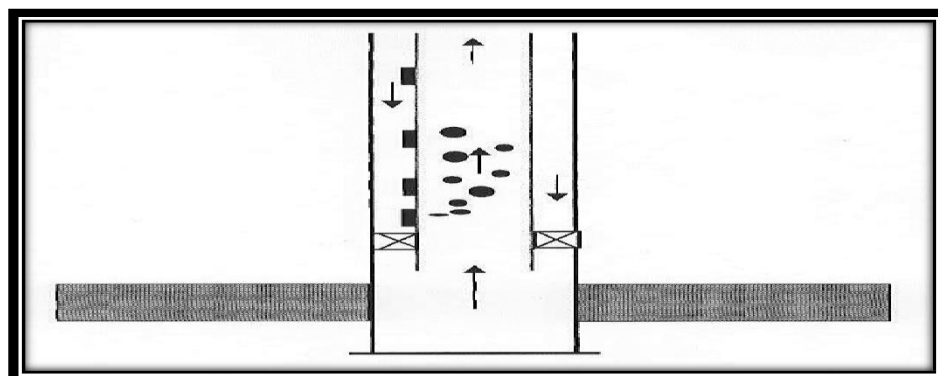


Figure III. 4 Direct gas-lift

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.

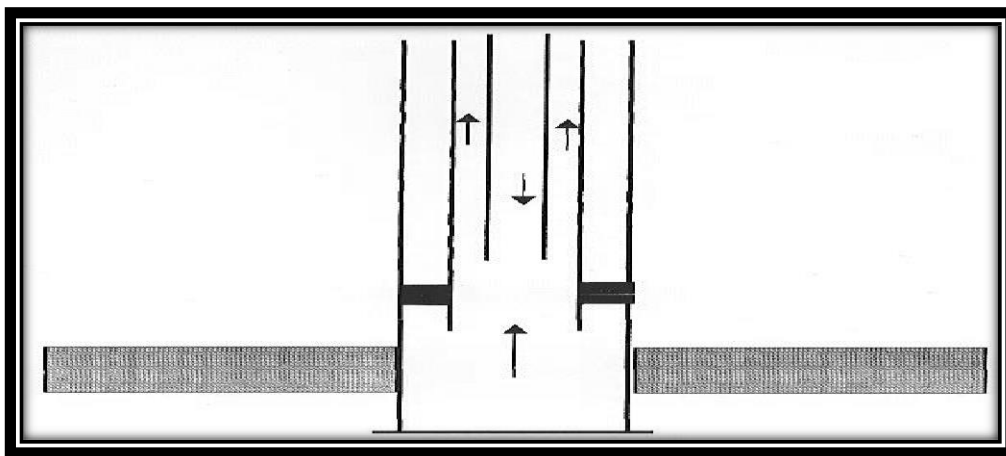


Figure III. 5 : Gaz lift avec tubing concentrique

➤ 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.

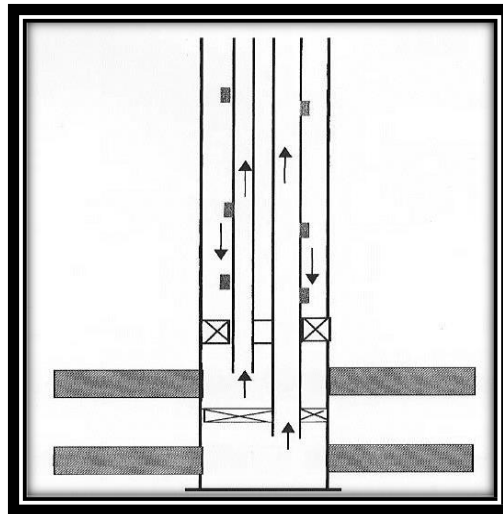


Figure III. 6 Gas lift double

➤ **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.

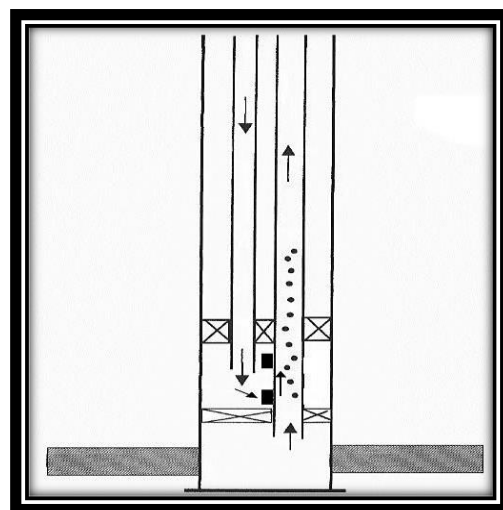


Figure III. 7 Gas lift parallèle

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'assure 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 [5].

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 a considéré 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 [9]:

- 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 occurrent 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 [9].

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).

Avantages :

- Idéal pour les puits salés avec faible énergie.

Inconvénients :

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

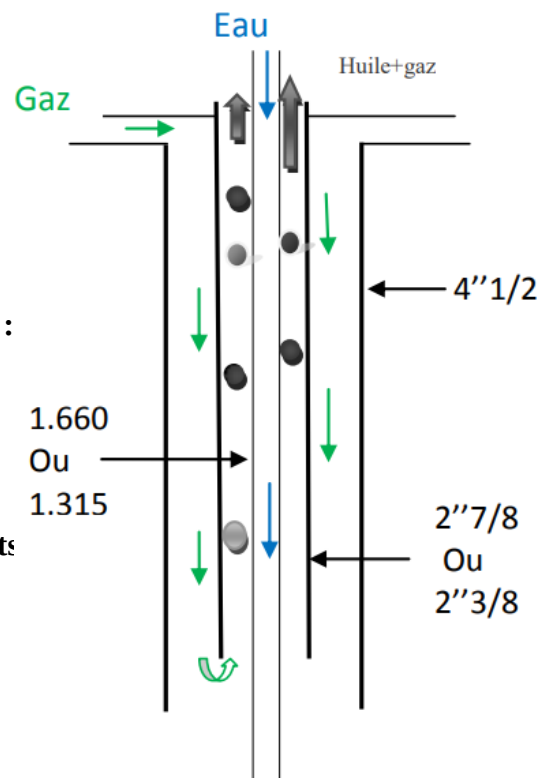


Figure III. 8 Complétion conventionnelle

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, diagrapie, 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.

Avantages

- 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 de nos jours facilitent grandement ce travail.
- Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute 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.

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 :

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		

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

Partie 2

Partie Pratique

Chapitre 4

Modélisation et optimisation du champ RDC

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ RDC

IV.1 Description du logiciel PIPESIM

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface. 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 [4].

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

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

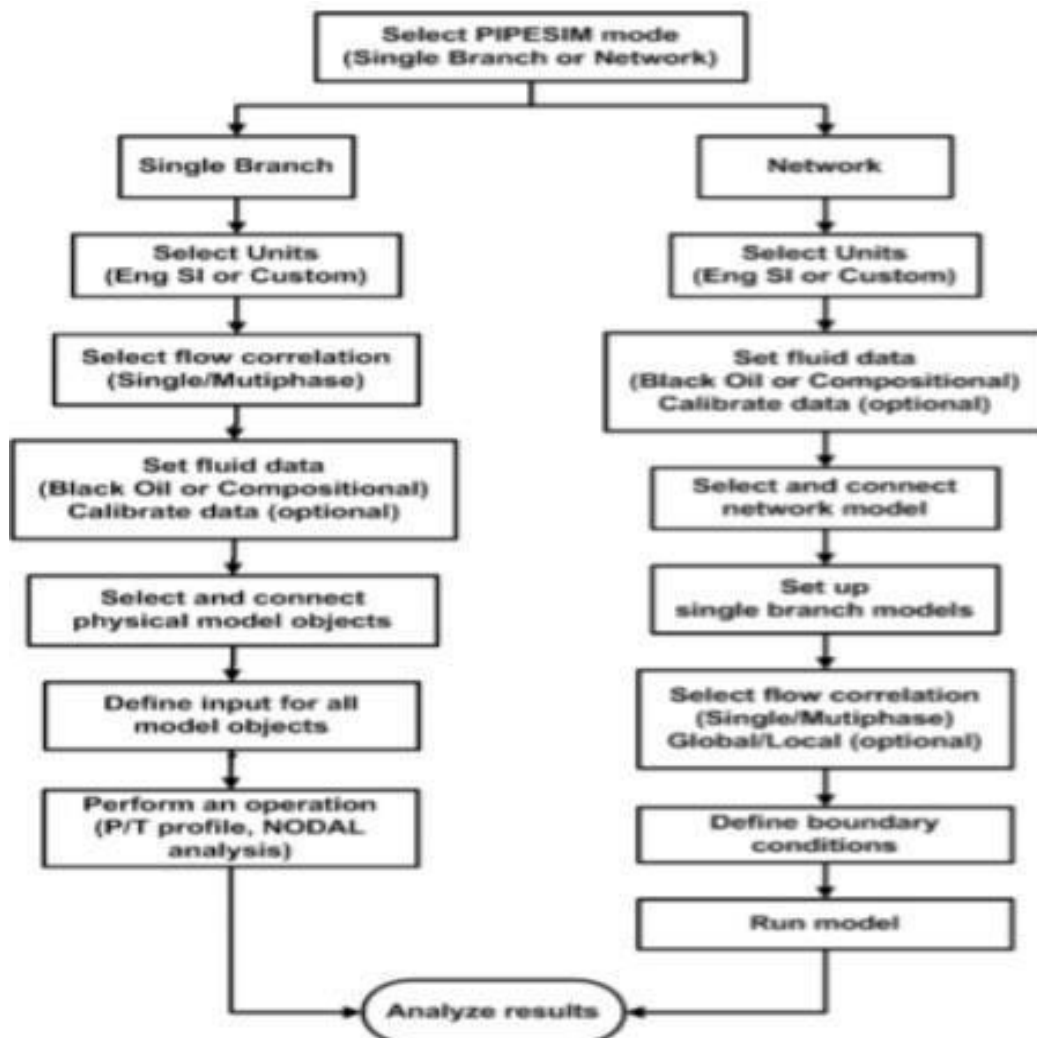


Figure IV. 1 Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM

IV.1.1 Application du logiciel PIPESIM

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

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

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

IV.1.2 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...)
- Les données petro physiques
- Rapport géologique
- Données PVT (Pression de bulle, Densité d'huile et de gaz, La viscosité du fluide...)
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage, ...

IV.1.3 Les modèles de PIPESIM

Le logiciel comporte deux modèles :

IV.1.3.1 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.1.3.2 Network Analysis

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

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

IV.2 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) nécessaire 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 $Q = f(P_t)$.

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) [7].

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. 1 Complétion des puits ayant un liner cimenté perforé

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

Tableau IV. 2 Complétion des puits ayant un open hole

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 pousse à opter pour le black oil qui reste applicable avec les données disponibles [7].

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

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

Tableau IV. 3 Paramètre des PVT des effluents de puits

IV.2.2.3 Les données des essais des puits

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

La différence qui existe entre la cote des perforations et la cote des mesures obtenu lors des tests cites ci-dessous nous poussent à prendre en considération les pertes de charge entre ces deux côtes, et ceci en utilisant l'équation suivant [7]:

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

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

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 :

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

Tableau IV. 4 Données des essais des puits

Enfin, les données des derniers jaugeages sont utilisées afin de caler le modèle du puits par son débit d'huile le plus récent, et ces données ont été présente dans le tableau qui suit [7]:

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

Tableau IV. 5 Derniers jaugages des puits

Le modèle réservoir et le potentiel des puits

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

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

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

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

Et on peut générer l'IPR qui présente la courbe **Pfd = f(Q)** avec PIPESIM en utilisant la méthode IP :

Exemple le puits RDC11 :

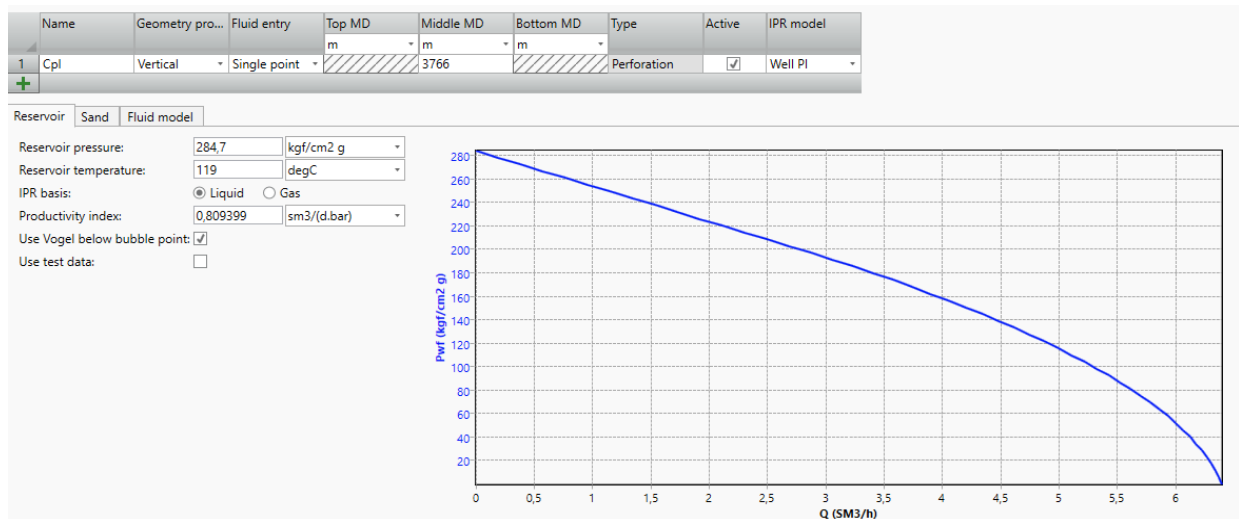


Figure IV. 2 Modèle IPR puits RDC11

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 :

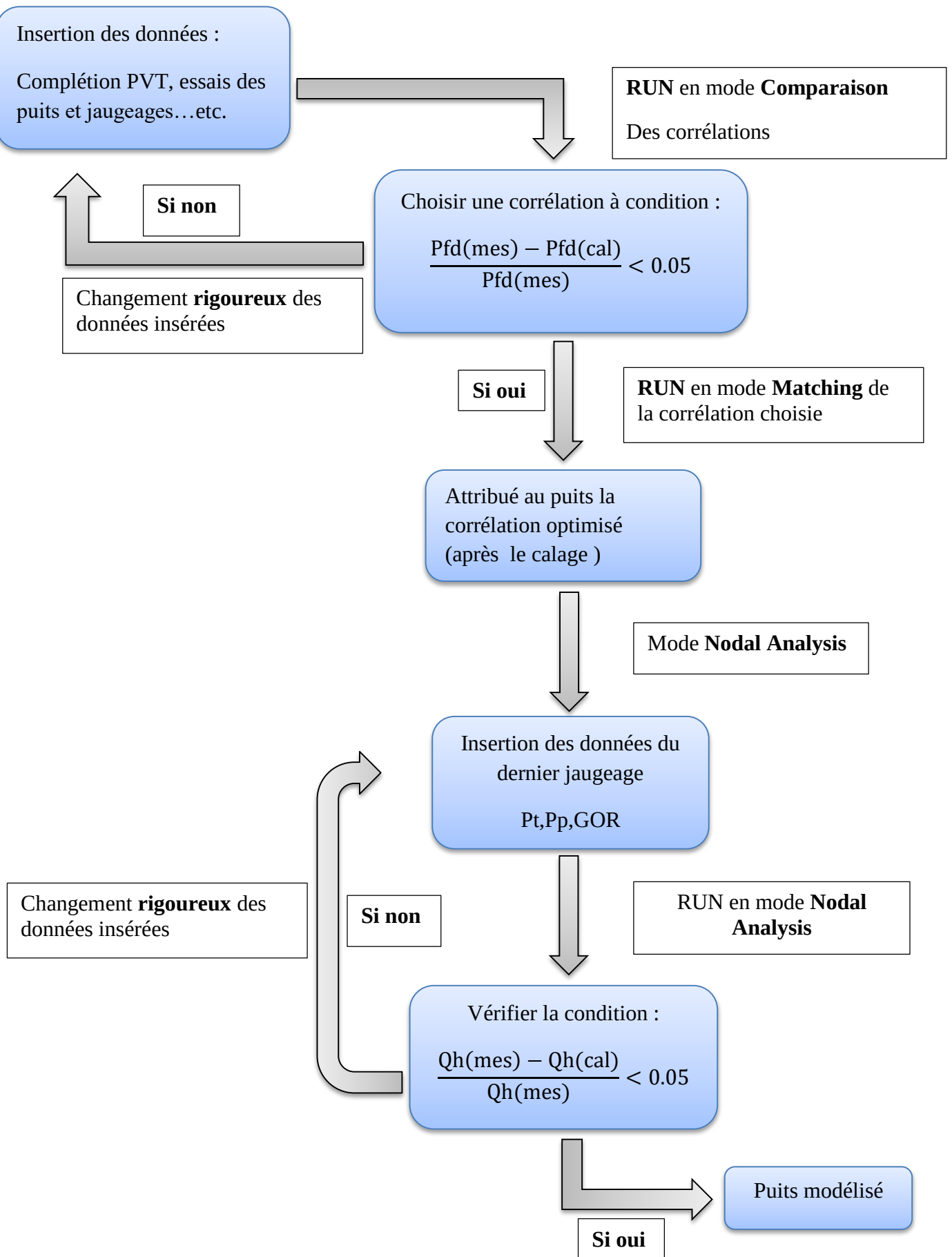


Figure IV. 3 Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits

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 :

- 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

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

Tableau IV. 6 Les données du fluide

IV.2.5.1.2 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

Tableau IV. 7 Les données de la complétion

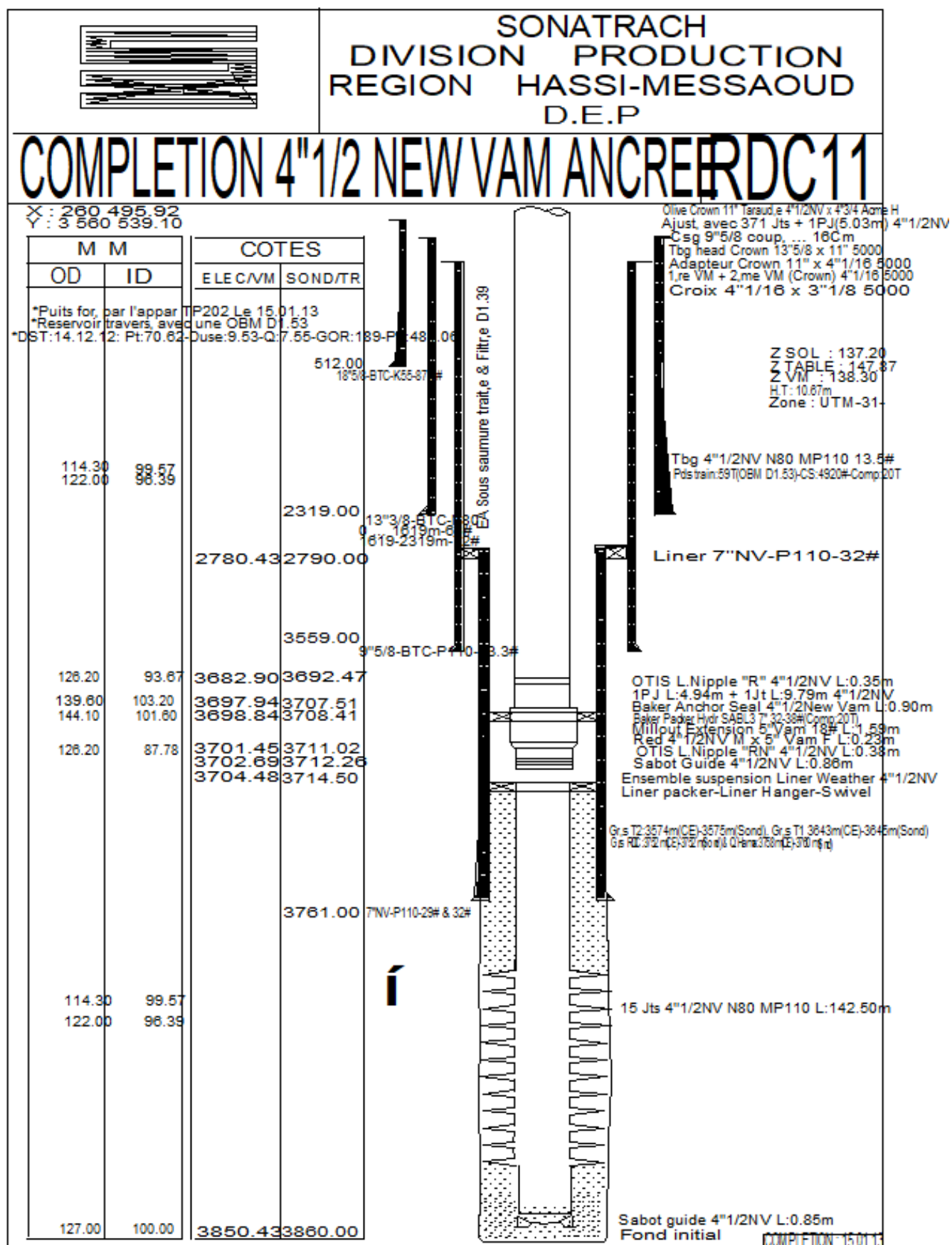


Figure IV. 4 Fiche technique puits RDC11

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.

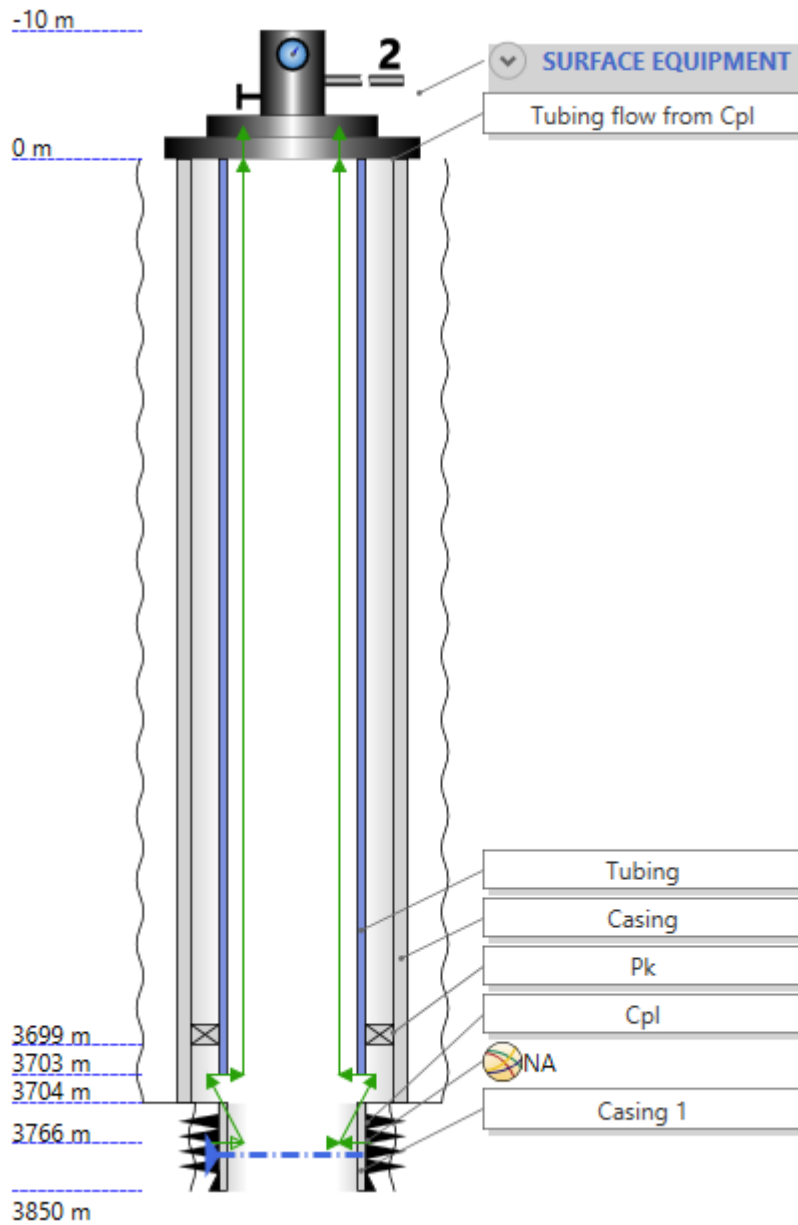


Figure IV. 5 La conception du puits RDC11

On passe à l'étape la plus important.

IV.2.5.2.1 Build up matching

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

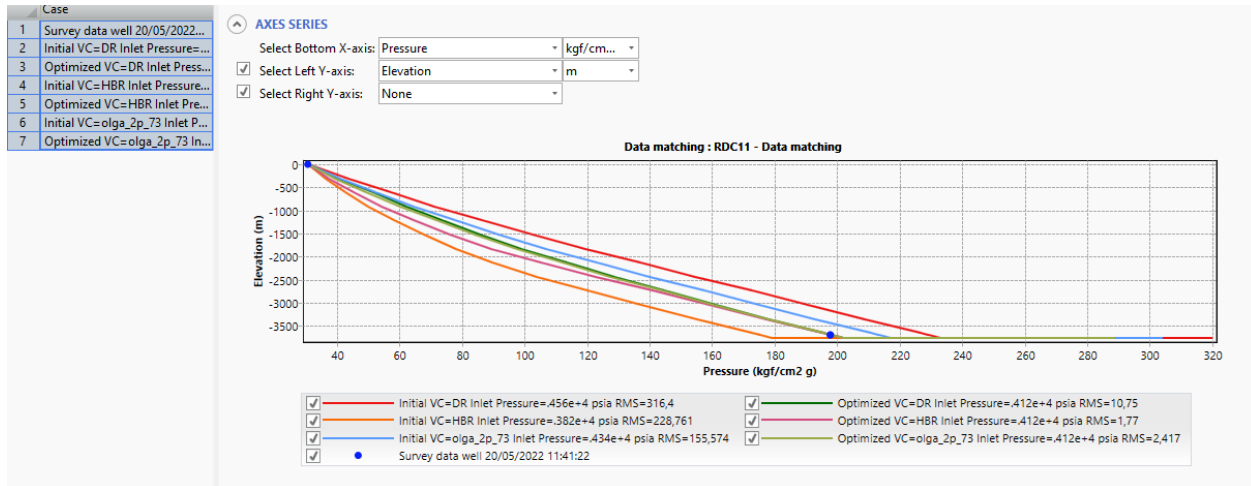


Figure IV. 6 Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données

D'après la figure précédente on remarque que les corrélations les plus adéquate pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits RDC11 sont celle de **Hagedorn & Brown, OLGAS v. 7.3.1 2-Phase, Duns & Ros [Baker Jardine]**, mais pour avoir une modélisation plus approximative, un matching (calage) de ces corrélations doivent être 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 inférieur à celle du **OLGAS v. 7.3.1 2-Phase**.

Name: RDC11 - Data matching

Description:

Data matching

Engine console

Profile results

Results summary

Type to filter

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

Figure IV. 7 Calibrated total RMS de chaque corrélation

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

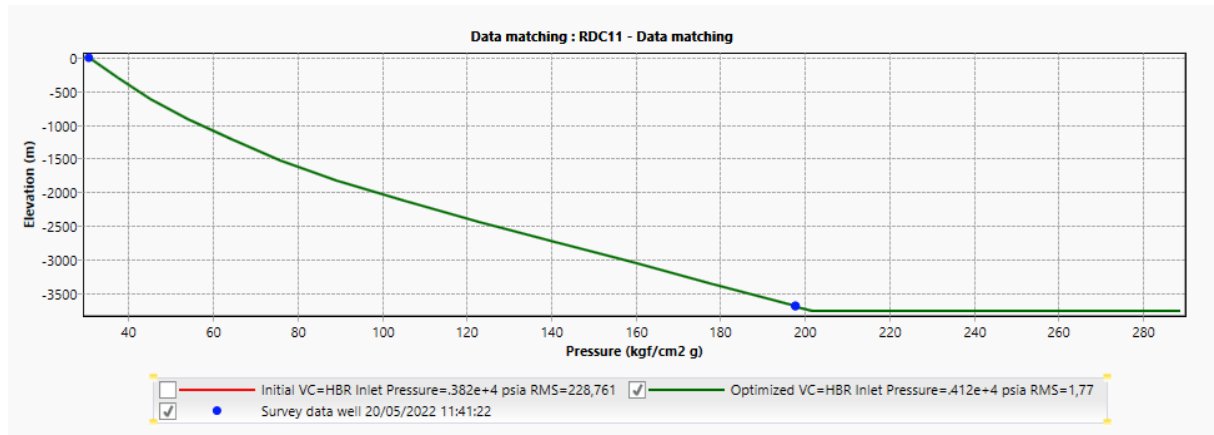


Figure IV. 8 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits RDC11

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

IV.2.5.2.2 Courbe inflow et outflow (analyse nodal)

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

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

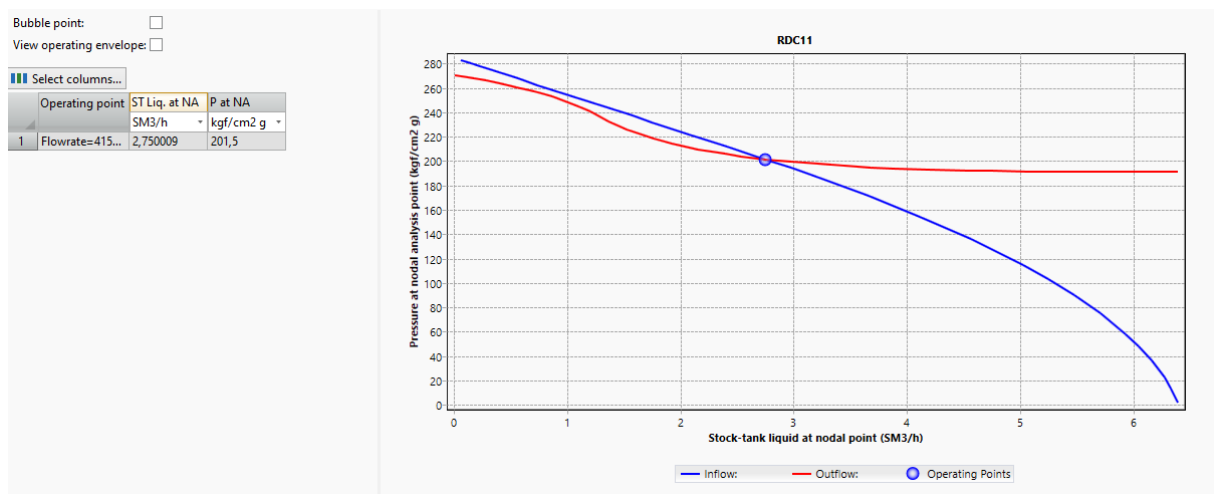


Figure IV. 9 Point opérationnel du puits RDC11 avant actualisation

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 19/12/2021 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats suivants :

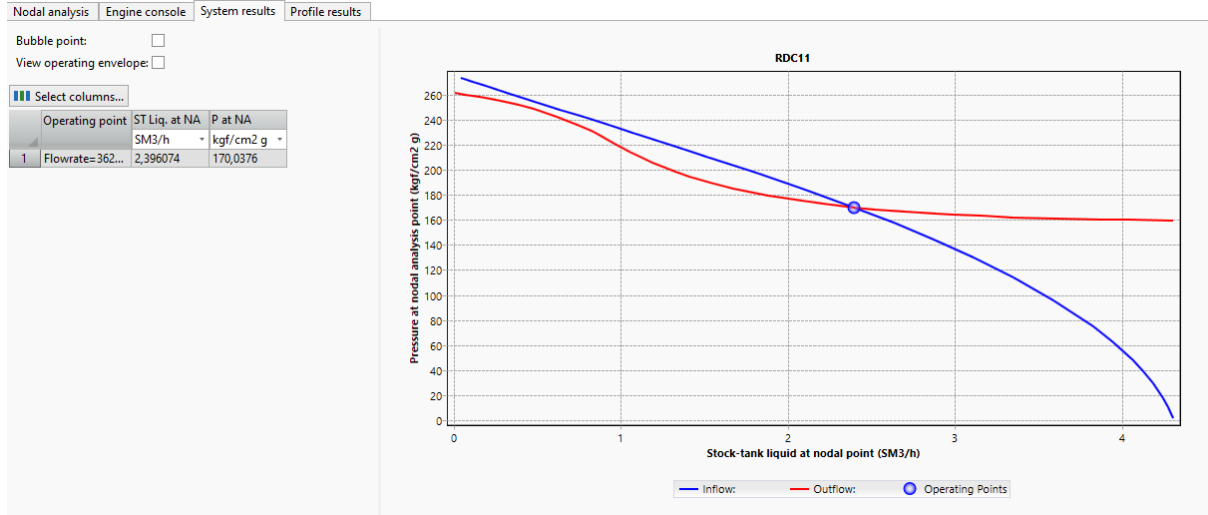


Figure IV. 10 Point opérationnel du puits RDC11 après actualisation

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

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

Puits	Données du test (mesurées)		Données PIPESIM (calculées)		Ecart en %	
	Qh (Sm³/h)	Pfd(Kgf/cm²g)	Qh (Sm³/h)	Pfd(Kgf/cm²g)	Qh(Sm³/h)	Pfd(Kgf/cm²g)
RDC11	2,75	197,6	2,75009	201,5	0	1,97

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

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

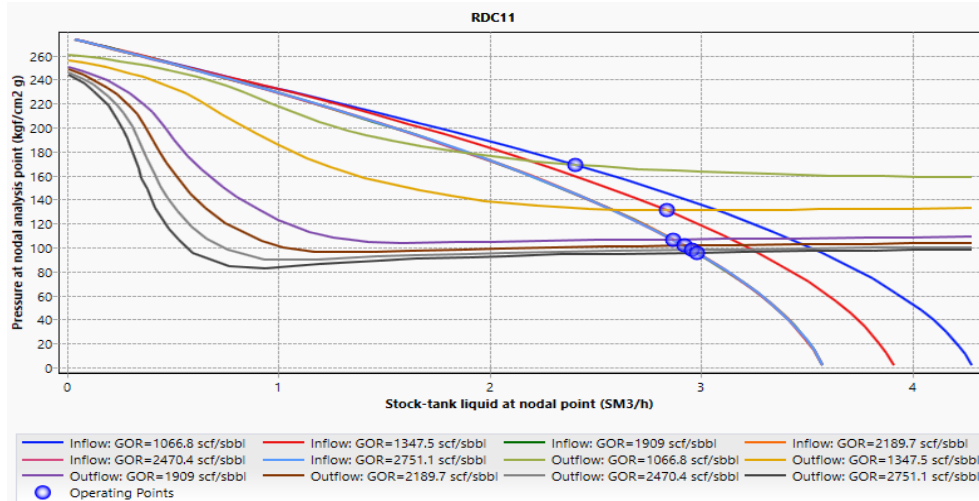


Figure IV. 11 Sensibilité sur le GOR puits RDC11

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

Tableau IV. 9 Points de fonctionnements de puits RDC11

Commentaire :

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

IV.2.6.2 Sensibilité sur le diamètre du duse

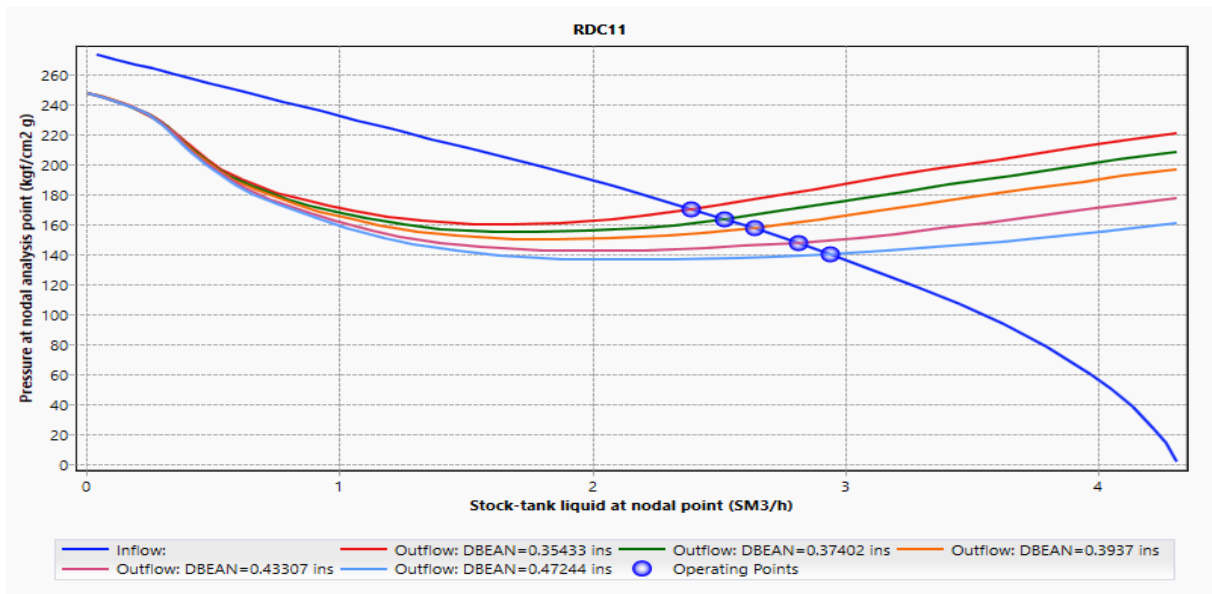


Figure IV. 12 Sensibilité sur le diamètre du duse puits RDC11

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

Tableau IV. 10 Points de fonctionnements de puits RDC11

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

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

Tableau IV. 11 Points de fonctionnements de puits RDC11

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 methode d'activation (Gaz-lit, pompe ESP...).

IV.2.6.4 Sensibilité sur la pression de tête

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	/	/

Tableau IV. 12 Points de fonctionnements de puits RDC11

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.

IV.2.7 Conclusion

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 [7]:

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

Tableau IV. 13 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté

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.

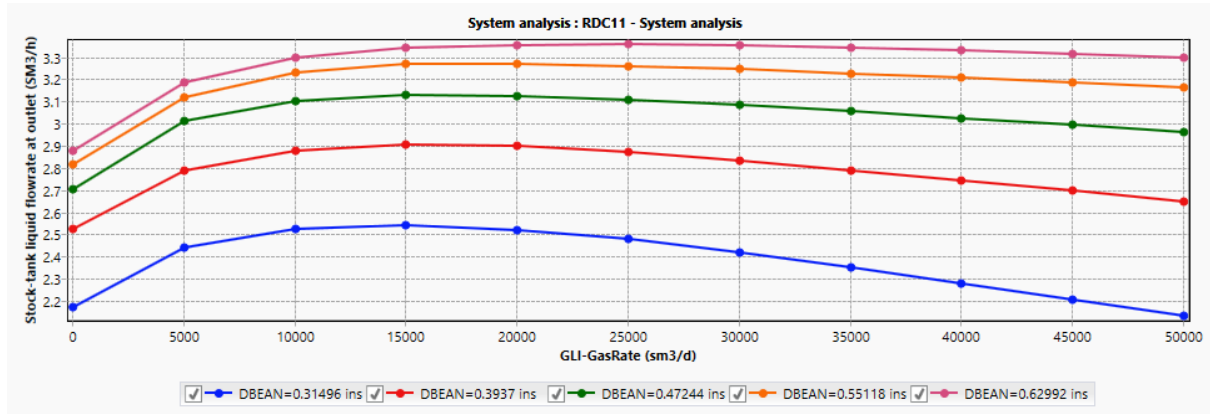


Figure IV. 13 L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté

D'après les courbes précédentes on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile et 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 du débit optimal d'injection de gaz lift le fait d'ajouter une quantité de gaz engendre une augmentation des pertes de charge par frottement puisque l'injection de gaz 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.

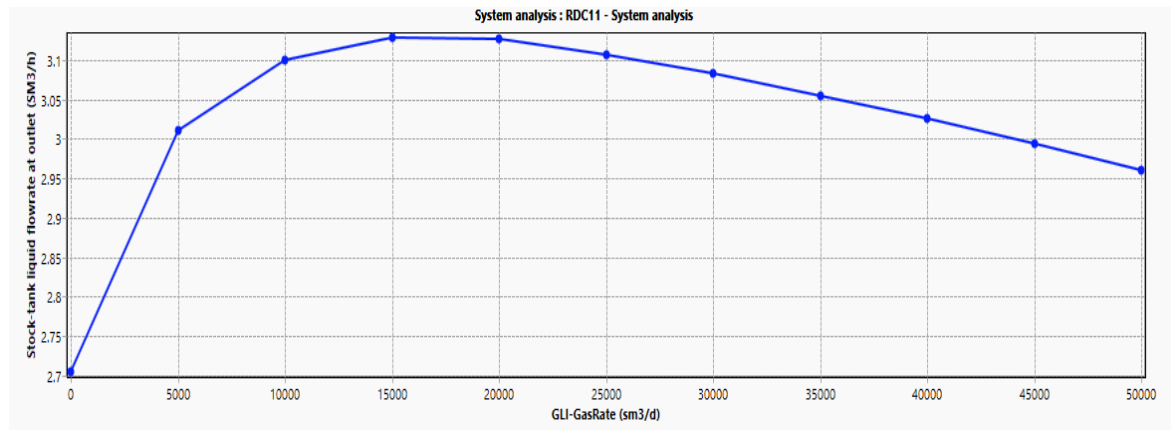


Figure IV. 14 Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté

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 inférieure 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 :

	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

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

- Le débit obtenu en utilisant l'analyse nodal :

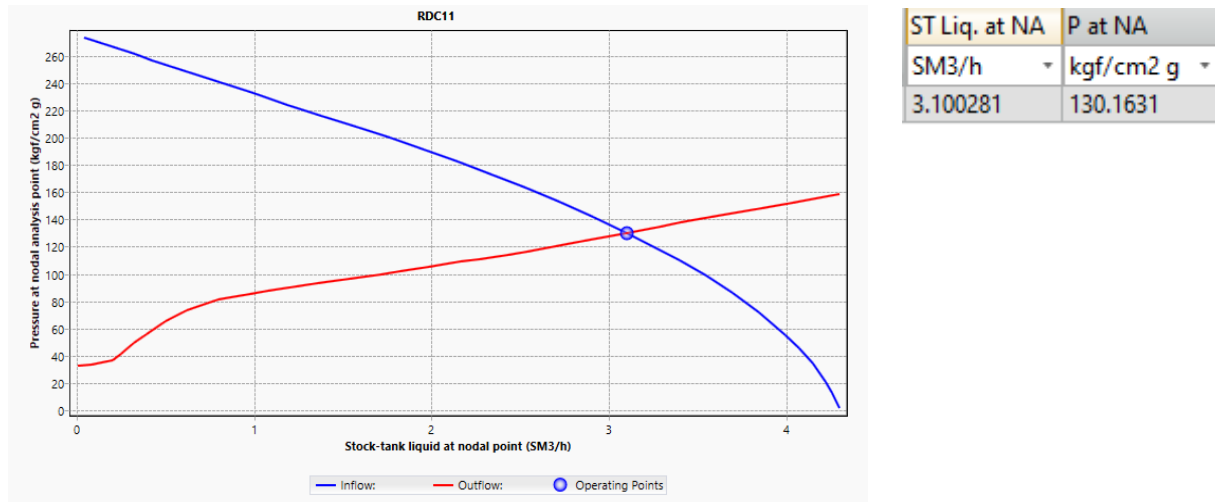


Figure IV. 15 Point opérationnel du puits RDC11 après la mise en GL

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.

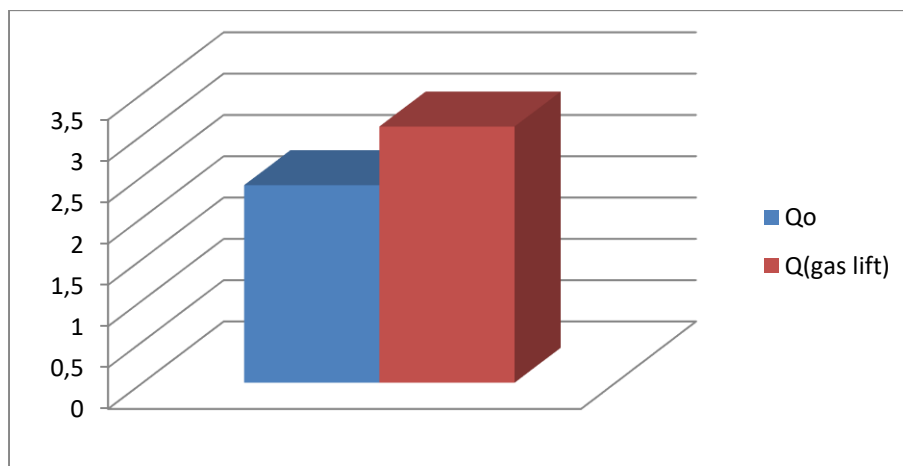


Figure IV. 16 L'apport d'activation à la production pour le puits RDC 11

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 actualiser 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 prendre en considération.

Alors en utilisant le même software qui a été utiliser 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 perte 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 cite précédemment vont être exposes, ainsi qu'une récapitulation des résultats obtenus.

IV.4.2 Construction du modèle représentative puits-réseau

L'algorithme suivant présente la procédure de la modélisation :

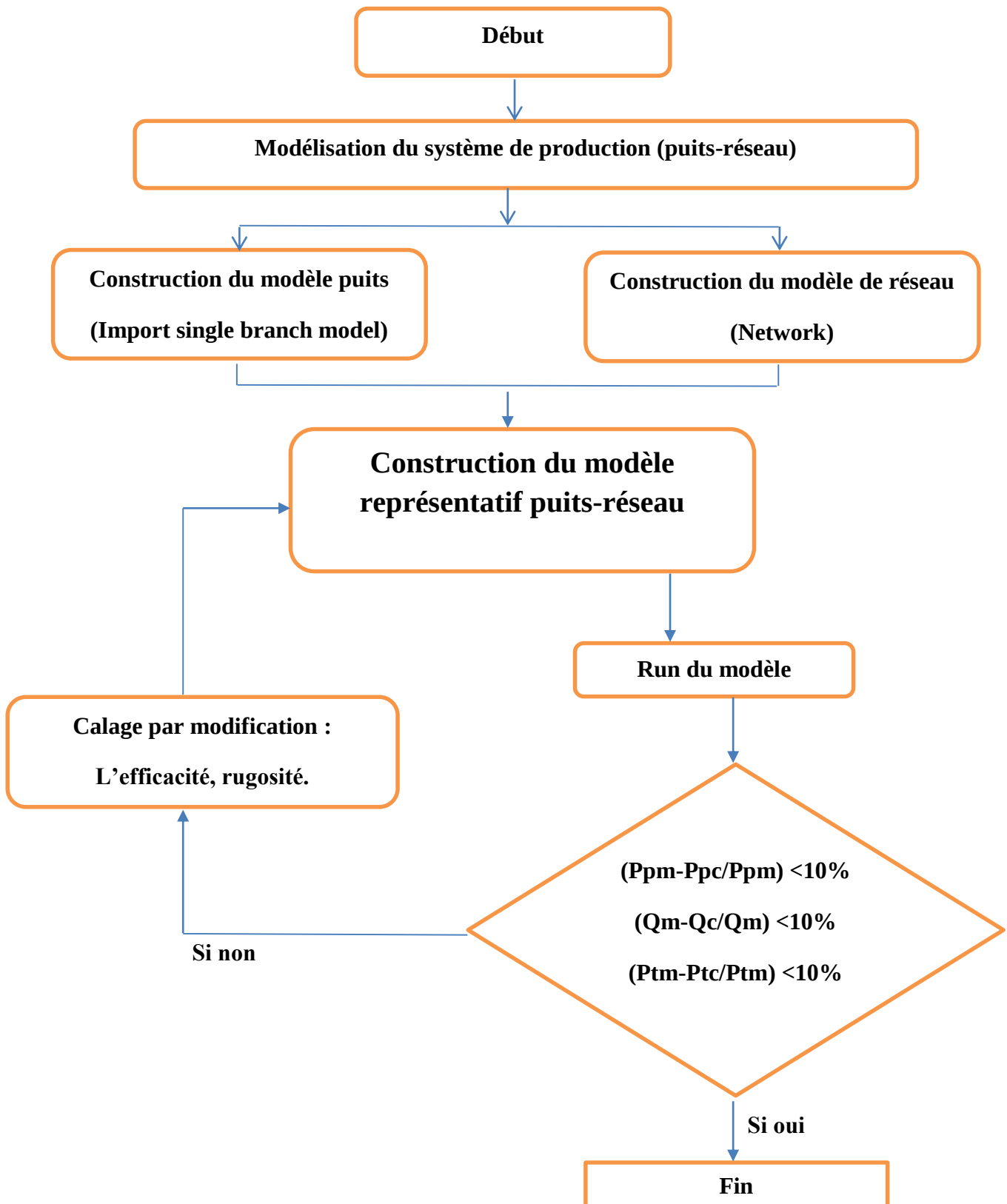


Figure IV. 17 L'organigramme de la procédure de modélisation du système de production

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, Pmfd, Psep) fixes.
- T° arrivées : Températures d'arrivées.

IV.4.3.2.3 Les Flowlines (pipes)

- Longueur.
- Diamètre.
- Température ambiante.
- Elévation.
- 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 de HMD :

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

IV.4.3.3 Les données de réseau de collecte

NOM DE FLOWLINE	CHEMIN		DIAMETRE (pouce)	LONGUEU R (mètre)
	ORIGINE	DESTINATIO N		
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

Tableau IV. 15 Les données de réseau de collecte

IV.4.4 Structure de réseau

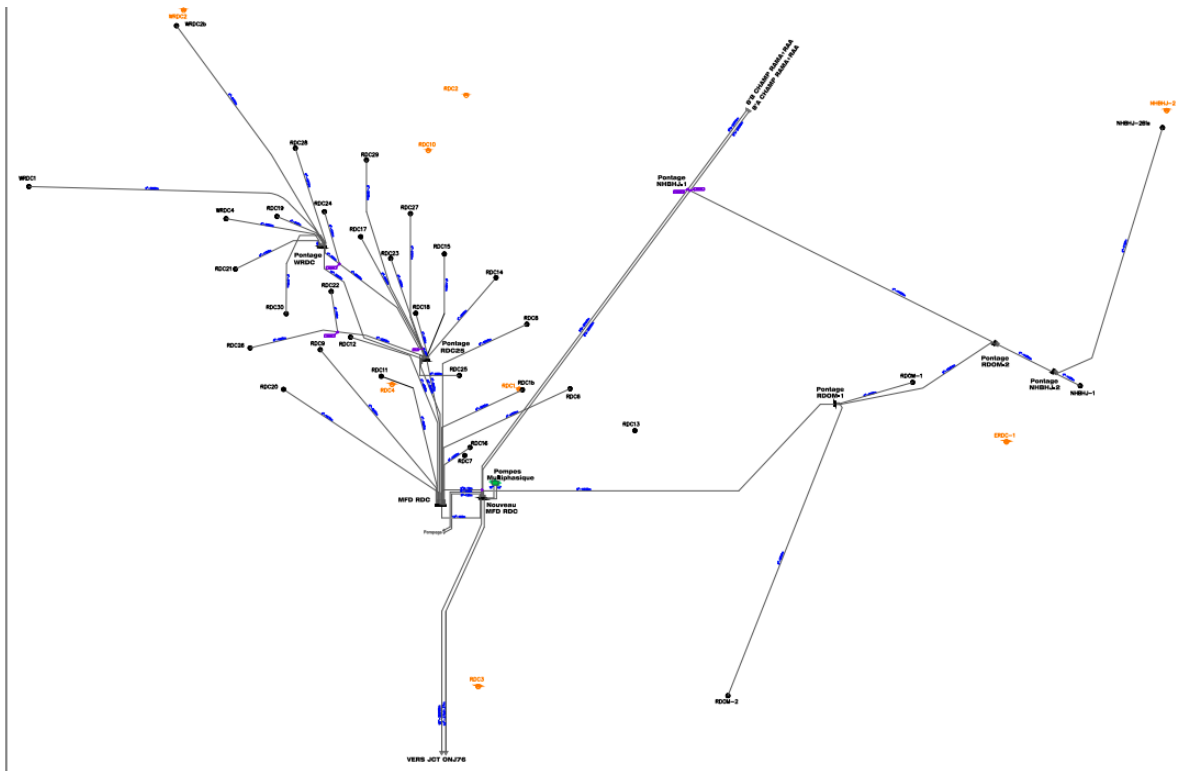


Figure IV. 18 Structure de réseau RDC

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 relié avec pontage WRDC par une jonction (J2), cette dernière est reliée 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**.

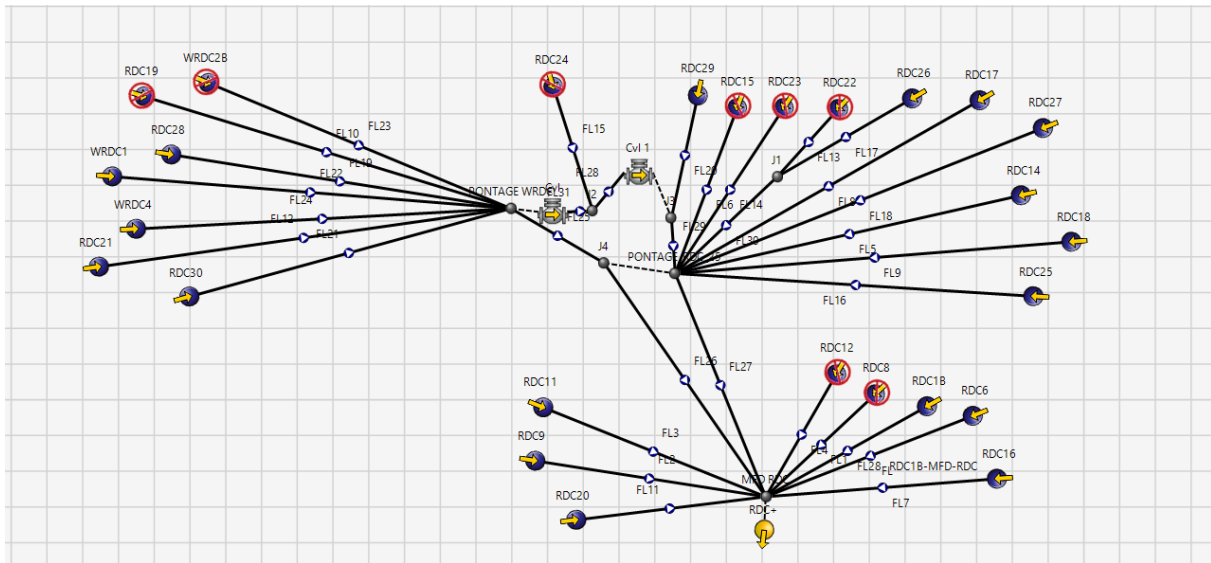


Figure IV. 19 Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM

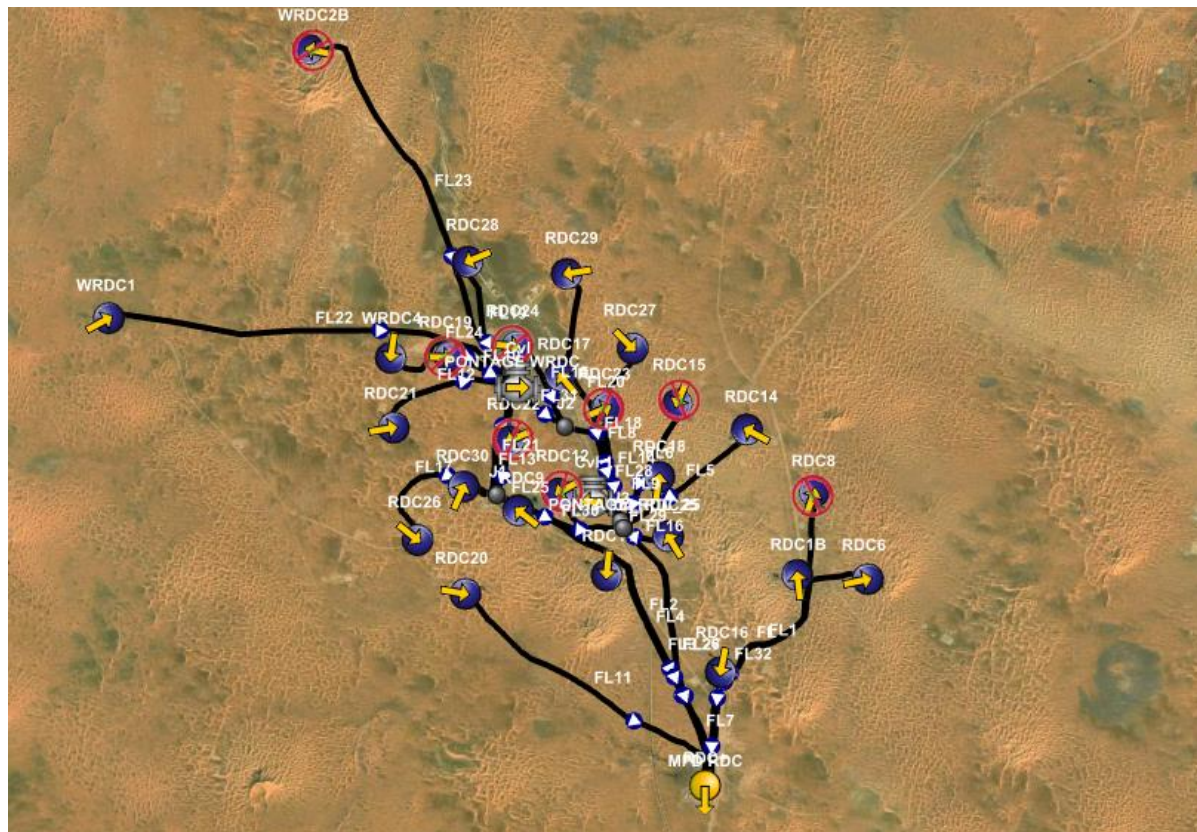


Figure IV. 20 Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM)

Après exécution « Run » du programme, on doit comparer les Pp 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 « Qh » 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 [7]:

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

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

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm ² g)	Temperature (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/h)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (SM3/h)	Stock-tank gas flowrate (sm3/d)	Stock-tank GOR (sm3/sm3)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/h)	Flowing watercut (%)
RDC+	Sink	8.158001	26.80978	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

Tableau IV. 16 Les données calculées avec PIPESIM

IV.4.5 Comparaison entre les données mesurées et calculées

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

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

Tableau IV. 17 Comparaison entre les données mesurées et calculées

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.

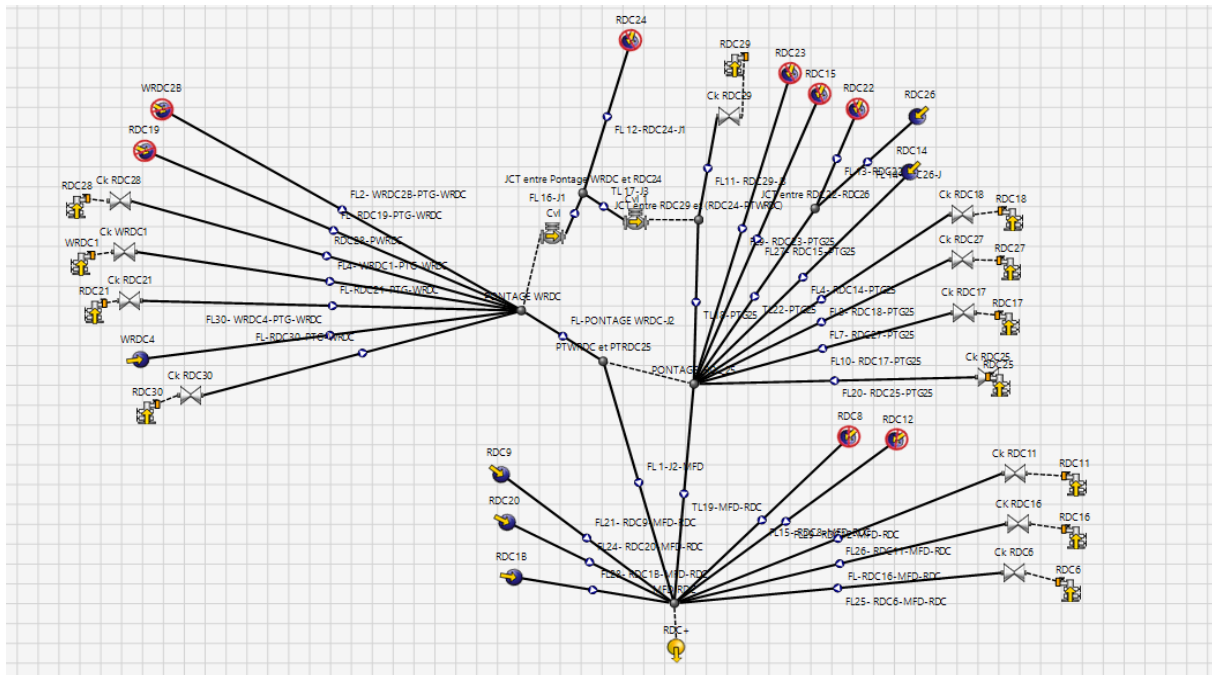


Figure IV. 21 Modèle puits-réseau sur PIPESIM

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

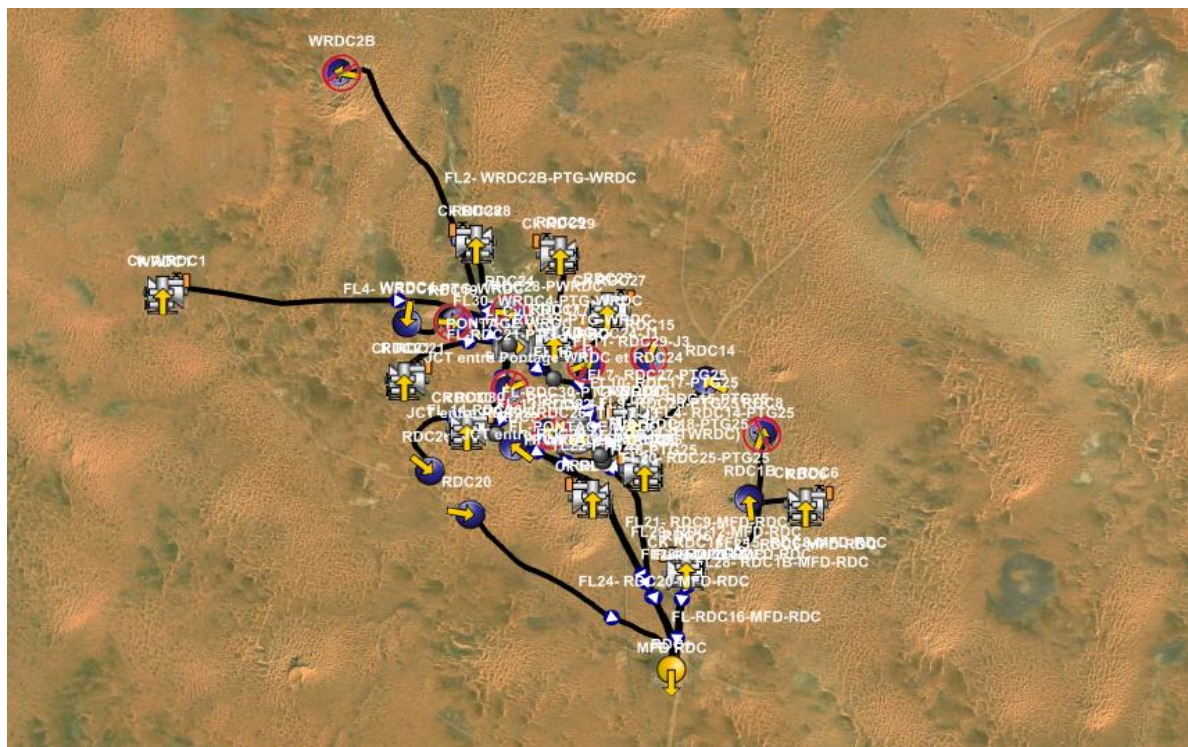


Figure IV. 22 Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map)

Dans l'exécution la même procédure précédente sauf ici on doit comparer les trois paramètres P_p , P_t , Q_h 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.

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

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

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

- 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 Diagnostique 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).

Ligne	longueur	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-RDC	3,80	8	0,35	2,12	*	*	pipe stable
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 RDC18-PTG25
- Puits RDC25-PTG25
- Puits RDC29-J3
- Puits RDC11-MFD-RDC
- Puits RDC21-PTG-WRDC
- Puits RDC28-PTG-WRDC
- 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.

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

Tableau IV. 21 Optimisation du réseau actuel

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.

Ligne	longueur	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	0,35	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	*	*	sousdimensionnée
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-PTG-WRDC	1,98	4	0,29	1,00	*	*	pipe stable
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	*	↗	sousdimensionnée
PTG25-MFD-RDC	3,80	8	0,48	5,19	*	↗	sousdimensionnée
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

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

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 conséquent 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 :

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

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

Conclusion Et Recommendations

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 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 zone de Rhourde Chegga nous permet 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, il donne un gain de production de 18,13 Sm³/h (435 Sm³/j).
- L'optimisation gas-lift à un impact sur le réseau, On a obtenir gain de production de 1,18 m³/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, elle 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 dimensionnée et des pipes où il existe 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 :

Conclusion et Recommandations

- l'identification de 3 pipes sous dimensionnées (2 Collecteurs et 1 pipeline)
- les 30 pipes et collecteurs sont stables ce qui nous mène à dire que 91 % du réseau est performant.
- Une optimisation proposée selon les différents scenarios exécutés va engendrer une diminution de la déference 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 connaître 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.
- 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 Systemes** 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

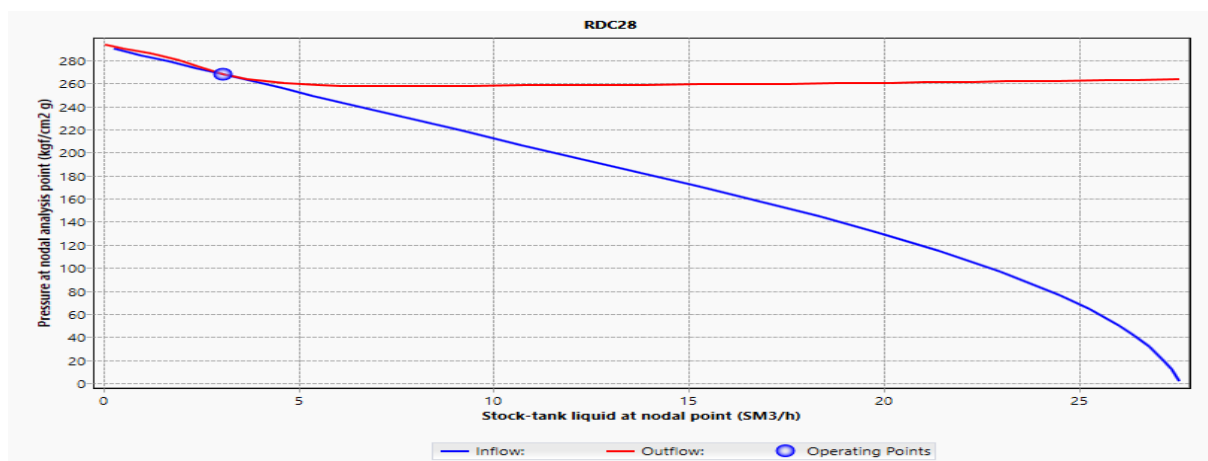


Figure 1 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation



Figure 2 : Point opérationnel du puits WRDC1 après actualisation

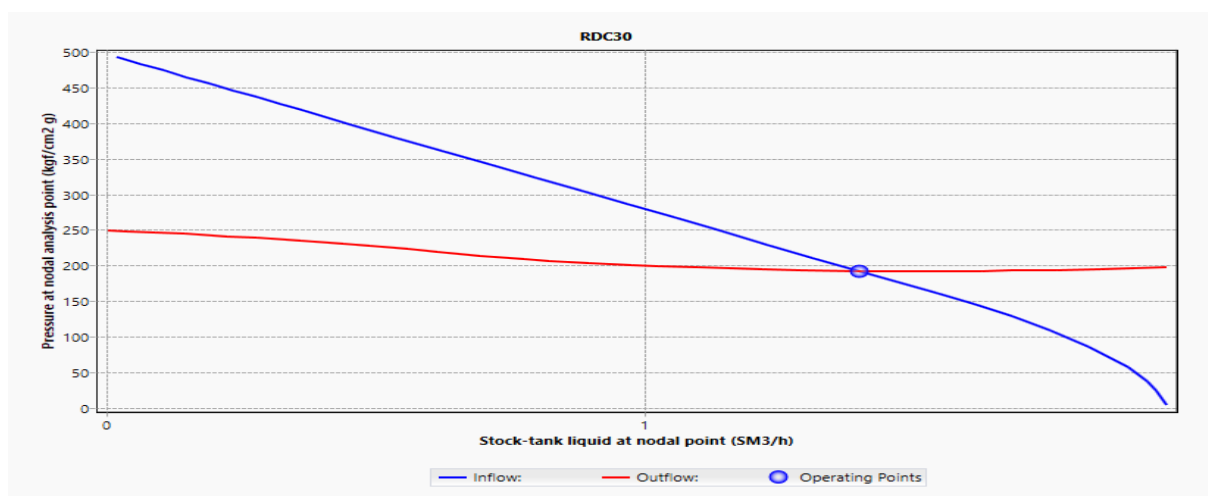


Figure 3 : Point opérationnel du puits RDC30 après actualisation

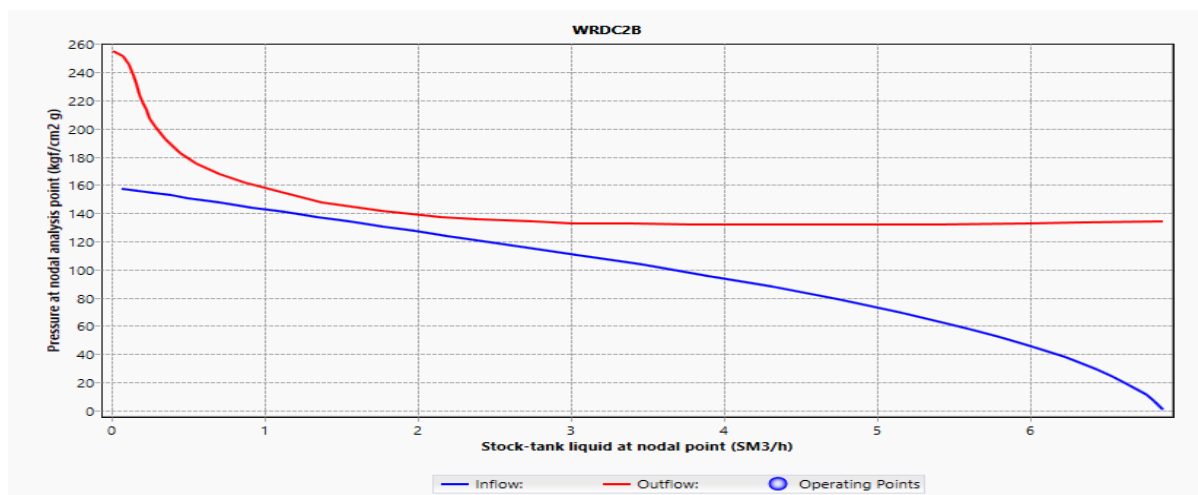


Figure 4 : Point opérationnel du puits WRDC2B après actualisation

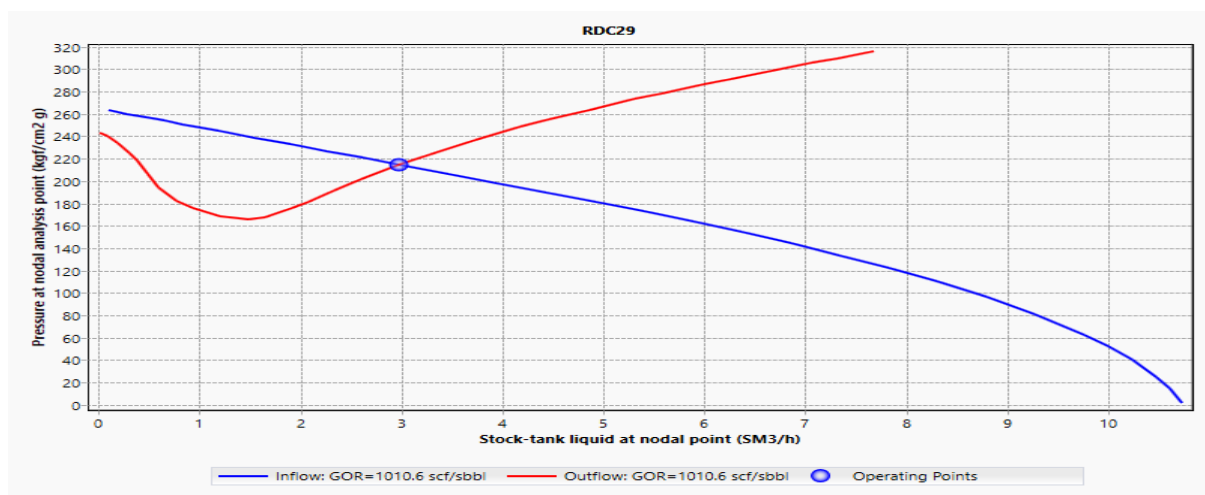


Figure 5 : Point opérationnel du puits RDC29 après actualisation

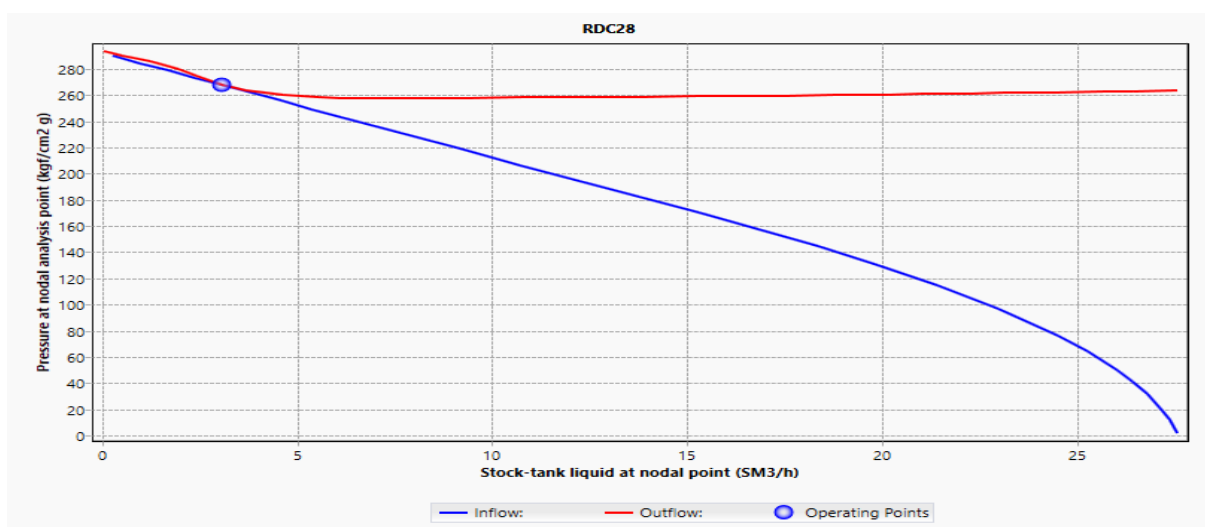


Figure 6 : Point opérationnel du puits RDC28 après actualisation

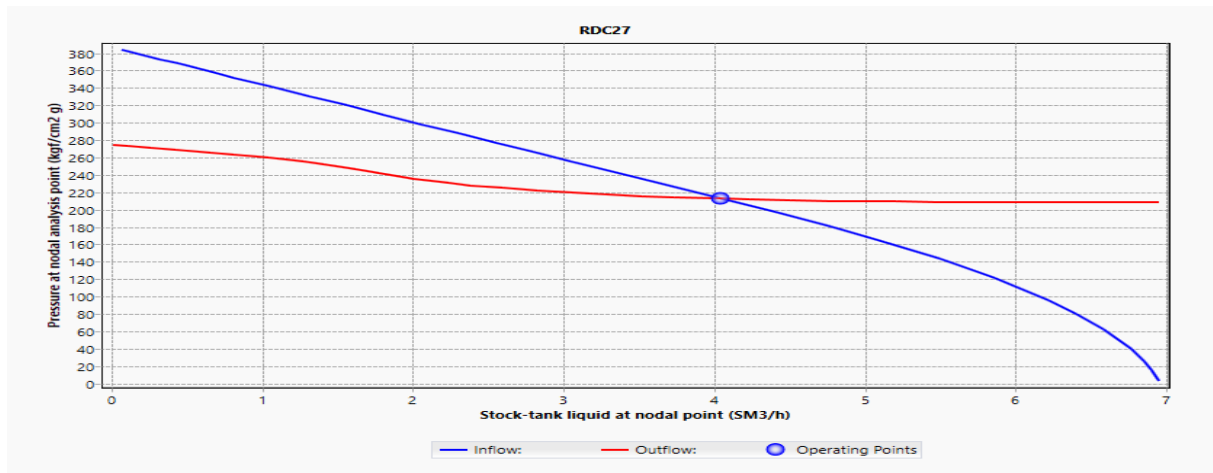


Figure 7 : Point opérationnel du puits RDC27 après actualisation

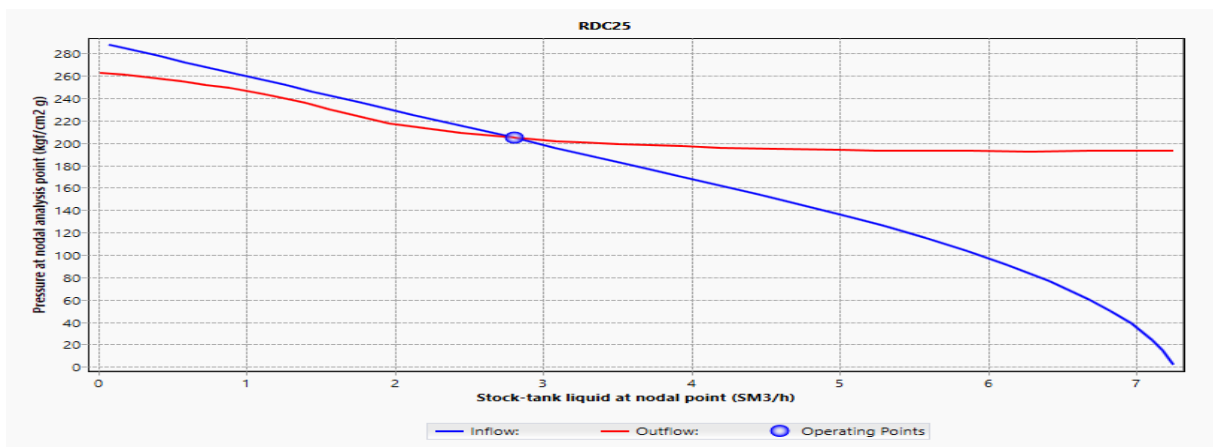


Figure 8 : Point opérationnel du puits RDC25 après actualisation

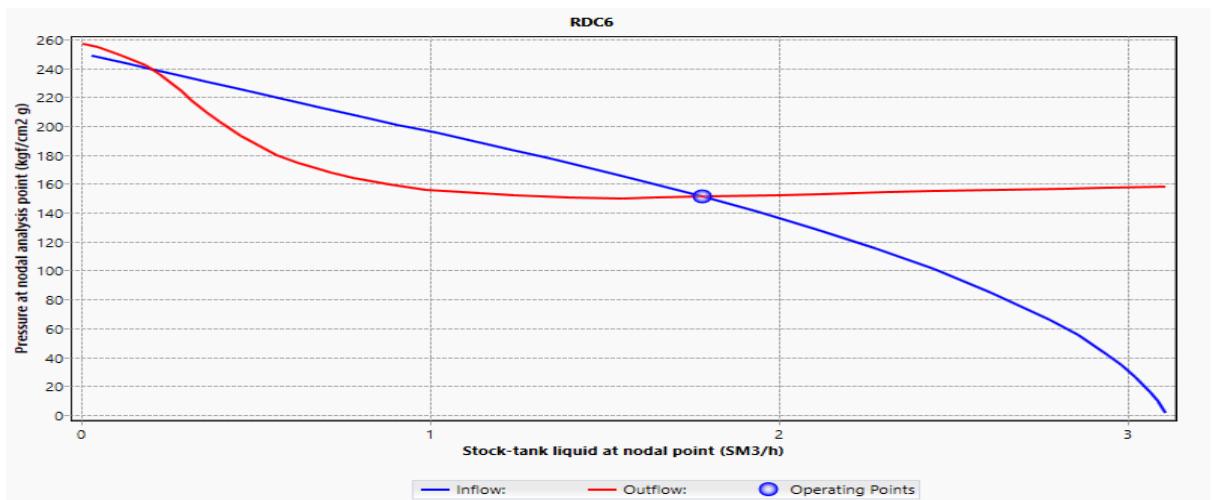


Figure 9 : Point opérationnel du puits RDC6 après actualisation

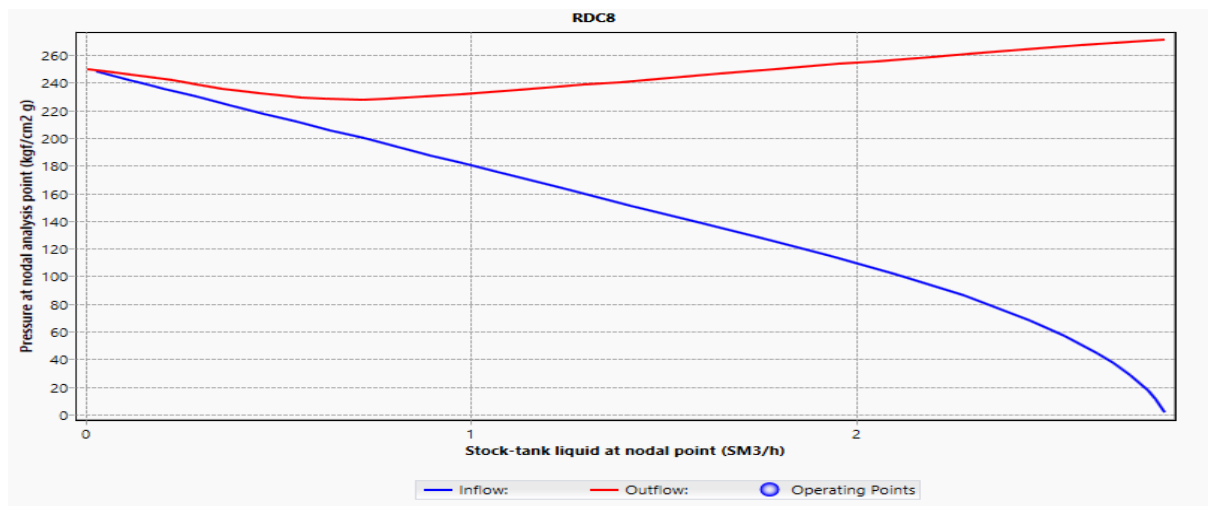


Figure 10 : Point opérationnel du puits RDC8 après actualisation

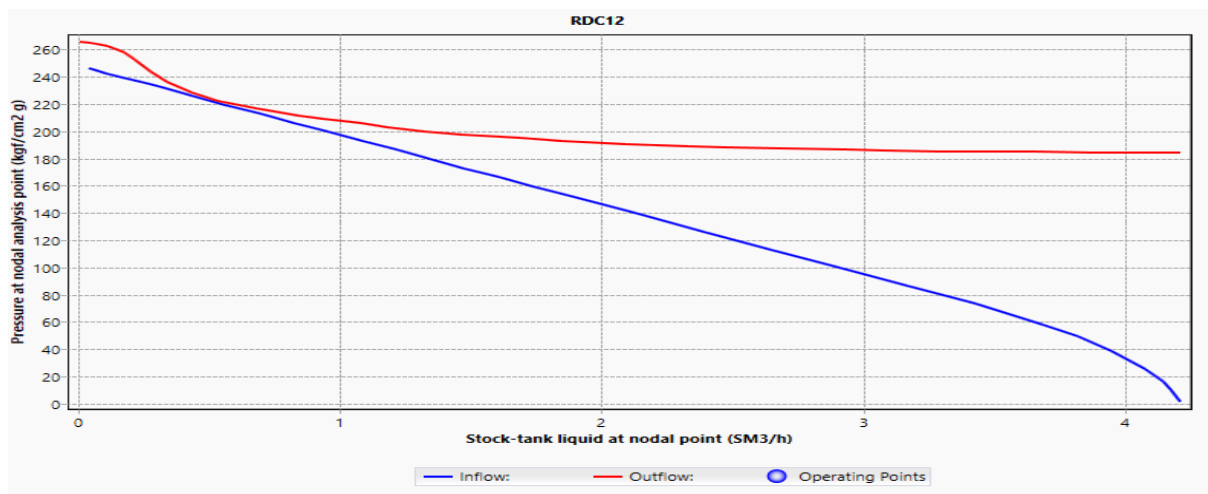


Figure 11 : Point opérationnel du puits RDC12 après actualisation

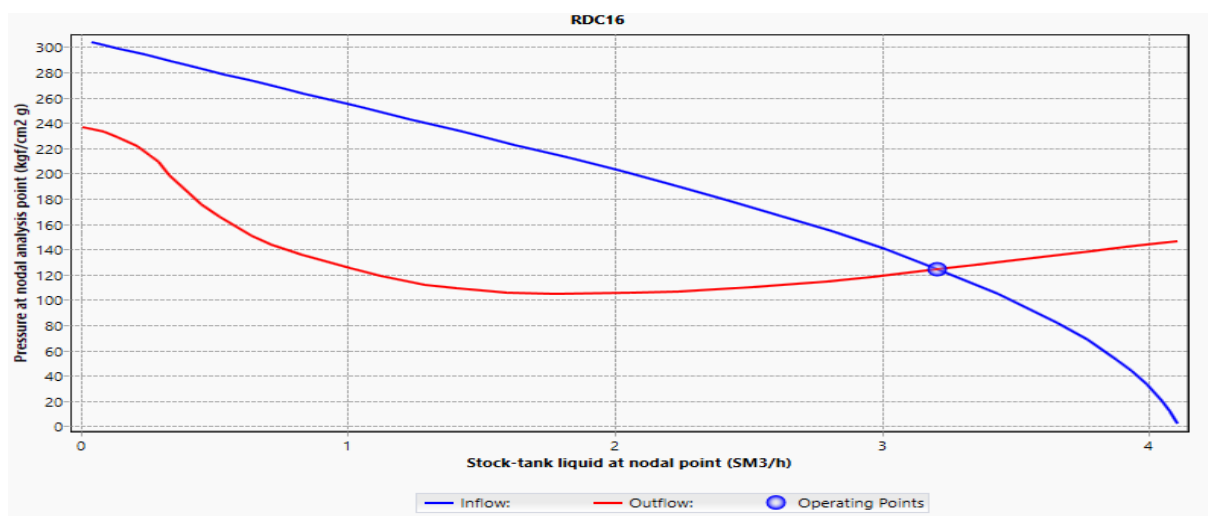


Figure 12 : Point opérationnel du puits RDC16 après actualisation

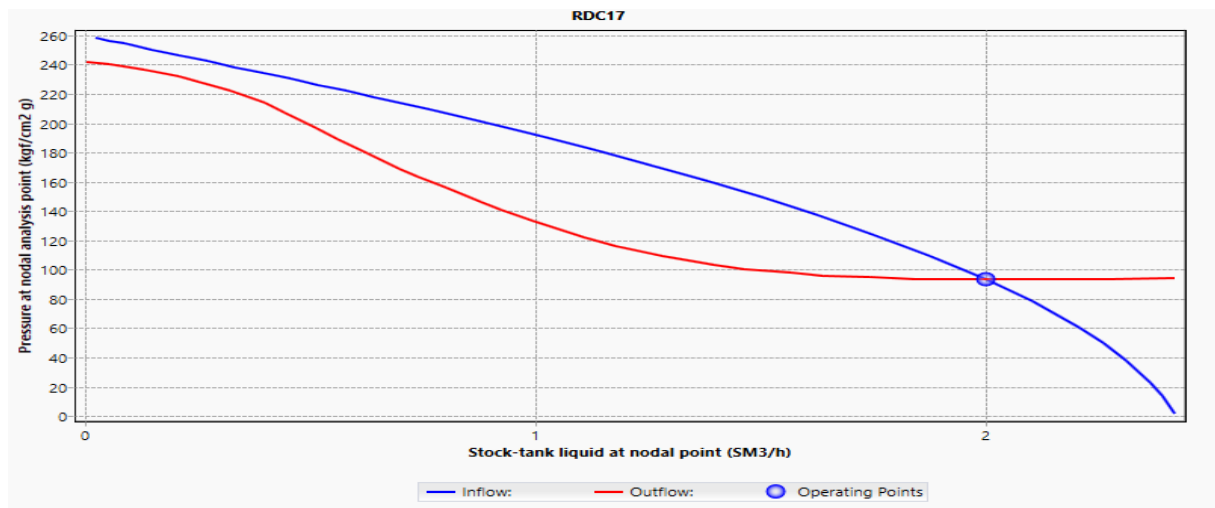


Figure 13 : Point opérationnel du puits RDC17 après actualisation

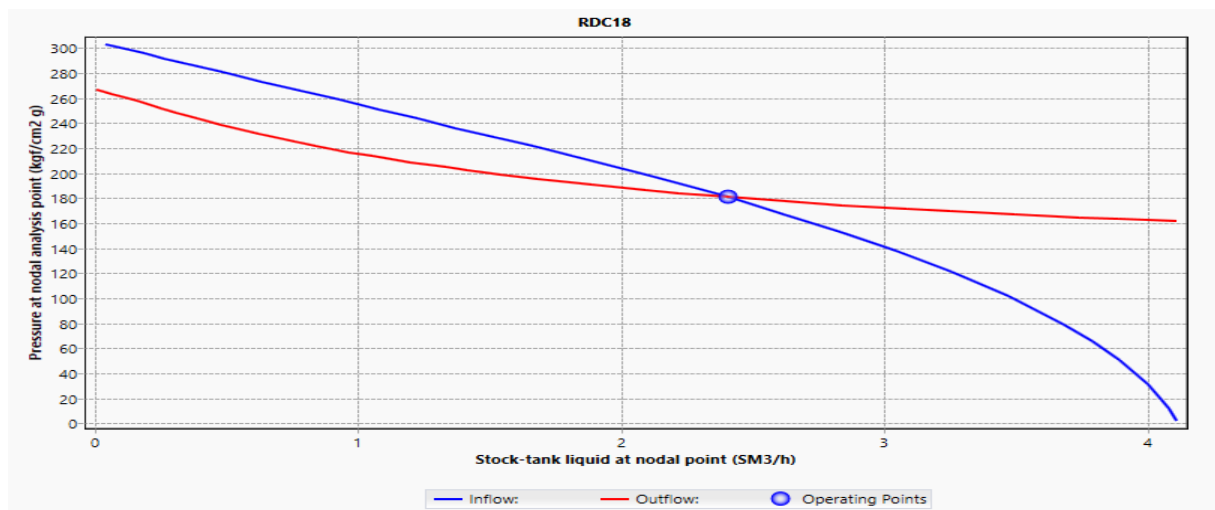


Figure 14 : Point opérationnel du puits RDC18 après actualisation

Annexes

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 avant 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

Tableau 2 : Paramètres des puits avant la mise en GL et le gain de chaque puits