

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



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et
Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme :

MASTER

Présenté par

MERZOUK Mohammed Bachir
HENKA Abdelkamel

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier, Production des Hydrocarbures

Thème

**MODÉLISATION ET OPTIMISATION DU SYSTÈME DE PRODUCTION
DU CHAMP PÉRIPHÉRIQUE HASSI EL GUETTAR DU GISEMENT DE
HASSI MESSAOUD**

Devant le jury composé :

MENAD NAIT Amar	Docteur	SH DLAB	Président
ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Examineur
SAIFI Redha	MCB	UMBB	Encadreur
ZIOUANI Sara	Docteur	SH IAP	Examineur

Résumé

Dans ce mémoire, notre objectif est d'optimiser la production du champ périphérique Hassi El Guettar dans le gisement de Hassi Messaoud. Les objectifs de notre étude comprennent les éléments suivants :

- Modéliser le système de production en utilisant le logiciel PIPESIM®.
- Effectuer la modélisation des puits en utilisant à la fois la méthode de décharge (CD-IP) et la méthode de récupération de pression classique (Build-up), et mettre en évidence les différences entre les deux approches.
- Étudier la sensibilité de la performance des puits à différents paramètres.
- Modéliser le réseau de champ HGA
- Optimiser le réseau de production existant et évaluer l'impact de l'utilisation du gas-lift.

المخلص

في هذا البحث، هدفنا هو تحسين إنتاج حقل Hassi El Guettar الطرفي في حقل Hassi Messaoud. تشمل أهدافنا الدراسة التالية:

- نمذجة نظام الإنتاج باستخدام برنامج PIPESIM®.
- إجراء نمذجة للآبار باستخدام كلٍ من طريقة التصريف (CD-IP) والطريقة التقليدية لاسترداد الضغط (Build-up)، وتبسيط الضوء على الاختلافات بين النهجين.
- دراسة حساسية أداء الآبار لمختلف الخصائص.
- إجراء نمذجة للشبكة السطحية للآبار
- تحسين شبكة الإنتاج الحالية وتقييم تأثير استخدام الرفع بالغاز.

Abstract

In this work, our aim is to optimize the production of the peripheral field Hassi El Guettar in the Hassi Messaoud reservoir. The objectives of our study include the following:

- Model the production system using the PIPESIM® software.
- Perform well modeling using both the discharge method (CD-IP) and the classical pressure buildup method (Build-up), and highlight the differences between the two approaches.
- Study the sensitivity of well performance to different parameters.
- Model the HGA field network.
- Optimize the existing production network and evaluate the impact of gas-lift utilization.

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 DJELDJIL Mohamed Amine et Mr BENMENZER Soufyan et Mrs SIHAM

Pour leurs aides et conseils.

Nous remercions chaleureusement notre promoteur Mr Redha SAIFI, Et tous les membres du jury Mr BENYOUNES et Mr ZERAIBI.

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 contribués 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 Gentilles

Dédicace

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

Je dédie ce travail, à tous ceux qui me sont chers,

A **mes chers parents** qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions, je ne saurais exprimer toute la reconnaissance que j'ai envers vous. Vous représentez pour moi l'exemple par excellence. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'Amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour vous. "QUE DIEU VOUS GARDE et fasse que vous soyez toujours fiers de moi" ;

A toute ma grande famille, mes chères **frères** et **sœurs**.

A mon cher binôme et mon frère **Henka Abdel Kamal**

A tous mes camarades de groupe **MAPH18**

A tous mes enseignants dans toutes mes années d'études

A mes frères et amis : **RAOUF, SAAD, NOUREDINE, OUSSAMA, REDA, FERHAT, MEHDI.**

BACHIR

Dédicace

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

Je dédie ce travail, à tous ceux qui me sont chers,

À **MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Vous représentez pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Que Dieu vous garde et vous protège.

A toutes ma grande famille, mes chères frères et sœurs, mes grands-parents, mes oncles et mes tantes.

A mon cher binôme et mon frère **Merzouk Bachir**

A tous mes camarades de groupe **MAPH18**

A tous mes amis chacun a son nom

A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.

ABDELKAMEL

Liste des figures :

Figure I.1. Carte de position du gisement de Hassi Guettar.....	4
Figure I.2. Localisation de la dorsale de Hassi Guettar (WEC2007).....	4
Figure I.3. Colonne stratigraphique de la structure de Hassi Guettar.....	7
Figure I.4. Carte de distributions des fractures.....	10
Figure I.5. Schéma structurale interprétatif montre l'effet des plus importantes phases tectoniques sur le Sahara Algérien.	13
Figure I.6. Liaison individuelle.....	17
Figure I.7. Liaison individuelle.....	17
Figure I.8. La liaison par collecteur	18
Figure I.9. Le schéma d'un manifold	19
Figure I.10. Description du réseau de collecte du champ HGA	21
Figure II.1. Ecoulements Diphasiques	25
Figure II.2. Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements biphasique	26
Figure II.3. Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements biphasique.....	27
Figure II.4. Différentes configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase	28
Figure II.5. Variation de la pression le long d'une conduite	28
Figure II.6. Liquide hold up	30
Figure II.7. Régimes d'écoulement à travers la duse	32
Figure II.8. Perte de charge possible dans un système de production.....	34
Figure II.9. Les différentes positions des nœuds.....	35
Figure II.10. Point de fonctionnement	37
Figure III.1. Principe du gaz lift.....	42
Figure III.2. Puits dans les conditions dynamique	42
Figure III.3. Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	44
Figure III.4. Activation par gaz lift continu	45
Figure III.5. Activation par gaz lift intermittent	46
Figure III.6. Equipements de surface	49
Figure III.7. Position des mandrins	49
Figure III.8. Les différents types des mandrins.....	50
Figure III.9. Complétion conventionnelle.....	52
Figure IV.1. Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits	66
Figure IV.2. Fiche technique puits HGA26.....	68
Figure IV.3. La conception du puits HGA26	69
Figure IV.4. Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données	70
Figure IV.5. Calibrated total RMS de chaque corrélation.....	70
Figure IV.6. Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGA26.....	71
Figure IV.7. Point opérationnel du puits HGA26.....	71
Figure IV.8. Cordonnées de point opérationnel du puits HGA26	72
Figure IV.9. Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.....	74

Figure IV.10. Insertion les données de puits HGA26	76
Figure IV.11. Le choix d'indice de productivité	76
Figure IV.12. Le choix de discharge coefficient	77
Figure IV.13. Graphe de IP en fonction de CD	77
Figure IV.14. Graphe de Ptête en fonction de CD	77
Figure IV.15. Insertion le IP calculée	79
Figure IV.16. Insertion le CD calculée	79
Figure IV.17. Sensibilité sur le GOR puits HGA26.....	82
Figure IV.18. Sensibilité sur le diamètre du duse puits HGA26	83
Figure IV.19. Sensibilité sur la pression de gisement du duse puits HGA26.....	84
Figure IV.20. Sensibilité sur la pression de tête du puits HGA26.....	85
Figure IV.21. L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.	88
Figure IV.22. Insertion les valeurs de pressions de réservoir.....	88
Figure IV.23. Courbe Inflow-Outflow en fonction de pressions de réservoirs	89
Figure IV.24. Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté	90
Figure IV.25. L'apport d'activation à la production pour le puits HGA26.....	92
Figure IV.26. L'organigramme de la procédure de modélisation du système de production	94
Figure IV.27. Structure de réseau HGASM1.....	98
Figure IV.28. Structure de réseau HGASM2.....	98
Figure IV.29. Structure de réseau HGASM3.....	99
Figure IV.30. Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM	99
Figure IV.31. Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM)	100
Figure IV.32. Modèle puits-réseau sur PIPESIM.....	103
Figure IV.33. Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map)	103

Liste de Tableaux :

Tableau II.1. Pourcentage de chaque terme de pertes de charge	29
Tableau III.1. Compositions du gaz	45
Tableau IV.1. Types de complétion utilisées dans les puits	61
Tableau IV.2. Types de tubing utilisés dans les puits.....	61
Tableau IV.3. Paramètre des PVT des effluents de puits	62
Tableau IV.4. Données des essais des puits	63
Tableau IV.5. Derniers jaugeages des puits	64
Tableau IV.6. Les données du fluide.....	67
Tableau IV.7. Les données de la complétion.....	67
Tableau IV.8. Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.....	72
Tableau IV.9. Les données du fluide.....	75
Tableau IV.10. Le débit de gaz injecté	75
Tableau IV.11. Valeur de Ptête et IP en fonction de CD	78
Tableau IV.12. Valeurs opérationnelles de HGA26	79
Tableau IV.13. Valeurs de derniers jaugeages de HGA26	79
Tableau IV.14. Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits	80
Tableau IV.15. Points de fonctionnements de puits HGA26	82
Tableau IV.16. Points de fonctionnements de puits HGA26	83
Tableau IV.17. Points de fonctionnements de puits HGA26	84
Tableau IV.18. Points de fonctionnements de puits HGA26	85
Tableau IV.19. Paramètres opérationnels du gaz lift injecté	87
Tableau IV.20. Valeurs de débit d'huile en fonction de pression de réservoir et débit de gaz injecté	90
Tableau IV.21. Les données de réseau de collecte	97
Tableau IV.22. Les données calculées avec PIPESIM.....	101
Tableau IV.23. Comparaison entre les données mesurées et calculées.	102
Tableau IV.24. les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.....	104
Tableau IV.25. les régimes d'écoulement à travers la duse.	105
Tableau IV.26. Les résultats d'exécution de modèle	106
Tableau IV.27. Les données de GOSP HGA	106
Tableau IV.28. Profondeur de CCE	107
Tableau IV.29. Les résultats d'exécution de modèle	108
Tableau IV.30. Les données de GOSP HGA	108
Tableau IV.31. Débits optimale de chaque puits	109
Tableau IV.32. Les résultats d'exécution de modèle	110
Tableau IV.33. Les données de GOSP HGA	110
Tableau 36. Recommandation pour le champs HGA.....	115

Liste des Abréviations :

API :	American Petroleum Institut.
BBO :	Beggs and Brill Original.
BBR :	Beggs and Brill Revised.
CINA :	Centre industriel Naili Abdelhalim.
CIS :	Centre industriel sud.
GOR :	Gas Oil Rapport ($\text{Sm}^3 / \text{Sm}^3$).
GPL :	Gaz de pétrole liquéfié.
HMD :	Hassi Messaoud.
HGA :	Hassi Guettara.
MFD :	Manifold.
WOR :	Water Oil Ratio.
AOFP :	Flow Rate Operating Point.
DST :	Drill Stem Test.
MD :	Mesured Depth.
FL :	Flowline.
PTG :	Pontage.
ID :	Inside Diameter.
OD :	Outside Diameter.
CCE :	Concentrique.
RMS :	Root Mean Squared.
HP :	Haute Pression.
PVT :	Pression, Volume, Température.
PIPESIM :	Pipeline Simulator.
IPR :	Inflow Performance Relationship.
VLP :	Vertical Lift Performance.
IP :	Indice de Productivité ($\text{Sm}^3 / (\text{j} \cdot \text{bar})$).
CD :	Discharge Coefficient
GL :	Gas Lift.
GLR :	Gas Liquid Ratio.
J :	Jonction.

Notions et symbols :

H :	Hauteur (m).
Rs :	GOR de solution.
Pp :	Pression de pipe (kgf/cm ² g).
Ppm :	Pression de pipe mesurée.
Ppc :	Pression de pipe calculée.
Pt :	Pression de tête (kgf/cm ² g).
Ptm :	Pression de tête mesurée.
Pm :	Pression de manifold (kgf/cm ² g).
Pfd :	Pression de fond dynamique (kgf/cm ² g).
Pr :	Pression de réservoir (kgf/cm ² g).
Pg :	Pression de gisement (kgf/cm ² g).
Pb :	Pression de bulle (kgf/cm ² g).
Psep :	Pression de séparation (kgf/cm ² g).
Q :	Débit (m ³ /h).
Qh :	Débit d'huile(sm ³ /h).
Qg :	Débit de gaz (sm ³ /h).
Qeau :	Débit d'eau (sm ³ /h).
Qc :	Débit calculé (sm ³ /h).
Qo :	Débit d'huile (sm ³ /h).
Qm :	Débit mesuré (sm ³ /h).
ΔP :	Perte de charge (bar).
T huile :	Température d'huile (°C)

Table des matières

Résumé.....	I
Remerciement.....	II
Dédicace	III
Dédicace	IV
Liste des figures :	V
Liste de Tableaux :	VII
Liste des Abréviations :	VIII
Notions et symboles :	IX
Introduction générale	1
I. Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HGA) et le Réseau de collecte.....	3
I.1. Généralités sur les champs (HMD, HGA).....	3
I.1.1. Situation géographique et géologique de champ de Hassi Messaoud	3
I.1.2. Cadre local de la structure de Hassi Guettar.....	3
I.1.3. Historique sur la recherche dans la région.....	5
I.1.4. Aspect stratigraphique	5
I.1.5. LE MESOZOÏQUE.....	8
I.1.6. LE CENOZOÏQUE	10
I.1.7. Aspect structural	10
I.1.8. Evolution géodynamique	11
I.1.9. Aspect pétrolier	14
I.2. Généralités sur réseau de collecte	16
I.2.1. Introduction.....	16
I.2.2. Classification des conduites	16
I.2.3. Plans de réseau de collecte	16
I.2.4. Description de réseau de collecte de Hassi-Messaoud	19
I.2.5. Description du réseau de collecte du champ HGA.....	21
II. Chapitre II : Ecoulements multiphasiques et Analyse Nodale	23
II.1. Ecoulements multiphasiques	23
II.1.1. Introduction.....	23
II.1.2. Définition.....	23
II.1.3. Régimes et types d'écoulements	24
II.1.4. Variation de la pression le long d'une conduite	28
II.1.5. Liquid hold-up	30

II.1.6.	Régimes d'écoulement à travers la duse	30
	32
II.2.	Analyse Nodale.....	33
II.2.1.	Introduction.....	33
II.2.2.	Concept de l'analyse nodale	34
II.2.3.	Procédure d'application de l'analyse nodale	35
II.2.4.	Objectifs de l'analyse nodale.....	37
II.2.5.	Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile	37
II.2.6.	Conclusion	39
III.	Chapitre III : GAZ LIFT	41
III.1.	Introduction.....	41
III.2.	Définition et principe de Gas lift	41
III.3.	Utilisation ou application du Gas-lift.....	44
III.4.	Compositions du gaz injecté	44
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.....	47
III.6.	L'équipement de Gas-lift :	47
III.6.1.	Les équipements de surface.....	47
III.6.2.	Les équipements de fond	49
III.6.3.	Autres équipements spécifiques.....	51
III.7.	Les principaux paramètres de Gas-lift	51
III.7.1.	Pression en tête de puits (Well Head pressure).....	51
III.7.2.	Pression du gaz injecté.....	51
III.7.3.	Profondeur de l'injection du gaz	51
III.7.4.	IP important et effet de skin (High PI and Skin effet).....	52
III.8.	Existence De Gaz-Lift A HMD	52
III.9.	Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud	52
III.9.1.	Type d'injection conventionnelle.....	52
III.9.2.	Type d'injection non conventionnelle.....	53
III.10.	Problèmes liés au Gas- lift.....	53
III.11.	Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift	54
III.11.1.	Caractéristiques.....	54
III.11.2.	Avantages	55

III.11.3.	Inconvénients	55
IV.	Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HGA.....	57
IV.1.	Problématique.....	57
IV.2.	Introduction.....	57
IV.3.	Description du logiciel PIPESIM.....	58
IV.3.1.	Application du logiciel PIPESIM.....	58
IV.3.2.	Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM	59
IV.3.3.	Les modèles de PIPESIM.....	59
IV.4.	Modélisation des puits	60
IV.4.1.	Introduction.....	60
IV.4.2.	Collecte des données	61
IV.5.	Modélisation d'un puits par la méthode de build-up	64
IV.5.1.	L'organigramme de la procédure de la modélisation	64
IV.5.2.	Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical	67
IV.5.3.	Etude de cas	67
IV.6.	Modélisation d'un puits par la méthode de coefficient de décharge et indice de productivité.....	72
IV.6.1.	Introduction.....	72
IV.6.2.	L'organigramme de la procédure de la modélisation	73
IV.6.3.	Etude de cas	75
IV.7.	Comparaison entre la méthode classique et la méthode de CD et IP	80
IV.7.1.	Méthode de build-up	80
IV.7.2.	Méthode du coefficient de discharge et de l'indice de productivité.....	80
IV.8.	Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	81
IV.8.1.	Sensibilité sur le GOR	82
IV.8.2.	Sensibilité sur le diamètre du duse	83
IV.8.3.	Sensibilité sur la pression de gisement	84
IV.8.4.	Sensibilité sur la pression de tête	85
IV.8.5.	Conclusion	85
IV.9.	Optimisation de modèle puits.....	87
IV.9.1.	Paramètres opérationnels du gaz lift injecté	87
IV.9.2.	Procédure d'optimisation.....	87
IV.10.	Modélisation et optimisation de réseau de collecte.....	93
IV.10.1.	Introduction.....	93
IV.10.2.	Construction du modèle représentative puits-réseau	93

IV.10.3.	Construction du modèle de réseau	95
IV.10.4.	Structure de réseau	97
IV.10.5.	Comparaison entre les données mesurées et calculée.....	102
IV.10.6.	Construction du modèle représentatif puits-réseau.....	102
IV.11.	Optimisation de réseau de collecte.....	105
IV.11.1.	Introduction.....	105
IV.11.2.	L'état actuel du champ Hassi Guettara « HGA » (état de base).....	106
IV.11.3.	Optimisation réseau de GOSP HGA.....	107
	Conclusion	113
	Recommandation	113
	Références Bibliographique	116
	Les annexes	118

Introduction générale

L'énergie occupe une place importante dans le monde. Depuis sa nationalisation en février 1971, l'Algérie a mis un accent important sur ce secteur, en particulier les hydrocarbures.

L'objectif de chaque pays producteur est d'œuvrer à la récupération maximale des réserves existantes et à la continuité de la production, ce qui passe soit par la recherche de nouveaux gisements qui deviennent de plus en plus difficiles et coûteux, soit par l'optimisation de la récupération des gisements déjà découverts.

La production de pétrole est une activité clé de l'industrie énergétique mondiale, avec une demande croissante en constante évolution. Dans ce contexte, la modélisation et l'optimisation des champs pétroliers sont devenues des outils essentiels pour améliorer la rentabilité des projets de production de pétrole.

L'un des systèmes de levage artificiel les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière est le Gas Lift. Il consiste à injecter du gaz comprimé dans le puits de pétrole pour réduire la densité du fluide de production et faciliter sa remontée. L'optimisation de ce système permet d'améliorer la productivité du champ pétrolier et de réduire les coûts d'exploitation.

Les chapitres suivants décrivent les étapes que nous avons suivies pour atteindre l'objectif mentionné dans ce travail.

- Le premier chapitre donne des présentations de champ Hassi Messaoud et de Hassi El Guetter (HGA), Et généralités sur les réseaux collectes et une description sur réseau collecte de Hassi Messaoud.
- Le deuxième chapitre présente types des écoulements multiphasiques et la différence entre les régimes. Et définit l'analyse nodal leur objectif, principe de fonctionnement, IPR et VLP.
- Le troisième chapitre explique l'activation des puits par gaz lift leur principe, types, ces applications, les Paramètres et les problèmes liée au gaz lift.
- Le quatrième chapitre couvre à la fois la modélisation et l'optimisation des puits, y compris l'optimisation du gaz-lift, ainsi que la modélisation et l'optimisation du champ HGA.

Pour conclure, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations, qui mettent en évidence l'intérêt de notre travail de recherche

Chapitre I

Généralités sur les
champs (HMD, HGA) et
le Réseau de collecte

I. Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HGA) et le Réseau de collecte

I.1. Généralités sur les champs (HMD, HGA)

I.1.1. Situation géographique et géologique de champ de Hassi Messaoud

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne (**Fig.1**) ; entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 4200 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléo tectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures la structure de **Hassi Guettar** située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud.[1]

I.1.2. Cadre local de la structure de Hassi Guettar

I.1.2.1. Situation géographique de la région d'étude

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.

I.1.2.2. Situation géologique de la région d'étude

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-est. Elle est répartie sur trois zones hautes :
- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est.

Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (horsts et grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens.

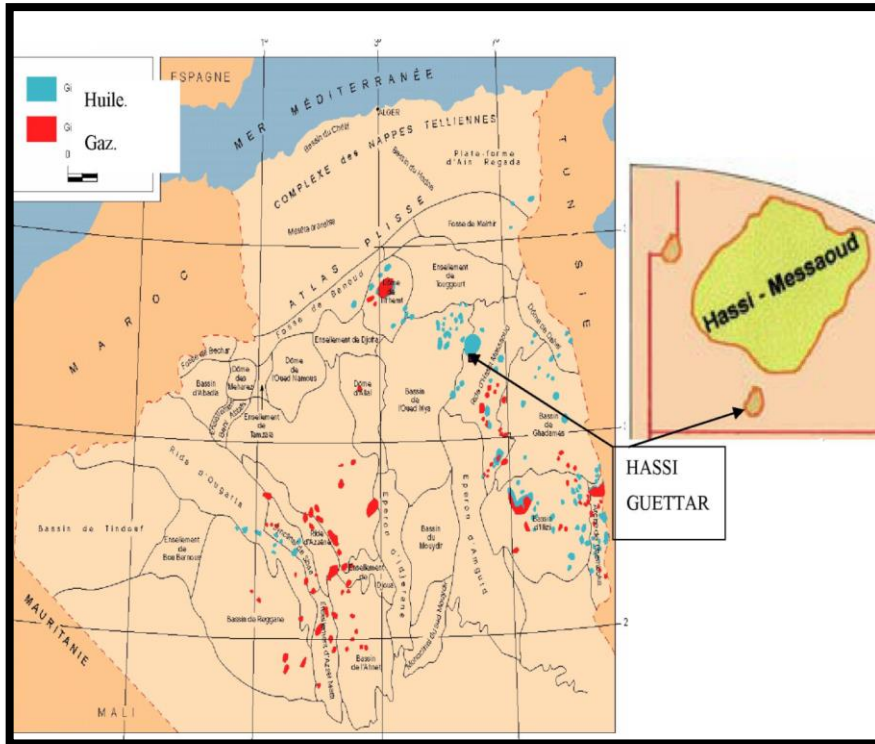


Figure I.1. Carte de position du gisement de Hassi Guettar

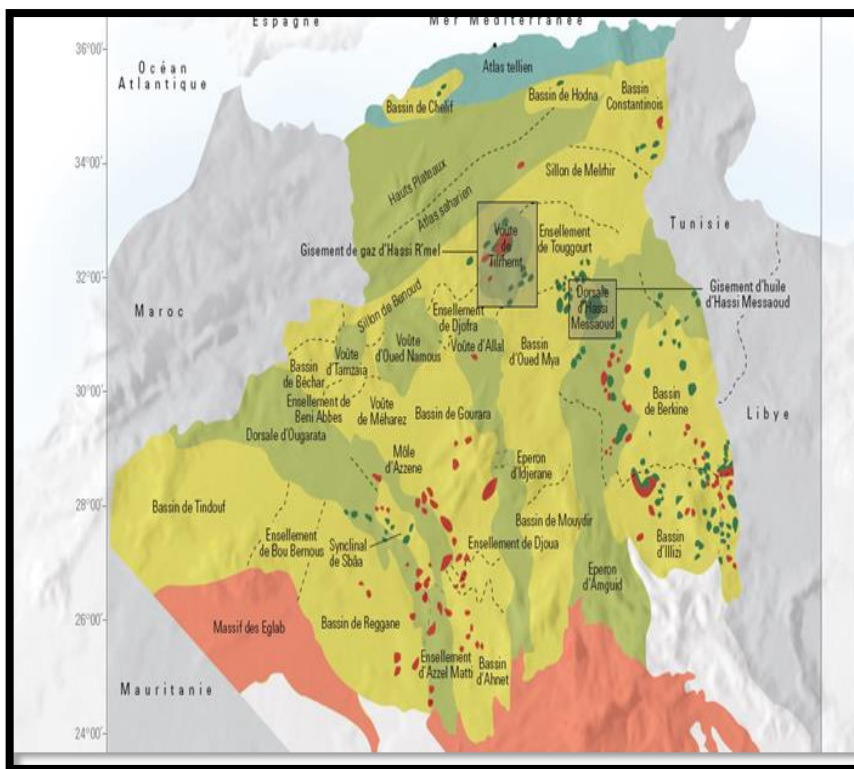


Figure I.2. Localisation de la dorsale de Hassi Guettar (WEC2007).

I.1.3. Historique sur la recherche dans la région

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage du puits MD-1 suite à une campagne sismique ayant mis en évidence un dôme anticlinal. Depuis, plus de 1300 sondages ont été réalisés. Des puits aquifères tel qu'OL-1, SG-1, BST-1 et ONJ-76 ont été forés à la périphérie du champ de Hassi Messaoud. Ils ont permis la délimitation du plan huile/eau régional.

Les interprétations sismiques réalisées par la société nationale SONATRACH/Division Exploration et par MC. CONRAD et ses associés, ont montré l'existence de zones hautes en dehors de ce « plan ». Ces interprétations n'ont pas permis l'évaluation de la hauteur de ces zones par rapport au plan huile/eau de Hassi Messaoud.

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Sous la discordance hercynienne quatre unités d'âge Cambro-ordovicien, qui sont mise en évidence :

- Les quartzites HAMRA a huile à -3108m et les grés d'el atchane.
- Une section dominante argileuse (argile d'el gassi) à -3178m.
- Le Ri à huile à -3337m.
- Le Ra aquifère à -3380m.
- Le contact huile –eau a été trouvé à -3380m.

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages : En 1998 (HGA-4) ; puis en 2000 (HGA-5), viennent ensuite en 2002 les sondages (HGA-6, HGA-7, HGA-8 et HGA-9) ; en 2003 le forage de (HGA-10, HGA-11, HG-12 et HGA-13,) ; puis en 2004 le forage de HGA-14 et HGA-15, HGA-16, HGA-17, HGA-18, HGA-19, HGA-20, HGA-21, HGA-22, HGA-23, HG-A24 et HGA-25 en 2006.

I.1.4. Aspect stratigraphique

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuée d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente ainsi (**Fig.3**).[2]

I.1.4.1. LE SOCLE

Il est représenté par des granites porphyroïdes roses :

I.1.4.1.1. L'INFRACAMBRIEN

Correspond à des grès argileux rouges mis en évidence au Nord de la région sur une épaisseur de 45 m.

I.1.4.2. Le PALEOZOÏQUE

Ses dépôts s'étalent en discordance majeure sur un soubassement précambrien, il comprend :

I.1.4.3. Le Cambrien

Sa subdivision en cinq zones obéit à des critères granulométriques tels que la taille des grains diminuant vers le haut et le pourcentage des argiles évoluant dans le sens inverse.

De bas en haut, le Cambrien comprend :

I.1.4.3.1. Les unités R₃ et R₂

Constituées de grès micro conglomératiques, quartzitiques et argileux, à ciment illitique ; ces deux unités ne présentent aucun intérêt pétrolier.

La zone R₃ est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique. Où l'argile est de type illitique.

La zone R₂ de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

I.1.4.3.2. L'unité R_a

Elle est représentée par des grès anisométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc ; avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites.

I.1.4.3.3. L'unité R_i

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

I.1.4.3.4. La zone des alternances

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep. (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NR0G	MIO PLIOCENE		215	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		121	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACÉ	SENONIEN	CARBONATE		96	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		202	Anhydrite, marnes, dolomie
			SALIFERE		134	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN		116	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		179	Anhydrite, marnes, dolomie, calcaire et argiles	
		ALBIEN		341	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		247	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		208	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
		JURASSIQUE	DOGGER	MALM		218
	ARGILEUX				239	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
	LAGUNAIRE				79	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
	LIAS		LD1		61	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		95	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises
			LHb		27	Calcaire argileux avec passée d'argile dolomitique et anhydrite
			LS 1		244	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			LS 2		57	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
	LS 3		212	Sel massif avec traces d'argiles		
LS-Argileux		85	Argiles silteuse localement salifère et anhydrite.			
TRIAS	ERUPTIF		39	Roches éruptive à minéraux vert avec passées d'argile silteuse.		
	SERIE INFERIEUR D.H		19	Argile silteuse à silico-sableuse avec passées des grès		
P.Z PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzite de Hamra		23	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		GRES D'EL ATCHANE		29	Grès fins feldspathiques et glauconie	
		ARGILES D'EL GASSI		107	Argile verte ou noire à graptolithes	
	CAMBRIEN	Z-Alt		23	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
		R Isométriques		50	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées	
		R2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
R3	Pan.af		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux		
P.Z	Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges		
	SOCLE			Granite porphyroïde rose		

Figure I.3. Colonne stratigraphique de la structure de Hassi Guettar

I.1.4.4. L'Ordovicien

Il est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès ont été rencontrés dans le périmètre étudié. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

I.1.4.4.1. Les argiles d'El Gassi

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

I.1.4.4.2. Les grès d'El Atchane

Ils sont représentés par des grès de 30 m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie ; ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

I.1.4.4.3. Les quartzites de Hamra

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

I.1.5. LE MESOZOÏQUE

Il repose sur les formations primaires et représenté par ses trois systèmes géologiques :

I.1.5.1. Le Trias

Il repose en discordance sur les terrains paléozoïques, il est subdivisé dans la zone d'étude en deux termes :

- La série inférieure.
- Le Trias éruptif.

I.1.5.1.1. La série inférieure

Constituée essentiellement par une argile silteuse à silto-sableuse avec des passées de grès à siltstone argileux.

I.1.5.1.2. Le Trias éruptif

Ce sont des roches éruptives gris brun, vertes, parfois violacées riches en minéraux verts avec des passées d'argile brune, indurée, silteuse.

I.1.5.2. Le Jurassique

Les sédiments du Jurassique sont largement représentés dans la région de Hassi Guettar, ce sont des dépôts lagunaires et marins, confirmés par la présence du calcaire qui forme l'horizon « B ». Il est représenté par

I.1.5.2.1. Le Lias

C'est essentiellement une anhydrite blanche à passées d'argile grise à gris vert, parfois brune, dolomitique et de dolomie microcristalline beige et dure. Il comprend :

- *L'horizon « B » : LHb*
- *Le Lias salifère « LS2 »*
- *Le Lias dolomitique « LD2 »*
- *Le Lias salifère « LS1 »*
- *Le Lias dolomitique « LD1 »*

I.1.5.2.2. Le Dogger

Il est subdivisé essentiellement en deux séries :

-Le Dogger lagunaire

C'est une succession de niveaux d'anhydrite de couleur blanche pulvérulente et de dolomie grise parfois blanche, microcristalline et moyennement dure.

- Le Dogger argileux

Formé essentiellement par des argiles bariolées, tendres, silteuses, en alternance avec quelques niveaux gréseux gris blanc et quelques rares passées dolomitiques.

I.1.5.2.3. Le Malm

C'est une intercalation d'argile brune, silteuse, avec des niveaux de grès fins, gris à blanc à ciment argileux et quelques rares bancs de dolomie microcristalline. Localement glauconieux, intercalés de rares passées de dolomie microcristalline.

I.1.5.2.4. Le Barrémien

Il est formé par une alternance de grès fin à moyen, parfois grossier, bien classé, friable et d'argiles vertes et brunes, ainsi que des niveaux de dolomie microcristalline.

I.1.5.2.5. L'Aptien

C'est un niveau bien individualisé, formé par une barre dolomitique microcristalline de couleur blanche à beige avec des passées de marne gris verdâtre indurée.

I.1.5.2.6. L'Albien

Il est constitué de grès fins à moyens rarement grossiers, friables, parfois argileux avec des passées de dolomie brunâtre microcristalline dure.

I.1.5.2.7. Le Cénomani

Il est formé par des bancs d'anhydrite blanche, pulvérulente cristalline en alternance avec des niveaux de dolomie beige à grise et de quelques passées d'argile gris verdâtre.

I.1.5.2.8. Le Turonien

Il est représenté par des calcaires blancs, crayeux, localement dolomitiques et quelques passées d'argile brune plastique à la base.

I.1.5.2.9. Le Sénonien

Il est fortement développé dans la région de Hassi Guettar et, se subdivise en trois parties :

- Le Sénonien salifère

Il est formé de bancs de sel massif translucide, microcristallin, intercalés de bancs d'anhydrite et de quelques joints d'argile moyennement dure.

- Le Sénonien lagunaire

Il est constitué par des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline ; intercalés de bancs de dolomie et de lits d'argile légèrement silteuse, indurée.

- Le Sénonien carbonaté

Il est formé par des niveaux de dolomie claire, cristalline, parfois vacuolaire, passant par endroits à des calcaires dolomitiques gris blancs argileux.

I.1.6. LE CENOZOÏQUE

I.1.6.1. L'Eocène

C'est une formation carbonatée représentée par des calcaires dolomitiques cryptos cristallins avec des nodules de silex. [2]

I.1.6.2. Le Mio pliocène

Essentiellement constitué par des sables jaunâtres moyens à grossiers, silico- carbonatés, intercalés de lits d'argile gris vert et de calcaire dolomitique microcristallin tendre à induré.

I.1.7. Aspect structural

Au niveau de la structure de Hassi Guettar nous avons enregistré des déformations cassantes, localisées dans une bande orientée Est-Ouest qui comportent les puits (HGA-11, HGA-4, HGA-7, HGA-21 et HGA-17), cependant on retrouve des failles de moindre extension au Nord et au Sud de cette bande.

Notons encore 3 failles d'orientation NE-SW à N-S dans la partie sud de la zone d'étude.

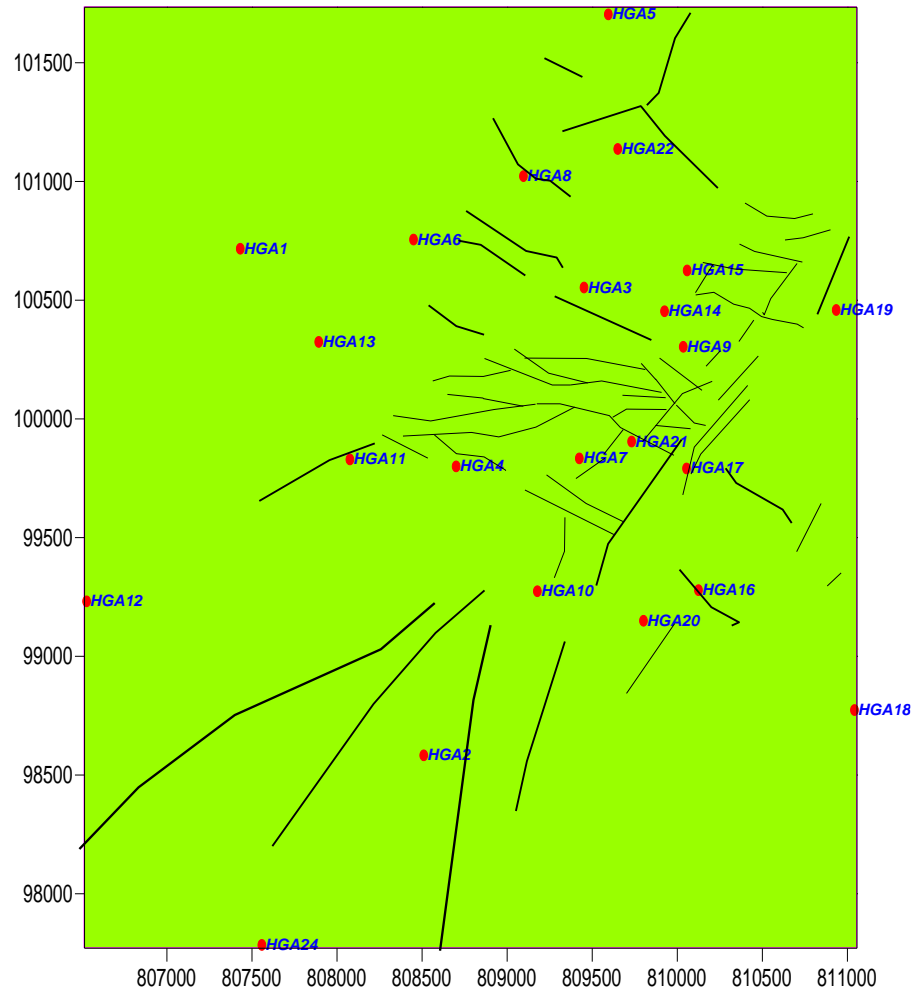


Figure I.4. Carte de distributions des fractures

I.1.8. Evolution géodynamique

Les mêmes phases tectoniques ont agi sur Hassi Messaoud et Hassi Guettar [2]

I.1.8.1. LA PHASE PANAFRICAINNE : (~ 650 MA)

Au cours de cette phase, une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc Est africain plus plastique, a donné naissance à une tectonique cassante, suivie d'une érosion intense allant jusqu'au Cambrien. Cette érosion a affecté les reliefs et les structures résultants de ces mouvements compressifs.

La pédiplaine infra-tassilienne a pris naissance marquant ainsi la fin de la déformation du socle et le début de la cratonisation du Sahara. La planéité de la pédiplaine Ifra-tassilienne et son léger plongement vers le Nord sont bien exprimés par une parfaite régularité de directions de transport mesurées dans les formations sous-jacentes.

I.1.8.2. LA DISTENSION CAMBRO-ORDOVICIENNE

Les séries Cambro-Ordoviciennes présentent des caractères d'instabilité tectoniques matérialisées par des variations d'épaisseur et la présence de passées et coulées volcaniques intercalées dans les grès du Cambrien et les argiles d'El Gassi (A. BOUDJEMAA 1987).

Cette distension serait à l'origine de l'étirement de la croûte continentale, accompagné de subsidence tectonique et, plus tard, thermique.

I.1.8.3. LA PHASE CARADOC (Phase de compression tectonique)

C'est une phase de compression traduite par la formation de plis d'axe Nord- Sud et par le soulèvement du bouclier Réguibat (Eglab) et Targui (Hoggar), suivi d'une érosion pouvant atteindre le socle.

I.1.8.4. LA PHASE DE COMPRESSION CALEDONIENNE (~400 MA)

Cette phase tectonique a eu lieu entre la fin du Silurien et le début du Dévonien. Elle est accompagnée par un soulèvement général avec exondation d'une grande partie du Hoggar et de ses parties méridionales.

Elle est marquée aussi par l'absence de sédiments dévoniens et caractérise toute la surface de l'axe structural d'El Biod.

I.1.8.5. LA PHASE HERCYNIENNE (~225 à 250 MA)

D'après A. BOUDJEMAA les mouvements Hercyniens se subdivisent en deux phases majeures.

I.1.8.5.1. Les mouvements hercyniens précoces

Ces mouvements se résument en une phase tectonique compressive dite phase 040° « Viséenne » (A. BOUDJEMAA 1987).

Cette phase tectonique a causé l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés NW-SE parmi lesquelles : Zarzaitine- Ifefane, Dôme à Collénias, etc...

Les mesures de stries effectuées sur le terrain dans les grès du Khenig (Dévonien supérieur) indiquent une direction de serrage N040 compatible avec la formation des structures précédentes. (M. BOUDJEMAA 1987).

Cette direction N040 a été aussi retrouvée par J.L. BLES (1969) dans les calcaires à

Orthocéras du Dévonien inférieur (Muraille de Chine), de la chaîne d'Ougarta Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne. (M. BOUDJEMAA).

I.1.8.5.2. Les mouvements hercyniens majeurs

Le schéma structural actuel de la région est le résultat des contraintes compressives hercyniennes de direction Nord 120°. Des contraintes compressives de direction Est 120°, perpendiculaires aux accidents majeurs, sont responsables des bombements NE-SW et des jeux de failles de même direction dont résultent les horsts et les grabens.

Ces contraintes sont suivies d'une phase de relaxation qui a mis en place les grabens triasiques.

I.1.8.6. LA PHASE AUTRICHIENNE (~110MA)

Les premiers mouvements de cette phase marquent des phénomènes d'inversions tectoniques détectées au Lias avec un maximum à l'Aptien.

D'après D. MASSA, M. RUHLAND et J. THOUVENIN (1972), cette phase est sub-synchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud.

I.1.8.7. LA PHASE ATLASIQUE (EOCENE)

C'est une phase compressive de direction N.NE - S. SW, d'âge fini Eocène début Miocène. Elle se traduit par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune du Miocène.

Postérieure à la formation des hydrocarbures, cette phase a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs, favorisant ainsi la création de fractures colmatées qui ont permis la détérioration des caractéristiques pétro physiques du réservoir.









ERE		EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N .160	 N .160	jeu en compression des accidents n.160, et création des nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE ALPINE PRECOCE	 N.090	jeu en inverse sur les accidents N.090
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N.120	jeu en inverse sur les failles NE-SW
	CARBONIFE	VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N.040	jeu en inverse sur les failles NW-SE
	DEVONI	SUPERIEUR	PHASE FRASIEN	 NW-SE	Jeu en faille normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) volcanisme.
		MOYEN			
	SILURIEN		PHASE CALEDONIENNE	 EW ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les moles subméridien) tihamboka.
	ordovicien				
	COMBRIEN		PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 EW	tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (caractérisation de Sahara centrale).

Figure I.5. Schéma structurale interprétatif montre l'effet des plus importantes phases tectoniques sur le Sahara Algérien.

I.1.9. Aspect pétrolier

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. D'après (LEBLAB.S – 1998) (DAOUD. A – 1996). [2]

I.1.9.1. Les roches réservoirs

I.1.9.1.1. Le Cambrien

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités R_j , R_a et la zone des alternances :

I.1.9.1.1.1 L'unité R_a

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétro physiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

I.1.9.1.1.2 L'unité R_i

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles

Caractères pétro physiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

I.1.9.1.1.3 La zone des alternances

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

I.1.9.1.2. L'Ordovicien

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

I.1.9.2. Les roches couvertures

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité cambrienne, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

I.1.9.3. Les roches mères

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine (la présence de Tasmanacés).

Actuellement, on peut dire qu'après la migration des hydrocarbures générés au

Paléozoïque, il y eu une deuxième phase de génération plus importante a cessé à la fin de Crétacé suite à la diminution de subsidence.

L'absence de Silurien au niveau de la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne, Or il est préservé au nord de Hassi Messaoud, à l'ouest dans le bassin d'Oued Mya, au sud-ouest au bassin de Moydir, et à l'est bassin de Ghadamès.

I.1.9.4. Migration des hydrocarbures

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Moydir et Berkine. (DAOUD. A – 1996).

La migration primaire et l'alimentation des gisements s'est effectuée au sein de Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont on) « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

I.1.9.5. Types de pièges

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).

I.2. Généralités sur réseau de collecte

I.2.1. Introduction

Le réseau de collecte est constitué d'un ensemble de conduites et d'accessoires qui permettent de transporter l'effluent brut recueilli en surface vers les centres de traitement. Les conduites sont munies de divers accessoires tels que des vannes, des raccords et des pompes pour faciliter le transport de l'effluent.

L'effluent transporté par les lignes de collecte est souvent polyphasique, ce qui signifie qu'il est composé de plusieurs phases (liquide, gaz, solides) et que les lois d'écoulement sont complexes. Cela entraîne des pertes de charge importantes dans les conduites, c'est-à-dire une diminution de la pression qui s'oppose au débit de l'effluent.

Pour calculer ces pertes de charge, différentes méthodes peuvent être utilisées. Parmi ces méthodes, on peut citer la méthode de Darcy-Weisbach, la méthode de Hazen-Williams, la méthode de Manning, etc. Chacune de ces méthodes utilise des algorithmes différents pour estimer les pertes de charge dans les conduites. Ces calculs sont importants pour s'assurer que le réseau de collecte est efficace et peut transporter l'effluent vers les centres de traitement de manière optimale. [3]

I.2.2. Classification des conduites

Elles peuvent être classées comme suite :

I.2.2.1. Selon leur destination

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

I.2.2.2. Selon leur pression de service

- À basse pression : 0-6 bars.
- À pression moyenne : 6-16 bars.
- À haute pression : > 16 bars.

I.2.2.3. Selon le caractère du mouvement hydraulique

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

I.2.3. Plans de réseau de collecte

On distingue les réseaux de collecte suivants : [4]

I.2.3.1. Liaisons individuelles

Chaque puits est connecté individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement.

Cette méthode présente plusieurs avantages techniques significatifs, notamment :

- Une identification rapide des puits en service et hors service depuis le centre lui-même.
- Une vérification aisée de la performance effective des puits en service par une simple observation des pressions et des températures à l'entrée.

- La capacité de passer rapidement à des essais avec la possibilité de modifier le régime en intervenant au niveau du manifold.
- La commodité de l'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement distincte.
- La possibilité de réaliser progressivement le réseau de collecte en fonction du développement des champs et des résultats obtenus.

Cependant, cette disposition peut devenir très coûteuse si la surface du champ est grande ou si le nombre de puits est élevé, car elle nécessite des longueurs de conduites importantes.

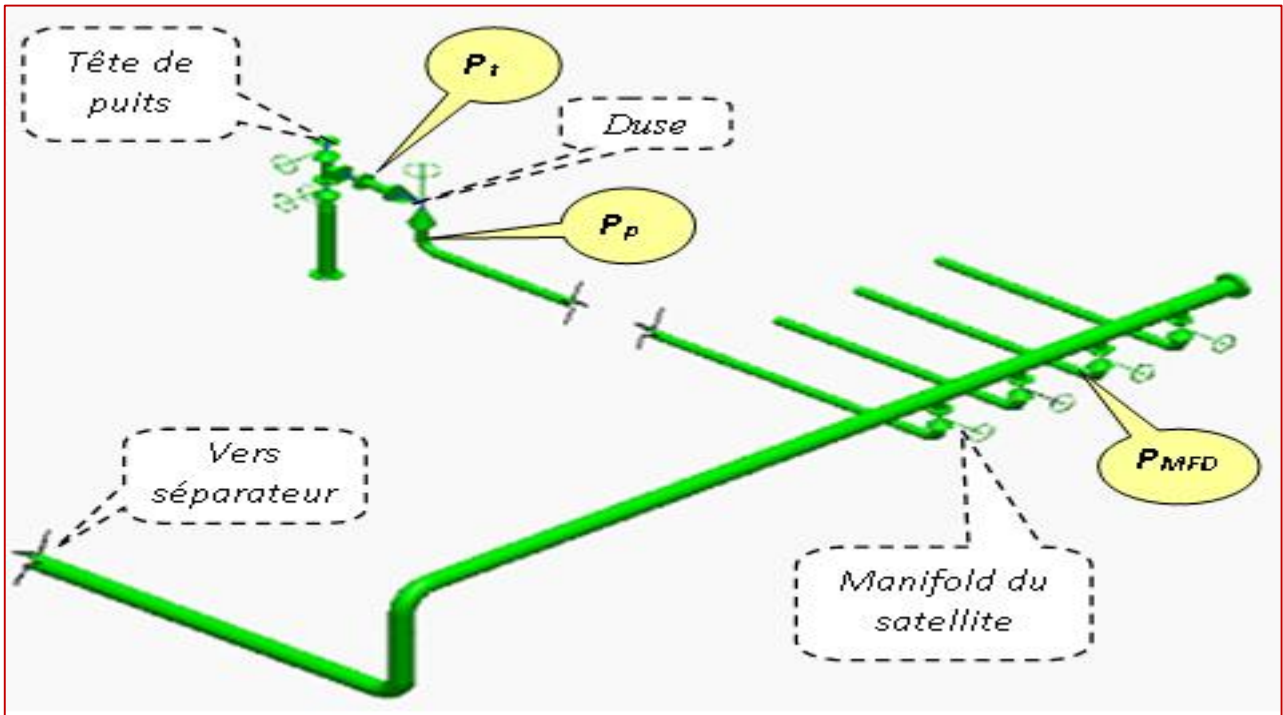


Figure I.7. Liaison individuelle

I.2.3.2. Liaison par collecteur

Un collecteur de grande capacité est utilisé pour transporter l'effluent brut des différents puits vers le centre de traitement. Le (ou les) point de regroupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de manière à minimiser la longueur des lignes individuelles.

Un ensemble de vannes est installé au point de regroupement pour isoler la production de chaque puits. Ces points de regroupement sont appelés "manifold". Dans la plupart des cas, une ligne de test est ajoutée pour doubler le collecteur.

Ce système de liaison présente un avantage incontestable sur les champs de grande étendue comportant de nombreux puits et un centre de traitement éloigné. Cependant, l'inconvénient principal est que la production entière peut être contaminée par celle d'un seul puits.

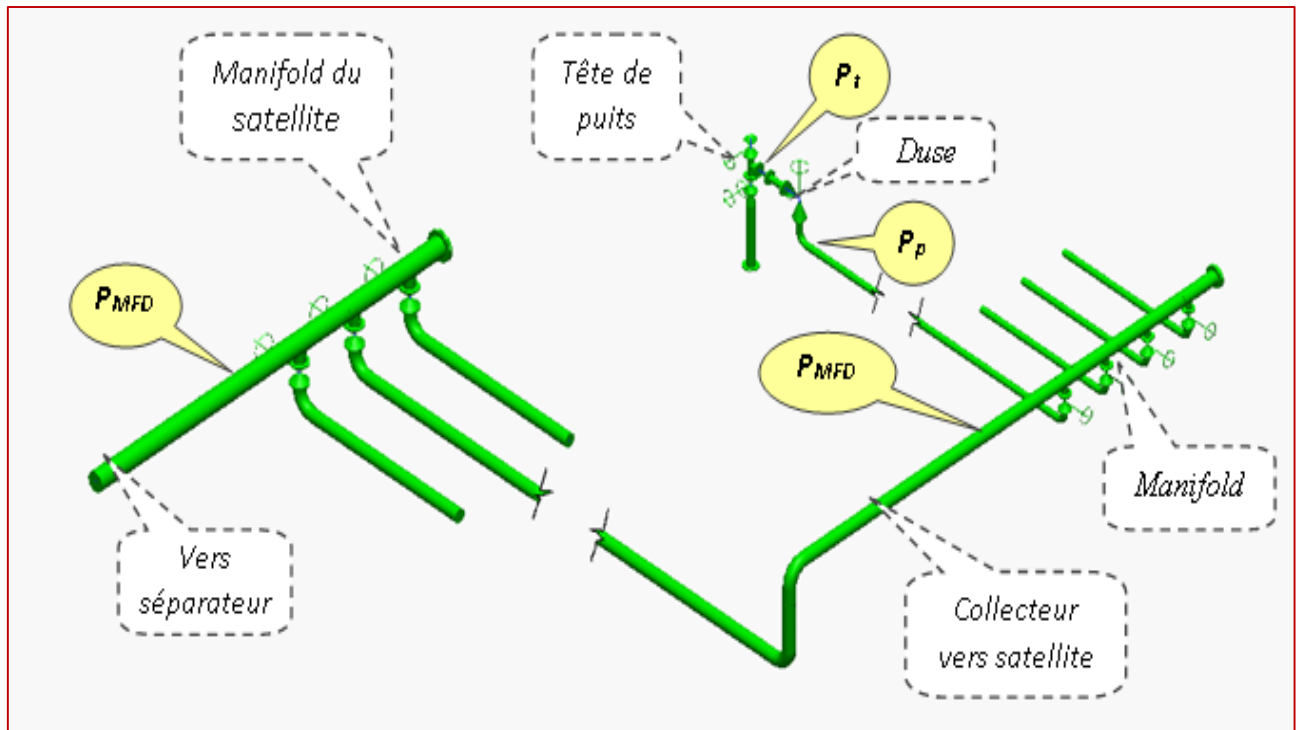


Figure I.8. La liaison par collecteur

Le principal désavantage est que la production totale peut être contaminée par un émetteur d'eau. De plus, avant chaque nouvel essai, il est nécessaire de purger l'huile de la conduite de test, ce qui peut entraîner des pertes de temps importantes lorsque le nombre de puits est élevé et que le programme de contrôle est chargé. En outre, la surveillance et la gestion de l'exploitation impliquent des déplacements fréquents du personnel entre les manifolds et le centre de traitement, ce qui entraîne une augmentation des coûts d'exploitation. Ces facteurs expliquent pourquoi, dans certaines situations, de nombreux producteurs préfèrent opter pour une liaison individuelle, même si cela est légèrement plus coûteux. [5]

I.2.3.3. Autres types de liaison

Il existe souvent deux solutions intermédiaires dérivées des systèmes précédents. Dans la première, une batterie de séparateurs d'essai est installée au niveau de chaque manifold pour éliminer la conduite de test. Dans les petits champs, un séparateur mobile peut parfois être utilisé et déplacé au besoin. Dans la deuxième solution, une station de traitement est implantée au niveau de chaque manifold, ce qui ramène à une collecte par lignes individuelles. Le produit traité est ensuite expédié par pipeline vers un réservoir de stockage général. Cette solution nécessite un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée.

- **Manifold :**

Le manifold de production reçoit les effluents provenant de plusieurs puits distincts. Ce dispositif est constitué de 2 à 3 lignes transversales :

- Pour sélectionner les puits à basse pression (BP).

- Pour sélectionner les puits à moyenne pression (MP).
- Pour sélectionner les puits à haute pression (HP).

Sa fonction consiste à orienter les flux d'effluents des puits dans les directions souhaitées.

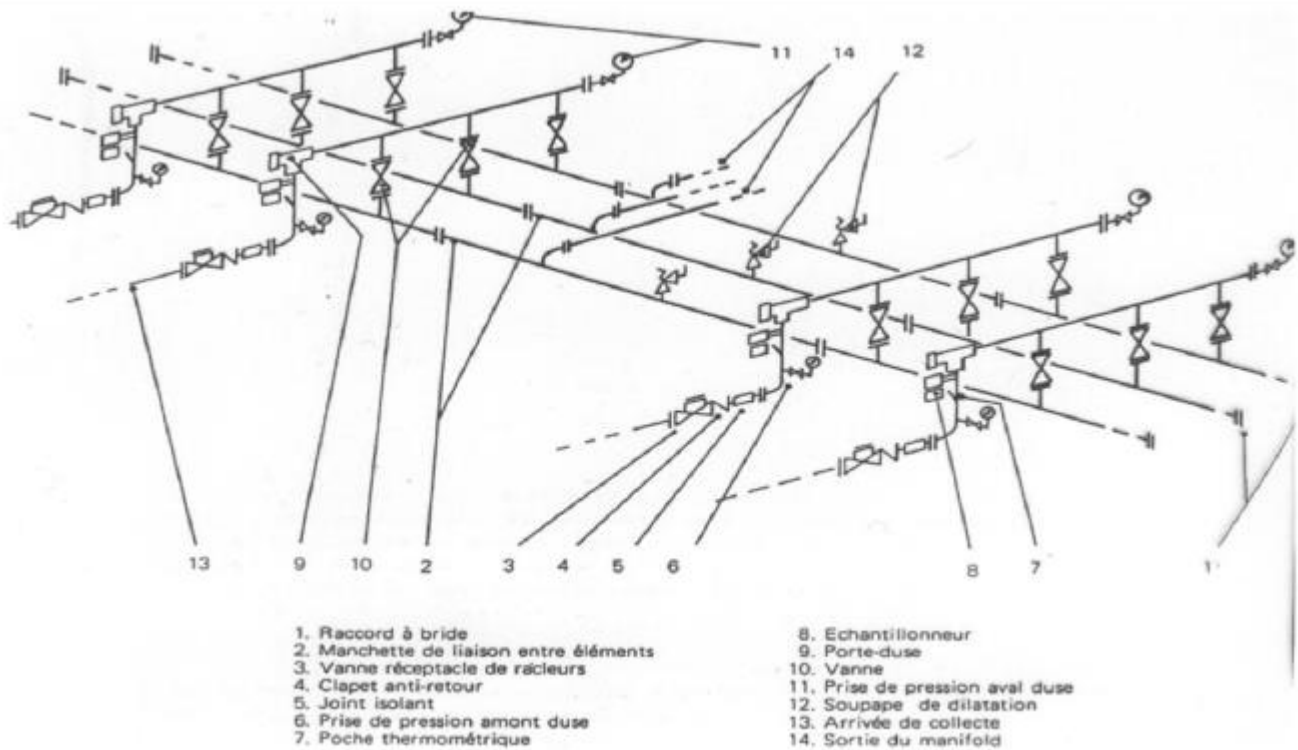


Figure I.9. Le schéma d'un manifold [6]

I.2.4. Description de réseau de collecte de Hassi-Messaoud [7]

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 scindé en deux parties présentant une certaine indépendance :

I.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 séparées dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre (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 pompés 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 bar.

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 condensas. Le gaz léger est envoyé vers les stations de compression pour l'injection.

Un centre de Traitement HP- ZCINA : alimenté par les puits à for GOR. [8]

I.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 séparées 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 bar.

Dans les dernières années une nouvelle unité de traitement de brut est créée « UTBS ». Cette dernière est destinée à recevoir et traité l'huile non stabilisé 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. [8]

I.2.5. Description du réseau de collecte du champ HGA

Il y a trente-quatre (34) puits qui sont forés sur le champ HGA et Seulement vent-deux (22) puits qui sont actuellement raccordés. Le réseau de collecte actuel se compose de trois manifolds (HGA, HGAM2 et HGAM3).

Manifolds HGA et HGAM3 sont connecté par collecteur 12''

Manifold HGAM2 est relié avec centre de traitement GOSP HGA par deux collecteurs 12'' et manifold HGAM3 est relié avec le centre par collecteur 14''

Les Puits actuellement raccordés sur HGA sont : HGA2, HGA7, HGA11, HGA1, HGA24.

Les Puits actuellement raccordés sur HGAM2 sont : HGA26, HGA32, HGA35, HGA36, HGA40, HGA41, HGA43, HGA42, HGA44.

Les Puits actuellement raccordés sur HGAM3 sont : HGA3, HGA8, HGA9, HGA16, HGA17, HGANE3, HGANE5, HGANE7.

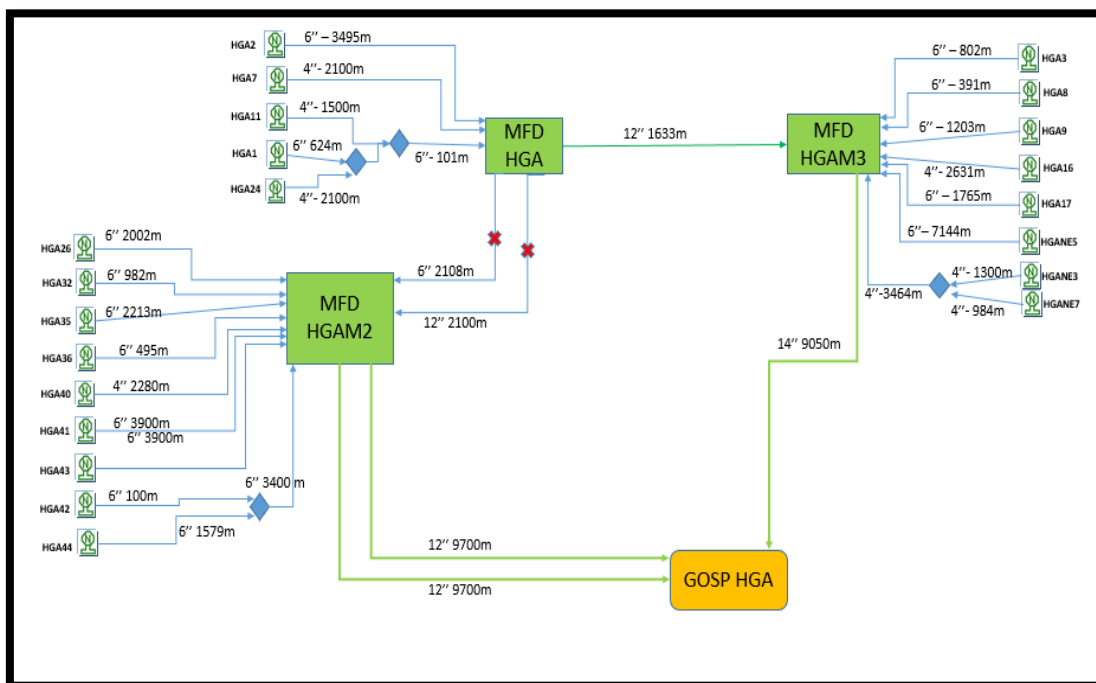


Figure I.10. Description du réseau de collecte du champ HGA

Chapitre II

Écoulements multiphasiques et Analyse Nodale

II. Chapitre II : Ecoulements multiphasiques et Analyse Nodale

II.1. Ecoulements multiphasiques

II.1.1. Introduction

L'écoulement multiphasique est très courant dans l'industrie pétrolière, car il implique généralement le déplacement simultané de plusieurs phases, telles que le pétrole, le gaz et l'eau, à travers des réservoirs poreux.

Dans un réservoir de pétrole, les fluides se déplacent généralement sous l'effet d'un gradient de pression créé par l'injection de fluides de stimulation, comme l'eau ou le gaz, dans le puits de production. Lorsque ces fluides entrent en contact avec le pétrole, ils se mélangent et forment un mélange multiphasique.

L'écoulement multiphasique peut avoir des effets significatifs sur la production pétrolière, car il peut affecter la pression, la température et la composition du mélange, ce qui peut à son tour affecter les propriétés du pétrole et les conditions d'écoulement. Par conséquent, la compréhension et la modélisation de l'écoulement multiphasique sont essentielles pour optimiser la production pétrolière et minimiser les coûts.

Les modèles d'écoulement multiphasique sont utilisés pour prédire le comportement des fluides dans les réservoirs pétroliers, en prenant en compte les interactions entre les différentes phases et les propriétés du réservoir. Ces modèles peuvent être basés sur des équations empiriques, des modèles physiques ou des simulations numériques, et peuvent être utilisés pour optimiser les opérations de production, de forage et de complétion dans les champs pétroliers

II.1.2. Définition

Dans le domaine pétrolier, les fluides se déplacent généralement à travers des formations poreuses sous l'effet d'un gradient de pression. Lorsque plusieurs phases sont présentes dans ce mouvement, on parle d'écoulement multiphasique.

Les différentes phases en présence sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement, ainsi que des solides tels que des sables et des argiles. Ces différentes phases interagissent entre elles, ce qui peut affecter leur comportement, leur composition et les propriétés du mélange.

Dans une étude, il est possible de considérer que l'écoulement multiphasique est équivalent à un écoulement diphasique, où les phases sont réduites à une phase gazeuse et une phase liquide. Cette simplification peut être justifiée dans certains cas où l'interaction entre les phases solides et les autres phases est négligeable.

Il convient de noter que les pertes de charge, c'est-à-dire les pertes de pression, varient en fonction du type d'écoulement. En effet, les propriétés physiques des fluides (viscosité, densité, tension superficielle) et leur comportement (étalement, coalescence, dispersion) peuvent affecter les pertes de charge, ainsi que la présence d'obstacles dans le chemin de l'écoulement (tels que des tuyaux ou des pores du réservoir). La prise en compte de ces facteurs peut être importante pour modéliser précisément l'écoulement multiphasique et en optimiser la production. [5]

II.1.3. Régimes et types d'écoulements

II.1.3.1. Types d'écoulements

Il existe différents régimes et types d'écoulement multiphasique, qui sont déterminés par les propriétés des fluides et les conditions d'écoulement.

Voici les principaux régimes d'écoulement multiphasique :

- 1- Écoulement avec bulle (BUBBLE flow)
- 2- Écoulement avec bouchon (PLUG flow)
- 3- Écoulement stratifié (STRATIFIED flow)
- 4- Écoulement avec vagues (WAVY flow)
- 5- Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow)
- 6- Écoulement annulaire (ANNULAR flow)
- 7- Écoulement brouillard (SPRAY flow)

II.1.3.1.1. Écoulement avec bulle (BUBBLE flow)

L'écoulement avec bulles est un type d'écoulement multiphasique où des bulles de gaz sont dispersées dans un liquide. Les bulles se déplacent dans le liquide en raison des forces de traînée et de gravité.

II.1.3.1.2. Écoulement avec bouchon (PLUG flow)

L'écoulement avec bouchon, ou "plug flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où des bouchons de liquide sont dispersés dans une phase gazeuse. Ce régime est généralement observé dans les pipelines ou les conduites où la phase gazeuse est prédominante.

II.1.3.1.3. Écoulement stratifié (STRATIFIED flow)

L'écoulement stratifié, ou "stratified flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique dans lequel les phases sont séparées en couches distinctes, sans mélange significatif entre elles. Dans ce régime d'écoulement, la phase la plus dense occupe la partie inférieure du conduit et la phase la moins dense est au-dessus, avec une interface nette entre les deux couches.

II.1.3.1.4. Écoulement avec vagues (WAVY flow)

L'écoulement avec vagues, ou "wavy flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique dans lequel les phases sont mélangées, mais avec une onde périodique présente à la surface de l'interface. Les vagues peuvent se former dans les écoulements diphasiques où les phases liquide et gazeuse sont en contact étroit et en raison de l'action des forces de traînée et des forces de surface.

II.1.3.1.5. Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow)

L'écoulement avec vagues moutonnantes, ou "slug flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique dans lequel la phase liquide est présente sous forme de bouchons ou de poches séparées par des poches de la phase gazeuse. Les poches de liquide sont souvent de grande taille par rapport au diamètre du conduit, et sont séparées par des poches de gaz qui peuvent avoir des formes et des tailles différentes.

II.1.3.1.6. Écoulement annulaire (ANNULAR flow)

L'écoulement annulaire, ou "annular flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique dans lequel la phase gazeuse est concentrée dans une couche annulaire qui

entoure une colonne centrale de la phase liquide. Cette configuration est souvent observée dans les conduits verticaux ou inclinés, lorsque la phase liquide est poussée contre la paroi du conduit par la force de gravité.

II.1.3.1.7. Écoulement brouillard (SPRAY flow)

Dans l'écoulement brouillard, la phase liquide est généralement injectée à haute pression dans la phase gazeuse, ce qui crée une distribution uniforme de petites gouttelettes de liquide dans la phase gazeuse. Ces gouttelettes peuvent être transportées sur de longues distances dans la phase gazeuse, en fonction des propriétés de la phase liquide et de la phase gazeuse.

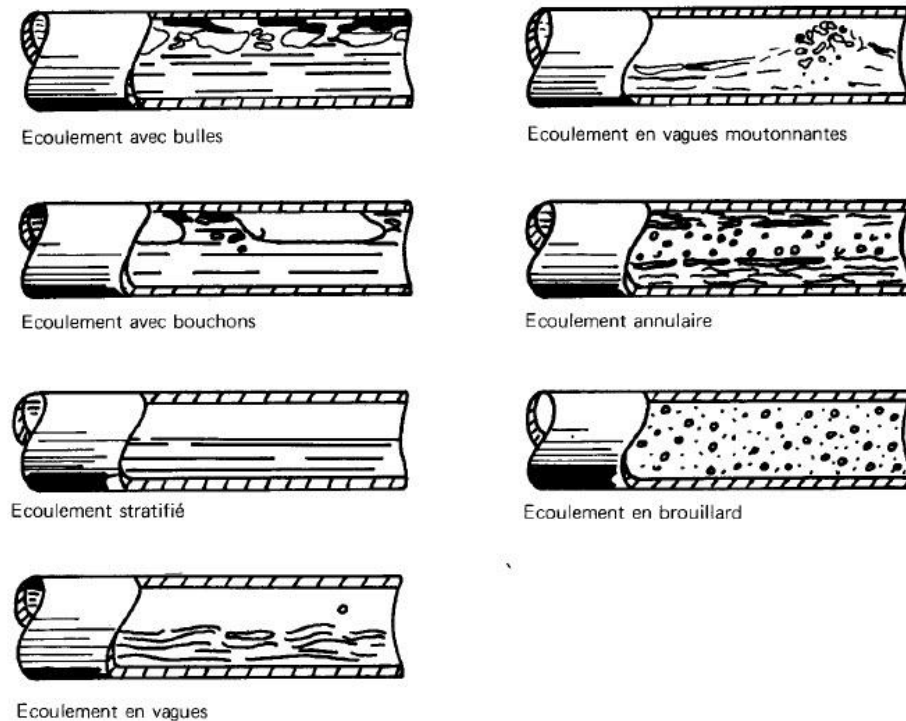


Figure II.1. Écoulements Diphasiques

II.1.3.2. Écoulements verticaux

- Lorsque la vitesse du liquide est élevée et la vitesse de la vapeur est faible, on observe un écoulement à bulles dispersées, également appelé "Bubble flow". Dans ce type d'écoulement, le liquide se déplace sous forme de petites bulles entourées de vapeur. Plus la turbulence de l'écoulement est élevée, plus les bulles risquent de se fragmenter, ce qui peut entraîner une diminution de la taille des bulles.
- Pour des vitesses de liquide plus faibles, on observe un écoulement intermittent qui peut prendre différentes formes en fonction de la vitesse de la vapeur. Tout d'abord, lorsque la vitesse de la vapeur est faible, on obtient un écoulement à poche, ou "slug flow". Dans ce cas, l'écoulement se compose de poches de vapeur allongées, avec un avant arrondi et un arrière plat, connues sous le nom de bulles de Taylor. Lorsque la vitesse de la vapeur augmente, ces poches de vapeur se fractionnent et l'écoulement devient de plus

en plus désordonné. À mesure que la vitesse de la vapeur continue d'augmenter, l'écoulement peut prendre la forme d'un écoulement semi-annulaire, où le film liquide en paroi retombe périodiquement, ou d'un écoulement de type "churn flow".

- Enfin, pour les grandes vitesses de vapeur, le film liquide est plaqué contre la paroi et l'écoulement prend la forme d'un écoulement annulaire. Dans ce type d'écoulement, le liquide est réparti sous forme d'un film continu le long de la paroi intérieure de la conduite, entouré d'une couche de vapeur. Les gouttelettes peuvent également être transportées au cœur de la conduite, formant un "mist flow".

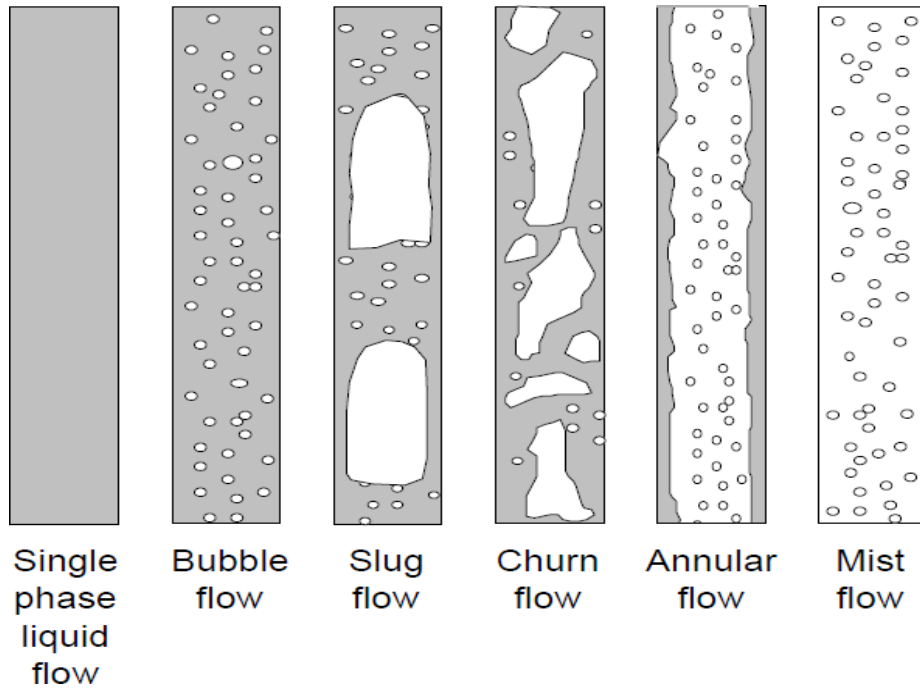


Figure II.2. Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements biphasique

II.1.3.3. Écoulements horizontaux

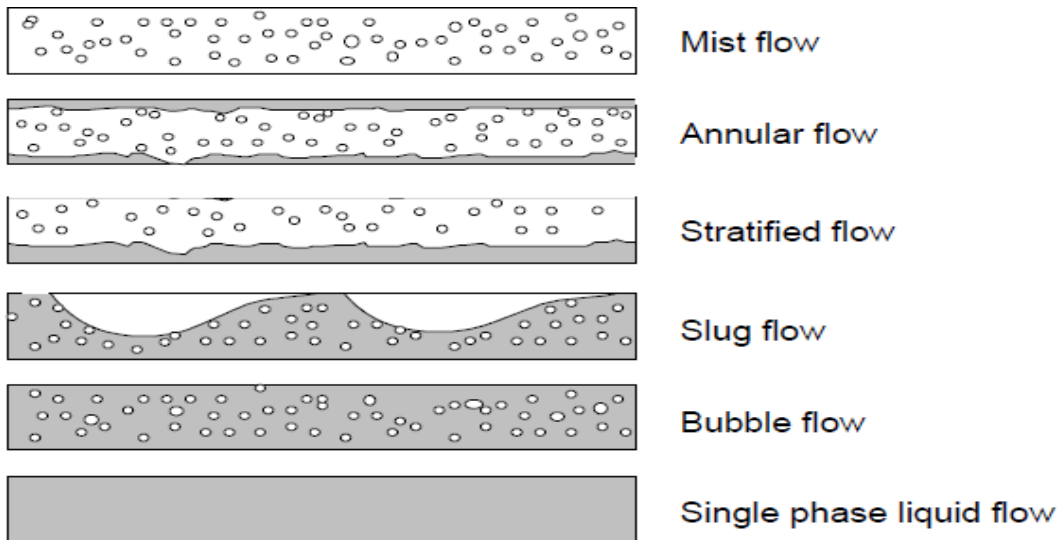


Figure II.3. Les configurations rencontrées en conduite horizontale pour des écoulements biphasique

Dans une conduite horizontale, l'effet de la gravité peut entraîner la séparation des phases selon leur densité.

- Si les vitesses de liquide et de vapeur sont faibles, l'écoulement est laminaire et le régime est dit séparé stratifié lisse, où les phases sont séparées par une interface bien définie.
- Si la vitesse de vapeur augmente, des ondulations apparaissent sur l'interface, créant un régime séparé à vague (stratified flow).
- Lorsque la vitesse de vapeur continue d'augmenter, le liquide est repoussé contre les parois de la conduite, créant un espace annulaire entre la paroi et le film liquide, et l'écoulement devient annulaire (annular flow).
- Pour des vitesses de liquide moyennes, des régimes intermittents de type bouchons (slug flow) peuvent se former, où de grandes poches de vapeur se succèdent dans le liquide.
- Pour des vitesses de liquide plus importantes, les poches de vapeur se fragmentent et l'écoulement devient dispersé à bulles (Bubble flow), avec des bulles de différentes tailles se déplaçant dans le liquide.

Il est important de noter que plusieurs configurations peuvent coexister dans le cas d'un écoulement avec changement de phase, en fonction des conditions de pression, température et débit.

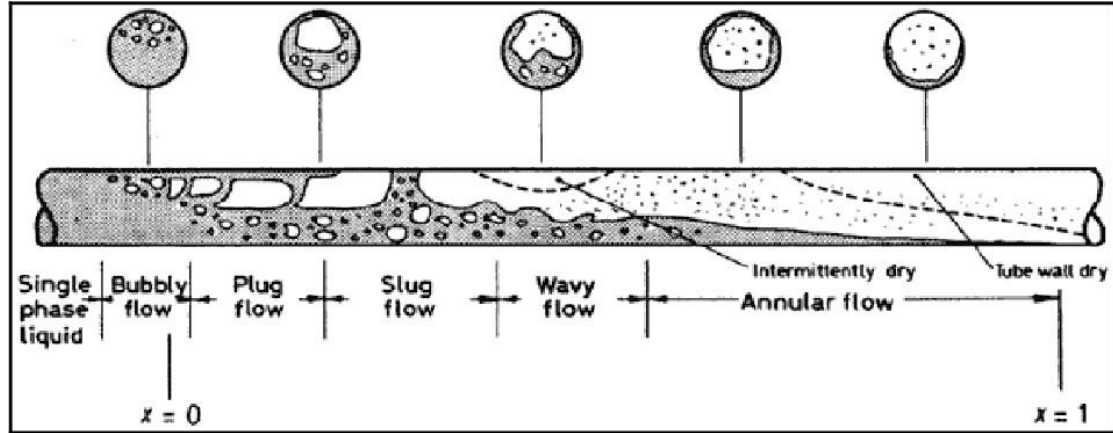


Figure II.4. Différentes configurations dans le cas d'un écoulement avec changement de phase

II.1.4. Variation de la pression le long d'une conduite [8]

Pour un écoulement diphasique, l'analyse physique des phénomènes permet d'établir que la variation de pression le long de la conduite est égale, comme pour un écoulement monophasique, à la somme de trois termes :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \quad \text{II.1}$$

L'expression mathématique spécifique pour un écoulement monophasique est formulée en trois termes comme suit :

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

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} + \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \quad \text{II.3}$$

Où :

- ρ_m : la densité du mélange [Kg/m³]
- P_1, P_2 : pression de pipe [bar]
- V_m : la vitesse du mélange [m/s]
- D : diamètre de la pipe [m]
- g_c : facteur de conversion.
- f_m : facteur de frottement du mélange.
- Il est fonction de Re, ϵ, D .
- g : accélération de la gravité (9,81 m/s²).
- θ : Pente de la conduite.

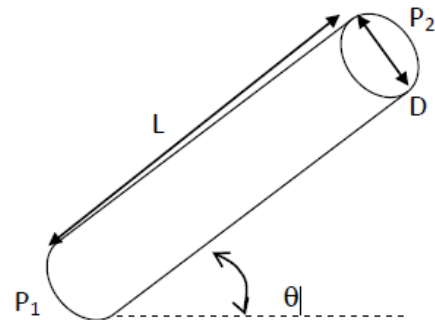


Figure II.5. Variation de la pression le long d'une conduite

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

Tableau II.1. Pourcentage de chaque terme de pertes de charge

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

II.1.4.1. Le terme d'accélération

En général, dans les écoulements monophasiques de pétrole, le terme correspondant à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide est négligeable. Ce terme est calculé en fonction du changement de la vitesse entre différentes positions dans le tuyau. Cependant, il peut être significatif dans certains écoulements à grande vitesse, tels que les cas de basse pression et de GOR élevé, où il doit être pris en compte.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \quad \text{II.4}$$

II.1.4.2. Le terme d'élévation ou gravité

Ce terme, appelé la pression statique, ne dépend pas du débit de fluide mais uniquement des variations de hauteur de la conduite. Il correspond au poids de la colonne de fluide et est calculé en fonction de la densité du mélange dans des conditions statiques, qui dépend du liquide hold-up ($\rho_s = \rho_l H_L + \rho_g H_g$), sachant que la proportion de gaz et de liquide peut varier le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température. Bien que ce terme soit souvent négligeable pour les écoulements permanents de gaz, il est important pour les écoulements permanents de liquide et peut être prépondérant à faible débit.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin\theta \quad \text{II.5}$$

II.1.4.3. Le terme de friction

Le terme de friction est l'un des trois termes qui composent l'équation de Bernoulli pour un écoulement monophasique. Il correspond aux pertes de charge dues aux frottements entre le fluide et les parois de la conduite.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c \cdot D} \quad \text{II.6}$$

II.1.5. Liquid hold-up

Le Liquide Hold-up est un phénomène qui peut se produire dans une ligne de collecte, c'est-à-dire une conduite qui transporte un mélange de liquides et de gaz. Lorsque cette ligne de collecte a des points bas avec des dénivelés importants, le fluide circulant peut ralentir ou même stagner dans ces zones, ce qui a pour effet de réduire la section de passage de la conduite. En conséquence, les pertes de charge augmentent, ce qui peut affecter le débit et la pression dans la ligne de collecte. Ce phénomène est principalement observé lorsque les vitesses du fluide sont faibles et que la partie lourde du mélange (par exemple l'eau) a tendance à se concentrer dans les zones de dénivelé. Ainsi, pour éviter le phénomène de Liquide Hold-up, il est important de

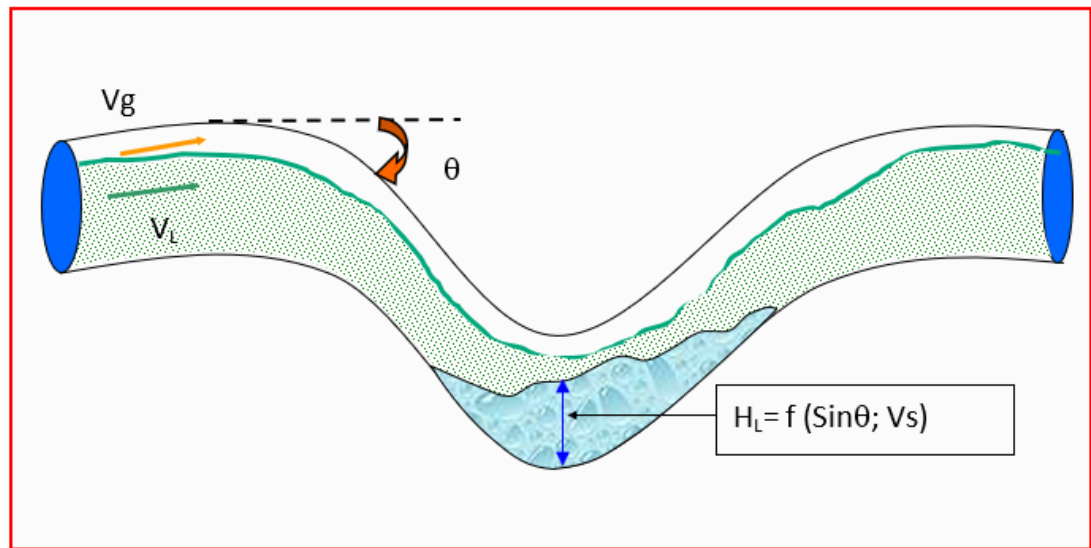


Figure II.6. Liquide hold up

concevoir la ligne de collecte de manière à minimiser les zones de dénivelé et à assurer un débit suffisant pour éviter toute stagnation du fluide. [9]

II.1.6. Régimes d'écoulement à travers la duse

La duse est un équipement qui permet de réguler le débit de production en ajustant la pression de tête.

Cependant, pour maintenir une production stable et optimale, il est important de prendre en compte les contraintes telles que le problème de conning, le régime d'écoulement vertical à travers la colonne de production et les installations de surface disponibles pour soutenir la production du puits.

Pour calculer le débit de production, des formules d'écoulement multiphasique à travers une duse sont utilisées, qui nécessitent des coefficients qui varient d'un champ à l'autre. En fonction du rapport de pression entre le pipe et la pression de tête, trois régimes d'écoulement multiphasiques sont distingués : le régime monophasique, le régime d'écoulement stratifié et le régime d'écoulement annulaire.

II.1.6.1. Régime critique

Ce régime est atteint lorsque le rapport entre la pression en amont (P_{pipe}) de la duse et la pression en aval ($P_{\text{tête}}$) est inférieur au point critique.

Bien que la littérature utilise généralement une valeur de 0,5 pour ce point critique, sa valeur dépend de nombreux paramètres tels que le GOR, Φ_{duse} , WOR, ρ_g , ρ_o , ρ_w , etc.

Lors de cette situation, le débit dépend à la pression de tête, selon l'équation $Q = A \cdot P_t$.

À Hassi Messaoud, l'équation suivante est utilisée :

$$Q = \frac{\phi^{1,8}}{1000 \cdot K} P_t \quad \text{II.7}$$

Avec : Q : débit d'huile (m^3/hr).

\emptyset : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

II.1.6.2. Régime transitoire:

Cette zone est caractérisée par une incertitude quant à la détermination du point critique, qui apparaît dans une plage donnée.

$$0,5 < \frac{P_p}{P_t} < 0,75 \quad \text{II.8}$$

II.1.6.3. Régime non critique

Si l'écoulement à travers la duse n'est pas critique, une augmentation de la pression de pipe entraîne une augmentation de la pression de tête et une diminution du débit de production. De même, une diminution de la pression de pipe entraîne une diminution de la pression de tête et une augmentation du débit de production. Par conséquent, toute variation de la pression en aval de la duse (P_p) provoque une variation de la pression en amont (P_t), ce qui crée un écoulement non stable et perturbe le réseau, affectant le débit d'écoulement.

En règle générale, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P_p/P_t) est supérieur ou égal à 0,75.

A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

$$Q = \frac{F(x) \cdot \phi^{1,8}}{1000 \cdot K} P_t \quad \text{II.9}$$

Avec $F(x)$: fonction du rapport P_p/P_t

$$F(x) = 2,667 * \frac{P_p}{P_t * \sqrt{1 - \left(\frac{P_p}{P_t}\right)^2}} \dots\dots(P_p/P_t > 0,75) \quad \text{II.10}$$

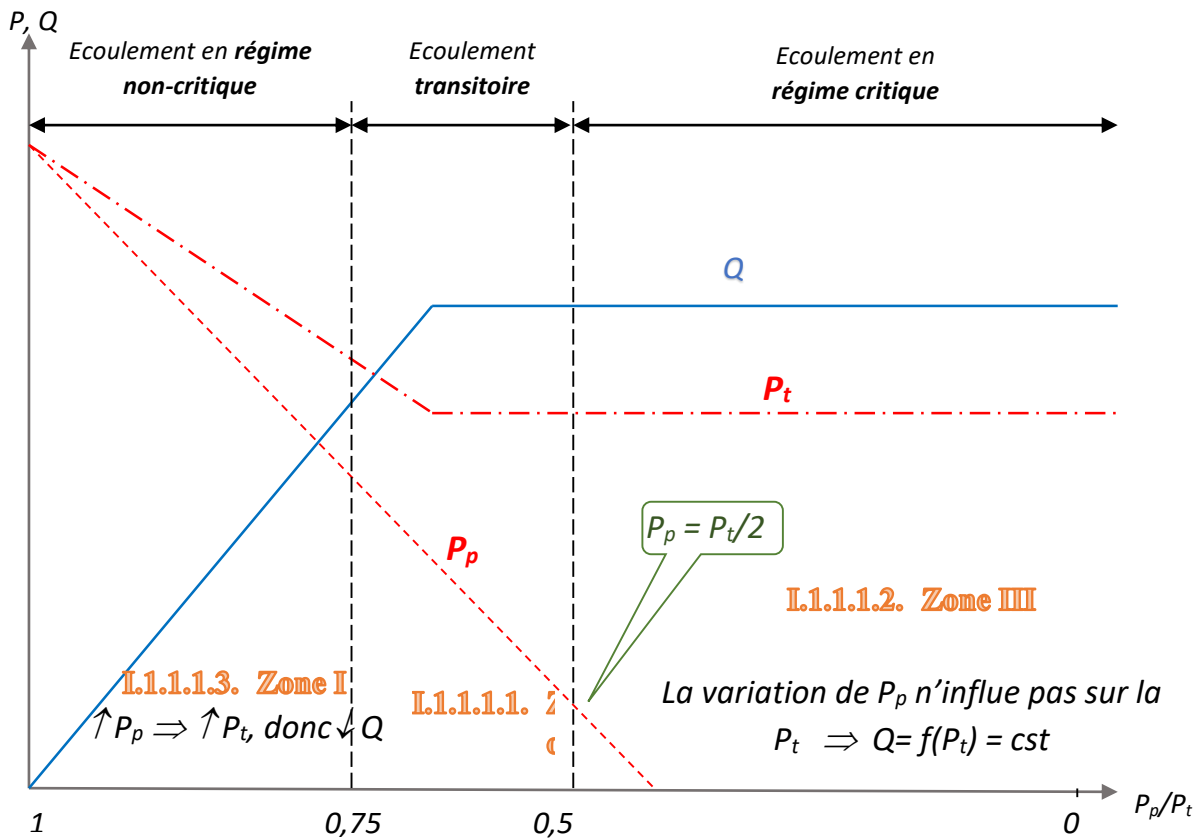


Figure II.7. Régimes d'écoulement à travers la duse

II.2. Analyse Nodale

II.2.1. Introduction

L'Analyse nodale est une technique d'optimisation couramment utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer et améliorer les performances d'un système de production complet. Cette technique a été introduite par Gilbert dans les années 50 et est depuis lors largement utilisée pour analyser les problèmes de production dans les gisements d'huile et de gaz.

L'Analyse nodale permet d'évaluer un système de production complet, de la pression statique du réservoir au séparateur, afin de prévoir le débit. Elle permet de combiner toutes les possibilités qu'un réservoir peut offrir pour produire des fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à transporter l'effluent à la surface.

Cette technique d'optimisation est très utile pour résoudre les problèmes de production tels que la réduction du débit de production, les taux de récupération de pétrole et de gaz faibles, les problèmes de débit de gaz, les problèmes d'écoulement des fluides, et autres problèmes de production.

En utilisant l'Analyse nodale, les ingénieurs peuvent évaluer les systèmes de production et identifier les points faibles. Ils peuvent ensuite recommander des solutions pour améliorer la performance du puits. Cette technique est donc très utile pour optimiser la production de pétrole et de gaz et maximiser les profits pour les entreprises.

La figure II.8 illustre de manière simplifiée l'écoulement de l'effluent lors de la production, ainsi que les différentes pertes de charge qui peuvent survenir dans le système allant du réservoir au séparateur. Ce schéma peut être subdivisé en différentes parties, à savoir :

1. L'écoulement dans un milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et Gravel pack),
3. L'écoulement dans un tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (Duse, les vannes, etc....) [10]

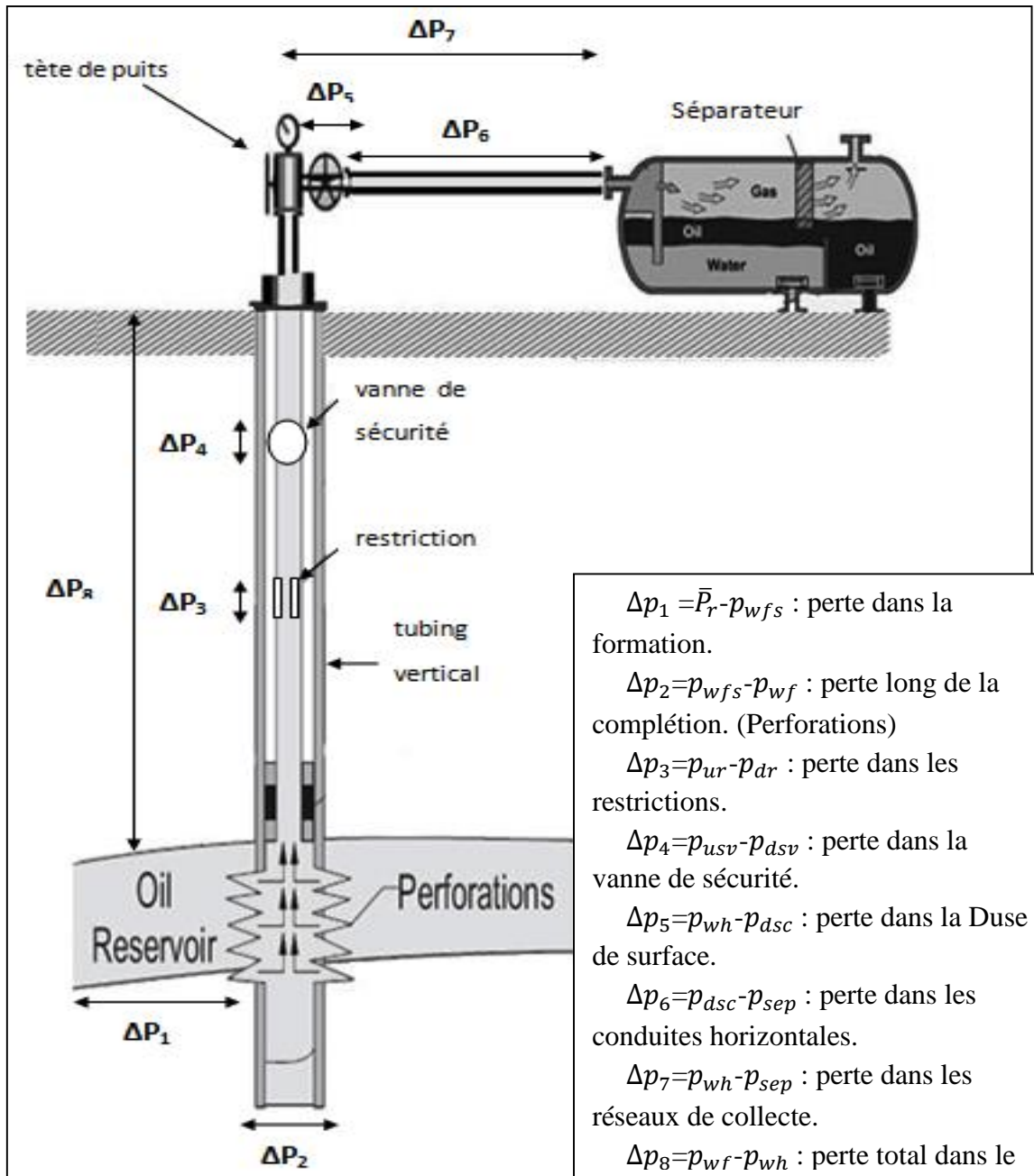


Figure II.8. Perte de charge possible dans un système de production.

II.2.2. Concept de l'analyse nodale

Pour résoudre les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou segments du système, qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure II.9 illustre les emplacements des différents nœuds. Les nœuds fonctionnels sont classifiés comme tels lorsque la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou le débit résultant peut-être représentée par une fonction mathématique ou physique spécifique.

Dans un système de production, il y a généralement des composantes telles que des conduites,

des vannes, des échangeurs de chaleur, des pompes, des séparateurs, etc., qui sont nécessaires pour transporter les fluides du réservoir au séparateur. Le choix et le dimensionnement de ces composantes sont cruciaux pour assurer une production efficace et économique.

Cependant, ces composantes sont interdépendantes et peuvent affecter les performances de l'ensemble du système. Par exemple, une modification de la chute de pression dans une composante peut affecter la chute de pression dans toutes les autres composantes du système, ce qui peut avoir un impact sur la production et la rentabilité.

Pour résoudre ce problème, il est important d'isoler l'effet de chaque composante sur l'ensemble de la performance du système. Cela peut être réalisé en utilisant des nœuds fonctionnels qui sont des points dans le système où la différence de pression peut être représentée par une fonction mathématique ou physique spécifique. En utilisant cette approche, les ingénieurs peuvent optimiser la performance du système de manière économique en identifiant et en résolvant les problèmes de manière isolée.

Il est également important de noter que dans le système de production, il y a souvent des pressions qui ne dépendent pas du débit, telles que P_r , P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la Duse. Ces pressions doivent être prises en compte lors de la conception et du dimensionnement des composantes du système afin d'assurer une production efficace et économique. [11]

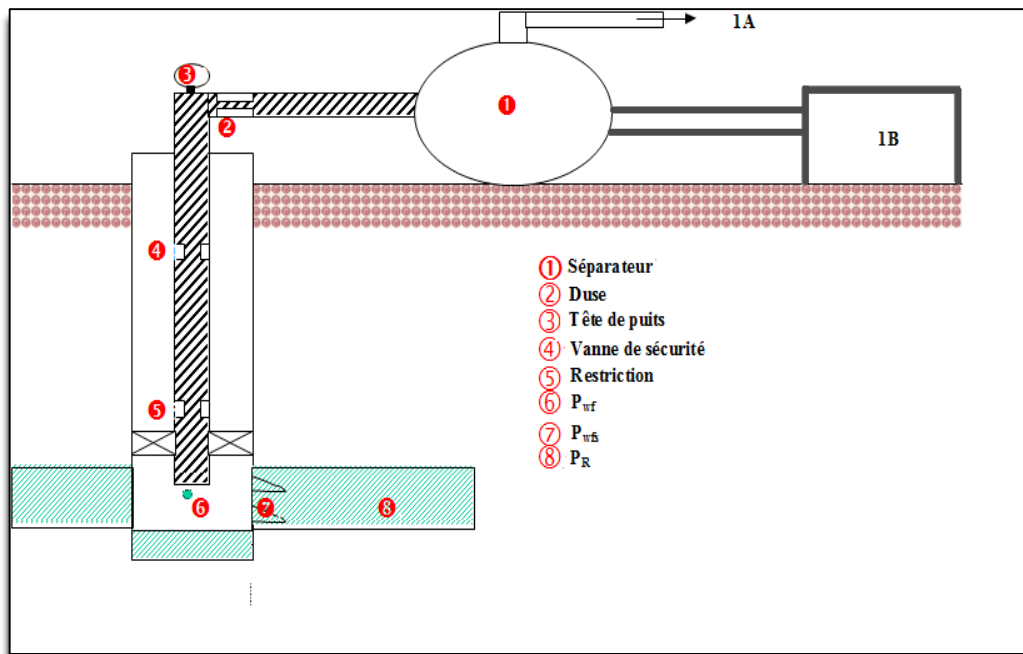


Figure II.9. Les différentes positions des nœuds.

II.2.3. Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer les performances de systèmes qui

comprennent plusieurs éléments interagissant entre eux. Cette technique implique de choisir un nœud dans le puits et de diviser le système en deux parties distinctes à ce niveau. Les nœuds utilisés pour cette méthode sont indiqués dans la Figure II.9. La partie en amont du nœud est appelée la section Inflow, tandis que la partie en aval est appelée la section Outflow.

Il est nécessaire d'établir une relation entre le débit et la chute de pression pour chaque élément composant le système. Le débit à travers le système est calculé lorsque les conditions suivantes sont remplies au niveau du nœud :

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

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- Inflow: $P_{node} = P_r - \Delta p$ **II.11**

- Outflow: $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$ **II.12**

La chute de pression dans chaque composante varie en fonction du débit q . Une représentation graphique de la pression en fonction du débit produit deux courbes qui se croisent à un point, ce qui satisfait les deux conditions mentionnées ci-dessus. Ce point correspond au point de fonctionnement du système.

Pour évaluer l'effet de tout changement dans une composante, il est possible de recalculer la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été modifiée. Si le changement se produit au niveau des composantes en amont, la courbe d'Outflow reste inchangée.

Si l'une des deux courbes change, cela entraînera un nouveau point de fonctionnement, ce qui signifie une nouvelle capacité d'écoulement, même si les pressions sont modifiées en raison d'une diminution de la production ou d'un changement des conditions de séparation.

Pour optimiser le système, il convient de suivre la procédure suivante :

- Sélectionner les composants à optimiser ;
- Identifier le nœud qui sera affecté par le changement dans le composant choisi ;
- Élaborer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow ;
- Collecter les données nécessaires pour construire les courbes IPR ;
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant les courbes d'Inflow ou d'Outflow. [10]

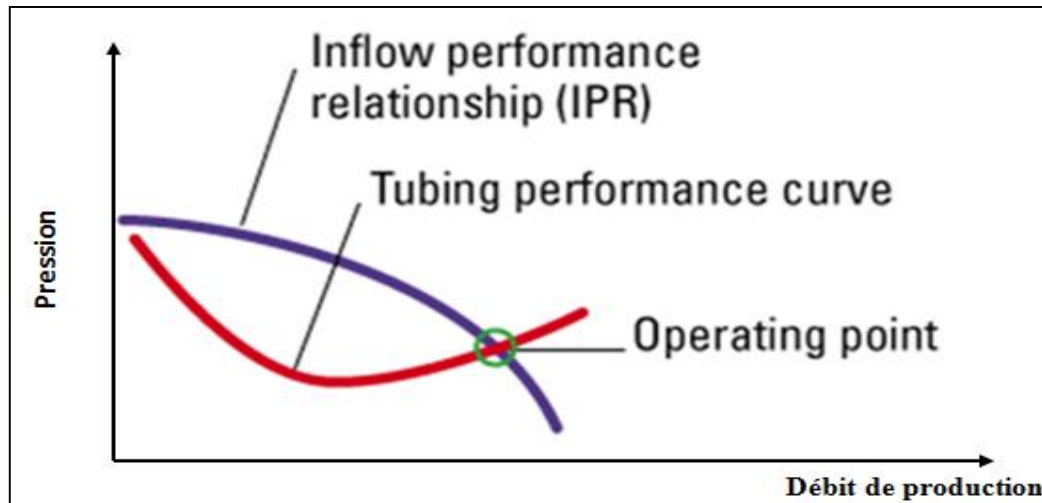


Figure II.10. Point de fonctionnement

II.2.4. Objectifs de l'analyse nodale

Les buts de l'analyse nodale consistent à :

- Estimer le débit de production d'huile ou de gaz d'un puits existant en tenant compte des limites imposées par la géométrie et la complétion du puits, en commençant par l'écoulement naturel.
- Déterminer les conditions d'écoulement (pouvant être liées au temps) sous lesquelles un puits va continuer à produire ou va se tarir.
- Déterminer le moment optimal pour l'installation d'un système de levage artificiel, qui facilite la sélection de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour atteindre un débit de production cible.
- Vérifier le rôle de chaque composant dans le système de production (et déterminer s'il a un impact significatif sur le taux de production).

Pour les puits en Gas Lift :

- Évaluer le débit qui peut être obtenu à une pression de tête spécifique.
- Déterminer la quantité optimale de gaz à injecter.
- Déterminer la position optimale de la dernière vanne.
- Calculer le rapport gaz/huile optimal et maximal.

II.2.5. Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile

Le débit vers le puits est influencé par le drawdown ou la différence de pression entre le réservoir et le fond du puits ($\bar{P}_R - P_{wf}$). Cette relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux est souvent très complexe, car elle dépend de plusieurs paramètres tels que les propriétés de la roche et des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide et la condition de la formation, qu'elle soit endommagée ou

stimulée.

L'IPR (Inflow performance Relationship) élabore un modèle des écoulements des fluides à travers la formation du réservoir et du puits. Elle permet d'exprimer la relation entre la pression de fond statique (P_{ws}), la pression de fond dynamique (P_{wf}) et le débit de production (Q).

II.2.5.1. Les équations de performance d'un puits

La relation entre la vitesse d'écoulement ou le débit de production et la chute de pression dans le réservoir est une équation fondamentale pour l'analyse des performances des puits.

Différentes méthodes existent dans le but de construire l'IPR tel que :

- Méthode de Vogel.
- Méthode de Darcy.
- Méthode de Fetkovich.

La première méthode choisie est celle de Vogel, car les deux autres méthodes exigent une importante base de données pour évaluer la performance du réservoir, ainsi que la caractéristique du gisement sous-saturé (avec une pression de réservoir inférieure à la pression de bulle).

II.2.5.1.1. Méthode Vogel

Vogel a présenté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle mathématique de réservoir pour créer l'IPR d'un puits d'huile produisant à partir d'un réservoir saturé. Cette étude a porté sur divers types de réservoirs ayant des caractéristiques d'huile, des perméabilités, des facteurs de skin et des espacements entre les puits différents.

L'équation finale de Vogel est dérivée des calculs réalisés sur des données provenant de 21 réservoirs distincts.

Initialement, la méthode de Vogel était destinée aux réservoirs saturés contenant uniquement du gaz dissous. Cependant, il a été constaté par la suite que cette méthode peut être utilisée pour tout type de réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente avec la diminution de la pression de réservoir. Bien que la méthode de Vogel d'origine ne prenne pas en compte l'effet du facteur de skin, une modification ultérieure proposée par Standing a permis d'appliquer la méthode aux puits endommagés ou stimulés.

Après avoir tracé les courbes adimensionnelles de l'IPR pour les cas étudiés, Vogel a établi la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{II.13}$$

Avec :

q_0 : Débit entrant (Inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_R : Pression du réservoir.

Vogel a démontré que dans la majorité des cas où sa méthode est utilisée, l'erreur de prédiction du débit d'Inflow est inférieure à 10 %. Cependant, elle peut atteindre jusqu'à 20 %

lors des dernières étapes d'épuisement du réservoir.

II.2.6. Conclusion

On peut utiliser l'analyse nodale pour résoudre de nombreux problèmes liés aux puits de pétrole ou de gaz, qu'ils soient en production naturelle ou artificielle (par exemple, injection de gaz). Cette méthode est également applicable pour évaluer la performance des puits injecteurs en modifiant les expressions de l'écoulement entrant et sortant. Les applications potentielles de l'analyse nodale incluent l'optimisation des dimensions du tubing et de la flowline, la sélection du Gravel pack, la détermination du diamètre de la buse, le choix de l'équipement de levage artificiel, ainsi que l'impact de la densité de perforation. [10]

CHAPITRE III

Gaz Lift

III. Chapitre III : GAZ LIFT

III.1. Introduction

Un puits peut être activé pour produire plus, mais surtout lorsque l'effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface dans les conditions fixées par le procédé.

L'une des méthodes d'activation pour ce genre de puits est le gaz lift, c'est le moyen qui permet de faire produire les puits non éruptifs ou d'augmenter le débit de certains puits légèrement éruptifs. C'est l'injection du gaz qui va permettre l'acheminement de l'huile vers la surface par la combinaison de l'un des mécanismes ou selon une combinaison des mécanismes suivants :

- Réduction du poids de la colonne hydrostatique des fluides.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement des fluides par du gaz comprimé [12]

III.2. Définition et principe de Gas lift

Le Gas-lift est un moyen d'activation des puits très populaire. L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz qui réduit la densité de la colonne de fluide dans le tubing, nécessite un conduit de la surface jusqu'au point d'injection. Ce conduit peut être un petit tube concentrique, un tube parallèle ou l'annulaire entre le tubing et le casing.

Une autre manière de définir le Gas-lift est de le considérer comme un moyen d'amener de l'énergie en fond de puits et de le transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface.

Le gaz peut être injecté en continu ou par bouchons à forte pression. Cette dernière méthode appelée 'Gas-lift intermittent' est particulièrement adaptée aux réservoirs fortement déplétés ou à faible productivité.

L'objectif d'une activation par gaz lift est de réduire la pression du fond de puits en écoulement (Bottom Hole flowing pressure) et augmenter ainsi la production du réservoir.

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient jusqu'au séparateur. Cette technique agit : [13]

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids hydrostatique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gaz lift continu).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide qui se trouve au-dessus du point d'injection du gaz (Gaz lift intermittent).

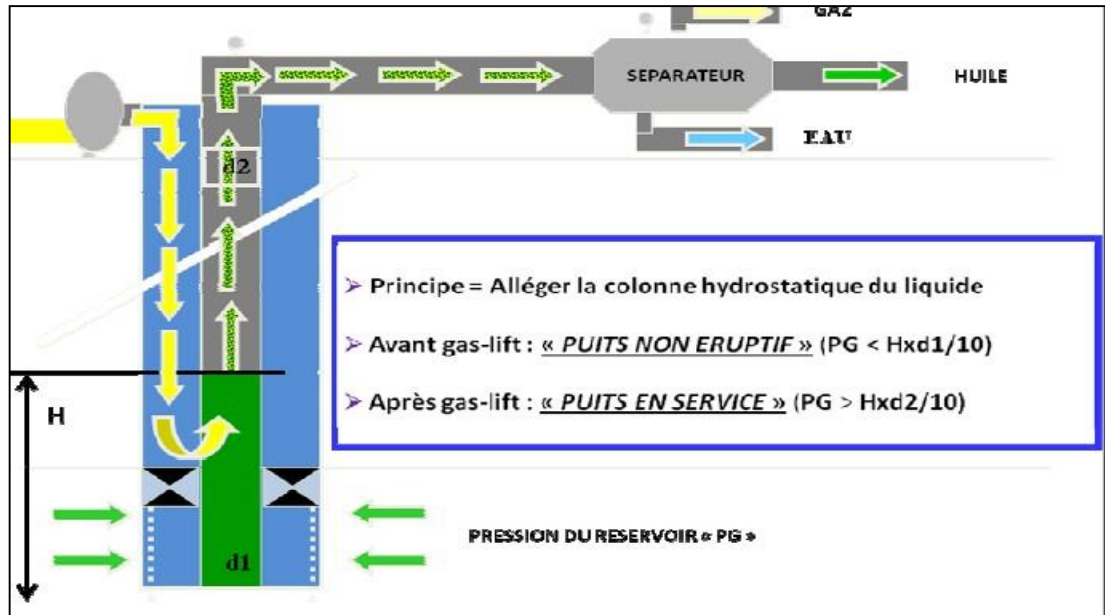


Figure III.1. Principe du gaz lift

Pour illustrer l'effet du gaz lift, la figure suivante schématise le puits avec une injection de gaz dans le tubing à partir de la vanne (point G). Comme le puits démarre en produisant 100% d'eau, le gradient sous le point d'injection reste constant. L'effet du gaz est très net et l'on voit, en particulier, que le poids de la colonne entre la vanne et la surface (point I) est grandement réduit. Le niveau liquide remonte à la surface et la pression en tête est le point I.

De nouveaux points sont définis :

Point F : pression tubing à la profondeur de la vanne

Point H : pression d'écoulement au fond

Point J : température à la profondeur de la vanne en écoulement.

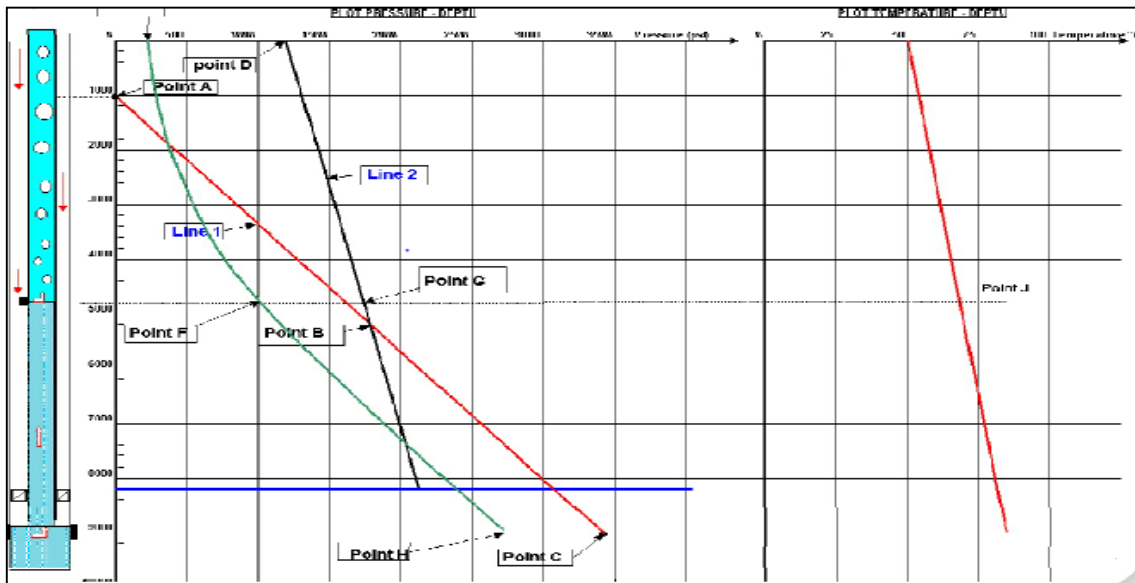


Figure III.2. Puits dans les conditions dynamique

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (GLRt = total Gas Liquid Ratio). Le GLRt optimum est le ratio entre le volume de gaz (injecté + produit) et le liquide produit lorsque la production du puits atteint son maximum.

Le point délicat d'une conception de gaz lift reste l'estimation des pertes de charges en écoulement multiphasique qui sont obtenues à partir des recueils de courbes ou à l'aide d'un ordinateur.

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 dans le tubing

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

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

La figure suivante montre les pertes de charge dans un tubing réduisant à un débit constant de 200 m³ / jour. Avant d'injecter du gaz, les pertes totales étaient de 140 bars point A (Q_{gaz} = 0, Pertes = 140 bars). Le puits produisait naturellement et les pertes étaient principalement hydrostatiques (130bars) avec seulement 10 bars de pertes par friction. En injectant 20 000 m³ / jour de gaz, les pertes sont ramenées à seulement 60 bars grâce à l'importante diminution du poids de colonne (pertes hydrostatiques = 43 bars) et malgré l'augmentation des pertes par friction f (17 bars). Avec un débit de 28 000 m³ / jour (point B) de gaz injecté, la valeur minimale de la courbe est atteinte. Ceci signifie que les pertes vont commencer à croître si l'on continue à augmenter le débit d'injection du gaz. Ce point est appelé GLR optimum. Où le puits produit au débit maximum de la complétion installée.

La moindre augmentation du débit de gaz aura deux effets négatifs : moins de production d'huile et gaspillage de gaz. Le système a atteint un point où le tubing ne peut plus évacuer ce que le réservoir peut produire. Pour aller au-delà de ce débit maximum, nous devons mettre en place un tubing plus gros.

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

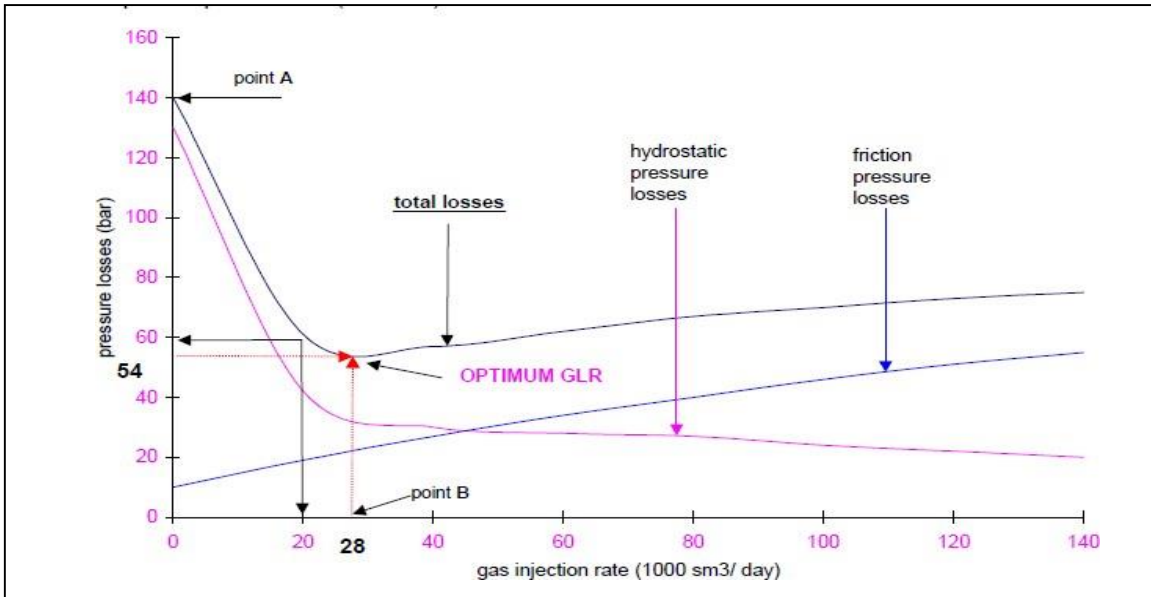


Figure III.3. Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté

III.3. Utilisation ou application du Gas-lift

Le gaz lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- Les puits à huile : L'application principale du gaz lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.
- Les puits à eau : Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).
- Démarrage des puits : Dans certains cas, le gaz lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.
- Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombre les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire.

III.4. Compositions du gaz injecté

Le gaz lift est un mélange de gaz injecté dans un puits de pétrole ou de gaz pour maintenir la pression et augmenter le débit de production. Les compositions de gaz lift peuvent varier en fonction de plusieurs facteurs tels que la composition du fluide, la profondeur du puits, la température et la pression.

Cependant, le gaz lift est généralement composé de gaz naturel, d'azote, de dioxyde de

carbone ou d'une combinaison de ces gaz. Le gaz naturel est souvent utilisé car il est abondant et relativement peu coûteux, mais il peut également contenir des impuretés telles que des composés soufrés qui peuvent endommager les équipements.

L'azote est souvent utilisé car il est inerte et ne réagit pas avec le pétrole ou le gaz, mais il peut être plus coûteux que le gaz naturel. Le dioxyde de carbone est également utilisé car il peut aider à dissoudre le pétrole et le gaz, ce qui peut améliorer le débit de production.

En résumé, la composition du gaz lift peut varier, mais elle est généralement composée de gaz naturel, d'azote ou de dioxyde de carbone, ou d'une combinaison de ces gaz.

Tableau III.1. Compositions du gaz

Constituants	N2	CO2	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

III.5. Types de Gas lift : [14]

III.5.1. Selon le mode d'injection

En fonction du mode d'injection du gaz lift on distingue :

III.5.1.1. Gas- lift continu

Cette méthode consiste à amplifier le mécanisme naturel d'allègement de l'huile produite par le gaz associé (libre ou dissous dans le gisement) en injectant du gaz dans le tubing. Le point d'injection et le débit d'injection sont déterminés de manière à alléger suffisamment la colonne d'effluent et obtenir ainsi une pression en fond de puits suffisamment basse en fonction du débit désiré. Cette technique est très utilisée pour des débits de quelques dizaines à plusieurs milliers de mètres cubes par jour.

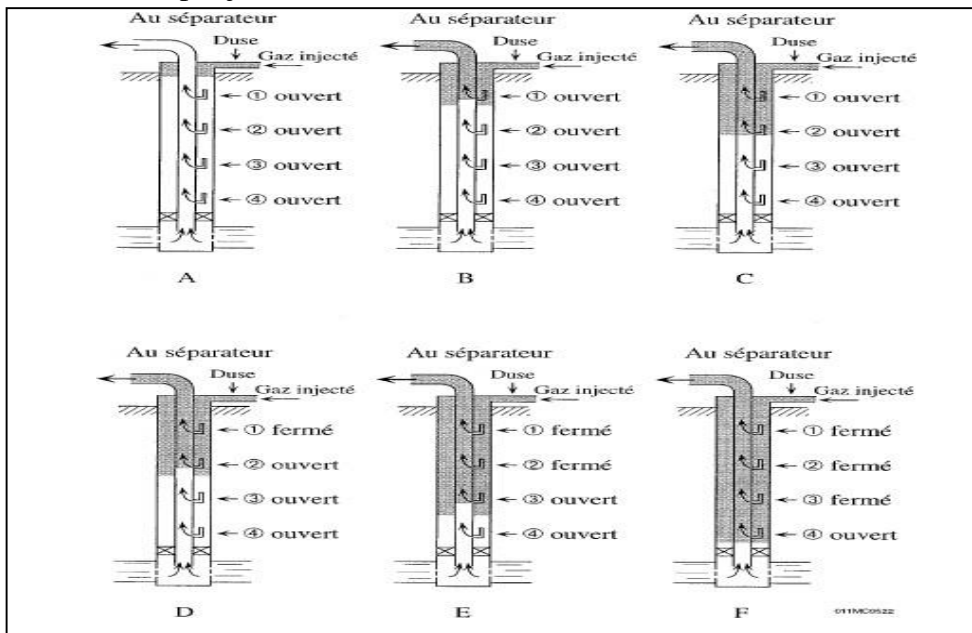


Figure III.4. Activation par gaz lift continu

III.5.1.2. Gaz lift intermittent

Cette technique est très peu utilisée, trouve son application pour les très faibles débits (moins de quelques dizaines de mètres cubes par jour) et surtout lorsqu'il est nécessaire d'avoir une très faible pression en fond de puits.

Elle consiste à déplacer un bouchon de liquide vers la surface par un volume suffisant de gaz à forte pression. Le gaz doit entrer dans le tubing par une vanne à un débit suffisant pour communiquer au bouchon de liquide une vitesse telle que le gaz ne ségrège pas à travers le liquide. Une fois la vanne fermée, le bouchon de liquide poursuit son ascension du fait de la détente du gaz. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à ré-débitier et le liquide qui s'accumule au-dessus de la vanne d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

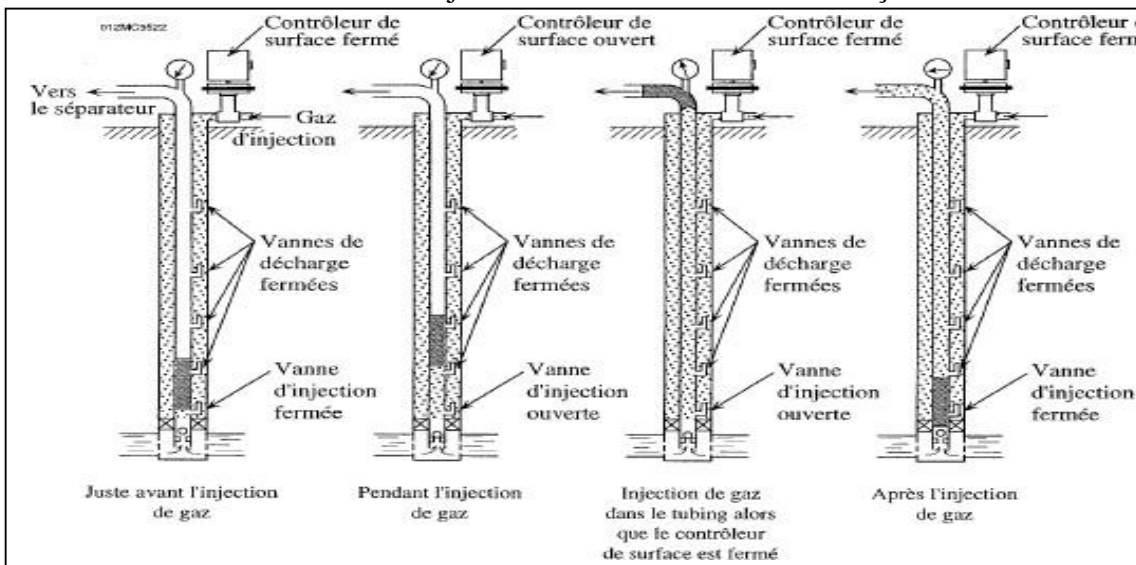


Figure III.5. Activation par gaz lift intermittent

III.5.2. En fonction du type de complétion

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être : [13]

III.5.2.1. Complétions pour Gaz lift direct

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing. Casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

III.5.2.2. Gaz lift inverse (Inverse Gas lift)

III.5.2.2.1. Tubing concentrique (Concentric tubing string)

L'injection de gaz est effectuée dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». 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 du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

III.5.2.2.2. Gaz lift avec production dans le casing

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

quelques défauts :

- De gros volumes de gaz sont nécessaires.
- Le design et les équipements sont spéciaux.

III.5.2.2.3. Gaz 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. Parmi les problèmes de complétion :

- La grande complexité des vannes de sécurité de Subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.
- La mise au point des vannes pour ces puits est délicate.

III.5.2.2.4. Le gaz lift parallèle (parallel gas lift)

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

Le Gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

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 :

III.5.3.1. 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), il est recomprimé par une batterie de compresseur et réinjecté dans le puits.

III.5.3.2. Gas - lift en circuit ouvert

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le Gas lift. Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.

III.5.3.3. Auto –Gas lift

L'huile de réservoir est liftée 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 : [15]

III.6.1. Les équipements de surface

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.

L'équipement de surface est constitué de :

- Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
- Un réseau de distribution de haute pression.

- Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.)
- Réseau de récupération des fluides à basse pression.
- Équipement de déshydratation

III.6.1.1. L'équipement de compression

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression jusqu'à 6615 psi et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

III.6.1.2. Le réseau de distribution Haute Pression

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

III.6.1.3. Équipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- Équipement de mesure de débit.

III.6.1.4. Réseau de distribution basse pression

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

III.6.1.5. L'équipement de déshydratation

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

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates. Ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

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

Ces agents sont généralement le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG).

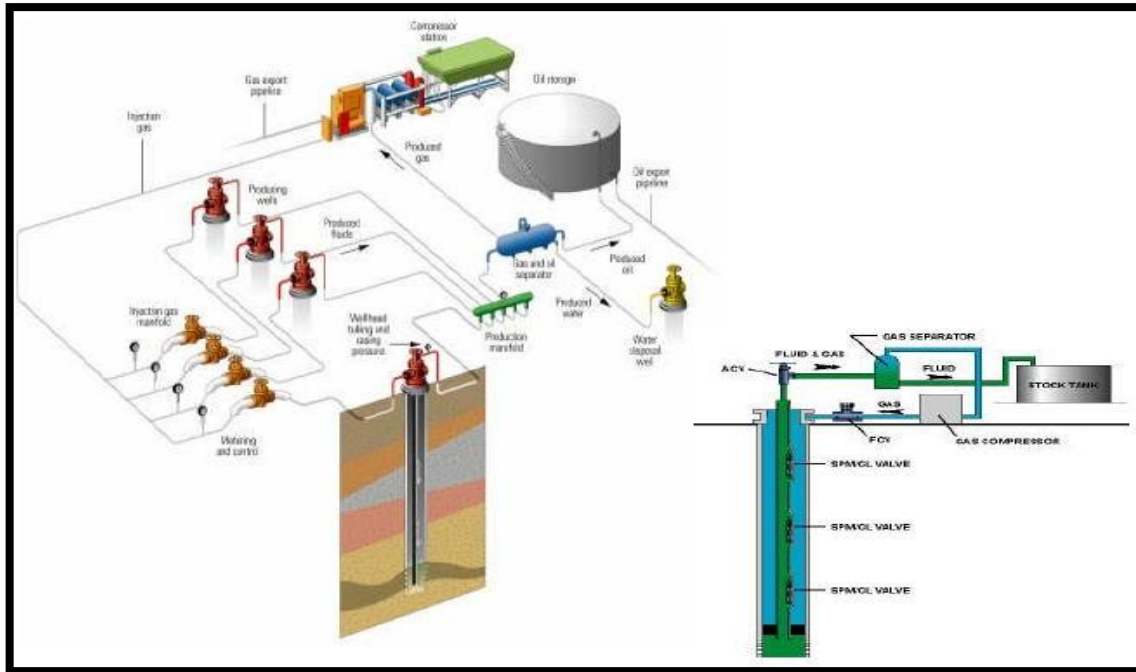


Figure III.6. Equipements de surface

III.6.2. Les équipements de fond

III.6.2.1. Les mandrins et les vannes

III.6.2.1.1. Les mandrins

Le mandrin est un tube avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble de tubing) à la profondeur désirée. il permet de porter une vanne sans influe sur la diamètre du tubing.

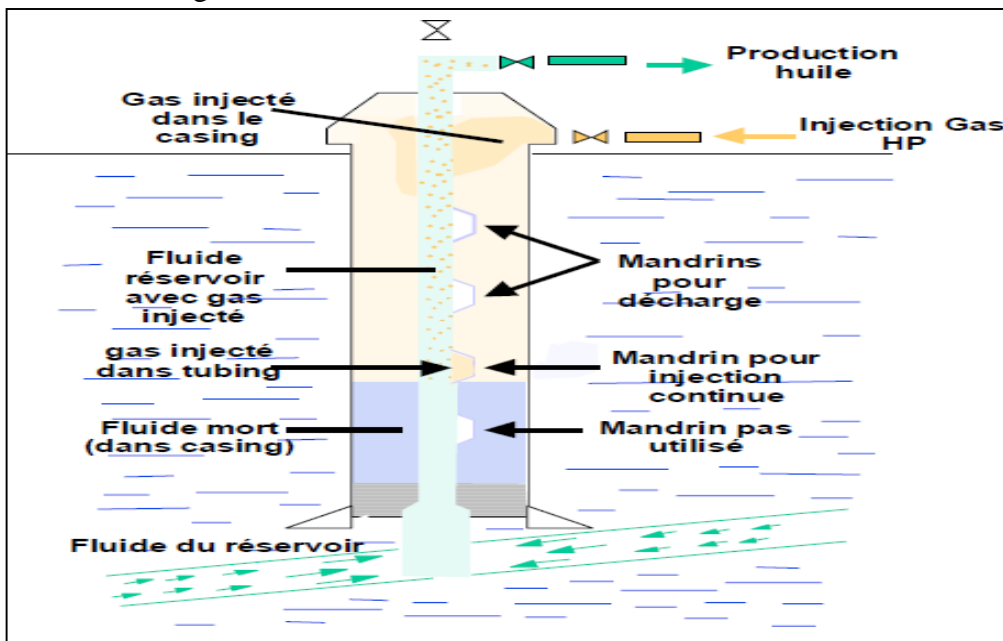


Figure III.7. Position des mandrins

Il existe trois types des mandrins :

Les mandrins conventionnels

C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de gaz lift, Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés en surface avant la descente, le positionnement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

Ce type de mandrins présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige une opération de Work-Over.

Les mandrins à poche latérale (SIDE Pocket mandrels)

Elles ont révolutionné le gaz lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrins a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957

Les mandrins avec vanne concentrique

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire.

La vanne concentrique peut :

- Soit être intégré au mandrin ;
- Soit être mise en place par travail au câble.

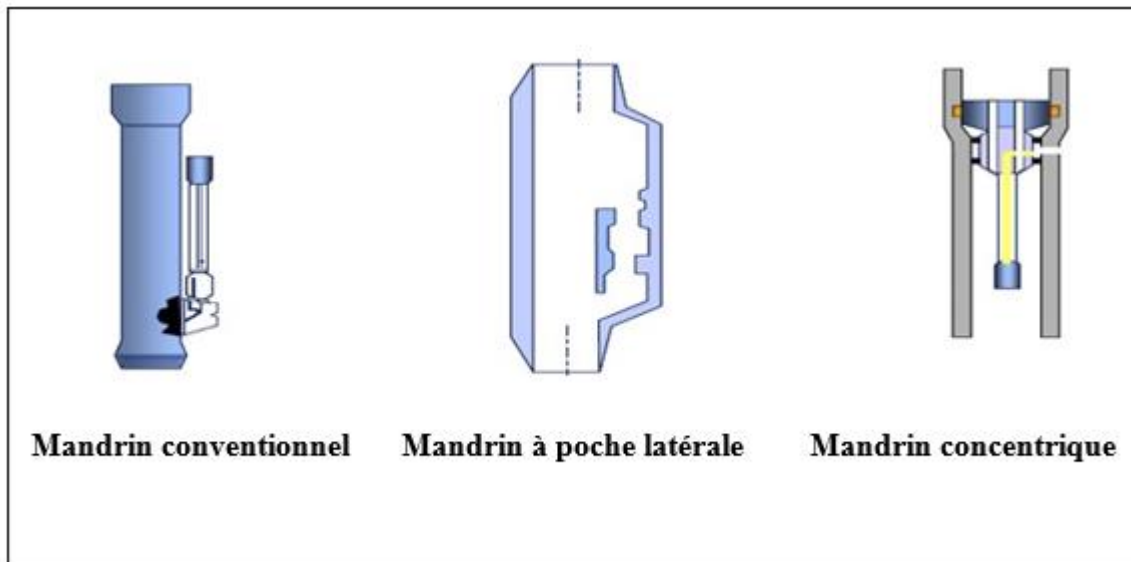


Figure III.8. Les différents types des mandrins

III.6.2.1.2. Les vannes

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression du gaz ou de fluide, ou une combinaison des deux. Elles sont généralement installées dans des mandrins. Il existe trois types :

- **Vanne de décharge** : ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage ; un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte. Son rôle permet de décharger progressivement le puits à l'aide de la pression

d'injection de gaz disponible pour atteindre la profondeur d'injection requise, soit le point d'injection final.

- **Vanne de service** : elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté. Elle est située au point d'injection final, généralement un orifice dont le diamètre aura été choisi pour injecter un débit de gaz optimisé, permettra de produire le puits au débit liquide désiré.
- **Bouchons dits dummies** : bouchon pour barrière de sécurité et protection des portées des mandrins.

III.6.3. Autres équipements spécifiques

Parmi ces équipements on a :

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

III.7. Les principaux paramètres de Gas-lift [16]

III.7.1. Pression en tête de puits (Well Head pressure)

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins. Il en découle que les puits en gaz lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits. Une règle du pouce dit que les besoins en gaz sont divisés par deux quand la pression en tête de puits est divisée par deux.

III.7.2. Pression du gaz injecté

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single Point. Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the Well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. Ce sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

III.7.3. Profondeur de l'injection du gaz

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté. Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

III.7.4. IP important et effet de skin (High PI and Skin effet)

La production d'un puits dépend directement du drawdown appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le Gas lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

III.8. Existence De Gaz-Lift A HMD [17]

La décision a été prise d'utiliser le gaz lift pour exploiter certaines zones du champ de Hassi-Messaoud en raison des raisons suivantes :

- La pression de gisement dans certaines zones, notamment la zone 4, a diminué en raison d'un soutirage important, rendant les puits non éruptifs.
- Les puits ont besoin d'être levés en injectant de l'eau de gisement et de gaz pour maintenir la pression.
- Le gaz HP (haute pression) est disponible.
- L'activation des puits par pompage électrique était impossible en raison des limitations technologiques de l'époque.

III.9. Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud

Nous avons décidé de visiter le site de HMD pour bénéficier de leur expérience dans l'amélioration des interventions sur les puits à huile, notamment pour résoudre les problèmes tels que l'alourdissement de la colonne, le bouchage de sel et le givrage, et pour augmenter la production d'huile. Étant donné que HMD possède la plus grande région pétrolière en Algérie, nous espérons apprendre de leur expertise dans ce domaine.

Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud il y a trois types de complétion double injection [18]

III.9.1. 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.

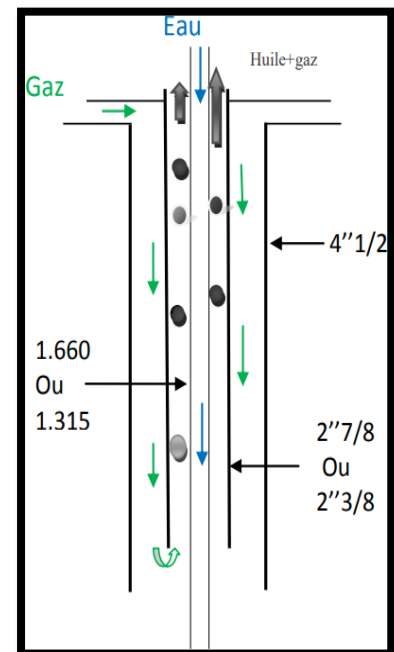


Figure III.9. Complétion conventionnelle

III.9.2. Type d'injection non conventionnelle

III.9.2.1. 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.

➤ Avantages

- La facilité de faire des différentes interventions de maintenance sur le puits par exemple : coiled tubing, diagraphie, Wire-line.

➤ Inconvénients

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

III.9.2.2. 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 chère et la plus facile à appliquer.

➤ Inconvénients

- Diamètre réduit en cas de nécessité d'intervention.

III.10. Problèmes liés au Gas- lift

Problèmes de fonctionnement des vannes de fond ou de surface :

A. **Les vannes de fond et de surface sont des éléments clés du système de Gas-lift.** Si elles ne fonctionnent pas correctement, elles peuvent entraîner une production insuffisante ou une surpression dans le puits. Les problèmes les plus courants sont le blocage de la soupape, la fuite de gaz ou de liquide, l'usure ou la corrosion de la soupape, ou un mauvais réglage de la pression d'injection de gaz.

B. **Formation de bouchons dans les conduites d'injection de gaz :** Les bouchons peuvent se former dans les conduites d'injection de gaz en raison de la condensation, de la formation de paraffine ou de l'accumulation de sels. Cela peut réduire ou bloquer complètement l'injection de gaz et empêcher la production de pétrole. Le nettoyage

régulier des conduites d'injection de gaz est nécessaire pour éviter ce problème.

- C. **Problèmes de compatibilité entre le gaz d'injection et le fluide de production :** Si le gaz d'injection n'est pas compatible avec le fluide de production, cela peut entraîner une baisse de la performance du système de Gas-lift. Des problèmes tels que la formation de mousses, la corrosion, ou des problèmes de sédimentation peuvent se produire si le gaz d'injection et le fluide de production ne sont pas compatibles. Les tests de compatibilité entre les gaz d'injection et les fluides de production sont donc nécessaires avant la mise en place du système de Gas-lift.
- D. **Diminution de la pression d'injection de gaz due à des fuites :** Les fuites dans les conduites ou les vannes peuvent entraîner une diminution de la pression d'injection de gaz, ce qui peut réduire l'efficacité du système de Gas-lift. Les fuites peuvent être causées par l'usure, la corrosion ou des erreurs de montage.
- E. **Formation de dépôts de paraffine ou de sels :** Les dépôts de paraffine ou de sels peuvent se former dans les tubages et les conduites en raison des conditions de pression et de température. Ces dépôts peuvent réduire la section transversale disponible pour l'écoulement du gaz et du fluide de production, et réduire ainsi la production de pétrole. Des traitements chimiques peuvent être nécessaires pour éviter ce problème.
- F. **Obstruction du système de Gas-lift par des débris :** Des débris, des sables ou des débris organiques peuvent obstruer le système de Gas-lift et affecter la production de pétrole. Des filtres peuvent être utilisés pour éviter l'entrée de ces débris dans le système de Gas-lift.
- G. **Accumulation de liquides dans le puits :** L'accumulation de liquides dans le puits peut réduire la hauteur de colonne de gaz nécessaire pour produire du pétrole, ce qui peut affecter la production de pétrole.

III.11. Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift

III.11.1. Caractéristiques

Injection de gaz : Le système de Gas-lift injecte du gaz dans le fluide de production pour réduire la densité de la colonne de fluide et faciliter l'écoulement du pétrole vers la surface. Le gaz est généralement injecté dans la partie inférieure du puits de pétrole.

Pression d'injection de gaz : La pression d'injection de gaz doit être suffisamment élevée pour surmonter la pression de la colonne de fluide dans le puits de pétrole. La pression d'injection de gaz est réglée par des vannes de surface ou de fond, qui peuvent être réglées en fonction des caractéristiques du puits de pétrole.

Système de vannes : Le système de vannes du Gas-lift est composé de vannes de fond et de surface qui régulent l'injection de gaz dans le puits de pétrole. Les vannes peuvent être contrôlées manuellement ou automatiquement en fonction des besoins de production.

Hauteur de la colonne de gaz : La hauteur de la colonne de gaz est la distance entre le point d'injection de gaz et la surface du puits de pétrole. La hauteur de la colonne de gaz est un facteur important dans la conception du système de Gas-lift et dépend des caractéristiques du puits de pétrole.

Débit de gaz : Le débit de gaz est la quantité de gaz injectée dans le puits de pétrole par unité de temps. Le débit de gaz doit être suffisamment élevé pour maintenir une pression suffisante dans le puits de pétrole et éviter les problèmes de production.

Surveillance et contrôle : La surveillance et le contrôle du système de Gas-lift sont importants pour optimiser la production de pétrole. Des capteurs peuvent être utilisés pour mesurer la pression, la température et le débit de gaz, et pour détecter les problèmes potentiels tels que les fuites ou les obstructions.

III.11.2. Avantages

Augmentation de la production : Le système de Gas-lift permet d'augmenter la production de pétrole des puits de pétrole. En injectant du gaz dans le fluide de production, la densité de la colonne de fluide est réduite, ce qui facilite l'écoulement du pétrole vers la surface.

Adaptabilité : Le système de Gas-lift est adaptable à une grande variété de puits de pétrole, qu'ils soient profonds ou peu profonds, et qu'ils produisent du pétrole lourd ou léger.

Réduction des coûts : Le système de Gas-lift peut réduire les coûts d'exploitation des puits de pétrole en augmentant la production et en réduisant le besoin de travaux de forage coûteux.

Faible entretien : Le système de Gas-lift est relativement simple et nécessite peu d'entretien. Les vannes de surface et de fond peuvent être réglées manuellement ou automatiquement en fonction des besoins de production.

Souplesse de contrôle : Le système de Gas-lift permet un contrôle souple de la production de pétrole. Les vannes de surface et de fond peuvent être réglées pour optimiser la production en fonction des caractéristiques du puits .

Fiabilité : Le système de Gas-lift est fiable et peut être utilisé pendant de nombreuses années avec peu de défaillances.

III.11.3. Inconvénients

Coût initial élevé : Le coût initial pour l'installation d'un système de Gas-lift est élevé. Les puits doivent être équipés de vannes et de conduites spéciales pour l'injection du gaz.

Consommation de gaz : Le système de Gas-lift consomme une quantité importante de gaz pour injecter dans le puits de pétrole. Cette consommation peut augmenter les coûts d'exploitation pour l'entreprise pétrolière.

Nécessité de gaz haute pression : Le gaz utilisé pour le système de Gas-lift doit être à haute pression pour fournir une force suffisante pour soulever la colonne de fluide dans le puits. Cela peut limiter les sources de gaz disponibles pour l'entreprise pétrolière.

Limitations de profondeur : Le système de Gas-lift peut être limité dans les puits de pétrole très profonds, où la pression du gaz peut ne pas être suffisante pour soulever la colonne de fluide.

Contrôle complexe : Le contrôle de la production de pétrole avec le système de Gas-lift peut être complexe, nécessitant une surveillance constante et des ajustements manuels pour optimiser la production.

Chapitre IV

Modélisation et optimisation du champ HGA

IV. Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HGA

IV.1. Problématique

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant son histoire d'exploitation, ce champ a montré une déplétion remarquable de la production. La production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour exploitation.

La problématique de notre travail de recherche porte sur l'optimisation de la production dans le champ de Hassi El Guterre HGA en utilisant des méthodes de modélisation et d'analyse détaillées. L'une de ces méthodes est la méthode de build up, mais cela nécessite beaucoup de temps et de ressources. Nous nous interrogeons sur la manière d'améliorer cette production en mettant en place des approches de modélisation plus efficaces.

Notre premier objectif consiste à modéliser les puits du champ de Hassi-Messaoud en utilisant deux méthodes différentes, à savoir la méthode de modélisation "Build-up" et la méthode de modélisation "Discharge Coefficient et Indice de productivité CD-IP". Nous souhaitons comparer les résultats obtenus avec les données mesurées afin de déterminer laquelle de ces méthodes est la plus précise et la plus adaptée aux spécificités du champ.

Dans le cadre de notre étude, nous cherchons également à analyser de manière approfondie la sensibilité des paramètres sur les performances des puits. Cette analyse nous permettra de mieux comprendre le comportement des puits dans le champ de HGA et d'identifier les facteurs clés qui influencent leur production.

Par ailleurs, nous nous pencherons sur la modélisation du réseau de collecte du champ de HGA. Il est essentiel de prendre en compte les interactions entre les différents puits pour obtenir une vision globale de la production et construire un modèle fiable du réseau de collecte.

Enfin, notre objectif ultime est d'optimiser la production du GOSP HGA en explorant différents scénarios. Nous évaluerons les résultats de chaque scénario afin de déterminer la meilleure stratégie pour maximiser la production tout en assurant une rentabilité optimale.

IV.2. Introduction

L'optimisation de la production implique l'examen de l'ensemble du processus de production, depuis le réservoir jusqu'aux bacs de stockage. Une analyse approfondie des paramètres de chaque étape du système est effectuée afin d'identifier les variables clés qui seront utilisées pour l'optimisation. La solution optimale du système dépendra de tous les paramètres importants, c'est-à-dire les variables clés qui ont une incidence sur la production.

A l'aide du logiciel PIPESIM, nous modéliserons d'abord l'ensemble des puits. La modélisation comporte plusieurs aspects :

- Le modèle réservoir.
- Les données PVT.
- La complétion.
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbes Inflow (IPR) et Outflow (VLP).

IV.3. Description du logiciel PIPESIM

PIPESIM est un logiciel de simulation de flux multiphasiques utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour modéliser le comportement des fluides dans les systèmes de production. Il permet de simuler les écoulements de fluides à travers les pipelines, les réservoirs, les installations de production, les puits, les compresseurs et les vannes, en prenant en compte les propriétés des fluides, les conditions d'opération et les équipements.

Le logiciel PIPESIM peut être utilisé pour résoudre des problèmes de conception, d'optimisation et de diagnostic de systèmes de production. Il permet de prédire le comportement des fluides dans des conditions variées, telles que les variations de température et de pression, les changements de composition des fluides, les fuites, les obstructions et les perturbations de débit.

PIPESIM est capable de simuler des systèmes complexes de production d'hydrocarbures, tels que les champs de pétrole et de gaz, les pipelines, les installations de traitement, les plateformes offshore et les usines de gaz naturel liquéfié (GNL). Il peut être utilisé pour optimiser la production, réduire les coûts d'exploitation, améliorer la sécurité et minimiser l'impact environnemental des opérations pétrolières et gazières. [19]

IV.3.1. Application du logiciel PIPESIM

- 1- **Modélisation de la production d'hydrocarbures** : PIPESIM permet de simuler le flux de pétrole et de gaz naturel à travers les pipelines, les réservoirs, les installations de production et les équipements. Il peut être utilisé pour optimiser la production en déterminant les paramètres clés qui influencent les performances du système.
- 2- **Simulation de pipelines** : PIPESIM est capable de simuler les conditions de transport des fluides à travers les pipelines, en prenant en compte les caractéristiques des fluides, les conditions de fonctionnement et les perturbations éventuelles. Il peut être utilisé pour optimiser le dimensionnement et le fonctionnement des pipelines, ainsi que pour détecter et résoudre les problèmes potentiels.
- 3- **Analyse des pertes de charge** : PIPESIM permet d'analyser les pertes de charge dans les pipelines et les équipements associés, en utilisant différents modèles de calcul. Cette analyse peut être utilisée pour optimiser la pression et le débit dans le système, ainsi que pour identifier les zones à risque de pertes de charge excessives.
- 4- **Simulation de puits de pétrole et de gaz** : PIPESIM peut être utilisé pour simuler les écoulements de fluides dans les puits de pétrole et de gaz, en prenant en compte les caractéristiques des fluides, les conditions de forage et les équipements associés. Cette simulation peut aider à optimiser la production des puits, en identifiant les paramètres clés qui influencent les performances.
- 5- **Modélisation des installations de traitement** : PIPESIM permet de simuler les écoulements de fluides dans les installations de traitement, telles que les usines de gaz naturel liquéfié (GNL) ou les installations de séparation de pétrole et de gaz. Cette simulation peut aider à optimiser les performances du système en identifiant les paramètres clés qui influencent le traitement des fluides.

- 6- **Analyse de la sécurité** : PIPESIM peut être utilisé pour analyser la sécurité des opérations pétrolières et gazières, en prenant en compte les risques potentiels liés aux écoulements de fluides, aux fuites, aux incendies, etc. Cette analyse peut aider à identifier les zones à risque et à mettre en place des mesures de sécurité appropriées.

IV.3.2. Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- 1- **Propriétés des fluides** : Il est nécessaire de connaître les propriétés des fluides qui circulent dans le système, comme la densité, la viscosité, la compressibilité, la tension superficielle, etc.
- 2- **Caractéristiques des équipements** : Il faut avoir des informations sur les équipements du système, tels que les pompes, les vannes, les tuyaux, les échangeurs de chaleur, etc. Les données peuvent inclure les dimensions, les caractéristiques hydrauliques, les conditions de fonctionnement, etc.
- 3- **Conditions de fonctionnement** : Il est important de définir les conditions de fonctionnement du système, comme la pression, la température, le débit, la composition des fluides, etc.
- 4- **Géométrie du système** : Il est nécessaire d'avoir des informations sur la géométrie du système, comme la longueur et le diamètre des pipelines, la hauteur des réservoirs, la configuration des équipements, etc.
- 5- **Données météorologiques** : Pour les systèmes offshore, il est important de connaître les conditions météorologiques, comme la hauteur des vagues, la direction et la vitesse du vent, la température de l'eau, etc.
- 6- **Données de performance des équipements** : Il est utile d'avoir des données sur les performances des équipements, comme les courbes de pompage des pompes, les caractéristiques des vannes, les coefficients de transfert de chaleur, etc.
- 7- **Données de production des puits** : Pour les systèmes de production d'hydrocarbures, il est nécessaire d'avoir des données sur la production des puits, comme le débit, la composition des fluides, la pression, etc.
- 8- **Données de sécurité** : Il peut être nécessaire d'avoir des données sur les risques de sécurité associés au système, comme les normes de sécurité, les consignes de sécurité, les plans d'urgence, etc.

IV.3.3. Les modèles de PIPESIM

Le logiciel PIPESIM propose différents types de modèles pour simuler les systèmes de

transport de fluides, notamment :

- 1- **Modèle de réseau de pipelines** : ce modèle permet de simuler les flux de fluides dans un réseau de pipelines. Il prend en compte les caractéristiques des équipements, les propriétés des fluides et les conditions de fonctionnement pour calculer les débits, les pressions et les températures dans le système.
- 2- **Modèle de production de puits** : ce modèle est utilisé pour simuler la production de fluides depuis un puits. Il prend en compte les caractéristiques du réservoir, les propriétés des fluides et les conditions de production pour calculer le débit, la pression et la composition des fluides produits.
- 3- **Modèle de séparateur** : ce modèle est utilisé pour simuler le processus de séparation des fluides. Il prend en compte les caractéristiques du séparateur, les propriétés des fluides et les conditions de fonctionnement pour calculer les débits et les compositions des fluides en sortie.
- 4- **Modèle de compresseur** : ce modèle est utilisé pour simuler le fonctionnement des compresseurs. Il prend en compte les caractéristiques du compresseur, les propriétés des fluides et les conditions de fonctionnement pour calculer les débits, les pressions et les températures en entrée et en sortie.
- 5- **Modèle de chauffage** : ce modèle est utilisé pour simuler le processus de chauffage des fluides. Il prend en compte les caractéristiques de l'échangeur de chaleur, les propriétés des fluides et les conditions de fonctionnement pour calculer les débits, les températures et les coefficients de transfert de chaleur.
- 6- **Modèle de stockage** : ce modèle est utilisé pour simuler le stockage des fluides. Il prend en compte les caractéristiques des réservoirs, les propriétés des fluides et les conditions de fonctionnement pour calculer les débits, les pressions et les températures en entrée et en sortie.
- 7- Ces différents modèles peuvent être combinés pour simuler des systèmes de transport de fluides complexes.

IV.4. Modélisation des puits

IV.4.1. Introduction

Pour étudier le potentiel des puits dans le manifold HGA et comprendre l'impact de certains paramètres sur eux, il est essentiel de mener une étude rigoureuse et extrêmement détaillée. Cela nécessite la construction d'un modèle fiable pour chaque puits, qui doit être validé à l'aide de données récoltées. Pour construire ce modèle, le logiciel de simulation PIPESIM est utilisé. Plusieurs départements au sein de la structure EP contribuent à fournir les données nécessaires pour la modélisation. Dans ce chapitre, toutes les étapes de la modélisation seront détaillées, avec un exemple illustrant chaque étape. L'ensemble des puits sera modélisé à l'aide du logiciel PIPESIM en présentant un système de production du réservoir jusqu'à la tête de puits, qui comprend un réservoir, une colonne de production et une tête de puits. La modélisation comprend plusieurs aspects, notamment la collecte des données nécessaires, la modélisation du réservoir et du potentiel des puits, le choix de la corrélation de l'écoulement vertical, le tracé des courbes Inflow et Outflow (analyse nodale),

la détermination des courbes de performance $Q=f(Pt)$.

IV.4.2. Collecte des données

IV.4.2.1. Les complétions des puits

Tableau IV.1. Types de complétion utilisées dans les puits

PUITS	TYPE	De MD(m)	Vers MD(m)	ID (in)	OD (in)	Régusité(mm)
HGA1	Liner	3192.58	3550	5.036364	5.785124	0.0254
HGA2	Liner	3112.6	3401	4.892562	5.785124	0.0254
HGA3	Liner	3086.2	3525.08	5.036364	5.785124	0.0254
HGA7	Casing	0	3323	6.184	7	0.0254
HGA8	Casing	0	3500	6.094	7	0.0254
HGA9	Casing	0	3485	6.094	7	0.0254
HGA11	Liner	2503	3515.5	3.92	4.5	0.0254
HGA16	Casing	0	3520	6.094	7	0.0254
HGA17	Casing	0	3515	6.094	7	0.0254
HGA24	Casing	0	3499	6.094	7	0.0254
HGA26	Liner	3219	3422	3.92	4.5	0.0254
HGA32	Liner	3270	3482	3.92	4.5	0.0254
HGA35	Open Hole	3377	3441	5.036364	/	/
HGA36	Liner	3289.5	3420	5.036364	5.785124	0.0254
HGA40	Open Hole	3353	3483	5.036364	/	/
HGA41	Open Hole	3346	3445	5.036364	/	/
HGA42	Liner	3300.8	3430	2.441	2.875	0.0254
HGA43	Liner	3335.39	3480	3.92	4.5	0.0254
HGA44	Liner	3349	3516.96	3.92	4.5	0.0254
HGANE3	Liner	3362	3489	3.92	4.5	0.0254
HGANE5	Liner	3464.5	3554	3.92	4.5	0.0254
HGANE7	Liner	3416	3510	3.92	4.5	0.0254

Tableau IV.2. Types de tubing utilisés dans les puits

PUITS	Tubing
-------	--------

	vers MD(m)	ID(in)	OD(in)	Régusité(mm)
HGA1	3191.15	3.92	4.5	0.0254
HGA2	3111	3.92	4.5	0.0254
HGA3	3084.2	3.92	4.5	0.0254
HGA7	3240	3.92	4.5	0.0254
HGA8	3427	3.92	4.5	0.0254
HGA9	3410.74	3.92	4.5	0.0254
HGA11	2503	3.92	4.5	0.0254
HGA16	3400	3.92	4.5	0.0254
HGA17	3237.41	3.92	4.5	0.0254
HGA24	3302	3.92	4.5	0.0254
HGA26	3217.25	3.92	4.5	0.0254
HGA32	3269.5	3.92	4.5	0.0254
HGA35	3335	3.92	4.5	0.0254
HGA36	3224.65	3.92	4.5	0.0254
HGA40	3309.93	3.92	4.5	0.0254
HGA41	3317.5	3.92	4.5	0.0254
HGA42	3292.8	2.992	3.5	0.0254
HGA43	3334.78	3.92	4.5	0.0254
HGA44	3347.45	3.92	4.5	0.0254
HGANE3	3360	3.92	4.5	0.0254
HGANE5	3462.34	3.92	4.5	0.0254
HGANE7	3414.5	3.92	4.5	0.0254

IV.4.2.2. Données PVT

Afin de créer un modèle précis et fiable pour représenter l'écoulement dans nos puits, il est nécessaire d'intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle le plus approprié pour notre cas est le modèle Black oil, car les variations de masse volumique en fonction de la pression sont insignifiantes. Étant donné l'indisponibilité des données nécessaires pour appliquer le modèle compositionnel ou PVT, nous avons opté pour le modèle Black oil qui peut être utilisé avec les données disponibles. [20]

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

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

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ / Sm ³)	WOR (Sm ³ / Sm ³)	P de bulle (Kgf/cm ² g)
HGA1	0.791	538	0	13.01
HGA2	0.814	905	0	13.36
HGA3	0.797	290	47.76119	3.51
HGA26	0.799	651	0	12.64

IV.4.2.3. Les données des essais des puits

Afin d'obtenir un modèle de puits fiable qui soit approximatif au modèle réel, nous avons dû procéder au calibrage des pressions du fond statique et dynamique du puits. Pour ce faire,

nous avons eu besoin des données des essais de puits, qui ont été obtenues à partir des tests DST et des BUILD-UP. Toutefois, avant d'utiliser ces données, quelques corrections ont été nécessaires. [21]

Étant donné la différence entre la côte des perforations et celle des mesures obtenues lors des tests mentionnés ci-dessous, nous devons prendre en compte les pertes de charge entre ces deux côtes en utilisant l'équation suivante :

$$Pfs(perfos) = Pfs(gauge) + \frac{dP}{dh}(st) \times (cote(perfos) - cote(gauge)) \quad \text{VI.1}$$

$$Pfd(perfos) = Pfd(gauge) + \frac{dP}{dh}(st) \times (cote(perfos) - cote(gauge)) \quad \text{VI.2}$$

Où :

Pfs : Pression de fond statique.

Pfd : Pression de fond dynamique.

$\frac{dP}{dh}(st)$: Gradient statique de Pression.

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

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

Tableau IV.4. Données des essais des puits

puits	PG (kg/cm ² g)	PFD (kg/cm ² g)	PT (kg/cm ² g)	Q (Sm ³ /h)	IP (Sm ³ /(d.bar))	Duse (mm)
HGA1	185	162	41	10.38	0.8	9
HGA2	286.75	183	40	1.51	0.017	10
HGA3	463.46	309.54	106	12.92	0.095	10.3
HGA7	197.5	90.7	23.1	3.4	0.034	9
HGA8	441.36	388.73	80	6.76	0.111	9
HGA9	438.75	316.38	90	7.53	0.059	9
HGA11	196.12	122	24.5	2.95	0.142	11
HGA16	449.6	408.91	170.8	28.06	0.66	12.7
HGA17	292	170	16	0.88	0.008	7
HGA24	259.23	177	14	0.8	0.01	8
HGA26	356.8	200.4	15.8	2.8	0.018	8
HGA32	169.86	147.5	19	1.39	0.078	9
HGA35	244.62	149.33	20	2.66	0.029	9
HGA36	248.33	205.35	32	4.21	0.139	9.53
HGA40	309.2	226.5	43.5	4.86	0.062	9.53
HGA41	999	195	32	5.37	999	11
HGA42	279.68	248	55.53	5.98	0.259	9.53
HGA43	339.75	283.35	79	9.19	0.184	9.53
HGA44	257.2	213.2	19.4	2.48	0.058	9
HGANE3	303.38	193.2	25.4	2.38	0.021	9
HGANE5	447.61	333.46	125.1	11.74	0.099	9.53
HGANE7	413	390	175.81	6.88	0.298	9.53

Les données les plus récentes des derniers jaugeages sont utilisés pour ajuster le modèle de puits en fonction de son débit d'huile. Les informations pertinentes ont été fournies dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.5. Derniers jaugeages des puits

Puits	Date de jaugeage	Duse (mm)	Q (sm ³ /h)	Pt (Kgf/cm ² g)	Pp (Kgf/cm ² g)	T huile (°c)	Qeau (sm ³ /h)	GOR (sm ³ / sm ³)
HGA1	44983	12	2.14	24.1	13.2	18.9	0	538
HGA2	44932	12	1.59	23.9	13.4	11.3	0	905
HGA3	44955	11	0.35	11.5	9.6	10	320	290
HGA7	44959	12	2.2	18.7	13.3	25.8	0	766
HGA8	44949	10	4.39	46	13	26	2230	89
HGA9	44949	11	5.04	34.8	14	21	1810	164
HGA11	44932	12	4.62	33.7	14.3	10	0	374
HGA16	44973	11	4.44	37.3	14.9	17	2408	113
HGA17	44950	12	1.46	20.4	13.5	15	0	749
HGA24	44952	12	1.85	21.3	15.2	7	0	625
HGA26	44973	12	2.39	30.1	12.9	16	0	651
HGA32	44939	12	3.89	32.6	10.6	24.2	0	424
HGA35	44939	12	4.64	34.6	11.8	28.3	0	352
HGA36	44933	12	1.48	19.5	10.8	9.2	40	833
HGA40	44973	12	2.95	28.5	12.3	27	0	622
HGA41	44977	12	0.79	17.4	13.8	19.6	0	984
HGA42	44951	13	1.41	27.9	13.8	6	0	1854
HGA43	44973	13	0.62	19.8	13.3	19.4	0	2354
HGA44	44977	12	7.19	35.4	14.1	22.1	0	189
HGANE3	44948	9	6.47	56.1	17.5	17	0	88
HGANE5	44948	9	3.96	31.8	16	17	0	85
HGANE7	44949	8	4.2	51	15.3	14	0	204

IV.5. Modélisation d'un puits par la méthode de build-up

IV.5.1. L'organigramme de la procédure de la modélisation

La création d'un modèle de puits proche de la réalité avec Pipesim implique plusieurs étapes.

Tout d'abord, il est nécessaire de collecter toutes les données nécessaires telles que les données géologiques, de production, de pression et les propriétés des fluides. Ensuite, il faut créer un modèle de réservoir 3D en ajoutant les couches de réservoir et en configurant les propriétés du réservoir.

Le puits doit être ajouté au modèle de réservoir pour refléter les conditions de production, ainsi que les équipements de surface tels que les têtes de puits, les vannes et les séparateurs.

Les propriétés des équipements de surface doivent également être configurées, ainsi que les conditions d'écoulement telles que la pression de fond, le débit d'huile, de gaz et d'eau et les caractéristiques du fluide.

Le modèle doit être calibré pour correspondre aux données de production réelles en

ajustant les paramètres tels que la perméabilité, la porosité et la saturation. Ensuite, la simulation du modèle doit être effectuée pour obtenir des résultats tels que le débit, la pression, la température, etc.

Les résultats doivent être analysés pour évaluer les performances du puits et optimiser les paramètres du modèle. Le modèle doit être ajusté en fonction des résultats de simulation et répéter les étapes jusqu'à satisfaction des performances du modèle.

Enfin, le modèle doit être validé avec des données de production réelles et ajusté si nécessaire.

Cette procédure a été présentée en détail dans l'organigramme qui suit :

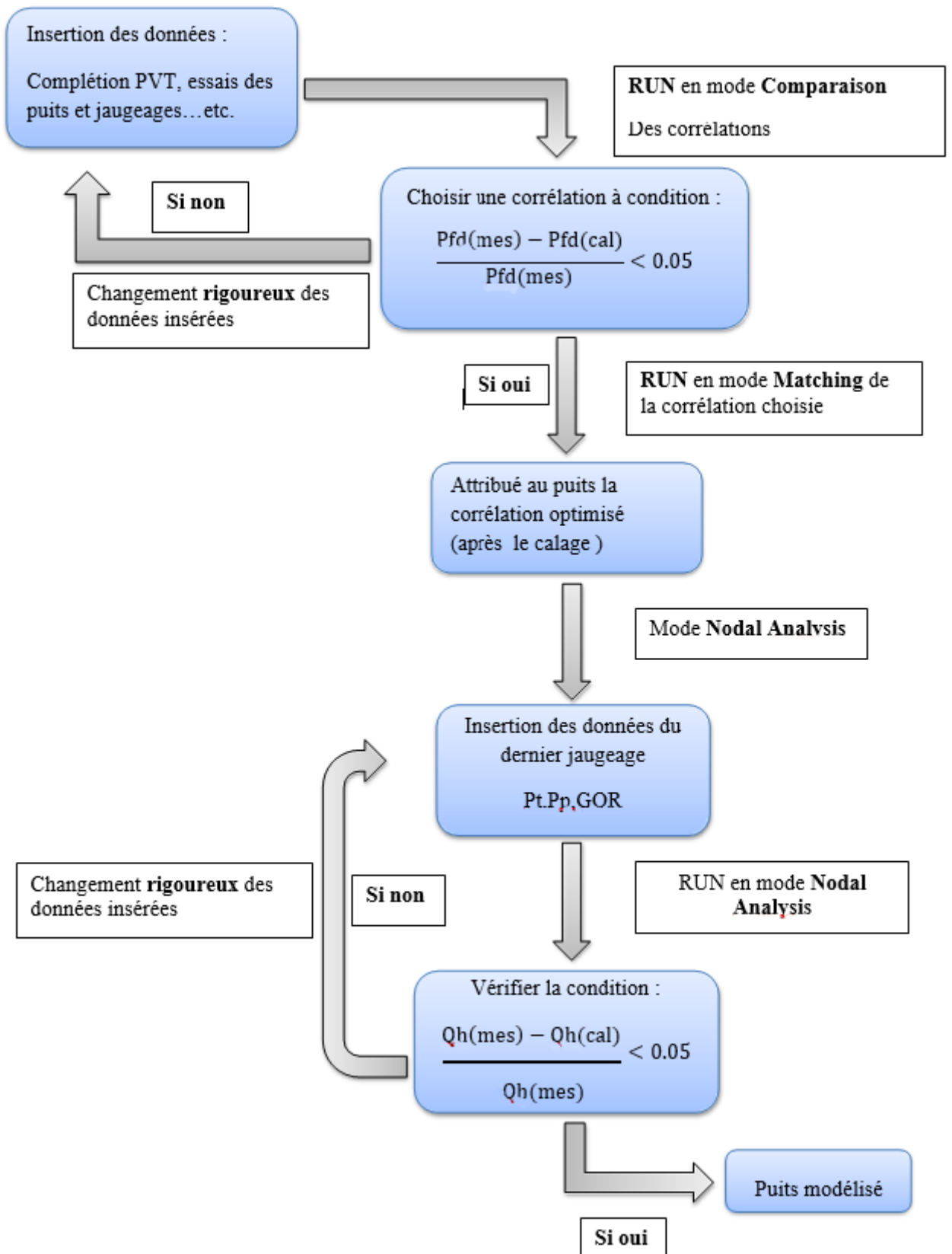


Figure IV.1. Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits

IV.5.2. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical

Avoir des prévisions précises de la pression de fond dynamique est crucial pour concevoir et analyser les puits de manière efficace. Cependant, il peut être difficile de trouver une corrélation appropriée pour notre cas spécifique. Plusieurs corrélations ont été développées pour les écoulements diphasiques dans les conduites, certaines sont générales tandis que d'autres ont une portée limitée. Voici quelques exemples de corrélations qui sont souvent utilisées :

- 1- **La corrélation de Beggs and Brill original(BBO) :** est une équation empirique largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour prédire la pression de fond dynamique et les pertes de charges dans les écoulements diphasiques. Elle a été développée en 1973 et tient compte de plusieurs paramètres, mais peut nécessiter des ajustements pour des situations spécifiques.
- 2- **La corrélation de Hagedorn and Brown(HB) :** est appliquée pour évaluer la chute de pression et le phénomène de hold-up, mais elle ne permet pas de prédire le modèle d'écoulement. Elle a été développée à partir d'une étude expérimentale portant sur les gradients de pression générés lors de l'écoulement continu de deux phases dans des conduits verticaux de faible diamètre.
- 3- **La corrélation OLGAS 2-phase/OLGAS 3-phase :** Les modèles mécaniques OLGAS peuvent être utilisés pour toutes les configurations d'écoulement, y compris les différentes inclinaisons, les diamètres de conduites et les propriétés des fluides. Le modèle biphasique est conçu pour les écoulements gaz-liquide, tandis que le modèle triphasique est destiné aux écoulements gaz-huile-eau. Le modèle utilise des équations de continuité distinctes pour le gaz, le liquide et les gouttelettes de liquide, qui sont couplées par un transfert de masse interfacial.

IV.5.3. Etude de cas

On prend le cas de HGA26 :

IV.5.3.1. Les données du puits

IV.5.3.1.1. Les données du fluide

Tableau IV.6. Les données du fluide

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ / Sm ³)	WOR (Sm ³ / Sm ³)	P de bulle (Kgf/cm ² g)
HGA26	0.799	651	0	12.64

IV.5.3.1.2. Complétion

Tableau IV.7. Les données de la complétion.

Puits	Cote de Top perfo (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominale du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HGA26	3382	3217.25	4 ¹ / ₂	3,92

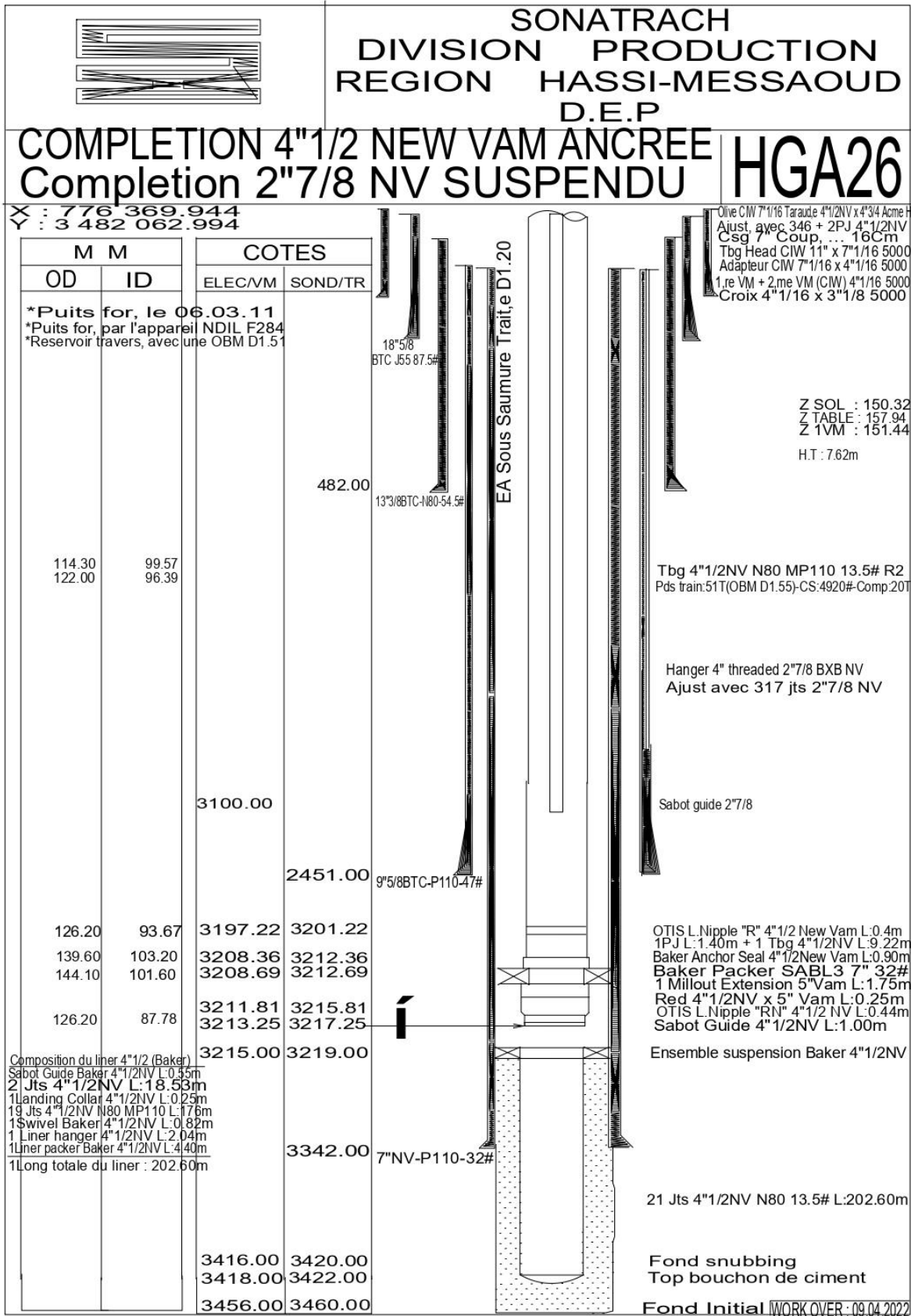


Figure IV.2. Fiche technique puits HGA26

IV.5.3.2. Modélisation avec PIPESIM

Une fois que les informations concernant le puits ont été saisies, telles que les données relatives au tubage, à la complétion et aux résultats du dernier test de BUILD UP et de JAUGEAGE, le logiciel nous permet de concevoir notre puits.

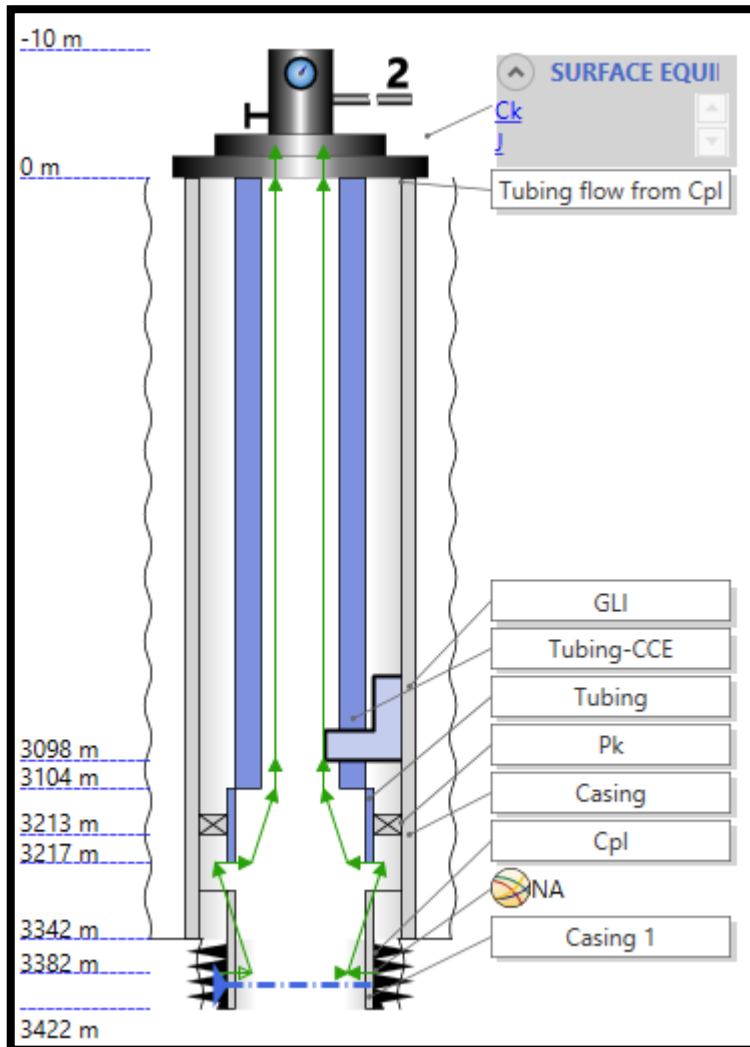


Figure IV.3. La conception du puits HGA26

IV.5.3.2.1. Build up matching

Afin de déterminer le point de fonctionnement de l'analyse nodale, il est nécessaire de faire correspondre les résultats du dernier test BUILD UP effectué le 2/1/2020 avec la bonne corrélation. Pour ce faire, nous choisissons la corrélation qui donne un débit le plus proche possible de celui mesuré lors du test. Il est important de s'assurer que les pressions utilisées pour cette corrélation sont les mêmes que celles corrigées.

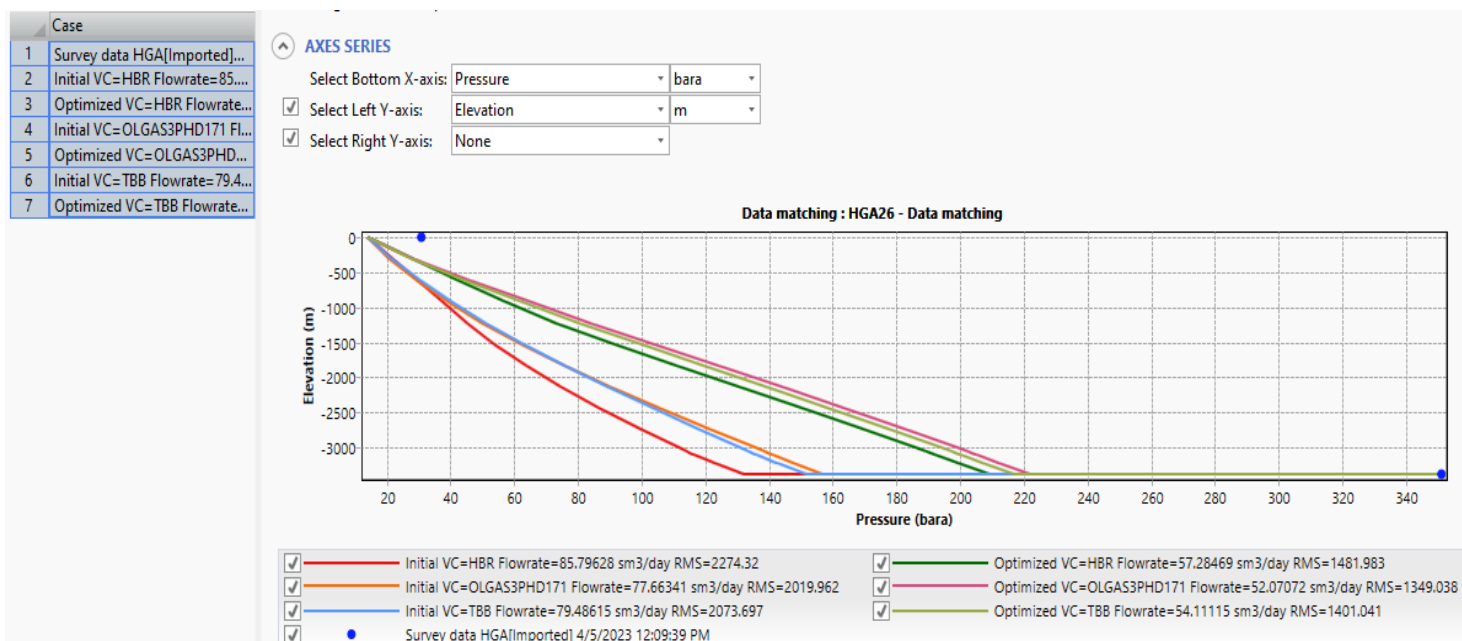


Figure IV.4. Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données

En se basant sur la figure précédente, on peut observer que les corrélations les plus appropriées pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits HGA26 sont celles de **Hagedorn & Brown, OLGAS v. 7.3.1 2-Phase** et **Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]**.

Toutefois, pour obtenir une modélisation plus précise, il est nécessaire de réaliser un calage de ces corrélations à partir de deux points de test, l'un au niveau de la tête du puits et l'autre au niveau du fond, afin d'estimer la teneur en huile et la pression de fond.

Dans la figure précédente, plusieurs courbes correspondent à différentes corrélations. Selon la case **Results summary** disponible dans PIPESIM, les deux corrélations qui donnent des résultats parfaits sont celles de **Hagedorn & Brown** et **Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]**.

Toutefois, **Hagedorn & Brown** a été sélectionnée car elle présente un Calibrated total RMS plus grand.

Vertical multiphase correlation	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	Status	Select
1 OLGAS 2017.1 3-Phase HD	9.026451	2001.302021	1336.120097	18.659951	12.918034	0	0	2019.961972	1349.038132	Optimized	<input type="checkbox"/>
2 Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]	8.573918	2055.18502	1387.615634	18.511601	13.425666	0	0	2073.696621	1401.0413	Optimized	<input type="checkbox"/>
3 Hagedorn & Brown	8.842608	2255.942968	1467.765829	18.376949	14.216716	0	0	2274.319917	1481.982545	Optimized	<input checked="" type="checkbox"/>

Figure IV.5. Calibrated total RMS de chaque corrélation.

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

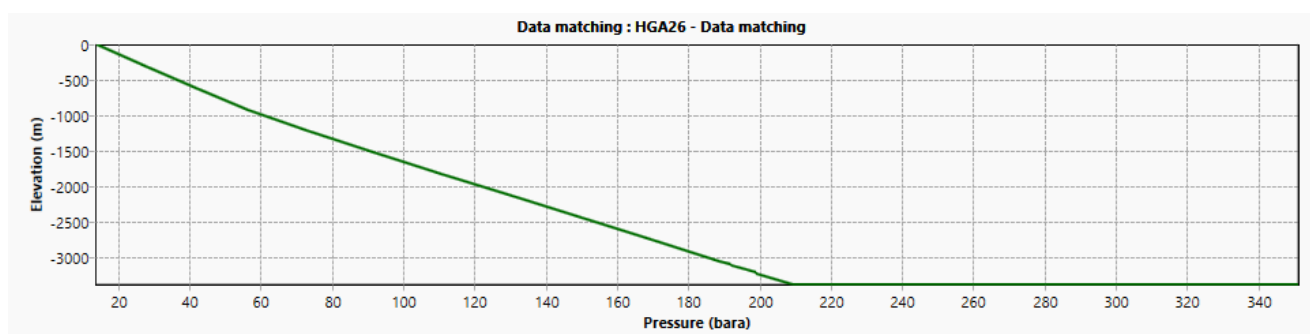


Figure IV.6. Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGA26

Le résultat obtenu est extrêmement satisfaisant. Il ne reste plus qu'à procéder au calage des débits en utilisant le mode NODAL ANALYSIS, ce qui permettra de calibrer entièrement notre modèle.

IV.5.3.2.2. Courbe inflow et outflow (analyse nodal)

Le but de l'analyse nodale dans PIPESIM est d'optimiser le processus de production en utilisant des modèles mathématiques pour représenter le comportement des fluides dans les puits de pétrole et de gaz. Cette analyse fournit des informations sur les performances du système, telles que les débits, les pressions et les températures, ainsi que sur les caractéristiques de l'écoulement des fluides, telles que la teneur en huile, en gaz et en eau. L'analyse nodale permet également d'identifier les contraintes et les limites du système, ainsi que les opportunités d'amélioration, ce qui permet aux ingénieurs de prendre des décisions éclairées pour optimiser la production et maximiser les revenus.

Pour obtenir le point de fonctionnement des puits, qui est caractérisé par une valeur de pression de fond dynamique et un débit correspondant, une simulation en mode nodal analysis est effectuée. Cela permet d'évaluer le potentiel d'un puits et de déterminer comment certains paramètres peuvent influencer le débit et la pression de fond dynamique. Par

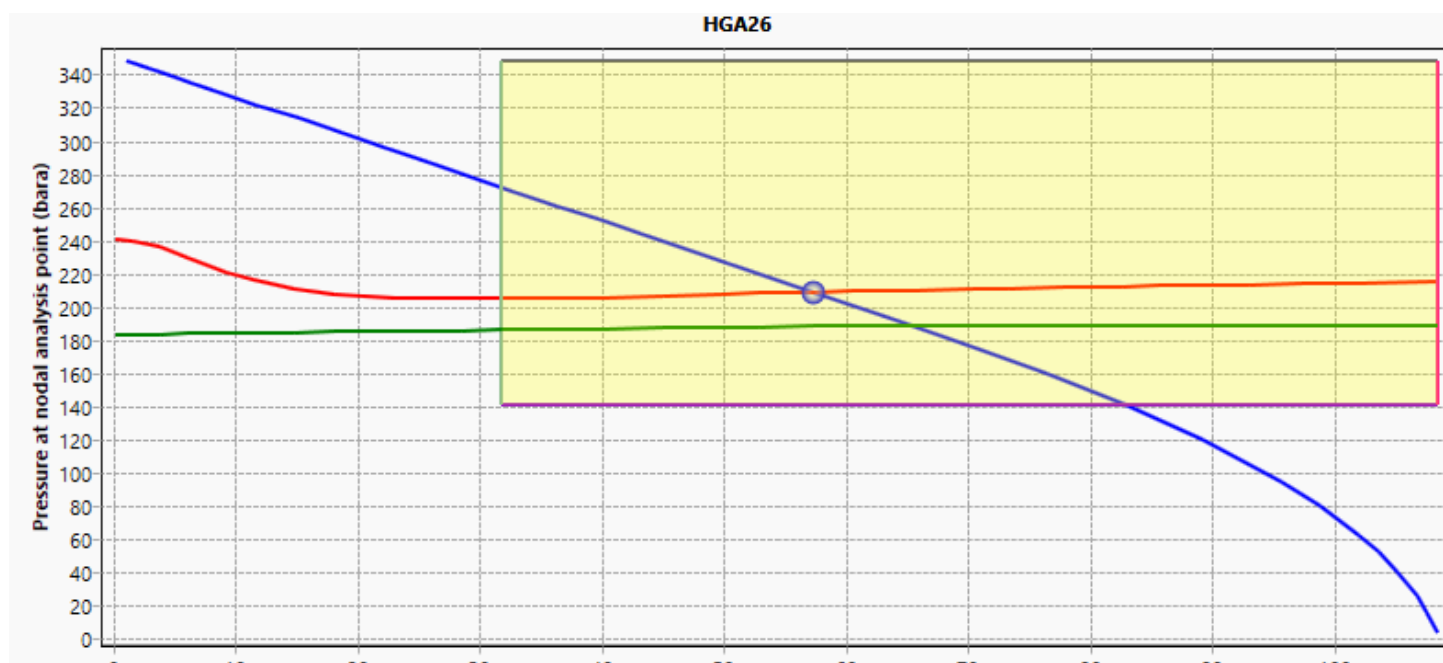


Figure IV.7. Point opérationnel du puits HGA26

conséquent, on peut ensuite effectuer une analyse de sensibilité pour identifier les facteurs qui affectent le plus les performances du puits.

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	kgf/cm2 g
1	Flowrate=57.2...	2.386862	211.8795

Figure IV.8. Cordonnées de point opérationnel du puits HGA26

IV.5.3.3. Comparaison entre les données des tests et calculé par PIPESIM

Afin de vérifier la précision des modèles construits pour représenter les puits, une comparaison a été effectuée entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats de cette comparaison sont présentés dans le tableau ci-dessous :

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

Puits	Données du test (mesurées)		Données PIPESIM (calculées)		Ecart en %	
	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)
HGA26	2.39	356.8	2.386862	356.8011	0%	0%

À quelques rares exceptions près, nous avons constaté que l'écart entre les données mesurées et celles obtenues par simulation est inférieur à 5%. Nous pouvons donc en déduire que les modèles que nous avons construits représentent les puits avec une précision satisfaisante.

IV.6. Modélisation d'un puits par la méthode de coefficient de décharge et indice de productivité

IV.6.1. Introduction

Le coefficient de décharge de la duse (duse discharge coefficient en anglais) est un paramètre clé utilisé dans le logiciel Pipesim pour calculer le débit à travers une duse spécifique.

Lorsque du fluide s'écoule à travers une duse, le coefficient de décharge joue un rôle crucial pour déterminer le débit réel par rapport au débit théorique attendu. Il tient compte des effets de la géométrie de la duse, des propriétés du fluide et des conditions d'écoulement, tels que la turbulence, la friction et les pertes de contraction/expansion.

Le coefficient de décharge est généralement déterminé expérimentalement pour chaque type de duse spécifique. Des tests sont effectués en utilisant des équipements spécialisés pour mesurer le débit réel à travers la duse à des pressions d'entrée et de sortie connues. Ces résultats expérimentaux sont ensuite utilisés pour obtenir le coefficient de décharge spécifique de la duse.

Une fois le coefficient de décharge de la duse déterminé, il peut être entré dans Pipesim pour effectuer des calculs précis du débit à travers le réseau de pipelines simulé. Cela permet d'optimiser la conception des pipelines, de prédire les performances du système, de détecter les problèmes potentiels et d'effectuer des analyses de sensibilité pour des scénarios d'exploitation différents.

En résumé, le coefficient de décharge de la duse est un paramètre essentiel dans Pipesim pour modéliser avec précision le débit à travers une duse spécifique, en tenant compte des caractéristiques de la duse et des conditions d'écoulement. Cela permet aux ingénieurs et aux professionnels de l'industrie de prendre des décisions éclairées pour la conception, l'optimisation et l'exploitation efficace des systèmes de pipelines.

IV.6.2. L'organigramme de la procédure de la modélisation

- 1- **Insertion des données** : Cette étape consiste à collecter et à insérer les données pertinentes dans Pipesim. Cela comprend la complétion des données PVT (Pression, Volume, Température), qui incluent des informations sur la pression de l'huile, la pression du gaz, la densité du fluide, la viscosité, les coefficients d'expansion thermique, les facteurs de compressibilité, etc. En plus des données PVT, d'autres informations telles que les résultats des essais des puits et les jaugages sont également incluses dans cette étape.
- 2- **Run en mode comparaison des corrélations** : À cette étape, une comparaison est effectuée entre le débit de pétrole mesuré (Pfd(mes)) et le débit de pétrole calculé (Pfd(cal)). La différence entre ces deux valeurs est évaluée en utilisant la formule $(Pfd(mes) - Pfd(cal)) / Pfd(mes)$. Si le résultat est inférieur à 0.05, cela indique une bonne correspondance entre le débit mesuré et le débit calculé.
- 3- **Passer en mode Matching de la corrélation choisie** : Si la différence entre le débit de pétrole mesuré et le débit de pétrole calculé est inférieure à 0.05, la corrélation choisie est considérée comme appropriée. Le puits est alors calibré en utilisant cette corrélation optimisée.
- 4- Si la condition n'est pas satisfaite, cela signifie qu'il y a une incohérence significative entre les débits mesurés et calculés. Dans ce cas, il est nécessaire d'examiner attentivement les données insérées et de procéder à des ajustements rigoureux pour obtenir des résultats plus précis.
- 5- **Insertion des données du dernier jaugage** : À cette étape, en mode System Analysis, les données du dernier jaugage sont insérées dans Pipesim. Ces données peuvent inclure des informations sur la pression de la conduite (Ppipe), les débits de liquide (Ql), les débits de gaz injecté (Qginj) et la taille de la duse (Bean Size). Ces données sont utilisées pour analyser le système dans son ensemble.
- 6- **Vérifier la condition** : Une fois les données du dernier jaugage insérées, la différence entre le débit de chaleur mesuré et le débit de chaleur calculé est évaluée en utilisant la formule $(Qh(mes) - Qh(cal)) / Qh(mes)$. Si le résultat est inférieur à 0.05, cela indique une bonne correspondance entre le débit de chaleur mesuré et le débit de chaleur calculé.
- 7- Si la condition est satisfaite, cela signifie que le puits est modélisé avec précision dans Pipesim. Les résultats obtenus à partir de cette modélisation peuvent être utilisés pour des analyses plus approfondies du système de pipelines. Si la condition n'est pas satisfaite, cela indique une incohérence significative entre le débit de chaleur mesuré et le débit de chaleur calculé. Dans ce cas, il est nécessaire

Cette procédure a été présentée en détail dans l'organigramme qui suit :

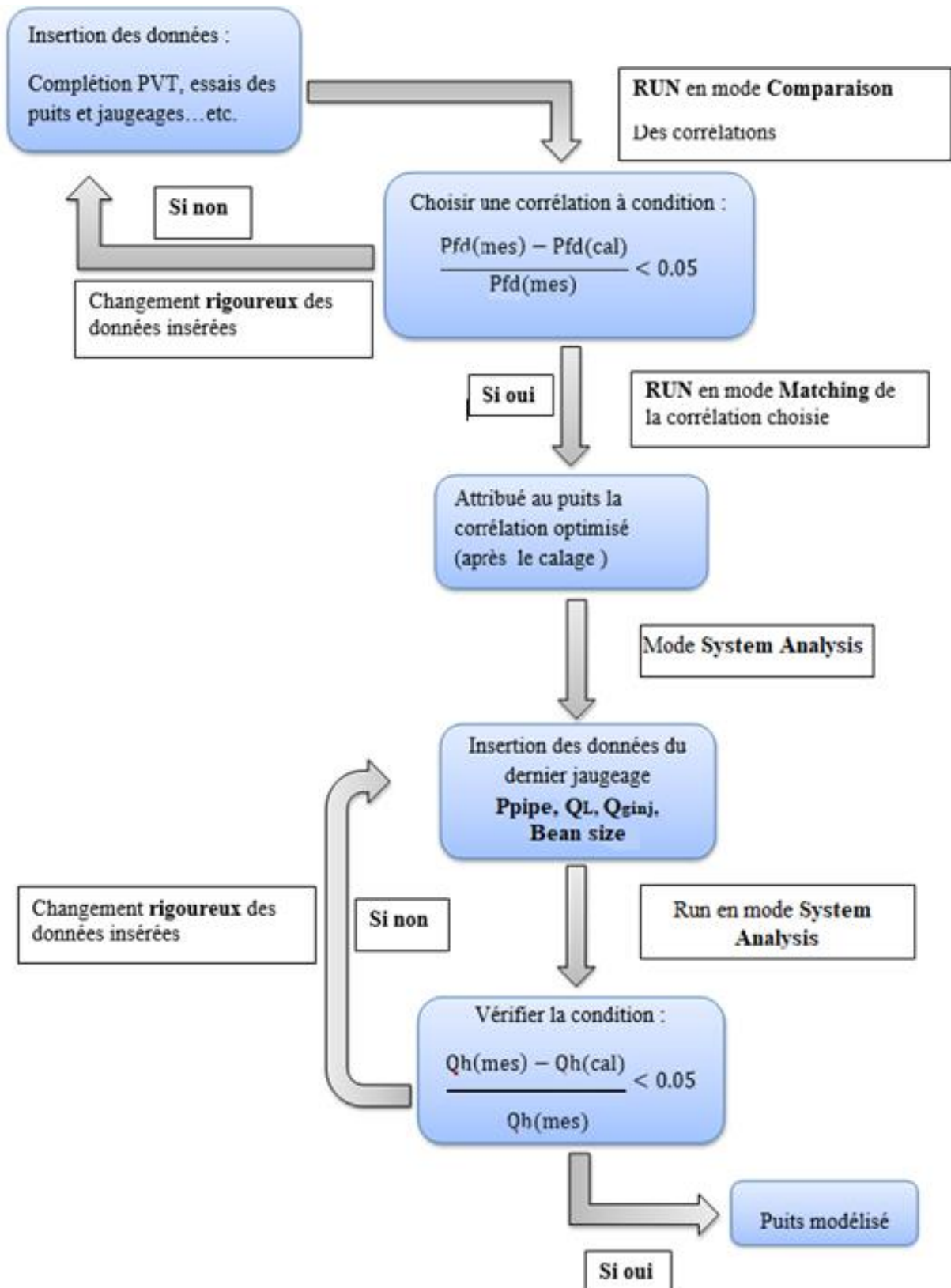


Figure IV.9. Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits

IV.6.3. Etude de cas

On prend le même cas précédent HGA26

IV.6.3.1. Les données du fluide

Tableau IV.9. Les données du fluide

Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL	
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press.Inj (Bar)
12	1440	4.11	1415.28	344	37.1	12	11.99	.787		188	109
12	1440	1.84	1105.54	600	22.9	14.8	14.88	.795		217	88
12	1440	2.95	1322.58	448	30.4	17.8	17.8	.798		220	60
12	1440	1.54	1037.30	672	22.7	12.4	12.47	.801		-	-
12	-	2.39	1555.81	651	30.1	12.9	12.64	.799		-	-

IV.6.3.2. Modélisation avec Pipesim

IV.6.3.2.1. Calculer débit de Gas injecté Q_{ginj}

Le débit de gaz injecté (Q_{ginj}) peut être calculé à l'aide de différentes méthodes, dont l'une est basée sur l'équation :

$$Q_{ginj} = [(GOR - R_s) * Q_{oil}] * 24 \quad \text{VI.3}$$

Tel que :

Q_{ginj} : Le débit de gaz injecté (Sm³/j)

GOR : Le rapport gaz/huile (Sm³/Sm³)

Q_{oil} : Le débit de pétrole (Sm³/h)

R_s : GOR de solution. (Sm³/Sm³)

Remarque : on prend le R_s moyenne de champs HGA : R_s =140 Sm³/Sm³

Tableau IV.10. Le débit de gaz injecté

Débit de Huile (Sm ³ /h)	Le débit de gaz injecté
4.11	16674
1.84	20313.6
2.95	21806.4
1.54	19662.72
2.39	29310.96

IV.6.3.2.2. Choix de discharge coefficient CD et Indice de Productivité IP

Pour commencer, une fois que le modèle de puits est terminé et que la corrélation optimale est sélectionnée, il est nécessaire de calculer les valeurs optimales du CD (DischargeCoefficient) et de l'IP (Indice de productivité) afin de modéliser adéquatement le comportement du puits. Ces valeurs permettront de représenter le puits de manière précise dans le modèle.

Dans l'analyse du système, il est important de saisir les données du dernier jaugeage, telles

que la pression dans le conduit du puits (Ppipe), le débit d'huile (Qhuile), le diamètre de la duse et le débit de gaz injecté (Qginj). Ces informations serviront de référence pour les calculs ultérieurs.

GENERAL

Branch start: HGA26 - Reservoir

Branch end: J

Sensitivity configuration: Permuted

CALCULATED VARIABLE

Inlet pressure 350.9145 bara

Outlet pressure 13.66383 bara

Liquid flowrate 57.36 sm3/d

Custom

Object: Cpl

Variable: Liquid PI

Min. value: 0.01 sm3/(d.bar)

Max. value: 10 sm3/(d.bar)

Proportionality: Direct Inverse

	X-axis	Variable 1	Variable 2	Variable 3	Variable 4
	Ck	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>
	Discharge...	Ck	GLI		
	Range...	Bean size	Injection g...		
		Range...	Range...	Range...	Range...
		mm	mmsm3/d		
1	0.1	1	12	0.02931096	
2	0.11	2			
3	0.12	3			
4	0.13	4			
5	0.14	5			
6	0.15	6			
7	0.16	7			
8	0.17	8			
9	0.18	9			

Figure IV.10. Insertion les données de puits HGA26

Une fois les données d'entrée saisies, il est temps de définir les plages de valeurs pour l'IP (Indice de productivité) et le CD (Coefficient de débit). Dans cet exemple, un intervalle de 0,01 à 10 Sm3/(d.bar) est spécifié pour l'IP. Pour le CD, des valeurs allant de 0,1 à 1.

Custom

Object: Cpl

Variable: Liquid PI

Min. value: 0.01 sm3/(d.bar)

Max. value: 10 sm3/(d.bar)

Proportionality: Direct Inverse

Figure IV.11. Le choix d'indice de productivité

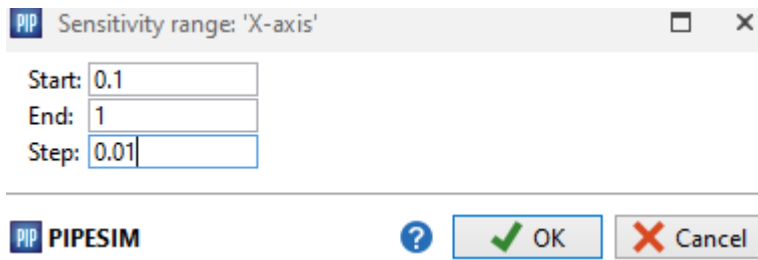


Figure IV.12. Le choix de discharge coefficient

Ensuite, en exécutant le modèle avec les valeurs d'IP et de CD spécifiées, un graphe est généré représentant la relation entre l'IP et le CD. Ce graphe permet de visualiser comment l'indice de productivité varie en fonction du coefficient de débit, offrant ainsi des informations sur le comportement du puits.

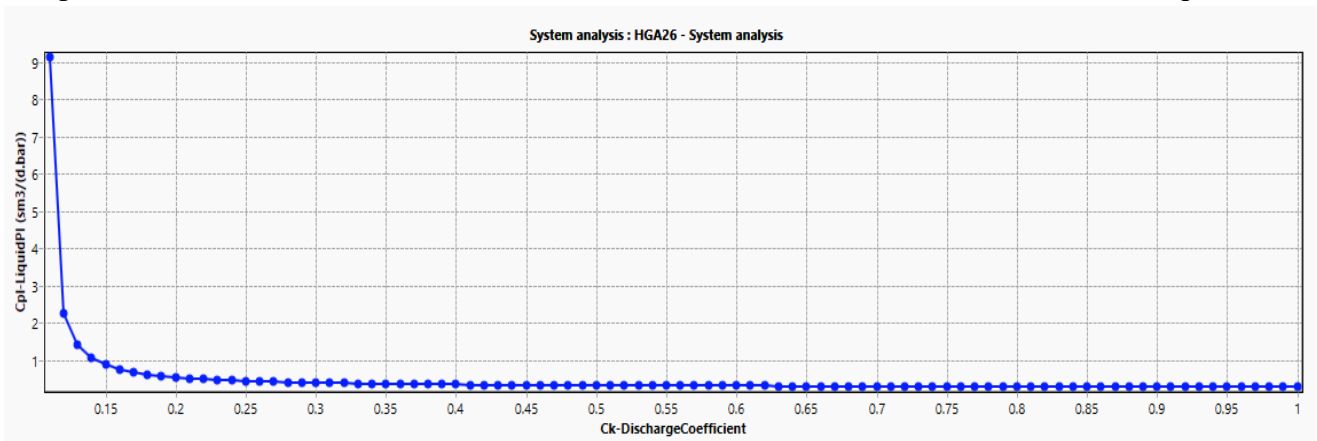


Figure IV.13. Graphe de IP en fonction de CD

Pour améliorer l'analyse, il est recommandé d'ajouter une courbe représentant la pression de tête ($P_{tête}$) en fonction du CD. Cette courbe permet de comparer les variations de $P_{tête}$ avec les différentes valeurs de CD, ce qui aide à mieux comprendre l'impact du coefficient de débit sur les performances du puits.

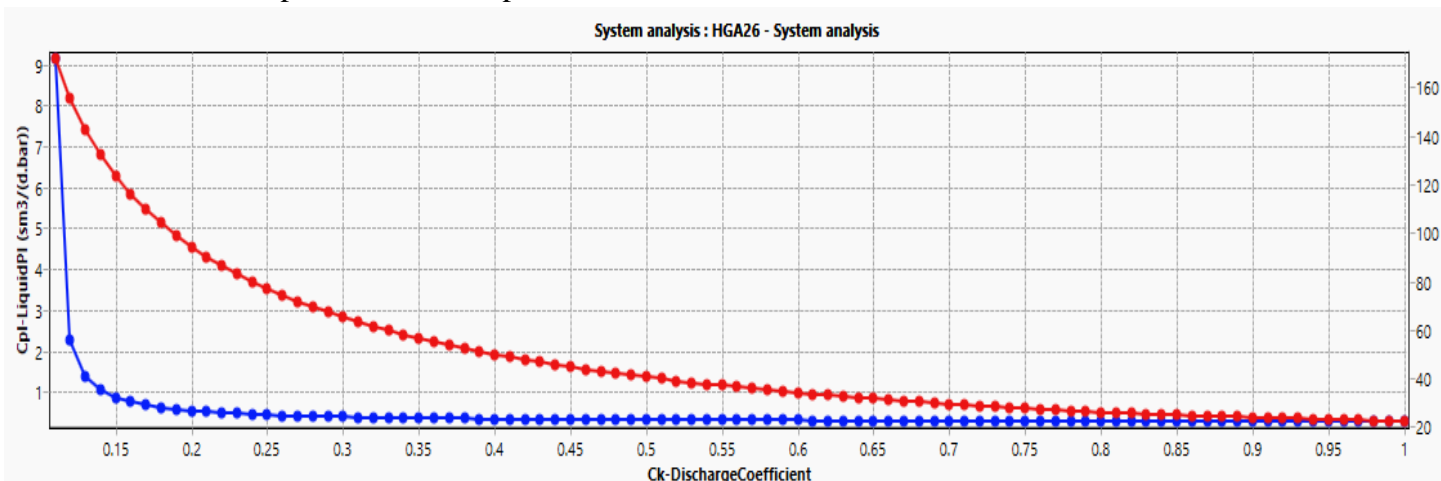


Figure IV.14. Graphe de $P_{tête}$ en fonction de CD

Une fois le graphe obtenu, il est nécessaire de consulter un tableau répertoriant les mesures de $P_{tête}$ en fonction des différentes combinaisons de CD et d'IP. Ce tableau permet une comparaison directe entre les valeurs mesurées et les valeurs prédites par le modèle.

Tableau IV.11. Valeur de Ptête et IP en fonction de CD

Discharge Coefficient	Liquid PI (sm ³ /(d.bar))	Pressure at wellhead (bara)	Discharge Coefficient	Liquid PI (sm ³ /(d.bar))	Pressure at wellhead (bara)
0.11	9.142684	171.8177	0.56	0.3069243	36.46348
0.12	2.265766	155.5166	0.57	0.3057421	35.86035
0.13	1.392329	142.7756	0.58	0.3046089	35.27681
0.14	1.050477	132.3899	0.59	0.3035238	34.71209
0.15	0.8668502	123.6739	0.6	0.3024808	34.16516
0.16	0.7517733	116.2036	0.61	0.3014793	33.63525
0.17	0.6727055	109.6992	0.62	0.3005166	33.12165
0.18	0.6148851	103.9656	0.63	0.2995899	32.62338
0.19	0.5708495	98.86651	0.64	0.2986977	32.14009
0.2	0.5360445	94.28306	0.65	0.2978376	31.67072
0.21	0.5079331	90.13916	0.66	0.2970093	31.21504
0.22	0.4847116	86.37	0.67	0.2962099	30.77223
0.23	0.465269	82.92531	0.68	0.2954381	30.34192
0.24	0.4487019	79.7591	0.69	0.2946921	29.92338
0.25	0.4344251	76.83842	0.7	0.2939708	29.5162
0.26	0.4220096	74.13428	0.71	0.2932733	29.12008
0.27	0.4111067	71.62218	0.72	0.292599	28.73447
0.28	0.4014512	69.28194	0.73	0.291946	28.35892
0.29	0.3928443	67.09489	0.74	0.2913119	27.99302
0.3	0.3851223	65.04616	0.75	0.2906983	27.6364
0.31	0.3781573	63.12257	0.76	0.2901033	27.2889
0.32	0.3718501	61.31256	0.77	0.2895257	26.94985
0.33	0.3661079	59.60612	0.78	0.2889654	26.61933
0.34	0.360901	57.99423	0.79	0.2884216	26.29664
0.35	0.356142	56.46901	0.8	0.2879047	25.98848
0.36	0.3517799	55.02361	0.81	0.2875369	25.76844
0.37	0.3477921	53.65166	0.82	0.2871926	25.56188
0.38	0.3441173	52.34748	0.83	0.2868006	25.32596
0.39	0.3406781	51.10617	0.84	0.2864542	25.11688
0.4	0.3375008	49.92312	0.85	0.2861203	24.91475
0.41	0.3345503	48.79438	0.86	0.285798	24.71907
0.42	0.3318042	47.71605	0.87	0.2854867	24.52961
0.43	0.3292506	46.6849	0.88	0.285186	24.34615
0.44	0.3268631	45.69785	0.89	0.2848952	24.16798
0.45	0.3246245	44.75195	0.9	0.2846132	23.99473
0.46	0.3225294	43.84483	0.91	0.2842712	23.78412
0.47	0.3205532	42.97396	0.92	0.2839938	23.61283
0.48	0.3186985	42.13737	0.93	0.283724	23.44587
0.49	0.3169405	41.33286	0.94	0.2834612	23.28284
0.5	0.315286	40.55868	0.95	0.2832054	23.1239
0.51	0.313715	39.81314	0.96	0.2829562	22.96865
0.52	0.3122242	39.09455	0.97	0.2827136	22.81726
0.53	0.3108068	38.40175	0.98	0.282477	22.66932
0.54	0.3094521	37.73302	0.99	0.2822464	22.52486
0.55	0.3081596	37.08736	1	0.2820218	22.3839

En se basant sur les mesures de Ptête, les valeurs optimales de CD et d'IP correspondant le mieux aux données réelles peuvent être sélectionnées. Ces valeurs sont celles qui permettent de modéliser le puits de manière plus précise, en se rapprochant au maximum des conditions réelles.

Tableau IV.12. Valeurs opérationnelles de HGA26

Discharge Coefficient	Liquid PI (sm ³ /(d.bar))	Pressure at wellhead (bara)
0.68	0.2954381	29.90692

Enfin, les valeurs optimales de CD et d'IP sélectionnées sont ajoutées au modèle de puits, ce qui permet de le mettre à jour avec les paramètres les plus appropriés. Cette étape garantit que le modèle reflète de manière précise les caractéristiques du puits, ce qui peut conduire à des résultats plus fiables et utiles pour les analyses ultérieures.

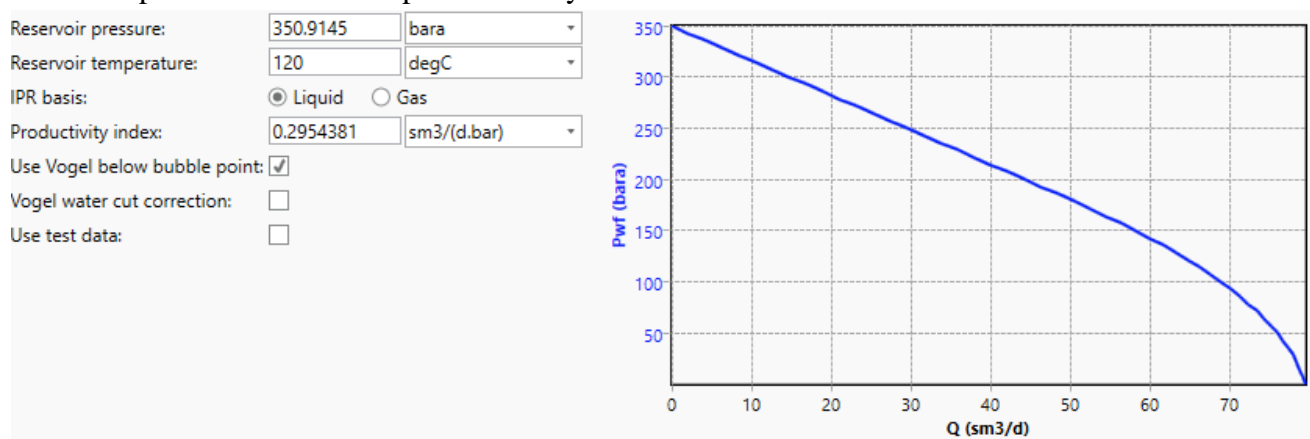


Figure IV.15. Insertion le IP calculée

CHOKE PARAMETERS

Discharge coefficient: 0.68

Fluid heat capacity ratio (Cp / Cv):

Y at critical point:

Figure IV.16. Insertion le CD calculée

Remarque :

Pour plus précision dans les résultats, on fais plusieurs calcule de plusieurs jaugeage :

Tableau IV.13. Valeurs de derniers jaugeages de HGA26

Date de mesure	CD	IP
8/23/2022	0.57	0.68747
10/21/2022	0.73	0.216123
11/10/2022	0.68	0.38977
1/10/2023	0.61	0.177523
2/16/2023	0.68	0.29544

IV.6.3.3. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM

Pour s'assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment de

précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.14. Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits

Puits	Données du test (mesurées)		Données PIPESIM (calculées)		Ecart en %	
	Qh (Sm ³ /h)	Ptête(Kgf/cm ²)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd(Kgf/cm ²)	Qh(Sm ³ /h)	Pfd(Kgf/cm ²)
HGA2	2.39	30.1	2.3899	29.90692	0	0.64

Après avoir analysé les résultats, nous constatons que la majorité des données obtenues par simulation des modèles de puits présentent un écart inférieur à 5% par rapport aux données mesurées.

Cela indique que nos modèles représentent les puits de manière précise et fiable.

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

IV.7. Comparaison entre la méthode classique et la méthode de CD et IP

IV.7.1. Méthode de build-up

IV.7.1.1. Avantages

- 1) **Fournit des informations détaillées sur le comportement du puits** : La méthode de Build-up permet d'obtenir des informations précises sur les propriétés du réservoir, telles que la perméabilité, la porosité et le skin factor. Ces informations sont essentielles pour comprendre et caractériser le comportement du puits.
- 2) **Estimation des paramètres clés** : En analysant les courbes de pression obtenues pendant la montée en pression, il est possible d'estimer des paramètres clés du puits tels que la perméabilité et le skin factor. Ces estimations aident à évaluer la productivité et l'efficacité du puits.
- 3) **Prise de décisions basées sur les paramètres du puits** : Les résultats de la méthode de Build-up permettent de prendre des décisions de gestion du réservoir, comme l'optimisation des taux de production, la planification de stimulations, etc.

IV.7.1.2. Limitations

- 1) **Temps et ressources nécessaires** : La méthode de build-up nécessite des mesures de pression collectées pendant la montée en pression, ce qui peut prendre du temps et nécessite des équipements appropriés. De plus, l'analyse des courbes de pression requiert des compétences techniques et une interprétation précise.
- 2) **Sensibilité aux conditions initiales et aux effets transitoires** : Les conditions initiales du puits et les effets transitoires peuvent influencer les résultats de la méthode de Build-up. Il est donc important de prendre en compte ces facteurs lors de l'interprétation des données de pression

IV.7.2. Méthode du coefficient de discharge et de l'indice de productivité

IV.7.2.1. Avantages

- 1) **Approche directe de la performance du puits** : La méthode du coefficient de débit et de l'indice de productivité se concentre sur la relation entre le débit et la pression

dans le puits, offrant ainsi une évaluation directe de la performance du puits.

- 2) **Comparaison de différentes combinaisons de CD et IP** : Cette méthode permet de tester différentes combinaisons de coefficient de discharge (CD) et d'indice de productivité (IP) pour trouver les valeurs qui correspondent le mieux aux données réelles. Cela facilite l'optimisation des paramètres du puits.
- 3) **Rapidité d'exécution** : Comparée à la méthode de Build-up, la méthode du coefficient de débit et de l'indice de productivité peut être plus rapide à mettre en œuvre, car elle n'exige pas de mesures de montée en pression.

IV.7.2.2. Limitations

- 1) **Moins de détails sur les caractéristiques du réservoir** : Contrairement à la méthode de Build-up, la méthode du coefficient de débit et de l'indice de productivité fournit moins de détails sur les propriétés spécifiques du réservoir, tels que la perméabilité ou le skin factor. Elle se concentre davantage sur l'évaluation globale de la performance du puits.
- 2) **Sensibilité aux conditions spécifiques du réservoir** : Les valeurs optimales de CD et IP peuvent varier en fonction des conditions de réservoir spécifiques, ce qui nécessite une compréhension approfondie des caractéristiques

En résumé, la méthode de Build-up offre une analyse approfondie des paramètres du puits et du réservoir, mais elle nécessite des données de montée en pression et une interprétation plus complexe des résultats. En revanche, la méthode du coefficient de débit et de l'indice de productivité est plus directe et rapide, mais elle peut offrir moins de détails sur les caractéristiques du réservoir. Le choix de la méthode dépendra des objectifs spécifiques de modélisation, des données disponibles et des préférences de l'opérateur.

IV.8. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité

Une fois le modèle actualisé calé, des sensibilités ont été réalisées sur plusieurs paramètres tels que le GOR, le diamètre du duse, le PG et la Pt. Ces sensibilités ont permis d'obtenir des courbes d'Inflow et des courbes d'Outflow, dont les intersections déterminent les points de fonctionnement des puits ainsi que leur débit correspondant.

La figure ci-dessous illustre la simulation de l'état de la production pour le puits HGA26, tandis que les autres sont présentées en annexe.

IV.8.1. Sensibilité sur le GOR

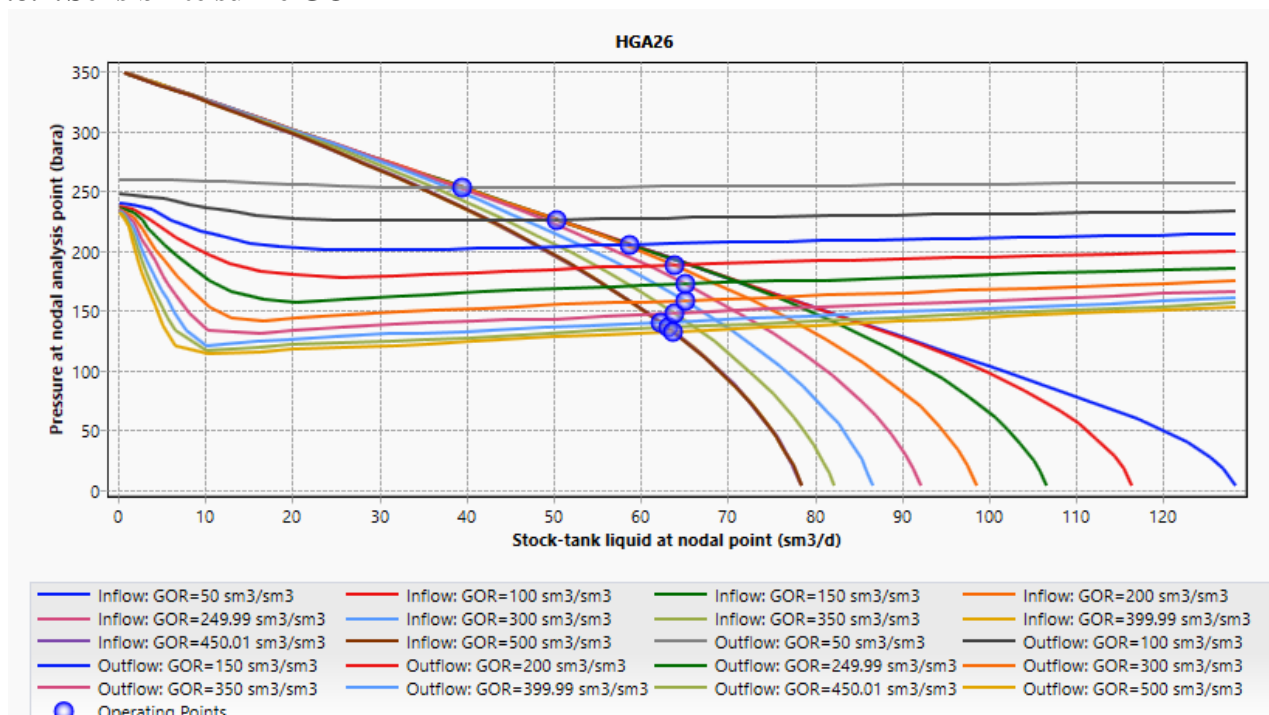


Figure IV.17. Sensibilité sur le GOR puits HGA26

Tableau IV.15. Points de fonctionnements de puits HGA26

GOR (sm ³ /sm ³)	Qh (Sm ³ /h)	PFD (kg/cm ² g)
50	1.648803	256.6918
100	2.097095	229.4731
150	2.449686	208.0651
200	2.660442	190.4939
250	2.71697	174.6046
300	2.714146	159.9927
350	2.662158	149.5276
400	2.595528	141.7919
450	2.631706	137.0164
500	2.655796	133.766

Commentaire :

Ce tableau semble représenter les valeurs de trois variables : le Gas-Oil Ratio (GOR) en sm³/sm³, le débit volumique Qh en Sm³/h, et la pression de fond de trou (PFD) en kg/cm² g.

Chaque ligne du tableau représente une valeur différente de GOR, avec les valeurs allant de 50 à 500 sm³/sm³ par incréments de 50. Les colonnes adjacentes représentent les valeurs correspondantes de Qh et de PFD pour chaque valeur de GOR.

En examinant les valeurs de Qh, on peut voir qu'il augmente généralement à mesure que le GOR augmente, passant d'environ 1,6 Sm³/h à 2,7 Sm³/h. Cela indique une corrélation

positive entre le GOR et le débit volumique.

En revanche, les valeurs de PFD diminuent à mesure que le GOR augmente, passant d'environ 257 kg/cm² g à 134 kg/cm² g. Cela indique une corrélation négative entre le GOR et la pression de fond de trou.

IV.8.2. Sensibilité sur le diamètre du duse

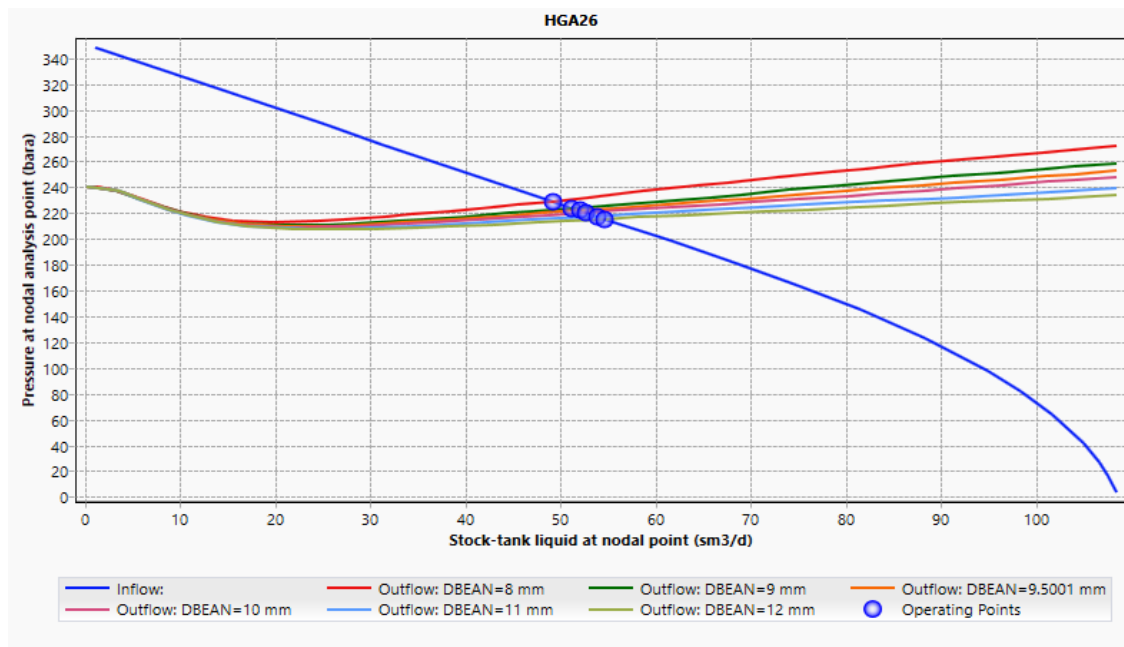


Figure IV.18. Sensibilité sur le diamètre du duse puits HGA26

Tableau IV.16. Points de fonctionnements de puits HGA26

DUSE (mm)	Qh (Sm ³ /h)	PFD (kg/cm ² g)
8	2.05039	232.309
9	2.13291	227.299
9.5	2.1665	225.259
10	2.19511	223.522
11	2.24193	220.68
12	2.27573	218.627

Commentaire :

Ce tableau semble représenter les valeurs de trois variables : le diamètre du duse en mm, le débit volumique Qh en Sm³/h, et la pression de fond de trou (PFD) en kg/cm² g.

Chaque ligne du tableau représente une valeur différente du diamètre du duse, avec les valeurs allant de 8 à 12 mm par incréments d'1 mm. Les colonnes adjacentes représentent les valeurs correspondantes de Qh et de PFD pour chaque valeur de diamètre.

En examinant les valeurs de Qh, on peut voir qu'il augmente généralement à mesure que le diamètre du duse augmente, passant d'environ 2,05 Sm³/h à 2,28 Sm³/h. Cela indique une corrélation positive entre le diamètre du duse et le débit volumique.

En revanche, les valeurs de PFD diminuent légèrement à mesure que le diamètre du duse augmente, passant d'environ 232 kg/cm² g à 219 kg/cm² g. Cela indique une corrélation

négative entre le diamètre du duse et la pression de fond de trou.

IV.8.3. Sensibilité sur la pression de gisement

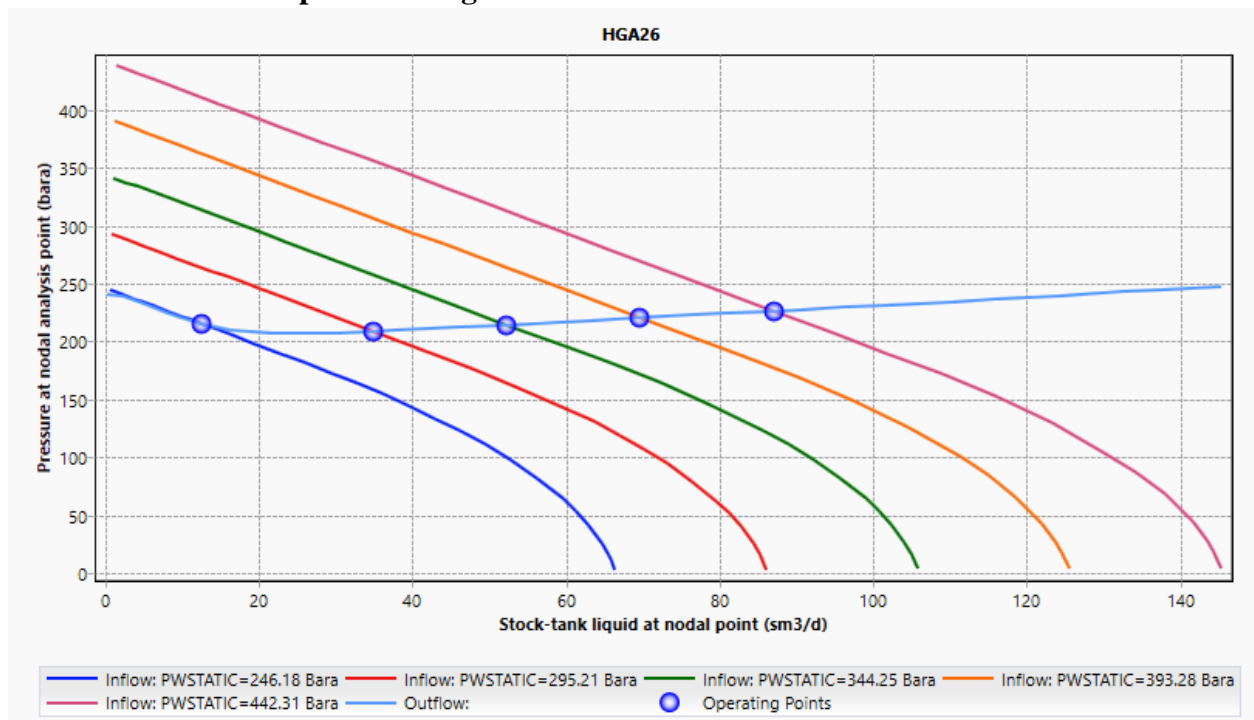


Figure IV.19. Sensibilité sur la pression de gisement du duse puits HGA26

Tableau IV.17. Points de fonctionnements de puits HGA26

PG (kg/cm2 g)	Qh (Sm3/h)	PFD (kg/cm2 g)
250	0.524503	218.1519
300	1.454078	211.7138
350	2.178001	217.7621
400	2.899101	223.9748
450	3.624127	229.9562

Commentaire :

Ce tableau semble représenter les valeurs de trois variables : la pression de gisement (PG) en kg/cm2 g, le débit volumique Qh en Sm3/h, et la pression de fond de trou (PFD) en kg/cm2 g.

Chaque ligne du tableau représente une valeur différente de PG, avec les valeurs allant de 250 à 450 kg/cm2 g par incréments de 50. Les colonnes adjacentes représentent les valeurs correspondantes de Qh et de PFD pour chaque valeur de PG.

En examinant les valeurs de Qh, on peut voir qu'il augmente généralement à mesure que la pression de gisement augmente, passant d'environ 0,5 Sm3/h à 3,6 Sm3/h. Cela indique une corrélation positive entre la pression de gisement et le débit volumique.

En revanche, les valeurs de PFD varient de manière irrégulière à mesure que la pression de gisement augmente, atteignant un maximum de 229,96 kg/cm2 g à une pression de gisement de 450 kg/cm2 g. Cela indique une absence de corrélation claire entre la pression de gisement et la pression de fond de trou.

IV.8.4. Sensibilité sur la pression de tête

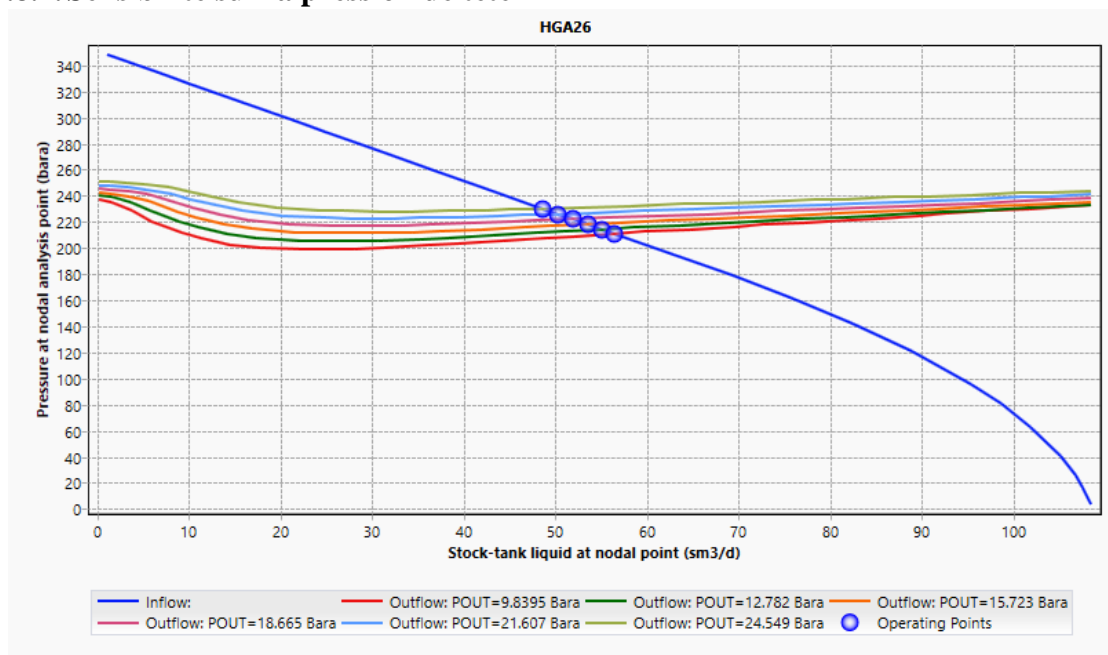


Figure IV.20. Sensibilité sur le pression de tête du puits HGA26

Tableau IV.18. Points de fonctionnements de puits HGA26

PT (kg/cm2 g)	Qh (Sm3/h)	PFD (kg/cm2 g)
9	2.3513	214.0384
12	2.29459	217.4822
15	2.23178	221.2953
18	2.16514	225.3416
21	2.09653	229.5072
24	2.02821	233.6553

Commentaire :

Ce tableau représente les valeurs de trois variables : la pression tête (PT) en kg/cm2 g, le débit volumique Qh en Sm3/h, et la pression de fond de trou (PFD) en kg/cm2 g.

Chaque ligne du tableau représente une valeur différente de PT, avec les valeurs allant de 9 à 24 kg/cm2 g par incréments de 3. Les colonnes adjacentes représentent les valeurs correspondantes de Qh et de PFD pour chaque valeur de PT.

En examinant les valeurs de Qh, on peut voir qu'il diminue légèrement à mesure que la pression d'entrée de la pompe augmente, passant d'environ 2,35 Sm3/h à 2,03 Sm3/h. Cela indique une corrélation négative modérée entre la pression de la tête et le débit.

D'autre part, les valeurs de PFD augmentent à mesure que la pression d'entrée de la pompe augmente, passant d'environ 214 kg/cm2 g à 234 kg/cm2 g.

IV.8.5. Conclusion

La modélisation de puits avec Pipesim est un outil précieux pour les ingénieurs pétroliers et les opérateurs de puits. Il permet de simuler les performances de production d'un puits en utilisant des données géologiques, de forage et de production pour créer un modèle précis. Cela permet d'optimiser la production du puits en identifiant les points faibles du système et

en proposant des solutions pour améliorer les performances de production, tout en maximisant la récupération de pétrole et de gaz. En somme, la modélisation de puits avec Pipesim est une méthode précise et efficace pour simuler les performances de production d'un puits et pour optimiser la production de pétrole et de gaz

IV.9. Optimisation de modèle puits

Étant donné que le gaz est disponible en abondance dans le gisement de Hassi Messaoud et que les stations de compression disposent d'une quantité et d'une pression de surface suffisantes, nous avons décidé d'injecter le gaz dans un nouveau Tubing situé le plus bas possible. La production se fera ensuite par l'introduction d'un autre Tubing à l'intérieur. Cela nous évitera d'avoir à optimiser la profondeur d'injection du gaz. Nous avons utilisé la fonction Gas Lift Réponse du logiciel PIPESIM pour optimiser le débit d'injection de gaz pour les puits candidats à l'optimisation, tels que le HGA 26.

IV.9.1. Paramètres opérationnels du gaz lift injecté

Il est essentiel de sélectionner de manière optimale les paramètres opérationnels du gaz lift injecté lors de sa conception afin d'obtenir des résultats efficaces pour nos puits. Les paramètres suivants sont recommandés :

Tableau IV.19. Paramètres opérationnels du gaz lift injecté

Puits	HGA2 6
Profondeur d'injection maximale possible (m)	3098(m)
Pression d'injection	150 kg/cm ²
Température d'injection	15(°C)
Densité de gaz	0.7

IV.9.2. Procédure d'optimisation

L'objectif de cette tâche est de trouver le débit de gaz optimal à injecter pour atteindre un débit d'huile maximal. Comme nous l'avons déjà vu dans la partie théorique, les pertes de charge diminuent au début à mesure que le taux de gaz-liquide (GLR) augmente, jusqu'à atteindre un point où toute augmentation du débit d'injection entraîne une augmentation des pertes de charge. Ce point correspond au GLR optimal. Notre but est de déterminer ce point en utilisant le logiciel PIPESIM.

L'utilisation de PIPESIM facilite et améliore ce processus en réduisant le temps nécessaire et en minimisant les erreurs humaines.

Voici les étapes à suivre pour déterminer le GLR optimal :

Introduire les données opérationnelles du gaz lift dans PIPESIM, en incluant le changement de diamètre du tubing.

Utiliser la fonction "system analysis" pour explorer différentes valeurs de débit de gaz et de diamètres de duse.

Analyser les courbes de "multisensitivities - outflow" obtenues à partir des variations de débit de gaz et de diamètres de duse. Ces courbes sont illustrées dans le graphique ci-dessous :

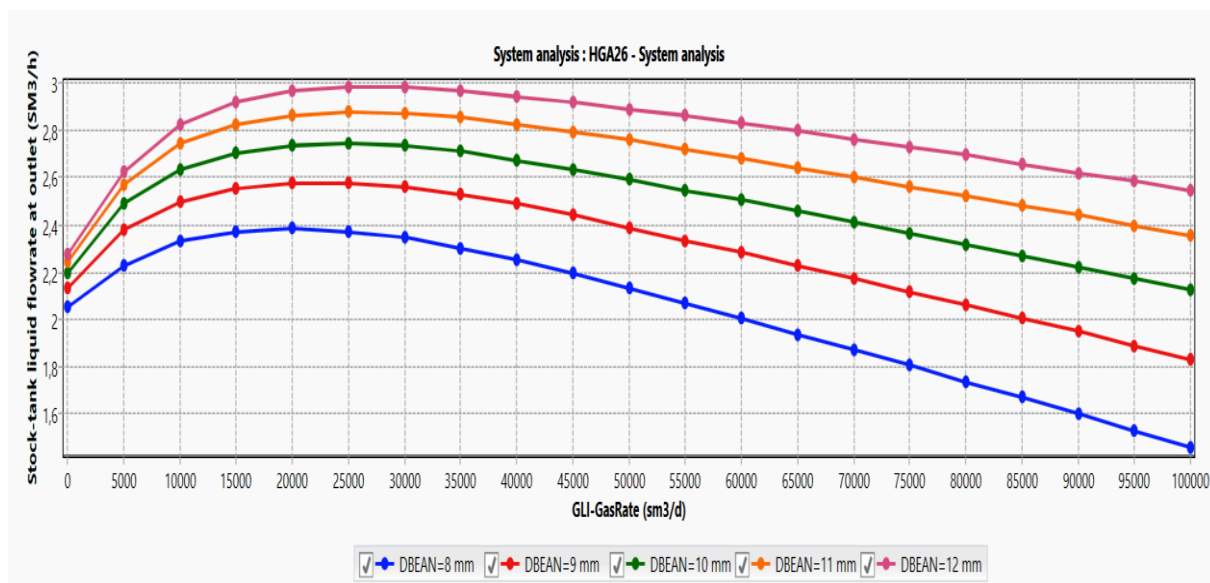


Figure IV.21. L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gas injecté.

IV.9.2.1. Le choix du diamètre de la duse

En analysant les courbes précédentes, nous observons que l'augmentation du débit injecté entraîne une augmentation du débit d'huile. À partir d'un diamètre de 12 mm, les proportions de gain deviennent presque les mêmes. Par conséquent, nous choisirons une duse de 12 mm.

IV.9.2.2. Le choix de la pression de réservoir

Par la suite, il est nécessaire d'établir le niveau de pression maximale du gisement qui permettra au puits d'être rentable.

Dans l'analyse nodale, on utilise des valeurs de pression du réservoir pour évaluer la courbe d'entrée-sortie (inflow-outflow) d'un puits.

INLET CONDITIONS
 Override phase ratios:

	Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
		kgf/cm2 g	degC	
1	Cpl	356,8	120	BOFluid

INFLOW SENSITIVITY		OUTFLOW SENSITIVITY	
	Cpl		
	Reservoir pressure		
	Range...		Range...
	kgf/cm2 g		
1	100	1	
2	150	2	
3	200	3	
4	250	4	
5	300	5	
6	350	6	
7	356,8	+	

Figure IV.22. Insertion les valeurs de pressions de réservoir

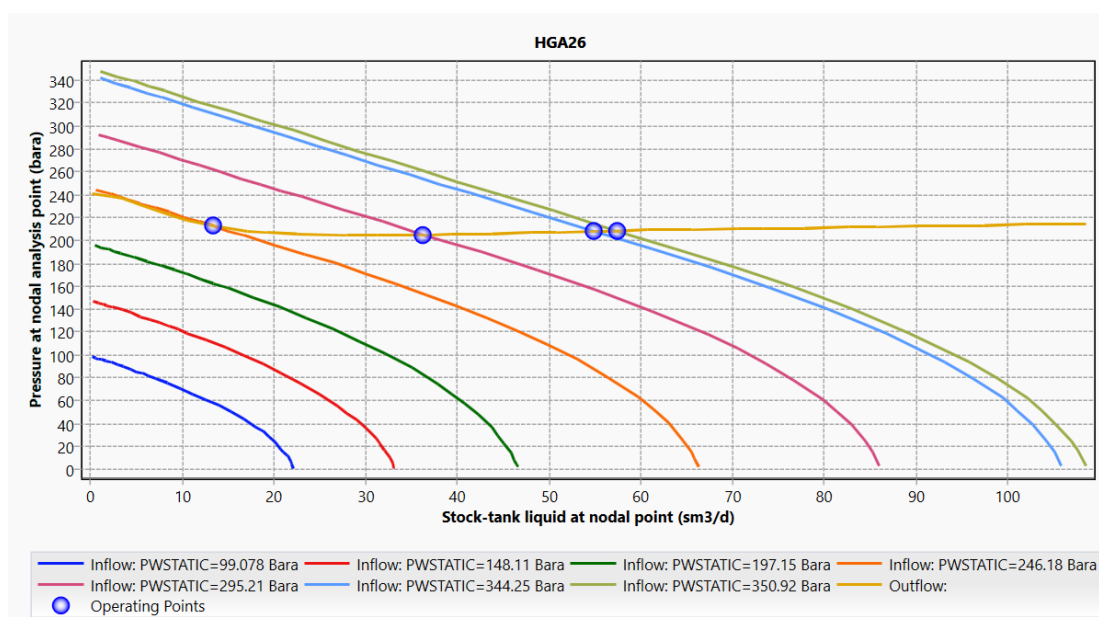


Figure IV.23. Courbe Inflow-Outflow en fonction de pressions de réservoirs

Après avoir analysé attentivement les courbes précédentes, Quand la pression du réservoir dépasse 250 Kg/cm² g, les courbes de flux d'entrée (inflow) et de flux de sortie (outflow) se croisent.

Il est donc essentiel de surveiller attentivement la pression du réservoir et de prendre des mesures pour la maintenir en dessous de la valeur critique de 250 Kg/cm² g, afin d'optimiser la production du puits et de prévenir d'éventuels problèmes opérationnels.

IV.9.2.3. Choix le débit optimale de gaz injecté

Une fois que nous avons déterminé le diamètre optimal de la Duse et la pression minimale de réservoir, nous passons à la détermination du débit optimal d'injection de gaz lift. L'ajout d'une quantité de gaz entraîne une augmentation des pertes de charge par frottement, car l'injection de gaz augmente la vitesse de l'effluent. D'autre part, il est nécessaire de réduire la densité de l'effluent pour réduire les pertes de charge gravitationnelles. Ces deux effets inverses atteignent un point de fonctionnement optimal, qui correspond au GLR optimal.

Le point d'injection optimal est l'intersection entre la courbe et sa tangente, où l'augmentation du débit devient inutile ou entraîne une diminution de la production. Nous traçons une courbe représentant le débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté.

Le débit de gaz optimal est celui qui donne le maximum de cette courbe. Nous prenons l'exemple du puits HGA26. Le graphique ci-dessous illustre le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

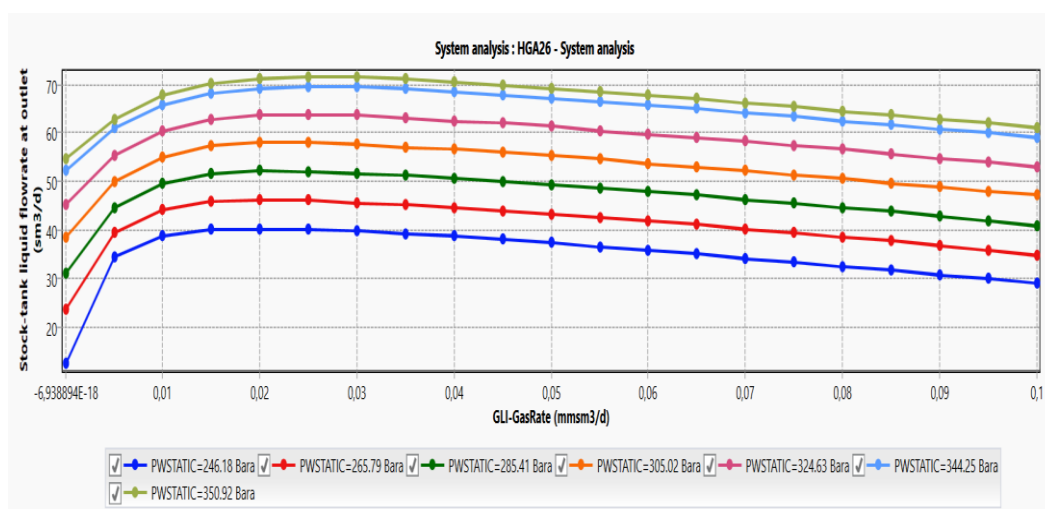


Figure IV.24. Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté

Tableau IV.20. Valeurs de débit d’huile en fonction de pression de réservoir et débit de gaz injecté

débit gas injection à 250Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 250Kg/cm2 (Sm3/h)	débit gas injection à 270Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 270Kg/cm2 (Sm3/h)	débit gas injection à 290Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 290Kg/cm2 (Sm3/h)
0	0,5236045	0	0,982316	0	1,301333
4999,906	1,444847	4999,906	1,652065	4999,906	1,866694
10000,09	1,61834	10000,09	1,844828	10000,09	2,067997
15000	1,673531	15000	1,916674	15000	2,155074
19999,91	1,683588	19999,91	1,935476	19999,91	2,182252
25000,09	1,677686	25000,09	1,924699	25000,09	2,173129
29998,87	1,659811	29998,87	1,907103	29998,87	2,155826
34999,62	1,63853	34999,62	1,885964	34999,62	2,13475
40000,38	1,614697	40000,38	1,862169	40000,38	2,110857
45001,13	1,588857	45001,13	1,836277	45001,13	2,084794
49999,06	1,560932	49999,06	1,808705	49999,06	2,057011
54999,81	1,528745	54999,81	1,779696	54999,81	2,027752
60000,57	1,494962	60000,57	1,749465	60000,57	1,997236
65001,32	1,460575	65001,32	1,717565	65001,32	1,965614
69999,24	1,42582	69999,24	1,682939	69999,24	1,933022
75000	1,390735	75000	1,646798	75000	1,899522
80000,75	1,355442	80000,75	1,609884	80000,75	1,864807
84998,68	1,32005	84998,68	1,572525	84998,68	1,828107
89999,43	1,284489	89999,43	1,534864	89999,43	1,790069
95000,19	1,24888	95000,19	1,496901	95000,19	1,750952
100000,9	1,213294	100000,9	1,458664	100000,9	1,711223

débit gas injection à 310Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 310Kg/cm2 (Sm3/h)	débit gas injection à 330Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 330Kg/cm2 (Sm3/h)	débit gas injection à 350Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 350Kg/cm2 (Sm3/h)	débit gas injection à 356,8Kg/cm2 (Sm3/d)	débit de huile à 356,8Kg/cm2 (Sm3/h)
0	1,602009	0	1,89027	0	2,180077	0	2,278103
4999,906	2,085323	4999,906	2,312249	4999,906	2,545073	4999,906	2,625429
10000,09	2,291911	10000,09	2,517505	10000,09	2,745785	10000,09	2,823964
15000	2,389023	15000	2,620168	15000	2,846373	15000	2,923406
19999,91	2,422154	19999,91	2,656427	19999,91	2,888864	19999,91	2,967681
25000,09	2,421684	25000,09	2,665933	25000,09	2,904567	25000,09	2,985196
29998,87	2,4055	29998,87	2,655855	29998,87	2,902379	29998,87	2,984824
34999,62	2,384501	34999,62	2,635187	34999,62	2,886416	34999,62	2,971432
40000,38	2,360577	40000,38	2,611238	40000,38	2,862582	40000,38	2,948122
45001,13	2,334362	45001,13	2,584895	45001,13	2,836156	45001,13	2,921684
49999,06	2,306346	49999,06	2,556668	49999,06	2,807728	49999,06	2,893205
54999,81	2,276764	54999,81	2,526829	54999,81	2,77762	54999,81	2,863009
60000,57	2,245897	60000,57	2,495631	60000,57	2,74612	60000,57	2,831428
65001,32	2,213902	65001,32	2,463256	65001,32	2,713444	65001,32	2,79868
69999,24	2,18092	69999,24	2,42988	69999,24	2,679793	69999,24	2,765232
75000	2,147026	75000	2,395563	75000	2,645678	75000	2,73088
80000,75	2,112332	80000,75	2,36047	80000,75	2,610371	80000,75	2,69551
84998,68	2,076874	84998,68	2,325001	84998,68	2,574379	84998,68	2,659543
89999,43	2,040614	89999,43	2,288518	89999,43	2,537803	89999,43	2,622908
95000,19	2,003906	95000,19	2,251549	95000,19	2,500675	95000,19	2,585696
100000,9	1,965396	100000,9	2,214079	100000,9	2,463036	100000,9	2,54809

Ce tableau présente les débits de gaz d'injection (en Sm³/d) et les débits d'huile (en Sm³/h) à différentes pressions de réservoir. Chaque ligne du tableau représente une pression de réservoir spécifique, allant de 250 Kg/cm² à 356,8 Kg/cm².

En examinant les données, nous pouvons trouver le débit optimal de gaz injecté pour chaque valeur de pression réservoir :

1) **Pression de réservoir : 356,8 Kg/cm²**

- Débit de gaz injecté : 19999,91 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 2,967681 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 31,2573 Kg/cm² g

2) **Pression de réservoir : 350 Kg/cm²**

- Débit de gaz injecté : 19999,91 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 2,888864 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 30,79803 Kg/cm² g

3) **Pression de réservoir : 330 Kg/cm²**

- Débit de gaz injecté : 19999,91 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 2,656427 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 29,43089 Kg/cm² g

4) Pression de réservoir : 310 Kg/cm²

- Débit de gaz injecté : 15000 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 2,389023 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 24,72569 Kg/cm² g

5) Pression de réservoir : 290 Kg/cm²

- Débit de gaz injecté : 15000 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 2,155074 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 23,72795 Kg/cm² g

6) Pression de réservoir : 270 Kg/cm²

- Débit de gaz injecté : 15000 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 1,916674 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 22,68909 Kg/cm² g

7) Pression de réservoir : 250 Kg/cm²

- Débit de gaz injecté : 15000 Sm³/d
- Débit d'huile correspondant : 1,61834 Sm³/h
- Pression tête correspondante : 25,15342 Kg/cm² g

En résumé, on peut observer que l'injection de gaz a un impact sur le débit d'huile du puits HGA 26, mais l'effet varie en fonction de la pression de réservoir et du débit de gaz injecté. Une augmentation du débit de gaz injecté peut stimuler le débit d'huile jusqu'à un certain point, au-delà duquel l'effet peut diminuer ou même devenir négatif.

L'apport d'activation à la production pour le puits HGA26 est représenté dans un histogramme.

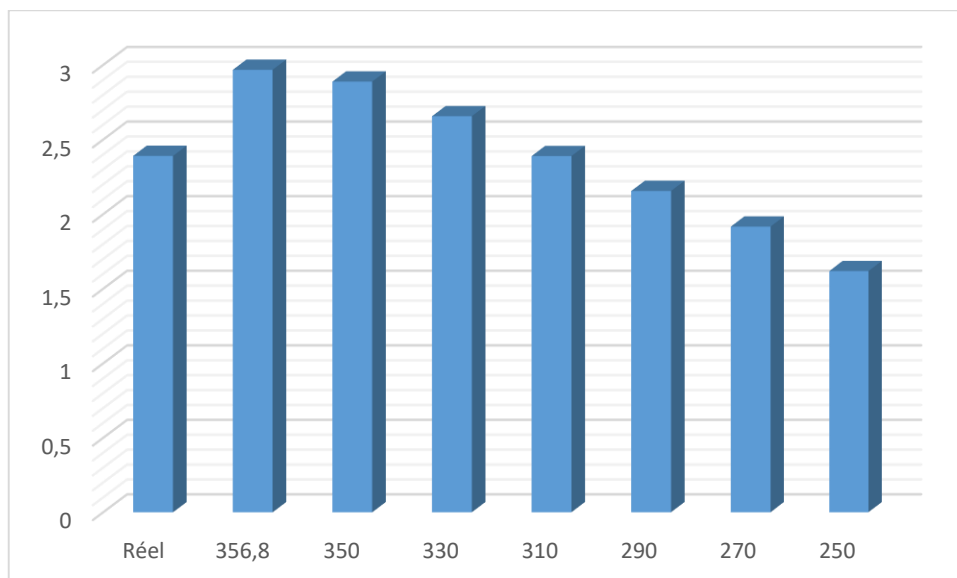


Figure IV.25. L'apport d'activation à la production pour le puits HGA26

IV.10. Modélisation et optimisation de réseau de collecte

IV.10.1. Introduction

Après avoir réalisé la modélisation et la mise à jour des puits, comme expliqué dans la section précédente, il est maintenant nécessaire de procéder à la modélisation du réseau de collecte de ces puits. Cette étape vise à obtenir des résultats qui seront pris en compte.

Pour ce faire, nous utiliserons le même logiciel utilisé pour la modélisation individuelle des puits, à savoir PIPESIM. Nous allons modéliser le système de production en reliant les modèles des puits déjà créés précédemment. Ensuite, nous effectuerons une étude d'optimisation afin de minimiser les pertes de charge tout en maximisant le débit. L'objectif est d'obtenir une marge pour prolonger la période de production, tout en réalisant des simulations pour évaluer l'influence de certains paramètres sur la production pétrolière au niveau du manifold HGA.

Dans ce chapitre, nous présenterons toutes les étapes mentionnées précédemment, ainsi qu'un récapitulatif des résultats obtenus.

IV.10.2. Construction du modèle représentative puits-réseau

La construction d'un modèle représentant le puits-réseau dans PIPESIM implique les étapes suivantes :

- 1- Configuration du modèle du puits individuel avec les données spécifiques au puits.
- 2- Ajout du puits au réseau en le connectant aux autres composants tels que les collecteurs, les pipelines, etc.
- 3- Configuration des autres composants du réseau tels que les pipelines, les vannes, les séparateurs.
- 4- Modélisation des connexions entre les puits et les autres composants du réseau.
- 5- Configuration des paramètres du modèle tels que les conditions initiales, les contrôles de production.
- 6- Vérification et ajustement du modèle.
- 7- Simulation du système de production et analyse des résultats obtenus.

L'algorithme suivant présente la procédure de la modélisation :

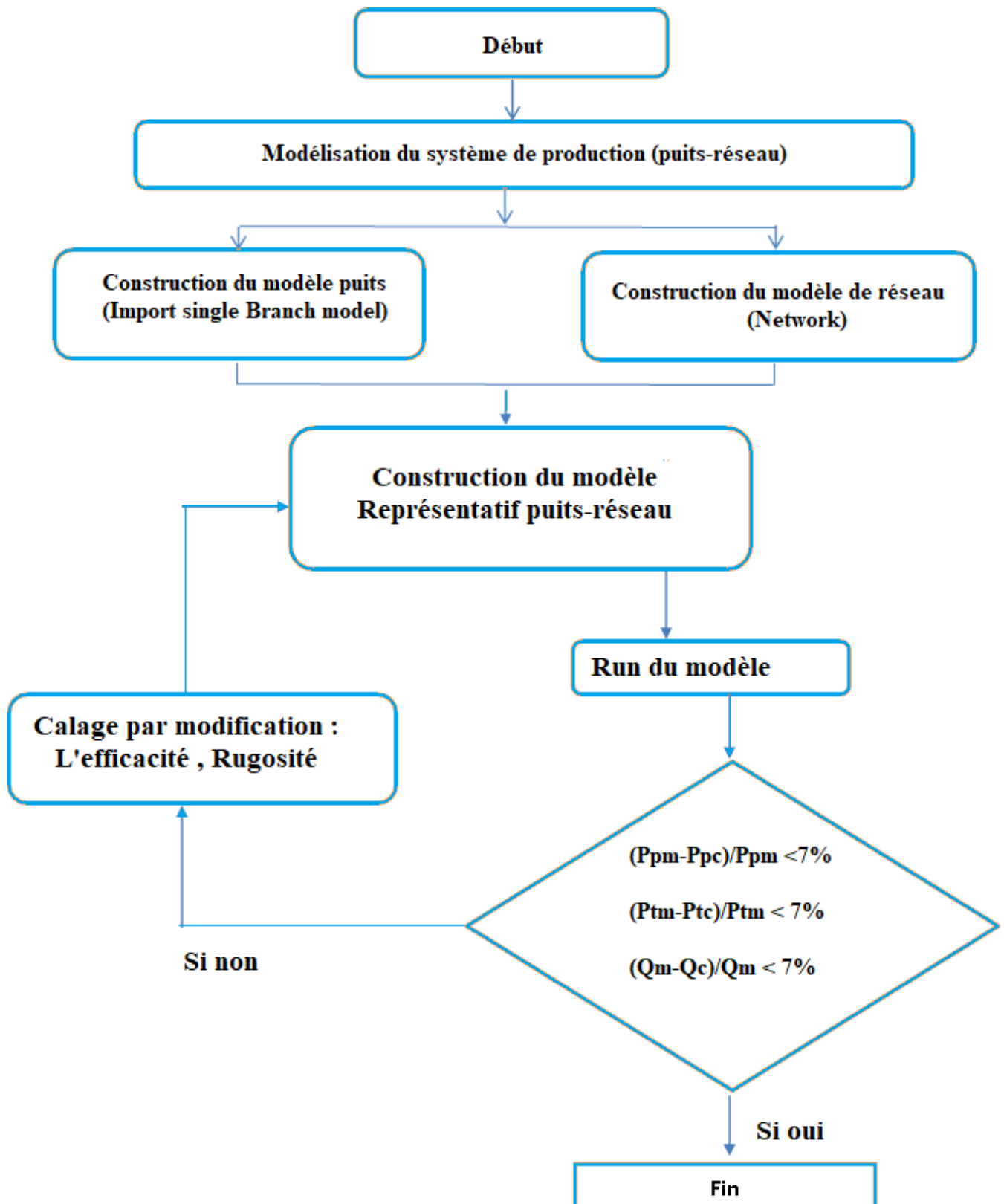


Figure IV.26. L'organigramme de la procédure de modélisation du système de production

IV.10.3. Construction du modèle de réseau

IV.10.3.1. Principe de modélisation

La modélisation est effectuée par logiciel PIPESIM, en suivant les étapes suivantes :

- Importation des données du réseau de collecte et de la production actuelle.
- Calcul des pertes de charge.
- Comparaison des pertes de charge mesurées avec les pertes de charge calculées.
- Ajustement du modèle pour réduire les écarts entre les pertes de charge mesurées et calculées.

IV.10.3.2. La procédure de travail

Les étapes du calcul des pertes de charge comprennent :

- Placement des sources (puits) et des récepteurs (manifolds, jonctions, séparateurs) et les relier avec des conduites de transport (pipes).
- Intégration des données nécessaires pour chaque composant du réseau.

IV.10.3.2.1. Les sources (puits)

Une source dans le réseau fait référence à l'entité qui fournit le fluide (pétrole ou gaz) au système de collecte. Cela peut être un puits de production ou une autre source externe. Les sources sont les points d'origine du flux de fluide dans le réseau et sont connectées aux autres composants du système, tels que les pipelines, les manifolds ou les séparateurs. Elles sont configurées avec des paramètres spécifiques tels que le débit et la pression.

Les paramètres nécessaires pour définir un Source :

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

IV.10.3.2.2. Les Sink (JCT : Jonction, MFD : Manifold)

Un "sink" (ou récepteur) désigne une entité du réseau qui reçoit et traite le fluide provenant des sources. Cela peut être un manifold, une jonction, un séparateur ou tout autre composant où le fluide est collecté et traité. Les sinks sont connectés aux autres composants du réseau, tels que les pipelines et les sources, et sont configurés avec des paramètres spécifiques tels que le débit, la pression ou les conditions de séparation.

Les paramètres nécessaires pour définir un Sink :

- Qh : Débit total estimé.
- P arrivées : Pressions arrivées (PJCT, Pmfd, Psep) fixes.
- T° arrivées : Températures d'arrivées.

IV.10.3.2.3. Les Flowlines (pipes)

une "flowline" (ou conduite de transport) représente les pipelines qui relient les différentes entités du réseau, telles que les sources, les sinks (récepteurs) et les autres composants du système de collecte. Les flowlines permettent le transfert du fluide d'un point à un autre dans le réseau. Elles sont configurées avec des paramètres spécifiques tels que le

diamètre, la longueur, les pertes de charge, les caractéristiques des fluides, etc. Les flowlines jouent un rôle crucial dans le transport efficace du fluide entre les différentes parties du réseau dans PIPESIM.

Les paramètres nécessaires pour définir un Flowlines :

- 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.10.3.3. Les données de réseau de collecte

Tableau IV.21. Les données de réseau de collecte

Nom de Flowline	Chemin		Diamètre (pouce)	Longueur (mètre)	Nom de Flowline	Chemin		Diamètre (pouce)	Longueur (mètre)
	Origine	Destination				Origine	Destination		
FL 32	HGA26	HGAM2	6.065	2002	FL 119-2	J46	HGAM	6.065	3600
FL 33	HGA40	HGAM2	4.026	2280	FL 120	HGA36	HGAM2	6.065	495
FL 34	HGA42	J1	6.065	100	FL 120-1	HGA32	J45	6.065	120
FL 35	HGA44	J1	6.065	1579	FL 120-1-1	HGA24	J43	4.026	2200
FL 36	J1	HGAM2	6.065	3400	FL 120-1-2	J43	J44	4.026	1400
FL 37	HGA35	HGAM2	6.065	2213	FL 120-1k	HGA7	J47	4.026	2400
FL 38	HGA43	HGAM2	4.026	3900	FL 120-2	CVL20	J43	4.026	300
FL 39	HGA41	HGAM2	6.065	3900	FL 120-2sf	J47	HGAM	6.065	101
FL 40	HGANE7	J5	4.026	984	FL 121	HGA16	J48	4.026	2500
FL 41	J5	HGAM3	4.026	3464	FL 122	HGA17	HGAM3	6.065	1765
FL 42	HGANE5	HGAM3	6.065	7144	FL 122-1	HGA15	J48	6.065	640
FL 43	HGAM2	GOSPHGA	12	9700	FL 122-2	J48	HGAM3	6.065	160
FL 44	HGAM3	GOSPHGA	13.25	9050	FL 123	HGA3	HGAM3	6.065	802
FL 70	HGAM2	GOSPHGA	12	9700	FL 124	HGA8	HGAM3	6.065	391
FL 118	HGA11	J42	4.026	1500	FL 125	HGA9	HGAM3	6.065	1203
FL 118-1-1	HGA1	J44	6.065	624	FL 126	HGANE2	J5	4.026	460
FL 118-1-2	J44	J42	6.065	460	FL 127	HGANE3	J5	4.026	1300
FL 118-2	J42	HGAM	6.065	101	FL 128	CVL17	HGAM2	12	2100
FL 119	HGA33	J46	6.065	1950	FL 129	CVL18	HGAM3	12	1633
FL 119-1	HGA2	J46	6.065	250	FL 130	J45	HGAM2	6.065	930

IV.10.4. Structure de réseau

Il y a trente-quatre (34) puits qui sont forés sur le champ HGA et Seulement vent-deux (22) puits qui sont actuellement raccordés. Le réseau de collecte actuel se compose de trois manifolds (HGA, HGAM2 et HGAM3).

Manifolds HGA et HGAM3 sont connecté par collecteur 12''

Manifold HGAM2 est relié avec centre de traitement GOSP HGA par deux collecteurs 12'' et manifold HGAM3 est relié avec le centre par collecteur 14''

Les Puits actuellement raccordés sur HGA sont : HGA2, HGA7, HGA11, HGA1, HGA24.

Les Puits actuellement raccordés sur HGAM2 sont : HGA26, HGA32, HGA35, HGA36, HGA40, HGA41, HGA43, HGA42, HGA44.

Les Puits actuellement raccordés sur HGAM3 sont : HGA3, HGA8, HGA9, HGA16, HGA17, HGANE3, HGANE5, HGANE7

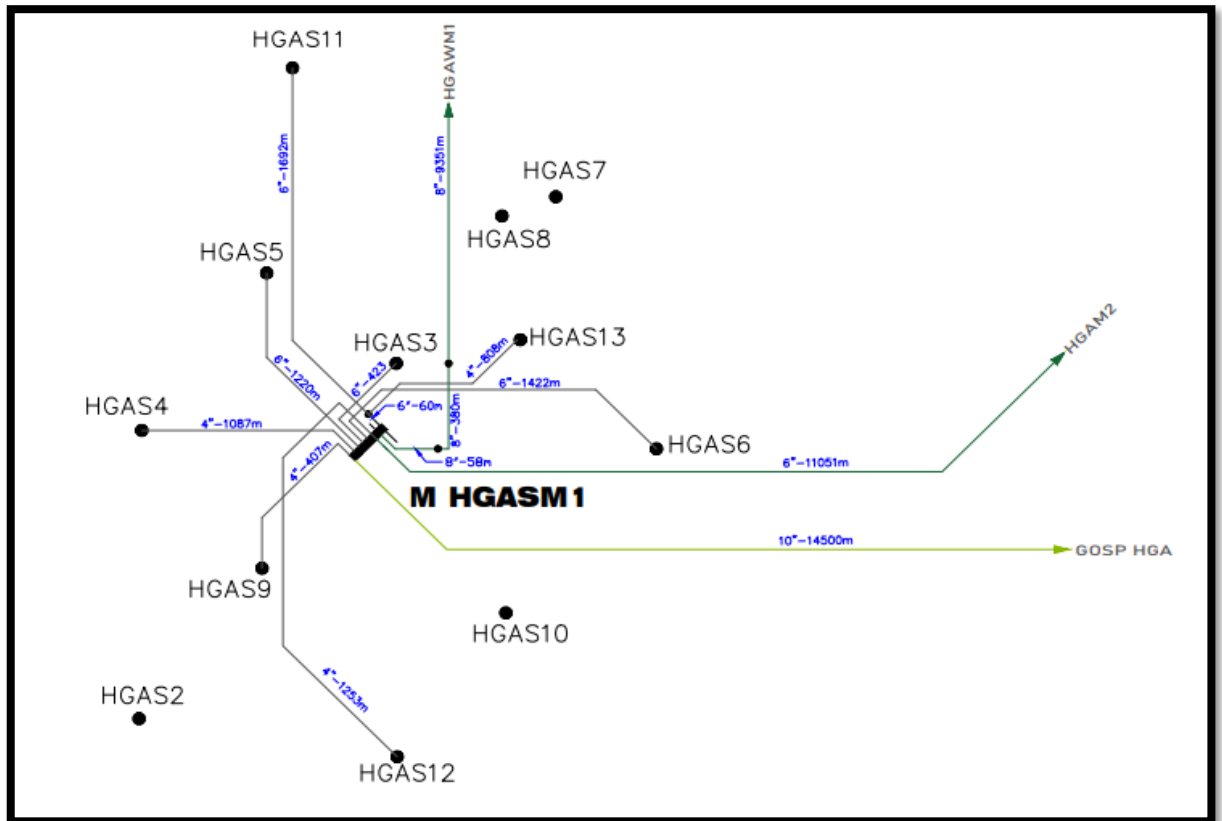


Figure IV.27. Structure de réseau HGASM1

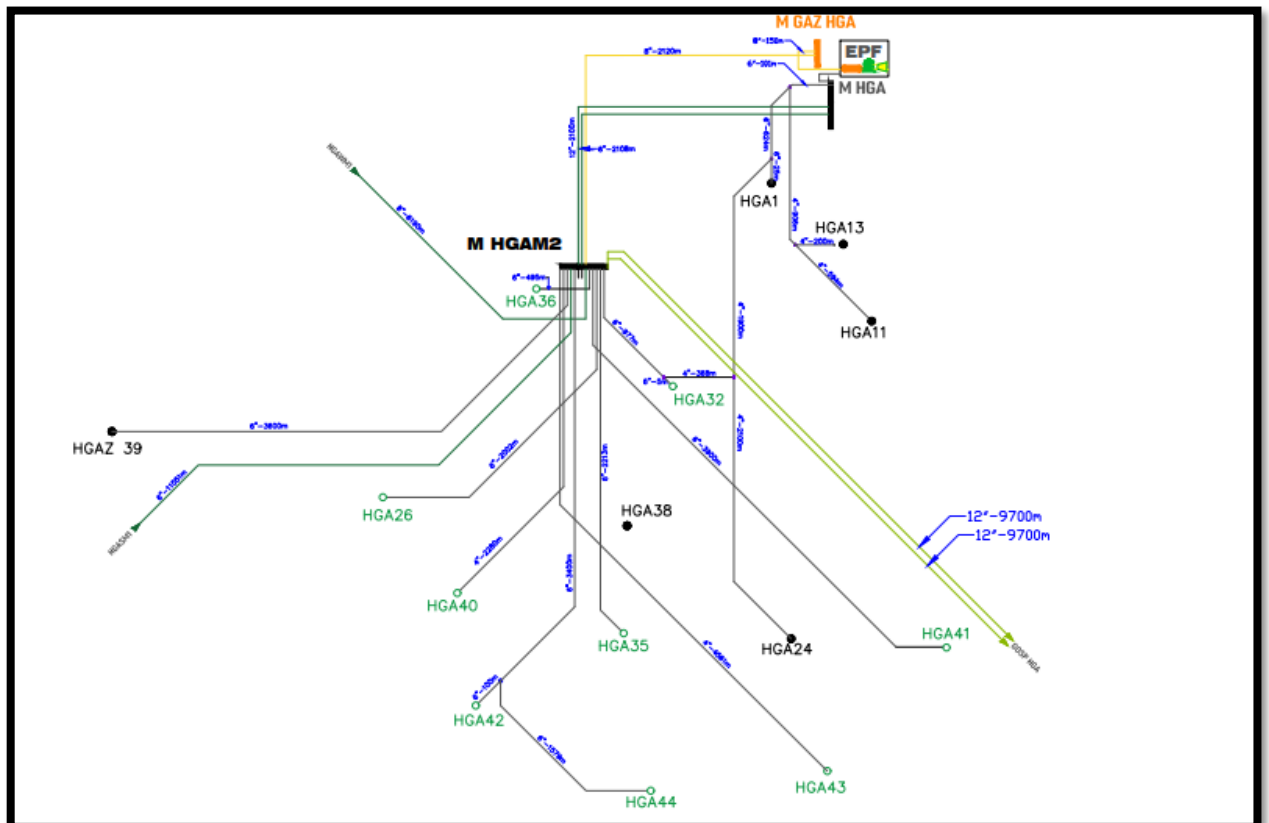


Figure IV.28. Structure de réseau HGASM2

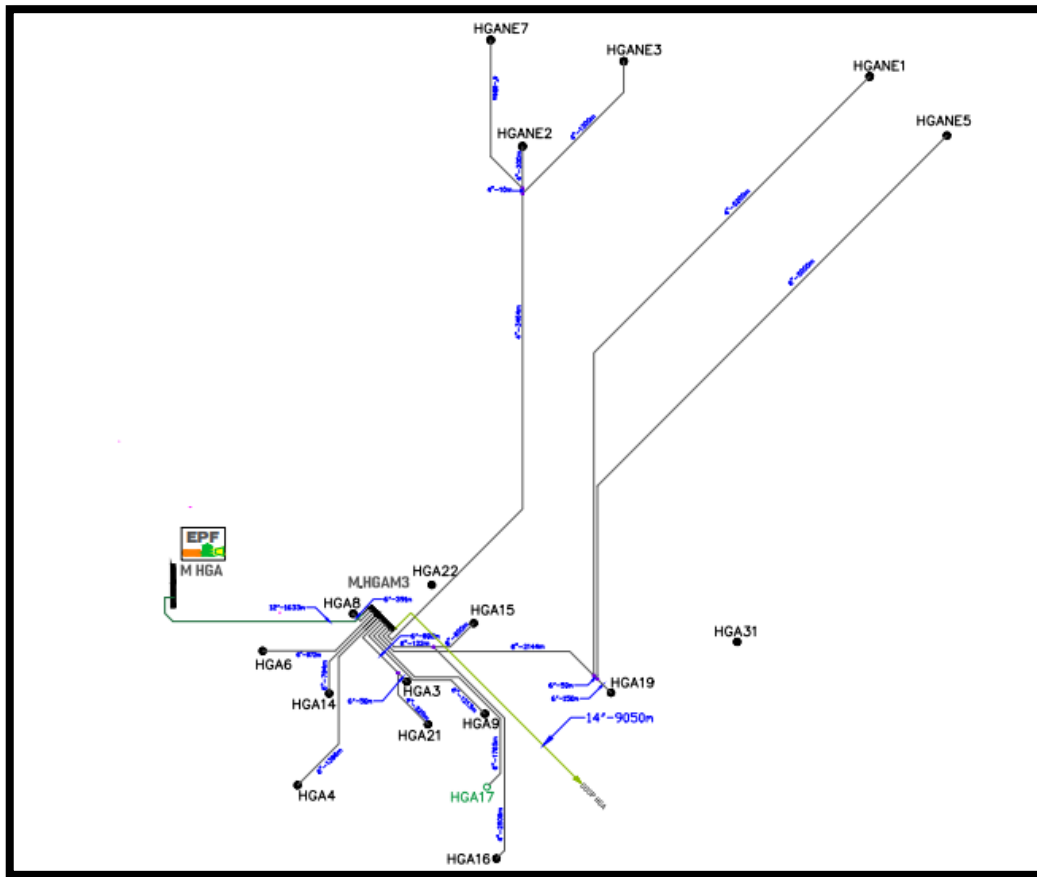


Figure IV.29. Structure de réseau HGASM3

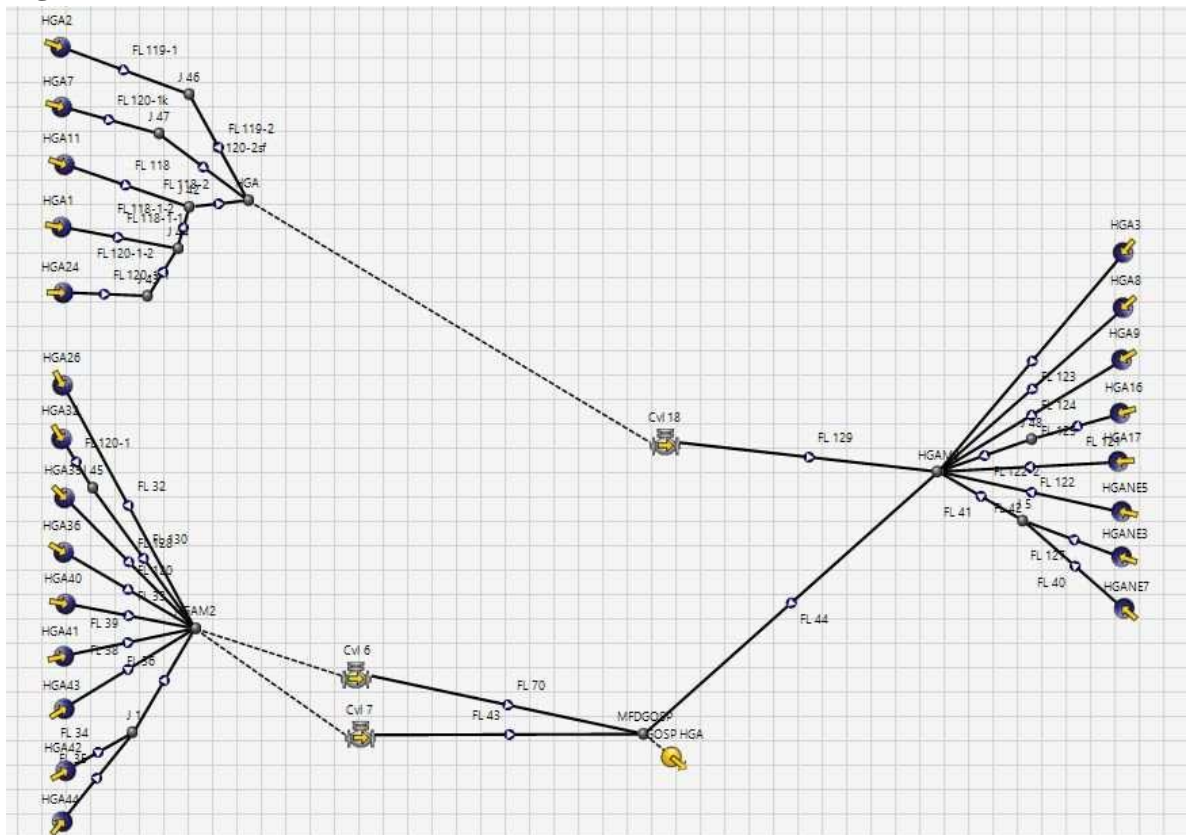


Figure IV.30. Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM

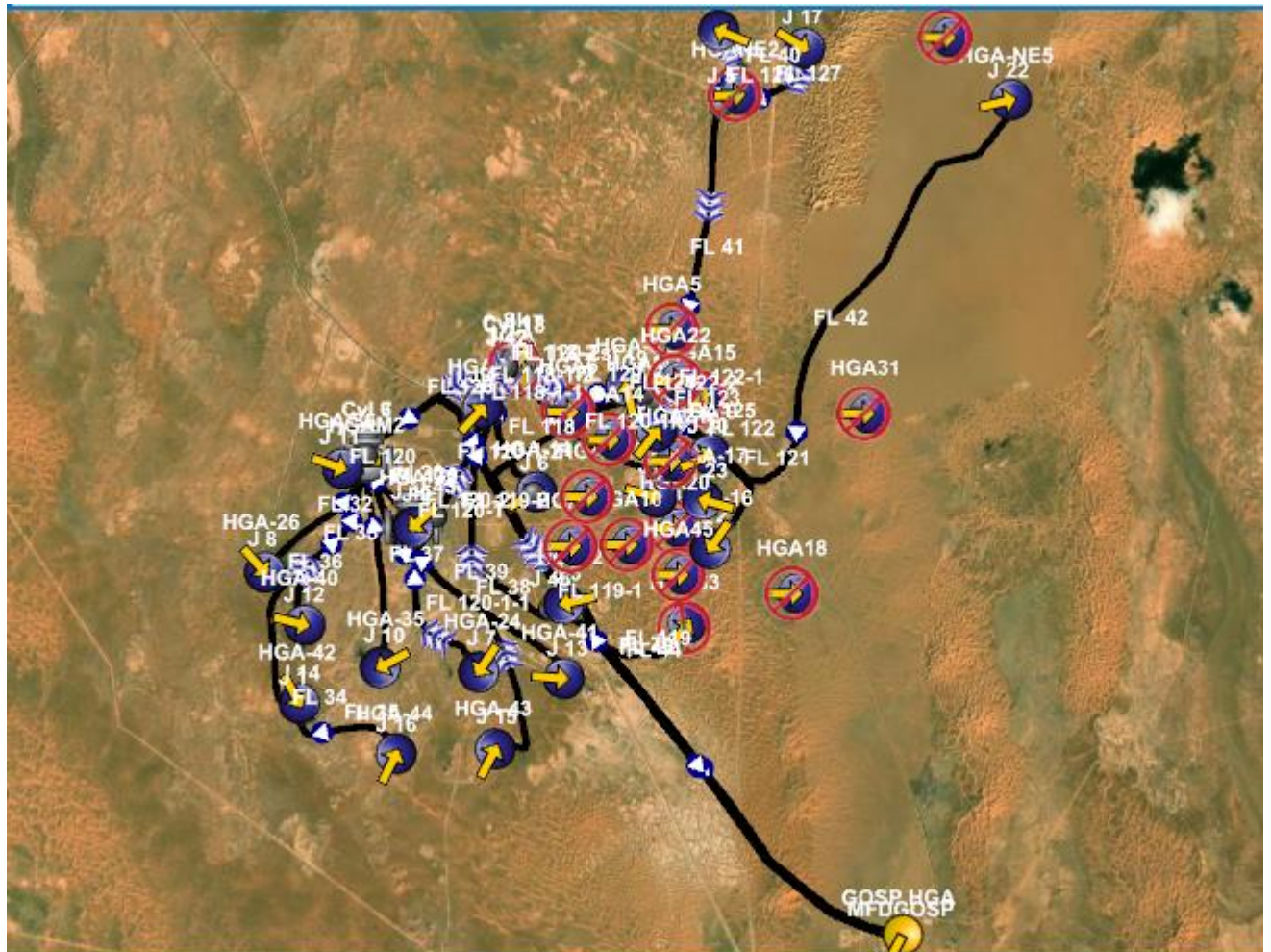


Figure IV.31. Modélisation de réseau (source) avec GIS map (PIPESIM)

Après avoir exécuté le programme en cliquant sur "Run", il est nécessaire de comparer les Pp calculées avec les Pp mesurées afin d'évaluer l'écart. Si la différence entre les deux est insignifiante (inférieure ou égale à 7%), le modèle est considéré comme représentatif.

Dans le cas contraire, il est nécessaire d'ajuster le modèle en modifiant certaines données où l'écart des pertes de charge dépasse 7%. Les données modifiées peuvent inclure les éléments suivants :

- Le débit estimé "Qh" des sources pour lesquelles le modèle n'a pas convergé, avec une modification de $\pm 10\%$.
- L'efficacité d'écoulement (ou la rugosité), initialement définie à 100%, est réduite jusqu'à ce que les valeurs calculées convergent avec les valeurs mesurées.
- Le type de corrélation peut également être ajusté

Résultats et discussion :

En collaboration avec le Département Technique de Production : Service Collectes et Desserte, nous avons recueilli la pression au niveau du Sink , qui s'élève à 8 barg (équivalent à 8,158001 kgf/cm² g).

Après avoir exécuté le programme en mode nœud, nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau IV.22. Les données calculées avec PIPESIM

Name	Type	pressure(out) (barg)	Temperature (degC)	ST liquid rate (Sm3/d)	ST Oil rate (sm3/d)	ST Water rate (sm3/d)	ST Gas rate (sm3/d)	ST GOR (Sm3/Sm3)	ST WCUT (%)	FL gas flowrate (in-situ cond) (m3/h)	Flowing watercut (%)
HGA-1	Source	11.57877	18.9	51.35926	51.35926	0	0.02763086	537.9918	0	2279.513	0
HGA-11	Source	13.86636	10	110.8793	110.8793	0	0.04146977	374.0081	0	2657.649	0
HGA-16	Source	12.18628	17	106.5597	69.08902	37.47064	0.00780708	113.0004	35.164	523.52	34.1551
HGA-17	Source	11.28281	15	35.03921	35.03921	0	0.02624423	748.9959	0	2212.145	0
HGA-2	Source	12.34619	11.3	38.16013	38.16013	0	0.03453493	905.0003	0	2614.55	0
HGA-24	Source	13.28676	7	44.40038	44.40038	0	0.02775012	624.9974	0	1885.406	0
HGA-26	Source	12.30778	16	57.35944	57.35944	0	0.03734106	651.0011	0	2867.701	0
HGA-3	Source	10.96983	10	8.399935	4.388042	4.011893	0.00127251	289.9948	47.761	104.3288	46.8694
HGA-32	Source	11.74533	24.2	93.36052	93.36052	0	0.03958514	424.0029	0	3254.489	0
HGA-35	Source	11.6956	28.3	111.3595	111.3595	0	0.03919787	351.994	0	3261.588	0
HGA-36	Source	11.2182	9.2	35.51935	34.58463	0.9347273	0.0288087	832.9914	2.6316	2391.803	2.54014
HGA-40	Source	14.00373	27	70.80023	70.80023	0	0.04403811	622.0052	0	3069.237	0
HGA-41	Source	11.9926	19.6	18.95924	18.95924	0	0.01865606	984.0088	0	1509.346	0
HGA-42	Source	13.96588	6	33.84045	33.84045	0	0.06273755	1853.922	0	4116.16	0
HGA-43	Source	13.12131	19.4	14.87994	14.87994	0	0.03502809	2354.048	0	2603.145	0
HGA-44	Source	14.47405	22.1	172.5648	172.5648	0	0.03261609	189.0078	0	1970.697	0
HGA-7	Source	13.38574	25.8	52.79968	52.79968	0	0.04044483	766.0052	0	2964.378	0
HGA-8	Source	11.25442	26	105.3593	69.86796	35.49133	0.00621827	89.00037	33.686	457.2047	32.6763
HGA-9	Source	11.46203	21	120.9607	88.99927	31.96145	0.01459585	163.9997	26.423	1135.615	25.5804
HGA-NE3	Source	19.50794	17	155.2797	155.2797	0	0.01366452	87.9994	0	435.3878	0
HGA-NE5	Source	12.1274	17	95.03943	95.03943	0	0.00807836	85.00007	0	509.9767	0
HGA-NE7	Source	19.02489	14	100.7995	100.7995	0	0.02056355	204.0044	0	865.8788	0
GOSP HGA	Sink	8.858384	15.31001	1633.681	1523.811	109.8701	0.6082829	399.1853	6.725309	65314.69	6.53743

IV.10.5. Comparaison entre les données mesurées et calculée

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

Tableau IV.23. Comparaison entre les données mesurées et calculées.

Puits	Pp(calculée) (Kgf/cm ²)	Pp(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart (%)
HGA-11	13.10652	13.5	3%
HGA-16	11.39332	12	5%
HGA-17	10.47204	11.2	6%
HGA-2	11.55638	12.4	7%
HGA-24	12.5155	12.7	1%
HGA-26	11.51722	12.3	6%
HGA-3	10.15289	9.6	6%
HGA-32	10.94367	10.6	3%
HGA-35	10.89297	11.7	7%
HGA-36	10.40615	10.8	4%
HGA-40	13.2466	13.4	1%
HGA-41	11.19582	12	7%
HGA-42	13.20801	13.8	4%
HGA-43	12.34678	13.2	6%
HGA-44	13.72619	14.1	3%
HGA-7	12.61643	13.3	5%
HGA-8	10.44309	11.2	7%
HGA-9	10.65479	11.4	7%
HGA-NE3	18.85933	18.6	1%
HGA-NE5	11.33328	12	6%
HGA-NE7	18.36676	17.4	6%

Nous constatons que l'écart est inférieur à 7%. Cela nous permet d'affirmer que notre modèle de réseau (source) est correctement ajusté, ce qui nous permet de passer à l'étape suivante en toute confiance.

IV.10.6. Construction du modèle représentatif puits-réseau

Le modèle de réseau est correctement ajusté, tout comme les modèles des puits que nous avons développés dans le sous-chapitre précédent. Il ne reste plus qu'à intégrer ces modèles individuels pour chaque puits dans le réseau global, en veillant bien sûr à installer les connexions appropriées entre eux. La figure ci-dessous illustre clairement ce qui a été mentionné précédemment.

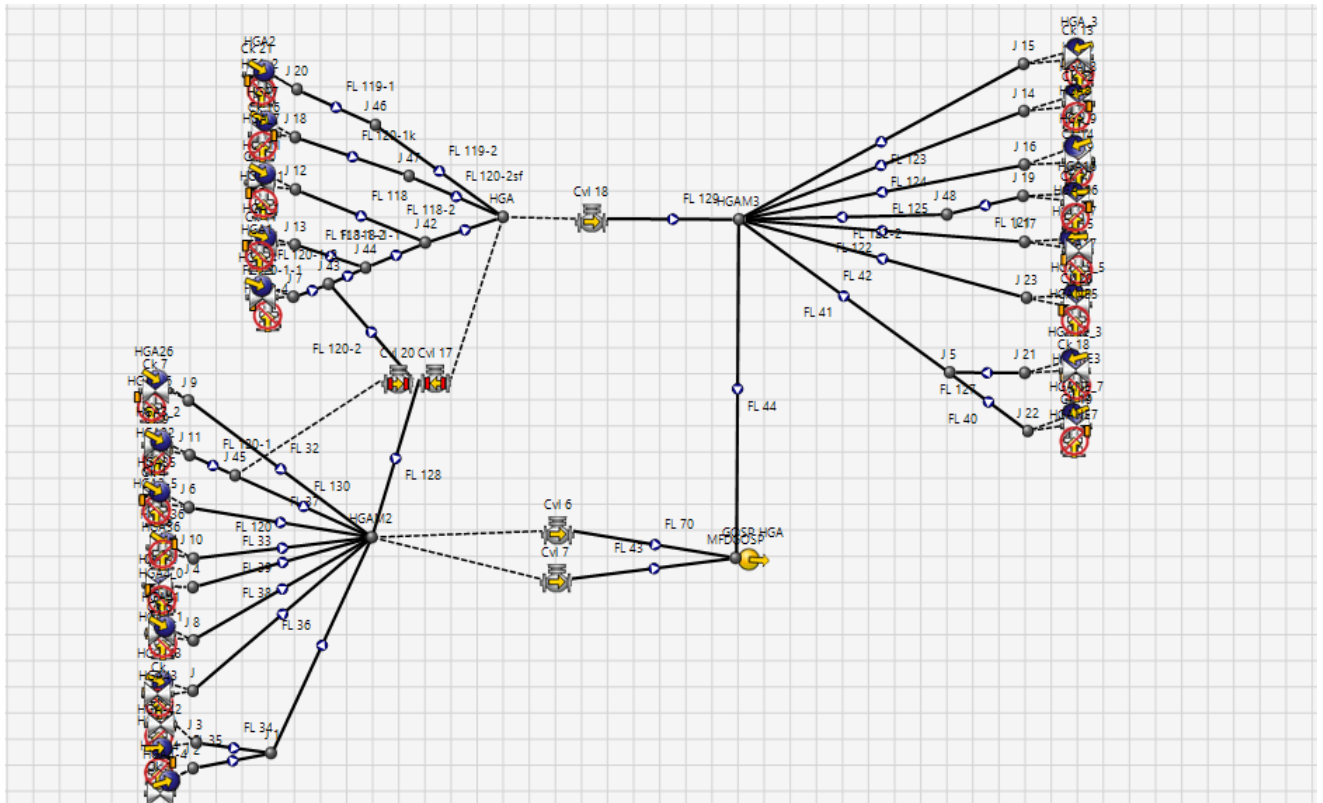


Figure IV.32. Modèle puits-réseau sur PIPESIM.

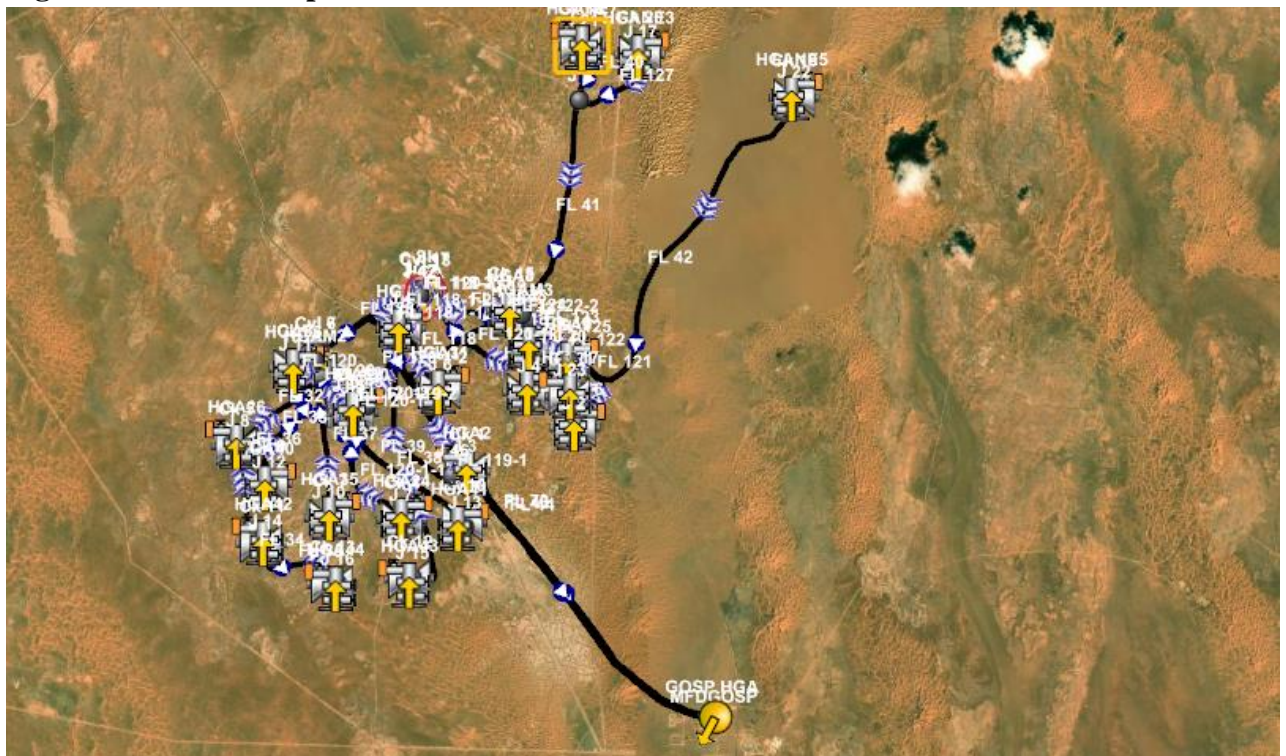


Figure IV.33. Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map)

Remarque :

Nous intégrons les modèles des puits que nous possédons, tandis que les autres restent en tant que sources. Les puits fermés seront désactivés dans le système.

Lors de cette exécution, nous suivons la même procédure que précédemment, à la

différence que nous devons maintenant comparer les trois paramètres mesurés, à savoir Pp, Pt et Qh, avec ceux calculés à l'aide de PIPESIM.

Résultats de l'exécution :

Les tableaux ci-dessous présentent un résumé des données mesurées et calculées, ainsi que l'écart entre ces valeurs, avec une observation relative au régime d'écoulement à travers la duse.

Tableau IV.24. les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart

Name	Pression PIPE calculer (kgf/cm2 g)	Pressure PIPE mesure (kgf/cm2 g)	erreur (%)	Pressure at wellhead calculer (kgf/cm2 g)	Pressure at wellhead mesure (kgf/cm2 g)	erreur (%)
HGA1	12.87394	13.2	2.47%	46.55114	44.7	4.14%
HGA11	14.02703	13.5	3.90%	38.80601	36.3	6.90%
HGA16	13.0307	13.1	0.53%	36.27627	37.3	2.74%
HGA17	12.15496	13	6.50%	26.21481	24.8	5.70%
HGA2	14.07629	13.4	5.05%	29.86001	28.2	5.89%
HGA24	10.64929	11.4	6.59%	19.76913	20.8	4.96%
HGA26	13.19022	12.9	2.25%	32.39881	30.4	6.58%
HGA3	11.44807	11.8	2.98%	25.78873	24.2	6.57%
HGA32	12.58864	12	4.91%	38.12029	37.5	1.65%
HGA35	12.51005	11.7	6.92%	38.86931	37.2	4.49%
HGA36	11.97567	12.3	2.64%	21.91197	22.4	2.18%
HGA40	12.92157	13.4	3.57%	30.05561	28.5	5.46%
HGA41	14.45203	13.8	4.72%	15.44953	16.4	5.80%
HGA42	16.117	15.6	3.31%	30.01995	28.9	3.88%
HGA43	22.70183	21.4	6.08%	21.05313	19.8	6.33%
HGA44	16.52336	15.5	6.60%	28.83181	30.8	6.39%
HGA7	13.88288	13.3	4.38%	24.90707	24.3	2.50%
HGA8	11.85839	11.2	5.88%	57.65313	54.2	6.37%
HGA9	15.50137	14.5	6.91%	37.73586	35.8	5.41%
HGANE3	17.73795	18.6	4.63%	57.75379	56.1	2.95%
HGANE5	12.71769	12	5.98%	24.03026	22.7	5.86%
HGANE7	18.23478	17.4	4.80%	57.76089	54.6	5.79%

Tableau IV.25. les régimes d'écoulement à travers la duse.

Name	débit calculer (Sm ³ /h)	débit mesure (Sm ³ /h)	erreur (%)	pp/pt	Régime
HGA1	3.968602	3.75	5.83%	0.295302	critique
HGA11	4.211118	4.5	6.42%	0.3719008	critique
HGA16	5.292294	5	5.85%	0.3512064	critique
HGA17	2.891532	2.8	3.27%	0.5241935	transitoire
HGA2	1.935199	1.86	4.04%	0.4751773	critique
HGA24	1.681581	1.8	6.58%	0.5480769	transitoire
HGA26	2.451022	2.39	2.55%	0.4243421	critique
HGA3	0.334152	0.35	4.53%	0.4876033	critique
HGA32	3.896674	3.89	0.17%	0.32	critique
HGA35	4.580992	4.64	1.27%	0.3145161	critique
HGA36	1.530342	1.48	3.40%	0.5491071	transitoire
HGA40	2.807079	2.95	4.84%	0.4701754	critique
HGA41	4.316519	4.47	3.43%	0.8414634	non critique
HGA42	2.668088	2.5	6.72%	0.5397924	transitoire
HGA43	3.020912	3	0.70%	1.0808081	non critique
HGA44	4.847871	5.2	6.77%	0.5032468	transitoire
HGA7	2.203404	2.2	0.15%	0.5473251	transitoire
HGA8	3.972633	4.2	5.41%	0.2066421	critique
HGA9	4.289676	4.6	6.75%	0.4050279	critique
HGANE3	4.940714	5.3	6.78%	0.3315508	critique
HGANE5	3.761159	3.96	5.02%	0.5286344	transitoire
HGANE7	4.276867	4.2	1.83%	0.3186813	critique

En se référant aux tableaux, il est observé que l'écart entre les valeurs mesurées et calculées est inférieur à 7%. Cela indique que le modèle est correctement ajusté, ce qui nous permet de conclure que le modèle réalisé est représentatif de la réalité.

Le tableau complet contenant toutes les données calculées provenant de PIPESIM est disponible en annexe.

IV.11. Optimisation de réseau de collecte

IV.11.1. Introduction

L'optimisation d'un réseau de collecte est une démarche essentielle pour maximiser la production et minimiser les coûts dans l'industrie pétrolière et gazière. En utilisant le logiciel Pipesim, on peut simuler et analyser les performances du réseau, en ajustant les paramètres tels que les débits de gaz, les pressions et les équipements de levage. Cette approche permet d'identifier les configurations optimales pour atteindre les objectifs de production tout en respectant les contraintes opérationnelles et réglementaires.

IV.11.2. L'état actuel du champ Hassi Guettara « HGA » (état de base)

Pour élaborer des scénarios de développement de notre champ, on doit tout d'abord étudier son état actuel supposé comme « état de base ». Après examiner cette dernière, on aura la possibilité de proposer des scénarios différents.

Dans notre cas, on a trente-quatre (34) puits qui sont forés sur le champ HGA et Seulement vingt-deux (22) puits qui sont actuellement raccordés. Quinze puits avec Gas Lift et sept puits éruptifs, Le réseau de collecte actuel se compose de trois manifolds (HGA, HGAM2 et HGAM3).

On s'intéresse généralement dans notre étude de cas de base à déterminer la production de champs avec son énergie propre et de développer des plans pour une meilleure exploitation.

Résultat :

Les résultats des différents puits sont présentés dans le tableau :

Tableau IV.26. Les résultats d'exécution de modèle

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/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm ³ /sm ³)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m ³ /d)	Flowing watercut (%)
HGA1	Well	48,9247	33,017	3,968602	3,968602	0	2135,08	537,992	0	796,802	0
HGA11	Well	40,681	16,5658	4,211118	4,211118	0	1574,99	374,008	0	712,677	0
HGA16	Well	30,645	16,5163	5,568134	5,292294	6,620155	598,031	113	4,9539	309,696	4,64257
HGA17	Well	45,2047	17,1886	2,891532	2,891532	0	2165,75	748,996	0	912,362	0
HGA2	Well	34,6662	16,3264	1,935199	1,935199	0	1751,36	905	0	975,999	0
HGA24	Well	23,8631	16,2796	1,633349	1,633349	0	1020,84	624,997	0	895,8	0
HGA26	Well	35,0772	16,9089	2,451022	2,451022	0	1595,62	651,001	0	906,899	0
HGA3	Well	67,6877	16,2599	2,422913	1,265705	27,77297	367,048	289,995	47,761	73,1857	42,6255
HGA32	Well	40,9363	16,8615	3,896674	3,896674	0	1652,2	424,003	0	752,972	0
HGA35	Well	42,47	17,1996	4,580992	4,580992	0	1612,48	351,994	0	687,917	0
HGA36	Well	26,7473	16,4251	1,571703	1,530342	0,992662	1274,76	832,991	2,6316	996,493	2,48369
HGA40	Well	29,615	18,0241	2,807079	2,807079	0	1746,02	622,005	0	1212,97	0
HGA41	Well	15,833	54,4597	0,68163	0,68163	0	670,729	984,009	0	1063,19	0
HGA42	Well	30,7107	17,1925	1,188195	1,188195	0	2202,82	1853,92	0	1508,62	0
HGA43	Well	64,2176	17,1961	1,976275	1,976275	0	4652,25	2354,05	0	1308,38	0
HGA44	Well	31,5431	17,0246	5,020531	4,874765	3,498386	921,369	189,008	2,9034	524,45	2,71125
HGA7	Well	35,4807	16,3972	2,203404	2,203404	0	1687,82	766,005	0	951,279	0
HGA8	Well	24,3653	16,0694	4,174434	3,972633	4,843211	353,566	89,0004	4,8342	233,037	4,59244
HGA9	Well	30,4612	16,2937	4,443731	4,289676	3,697326	703,506	164	3,4668	405,726	3,24738
HGANE3	Well	33,8888	16,0836	4,865677	4,865677	0	428,177	87,9994	0	169,375	0
HGANE5	Well	26,7825	15,826	3,761159	3,761159	0	319,699	85,0001	0	180,208	0
HGANE7	Well	57,8665	16,0826	3,98564	3,98564	0	813,088	204,004	0	195,327	0

A la fin, on trouve le débit totale entrée dans GOSP HGA :

Tableau IV.27. Les données de GOSP HGA

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm ² g)	Temperature (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/d)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (sm3/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm ³ /sm ³)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m ³ /d)	Flowing watercut (%)
GOSP HGA	Sink	7,99981	15,2588	1685,737	68,263	47,42473	30247,2	443,097	2,81329	79020,8	2,76274

IV.11.3. Optimisation réseau de GOSP HGA

Dans le cadre de notre réseau GOSP HGA, notre objectif est d'optimiser la production de pétrole en explorant différents scénarios et en les comparant au cas de base. Nous avons identifié deux scénarios d'optimisation :

- 1- Optimisation des puits éruptifs avec Gas Lift
- 2- Optimisation du débit de Gas Lift dans l'ensemble du puits dans le réseau

IV.11.3.1. Premier scénario : Optimisation des puits éruptifs avec Gas Lift

Dans ce scénario, nous nous concentrons sur les puits éruptifs qui nécessitent l'utilisation du Gas Lift pour faciliter la remontée du fluide de production. Nous cherchons à optimiser les débits de gaz et les pressions pour améliorer la production de pétrole de ces puits spécifiques.

Dans nos cas, Les puits éruptifs sont : HGA3, HGA8, HGA9, HGA16, HGANE3, HGANE5, HGANE7.

IV.11.3.1.1. Choix de profondeur d'injection de Gas Lift

Le choix de la profondeur d'injection de Gas Lift est un élément crucial dans la conception et l'optimisation d'un système de levage par gaz. La profondeur d'injection fait référence à la position dans le puits où le gaz est introduit pour faciliter la remontée du fluide de production.

Plusieurs facteurs doivent être pris en compte lors de la détermination de la profondeur d'injection de Gas Lift, notamment :

- **Profondeur du puits** : La profondeur totale du puits est un facteur clé pour déterminer la profondeur d'injection appropriée.
- **Caractéristiques du réservoir** : Les propriétés du réservoir, telles que la pression, la température, la perméabilité et la viscosité, doivent être évaluées pour sélectionner la profondeur d'injection optimale.
- **Profondeur de la zone de levage** : Il est important de choisir une profondeur d'injection qui se situe dans la zone où le fluide de production a besoin d'une assistance pour remonter.
- **La position des équipements de fond** : Il est important de noter que l'influence de la position des équipements de fond sur la profondeur d'injection du Gas Lift peut varier d'un puits à l'autre en fonction des caractéristiques géologiques, des conditions de production et des objectifs de récupération.

Donc le profondeur d'injection GL dans notre cas est dans le tableau suivant :

Tableau IV.28. Profondeur de CCE

Name	profendeur de CCE (m)
HGA3	3064,2
HGA8	3407
HGA9	3390
HGA16	3380
HGANE3	3320
HGANE5	3440
HGANE7	3400

IV.11.3.1.2. Résultat d'optimisation

Après modifier les puits éruptifs a des puits avec Gas Lift, dans Network Simulation, on fais les même étapes dans le scénario précédent .

Les résultats des différents puits de nos modèles sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.29. Les résultats d'exécution de modèle

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm2 g)	Temperature (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/h)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (sm3/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm3/sm3)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/d)	Flowing watercut (%)
HGA1	Well	48,992	33,01698	3,968602	3,968602	0	2135,075	537,9918	0	796,8025	0
HGA11	Well	40,90767	16,56579	4,211118	4,211118	0	1574,992	374,0081	0	712,6766	0
HGA16	Well	36,7518	16,67144	5,885138	5,593594	6,997053	783,1015	139,9997	4,9539	339,0271	4,584445
HGA17	Well	45,34394	17,18862	2,891532	2,891532	0	2165,746	748,9959	0	912,3618	0
HGA2	Well	35,00918	16,32642	1,935199	1,935199	0	1751,356	905,0003	0	975,9992	0
HGA24	Well	24,55325	16,27806	1,631685	1,631685	0	1019,799	624,9974	0	889,0981	0
HGA26	Well	35,41225	16,90886	2,451022	2,451022	0	1595,618	651,0011	0	906,8991	0
HGA3	Well	85,83857	16,9942	4,049713	2,11553	46,42041	296,1735	139,9997	47,761	18,2686	41,16213
HGA32	Well	41,15808	16,86147	3,896674	3,896674	0	1652,201	424,0029	0	752,9718	0
HGA35	Well	42,66212	17,19955	4,580992	4,580992	0	1612,482	351,994	0	687,917	0
HGA36	Well	27,24337	16,42513	1,571703	1,530342	0,9926622	1274,761	832,9914	2,6316	996,4925	2,48369
HGA40	Well	30,05563	18,02408	2,807079	2,807079	0	1746,018	622,0052	0	1212,974	0
HGA41	Well	16,91411	54,42842	0,6807683	0,6807683	0	669,8821	984,0088	0	1036,911	0
HGA42	Well	31,13013	17,19252	1,188195	1,188195	0	2202,821	1853,922	0	1508,618	0
HGA43	Well	63,98922	17,19607	1,976275	1,976275	0	4652,246	2354,048	0	1308,377	0
HGA44	Well	31,9465	17,02464	5,020531	4,874765	3,498386	921,3685	189,0078	2,9034	524,4496	2,711252
HGA7	Well	35,80791	16,39723	2,203404	2,203404	0	1687,819	766,0052	0	951,2787	0
HGA8	Well	33,33827	16,22792	4,389956	4,177736	5,093262	584,8818	139,9997	4,8342	291,4468	4,508021
HGA9	Well	27,72721	16,22242	4,348598	4,197841	3,618173	587,6964	139,9997	3,4668	378,8512	3,270346
HGANE3	Well	35,81357	16,03332	4,006357	4,006357	0	560,8888	139,9997	0	251,3337	0
HGANE5	Well	37,50067	15,98171	3,960031	3,960031	0	554,4032	139,9997	0	231,7544	0
HGANE7	Well	49,4623	16,00884	4,19998	4,19998	0	587,9959	139,9997	0	156,8017	0

A la fin, on trouve le débit totale entrée dans GOSP HGA :

Tableau IV.30. Les données de GOSP HGA

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm2 g)	Temperature (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/d)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (sm3/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm3/sm3)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/d)	Flowing watercut (%)
GOSP HGA	Sink	8,858384	15,25885	1717,448	68,79051	66,47585	30501,13	443,3915	3,870618	79684,41	3,801524

IV.11.3.1.3. Analyse les résultats

Dans le cas de base, le débit de GOSP HGA était de 1685.737 Sm3/d, tandis que dans le scénario d'optimisation, il est passé à 1717.448 Sm3/d. Cette augmentation de débit indique une amélioration de la production due à l'optimisation, ce qui est positif.

L'introduction du Gas Lift dans certains puits du réseau offre des perspectives

d'amélioration de leur productivité, grâce à une meilleure gestion de la pression du réservoir, une augmentation du débit de fluide de production et une réduction de la chute de pression dans le réseau. Dans le cas présent, l'optimisation des puits éruptifs avec le Gas Lift semble avoir joué un rôle significatif dans l'augmentation globale du débit de GOSP HGA.

Sur la base des résultats présentés, le scénario d'optimisation avec l'introduction du Gas Lift dans les puits éruptifs être recommandé. L'augmentation du débit de GOSP HGA suggère une amélioration de la production, ce qui peut avoir un impact positif sur les revenus et l'efficacité globale du système de production.

IV.11.3.2. Deuxième scénario : Optimisation du débit de Gas Lift dans l'ensemble du puits dans le réseau

Ce scénario vise à optimiser le débit de Gas Lift dans tous les puits du réseau. En ajustant les débits de gaz, les pressions et d'autres paramètres à travers le réseau, nous cherchons à maximiser la production globale de pétrole.

IV.11.3.2.1. Débit Gas Lift optimale

Avec " System Analysis ", on détermine les débits optimaux de tous les puits qui sont classés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.31. Débits optimale de chaque puits

Name	Débit de GL optimal (Sm ³ /d)	Name	Débit de GL optimal (Sm ³ /d)
HGA1	19999,91	HGA40	4999,906
HGA11	15000	HGA41	10000,09
HGA16	19999,91	HGA42	29998,87
HGA17	15000	HGA43	54999,81
HGA2	25000,09	HGA44	34999,62
HGA24	19999,91	HGA7	4999,906
HGA26	19999,91	HGA8	34999,62
HGA3	34999,62	HGA9	34999,62
HGA32	25000,09	HGANE3	25000,09
HGA35	34999,62	HGANE5	29998,87
HGA36	4999,906	HGANE7	15000

IV.11.3.2.2. Résultat d'optimisation

Les résultats des différents puits de nos modèles sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.32. Les résultats d'exécution de modèle

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/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm3/sm3)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/d)	Flowing watercut (%)
HGA1	Well	57,89738	34,75338	3,65005	3,65005	0	2797,025	766,2977	0	908,1451	0
HGA11	Well	47,74458	16,66476	3,925236	3,925236	0	2093,069	533,2339	0	817,0554	0
HGA16	Well	59,4723	17,24541	6,541418	6,217363	7,777328	1703,757	274,0322	4,9539	458,7157	4,423238
HGA17	Well	51,84339	17,36924	2,749603	2,749603	0	2684,44	976,3008	0	982,742	0
HGA2	Well	47,55836	16,69644	1,858776	1,858776	0	2723,862	1465,406	0	1087,699	0
HGA24	Well	34,28812	16,6672	1,563878	1,563878	0	1810,748	1157,858	0	1101,266	0
HGA26	Well	46,24465	17,34116	2,393629	2,393629	0	2391,583	999,1453	0	1017,133	0
HGA3	Well	181,3559	17,04877	3,034951	1,585428	34,78855	1680,276	1059,825	47,761	121,3114	34,25764
HGA32	Well	55,00261	17,27018	3,761541	3,761541	0	2636,574	700,9291	0	887,6531	0
HGA35	Well	64,61464	17,99997	4,631708	4,631708	0	3088,65	666,8489	0	848,9014	0
HGA36	Well	29,36374	16,50327	1,543588	1,502967	0,9749057	1460,287	971,6029	2,6316	1038,932	2,474958
HGA40	Well	31,92168	18,14953	2,798089	2,798089	0	1948,754	696,4589	0	1254,932	0
HGA41	Well	19,92934	60,7	0,6900756	0,6900756	0	1095,711	1587,812	0	1428,74	0
HGA42	Well	43,10047	17,87547	1,150633	1,150633	0	3383,134	2940,239	0	1613,677	0
HGA43	Well	83,73143	17,78727	1,836034	1,836034	0	6613,767	3602,204	0	1376,944	0
HGA44	Well	60,98522	18,22127	5,797052	5,628741	4,039479	2522,192	448,0917	2,9034	725,605	2,585113
HGA7	Well	37,94852	16,45973	2,167654	2,167654	0	1868,762	862,1129	0	983,4742	0
HGA8	Well	72,44625	16,91435	4,83941	4,605463	5,614722	2103,08	456,649	4,8342	480,186	4,237194
HGA9	Well	61,54963	16,92289	4,981296	4,808605	4,144598	2131,52	443,272	3,4668	605,4879	3,096997
HGANE3	Well	71,18377	16,65552	4,706779	4,706779	0	1700,617	361,3123	0	390,4807	0
HGANE5	Well	78,5237	16,54768	4,316793	4,316793	0	1854,302	429,5554	0	386,2073	0
HGANE7	Well	76,6322	16,36	4,296621	4,296621	0	1226,525	285,4627	0	233,9584	0

A la fin, on trouve le débit totale entrée dans GOSP HGA :

Tableau IV.33. Les données de GOSP HGA

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm ² g)	Temperature (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/d)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (sm3/d)	Stock-tank gas flowrate (SM3/h)	Stock-tank GOR (sm3/sm3)	Stock-tank watercut (%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/d)	Flowing watercut (%)
GOSP HGA	Sink	7,999811	15,27136	1757,277	70,83186	57,31268	51512,41	727,2491	3,261447	136192,5	3,209837

IV.11.3.2.3. Analyse les résultats

Dans le scénario où tous les puits du réseau sont optimisés avec les débits de Gas Lift optimaux, le débit entrant dans GOSP HGA atteint 1757.277 Sm³/d, comme mentionné précédemment. Cela représente une augmentation par rapport au cas de base où le débit était de 1685.737 Sm³/d.

L'optimisation des débits de Gas Lift dans tous les puits contribue à améliorer la productivité globale du système de production en favorisant une meilleure gestion de la pression du réservoir, une augmentation du débit de fluide de production et une réduction de la chute de pression dans le réseau. L'augmentation du débit entrant dans GOSP HGA témoigne de l'efficacité accrue de l'ensemble du système de production résultant de cette optimisation.

D'après les résultats obtenus, il semble que le scénario d'optimisation en utilisant le débit optimal de Gas Lift (GL) soit recommandé. L'augmentation notable du débit de GOSP HGA suggère une amélioration de la production, ce qui pourrait avoir un effet positif sur les revenus et l'efficacité générale du système de production.

Conclusion
Et
Recommandation

Conclusion

La modélisation et l'évaluation des performances des puits pendant la production constituent un outil extrêmement puissant pour gérer le potentiel d'un réservoir pétrolier. Les trois principales étapes de construction de notre modèle de puits (élaboration du modèle de réservoir, modèle PVT, complétion) revêtent une importance capitale pour obtenir des résultats de qualité. En effet, le modèle doit être constamment mis à jour chaque fois que des modifications sont apportées au système (fermeture ou ouverture des vannes en surface, changement de complétion du puits, interventions dans le réservoir, etc.).

Ainsi, la méthode de CD-IP et la méthode de build-up classique diffèrent dans la manière dont elles sont utilisées pour modéliser le puits dans Pipesim. La méthode de CD-IP utilise des données de test de décharge pour modéliser la performance de production du puits, tandis que la méthode de build-up classique utilise des données de test de récupération de pression pour caractériser la formation. Ces deux méthodes fournissent des informations spécifiques sur le comportement du puits lors de la modélisation dans Pipesim.

À partir de l'étude d'optimisation menée sur l'ensemble des puits du gisement de Hassi Messaoud, plus précisément dans la zone de Hassi El Guettar, nous sommes en mesure de tirer les conclusions suivantes :

- La nature du fluide qui circule dans le réservoir est diphasique, ce qui implique que la courbe de performance du réservoir (IPR) est calculée en utilisant l'équation de Vogel.
- La corrélation de Hagedorn & Brown fournit les prédictions les plus précises en ce qui concerne les pertes de charge verticales.
- Le gas lift permet d'accroître la production des puits de la zone HGA lorsqu'ils sont en phase éruptive.
- L'optimisation que nous avons effectuée sur sept puits éruptifs a conduit à une augmentation de la production de 31,711 Sm³/d.
- L'optimisation du gas lift a un effet sur le réseau, ce qui se traduit par un gain de production de 71,54 m³/jour.
- Du point de vue économique, le gain de 449 STB/jour résultant de cette optimisation se révèle extrêmement rentable.

Recommandation

Afin d'assurer un développement efficace du champ de HGA, plusieurs recommandations

ont été formulées :

- Contrôle quotidien du débit d'huile : Il est recommandé de réaliser un suivi régulier du débit d'huile afin de confirmer les résultats de l'optimisation. Cela permettra d'obtenir une vue en temps réel du débit et de la pression des puits et des manifolds.
- Tests périodiques des puits : Effectuer des tests périodiques sur les puits permettra d'obtenir une meilleure connaissance du comportement du réservoir et d'ajuster les paramètres en conséquence.

Concernant l'optimisation par gas lift réalisée sur l'ensemble des puits, les recommandations suivantes sont suggérées :

Contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection : Il est essentiel de surveiller quotidiennement le débit et la pression d'injection en utilisant des moyens de contrôle tels que des débitmètres. Cela garantira un bon fonctionnement du gas-lift.

Réoptimisation après chaque évolution des paramètres : Il est recommandé de revoir l'optimisation du gas lift à chaque modification des paramètres afin de maintenir des performances optimales.

Pour atteindre les résultats théoriques obtenus grâce à ce travail, il est important de résoudre les problèmes liés au gas lift, en particulier le givrage. Les mesures suivantes sont suggérées :

- 1- **Utilisation d'un gaz propre dédié au gas-lift** : Il est nécessaire de disposer d'un gaz propre spécifiquement utilisé pour le gas-lift afin de minimiser les problèmes liés au givrage.
- 2- **Équipement des concentriques des duses de fond** : L'installation de dispositifs de protection sur les duses de fond aidera à prévenir le givrage sur certains puits.
- 3- **Injection de méthanol comme entretien préventif contre le givrage** : L'injection de méthanol peut être utilisée en tant que mesure préventive pour prévenir les problèmes de givrage.

Afin d'avoir un réseau performant on recommande :

Tableau 34. Recommandation pour le champs HGA

PUITS	ETAT ACTUEL	ETAT RECOMMENDE	DEBIT GL OPTIMALE (Sm³/d)	PROFENDEUR DE CCE (m)
HGA1	GL	GL	19999,91	ACTUEL
HGA2	GL	GL	25000,09	ACTUEL
HGA3	ERUPTIF	GL	34999,62	3064,2
HGA7	GL	GL	4999,906	ACTUEL
HGA8	ERUPTIF	GL	34999,62	3407
HGA9	ERUPTIF	GL	34999,62	3390
HGA11	GL	GL	15000	ACTUEL
HGA16	ERUPTIF	GL	19999,91	3380
HGA17	GL	GL	15000	ACTUEL
HGA24	GL	GL	19999,91	ACTUEL
HGA26	GL	GL	19999,91	ACTUEL
HGA32	GL	GL	25000,09	ACTUEL
HGA35	GL	GL	34999,62	ACTUEL
HGA36	GL	GL	4999,906	ACTUEL
HGA40	GL	GL	4999,906	ACTUEL
HGA41	GL	GL	10000,09	ACTUEL
HGA42	GL	GL	29998,87	ACTUEL
HGA43	GL	GL	54999,81	ACTUEL
HGA44	GL	GL	34999,62	ACTUEL
HGANE3	ERUPTIF	GL	25000,09	3320
HGANE5	ERUPTIF	GL	29998,87	3440
HGANE7	ERUPTIF	GL	15000	3400

Références Bibliographique

- [1] **B.Kadi, M.Belkadi et R.Hassiane**, Etude pétrographique et diagenitque des réservoirs Cambro-Ordovicien de Hassi Guettar, **1999**.
- [2] **Boudjemaa, A**, Evolution structurale du bassin triasique du Sahara Nord oriental, Thèse doctorat, Un-ORSAY(Paris), **1987**.
- [3] **Mémoire fin d'étude Master** : Optimisation de production dans le champ Nord
- [4] **James Aubrey Carroll**, Multivariate production systems optimization, thèse Master, université de STANFORD, **1990**.
- [5] **Mr Zaatout Kamel** , Mémoire de projet d'induction: Etude d'installation d'une unité de pompe a W2A, Décembre 2002
- [6] **A.HOUPEURT, MAILHE**, cours production collecte, traitement, stockage.
- [7] Sonatrach extraction des liquides des gaz associant Hassi Messaoud et séparation d'huile LDHP Z.CINA / ENC 08 1046Z / Note de calcul des épaisseur des canalisation.
Réf: 1046Z-00-CE-C-18CX-000009-F date 23/08/2009 / Saipem Contracting Algérie.
- [8] **Mr : SADAoui KHALED, Mr : ABDENNOUR BOUGESBA**, Mémoire fin d'étude Master: Réseau collecte et installation séparateur et unité Pompage de niveau manifold, 24/06/2012
- [9] **Mr : Bouras Khaled, Mr : Mechalikh Farouq**, Mémoire fin d'étude Master : Optimisation de production dans le champ Nord de Hassi Messaoud par la Mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie au niveau du manifold OMP153
- [10] **Production Optimization Using Nodal Analysis**, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
- [11] **Petroleum Production Systemes**, Michael J.Economides, A.Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides.
- [12] **Gas-lift**, Richard Marquez, Edition NEXT, 2006.
- [13] **The technology of artificial lift methods**, Kermit Brown, Pennwell publishing company 1977.
- [14] **ARTIFICIAL LIFT MANUAL PART 2A-Gas Lift Design Guide**, G. Forero, K. McFadyen, R. Turner, B. Waring, E. Steenker, SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V, THE HAGUE, December 1993.
- [15] **Gaz lift équipement (BOTIL)**.

[16] **Récupération assistée par gas-lift** (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).

[17] **Documentation IAP.**

[18] **Documentation IAP.**

[19] **PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization.** Schlumberger.

[20] **DATA Bank-Sonatrach HMD.**

[21] **DATA Bank-Sonatrach HMD.**

OUTILS INFORMATIQUES

□. Microsoft Excel.

□. Logiciel PIPESIM (version2021)

Les annexes

A. Les Points opérationnel des puits HGA après actualisation

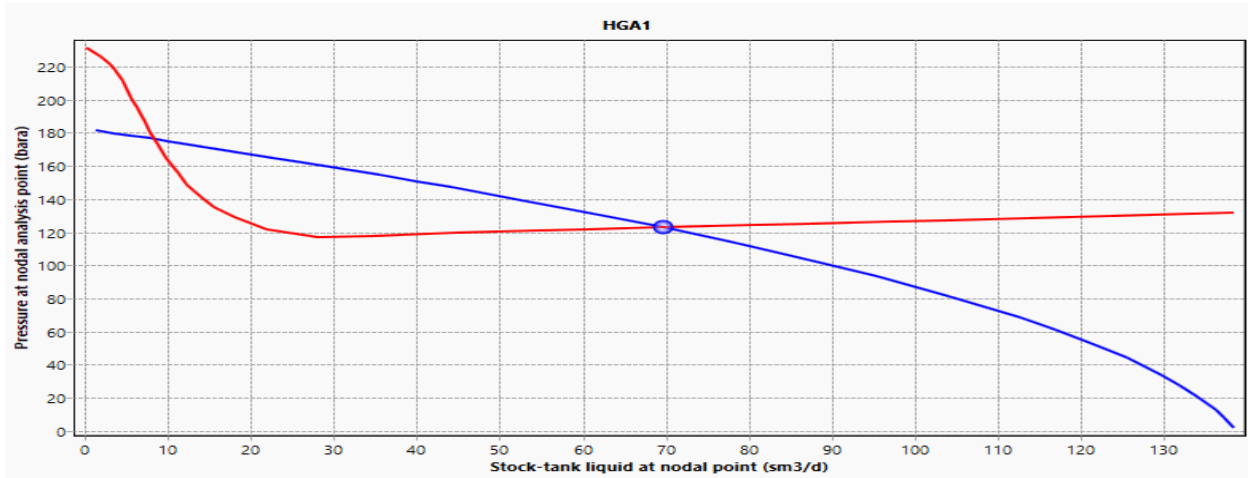


Figure 1 : Point opérationnel du puits HGA1 après actualisation

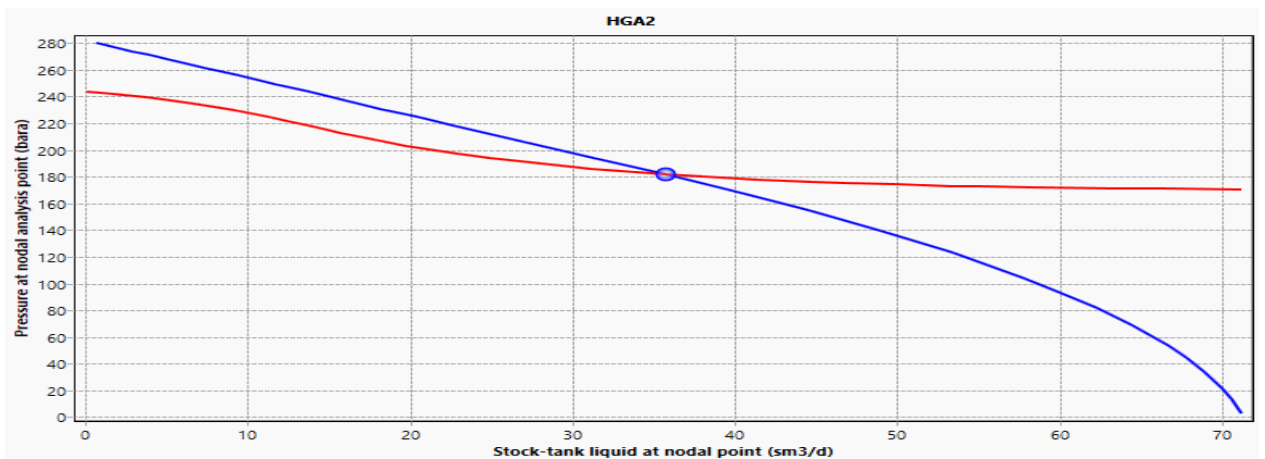


Figure 2 : Point opérationnel du puits HGA2 après actualisation

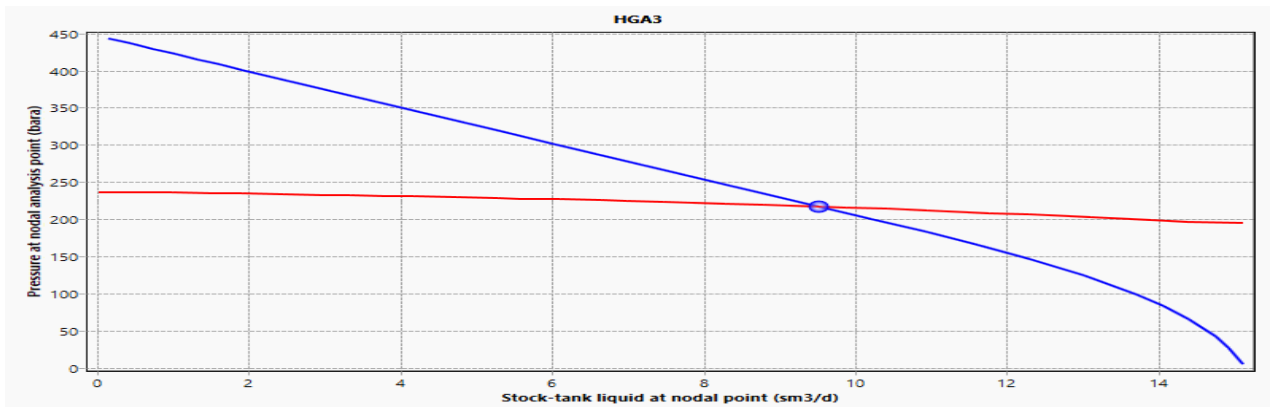


Figure 3 : Point opérationnel du puits HGA3 après actualisation

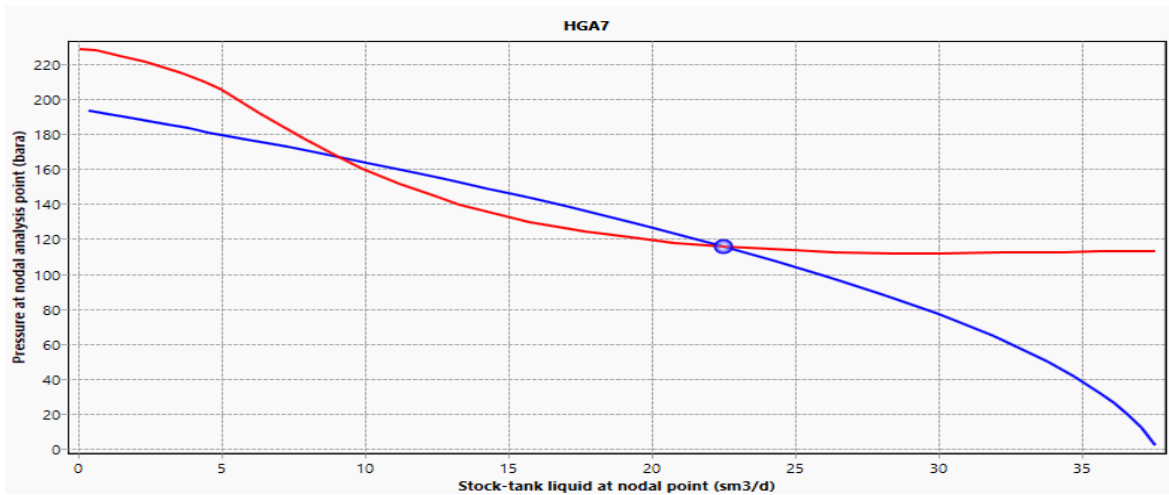


Figure 4 : Point opérationnel du puits HGA7 après actualisation

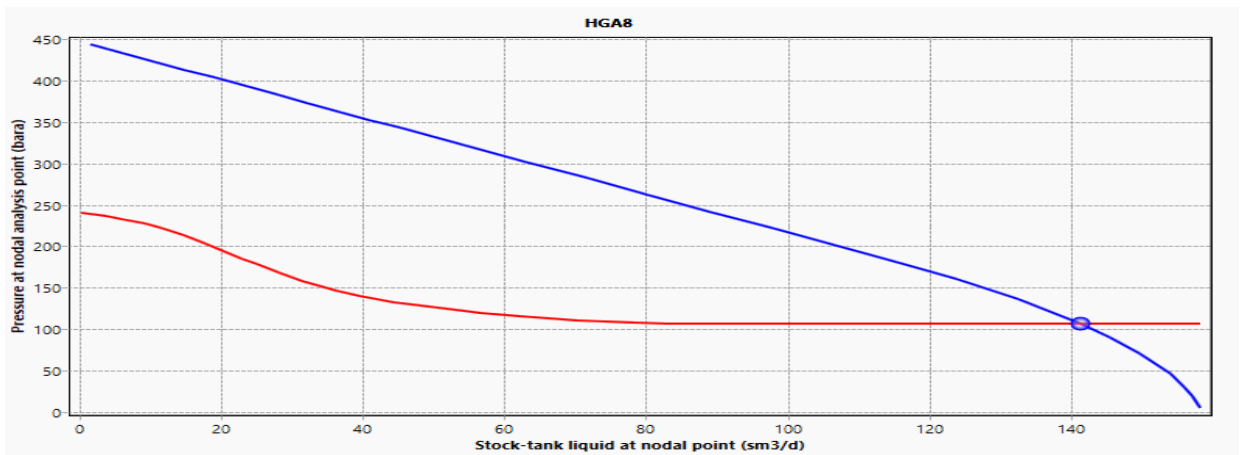


Figure 5 : Point opérationnel du puits HGA8 après actualisation

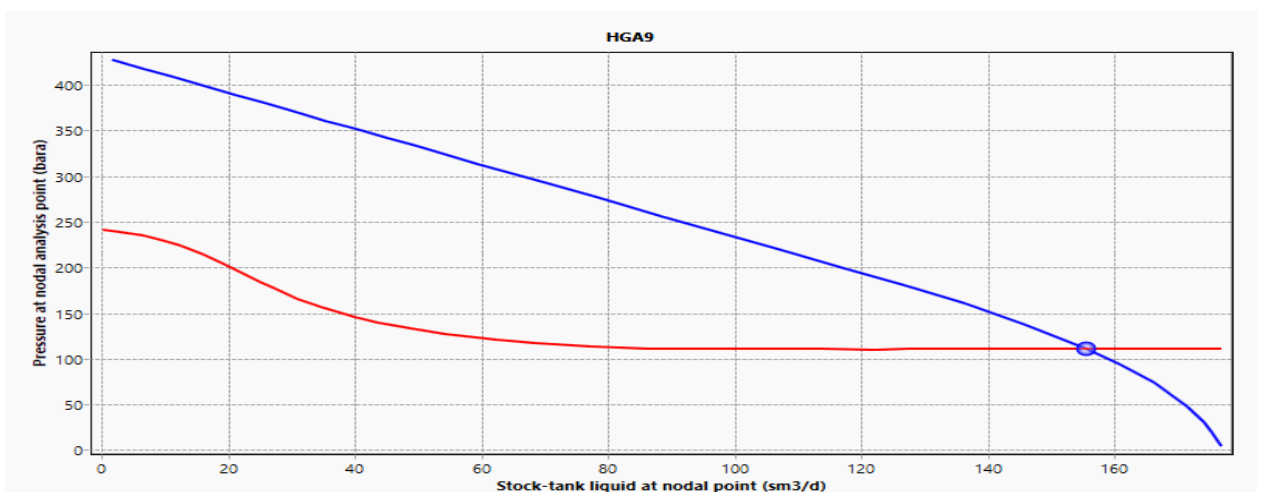


Figure 6 : Point opérationnel du puits HGA9 après actualisation

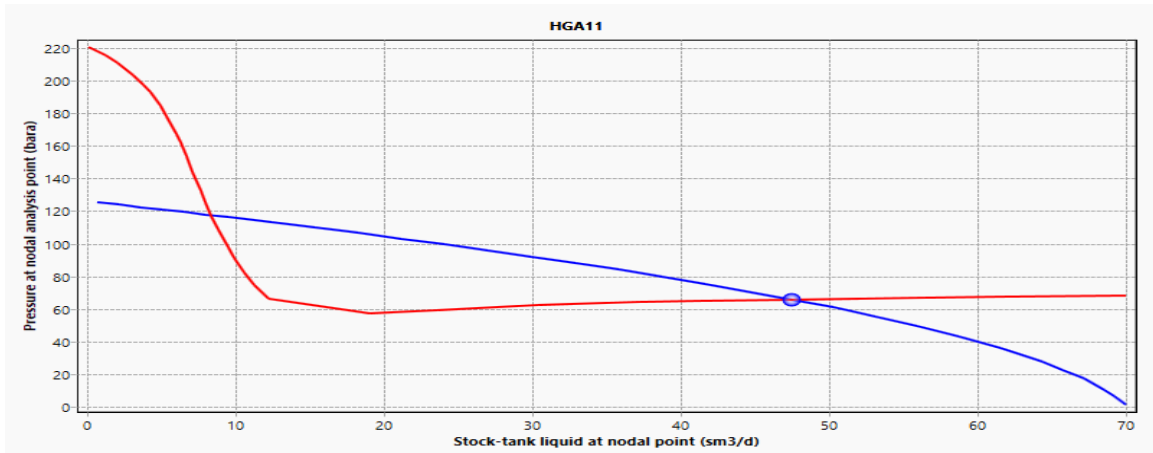


Figure 7 : Point opérationnel du puits HGA11 après actualisation

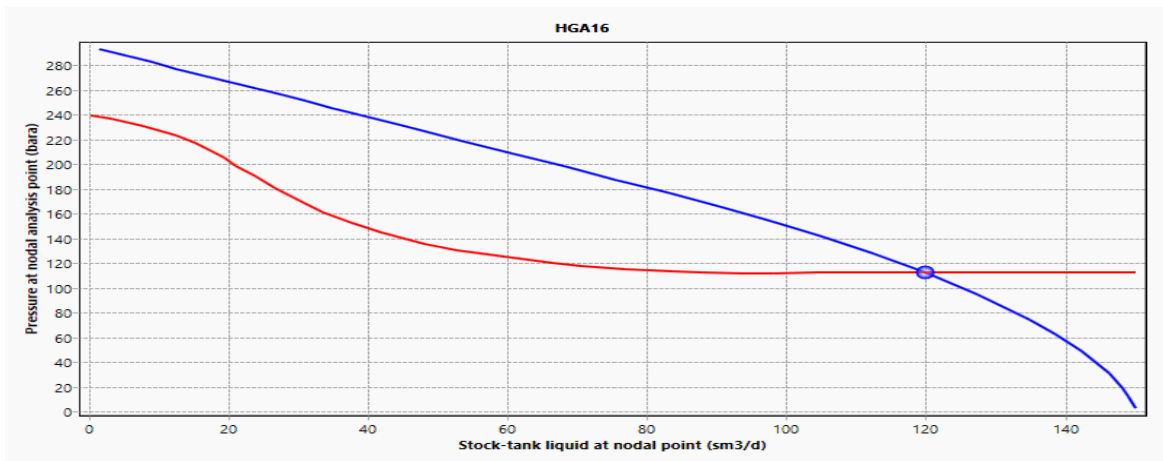


Figure 8 : Point opérationnel du puits HGA16 après actualisation

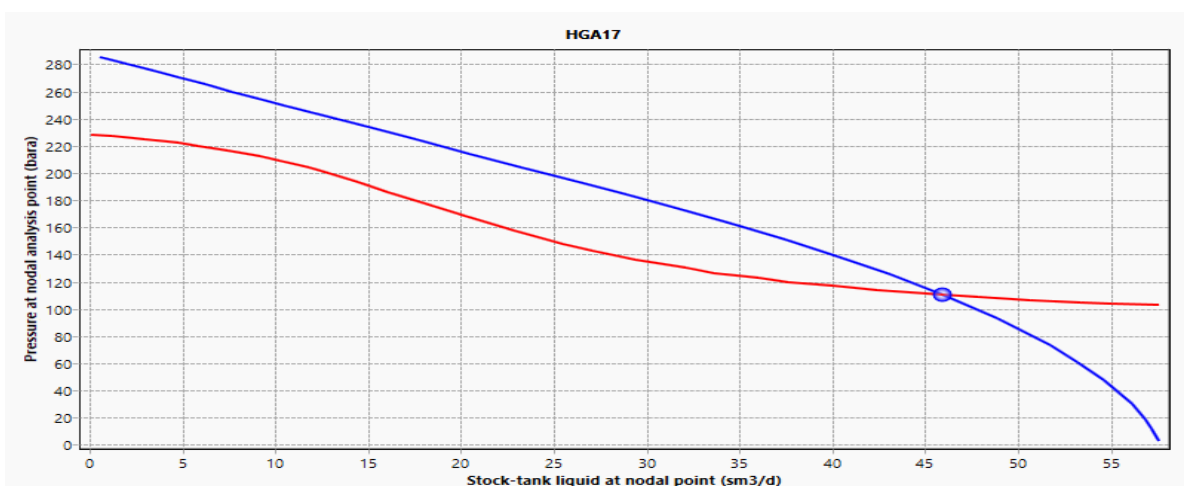


Figure 9 : Point opérationnel du puits HGA17 après actualisation

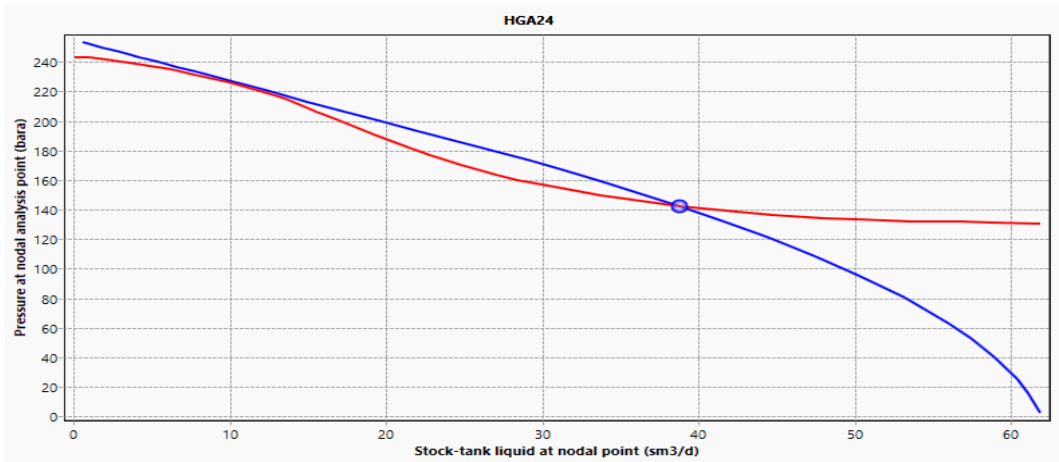


Figure 10 : Point opérationnel du puits HGA24 après actualisation

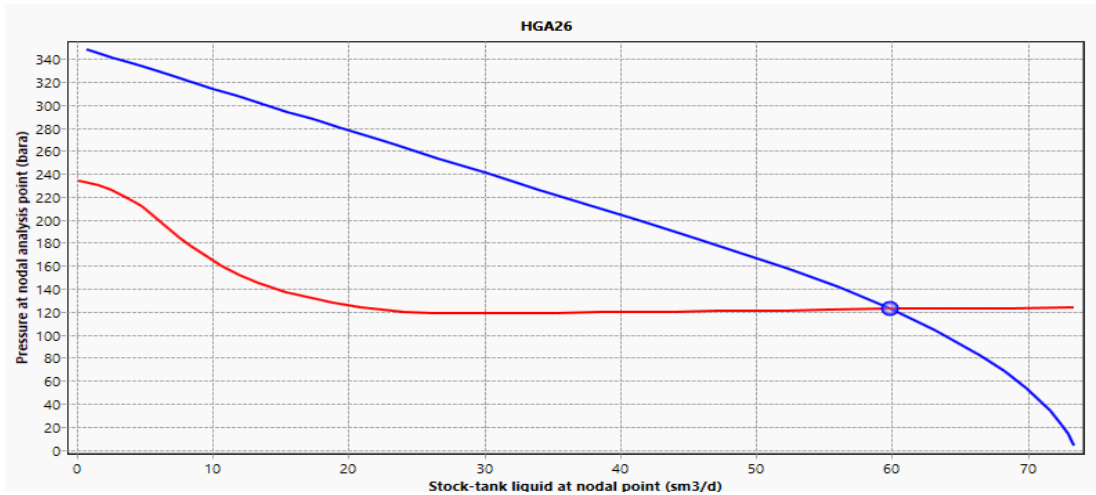


Figure 11 : Point opérationnel du puits HGA26 après actualisation

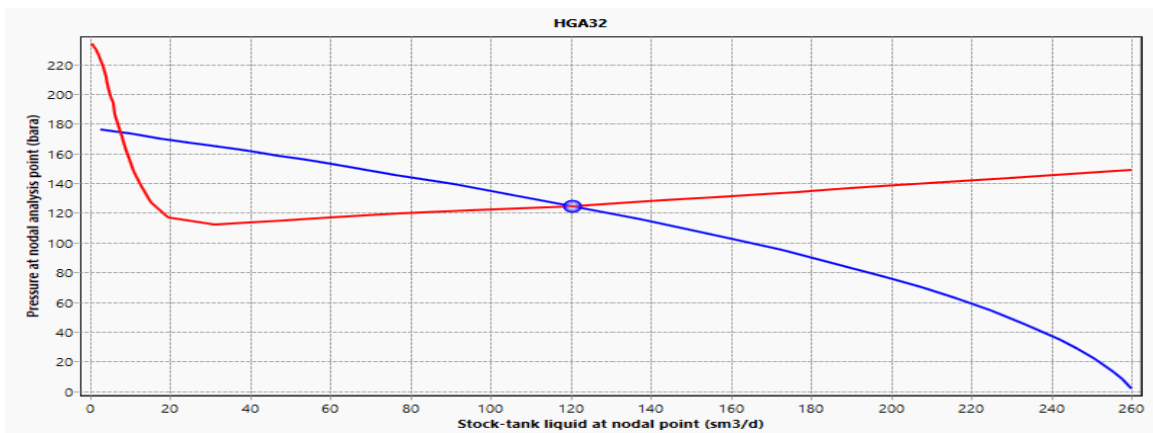


Figure 12 : Point opérationnel du puits HGA32 après actualisation

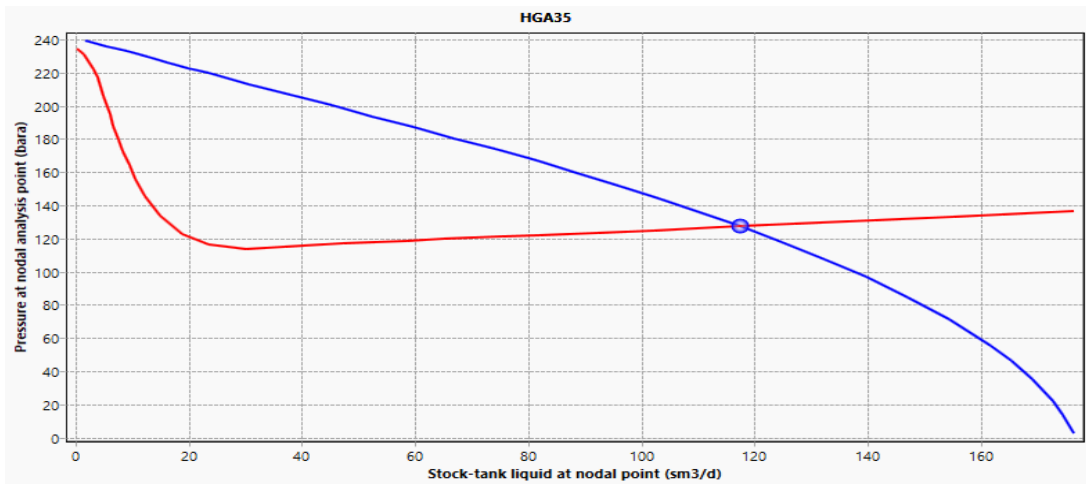


Figure 13 : Point opérationnel du puits HGA35 après actualisation

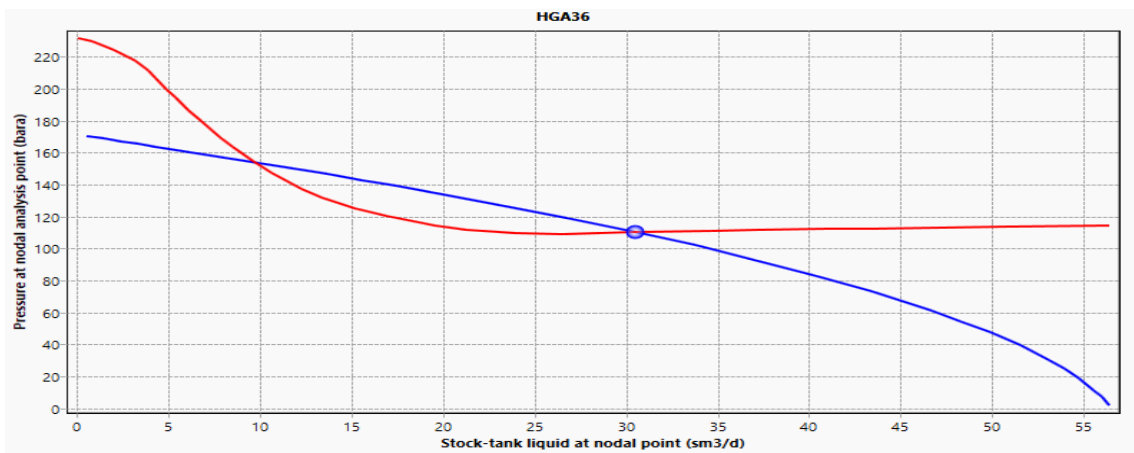


Figure 14 : Point opérationnel du puits HGA36 après actualisation

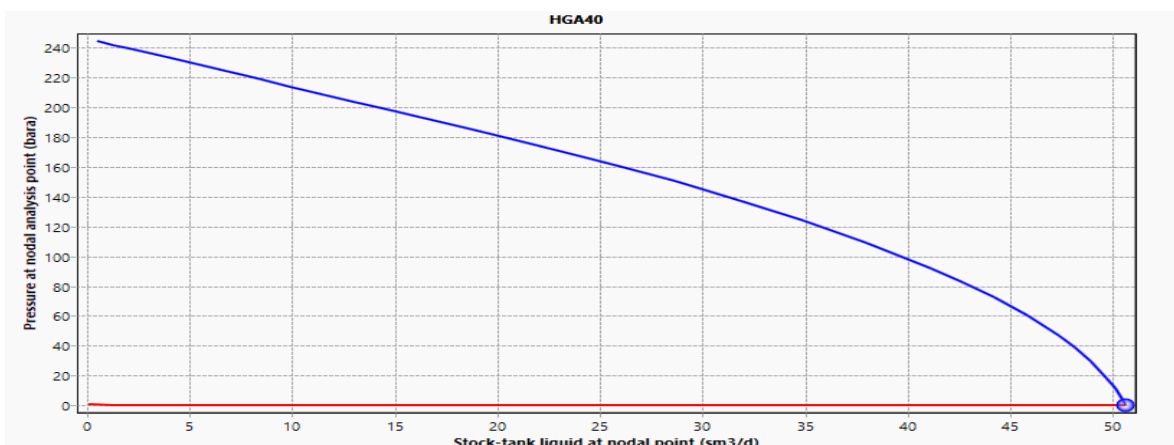


Figure 15 : Point opérationnel du puits HGA40 après actualisation

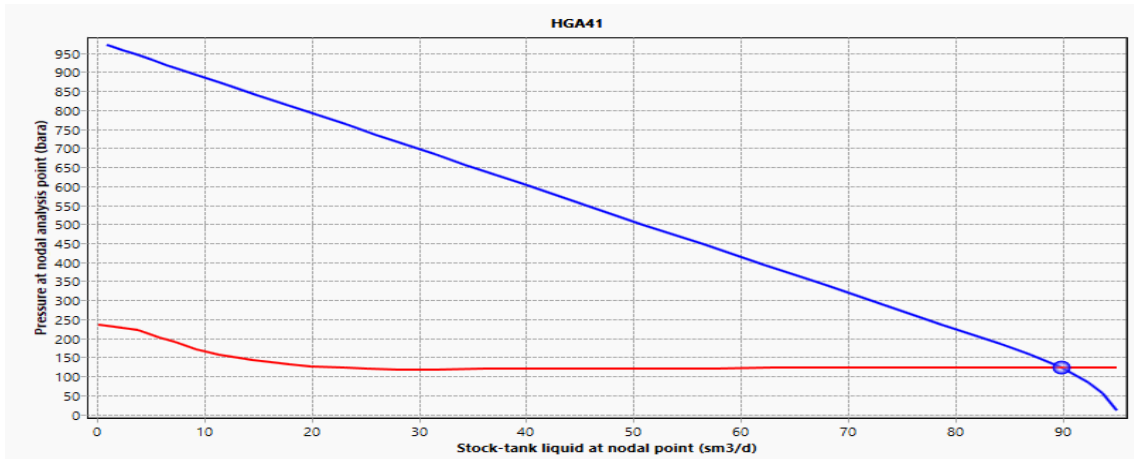


Figure 16 : Point opérationnel du puits HGA41 après actualisation

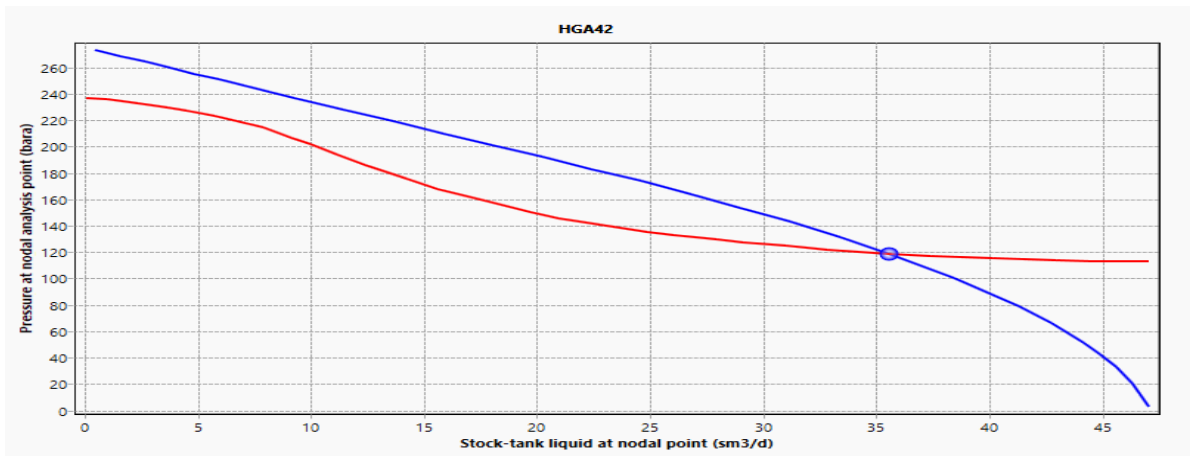


Figure17 : Point opérationnel du puits HGA42 après actualisation

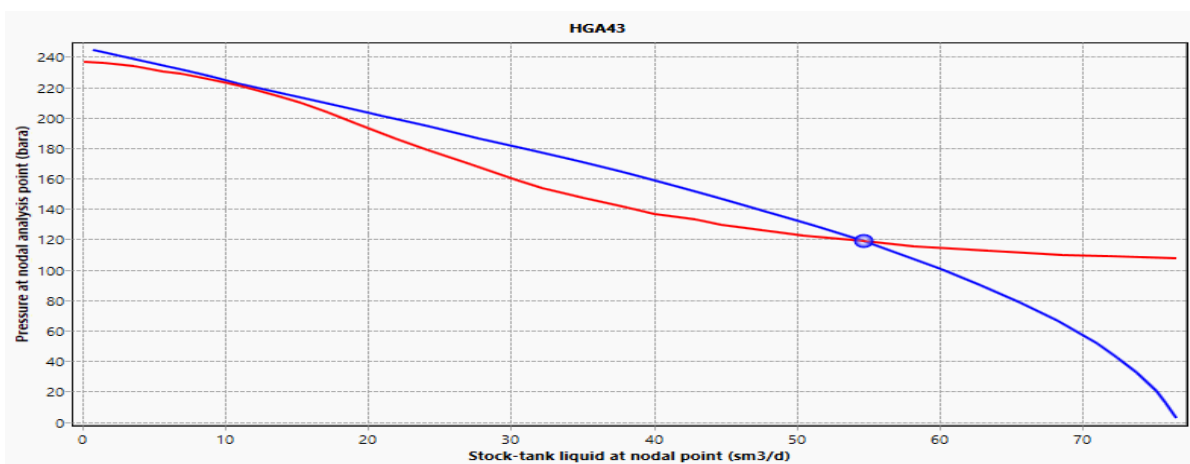


Figure 18 : Point opérationnel du puits HGA43 après actualisation

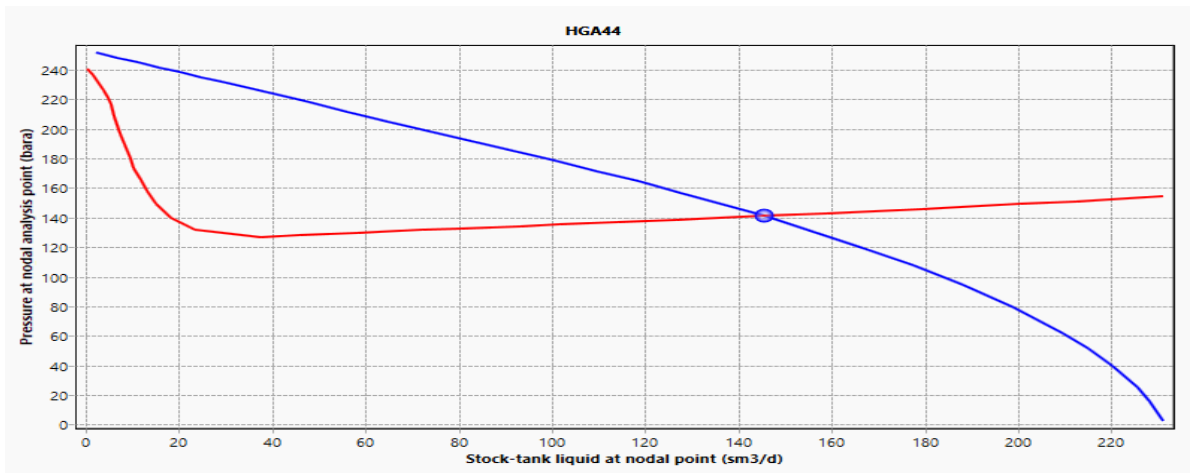


Figure 19 : Point opérationnel du puits HGA44 après actualisation

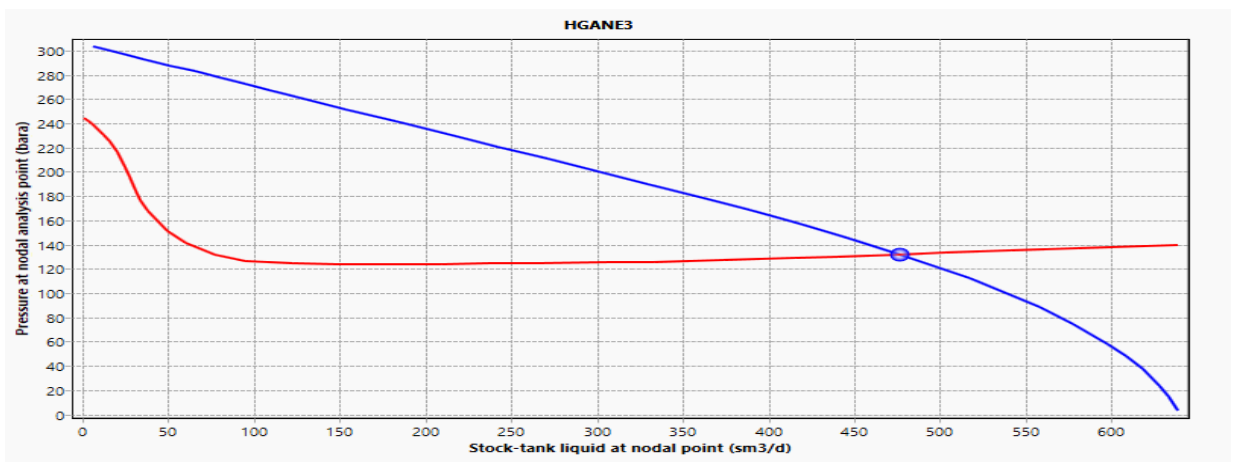


Figure 20 : Point opérationnel du puits HGANE3 après actualisation

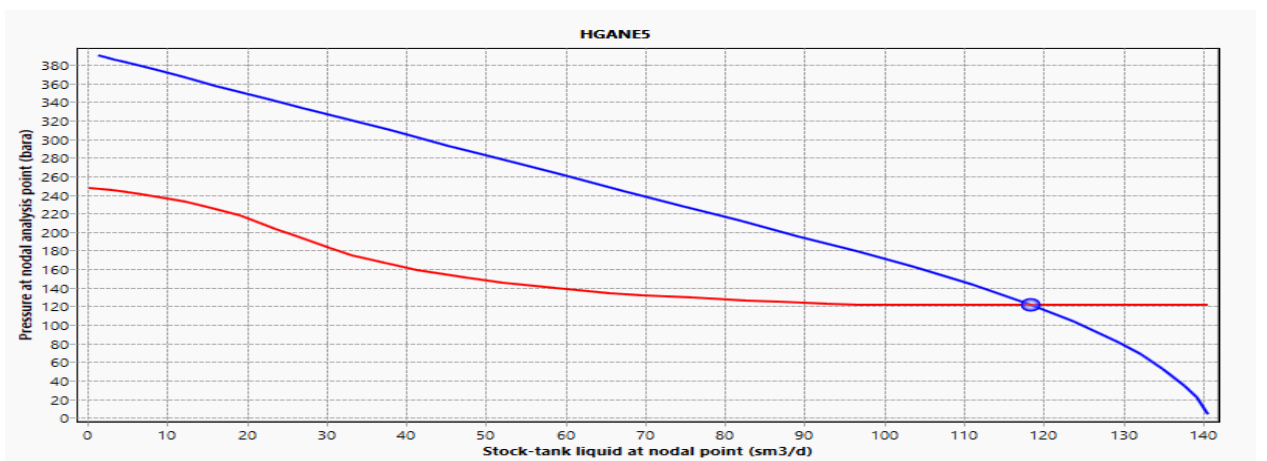


Figure 21 : Point opérationnel du puits HGANE5 après actualisation

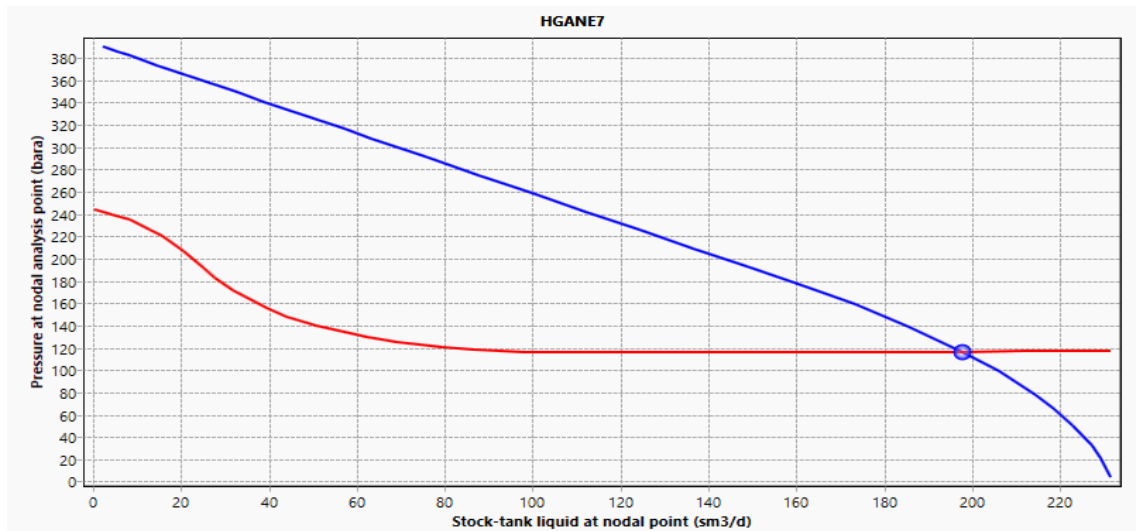


Figure 22 : Point opérationnel du puits HGANE7 après actualisation

B. Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté pour chaque puits

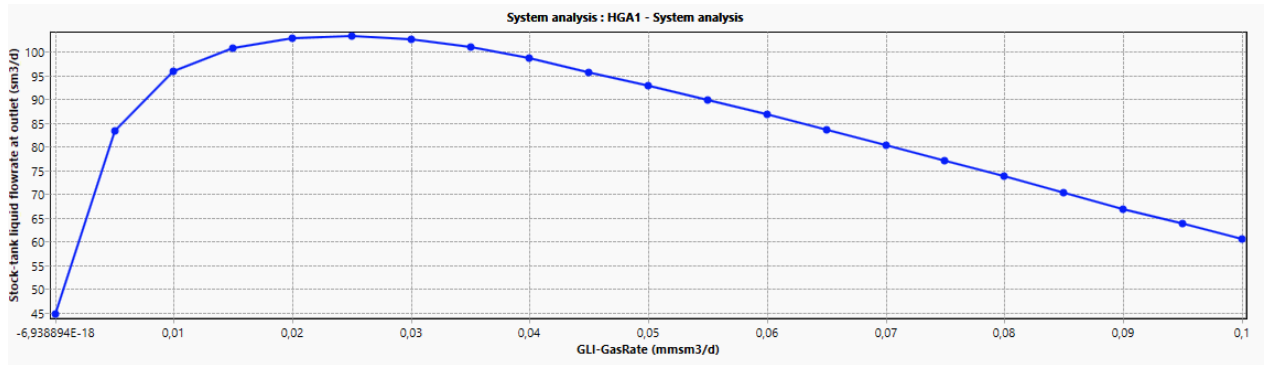


Figure23 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA1

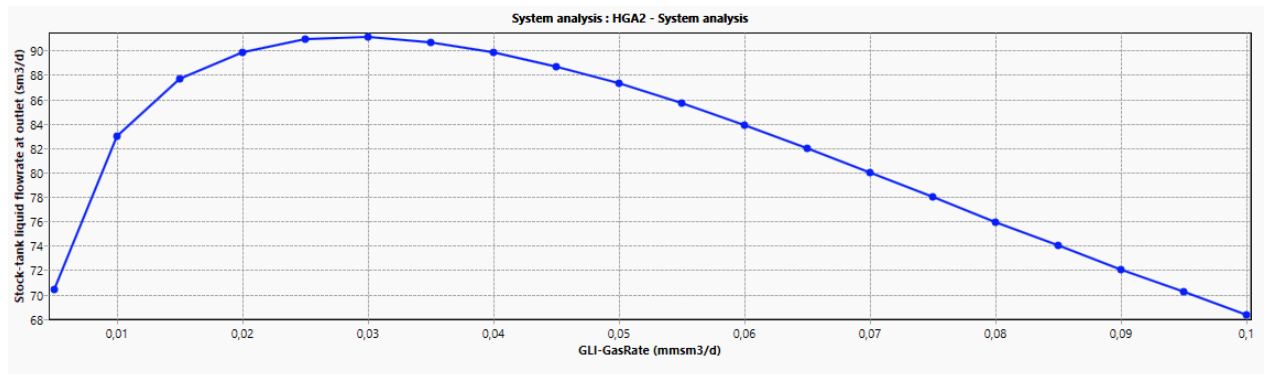


Figure24 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA2

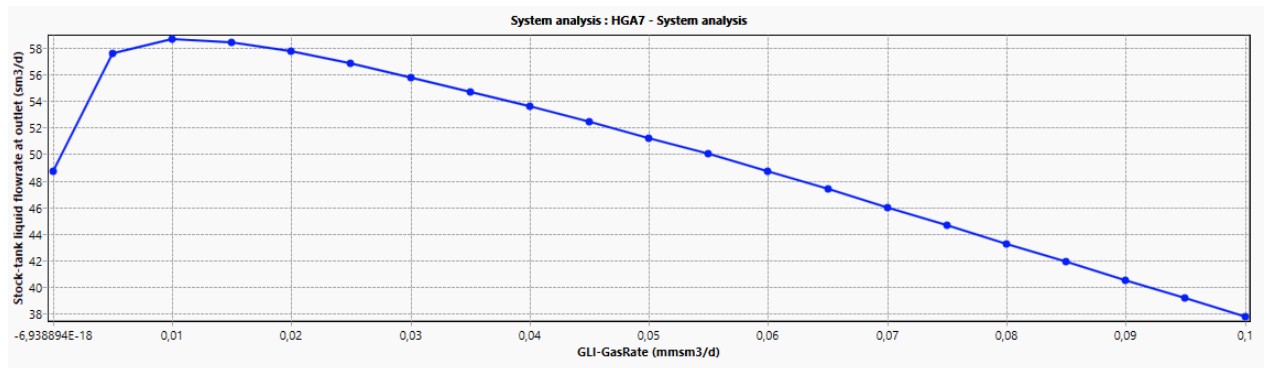


Figure25 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA7

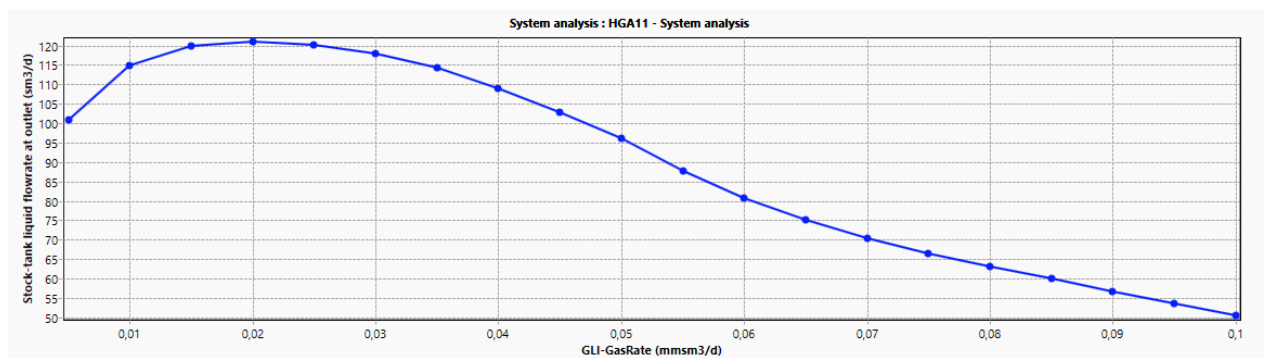


Figure26 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA11

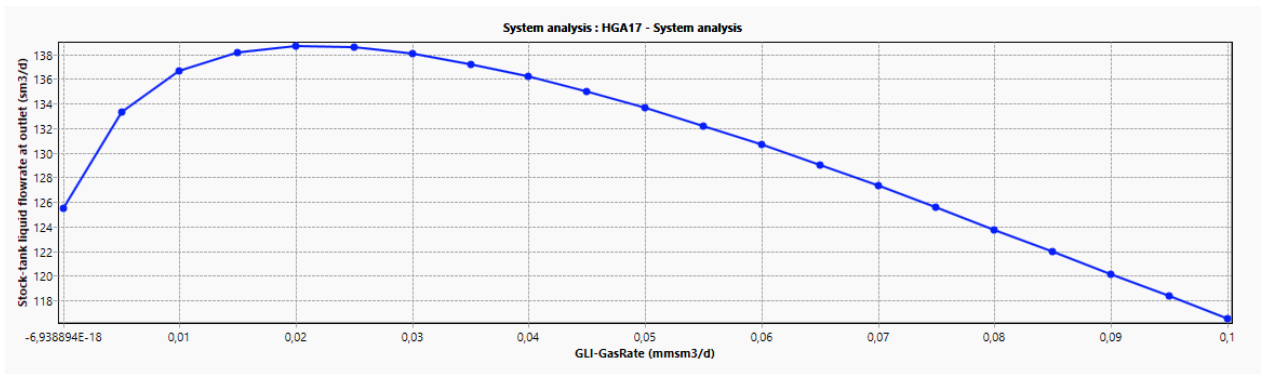


Figure27 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA17

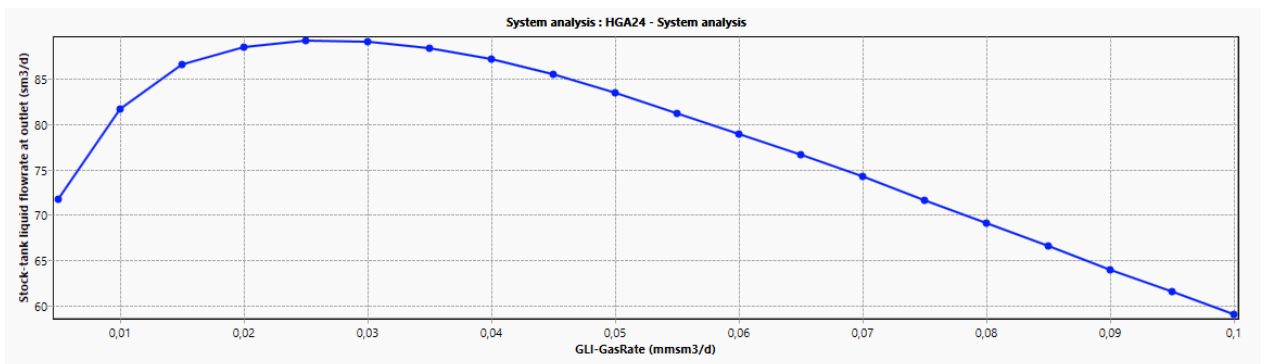


Figure28 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA24

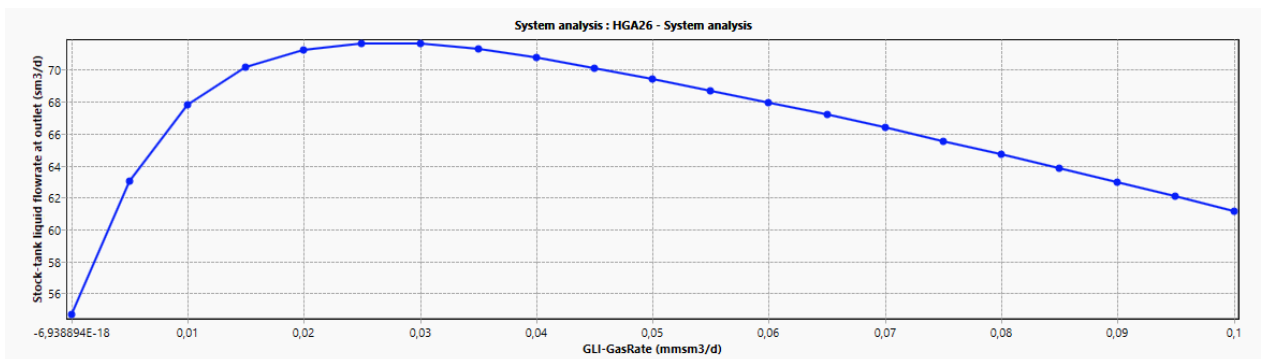


Figure29 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA26

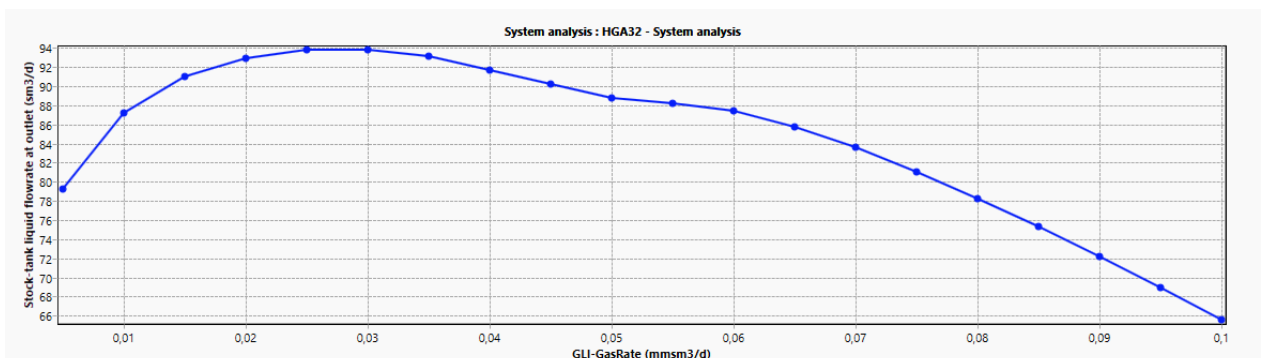


Figure30 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA32

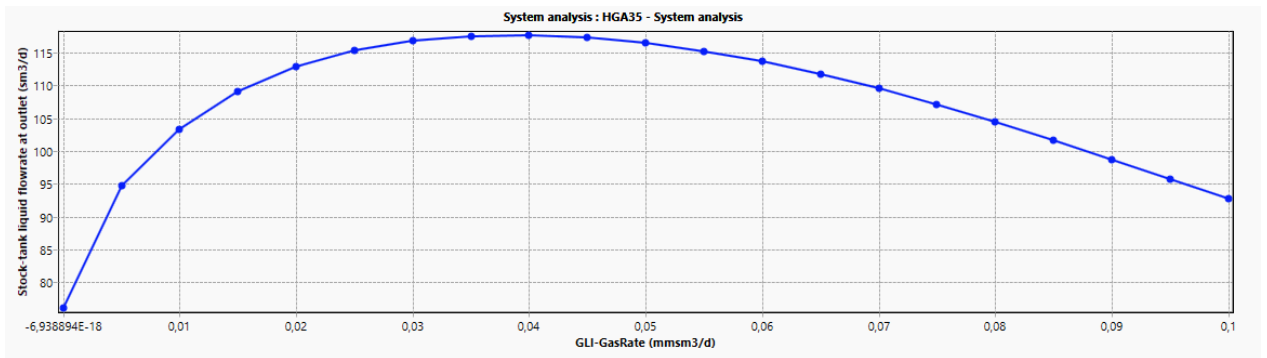


Figure31 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA35

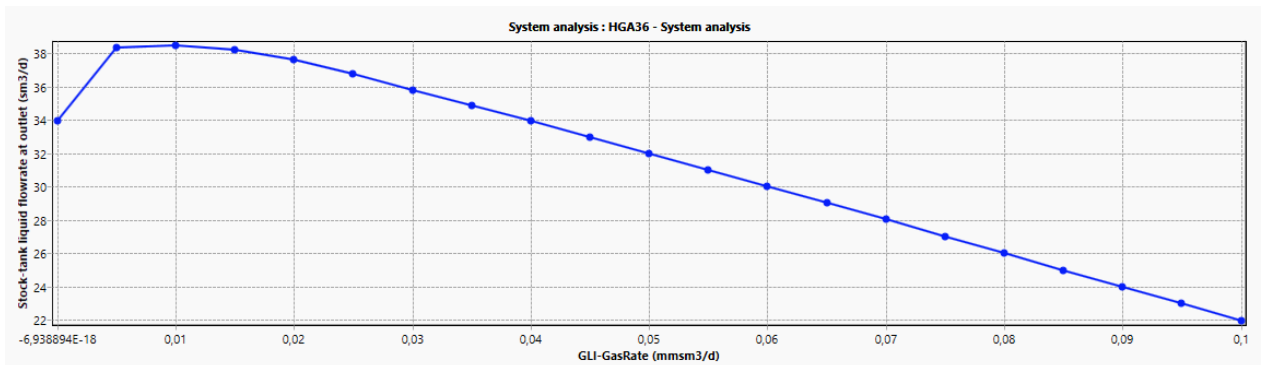


Figure32 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA36

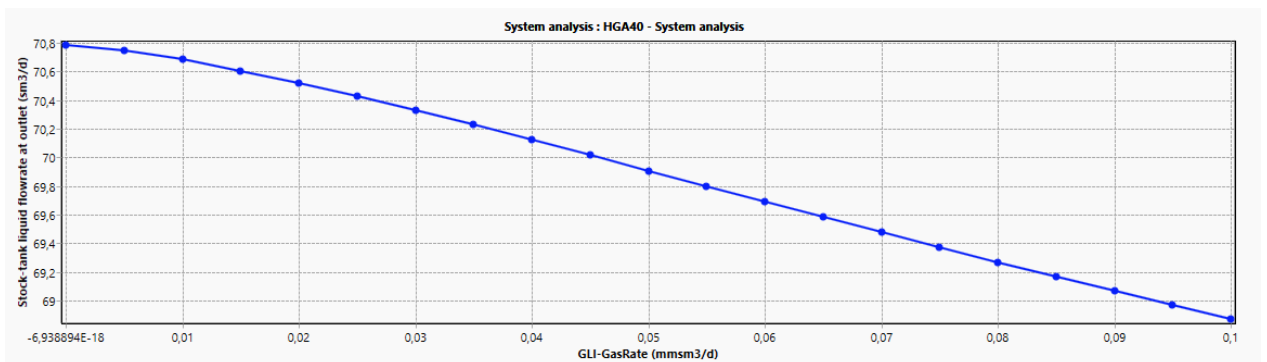


Figure33 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA40

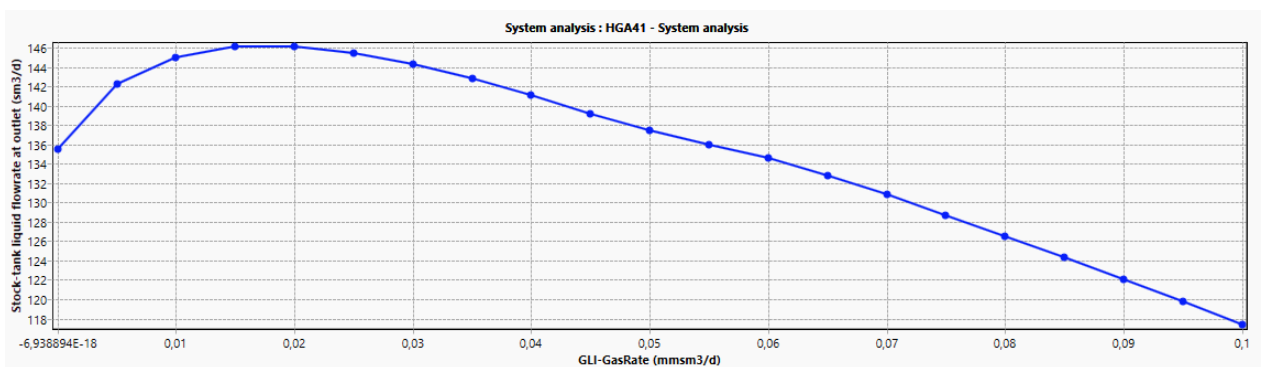


Figure34 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA41

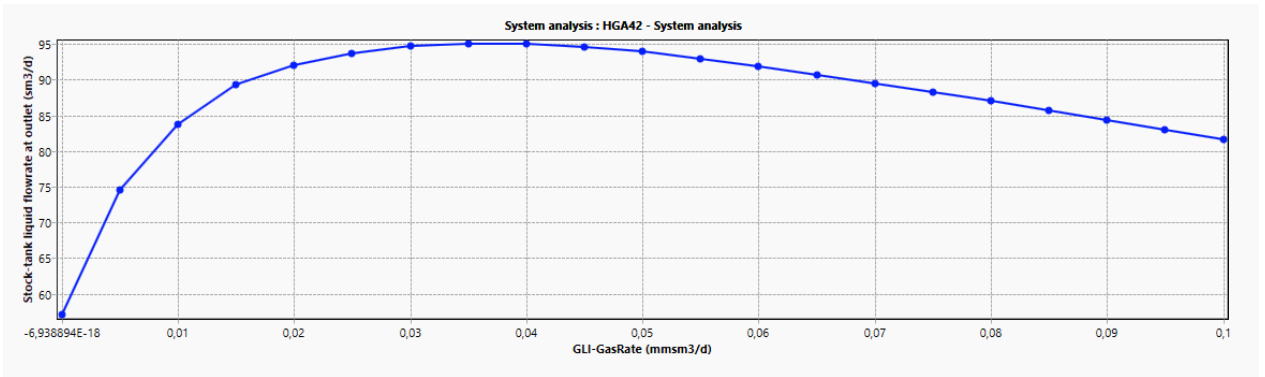


Figure35 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA42

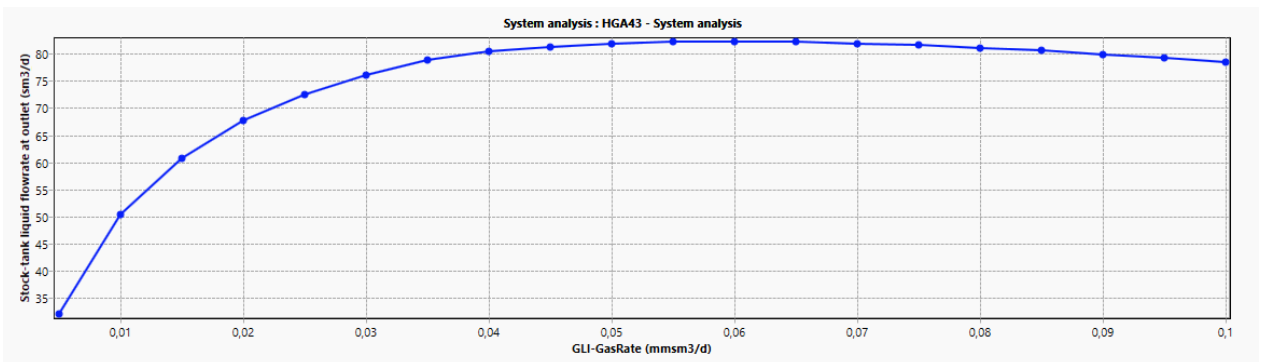


Figure36 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA43

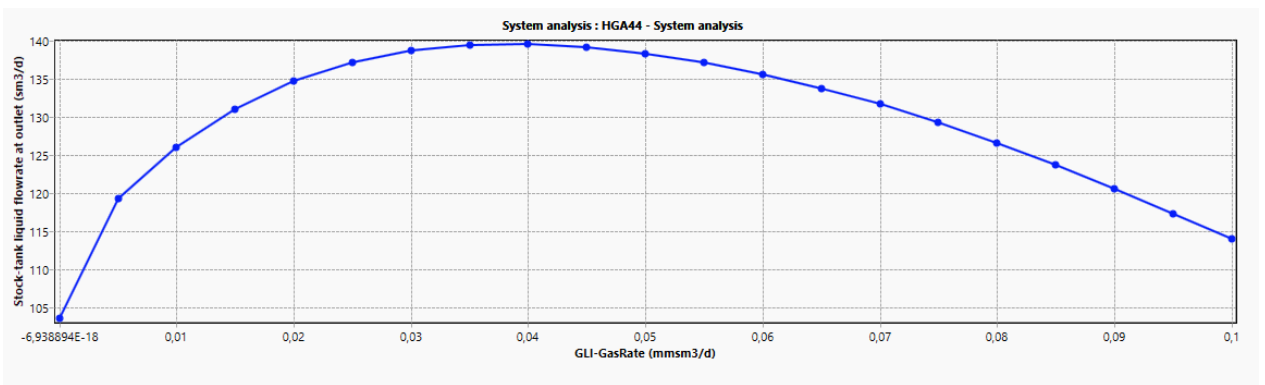


Figure37 : Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté du puits HGA44

C. Les données des puits HGA

HGA1

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	4.46	1674.05	376	40.2	12.3	356542	-	-
12	4.38	2004.95	457	44.7	12.3	24790	0,59	2,688
12	2.13	2039.46	958	36.1	18.8	41816,16	0,68	0,825
12	3.18	1273.90	401	26.3	11.2	19919,52	0,76	1,216
12	2.14	1150.25	538	24.1	13.2	20441,28	0,7	0,742

HGA2

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	1.84	1161.40	631	22	13.4	21682,56	0,75	0,382
12	1.59	1441.30	905	23.9	13.4	29192,4	0,74	0,328

HGA3

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
11	0.4	101.77	254	15.4	11.8	-	0,13	0,0448
11	0.35	102.09	290	11.5	9.6	-	0,18	0,038

HGA7

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	1.34	1366.85	1018	24.3	12	24601	0,61	0,364
12	1.13	1304.60	1155	22.7	15.2	27526,8	0,76	0,3
12	2.2	1685.20	766	18.7	13.3	33052,8	-	-

HGA8

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
10	2.53	321.36	127	61.6	15	-	0,19	0,3589
10	3.59	2542.77	708	53.4	14.3	-	0,31	0,4505
10	4.39	390.92	89	46	13	-	0,45	0,4879

HGA9

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
11	4.81	727.60	151	35.6	15.9	-	0,53	0,4994
11	5.04	826.13	164	34.8	14	-	0,57	0,5141

HGA11

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	4.11	1150.06	280	31	12.3	11858	0,63	8,286
12	4.58	1882.50	411	34.2	13.5	29788,32	0,86	5,491
12	4.62	1728.92	374	33.7	14.3	25945,92	0,83	5,645

HGA16

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
11	2.79	278.90	100	30.2	17	-	0,37	0,68
11	2.06	241.40	117	26.6	14.4	-	0,31	0,4947
11	2.26	302.80	134	22.7	13.1	-	0,41	0,4411
11	4.44	504.31	113	37.3	14.9	-	0,46	1,1957

HGA17

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Parametres GL	CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)			
12	2.8	1328.17	475	28.3	15.8	22512	0,72	0,3753	
12	2.31	1457.82	632	28.2	16.5	24709	0,7	0,3078	
12	2.08	960.00	462	22.4	15.4	15168	0,73	0,27245	
12	1.98	1336.18	676	24.8	13.4	25470,72	0,73	0,2588	
12	1.46	1095.37	749	20.4	13.5	21339,36	0,78	0,1856	

HGA24

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Parametres GL	CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)			
12	2.25	653.00	290	18.1	13.7	8100	0,83	0,3975	
12	1.86	705.25	380	19.1	12.7	10713,6	0,67	0,335	
12	1.74	1158.97	625	21.3	15.2	21534	0,89	0,332	

HGA26

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	4.11	1415.28	344	37.1	12	16674	0,57	0,687473
12	1.84	1105.54	600	22.9	14.8	20313,6	0,73	0,216123
12	2.95	1322.58	448	30.4	17.8	21806,4	0,68	0,389774
12	1.54	1037.30	672	22.7	12.4	19662,72	0,61	0,177523
12	2.39	1555.81	651	30.1	12.9	29310,96	0,68	0,295438

HGA32

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	4.58	1487.62	325	38.7	12.3	12923	0,56	4,0349
12	4.35	1505.72	346	37.5	16	21506,4	0,67	2,5751
12	4.07	1572.58	387	35.1	11.6	24126,96	0,72	2,1187
12	3.89	1648.80	424	32.6	10.6	26514,24	0,78	1,8587

HGA35

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	4.49	1202.59	268	35.1	12	12053	0,6	1,1031
12	4.77	1859.77	390	45	12.7	25200	0,62	1,1992
12	4.54	1188.06	262	35.1	15.4	13293,12	0,62	1,0993
12	4.64	1631.40	352	34.6	11.8	23608,32	0,78	1,0312

HGA36

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	1.69	1406.09	832	27.5	11.4	21922	0,55	0,6682
12	1.72	872.73	508	19.3	11.5	12374	0,63	0,6359
12	1.96	1776.75	904	27.7	15	35938,56	0,8	0,7685
12	1.09	1281.63	1174	19.9	13.8	27049,44	0,87	0,3744
12	1.48	1234.98	833	19.5	10.8	24615,36	0,81	0,5214

HGA40

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	2.84	1267.50	446	25.7	14.1	16444	-	-
12	2.74	1656.83	605	30.1	15.2	25428	0,7	0,29568
12	3.84	1081.49	281	27.4	13.4	12994,56	-	-
12	2.95	1831.83	622	28.5	12.3	34125,6	0,89	0,31845

HGA41

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	5.73	1686.03	294	46.6	13	24048	0,67	0,1651
12	5.58	2131.19	382	47.7	15.9	32408,64	0,72	0,16017
12	4.47	4887.90	1093	73.6	17.4	102237,8	0,78	0,13056
12	1.87	1202.13	641	24.4	12.9	22484,88	0,66	0,0515
12	0.79	777.60	984	17.4	13.8	16002,24	0,73	0,02155

HGA42

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
13	2	1857.38	929	28.6	15.6	37872	0,69	0,2899
13	1.41	2608.23	1854	27.9	13.8	58001,76	0,84	0,19618

HGA43

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
13	4.54	1705.05	376	32.7	19.3	25714,56	0,76	0,8275
13	1.69	1584.00	939	25.5	14.3	32407,44	0,66	0,27869
13	0.62	1447.97	2354	19.8	13.3	32944,32	0,72	0,09556

HGA44

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
12	3.72	2253.06	605	35.1	18.8	41515,2	0,9	0,7035
12	7.24	2035.55	281	40.1	13.9	24500,16	0,93	1,7682
12	7.19	1357.13	189	35.4	14.1	8455,44	0,82	2,0703

HGANE3

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
9	6.43	1096.60	171	59.2	18.6	-	0,63	3,0099
9	6.47	571.16	88	56.1	17.5	-	0,67	2,6926

HGANE5

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
9	3.38	527.16	156	31.6	19.4	-	0,68	0,42
9	3.96	336.11	85	31.8	16	-	0,72	0,4827

HGANE7

Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			CD	IP
	Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Débit GL (M3/J)		
8	4.78	748.10	156	53.6	17.4	-	0,65	0,7981
8	4.2	856.64	204	51	15.3	-	0,6	0,6883