

N° Série : /2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

KERBOUSSA Hanane, GHALI Intissar, FILALI Yousra

-THEME-

**MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME DE PRODUCTION DU CHAMP
PERIPHERIQUE HASSI TERFA DU GISEMENT DE HASSI MESSAOUD**

Soutenu le : 04/06/2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Arbaoui Ali	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Chetti Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Examineur :	Dada Saada	Univ. Ouargla



REMERCIEMENT

الحمد لله الي 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 Messaoud, et plus précisément Mr Sebaa Mohammed el Fatah ingénieur de service Gas Lift et Mr Djeldjal Mohamed Amine le chef de service pour leurs aides et conseils.

Nous remercions chaleureusement notre promoteur Mr Chetti Djamel Eddine pour la qualité de son encadrement exceptionnel pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

Nous remercions aussi tous les membres du jury.

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

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





Dédicace

***Louange à Dieu seul,
Ce modeste travail est dédié spécialement***

À ma maman Naima

***Qui m'a soutenu et encouragé durant ces années d'études.
Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.***

À mon très chère père Abd El Madjid.

***Tu as toujours été à mes côtés pour se soutenir et m'encourager.
Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.***

***À ma chère sœur Asma, et mes frères Yamani et Abd Errazak, qui ont partagé avec
moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. ils m'ont
chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.***

***À ma grande mère Talia Medahi et mon fiancé Thamer, qui me donnent de l'amour et
de la vivacité.***

***À mes princesses Hanane et Yousra, je souhaite une vie pleine de bonheur, de joie et
de réussite.***

***À tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de
succès.***

À tous ceux que j'aime.

Intissar Ghali



Dédicace

***Louange à Dieu seul,
Ce modeste travail est dédié spécialement
À ma très chère maman Fatiha***

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne serai pas te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

***À mon très chère père Abd Erazzak
Tu as toujours été à mes côtés pour se soutenir et m'encourager.
Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.***

***À mes chères sœurs Leila, Dalel et Housna et mes frères Faouzi, Younes et Yasser,
qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes
études . Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.***

***À mes princesses Hanane et Intissar, je souhaite une vie pleine de bonheur, de joie
et de réussite.***

***À mes amis, mes enseignants et pour ceux qui m'ont donné de l'aide un jour, que Dieu
vous payez pour tous vos bienfaits.***

Yusra Filali



Dédicace

Louange à Dieu seul,

Ce modeste travail est dédié spécialement

À ma chère maman Djamila, ma raison de vivre, en témoignage de ma reconnaissance pour sa patience, son amour et ses sacrifices.

À mon chère papa Abdel ouahab pour son amour et son dévouement .

À vous, mes parents, je dis merci d'avoir fait de moi celui que je suis aujourd'hui . aucune dédicace ne pourra exprimer mes respects, mes considérations et ma grande admiration pour vous. puisse ce travail vous témoigne mon affection et mon profond amour.

À ma grande mère Ghania et mon oncle Lazhar, je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance.

À ma chère sœur Ghania, et mes frères Redouane et Mouncef, qui je le sais, ma réussite est très importante a leur yeux. Que dieu vous garde pour moi.

À mes princesses Yousra et Intissar, je souhaite une vie pleine de bonheur, de joie et de réussite.

À mes amis, mes enseignants et pour ceux qui m'ont donné de l'aide un jour, que Dieu vous payez pour tous vos bienfaits.

Pour finir, à tous ceux que j'aime et qui m'aiment, je dédie ce mémoire.

Hanane Kerboussa

Résumé

L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures repose sur une approche bien connue dans l'industrie pétrolière, appelée « analyse nodale ».

L'objectif de notre étude est la modélisation du système de production de champs HTF à l'aide du logiciel PIPESIM et l'analyse de la sensibilité des performances des puits pour différents paramètres afin d'évaluer l'impact du gaz lift sur la production et l'optimisation du réseau actuel.

- L'optimisation que nous avons effectuée sur 37 puits en service a conduit à une augmentation de la production de 312,48 Sm³/jour.
- L'optimisation du gaz lift a un effet sur le réseau, ce qui se traduit par un gain de production de 22,08 m³/jour.
- Du point de vue économique, le gain de 2104,3824 STB/jour résultant de cette optimisation s'avère extrêmement rentable.

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

Abstract

The optimization of the production system of a hydrocarbon reservoir relies on a well-known approach in the petroleum industry called "nodal analysis." The objective of our study is to model the production system using the PIPESIM software and analyze the sensitivity of well performance to various parameters in order to assess the impact of gas lift on production and optimize the current network.

- The optimization we performed on 37 wells in service resulted in an increase in production of 312.48 Sm³/day.
- The optimization of the gas lift affects the network, resulting in a production gain of 22.08 m³/day.
- From an economic perspective, the gain of 2104.3824 STB/day resulting from this optimization proves to be extremely profitable.

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

الملخص

يعتمد تحسين نظام إنتاج مكنم الهيدروكربونات على نهج معروف في صناعة البترول يسمى "التحليل العقدي". الهدف من دراستنا هو نمذجة نظام الإنتاج باستخدام برنامج PIPESIM على الإنتاج وتحسين الشبكة الحالية و تحليل حساسية أداء الآبار بالغاز لمختلف المتغيرات من أجل تقييم تأثير الرفع.

أدى التحسين الذي أجريناه على 37 بئرًا قيد الخدمة إلى زيادة في الإنتاج بمقدار 312.48 متر مكعب قياسي/يوم.

يؤثر تحسين الرفع بالغاز على الشبكة، مما يؤدي إلى زيادة في الإنتاج بمقدار 22.08 متر مكعب/يوم.

من الناحية الاقتصادية، يعتبر الكسب الناتج عن هذا التحسين بمقدار 2104.3824 برميل نפט مكافئ/يوم مربحًا للغاية.

الكلمات المفتاحية: التحسين، النمذجة، التحليل العقدي، الإنتاج، الرفع بالغاز، PIPESIM

Table des Matières

Introduction générale.....	1
Introduction générale.....	2
Chapitre I Généralités sur les Champs (HMD, HTF)	3
I.1 Présentation du champ Hassi-Messaoud.....	4
I.1.1 Historique de champs Hassi-Messaoud.....	4
I.1.2 Situation géographique.....	4
I.1.3 Aspect géologique	5
I.1.4 Description de réservoir de champs Hassi Messaoud	6
I.1.5 Les champs périphériques de Hassi-Messaoud.....	6
I.2 Généralité sur le champ Hassi Terfa (HTF).....	6
I.2.1 Historique de champs HTF	6
I.2.2 Situation Géographique de HTF	7
I.2.3 Aspect Géologique	7
I.2.4 Description lithologique de champ de Hassi-Tarfa.....	7
I.2.5 Aspect Structural	8
I.2.6 Cadre local.....	10
I.2.7 Description du champ Hassi Tarfa	11
I.2.8 Etude analytique sur les champs Hassi Terfa.....	13
Chapitre II Ecoulements multiphasiques et Analyse Nodale	15
II.1 Ecoulements multiphasiques	16
II.1.2 Définition	16
II.1.3 Types d'écoulements.....	16
II.1.4 Ecoulements verticaux	18
II.1.5 Ecoulement horizontaux.....	19
II.2 Pertes de charge dans la conduite.....	20
II.2.1 Le terme d'accélération	21
II.2.2 Le terme d'élévation ou gravité	22
II.2.3 Le terme de friction	22
II.3 Analyse Nodale.....	22
II.3.1 Introduction.....	22
II.3.2 Concept de l'analyse nodale	23
II.3.3 Procédure d'application de l'analyse nodale.....	25
II.3.4 Les objectifs de l'analyse nodale	25

CHAPITRE III Gas Lift	27
III.1 Introduction	28
III.2 Définition et principe de gas lift	28
III.3 Utilisation ou application du gas lift	29
III.4 Composition du gaz injecté.....	29
III.5 Types de gaz lift.....	30
III.5.1 Selon le mode d'injection	30
III.5.2. En fonction du type de complétion	31
III.5.3 En fonction du circuit d'injection en surface	32
III.6 L'équipement de gas-lift	33
III.6.1 Les équipements de surface	33
III.6.2 Les équipements De Fond.....	33
III.6.3 Autres équipements spécifiques	35
III.7 Facteurs a considéré dans la conception du gas lift	35
III.7.1 La pression en tête de puits (well head pressure).....	35
III.7.2 Pression du gaz injecté.....	35
III.7.3 Profondeur d'injection de gaz.....	35
III.7.4 IP important et effet de skin (High PI and Skin effet)	35
III.8 Existence De Gaz-Lift A HMD	36
III.9 Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud.....	36
III.9.1 Type d'injection conventionnelle	36
III.9.2 Type d'injection non conventionnelle	37
III.10 Les problèmes liés au gaz lift à HMD.....	37
III.11 Caractéristiques, Avantages et Inconvénients du gaz-lift	38
III.11.1 Caractéristiques	38
III.11.2 Avantages.....	39
III.11.3 Inconvénients	39
Chapitre IV Modélisation et optimisation du champ HTF	41
IV.1 Problématique	42
IV.2 Introduction.....	42
IV.3 Description du logiciel PIPESIM	43
IV.3.1 Application du logiciel PIPESIM	43
IV.3.2 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM	43
IV.4 Modélisation des puits	44
IV.4.1 Introduction	44

IV.4.2 Collecte des données	44
IV.5 Modélisation d'un puits par la méthode de PFD	49
IV.5.1 L'organigramme de la procédure de la modélisation.....	49
IV.5.2 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical	50
IV.5.3 Etude de cas	50
IV.5.4 Modélisation avec PIPESIM	51
IV.5.5 PFD Matching	52
IV.5.6 La courbe Inflow et Outflow (analyse nodal).....	56
IV.6 Modélisation d'un puits par la méthode de coefficient de décharge	59
IV.6.1 Introduction	59
IV.6.2 Etude de cas	59
IV.6.2.1 Les données du fluide	59
IV.6.2.2 Choix de discharge coefficient CD.....	60
IV.6.2.3 Choix des valeurs IP et CD des puits.....	65
IV.7 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	66
IV.7.1 Sensibilité sur le diamètre de la duse	66
IV.7.2 Sensibilité sur la complétion	68
IV.7.3 Sensibilité sur le water cut.....	68
IV.7.4 Sensibilité sur la pression de la ligne	72
IV.8 Activation des puits éruptif par gaz lift	72
IV.9 Etude economique.....	73
Conclusion générale	75
Recommandations	75
Références Bibliographiques	78

Liste des Figures

Figure I.1 Position géographique de Hassi- Messaoud (Google Map).....	5
Figure I.2 Position géologique de Hassi- Messaoud (Dép. EXP/SONATRACH)	5
Figure I.3 Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra [3].....	11
Figure I.4 Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH) [6].	13
Figure I.5 Carte de cumule de production d’huile par puits.	13
Figure II .1 Les écoulements diphasiques.....	18
Figure II.2 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.	19
Figure II.3 Les configurations rencontrées en conduites horizontaux pour pour des écoulements bi-phasique.....	20
Figure II .4 Variation de la pression le long d’une conduite	21
Figure II.5 Perte de charge possible dans un système de production.	23
Figure II.6 Les différentes positions des nœuds.	24
Figure III.1 Gas lift system	29
Figure III.2 Composition de gaz injecté	30
Figure III.3 Système de gaz lift intermittent.....	31
Figure III.4 Position des mandrins.....	34
Figure IV.1 Organigramme de la procédure de modélisation d’un puit	49
Figure IV.2 La conception des puits HTF24, HTFN2 et HTFN9.....	52
Figure IV.3 Data matching pour le puit HTF24.....	52
Figure IV.4 Data matching pour le puit HTFN2.....	53
Figure IV.5 Data matching pour le puit HTFN9.....	53
Figure IV.6 Calibration de RMS de chaque corrélation HTF24.....	54
Figure IV.9 Calibration de RMS de chaque corrélation HTFN2.....	54
Figure IV.10 Calibration de RMS de chaque corrélation HTFN9.....	55
Figure IV.11 Calibration de PFD par la corrélation No Slip Assumption du puit HTF24	55
Figure IV.12 Calibration de PFD par la corrélation Duns & Ros [Baker Jardine] du puit HTFN2	56
Figure IV.14 Point opérationnel du puits HTF24.	57
Figure IV.15 Point opérationnel du puits HTFN2	58
Figure IV.16 Point opérationnel du puits HTFN9	58
Figure IV.17 Insertion des données de puits HTF24	61
Figure IV.18 Insertion des données de puits HTFN2	61
Figure IV.19 Insertion des données de puits HTFN9	61
Figure IV.20 Résultats de l’indice de productivité de puits HTF24	62
Figure IV.21 Résultats de l’indice de productivité de puits HTFN2	62
Figure IV.22 Résultats de l’indice de productivité de puits HTFN9	63
Figure IV.23 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTF24	63
Figure IV.24 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTFN2.....	63
Figure IV.25 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTFN9.....	64
Figure IV.26 Résultats de coefficient de décharge de puits HTF24	64
Figure IV.27 résultats de coefficient de décharge de puits HTFN2	65
Figure IV.28 Résultats de coefficient de décharge de puits HTFN9	65

Figure IV.29 Débit de production en fonction du différent diamètre de duse de puits HTF24.....	67
Figure IV.30 Débit de production en fonction du différent diamètre de duse de puits HTFN2	67
Figure IV.31 débit de production en fonction des différentes complétions de puits HTF24... ..	68
Figure IV.32 débit de production en fonction des différentes complétions de puits HTFN2.. ..	68
Figure IV.33 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTF24	69
Figure IV.34 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTFN2	70
Figure IV.35 l'impact de changement de pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTF24	71
Figure IV.36 l'impact de changement de pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTFN2	71
Figure IV.41 point opérationnel du puits HTFN9 après l'activation par gaz lift	72

Liste des Tableaux

Tableau II.1 Pourcentage de chaque terme de pertes de charge.	Erreur ! Signet non défini.
Tableau IV.1 Types de complétion utilisée dans les puits.....	45
Tableau IV.2 Complétion des puits ayant un open hole.	46
Tableau IV.3 Paramètre des PVT des effluents de puits	46
Tableau IV.4 Données des essais des puits.....	47
Tableau IV.5 Derniers jaugages des puits.....	48
Tableau IV.6 Les données du fluide	50
Tableau IV.7 Les données de la complétion.....	51
Tableau IV.8 le débit et la pression en point de fonctionnement des puits HTF24, HTFN2 et HTFN9	58
Tableau IV.9 Le test de jaugages de puit HTF24.....	59
Tableau IV.10 Le test de jaugages de puit HTFN2.....	60
Tableau IV.11 Le test de jaugages de puit HTFN9.....	60
Tableau IV.12 Les valeurs sélectionnées de l'indice de productivité et du coefficient de décharge	66
Tableau IV.13 Les valeur de gain après actualisation le débite et la duse des puits.	67
Tableau IV.14 Les valeur de gain après actualisation le débite et le tubing des puits.....	68
Tableau IV.15 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTF24.....	69
Tableau IV.16 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTFN2.....	70
Tableau IV.17 L'impact de la pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTF24.....	71
Tableau IV.18 L'impact de la pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTFN2	72
Tableau IV.19 le gain obtenu de puit HTFN9 après l'activation par gaz lift	74

Liste des abréviations :

API :	American Petroleum Institut.
GOR :	Gas Oil Rapport ($\text{Sm}^3 / \text{Sm}^3$).
HMD :	Hassi Messaoud.
HTF :	Hassi Terfa.
Pb :	Pression de bulle ($\text{kgf/cm}^2 \text{ g}$).
Pwh :	Pression de tête ($\text{kgf/ cm}^2 \text{ g}$).
H :	Hauteur (m).
Rs :	GOR de solution (sm^3/sm^3).
Pp :	Pression de pipe ($\text{kgf/cm}^2\text{g}$).
Q :	Débit (m^3/h).
Qh :	Débit d'huile (m^3/h).
Qg :	Débit de gaz (m^3/h).
Qginj :	Débit de gaz injecté (m^3/j).
ΔP:	Perte de charge (bar).
WOR:	Water Oil Ratio (m^3/m^3).
PT :	Pression de tête ($\text{kgf/cm}^2\text{g}$).
Th :	Température d'huile ($^{\circ}\text{C}$).
Qeau :	Débit d'eau (m^3/h).
DST:	Drill Stem Test.
EP:	Production Engineering.
MD:	Measured Depth (m).
ID:	Inside Diameter (in).
OD:	Outside Diameter (in).
CCE:	Concentrique.
RMS :	Root Mean Squared (%).
PFD :	Pression du Fond Dynamique ($\text{kgf/cm}^2\text{g}$).
CD :	Coefficient de décharge
PVT :	Pression, Volume, Température.
NA :	Analyse Nodale.

PIPSIM:	Pipe Simulator.
Pg:	Pression de gisement (kgf/cm ² g).
IPR:	Inflow Performance Relationship.
VLP :	Vertical Lift Performance.
IP :	Indice de Productivité.
LPP :	Liner préperforé
CPL :	Liner cimenté perforé.

Introduction

générale

Introduction Générale

Depuis la nationalisation du secteur de l'énergie en février 1971, l'Algérie a accordé une grande importance aux hydrocarbures. Comme tous les pays producteurs, elle vise à maximiser la récupération des réserves existantes et à maintenir la production. Pour y parvenir, elle cherche soit à découvrir de nouveaux gisements de plus en plus difficiles et coûteux, soit à optimiser la récupération des gisements déjà découverts.

La production des hydrocarbures en Algérie a été confrontée à plusieurs défis opérationnels nécessitant des investissements considérables. Parmi les problèmes les plus récurrents figurent la baisse de pression des gisements, la présence de dépôts de sel et les fuites de gaz. Ces difficultés se sont particulièrement manifestées dans le champ de Hassi Messaoud.

La production pétrolière reste une composante essentielle de l'industrie énergétique mondiale, qui doit faire face à une demande croissante et en constante évolution. Ainsi, la modélisation et l'optimisation des champs pétroliers sont devenues des outils indispensables pour accroître la rentabilité des projets de production pétrolière.

L'un des procédés de levage artificiel les plus répandus dans l'industrie pétrolière est le Gas Lift. Cette méthode implique l'injection de gaz comprimé dans le puits de pétrole afin de diminuer la densité du fluide de production, facilitant ainsi son ascension. Ce gaz réduit la densité du mélange, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum d'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau...). L'optimisation de ce système permet d'améliorer la productivité du champ pétrolier et de réduire les coûts d'exploitation.

Dans notre étude, nous avons recommandé l'activation par gaz lift, et grâce à une optimisation du champ basée sur cette méthode, nous avons obtenu un gain considérable en termes de débit.

Le premier chapitre comprend une présentation du champ Hassi Messaoud et de Hassi Terfa (HTF). Les types d'écoulements multiphasiques et la différence entre les régimes sont exposés au deuxième chapitre avec la définition de l'analyse nodale et le principe de fonctionnement IPR et VLP. L'activation des puits par gaz lift est détaillé dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre couvre à la fois la modélisation et l'optimisation des puits, y compris l'optimisation du gaz-lift du champ HTF. Enfin, une conclusion générale et des recommandations terminent notre étude.

Chapitre I

Généralités sur les Champs (HMD, HTF)

I.1 Présentation du champ Hassi-Messaoud

I.1.1 Historique de champs Hassi-Messaoud

La France a pris conscience de l'importance du pétrole durant la Première Guerre mondiale. Dès 1925, un Office national des combustibles liquides est créé et est chargé de prospecter en France et dans l'Empire. Les recherches reprennent en 1945 et, l'année suivante, elles sont confiées en Algérie à une nouvelle entité créée par l'État, la Société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie. Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises CFPA (compagnie française des pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) 1946, le SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara, trois années plus tard, elle débutait la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.

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

Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité par la CFPA.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation.

I.1.2 Situation géographique

A une distance de 650 km du sud-est de l'Algérie et 350 km de la frontière Algéro-tunisienne, se situe la région de Hassi Messaoud, définie par Touggourt au nord, Gassi-Touil au sud, Ouargla et Bourma à l'ouest et à l'est.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est. Y= 110.000 - 150.000 Nord

En coordonnées géographiques, il est limité

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

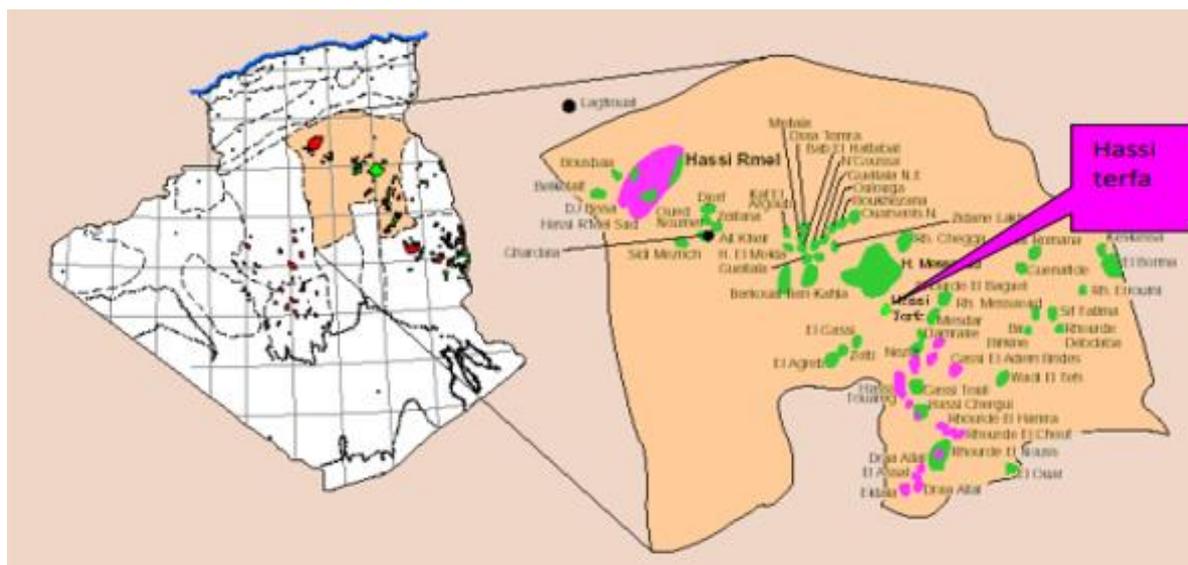


Figure I.1 Position géographique de Hassi- Messaoud (Google Map).

I.1.3 Aspect géologique

Le champ Hassi Messaoud est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla : Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui.

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

Géologiquement limite par :

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

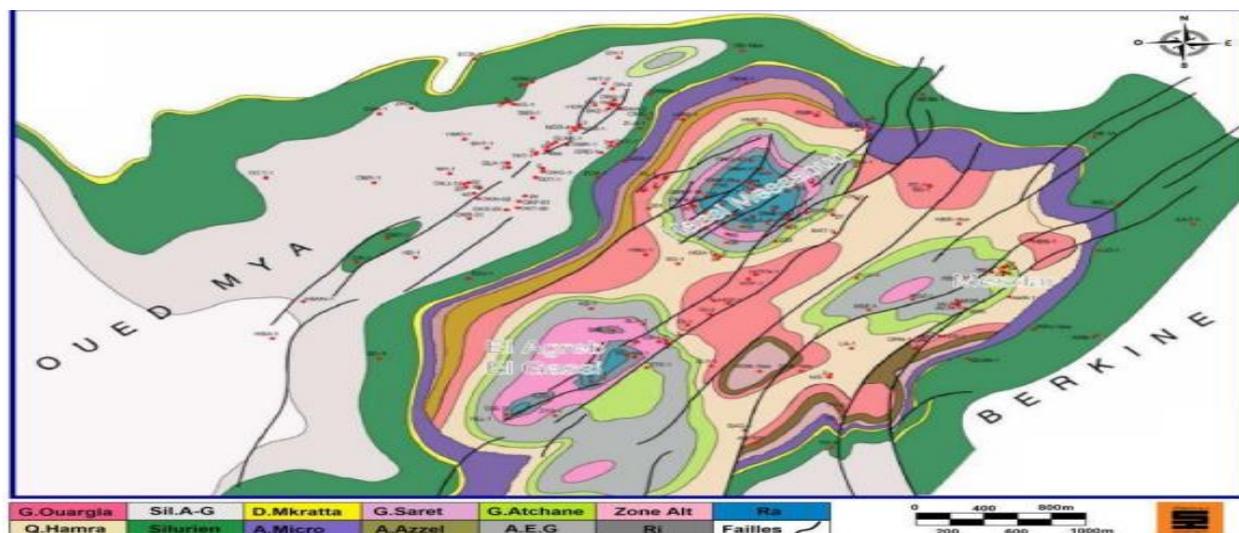


Figure I.2 Position géologique de Hassi- Messaoud (Dép. EXP/SONATRACH).

I.1.4 Description de réservoir de champs Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud contient des réservoirs dont les profondeurs varient entre 3100 et 3380 m et leur épaisseur atteint 200 m, Il contient trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposant directement sur le socle granitique. Elle est représentée d'une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïques affecte une partie dans le centre du champ.

Il se subdivise de haut en bas de :

- Ri : Zone isométrique de 45 m d'épaisseur, principalement constituée de quartzite à grains fins et de tigillites, correspondant au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique d'environ 120 m d'épaisseur moyenne, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Elle est subdivisée en drains, de bas en haut, nommés D1, ID, D2, D3 et D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, avec une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, cette série gréseuse est très grossière à micro conglomératique et très argileuse. Elle repose sur un socle granitique rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, qui est un granite porphyroïde rose. Elle se divise en deux sous- Bihret niveaux : R2c et R2ab.

I.1.5 Les champs périphériques de Hassi-Messaoud

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

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

I.2 Généralité sur le champ Hassi Terfa (HTF)

I.2.1 Historique de champs HTF

Le champ Hassi Taraf est situé au Bloc 427 du découpage Sonatrach d'exploration Ce champ est considéré comme l'un des plus grands champs possédant un gisement d'huile. Ce champ a été découvert lors du forage du premier puits, et son nom a été raccourci en HTF1.

En 1999 au mois de septembre, dans le but d'explorer la composition de Ra et Ri et Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire

En 2001, un deuxième puits a été foré, appelé HTF2, et le premier puits a été foré au nord de Hassi Taraf, appelé HTFN1, afin de délimiter la structure.

I.2.2 Situation Géographique de HTF

A une distance de 650 km du sud de l'Algérie et 44 km de la route de Hassi Messaoud, se situe la région de Hassi Taraf, où elle est bordée sous la forme des parallèles 31° et 32° au nord et localisation 6° et 7° au nord-est.

I.2.3 Aspect Géologique

Du point de vue géologique il a été constaté que la région de Hassi Taraf est située dans la province triasique.

Le champ de Hassi TARFA est limité par :

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.
- A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi.

I.2.4 Description lithologique de champ de Hassi-Terfa

a) Paléozoïque :

Cambrien : Il est représenté par les trois niveaux Ra, Ri, et zone d'alternance

- Ra : Il se distingue par son faciès hétérogène à stratification horizontale, rarement entrecroisé nettement visible sur les carottes ; cette succession, d'origine continentale, est typique des séquences fluviatiles, avec un gradient d'épaississement constant.
- Ri : Son faciès est uniforme avec une stratification subhorizontale, typique d'un environnement marin côtier peu profond. L'épaisseur reste presque constante à 49 m à HTF-1.
- Zone des alternances : Cette formation iso pâque montre des stratifications obliques, parfois horizontales, et des niveaux abondants en tigillites. Elle caractérise un environnement marin avec une influence continentale, et cette zone ne présente pas de changements latéraux de faciès dans la région. L'épaisseur mesure 29 m à HTF-1, 13 m à HTF-2 et HTF-3.

Ordovicien : il est décapé par la phase hercynienne jusqu'au niveau de Grés d'Ouargla, l'Ordovicien est représenté par les quatre termes.

- Les argiles d'El-Gassi : c'est ensemble homogène, la puissance argilo-silteuse montre que la sédimentation s'est faite dans un milieu marin transgressif.
- Les grès d'El-Atchane : ils présentent des stratifications obliques à subhorizontales et des nombreux galets d'argile traduisant un milieu marin côtier.
- Les Quartzites de Hamra : ils sont remarquables en surface par leur morphologie massive et des structures sédimentaires mal conservées. La fissuration intense est le caractère typique de cette couche dont l'origine est un environnement côtier avec rares fluctuation marines.
- Les Quartzites de Hamra ne présentent pas de variations de faciès dans la région. Ils ont relativement la même épaisseur HTF-1(116m), HTF-2 (104m), HTF-3(126m)

b) Mésozoïque :

- Trias : Il est peu développé dans la région ou érodé par l'orogénèse hercynienne, se composant principalement de roches éruptives et de la Série Inférieure. L'environnement était fluviatile avec des méandres. Son épaisseur augmente considérablement vers l'ouest à HTF-2, atteignant 68 m.
- Jurassique : L'émergence d'un environnement évaporitique, amorcée pendant le Lias argileux, persiste tout au long du Jurassique, comme en attestent les niveaux de sel présents dans la partie inférieure. Une importante subsidence durant le Lias a entraîné le dépôt de vastes séries salifères, ponctuées par des invasions marines sporadiques. L'épaisseur du Jurassique présente un gradient significatif du Sud vers le Nord, mesurant 1333 m à HTF-2, 1361 m à HTF-1, et 1372 m à HTF-3.
- Crétacé : Le membre inférieur caractérisé par une sédimentation détritique d'origine continentale est la conséquence d'une régression vers le Nord entre coupée par un épisode marin transgressif ou cours de L'Aptien. Le membre supérieur au faciès essentiellement carbonaté est intercalé par de dépôts évaporitiques.

c) Cénozoïque :

Au cours du Tertiaire, la sédimentation de type plateau épicontinental et lagunaire persiste pendant l'Éocène, surmontant en discordance les carbonates du Sénonien.

I.2.5 Aspect Structural

Evolution Tectonique et les différentes phases connues

- **Déformations antépaléozoïques :**

Phase panafricaine : Elle est interprétée comme le résultat de la collision continentale entre deux cratons:

- Le craton Ouest africain rigide.
- Le craton Est africain plus plastique.

Ce régime de contrainte persistant jusqu'au Cambrien a engendré un réseau de failles d'orientation Nord-Sud et Nord Est-Sud-Ouest qui jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration de la plateforme saharienne. Le bouclier touareg s'est initié durant cette période.

Déformations paléozoïques :

La phase tectonique : Cette phase est caractérisée par un mouvement compressif d'orientation ouest, entraînant un soulèvement régional. Les boucliers reguibat et touareg ont subi une érosion conséquente. Simultanément, un changement climatique majeur a entraîné la formation d'une calotte glaciaire dans le Sahara central. Sa fonte a provoqué une transgression généralisée sur l'ensemble du Sahara. Au cours du Silurien, ce mouvement compressif a été suivi d'une phase de distension.

La phase du Dévonien inférieur : Les fluctuations d'épaisseur le long des failles, ainsi que la présence de coulées volcaniques, témoignent d'une période de distension survenue pendant le Sieginien-Gédinien.

La phase hercynienne : Cette phase majeure a donné naissance à des structures linéaires orientées nord-est – sud-ouest dans la dépression d'Oued Mya.

Au Dévonien moyen et supérieur : Un mouvement de compression a entraîné le soulèvement progressif de la zone de Hassi Messaoud, déplaçant ainsi le centre de la dépression d'Oued Mya vers l'ouest, où les dépôts du Dévonien se sont développés à l'est de la voûte d'Allal.

Durant le Carbonifère moyen et le Permien tardif : Un nouveau mouvement de compression s'est déclenché, accélérant le soulèvement du bassin d'Oued Mya, qui est devenu un haut plateau émergé. Cela a empêché le dépôt du Carbonifère à cet endroit. À la fin de l'orogénèse hercynienne, l'érosion des reliefs était intense, atteignant parfois le socle rocheux. Cependant, dans la région étudiée, le Silurien reste la formation paléozoïque la plus récente.

- Les déformations du Mésozoïque

La phase de rifting triasique : Pendant le Trias supérieur, un début de phase de rifting s'est manifesté, accompagné de vastes épanchements de roches volcaniques. La subsidence était notable lors de l'Hettangien. Un sillon orienté Nord-Est-Sud-Ouest se dessine, bordé de failles de même direction.

La phase autrichienne : Elle se caractérise par un raccourcissement Est-Ouest qui entraîne une structuration significative le long des accidents subméridiens. Des anticlinaux orientés Nord-Sud ont favorisé l'accumulation des hydrocarbures. Cette phase est à l'origine d'une inversion tectonique. À l'Albien, une phase de relaxation s'est produite, persistant au moins jusqu'au Turonien, accompagnée d'une transgression marine.

La phase pyrénéenne : A la fin de l'Eocène, on assiste à un soulèvement des zones structurales créant ainsi des anticlinaux d'axe Nord Est-Sud-Ouest, qui se sont bien traduits à la fin de Miocène.[1]

La phase Atlasique : Au Villafranchien un raccourcissement de direction Nord Sud affecte le Nord du bassin d'Oued Mya entraînant ainsi un soulèvement de sa partie méridionale. Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures ; elle est donc probablement à l'origine des barrières de perméabilités dues à un décalage des niveaux réservoirs ce qui a favorisé la création de fracturations colmatées et a par conséquent, contribué à l'amélioration des caractéristiques pétro physiques du réservoir. Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures ; elle est donc probablement à l'origine des barrières de perméabilités dues à un décalage des niveaux réservoirs ce qui a favorisé la création de fracturations colmatées et a par conséquent, contribué à l'amélioration des caractéristiques pétro physiques du réservoir.[2]

I.2.6 Cadre local

La structure de Hassi Terfa s'inscrit dans le prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb-Hassi Messaoud, caractérisé par une série de plis anticlinaux orientés NE-SW, parfois traversés par des failles subméridiennes de moindre importance.

L'aspect structural actuel résulte d'une histoire tectonique complexe, depuis l'orogénèse panafricaine. La phase hercynienne, notamment le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et de ses structures associées, est prédominante.

L'établissement des structures distinctes s'est déroulé au cours du Paléozoïque. Les mouvements tectoniques, du Jurassique jusqu'à l'actuel, ont également influencé le schéma structural final, donnant lieu à la formation de horsts et de mini grabens à l'échelle locale.

Le gisement de Hassi Terfa présente une configuration anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec une fermeture le long d'une faille à l'ouest. Il est encadré par des failles majeures et secondaires de même orientation.

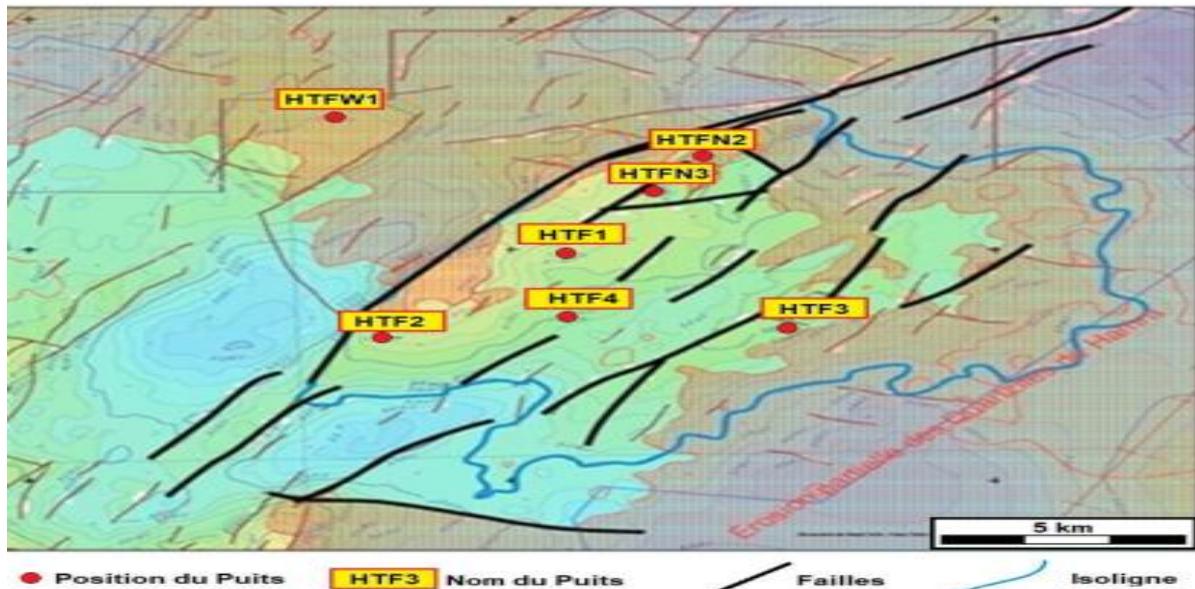


Figure I.3 Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra [3].

I.2.7 Description du champ Hassi Tarfa

- Système Pétrolier

En géologie pétrolière, la notion de système pétrolier a été formalisée par certains auteurs tels que, A. Perrodon [4] et I.C. White [5], comme étant une zone vérifiant des conditions géologiques d'existence de gisements de pétrole ou/et de gaz naturel. Un ensemble de conditions est exigé afin qu'une zone donnée contienne des réserves de pétrole ou/et de gaz naturel.

On peut en citer:

- La présence d'une roche-mère suffisamment riche en matière organique.
- La présence d'une couche poreuse, située au-dessus de la roche-mère, pouvant servir de réservoir.
- La présence d'une couche imperméable, située juste au-dessus du réservoir, empêchant le pétrole ou le gaz de s'échapper.
- La présence de structures géologiques, telles qu'un anticlinal, un piège sur faille ou une déformation par un dôme de sel, permettant de piéger les hydrocarbures
- La maturation suffisante de la roche-mère, permettant la génération et l'expulsion des hydrocarbures.

Lorsqu'une compagnie pétrolière entreprend l'exploration d'une nouvelle région, sa première démarche consiste à établir la présence de tous les éléments nécessaires à la formation d'un système pétrolier fonctionnel.

- **Roche mère et genèse des hydrocarbures**

La roche mère principale pour la genèse des hydrocarbures est constituée des argiles radioactives siluriennes, riches en matières organiques. Ces argiles se trouvent principalement dans la zone ouest et nord-est, à environ 150 km du dôme de Hassi Messaoud. Les hydrocarbures sont expulsés et migrent, se piégeant ensuite dans les structures appropriées. Cette migration aurait eu lieu principalement au Jurassique-Crétacé, à partir des formations du Cambrien, de l'Ordovicien et du Triasique. Les voies de migration comprennent les failles, les surfaces d'érosion hercyniennes, ainsi que les drains triasiques et cambriens. Le remplissage progressif des structures telles que Hassi Tarfa, Hassi D'zabat et El Gassi El Agreb s'est produit après le remplissage initial du dôme de Hassi Messaoud.

- **Roches Réservoir**

Ordovicien

Dans l'Ordovicien, le réservoir le plus important est formé par les Quartzites de Hamra, avec des nombreuses quantités d'huile prouvées autour de gisement de Hassi Messaoud.

Cambrien

La production principale vient essentiellement des litho-zones réservoirs Ra et Ri.

Roches Couverture

Les formations argilo-salifères du Lias et les roches éruptives de Trias, constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra. Localement le Cambrien (Ri+Ra) à pour couverture les argiles d'El-Gassi.

Pièges et les voies de migration

La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont associés à différents mécanismes. Certains sont d'origine structurale, tels que les horsts et les anticlinaux. D'autres résultent de phénomènes stratigraphiques, comme les discordances dues à l'érosion hercynienne. Enfin, il existe des pièges mixtes, comme les discordances ordoviciennes surplombant la pendaison d'une structure anticlinale.

Les études géochimiques révèlent deux phases de migration :

La première survient à la fin du Paléozoïque, tandis que la seconde, plus significative, se déroule à la transition entre la fin du Jurassique et le début du Crétacé.

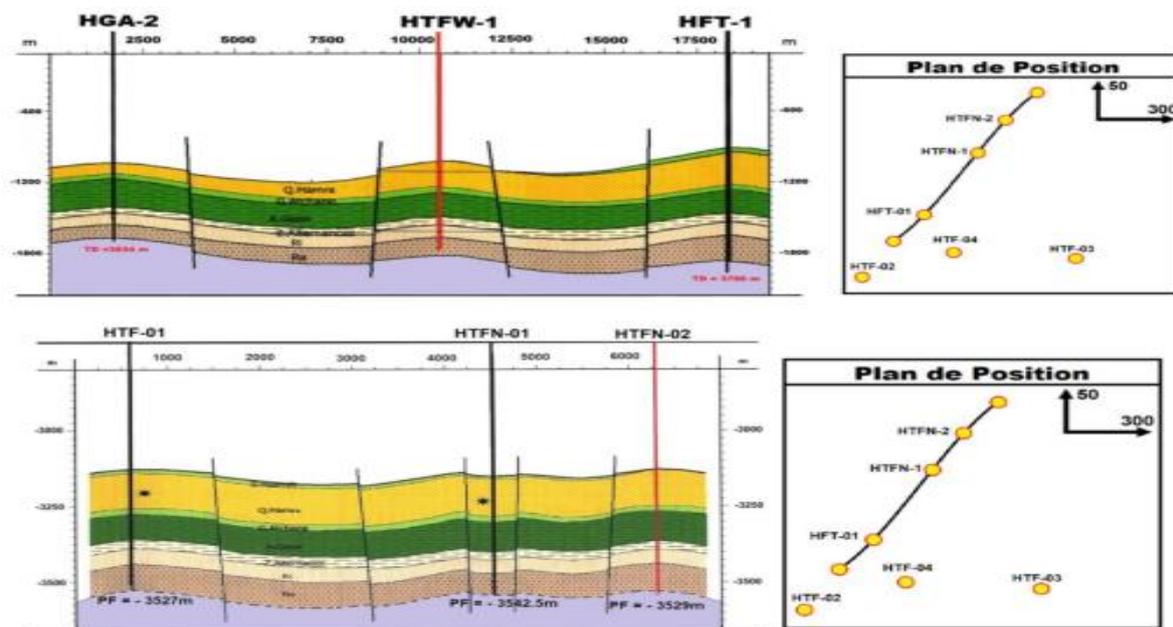


Figure I.4 Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH) [6].

I.2.8 Etude analytique sur les champs Hassi Terfa

Situation des puits :

- Le réservoir contient puits dont 46 puits.
- 37 puits sont en service.
- 02 puits abandonnés.
- 6 puits fermés.
- 01 puits inexploitable.

Analyse de la production d'huile

Le cumule de production du champ en avril 2024 est de 51978 Tonne/mois La figure ci-dessous illustre une carte d'évolution de la production cumulée d'huile par puits.[7]

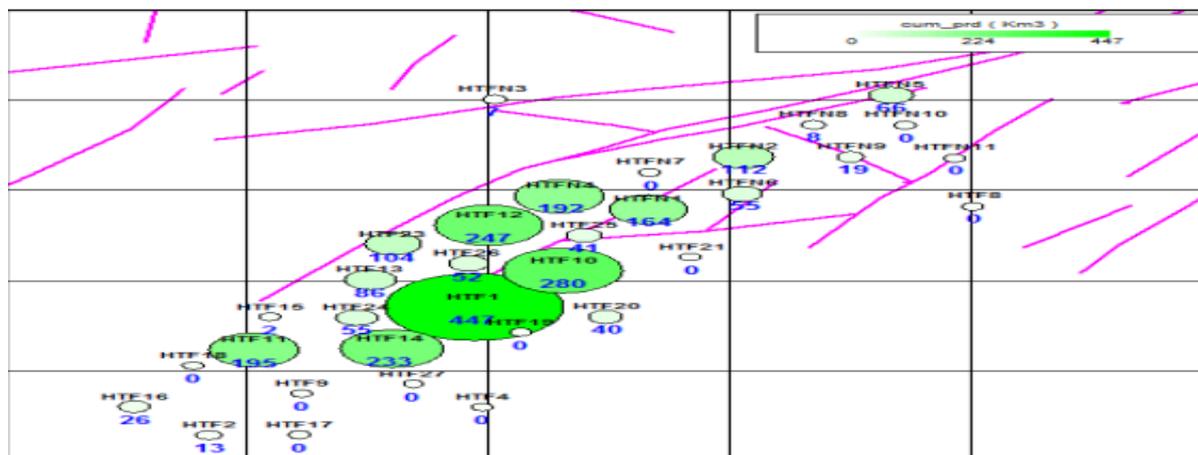


Figure I.5 Carte de cumule de production d'huile par puits.

D'après le diagramme de cumul de production on remarque que, le cumule de production du champ (HTF) revient principalement aux puits suivants : HTF1, HTF10, HTF12, HTF14, HTF11, HTFN1, HTFN2, HTFN4 et HTFN5.

Chapitre II

Écoulements multiphasiques et Analyse Nodale

II.1 Écoulements multiphasiques

II.1.2 Définition

Dans l'industrie pétrolière, en raison d'un gradient de pression. Lorsque plusieurs phases sont présentes dans ce mouvement, on parle d'écoulement multiphasique.

Les différentes phases impliquées comprennent le gaz, le pétrole ou le condensat, l'eau du réservoir, ainsi que des solides comme les sables et les argiles.

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

Il convient de noter que les pertes de pression, ou pertes de charge, varient en fonction du type d'écoulement. Les propriétés physiques des fluides (viscosité, densité, tension superficielle) et leur comportement (étalement, coalescence, dispersion) peuvent influencer sur les pertes de pression, de même que la présence d'obstacles sur le trajet de l'écoulement (tels que les tuyaux ou les pores du réservoir). [8]

II.1.3 Types d'écoulements

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

a) Écoulement avec bulle (**BUBBLE flow**)

Un type d'écoulement multiphasique où des bulles de gaz sont dispersées dans un liquide. Ces bulles se déplacent dans le liquide sous l'influence des forces de traînée et de gravité.

b) Écoulement avec bouchon (**PLUG flow**)

L'écoulement avec bouchon, est un type d'écoulement multiphasique dans lequel des bouchons liquides sont dispersés dans une phase gazeuse. Ce phénomène est couramment observé dans les pipelines ou les conduits où la phase gazeuse est dominante.

c) Écoulement stratifié (**STRATIFIED flow**)

L'écoulement stratifié, connu sous le nom de "stratified flow" en anglais, est un type particulier d'écoulement multiphasique où les phases en présence se répartissent en couches

distinctes, sans qu'il y ait de mélange significatif entre elles. Dans ce mode d'écoulement, la phase la plus dense se situe généralement au bas du conduit, tandis que la phase moins dense occupe la partie supérieure, créant ainsi une interface nette entre les deux couches.

d) Écoulement avec vagues (WAVY flow)

L'écoulement avec ondes, également appelé "wavy flow" en anglais, est un type d'écoulement multiphasique où les différentes phases se mélangent tout en présentant une onde périodique à la surface de leur interface. Ces ondes se forment généralement dans les écoulements diphasiques où les phases liquide et gazeuse sont en contact étroit, influencées par les forces de traînée ainsi que les forces de surface.

e) Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow)

C'est un type d'écoulement multiphasique où des poches de gaz relativement importantes séparent les bouchons liquides, créant une alternance entre une composition riche en liquide et une composition riche en gaz. Ce phénomène résulte du fait que le gaz a une vitesse plus élevée que la vitesse liquide moyenne le long du tuyau.

f) Écoulement annulaire (ANNULAR flow)

La vitesse du gaz est très élevée. Le liquide est plaqué contre la paroi du tube, tandis que le gaz circule dans la partie centrale laissée libre. Cette configuration est fréquemment observée dans les conduits verticaux ou inclinés, lorsque la phase liquide est poussée contre la paroi du conduit par l'effet de la gravité.

g) Écoulement brouillard (SPRAY flow)

Dans le cas de l'écoulement en brouillard, la phase liquide est souvent injectée à haute pression dans la phase gazeuse, ce qui entraîne une dispersion uniforme de petites gouttelettes de liquide dans cette dernière. Ces gouttelettes ont la capacité d'être transportées sur de longues distances au sein de la phase gazeuse.

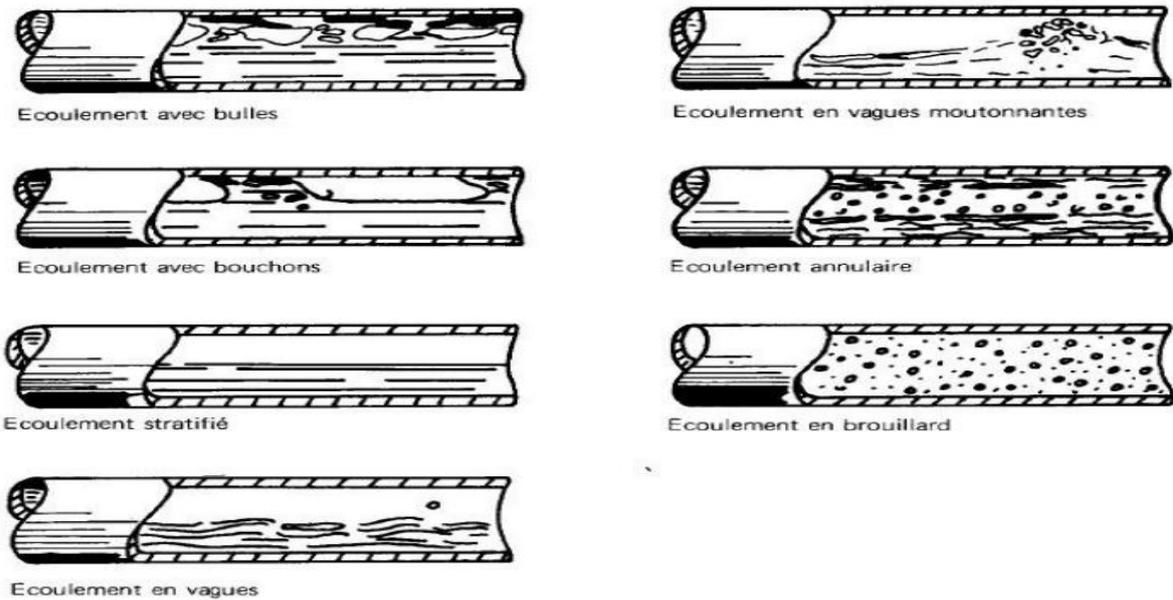


Figure II.1 Les écoulements diphasiques.

II.1.4 Écoulements verticaux

Lorsque la vitesse du liquide est élevée et que la vitesse de la vapeur est faible, on observe un écoulement à bulles dispersées, également connu sous le nom "Bubble flow". Dans ce type d'écoulement, le liquide se déplace sous forme de petites bulles entourées de vapeur. Plus les turbulences de l'écoulement sont importantes, plus le risque de fragmentation des bulles est élevé, ce qui peut entraîner une diminution de leur taille.

À des vitesses de liquide plus faibles, on peut observer un écoulement intermittent qui peut prendre différentes formes en fonction de la vitesse de la vapeur. Dans un premier temps, lorsque la vitesse de la vapeur est faible, on obtient un écoulement de 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 désagrègent et l'écoulement devient plus chaotique. Lorsque la vitesse de la vapeur continue d'augmenter, l'écoulement peut prendre la forme d'un écoulement semi-annulaire, où le film de liquide sur la paroi retombe périodiquement, ou d'un écoulement de type "churn flow".

Enfin, pour les vitesses de vapeur élevées, le film de liquide est pressé contre la paroi et l'écoulement prend la forme d'un écoulement annulaire. Des gouttelettes peuvent également être transportées au cœur du tuyau, formant ainsi un "mist flow".

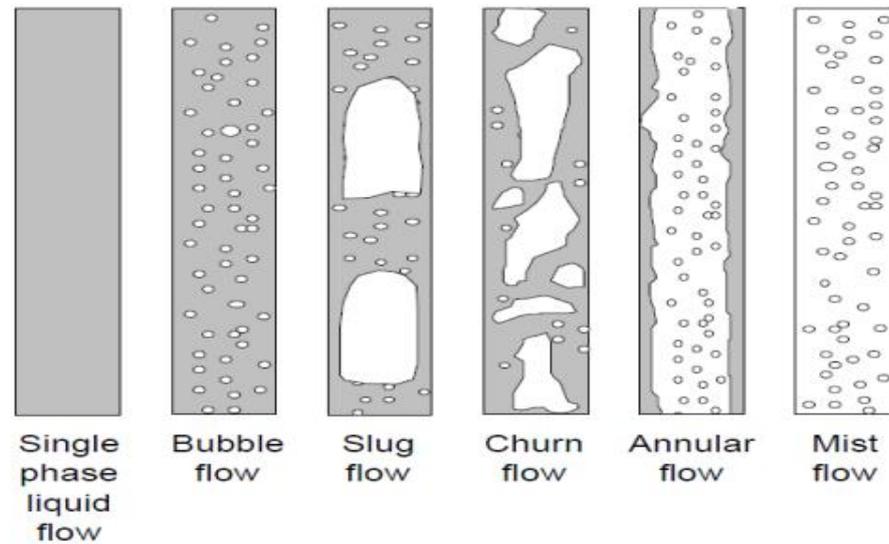


Figure II .2 Les configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique.

II.1.5 Écoulements horizontaux

Pour les faibles vitesses du liquide et de la vapeur, l'écoulement est laminaire et le régime est lisse séparé stratifié.

Si la vitesse de la vapeur augmente, on obtient un régime séparé à vague (Stratified Flow). Si la vitesse de la vapeur augmente encore, on obtient un régime annulaire (Annular Flow).

Pour des vitesses de liquide moyenne, on observe des régimes intermittents en forme de bouchon (Slug Flow).

Pour les vitesses de liquide élevées, on observe des régimes de bulles dispersées (Bubble flow).

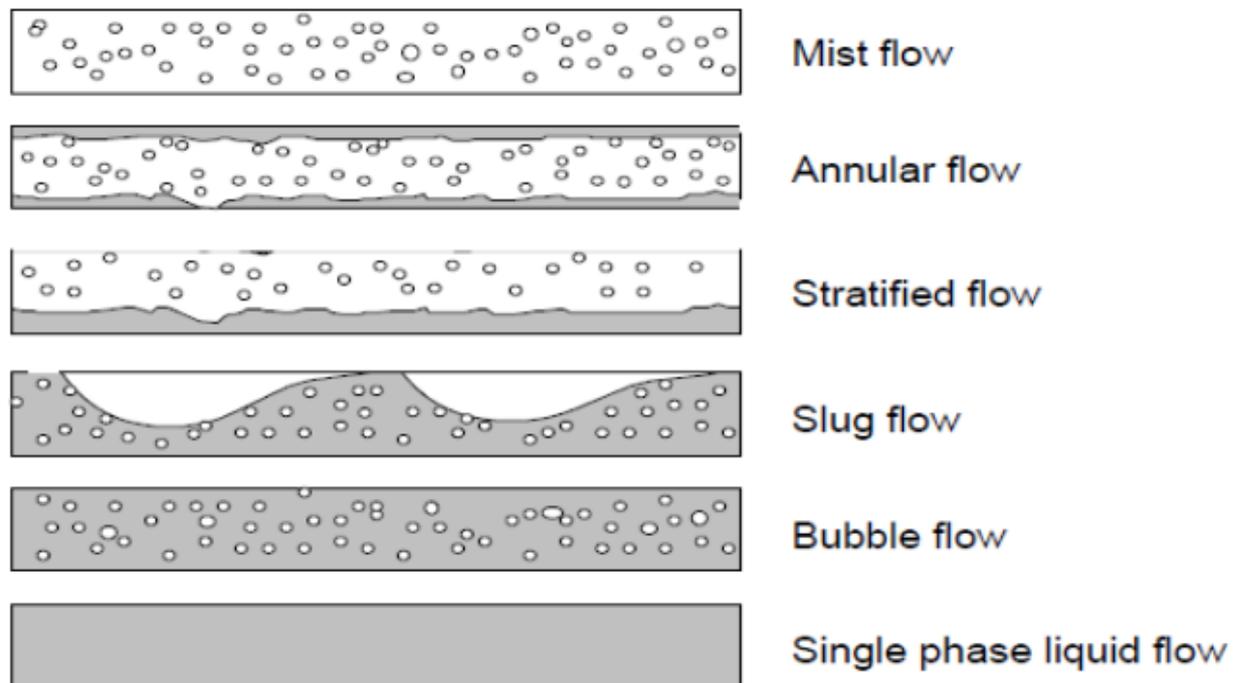


Figure II.3 Les configurations rencontrées en conduite horizontaux pour des écoulements bi-phasique.

II.2 Pertes de charge dans la conduite

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \quad 2.1$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{g}{gc}\right) \rho \sin\theta + \frac{f_p V^2}{2gc.D} + \frac{pV.dV}{gc.dl} \quad 2.2$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{g}{gc}\right) \rho \sin\theta + \frac{f_{pm} V_m^2}{2gc.D} + \frac{p_m V_m.dV_m}{gc.dl} \quad 2.3$$

- 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.
- g : accélération de la gravité (9,81 m/s²).
- θ : Pente de la conduite.

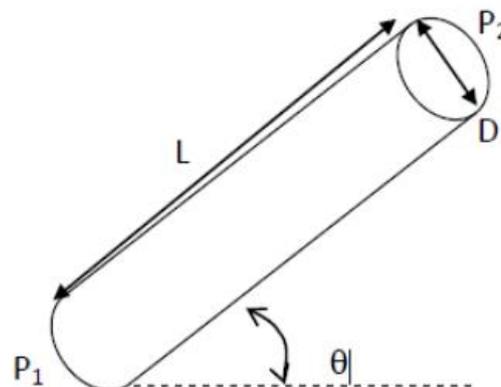


Figure II.4 Variation de la pression le long d'une conduite.

Dans le tableau suivant, on a présente le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production. [9]

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

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

II.2.1 Le terme d'accélération

Le terme se réfère à la variation de l'énergie cinétique de la masse de fluide due à des changements de vitesse entre différentes positions dans le tuyau. L'énergie cinétique d'un fluide dépend à la fois de sa masse et de sa vitesse. Plus le fluide est rapide, plus son énergie cinétique est élevée. En général, ce terme est négligeable dans de nombreux écoulements de pétrole, car les variations de vitesse sont souvent minimes. Cependant, dans certains cas d'écoulements à grande vitesse, tels que ceux rencontrés dans les conditions de basse pression et de GOR élevé (rapport gaz/huile), ce terme peut devenir significatif et doit être pris en compte dans les calculs. En effet, à des vitesses élevées, même de petites variations de vitesse peuvent avoir un impact important sur l'énergie cinétique du fluide, ce qui peut influencer le comportement global du système d'écoulement.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \quad 4.4$$

II.2.2 Le terme d'élévation ou gravité

Le terme d'élévation, fait référence à la pression exercée par la colonne de fluide elle-même dans une conduite sur le fond de la colonne. La gravité influence l'élévation ou la hauteur de liquide dans une colonne, et cette hauteur de liquide détermine la pression statique associée à cette colonne. Cette pression statique est proportionnelle à la hauteur de liquide et à la densité du liquide. La pression statique peut être significative dans les écoulements permanents de liquide. En revanche, elle est souvent négligeable pour les écoulements permanents de gaz, car les gaz n'ont pas de hauteur dans une conduite de la même manière que les liquides.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right) \text{ élévation} = \frac{g \cdot \rho_m \cdot \sin \theta}{g_c} \quad 4.5$$

II.2.3 Le terme de friction

Il correspond aux pertes de charge dues aux frottements entre le fluide et les parois de la conduite.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right) \text{ friction} = \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2g_c \cdot D} \quad 4.6$$

II.3 Analyse Nodale

II.3.1 Introduction

L'analyse nodale, une technique fondamentale dans l'industrie pétrolière et gazière, joue un rôle essentiel dans l'optimisation des performances des systèmes de production d'hydrocarbures. Introduite par Gilbert dans les années 1950, cette méthode est largement utilisée pour évaluer et améliorer les rendements des gisements d'huile et de gaz.

La technique d'analyse nodale est un outil incontournable dans l'industrie pétrolière et gazière pour optimiser les performances des puits. Elle permet une évaluation complète du système de production, depuis la pression statique du réservoir jusqu'au séparateur, afin de prédire les débits. L'analyse nodale combine les caractéristiques du réservoir avec la capacité des tubages à transporter efficacement les fluides du fond de puits à la surface.

Cette approche d'optimisation s'avère particulièrement précieuse pour résoudre divers problèmes de production, tels que la diminution des débits, les faibles taux de récupération de pétrole et de gaz, les problèmes de débit de gaz, les difficultés d'écoulement des fluides, et autres défis de production.

En analysant le système de production dans son ensemble à l'aide de l'analyse nodale, les ingénieurs peuvent améliorer l'efficacité opérationnelle et maximiser la production d'hydrocarbures des réservoirs de pétrole et de gaz.

La figure (II.5) propose une représentation simplifiée de l'écoulement de l'effluent pendant la production, ainsi que des diverses pertes de charge possibles dans le système, allant du réservoir au séparateur. Cette illustration peut être subdivisée en plusieurs parties distinctes, à savoir :

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

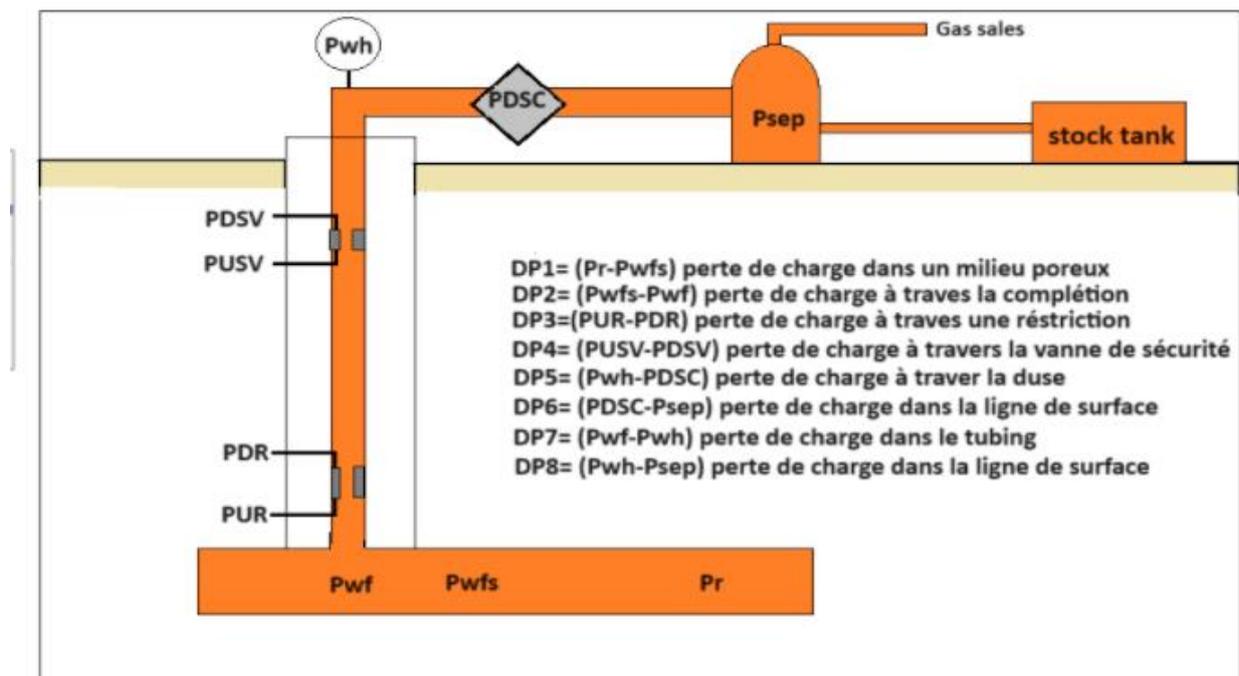


Figure II.5 Perte de charge possible dans un système de production.

II.3.2 Concept de l'analyse nodale

Dans un système de production, divers éléments tels que des conduites, des vannes, des échangeurs de chaleur, des pompes, des séparateurs, etc., sont indispensables pour acheminer les fluides du réservoir au séparateur. Toutefois, ces composants sont étroitement liés et peuvent influencer les performances globales du système. Par exemple, une modification de la

perte de pression dans l'un des composants peut avoir des répercussions sur l'ensemble du système, impactant ainsi la production.

Pour remédier à cette situation, il est crucial d'identifier l'impact individuel de chaque composante. Cette démarche peut être effectuée en utilisant des nœuds. Un nœud symbolise un point spécifique entre le puits de production et le séparateur, où la pression peut être calculée en fonction du débit.

Dans ces nœuds, la pression moyenne du réservoir notée P_{res} , et la pression au séparateur, P_{sep} , sont des paramètres constants qui ne varient pas en fonction du débit. Lors de la conception et du dimensionnement des composants du système, il est essentiel de prendre en considération ces pressions afin d'assurer une production efficace et économique. Deux autres nœuds cruciaux sont le fond de trou (nœud 6) et la tête de puits (nœud 3). Certains autres nœuds (2, 4 et 5 dans la figure II.6) sont des points où une chute de pression se produit en raison de variations de section. [11]

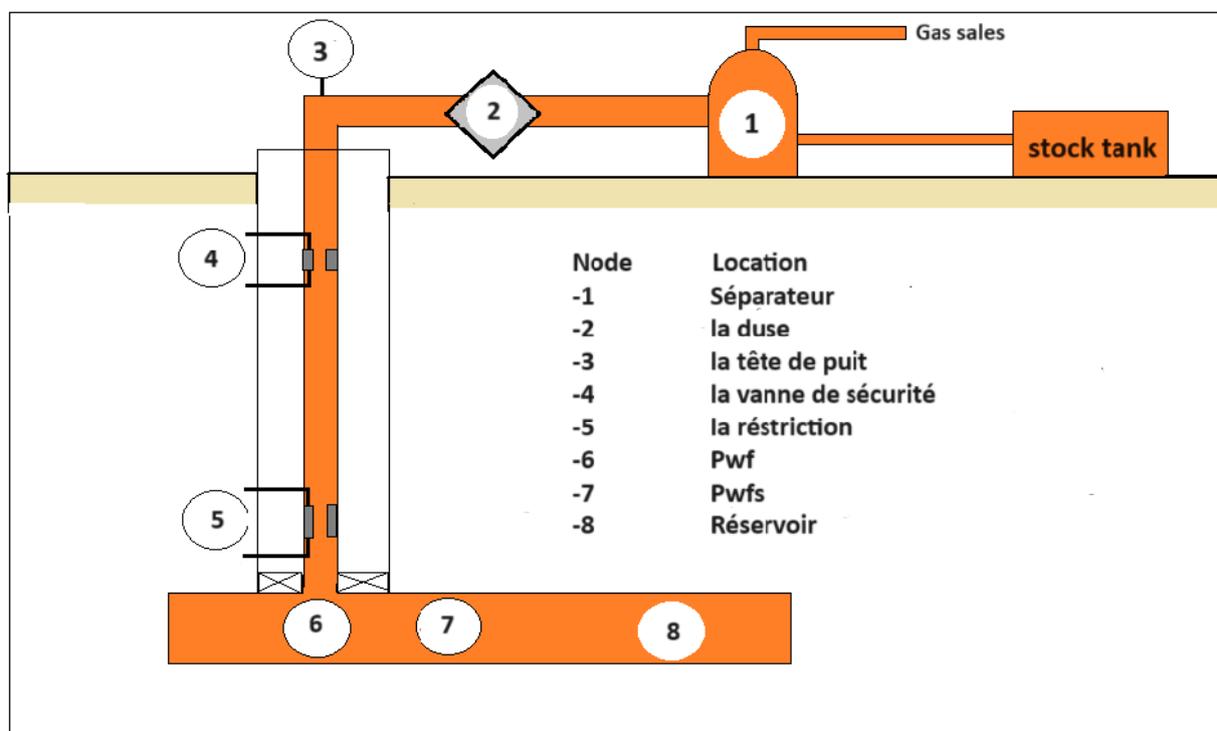


Figure II.6 Les différentes positions des nœuds.

II.3.3 Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthode couramment utilisée pour évaluer les performances des systèmes composés de multiples éléments en interaction. Cette approche consiste à sélectionner un nœud spécifique du système et à le diviser en deux parties distinctes à ce niveau. Les nœuds choisis pour cette méthode sont généralement indiqués dans un diagramme ou une figure dédiée, comme le montre la figure (II.6) La partie du système située en amont du nœud est appelée section "Inflow", tandis que la partie en aval est appelée section "Outflow".

Il est crucial d'établir une relation entre le débit et la perte de pression pour chaque composant du système afin de mener une analyse précise. Le débit à travers le système peut être déterminé lorsque les conditions suivantes sont remplies au niveau du nœud :

- Le débit entrant est égal au débit sortant.
- Il n'y a qu'une seule valeur de pression présente.

Une représentation graphique des pressions en fonction du débit produit deux courbes : l'IPR (Inflow Performance Relationship) et la VLP (Vertical Lift Performance). Le point où ces courbes se croisent correspond au point de fonctionnement du système. Si l'une des courbes change, cela modifie le point de fonctionnement, ce qui peut influencer la capacité de production.

Pour optimiser le système, une procédure rigoureuse est suivie :

- Identification des composants à optimiser.
- Détermination des nœuds affectés par les modifications des composants choisis.
- Établissement des équations pour les flux entrants et sortants à chaque nœud.
- Collecte des données nécessaires pour construire les courbes IPR.
- Analyse de l'effet des modifications des caractéristiques des composants en traçant les courbes d'Inflow et d'Outflow. [10]

II.3.4 Les objectifs de l'analyse nodale sont les suivants :

- Déterminer le débit optimal d'un puits en tenant compte des dimensions de la complétion.
- Vérifier chaque composant du système de production de puits.
- Identifier rapidement les moyens d'augmenter les taux de production.

- Déterminer le point de fonctionnement d'un puits, représentant l'intersection entre deux courbes : la courbe de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et la courbe de l'Outflow.

CHAPITRE III

Gas Lift

III.1 Introduction

Un puits non éruptif ne génère pas de débit en surface par ses propres moyens ; la pression du gisement est équivalente ou inférieure à la contre-pression exercée par la colonne de fluide présente dans le puits.

Pour mettre en production ces puits, il est nécessaire de mettre en place un dispositif d'activation. Il est possible d'intervenir sur l'un des paramètres de non-égalité, soit en ajustant la hauteur "H" de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, soit en modifiant la densité du fluide "d", en injectant un fluide moins dense tel que le gaz dans la colonne pour l'alléger.

III.2 Définition et principe de gas lift

Le levage par gaz est utilisé pour augmenter les taux de production de pétrole ou pour permettre aux puits non productifs de s'écouler en réduisant la pression hydrostatique de la colonne de fluide dans le puits. [12]

Le principe est d'injecter par la surface du gaz préalablement comprimé avec un débit et une pression bien déterminé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité et allégé la colonne du fluide contenu dans le tubing ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus. [13]

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

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

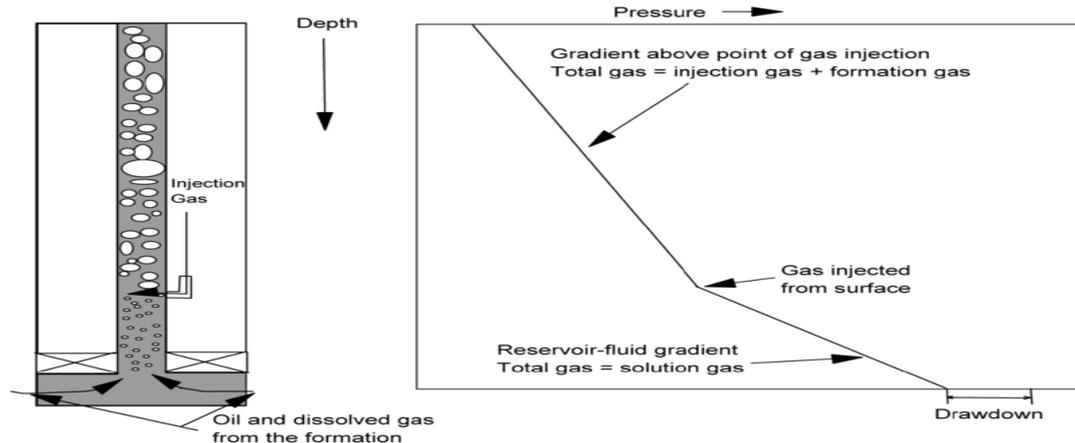


Figure III.1 Gas lift system.

III.3 Utilisation ou application du gas lift

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

- Les puits à huile : Le Gas-Lift est largement utilisé dans ces puits pour augmenter la production des champs déplétifs. De plus en plus souvent, il est également employé dans des puits encore éruptifs et même dans des puits neufs.
- Le démarrage des puits : Dans certains cas, le Gas-Lift est utilisé exclusivement pour démarrer un puits inactif, lui permettant ainsi de retrouver son éruptivité sans nécessiter une activation supplémentaire.
- Les puits à eau : Ces puits produisent des aquifères utilisés pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou pour des besoins domestiques. Il arrive aussi que le Gas-Lift soit utilisé pour extraire de l'eau de mer.
- Le nettoyage des puits injecteurs (injector clean up) : Les puits injecteurs nécessitent périodiquement d'être mis en production afin d'éliminer les particules qui obstruent les perforations ou la formation.

III.4 Composition du gaz injecté :

Le gaz lift est un mélange de gaz introduit dans un puits de pétrole ou de gaz. La composition du gaz lift peut varier en fonction de plusieurs facteurs, tels que la composition du fluide, la profondeur du puits, la température et la pression. Toutefois, en général, le gaz lift est constitué principalement de gaz naturel, d'azote, de dioxyde de carbone, ou d'une combinaison de ces gaz.

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

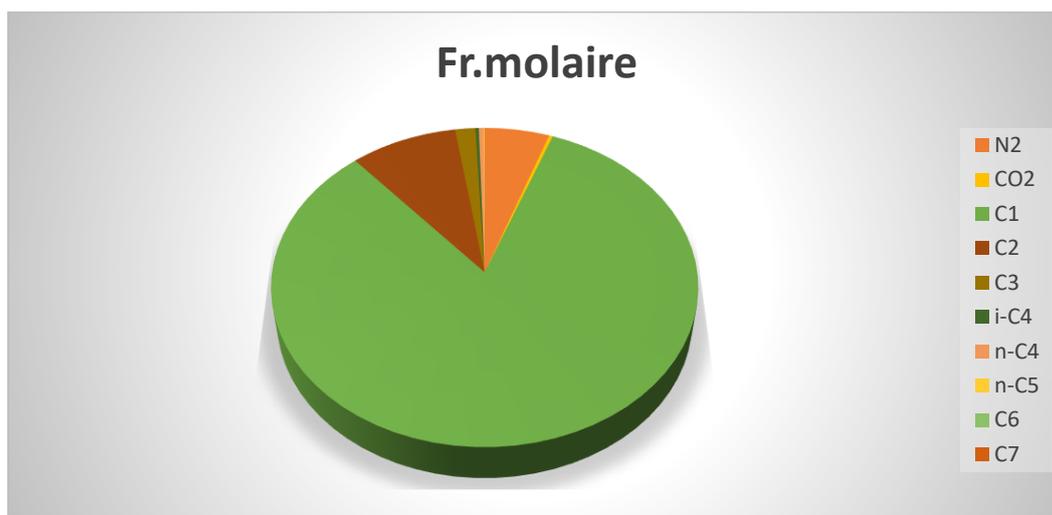


Figure III.2 Composition de gaz injecté.

III.5 Types de gaz lift

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

III.5.1 Selon le mode d'injection

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

Gaz- lift continu

Le gaz continue de s'écouler à travers la vanne de fonctionnement, créant ainsi un mélange homogène de liquide et de gaz au-dessus du point d'injection. La levée continue du gaz est privilégiée lorsque le puits affiche un indice de productivité élevé.

Dans la technique de levage de gaz en flux continu, le gaz est injecté à une profondeur qui permet une aération efficace du point d'injection jusqu'à la surface. Ce processus d'aération diminue la densité du liquide transporté, réduisant ainsi le poids de la colonne et abaissant la pression au fond du puits jusqu'au niveau nécessaire pour maintenir un flux continu.

Le volume de gaz d'injection requis est généralement contrôlé par un (ou plusieurs) orifices dans la vanne, et par le mouvement de la bille et de la tige. La sélection de la taille correcte de l'orifice est généralement effectuée à l'aide de graphiques fournis par le fabricant. [13]

Gaz- lift intermittent

Procédé consistant à injecter périodiquement un volume spécifique de gaz sous pression dans la partie inférieure de la colonne de production, afin de pousser vers le haut le liquide qu'elle contient. Cette action réduit la pression sur la couche, induisant un écoulement, tandis que le liquide accumulé au-dessus du point d'injection est également expulsé de manière cyclique, permettant ainsi un débit continu.

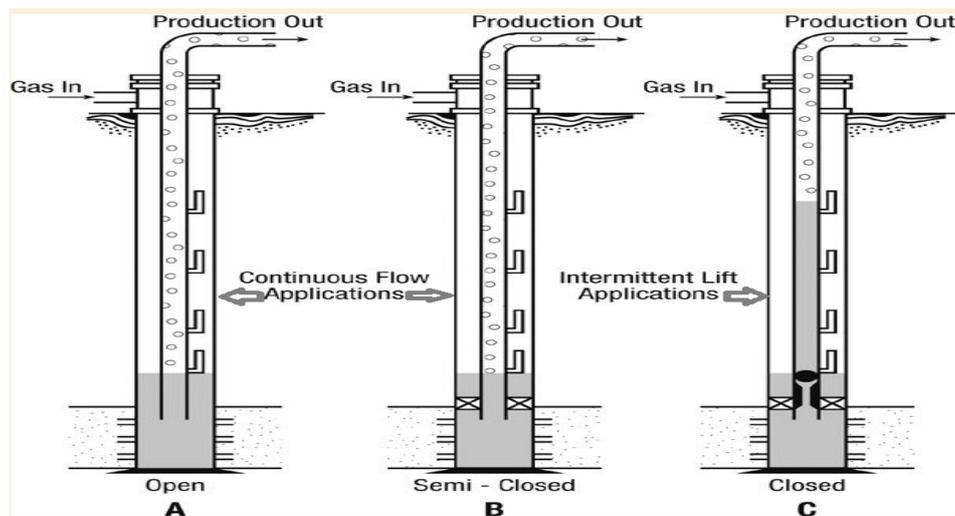


Figure III.3 Système de gaz lift intermittent. [11]

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 :

1. Complétions pour Gas-lift direct

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

2. Gas-lift inverse (Inverse Gas-lift)

– Tubing concentrique (Concentric tubing string):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé "macaroni". Cette configuration, courante dans les puits où le Gas-lift n'était pas prévu initialement, permet une activation simple et économique en utilisant le tubing initial pour la production.

- **Gas-lift avec production dans le casing**

Est une technique utilisée pour les débits très élevés. Elle consiste à acheminer la production du réservoir directement dans le casing tout en injectant du gaz dans le tubing.

- **Gas-lift doubles (dual Gas-lift)**

Les complétions doubles, bien qu'elles posent des défis techniques lors de la descente et de la remontée, permettent d'exploiter deux réservoirs non compatibles dans un même puits. Cependant, la mise au point des vannes pour ces puits est très complexe. Par conséquent, le Gas-lift double est rare, sauf dans les champs disposant de gaz à haute pression, ce qui permet la décharge sans utiliser de vannes de décharge.

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

Ce type de production a des inconvénients similaires à ceux du Gas-lift double pour la mise en place de la complétion. Dans ce système, le gaz est injecté dans un tubing et un autre tubing est utilisé pour la production du réservoir, étant choisi lorsque le gaz ne doit pas toucher le casing.

III.5.3. En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

1. Gas-lift en circuit ouvert

Le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz, Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.

2. Gas-lift en circuit fermé

Le gaz utilisé pour le gaz-lift est récupéré à la sortie des séparateurs. Après avoir été traité dans plusieurs étapes, telles que le dégazolinage et la déshydratation, le gaz est ensuite intégré dans un circuit fermé.

3. Auto gas-lift

L'huile du réservoir est remontée grâce au gaz provenant d'un réservoir de gaz situé au-dessus, qui pénètre dans la colonne de production par des perforations et un dispositif d'injection placé entre deux packers.

III.6 L'équipement de gas-lift

L'objectif principal de l'équipement de gas lift est de favoriser la circulation du gaz à l'intérieur du tubing afin de diminuer la pression hydrostatique dans la colonne. Si la pression de gaz disponible n'est pas adéquate, l'installation d'un équipement de compression en surface est requise. Pour réaliser l'injection de gas lift de manière efficace, il est indispensable d'utiliser des vannes d'injection équipées d'au moins un clapet anti-retour ainsi que de différents orifices dédiés à l'injection.

III.6.1. Les équipements de surface

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

III.6.2. Les équipements De Fond

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

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

1. Les mandrins.

Les mandrins gaz lift vont être installés dans la complétion d'un puits candidat au gaz lift. 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 supporter une vanne sans affecter le diamètre du tubing.

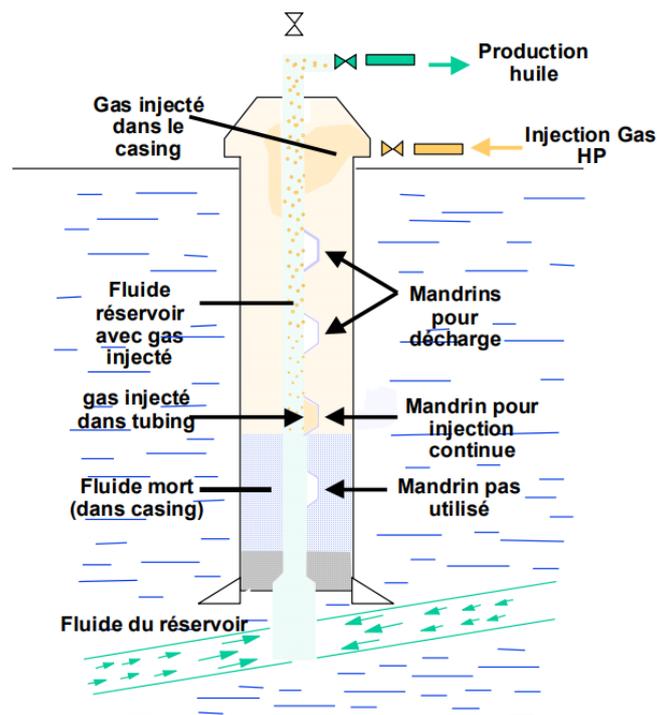


Figure III.4 Position des mandrins. [14]

2. Les vannes de gaz-lift

Les vannes constituent l'élément crucial de tout système d'injection de gaz. Leur rôle est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une pression définie. Cette pression peut être fournie par le gaz lui-même ou de fluide, ou une combinaison des deux. Les vannes sont habituellement montées dans des mandrins et se déclinent en trois types :

- Vanne de décharge : ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage. 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 garantit l'injection en service normal au point d'injection final, restant toujours ouverte. En règle générale, il s'agit d'un simple orifice qui régule la stabilité du débit injecté.
- Bouchons dits dummies : bouchon pour barrière de sécurité et protection des portées des mandrins.
- Les outils de décentrage et de positionnement.

III.6.3 Autres équipements spécifiques

Parmi ces équipements on a :

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

III.7 Facteurs à considérer dans la conception du gas lift

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

III.7.1 La pression en tête de puits (well head pressure)

La mise en production d'un puits nécessite une pression en tête spécifique, qui dépend des réseaux de collecte et de la pression des jonctions (manifolds). Une pression en tête plus faible favorise l'efficacité du gaz lift. En revanche, une pression en tête plus élevée nécessite l'injection d'une plus grande quantité de gaz pour compenser les pertes de charge et maintenir la pression requise.

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). [15]

III.7.3 Profondeur d'injection de gaz

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

III.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

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

- Suite à un soutirage extrêmement élevé, la pression du gisement a chuté à un niveau tel qu'il n'est plus possible d'assurer un débit éruptif des puits, en particulier dans la zone 4.
- Les puits ont besoin d'être levés en injectant de l'eau de gisement et de gaz pour maintenir la pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).
- L'activation par pompage électrique n'était pas réalisable en raison des limitations des technologies disponibles à cette époque.

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

Nous avons décidé de nous rendre sur le site de HMD afin de profiter de leur expertise dans l'amélioration des interventions sur les puits de pétrole, notamment pour résoudre des problèmes tels que l'alourdissement de la colonne, le bouchage de sel et le givrage, ainsi que pour augmenter la production d'huile. Compte tenu du fait que HMD est implanté dans la plus grande région pétrolière d'Algérie, nous sommes impatients de tirer parti de leur expérience et de leur savoir-faire dans ce domaine.

Il convient de noter qu'actuellement sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud, trois types de complétion avec double injection sont en cours.

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).

III.9.2 Type d'injection non conventionnelle

1. Chemisage

Le gaz et l'eau sont injectés dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing. Ce choix de chemisage est privilégié pour les puits salés non éruptifs présentant des dépôts organiques d'asphaltes. Le diamètre du chemisage est spécifiquement sélectionné pour accueillir le macaroni 2 7/8, facilitant ainsi le traitement des dépôts par stimulation avec coiled tubing. Cette configuration est largement adoptée, notamment dans les puits où l'utilisation du gaz-lift n'a pas été anticipée lors de la complétion initiale. L'installation d'un tube macaroni offre alors une solution simple et économique pour activer le puits. Dans tous les cas, la production est assurée à travers le chemisage 2 7/8.

2. Concentrique CCE

Le gaz est injecté à travers un tube concentrique plus petit, communément appelé "macaroni". Deux diamètres de tube concentrique sont couramment utilisés : 1'660 et 1'900.

Également, cette approche est généralement adoptée dans les puits où l'utilisation du gaz-lift n'était pas initialement prévue à la fin de la complétion. L'installation d'un tube macaroni constitue alors une méthode simple et économique pour activer le puits. Tout comme le chemisage, il facilite l'acheminement du gaz. Dans tous ces cas, la production est réalisée à travers l'espace annulaire entre le chemisage de complétion continue (CCE) et le tubing.

III.10 Les problèmes liés au gaz lift à HMD

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift présente divers défis qui peuvent rendre l'exécution de l'opération parfois complexe. Parmi les principaux problèmes rencontrés, on peut citer :

- Les vannes de fond et de surface représentent des composants essentiels du système de gaz-lift. Leur dysfonctionnement peut entraîner une production insuffisante ou une surpression dans le puits. Les problèmes les plus fréquents incluent le blocage, les fuites de gaz ou de liquide, l'usure ou la corrosion des vannes, ainsi qu'un réglage inadéquat de la pression d'injection de gaz.
- Obstruction des conduites d'injection de gaz : Des obstructions peuvent se former dans ces conduites en raison de phénomènes tels que la condensation, l'accumulation de

paraffine ou de sels. Ces obstructions peuvent restreindre ou même bloquer complètement l'injection de gaz, entravant ainsi la production de pétrole.

- Problèmes de compatibilité entre le gaz d'injection et le fluide de production : L'incompatibilité entre le gaz d'injection et le fluide de production peut entraîner une dégradation des performances du système de Gas-lift. Des complications telles que la formation de mousses, la corrosion ou la sédimentation peuvent survenir lorsque le gaz d'injection et le fluide de production ne sont pas compatibles. Il est impératif de réaliser des tests de compatibilité entre les gaz d'injection et les fluides de production avant la mise en place du système de Gas-lift.
- Réduction de la pression d'injection de gaz due à des fuites.
- Formation de dépôts de paraffine ou de sels : Les conditions de pression et de température dans les tubages et les conduites peuvent favoriser la formation de dépôts de paraffine ou de sels. Ces dépôts peuvent entraver le flux du gaz et du fluide de production, réduisant ainsi la production de pétrole. Pour prévenir ce problème, il peut être nécessaire d'utiliser des traitements chimiques appropriés.
- Obstruction du système de Gas-lift par des débris.
- Accumulation de liquides dans le puits : La présence de liquides accumulés dans le puits peut entraîner une diminution de la hauteur de colonne de gaz requise pour la production de pétrole, ce qui peut avoir un impact négatif sur le rendement global du processus de production.

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

III.11.1 Caractéristiques

- Le Gaz-lift représente une solution efficace pour optimiser la production d'un puits, adaptée à une variété de conditions telles que les débits très faibles ou élevés, les environnements offshore ou onshore, et surtout les puits présentant un haut taux de gaz-liquide (GLR).
- La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail.
- Les coûts initiaux d'investissement et les dépenses opérationnelles peuvent être considérablement réduits lorsqu'il y a une source de gaz haute pression disponible sur place.

- Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires.
- Les coûts d'investissement associés à la complétion du puits sont minimes. Il est impératif d'installer des mandrins dès la phase initiale de complétion, même si le puits est conçu pour une production naturelle dans un premier temps.

III.11.2 Avantages

Optimisation de la production : Le système de Gas-lift offre la possibilité d'optimiser la production de pétrole des puits.

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.

Économies de coûts : Le système de Gas-lift peut contribuer à réduire les frais d'exploitation des puits de pétrole en augmentant la production et en limitant la nécessité de recourir à des travaux de forage onéreux.

Maintenance minimale : Le système de Gas-lift est caractérisé par sa simplicité et demande peu d'entretien. Les vannes de surface et de fond peuvent être ajustées manuellement ou automatiquement selon les exigences de production.

Fiabilité éprouvée : Le système de Gas-lift est reconnu pour sa fiabilité et peut être opérationnel pendant de longues années avec peu de risques de défaillance.

III.11.3 Inconvénients

Coût initial élevé : L'installation d'un système de Gas-lift implique des coûts initiaux élevés. Elle nécessite l'équipement des puits avec des vannes et des conduites spéciales dédiées à l'injection de gaz.

Consommation de gaz : L'utilisation du système de Gas-lift entraîne une consommation substantielle de gaz nécessaire à son injection dans le puits de pétrole, ce qui peut entraîner une augmentation des coûts opérationnels pour la société pétrolière.

Nécessité de gaz haute pression : Le gaz requis par le système de Gas-lift doit être à haute pression afin de garantir une force adéquate pour soulever la colonne de fluide dans le puits.

Limitations de profondeur : Dans les puits de pétrole très profonds, le système de Gas-lift peut rencontrer des limitations.

Contrôle complexe : La régulation de la production de pétrole à l'aide du système de Gas-lift peut s'avérer complexe, demandant une surveillance continue et des ajustements manuels pour maximiser l'efficacité de la production.

Chapitre IV

Modélisation et optimisation du champ HTF

IV.1 Problématique

Le champ de Hassi-Messaoud est connu pour être l'un des champs les plus complexes au monde. Avec le temps, sa production a considérablement diminué. Cette réduction ne dépend pas seulement de son potentiel naturel, mais aussi des performances du système mis en place pour son exploitation.

Pour optimiser la production dans le champ de Hassi Terfa HTF, nous avons utilisé des méthodes de modélisation et d'analyse approfondies. Bien que la méthode de PFD soit l'une de ces approches, elle exige beaucoup de temps et de ressources. Nous avons cherché des moyens pour améliorer la production en utilisant des méthodes plus efficaces.

Notre première démarche consiste à modéliser les puits du champ de Hassi-Messaoud en utilisant deux approches distinctes : la méthode "PFD" et la méthode "Coefficient de décharge CD". Notre intention est de confronter les résultats obtenus à ceux des données mesurées afin de déterminer la méthode la plus précise et la mieux adaptée aux particularités du champ.

Dans le cadre de notre étude, nous avons également mené une analyse approfondie de la sensibilité des paramètres sur les performances des puits. Cette analyse nous a permis de mieux appréhender le comportement des puits dans le champ de HTF et d'identifier les facteurs clés influençant leur production.

Enfin, notre objectif ultime est d'optimiser la production du HTF en explorant divers scénarios. Nous avons évalué les résultats de chaque scénario afin de déterminer la stratégie optimale pour maximiser la production tout en garantissant une rentabilité optimale.

IV.2 Introduction

L'optimisation de la production nécessite une évaluation complète du processus depuis l'extraction jusqu'au stockage. Nous étudions minutieusement chaque étape pour identifier les variables clés qui influencent la production et déterminer la solution optimale.

Dans cette section pratique, nous nous concentrons sur la production du champ Hassi Tarfa avec 44 puits, dont 27 sont assistés par gaz-lift, 9 éruptifs ouverts, 6 éruptifs fermés et 2 abandons provisoires. Nous proposons une analyse des performances de certains puits et leur potentiel pour le gaz-lift. Nous avons choisi trois puits, **HTF24**, **HTFN2** et **HTFN9**, pour une nouvelle étude visant à améliorer le débit de production. [7]

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

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

Pour modéliser et optimiser le système de production, du réservoir jusqu'à la surface, de l'ensemble des puits dans le champ HTF, nous avons utilisé le logiciel de simulation des écoulements multiphasiques **PIPESIM**.

IV.3 Description du logiciel PIPESIM

PIPESIM est un logiciel couramment utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour simuler les flux multiphasiques dans les puits de production ou d'injection. Il peut modéliser les écoulements de fluides à travers les pipelines, les réservoirs, les installations de production, les puits, les compresseurs et les vannes.

Le logiciel prend en compte les propriétés des fluides, les conditions opérationnelles et les équipements pour résoudre divers problèmes tels que la conception, l'optimisation et le diagnostic des systèmes de production. Grâce à ses capacités avancées, PIPESIM permet de prédire avec précision le comportement des fluides dans différentes conditions telles que les variations de température et de pression, les changements de composition des fluides, ainsi que les incidents tels que les fuites, les obstructions et les perturbations de débit.

IV.3.1 Application du logiciel PIPESIM

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

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

- Les données de complétion (fiche technique du puits, data surveillance, ...).
- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT (Pression de bulle, Densité d'huile et de gaz, La viscosité du fluide...).

- Données des tests (DST, Build up, Jaugeage....).

IV.4 Modélisation des puits

IV.4.1 Introduction

Pour analyser le potentiel des puits dans le champ HTF et évaluer l'impact de divers paramètres sur leur performance, il est impératif de conduire une étude rigoureuse et exhaustive. Cette démarche nécessite la mise en place de modèles fiables pour chaque puits, qui doivent être validés à partir de données réelles. Pour élaborer ce modèle, le logiciel de simulation PIPESIM est utilisé. Plusieurs départements au sein de la structure EP contribuent à fournir les données nécessaires à cette modélisation.

Cette modélisation abordera plusieurs aspects, tels que la collecte des données requises, la modélisation du réservoir et du potentiel des puits, le choix de la corrélation de l'écoulement vertical, la représentation graphique des courbes Inflow et Outflow (analyse nodale), ainsi que la détermination des courbes de performance $Q=f(Pt)$.

IV.4.2 Collecte des données

a) Les complétions des puits

La conception du modèle de puits à partir du logiciel PIPESIM comprend une section qui représente le tubing de production, ainsi que le liner cimenté perforé (cased hole) ou le trou ouvert (open hole).

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

Puits		Cased hole						Tubing			
Nom	Etat	Type liner	de MD (m)	vers MD(m)	ID(in)	OD(in)	Rugosité	vers MD(m)	ID(in)	OD(in)	Rugosité
HTFN15	ouvert	LPP	3258	3404,2	3,92	4,5	0,001	3256	3,92	4,5	0,001
HTF10	ouvert	LCP	3241	3465	3,92	4,5	0,001	3240	2,441	2,87	0,001
HTF20	ouvert	LCP	3297	3481	3,92	4,5	0,001	3296	2,441	2,87	0,001
HTF21	ouvert	LPP	3306	3694	3,92	4,5	0,001	3300	2,441	2,87	0,001
HTF35	ouvert	LPP	3299,24	3433,24	3,92	4,5	0,001	3300,16	2,441	2,87	0,001
HTFN1	ouvert	LPP	3236	3545	3,92	4,5	0,001	3222	3,92	4,5	0,001
HTFN6	ouvert	LPP	3332	3470	3,92	4,5	0,001	3313	3,92	4,5	0,001
HTF12	ouvert	LCP	3260	3487,28	3,92	4,5	0,001	3260	2,441	2,87	0,001
HTF25	ouvert	LPP	3278,86	3473,86	3,92	4,5	0,001	3278,86	2,441	2,87	0,001
HTF29	ouvert	LPP	3280,1	3410,79	3,92	4,5	0,001	3277,6	2,441	2,87	0,001
HTF31	ouvert	LPP	3285	3442,54	3,92	4,5	0,001	3284,83	2,441	2,87	0,001
HTF40	ouvert	LPP	3287	3438	3,92	4,5	0,001	3386	2,441	2,87	0,001
HTF36	ouvert	LPP	3293,6	3779	3,92	4,5	0,001	3292,52	2,441	2,87	0,001
HTFN3	fermé	LCP	3345	3532	3,92	4,5	0,001	3344	3,92	4,5	0,001
HTFN17	fermé	LCP	3253	3419	3,92	4,5	0,001	3242	3,92	4,5	0,001
HTF23	ouvert	LPP	3289	3494	3,92	4,5	0,001	3288	3,92	4,5	0,001
HTF1	ouvert	LCP	3150	3431	3,92	4,5	0,001	3148	3,92	4,5	0,001
HTF11	ouvert	LCP	3167	3368	3,92	4,5	0,001	3166	2,441	2,87	0,001
HTF13	ouvert	LCP	3247	3467	3,92	4,5	0,001	3257	3,92	4,5	0,001
HTF14	ouvert	LPP	3260	3454	3,92	4,5	0,001	3258	3,92	4,5	0,001
HTF42	fermé	LPP	3172	3272	3,92	4,5	0,001	3169	2,99	3,5	0,001
HTF37	ouvert	LPP	3152	3343	3,92	4,5	0,001	3151	2,441	2,87	0,001
HTF33	ouvert	LPP	3145	3299	3,92	4,5	0,001	3148	3,92	4,5	0,001
HTF32	ouvert	LPP	3299	3454	3,92	4,5	0,001	3298	3,92	4,5	0,001
HTF30	ouvert	LPP	3258	3558	3,92	4,5	0,001	3257	2,441	2,87	0,001
HTF28	ouvert	LCP	3230	3422	3,92	4,5	0,001	3228	3,92	4,5	0,001
HTF27	fermé	LPP	3298	3635	3,92	4,5	0,001	3175	3,92	4,5	0,001
HTF24	ouvert	LPP	3254	3443	3,92	4,5	0,001	3253	2,441	2,87	0,001
HTF2	ouvert	LPP	3131	3473	3,92	4,5	0,001	3130	3,92	4,5	0,001
HTF19	ouvert	LPP	3297	3725	3,92	4,5	0,001	3295	3,92	4,5	0,001
HTF16	ouvert	LCP	3239	3449	3,92	4,5	0,001	3238	2,441	2,87	0,001
HTF15	fermé	LPP	3172	3739	3,92	4,5	0,001	2991	3,92	4,5	0,001
HTFN5	ouvert	LPP	3331	3445	3,92	4,5	0,001	3329	2,441	2,87	0,001
HTFN7	ouvert	LPP	3238	3702	3,92	4,5	0,001	3237	2,441	2,87	0,001
HTFN10	ouvert	LCP	3293,78	3517,78	3,92	4,5	0,001	3293,28	2,441	2,87	0,001
HTFN11	ouvert	LCP	3319,38	3455,13	3,92	4,5	0,001	3330,13	2,441	2,87	0,001
HTFN13	ouvert	LPP	3358	3808	3,92	4,5	0,001	3357	2,441	2,87	0,001
HTFN8	ouvert	LPP	3300,73	3473,5	3,92	4,5	0,001	3299,23	2,441	2,87	0,001
HTFN2	ouvert	LCP	3262	3698	3,92	4,5	0,001	3061	2,441	2,87	0,001
HTFN12	fermé	LCP	3294	3422	3,92	4,5	0,001	3293	3,92	4,5	0,001
HTFN16	ouvert	LPP	3198	3647	3,92	4,5	0,001	3196	2,441	2,87	0,001
HTFN9	ouvert	LPP	3289	3478	3,92	4,5	0,001	3288	3,92	4,5	0,001

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

Puits		Open hole				Tubing			
Nom	Etat	de MD (m)	vers MD(m)	ID(in)	OD(in)	vers MD(m)	ID(in)	OD(in)	Rugosité
HTF26	ouvert	3302	3482	/	6	3224	2,99	3,5	0,001
HTFN4	ouvert	3310	3418	/	6	3268	3,92	4,5	0,001

b) Données PVT

Afin d'obtenir une représentation précise et fiable de l'écoulement dans nos puits, il est important d'intégrer les données PVT des effluents. Nous avons choisi le modèle Black Oil car il convient le mieux à notre situation, notamment en raison de la négligeabilité des variations de masse volumique en fonction de la pression. En raison de l'indisponibilité des données nécessaires pour appliquer des modèles compositionnels ou basés sur les propriétés PVT, nous avons opté pour le modèle Black Oil. [17]

Le champ HTF a un seul réservoir avec les données PVT ci-dessous :

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

Champ	Densité d'huile	GOR (Sm ³ / Sm ³)	Gravité de gaz	WOR (Sm ³ / Sm ³)	Densité d'eau	P de bulle (Kgf/cm ² g)
HTF	0.81	198.5	1.09	0	1.2748	153,3

c) Les données des essais des puits

Afin de calibrer les pressions du fond statique et dynamique d'un puits et d'obtenir un modèle précis, nous avons utilisé des informations provenant de tests DST et BUILD-UP. Cela nous a permis d'obtenir un modèle de puits fiable qui se rapproche au maximum de la réalité.

Les équations suivantes jouent un rôle essentiel dans notre étude, en fournissant des insights sur le comportement et les caractéristiques de notre réservoir. [17]

$$Q_g = (GOR - RS)(Q_h \times 24) \quad 4.1$$

$$IP = \frac{Q}{P_g - P_{fd}} \quad 4.2$$

Où :

Q_g : Le débit de gaz.

GOR : Rapport gaz/huile.

RS : Rapport gaz/huile solution.

Qh: Le débit d'huile.

IP : L'indice de productivité.

Q : Le débit de production.

Pg : La pression du réservoir.

Pfd : La pression au fond dynamique.

Tableau IV.4 Données des essais des puits.

Puits	PG (Kgf/cm ² g)	PFD (Kgf/cm ² g)	PT (Kgf/cm ² g)	Q (Sm ³ /h)	IP (Sm ³ /(d.bar))	Duse (mm)
HTFN15	293	207,24	37	5,13	0,059818097	10
HTF10	284	106,0947	24,6	1,51	0,008487662	8
HTF20	342	104,3558	32,6	3,53	0,014854139	13
HTF21	265	99,62955	31,6	4,07	0,02461141	13
HTF35	312	85,7606	18,4	1,18	0,005215714	13
HTFN1	252	201,873	10,5	0,9	0,017954396	6
HTFN6	237	87,09526	35,6	2,76	0,018411693	13
HTF12	273	187,03	26	2,83	0,03291846	9
HTF25	245	93,89528	20,1	1,79	0,011846089	9
HTF29	291	93,56676	25,8	1,61	0,008154655	14
HTF31	239	124,5655	28,4	3,54	0,030934727	13
HTF40	225	181	23	2,33	0,052954545	13
HTF36	265	134,7732	22,5	3,32	0,025493984	14
HTFN3	/	/	/	/	/	6
HTFN17	/	/	/	/	/	9
HTF23	253	175,835	22,5	3,53	0,045746128	10
HTF1	345	98,38041	28,6	2,02	0,008190752	12
HTF11	245	110,7568	22,4	3,51	0,026146576	13
HTF13	321	164,2	21,52	2,49	0,015880102	12
HTF14	283	102,5853	37,6	4,32	0,023944834	12
HTF42	/	/	/	/	/	8
HTF37	361	223	44,8	1,61	0,011666667	11
HTF33	237	88,70055	31,1	2,13	0,014362831	12
HTF32	287	87,80704	29,3	1,3	0,006526335	13
HTF30	263	182	26,5	3,35	0,041358025	9
HTF28	284	144,1101	24	1,73	0,012366869	12
HTF27	/	/	/	/	/	8
HTF24	286	104	35	2,71	0,01489011	12
HTF2	355	80,92206	31,1	1,17	0,004268859	13
HTF19	365	83,25425	16,2	0,25	0,000887325	12
HTF16	335	72	23	4,24	0,016121673	13
HTF15	/	/	/	/	/	10
HTFN5	261	133,9461	30	2,88	0,022667545	13
HTFN7	252	137,4835	42,6	5,45	0,047591395	13
HTFN10	318	168,8282	39,9	4,66	0,031239148	12
HTFN11	275	89,44952	26	0,63	0,003395302	12
HTFN13	275	133,1788	26,5	0,78	0,005499883	13
HTFN8	248	162,0492	24,3	2,21	0,025712384	10
HTFN2	265	180,2	18,3	2	0,023584906	13
HTFN12	/	/	/	/	/	9
HTFN16	271	172	12	1,5	0,015151515	13
HTFN9	235	229,52	41	4,74	0,864963504	9
HTF26	285	143,2872	25,3	4,7	0,03316567	10
HTFN4	286	203,4934	32,3	5,02	0,060843617	9

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)
HTFN15	10/02/2024	10	3,93	21,2	13,9	23	0	141
HTF10	13/12/2023	8	1,51	24,6	10	30	0	324
HTF20	16/01/2024	13	3,53	32,6	12,2	16	0	499
HTF21	12/01/2024	13	4,07	31,6	11,6	16	0	345
HTF35	16/01/2024	13	1,18	18,4	12	13,7	0	1178
HTFN1	03/01/2023	6	9	10,5	6	8	0	142
HTFN6	14/02/2024	13	2,76	35,6	15,2	15	0	784
HTF12	23/10/2021	9	1,76	14,6	8,4	20	0	105
HTF25	14/01/2024	9	1,79	20,1	11,1	8,3	0	250
HTF29	18/01/2024	14	1,61	25,8	12,3	18	0	851
HTF31	10/02/2024	13	3,54	28,4	15,5	21	0	370
HTF40	17/01/2024	13	4,1	30	12,1	15,7	0	383
HTF36	14/01/2024	14	3,32	22,5	12,9	13	0	458
HTFN3	11/02/2017	9,5	0,4	9	6	9	0	1064
HTFN17	02/10/2022	9,5	3,35	26,2	6,2	24	0	73
HTF23	26/12/2023	10	3,53	22,5	10,4	18,4	0	155
HTF1	31/07/2023	12	2,02	28,6	16	32	0	840
HTF11	11/01/2024	13	3,51	22,4	8,2	13	0	511
HTF13	14/02/2024	12	1,18	20,8	11,13	18	0	1031
HTF14	16/12/2023	12	4,32	37,6	11,2	19,6	0	429
HTF42	20/04/2023	8	0,49	15,8	3,2	28	0	1967
HTF37	11/01/2024	11	4,78	32,1	12,2	19	0	101
HTF33	29/11/2023	12	2,13	31,1	11,4	15	0	817
HTF32	26/12/2023	13	1,3	29,3	10,6	18	0	1779
HTF30	18/01/2023	9	2,43	14,9	10,3	37	0	169
HTF28	15/12/2023	12	1,73	24	10,1	8,2	0	822
HTF27	17/05/2019	8	1,58	16,1	5	29	0	101
HTF24	13/01/2024	12	3,25	24,9	10	6	0	388
HTF2	14/12/2023	13	1,17	31,1	12,5	20	0	1786
HTF19	30/12/2023	12	0,25	16,2	8,2	21	0	4182
HTF16	15/02/202	13	1,18	22,6	11,6	14	0	1199
HTF15	05/02/2021	9,53	3,17	23,2	9	26	0	68
HTFN5	31/12/2023	13	2,88	30	12,7	18	0	515
HTFN7	07/12/2023	13	5,45	42,6	11,7	20,4	0	470
HTFN10	14/01/2024	12	4,66	39,9	12,8	11	0	332
HTFN11	01/02/2024	12	0,63	26	12,3	21,3	0	2447
HTFN13	01/02/2024	13	0,78	26,5	12,5	11,3	0	1933
HTFN8	19/01/2024	9,53	2,21	24,3	14,6	9,3	0	325
HTFN2	10/02/2024	13	1,42	23,3	11,2	18,3	0	1593
HTFN12	02/10/2022	9	1,06	13,3	10,6	31	0	75
HTFN16	20/01/2024	13	1,52	20,4	12,7	19	0	683
HTFN9	01/01/2024	9	3,36	27,9	11,7	18	0	179
HTF26	10/02/2024	10	4,7	25,3	12,9	24	0	127
HTFN4	28/12/2023	9	5,02	32,3	11,1	15	0	142

IV.5 Modélisation d'un puits par la méthode de PFD

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

Durant notre processus de modélisation, nous avons suivi une méthodologie rigoureuse pour garantir que notre modèle soit le plus fidèle possible à la réalité.

Cette méthodologie est décrite en détail dans le schéma organisationnel ci-dessous :

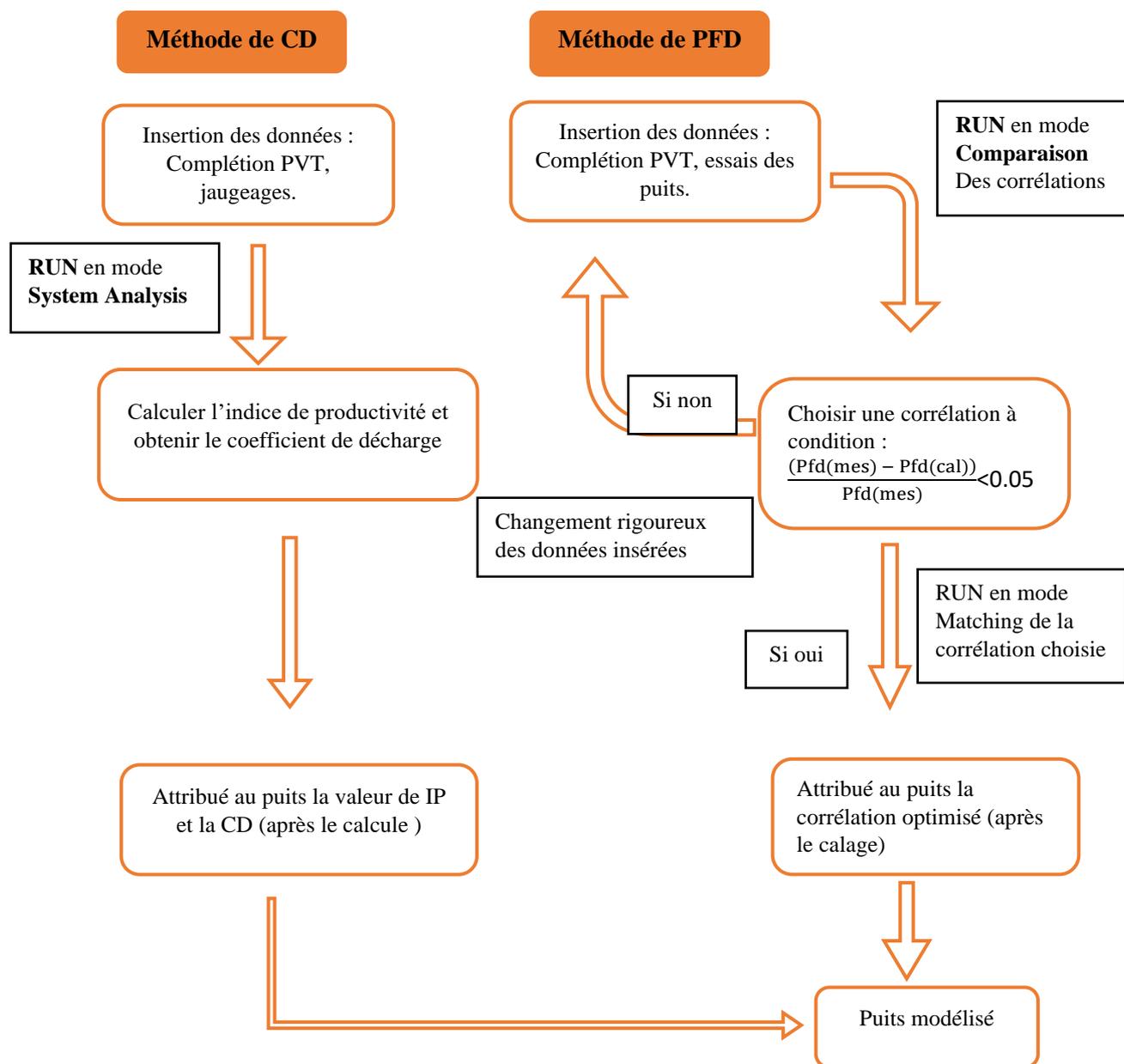


Figure IV.1 Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.

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

L'exactitude des prévisions de la pression de fond dynamique est essentielle pour concevoir et analyser efficacement les puits. Il n'est pas facile de choisir la bonne corrélation pour notre situation. Il existe de nombreuses corrélations pour les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines étant générales et d'autres étant limitées à des applications spécifiques.

Parmi les corrélations les plus utilisées :

- Duns & Ros [Baker Jardine].
- Hagedorn & Brown.
- No Slip Assumption.
- Aziz Govier Fogarasi.

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

IV.5.3 Etude de cas

HTF24 et HTFN2 sont des puits assistés par gaz lift, tandis que HTFN9 est un puits éruptifs.

a) Les données du fluide

Tableau IV.6 Les données du fluide.

Champ	Densité d'huile (API)	Rs (m ³ /m ³)	Gravité de gaz	WOR (m ³ /m ³)	P de bulle (Kgf/cm ² g)
HTF	0,81	198,5	1,09	0	153,3

b) Les données de complétion

Le puits HTF24 a été complété en utilisant la technique de **Snubbing**, tandis que HTFN2 et HTFN9 par la technique **Work Over**.

Tableau IV.7 Les données de la complétion.

Puits	Cote de Top perforation (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominale du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HTF24	3288,08	3253,1	2,875	2,441
HTFN2	3264	3061	2,875	2,441
HTFN9	3332,85	3288,43	4,5	3,92

IV.5.4 Modélisation avec PIPESIM

Après que les informations concernant le puits (comme les caractéristiques du tubage, les détails de la complétion et les résultats du dernier test de PFD et de JAUGEAGE) ont été saisies, le programme nous permet de créer notre propre puits.

a) Pour HTF24 :

Complétion 4"1/2, chemisage suspendu 2"7/8, type de complétion LPP 3443m, MD à 3366.

c) Pour HTFN2 :

Complétion 4"1/2, chemisage suspendu 2"7/8, type de complétion LCP 3698 m, MD à 3481

d) Pour HTFN9 :

Complétion 4"1/2, chemisage suspendu 2"7/8, type de completion LPP 3478 m, MD à 3410.

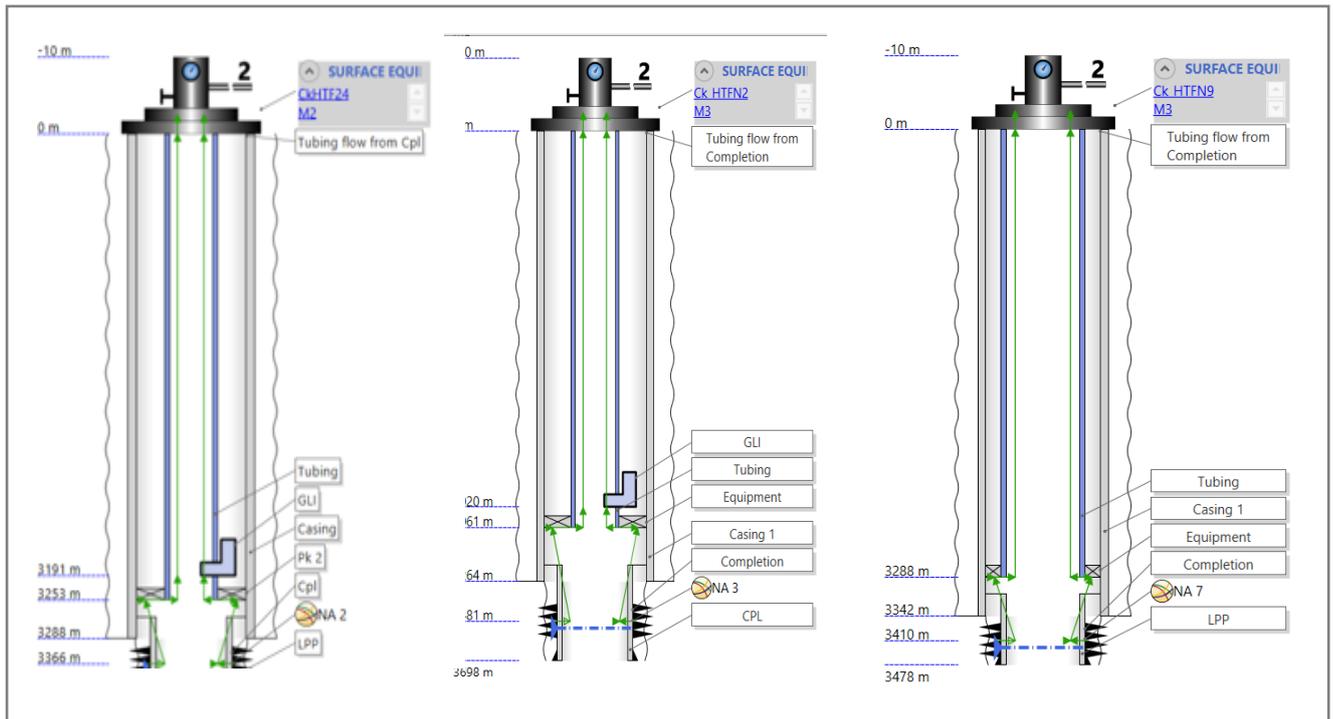


Figure IV.2 La conception des puits HTF24, HTFN2 et HTFN9.

IV.5.5 PFD Matching

Les derniers tests PFD ont été effectués à différentes dates pour plusieurs puits. Le 07/12/2023, un test PFD a été réalisé pour le puits HTF24, tandis que pour le puits HTFN2, le dernier test date du 22/04/2022, et pour le puits HTFN9, il a eu lieu le 01/02/2022. Ces tests sont cruciaux pour évaluer les performances des puits et pour obtenir des données précises sur les pressions et débits.

Les résultats obtenus de ces tests sont soigneusement analysés et assortis pour choisir la corrélation adéquate qui permettra de définir avec précision le point de fonctionnement lors de l'analyse nodale.

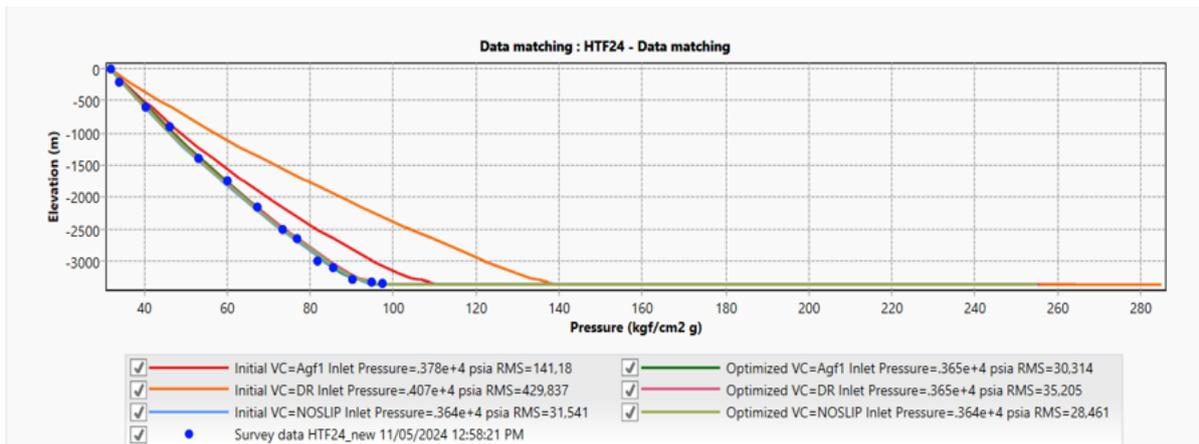


Figure IV.3 Data matching pour le puit HTF24.

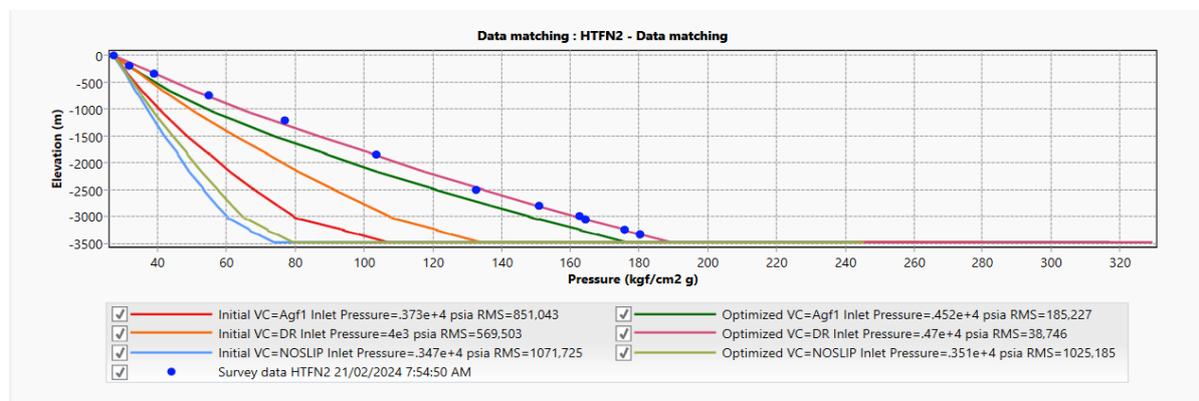


Figure IV.4 Data matching pour le puit HTFN2.

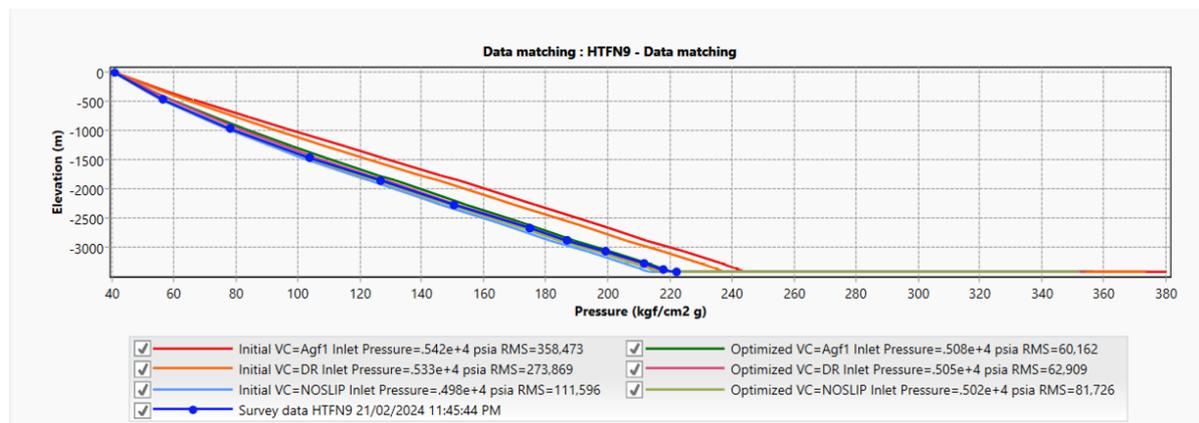


Figure IV.5 Data matching pour le puit HTFN9.

D'après les figures précédentes, nous avons observé que les corrélations les plus adaptées pour calculer les pertes de charge dans le tubing des puits **HTF24**, **HTFN2** et **HTFN9** sont celles de **Aziz Govier Fogarasi**, **Duns & Ros [Baker Jardine]** et **No Slip Assumption**.

En se référant à la section "**Results summary**" disponible dans **PIPESIM**, nous avons remarqué que les deux corrélations qui fournissent des résultats optimaux sont celles présentant un Calibrated total **RMS** plus petit. Nous avons choisi la corrélation **No Slip Assumption** pour le puit HTF24, **Duns & Ros [Baker Jardine]** pour le puit **HTFN2**, tandis que la corrélation **Aziz Govier Fogarasi** est plus appropriée pour le puits **HTFN9**.

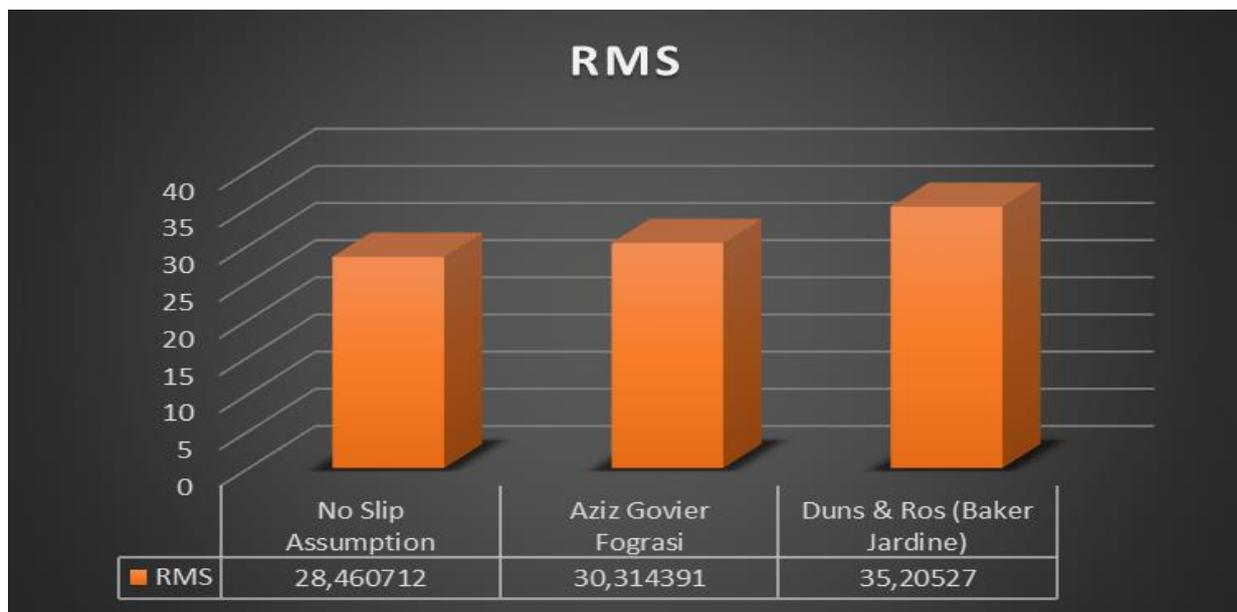


Figure IV.6 Calibration de RMS de chaque corrélation HTF24.

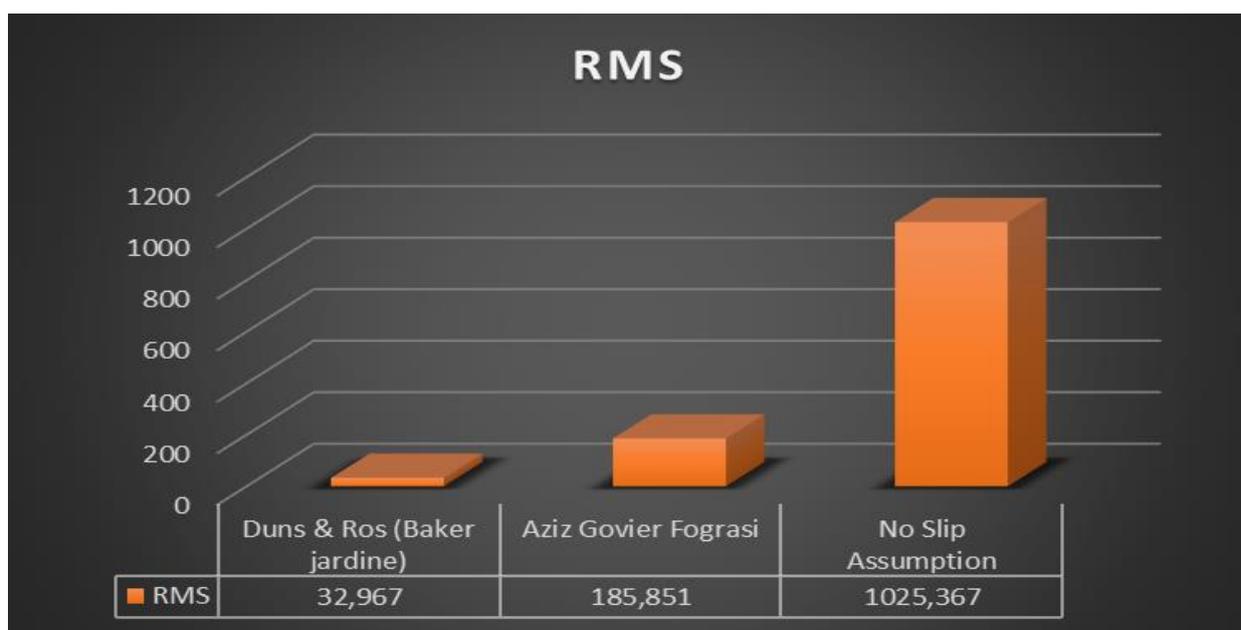


Figure IV.9 Calibration de RMS de chaque corrélation HTFN2.



Figure IV.10 Calibration de RMS de chaque corrélation HTFN9.

Les figures suivantes représentent le résultat obtenu lors de notre matching :

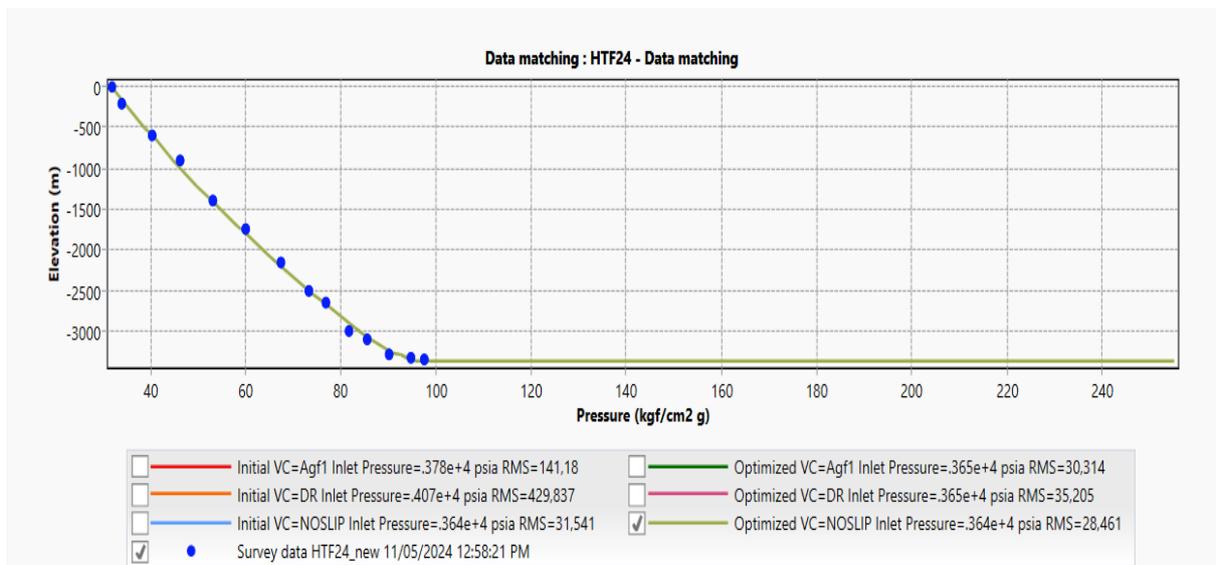


Figure IV.11 Calibration de PFD par la corrélation No Slip Assumption du puit HTF24.

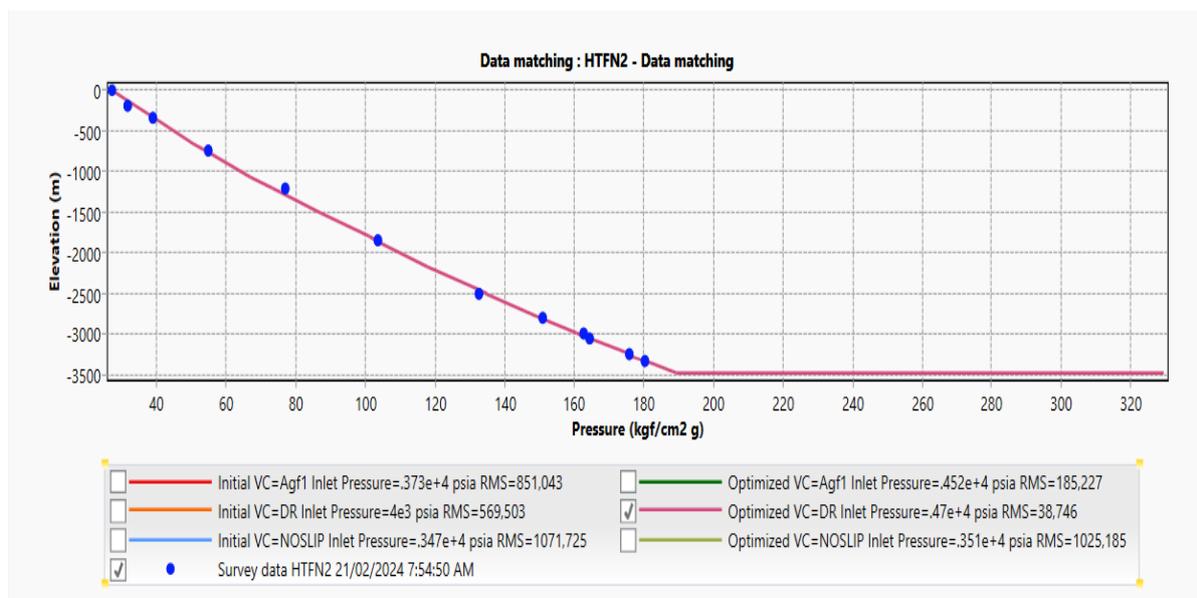


Figure IV.12 Calibration de PFD par la corrélation Duns & Ros [Baker Jardine] du puit HTFN2.

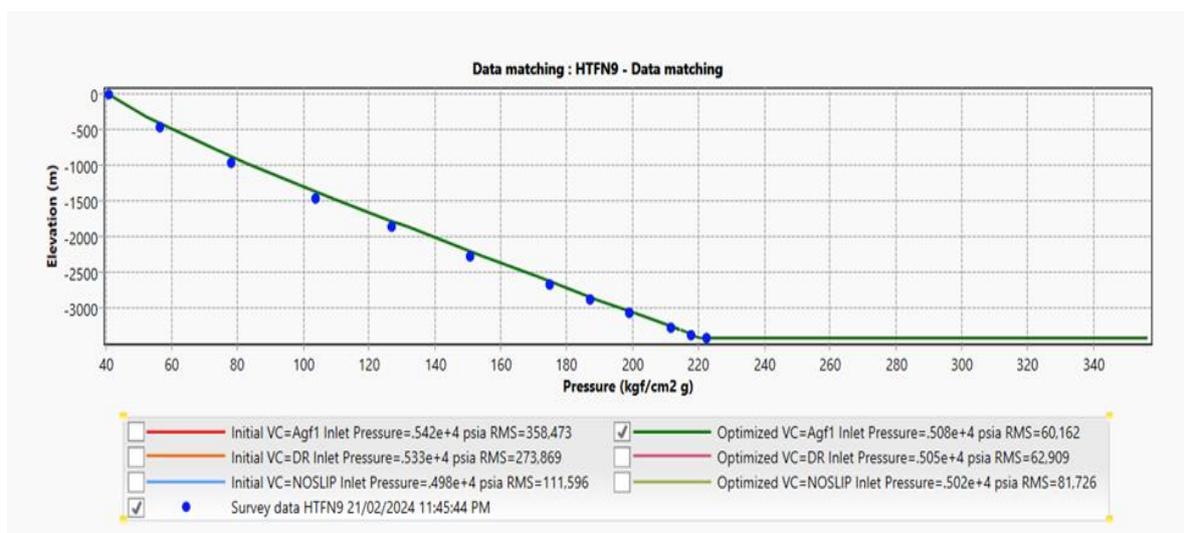


Figure IV.13 Calibration de PFD par la corrélation Aziz Govier Fogarasi du puit HTFN9.

Le résultat obtenu est extrêmement satisfaisant. Il ne reste plus qu'à procéder au calibrage des débits en utilisant l'analyse nodale, ce qui nous permettra de calibrer entièrement notre modèle.

IV.5.6 La courbe Inflow et Outflow (analyse nodal)

L'analyse nodale dans PIPESIM est essentielle pour optimiser le processus de production en utilisant des modèles mathématiques afin de représenter avec précision le comportement des

fluides dans les puits de pétrole et de gaz. Cette approche fournit une vision approfondie des performances du système, notamment en ce qui concerne les débits, les pressions et les températures, ainsi que des caractéristiques de l'écoulement des fluides telles que leur composition en huile, en gaz et en eau.

Elle permet également d'identifier les contraintes et les opportunités d'amélioration, donnant ainsi aux ingénieurs les informations nécessaires pour prendre des décisions stratégiques éclairées visant à optimiser la production et à maximiser les revenus.

Pour déterminer le point de fonctionnement des puits, caractérisé par une valeur de pression de fond dynamique et un débit correspondant, une simulation en mode d'analyse nodale est indispensable. Cette simulation permet d'évaluer le potentiel de chaque puits et d'analyser comment différents paramètres peuvent influencer le débit et la pression de fond dynamique. En conséquence, une analyse de sensibilité peut être entreprise pour identifier les facteurs ayant le plus grand impact sur les performances du puits, ce qui aide à guider les décisions stratégiques visant à améliorer l'efficacité globale de la production.

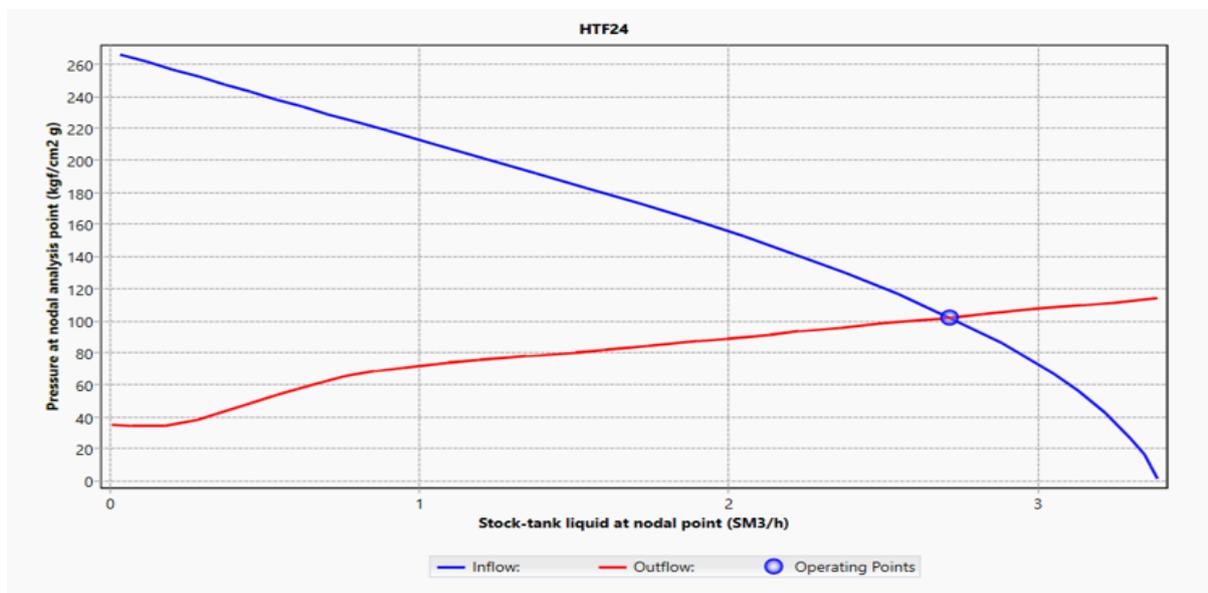


Figure IV.14 Point opérationnel du puits HTF24.

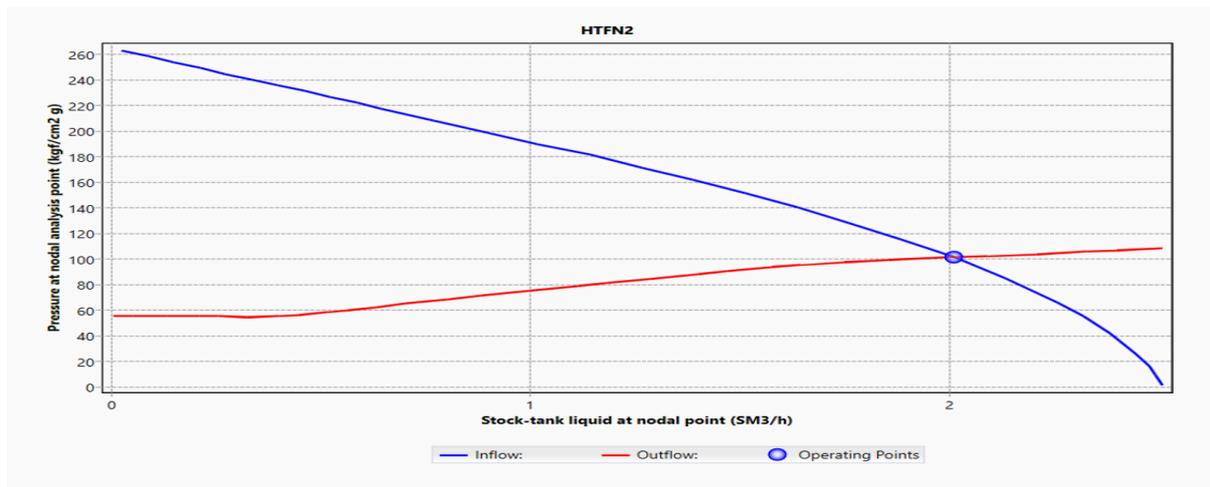


Figure IV.15 Point opérationnel du puits HTFN2.

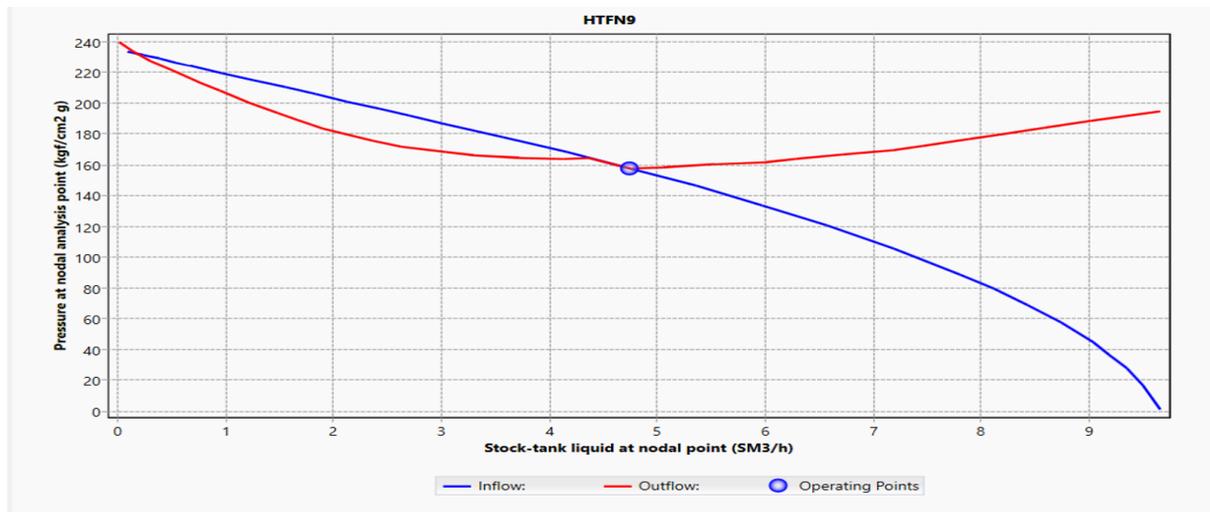


Figure IV.16 Point opérationnel du puits HTFN9.

En conséquence, nous pouvons ensuite entreprendre une analyse de sensibilité pour identifier les facteurs qui ont le plus d'impact sur les performances du puits.

Tableau IV.8 le débit et la pression en point de fonctionnement des puits HTF24, HTFN2 et HTFN9

Puits	Débit à NA (m ³ /s)	Pression à NA (kgf/cm ²)
HTF24	2,713119	102,2797
HTFN2	2,010546	101,5658
HTFN9	4,740459	157,9156

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

IV.6.1 Introduction

Le coefficient de débit de la duse est un paramètre crucial utilisé dans le logiciel Pipesim pour calculer le débit à travers une duse spécifique.

Le coefficient de décharge est crucial pour mesurer le débit réel d'un fluide à travers une duse par rapport au débit théorique prévu. Ce coefficient tient compte de plusieurs facteurs, tels que la géométrie de la duse, les propriétés du fluide et les conditions d'écoulement, qui incluent la turbulence, la friction et les pertes de contraction ou d'expansion.

Le calcul du coefficient de décharge se fait généralement par des techniques expérimentales qui varient selon le type de duse. Les tests sont effectués à l'aide d'instruments spécialisés pour mesurer le débit réel à travers la duse, en appliquant des pressions d'entrée et de sortie précises. Ces résultats empiriques sont ensuite utilisés pour évaluer le coefficient de décharge spécifique de la duse.

Une fois que le coefficient de décharge de la duse a été établi, il peut être saisi dans Pipesim pour calculer précisément le débit à travers le réseau de pipelines simulé. Cela permet d'améliorer la conception des pipelines, de prévoir les performances du système, de repérer les problèmes potentiels et de réaliser des études de sensibilité pour divers scénarios d'exploitation.

IV.6.2 Etude de cas

On prend le même cas précédent HTF24, HTFN2 et HTFN9.

IV.6.2.1 Les données du fluide

Tableau IV.9 Le test de jaugeages de puit HTF24.

Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)		paramètres GL
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)
19/08/2023	12	1440	3,52	1588,62	451	34,1	14,8	22316
20/08/2023	12	1440	3,67	1114,06	303	28,1	14,5	12776
05/12/2023	12	-	2,71	1126,05	416	26,5	9,9	14146,2
13/01/2024	12	-	3,25	1259,83	388	24,9	10	14781

Tableau IV.10 Le test de jaugeages de puit HTFN2.

Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)		paramètres GL
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)
18/04/2023	13	1440	4,84	1476,26	305	29,3	14,7	15600
29/07/2023	13	Vx40	4,35	2637,1	606	35,3	14,9	42543
07/09/2023	13	1440	3,56	2179,62	613	33,1	16	35414,88
12/10/2023	13	1440	3,79	1772,79	467	24,6	13	24422,76
12/01/2024	13	Vx40	2,04	2237,32	1096	24	10,8	43941,6
01/02/2024	13	Vx40	1,42	2258,75	1593	23,3	11,2	47524,56

Tableau IV.11 Le test de jaugeages de puit HTFN9.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe
22/01/2023	9	1440	2.98	384.87	129	34.5	12.7
13/02/2023	9	-	4	595.50	149	32.2	12.1
09/03/2023	9	1440	3.68	471.54	128	32.7	12.6
15/06/2023	9	1440	4.09	355.60	87	32.2	15.5
03/09/2023	9	1440	3.93	324.60	83	31.2	15.5
06/12/2023	9	-	2.01	821.23	408	29.2	11.1
01/01/2024	9	-	3.36	602.85	179	27.9	11.7

Remarque : on prend le Rs moyenne de champs HGA : $Rs = 198,5 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$.

IV.6.2.2 Choix de discharge coefficient CD

Une fois que le modèle de puits est terminé et que la corrélation optimale est trouvée, il est important d'ajuster les valeurs du CD et de l'IP pour garantir une modélisation précise du comportement du puits. Ces ajustements sont indispensables pour que le puits soit représenté de manière exacte dans le modèle.

Dans l'analyse du système, il est important de saisir les données des derniers jaugeages, telles que les pressions de tête (P tête), les pressions dans le conduit du puits (P pipe), le débit d'huile (Q huile), le diamètre de la duse et le débit de gaz injecté (Qginj). Ces informations serviront de référence pour les calculs ultérieurs.

X-axis		Variable 1 Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Variable 2 Active: <input checked="" type="checkbox"/>
System Data ▾		System Data ▾	GLI ▾
Outlet pres... ▾		Liquid flow... ▾	Injection g... ▾
Range...		Range...	Range...
kgf/cm2 g ▾		SM3/h ▾	sm3/d ▾
34,1	1	3,52	22316
28,1	2	3,67	12776
26,5	3	2,71	141462
24,9	4	3,25	14781

Figure IV.17 Insertion des données de puits HTF24.

X-axis		Variable 1 Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Variable 2 Active: <input checked="" type="checkbox"/>
System Data ▾		System Data ▾	GLI ▾
Outlet pres... ▾		Liquid flow... ▾	Injection g... ▾
Range...		Range...	Range...
kgf/cm2 g ▾		SM3/h ▾	sm3/d ▾
29,3	1	4,84	15600
35,3	2	4,35	42543
33,1	3	4,56	35414,88
24,6	4	3,79	24422,76
24	5	2,04	43941,6
23,3	6	1,42	47524,56

Figure IV.18 Insertion des données de puits HTFN2.

X-axis		Variable 1 Active: <input checked="" type="checkbox"/>
System Data ▾		System Data ▾
Outlet pres... ▾		Liquid flow... ▾
Range...		Range...
kgf/cm2 g ▾		SM3/h ▾
34,5	1	2,98
32,2	2	4
32,7	3	3,68
32,2	4	4,09
31,2	5	3,93
29,2	6	2,01
27,9	7	3,36

Figure IV.19 Insertion des données de puits HTFN9.

Une fois les données d'entrée saisies, il est temps de définir les plages de valeurs pour l'IP (Indice de productivité).

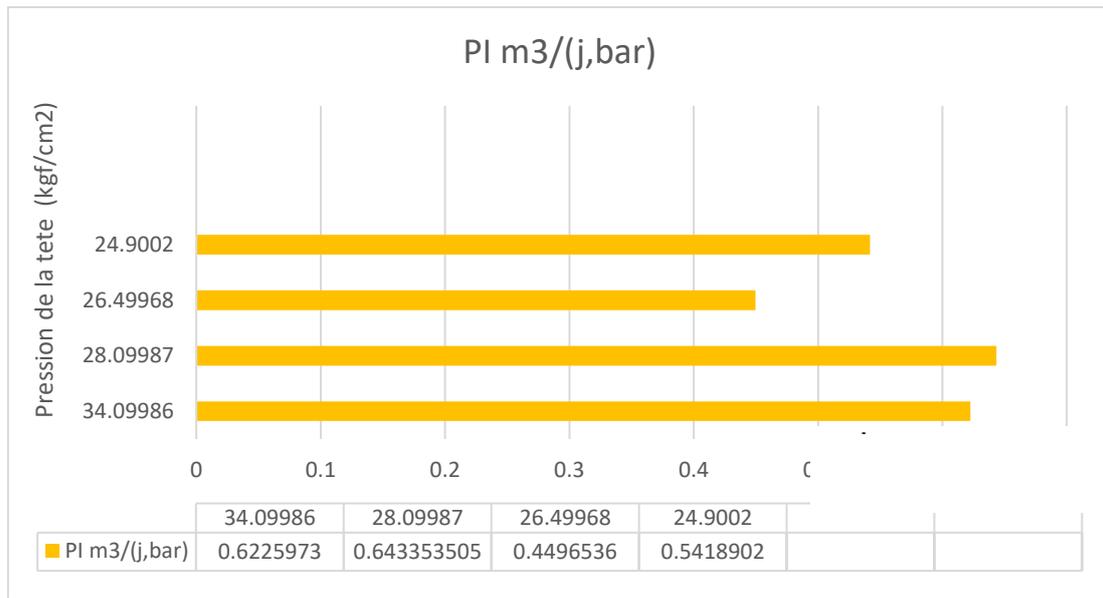


Figure IV.20 Résultats de l'indice de productivité de puits HTF24.

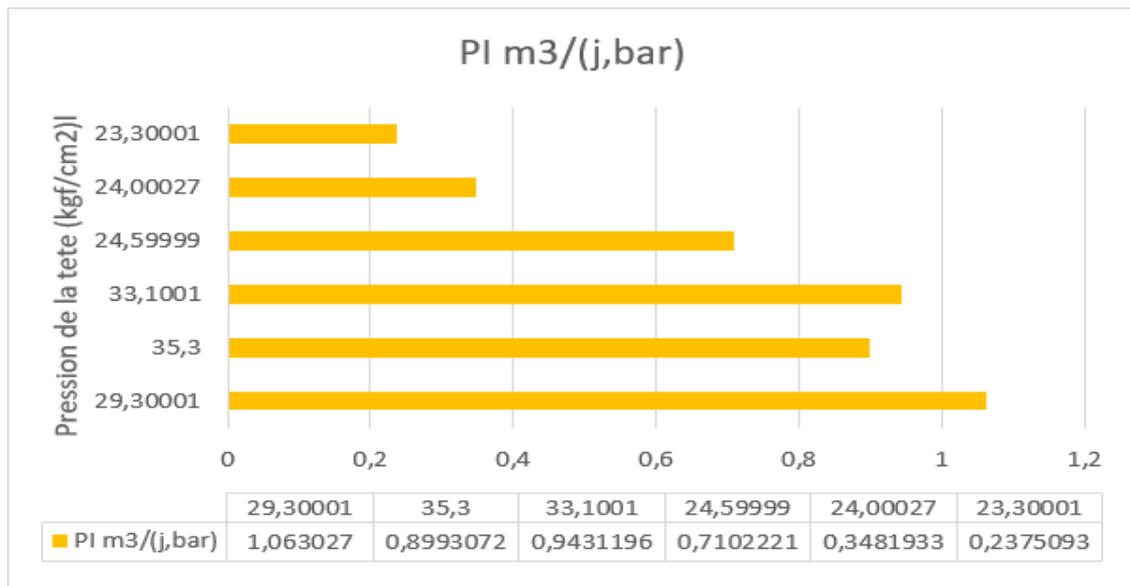


Figure IV.21 Résultats de l'indice de productivité de puits HTFN2.

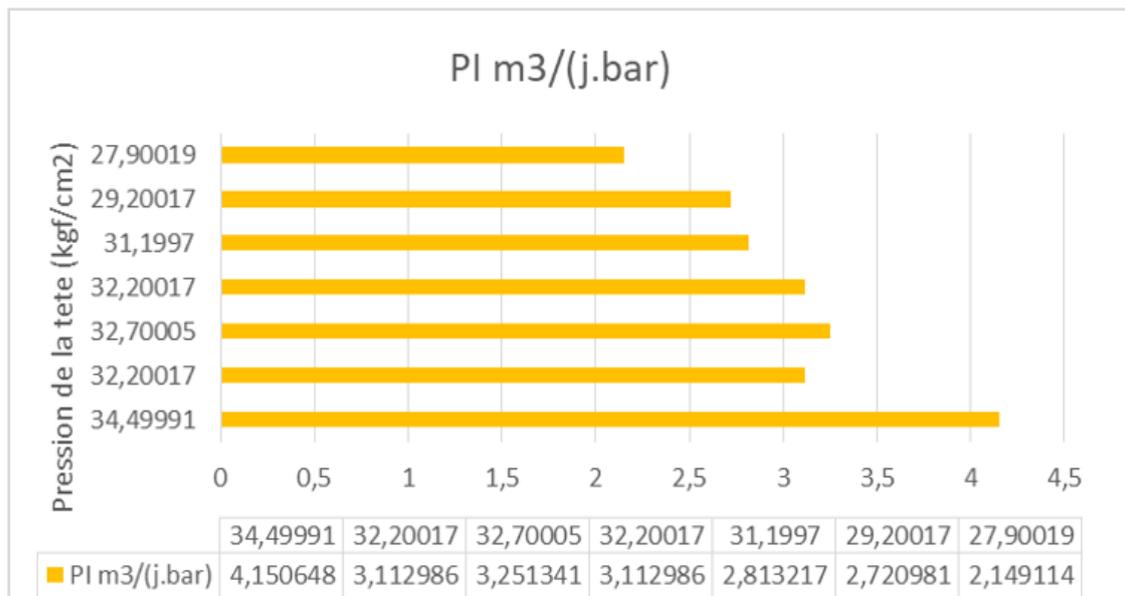


Figure IV.22 Résultats de l'indice de productivité de puits HTFN9.

Les valeurs d'IP sont ajoutées comme des données pour déterminer les plages de valeur de CD.

X-axis	Variable 1	Variable 2	Variable 3
	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>
System Data ▾	System Data ▾	GLI ▾	Cpl ▾
Outlet pres... ▾	Liquid flow... ▾	Injection g... ▾	Liquid PI ▾
Range...	Range...	Range...	Range...
kgf/cm2 g ▾	SM3/h ▾	sm3/d ▾	sm3/(d.bar) ▾
14,8	1 3,52	22316	0,6225973
14,5	2 3,67	12776	0,6433505
9,9	3 2,71	14146,2	0,4496536
10	4 3,25	14781	0,5418902

Figure IV.23 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTF24.

X-axis	Variable 1	Variable 2	Variable 3
	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>
System Data ▾	System Data ▾	GLI ▾	Completion ▾
Outlet pres... ▾	Liquid flow... ▾	Injection g... ▾	Liquid PI ▾
Range...	Range...	Range...	Range...
kgf/cm2 g ▾	SM3/h ▾	sm3/d ▾	sm3/(d.bar) ▾
14,7	1 4,84	15600	1,063027
14,9	2 4,35	42543	0,8993072
16	3 4,56	35414,88	0,9431196
13	4 3,79	24422,76	0,7102221
10,8	5 2,04	43941,6	0,3481933
11,2	6 1,42	47524,56	0,2375093

Figure IV.24 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTFN2

X-axis		Variable 1	Variable 2
System Data -		Active: <input checked="" type="checkbox"/>	Active: <input checked="" type="checkbox"/>
Outlet pres... -		System Data -	Completion -
		Liquid flow... -	Liquid PI -
Range...		Range...	Range...
kgf/cm2 g -		SM3/h -	sm3/(d.bar) -
12,7	1	2,98	4,150648
12,1	2	4	3,112986
12,6	3	3,68	3,251341
15,5	4	4,09	3,112986
15,5	5	3,93	2,813217
11,1	6	2,01	2,720981
11,7	7	3,36	2,149114

Figure IV.25 Insertion les données pour le coefficient de décharge de puits HTFN9.

Après avoir saisi les données d'entrée, il est maintenant temps de définir les plages de valeurs pour le coefficient de décharge CD.

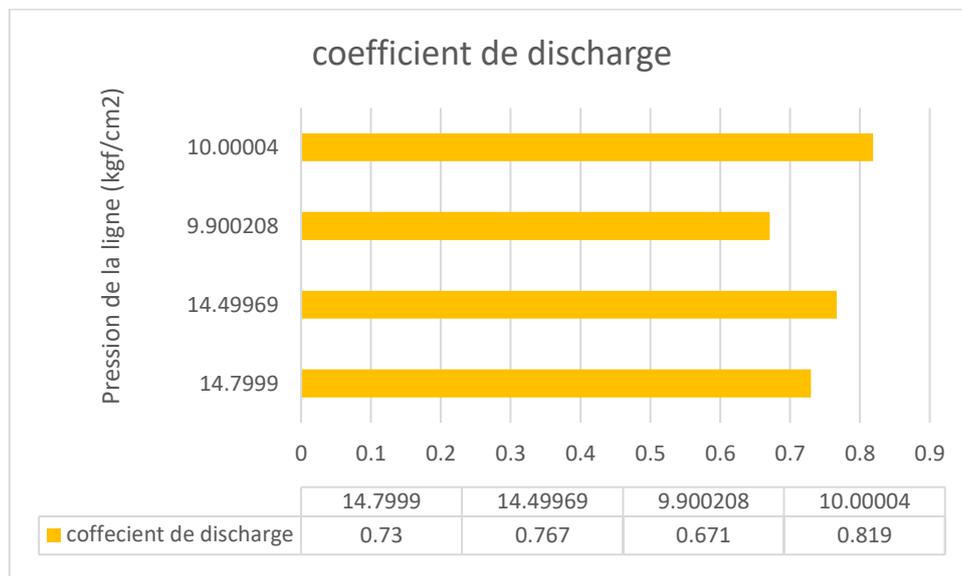


Figure IV.26 Résultats de coefficient de décharge de puits HTF24.

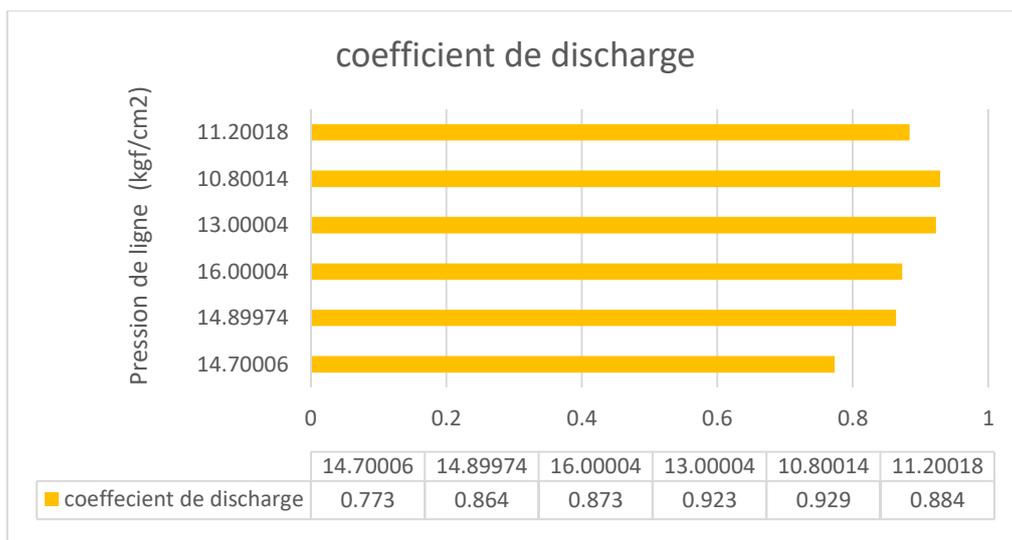


Figure IV.27 résultats de coefficient de décharge de puits HTFN2.

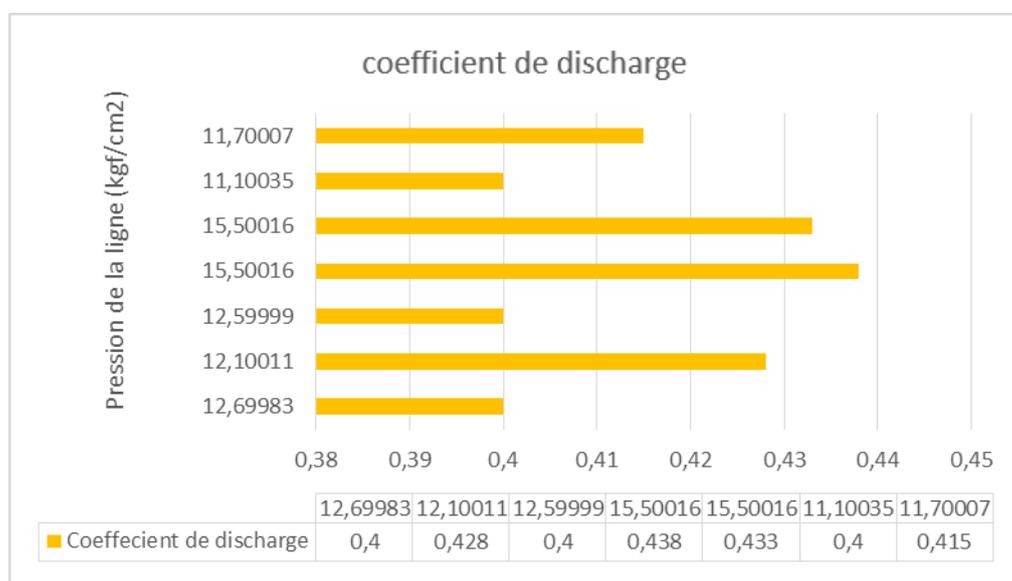


Figure IV.28 Résultats de coefficient de décharge de puits HTFN9.

IV.6.2.3 Choix des valeurs IP et CD des puits

Puis, une valeur seulement sera prendre pour IP et l'autre pour CD à partir de faire la moyenne des valeurs précédentes.

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.

Tableau IV.12 Les valeurs sélectionnées de l'indice de productivité et du coefficient de décharge.

Puits	Indice de productivité	coefficient de discharge
HTF24	0,443	0,74
HTFN2	0,903918975	0,85825
HTFN9	3,059181333	0,420333333

IV.7 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 diamètre de la duse, la complétion de puits, la pression de la ligne et enfin le water cut.

Dont les intersections déterminent les points de fonctionnement des puits ainsi que leur débit correspondant.

Les figures ci-dessous illustrent la simulation de l'état de la production pour les puits HTF24 eût HTFN2 tandis que les autres sont présentées en annexe.

IV.7.1 Sensibilité sur le diamètre de la duse

Pour améliorer l'efficacité des puits assistés par gaz lift HTF24 et HTFN2, nous envisageons de modifier le diamètre de la duse de 14 mm à 20 mm. Cette démarche vise à trouver le débit de gaz injecté le plus économique et à éviter les pertes de charge liées à l'ouverture de la duse. Nous réaliserons des analyses pour déterminer le débit optimal de gaz injecté à chaque diamètre afin d'optimiser la production.

Des simulations numériques seront effectuées, suivies de mesures expérimentales sur le terrain pour valider nos résultats et garantir une performance optimale dans des conditions réelles.

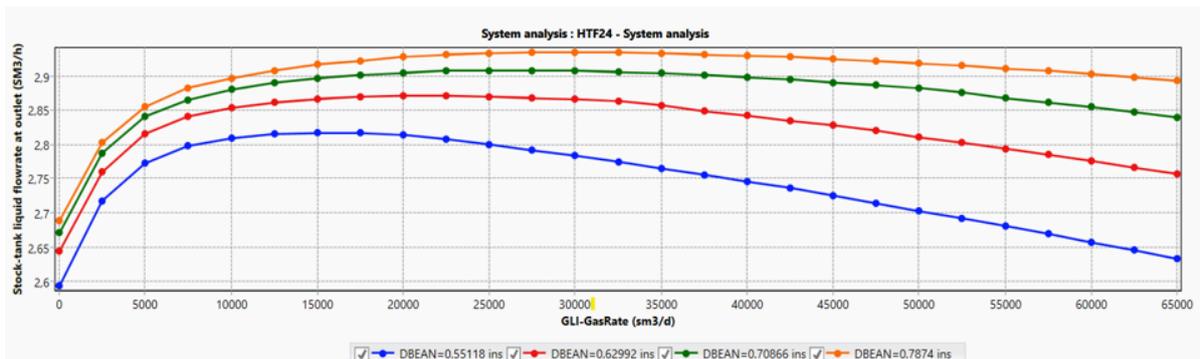


Figure IV.29 Débit de production en fonction du différent diamètre de duse de puits HTF24.

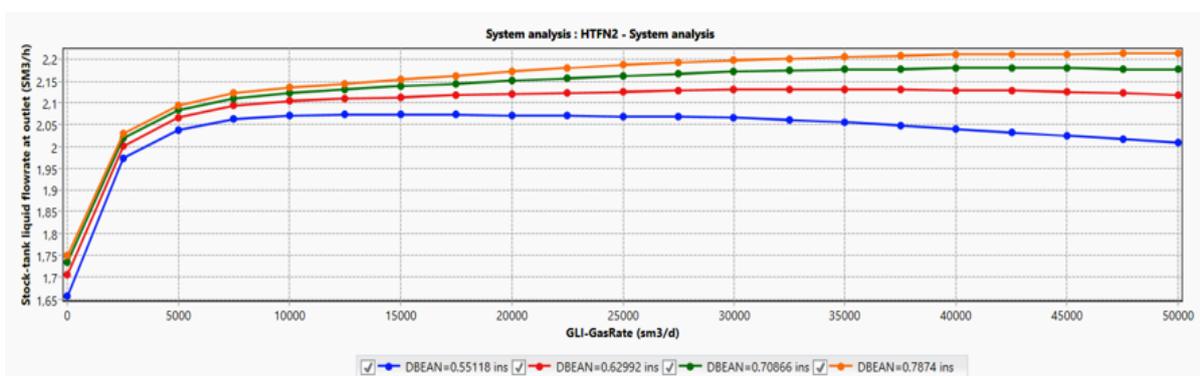


Figure IV.30 Débit de production en fonction du différent diamètre de duse de puits HTFN2.

Tableau IV.13 Les valeur de gain après actualisation le débite et la duse des puits.

PUITS	Qh avant(m3/h)	Duse avant (mm)	Duse après (mm)	Qg optimal(m3/j)	Qh après(m3/h)	Gain(m3/h)
HTF24	2,71	12	20	20000	2,92	0,21
HTFN2	2,01	13	18	20000	2,11	0,10

Commentaire :

On observe une augmentation du débit d’huile avec l’augmentation du diamètre de la duse. Nous avons choisi les diamètres de 20 mm et 18 mm respectivement pour les puits HTF24 et HTFN2. Le débit de gaz optimal est d’environ 20 000 mètres cubes par jour.

IV.7.2 Sensibilité sur la complétion

Dans le dessein d'optimiser les performances des puits soutenus par gaz lift HTF24 et HTFN2, une proposition de changement de diamètre du tubing est à l'étude, avec des dimensions envisagées de 2"7/8, 3 "1/2 et 4 "1/2. L'objectif sous-jacent est d'identifier le diamètre de tubing le plus adéquat et d'obtenir un débit de gaz injecté optimal et économique.

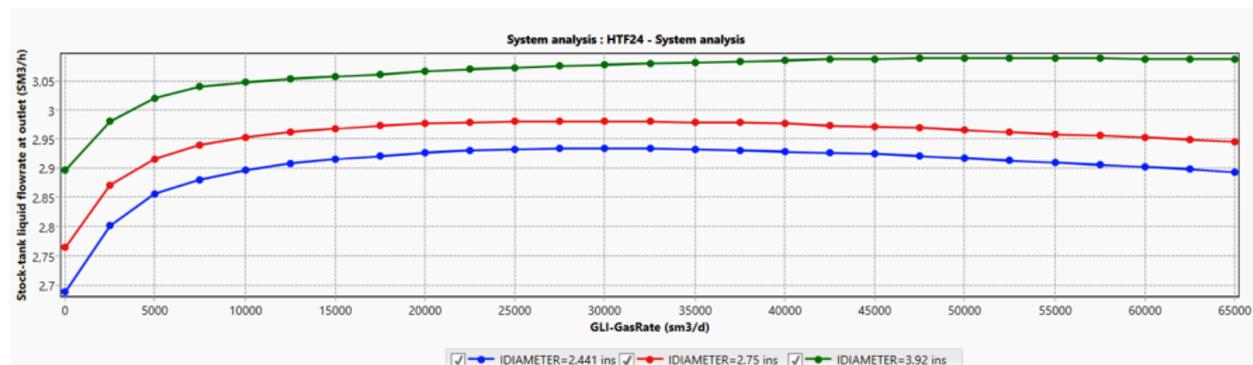


Figure IV.31 débit de production en fonction des différentes complétions de puits HTF24.

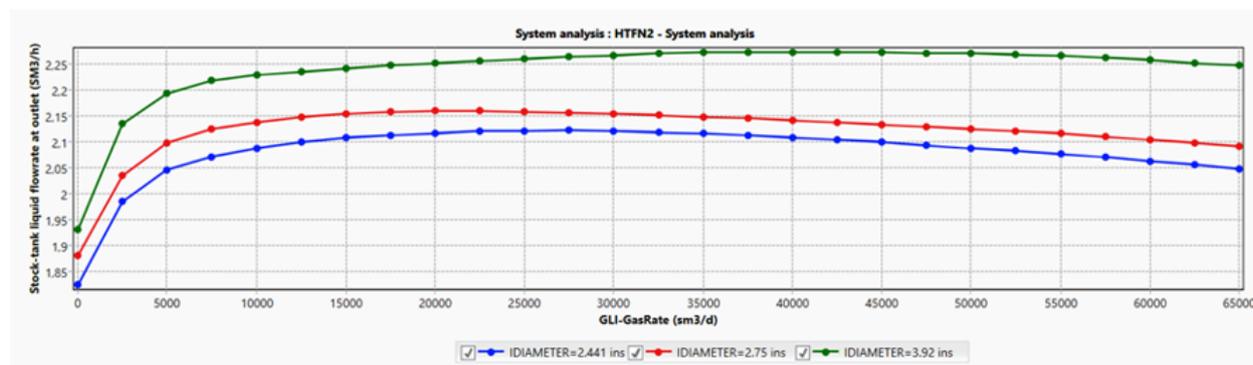


Figure IV.32 débit de production en fonction des différentes complétions de puits HTFN2.

Tableau IV.14 Les valeur de gain après actualisation le débite et le tubing des puits.

PUITS	duse (mm)	Qh avant(m3/h)	CPL avant	CPL après	Qg optimal (m3/j)	Qh après(m3/h)	Gain(m3/h)
HTF24	20	2,71	2"7/8	4"1/2	7500	3,03	0,32
HTFN2	18	2,01	2"7/8	4"1/2	20000	2,25	0,24

IV.7.3 Sensibilité sur le water cut

L'effet du water cut sur le débit de production d'huile est significatif. À mesure que le water cut augmente, c'est-à-dire la proportion d'eau dans le flux de production, le débit d'huile tend à diminuer. Cette diminution du débit d'huile peut avoir un impact négatif sur la rentabilité et l'efficacité globale de l'opération de production, nécessitant parfois des ajustements ou des interventions pour maintenir des niveaux de production optimaux.

Tableau IV.15 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTF24.

Water Cut	Débit à NA m3/h)	Pression à NA(kgf/cm2)
0%	2,713199	102,2797
10%	2,658577	107,1391
20%	2,603944	111,8258
30%	2,548893	116,3903
40%	2,491962	120,9597
50%	2,432981	125,5464

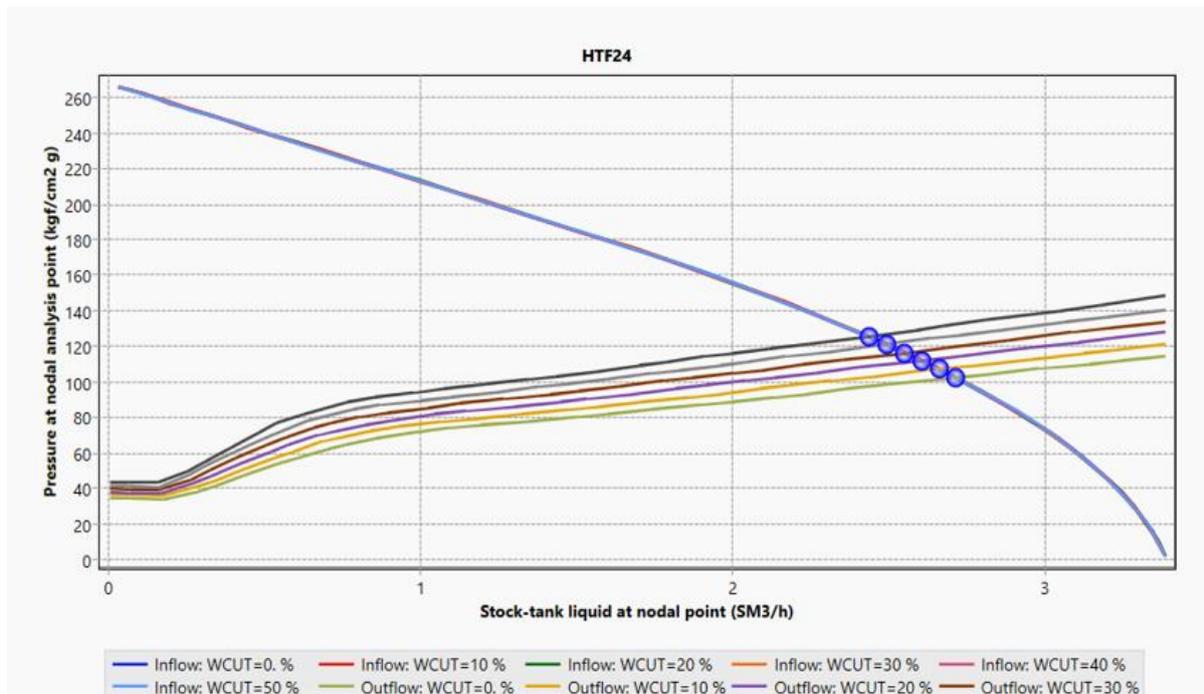


Figure IV.33 L'impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTF24.

Tableau IV.16 L’impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTFN2.

Water Cut	Débit à NA m3/h)	Pression à NA(kgf/cm2)
0%	2,010546	101,5658
10%	1,963066	107,1831
20%	1,918062	112,2939
30%	1,871627	117,3737
40%	1,823732	122,4291
50%	1,773371	127,563

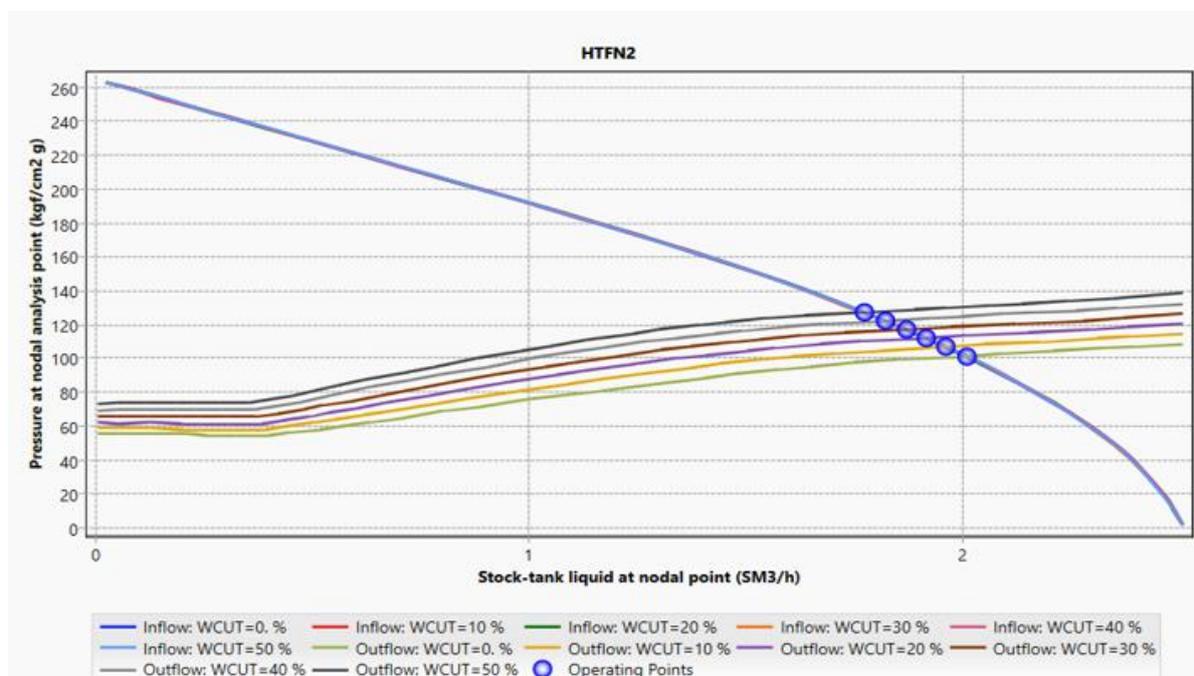


Figure IV.34 L’impact de water cut sur le débit de production pour le puits HTFN2.

IV.7.4 Sensibilité sur la pression de la ligne

La pression de ligne soit un élément important à surveiller et à contrôler, elle n'a pas d'effet direct sur la production d'huile elle-même dans les puits HTF24 et HTFN2.

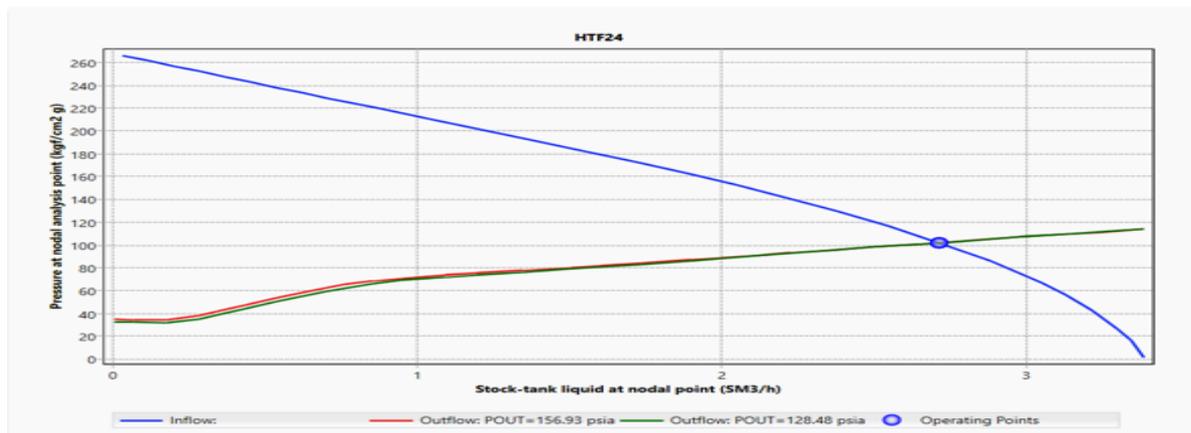


Figure IV.35 l'effet de changement de pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTF24.

Tableau IV.17 L'impact de la pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTF24.

Pression de la ligne (kgf/cm ² g)	Débit au point de fonctionnement (m ³ /h)	Pression au point de fonctionnement (kgf/cm ² g)
10	2,713199	102,2797
8	2,713199	102,2797
6	2,713199	102,2797

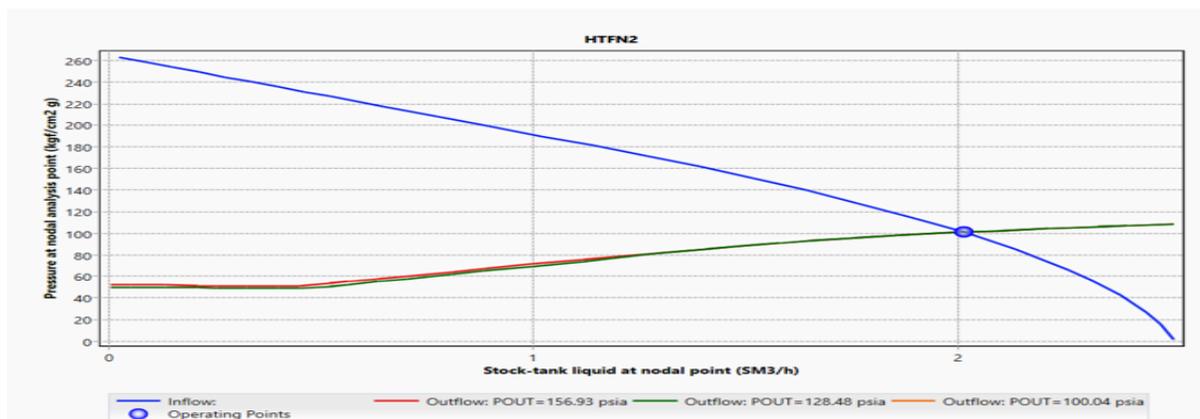


Figure IV.36 l'effet de changement de pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTFN2.

Tableau IV.18 L'impact de la pression de la ligne sur le débit de production pour le puits HTFN2.

Pression de la ligne (kgf/cm ² g)	Débit au point de fonctionnement (m ³ /h)	Pression au point de fonctionnement (kgf/cm ² g)
10	2,014683	101,0644
8	2,014683	101,0644
6	2,014683	101,0644

IV.8 Activation des puits éruptif par gaz lift

On prend le puit HTFN9 qu'il est un puit éruptif et on va l'activer par gaz lift.

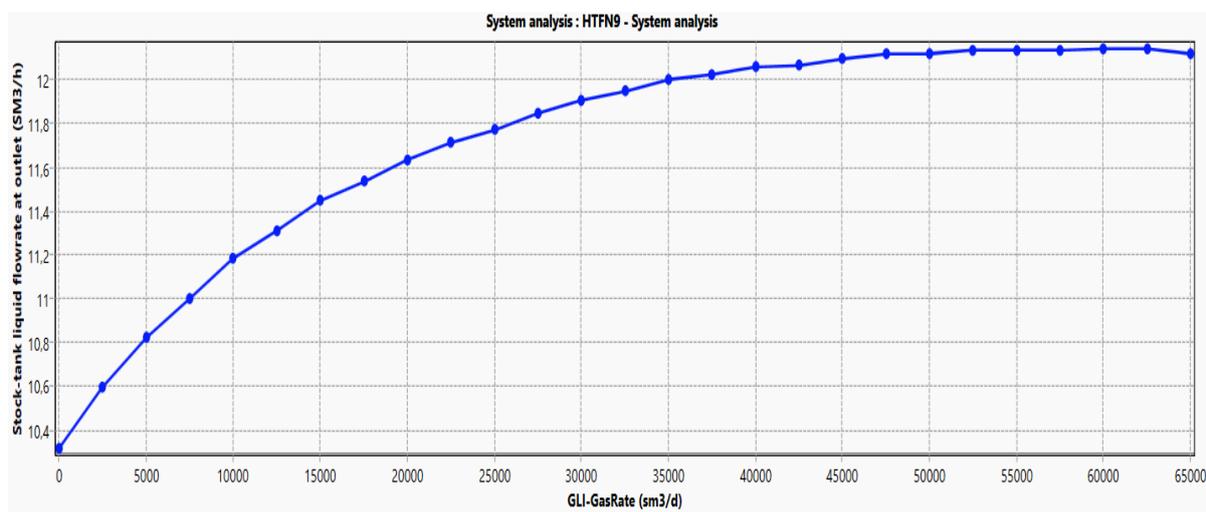


Figure IV.41 point opérationnel du puits HTFN9 après l'activation par gaz lift.

Tableau IV.19 le gain obtenu de puit HTFN9 après l'activation par gaz lift.

Débit d'huile avant (m ³ /h)	Débit de gaz injecté optimum	Débit d'huile (m ³ /h)	Gain (m ³ /h)
4,74	25000	11,7746	7,0346

Remarque : il est nécessaire de remplacer la duse actuelle par une duse de plus grand diamètre. Cela permet une meilleure circulation du gaz injecté, allégeant la colonne de fluide et facilitant ainsi l'extraction du pétrole ou du gaz.

IV.9 Etude économique

Pour réaliser une étude économique comparant les revenus en dollars américains (USD) et en dinars algériens (DZD) pour le champ pétrolier HTF en avril 2024 avant et après l'optimisation, il est nécessaire de suivre les étapes suivantes :

- **Convertir la production en tonnes en barils :**

1 tonne de pétrole = 7.33 barils.

Production en barils en avril 2024 = 51,978 tonnes \times 7.33 barils/tonne = **381,002.34 barils/mois.**

- **Calculer le gain en barils par mois :**

Gain quotidien en barils = 2,104.3824 STB/jour.

En avril (30 jours) : 2,104.3824 STB/jour \times 30 jours = **63,131.472 barils/mois.**

- **Calculer les revenus en dollars avant et après l'optimisation dans le Avril 2024 en barils par mois :**

Pour cette étude, nous supposons un prix du baril de pétrole de 70 USD/baril.

Revenus totaux avant l'optimisation : 381,002.34 \times 70 = **26,670,163.8 USD.**

Revenus totaux après l'optimisation : (381,002.34 + 63,131.472) \times 70 = **31,089,366.8 USD.**

- **Les revenus en dinars algérien avant et après l'optimisation durant le mois d'avril 2024**

Taux de change actuel (supposons 1 USD = 135 DZD, le taux réel peut varier).

Revenus totaux avant l'optimisation : 26,670,163.8 \times 135 = **3,600,471,123 DZD.**

Revenus totaux après l'optimisation : 31,089,366.8 \times 135 = **4,197,065,518DZD.**

Cette optimisation démontre une amélioration significative de la rentabilité du champ HTF. L'optimisation de la production pétrolière pour le mois d'avril 2024. Le bénéfice financier additionnel est de 4,419,203 USD cad 596,594,395DZD.

Conclusion

&

recomendation

Conclusion générale

La gestion de la production d'un réservoir pétrolier peut grandement bénéficier de la modélisation et de l'analyse de la performance des puits. Cela nécessite une mise à jour régulière du modèle de puits en cas de changement dans le système. Ces outils sont très efficaces pour évaluer et gérer le potentiel d'un réservoir pétrolier.

L'étude d'optimisation réalisée sur l'ensemble des puits du gisement de Hassi Messaoud zone de Hassi Terfa nous permet de tirer les conclusions suivantes :

- La nature du fluide qui circule dans le réservoir est diphasique.
- Les corrélations de Duns & Ros, No Slip Assumption et Aziz Govier Fogarasi fournissent les prédictions les plus précises en ce qui concerne les pertes de charge verticales.
- L'apport de Gas-Lift a un effet positif pour les puits du fait qu'il améliore leur production.
- Le changement de diamètre a un grand effet sur la production d'après l'étude de sensibilité sur ID.
- L'optimisation que nous avons effectuée sur 37 puits en service a conduit à une augmentation de la production de 312,48 Sm³/jour.
- L'optimisation du gas lift a un effet sur le réseau, ce qui se traduit par un gain de production de 22,08 m³/jour.
- Du point de vue économique, le gain de 2104,3824 STB/jour résultant de cette optimisation s'avère extrêmement rentable.

Recommandations

Enfin, pour un développement efficace du champ HTF, nous suggérons les recommandations suivantes :

- Faire un contrôle quotidien du débit d'huile pour confirmer les résultats d'optimisation.
- Actualiser périodiquement les données des puits par la programmation de quelques opérations comme PLT.
- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection par les compteurs à gaz (débitmètres) pour assurer un bon fonctionnement du gas lift.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.

- Activer les puits éruptifs par le gaz lift pour des débit plus importants.
- Remplacer tous les concentriques 1,66 et 1,9 pouces par des chemisage 2,875 pouces pour permettre les interventions au puits comme coil-tubing.

Références Bibliographiques

- [1] Introduction. à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines, Fabre J : La Couverture phanérozoïque. S.N.E.D., Algiers, Algeria, (1976).
- [2] Fracturation du champ de Hassi Messaoud Nord, étude tectonique e analytique., Gauthier J. M. Université de Strasbourg, Strasbourg - France., (1978).
- [3] Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtours de Hassi Massoud Beicip-Franlab, DEP-SONATRACH, Internal report (2007).
- [4] La faim du pétrole Mauriaud P., Breton P., Wever P. D : Une civilisation de ; énergie
Vue par des géologues. (2013).
- [5] Géologie du pétrole - Historique, genèse, exploration, ressources. Jean-Jacques Biteau, Baudin Dunod, (2017).
- [6] Rapport fin de sondage HTF-01, HTF-02, HTF-03 EXP-SONATRACH, Internal Report (2002).
- [7] Documentation SONATRACH.
- [8] Mémoire de projet d'induction: Etude d'installation d'une unité de pompe a W2A, Zaatout Kamel, Décembre 2002.
- [9] Mémoire fin d'étude Master: Réseau collecte et installation séparateur et unité Pompage de niveau manifold, Mr : SADAOUI KHALED, Mr : ABDENNOUR BOUGESBA, 24/06/2012.
- [10] Production Optimization Utilising Nodal Analysis, Beggs, H.D, Edition OGCI,1999.
- [11] Petroleum Production Systems, Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides.
- [12] Gas Lift Optimisation Utilising Atumation Gas Lift Valve, Mohamed A. Gh. Abdalsadig, university of Salford Manchester,2017.
- [13] The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, PennWell publishing company 1977.
- [14] Le Process Le Puits Activé Par Gas Lift, Total,2007
- [15] Récupération Assisté Par Gas Lift, Groupe Socotec Industrie, Septembre 2001.
- [16] PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger.
- [17] Data Bank-Sonatrach HMD.

1) Les fiches techniques :

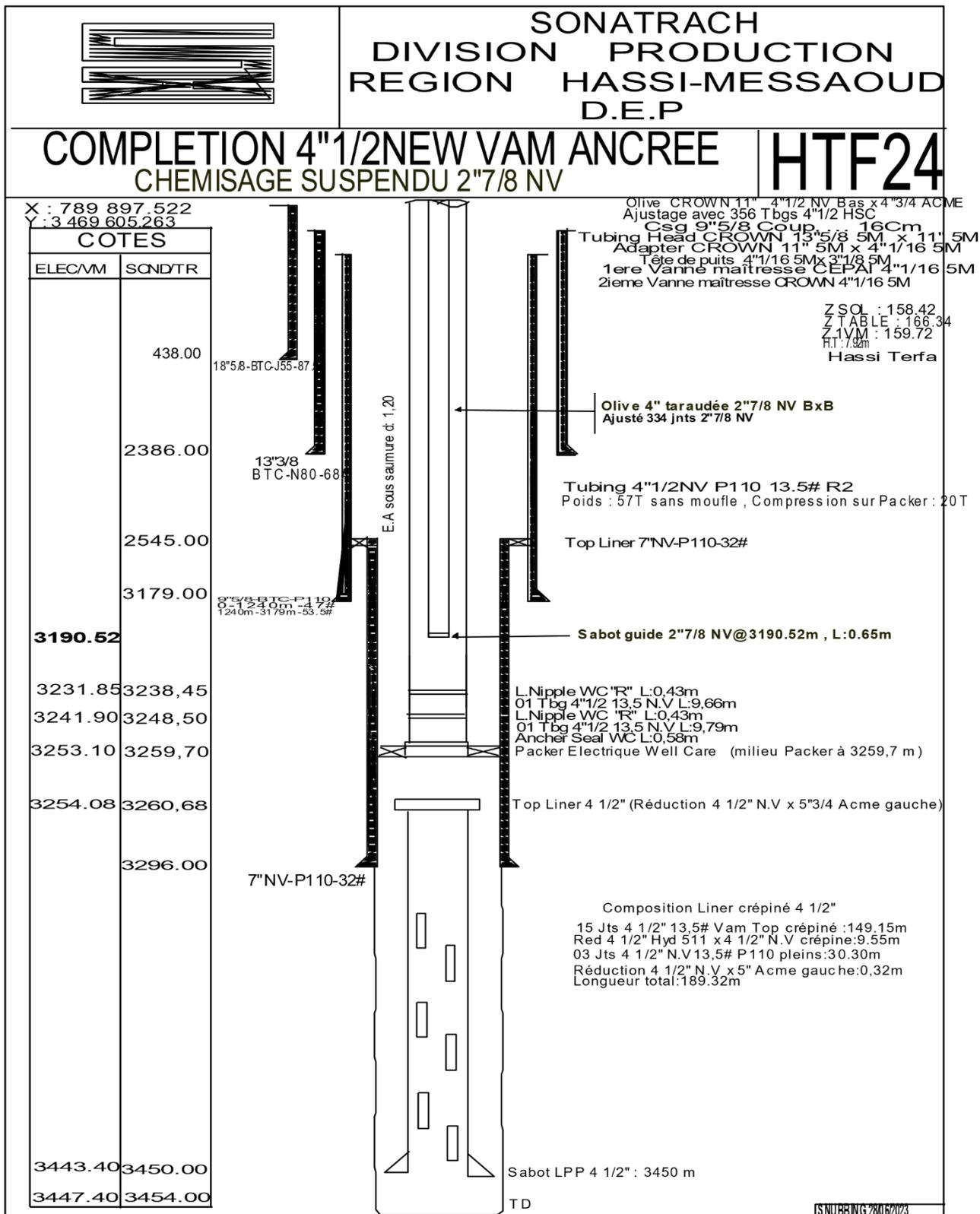


Figure1 : Fiche technique de puit HTF24

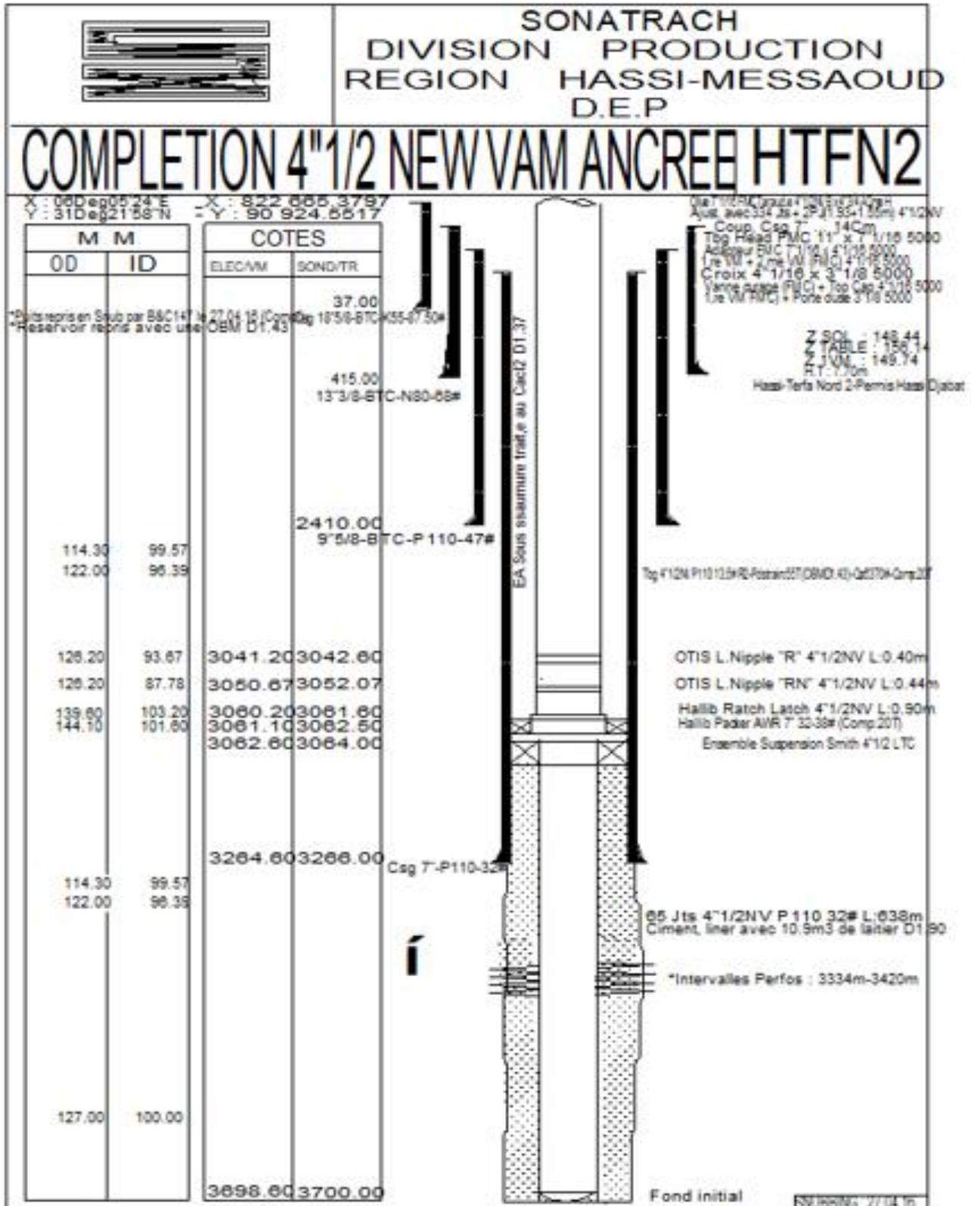


Figure 2 : Fiche technique de puit HTFN2.

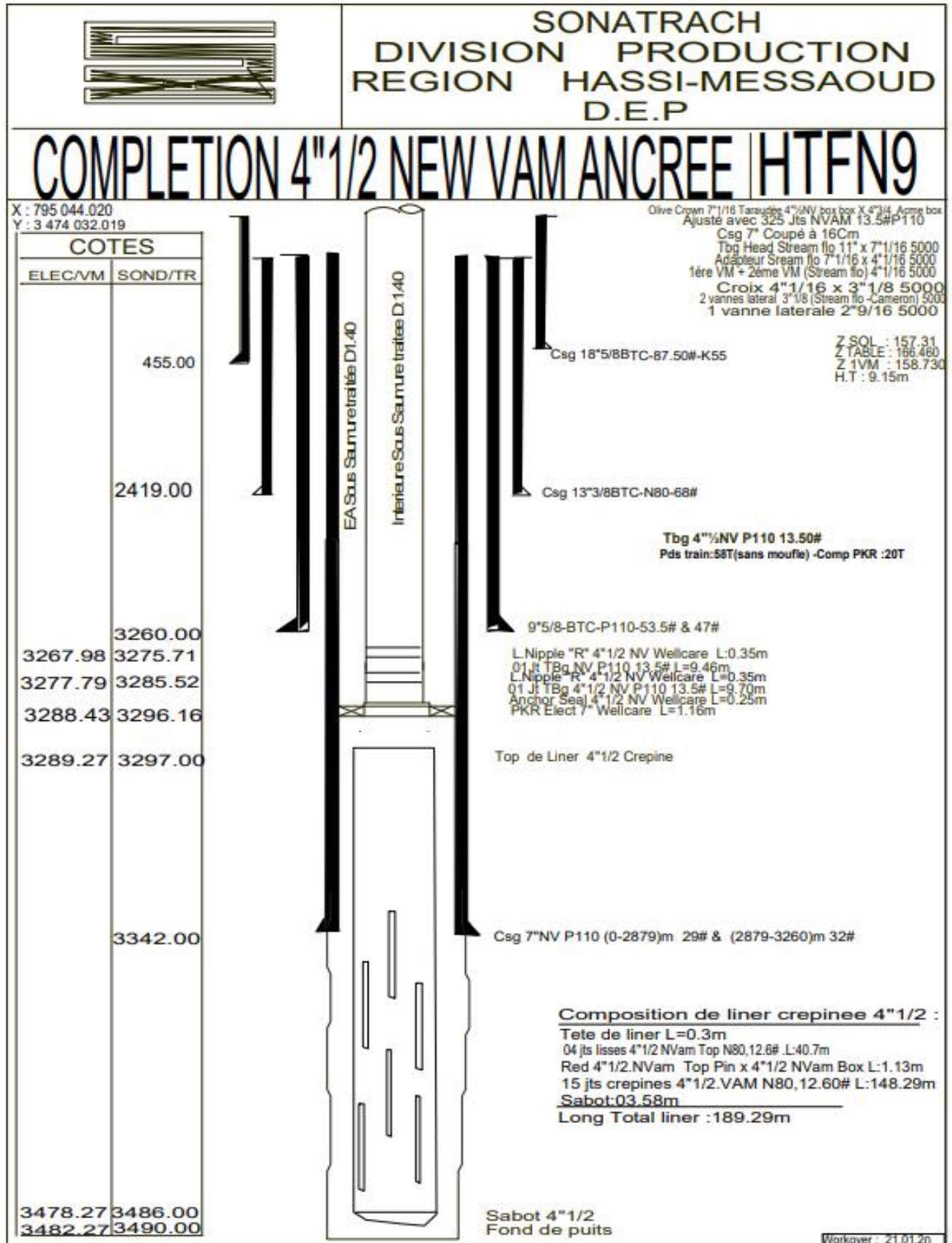


Figure 3 : Fiche technique de puit HTFN9.

2) Les points operationnels

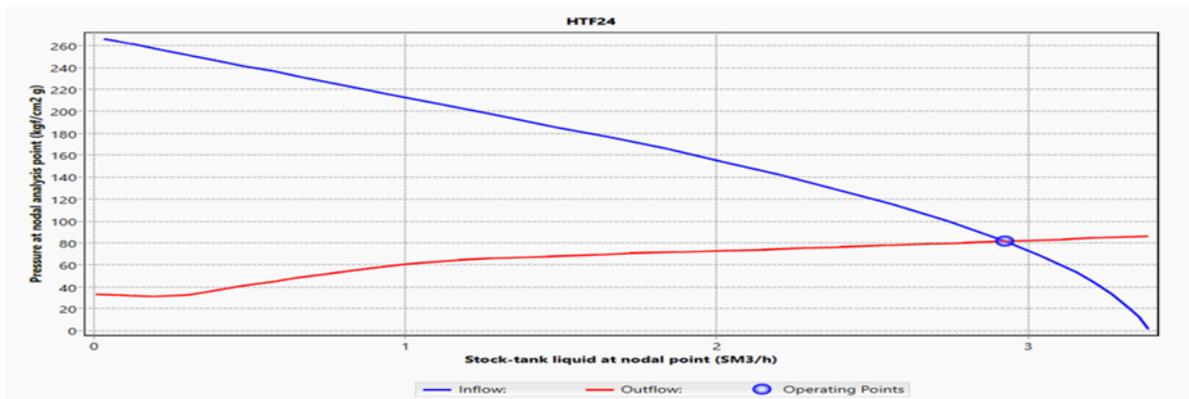


Figure 3 : Point operationnel du puits HTF 24 après actualisation.

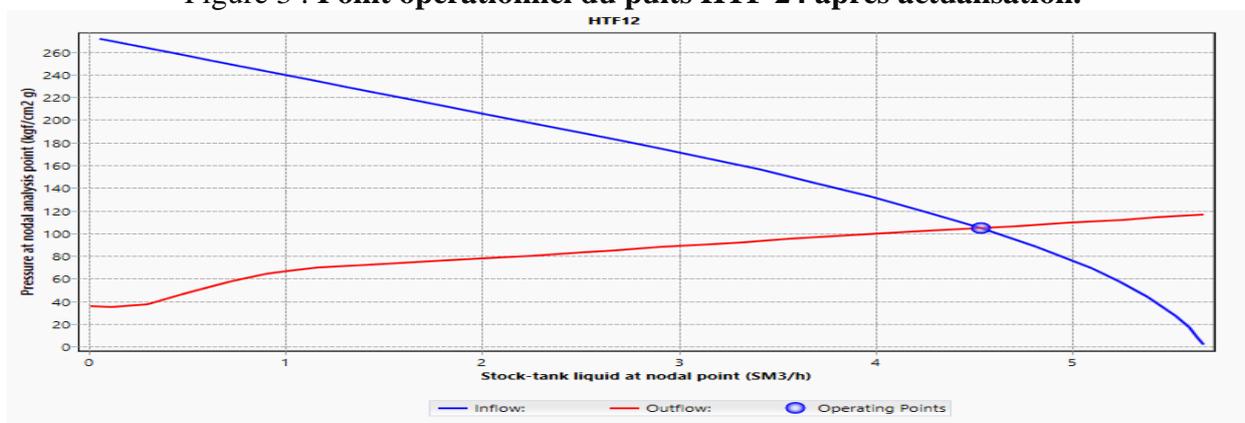


Figure 4 : Point operationnel du puits HTF 12 après actualisation.

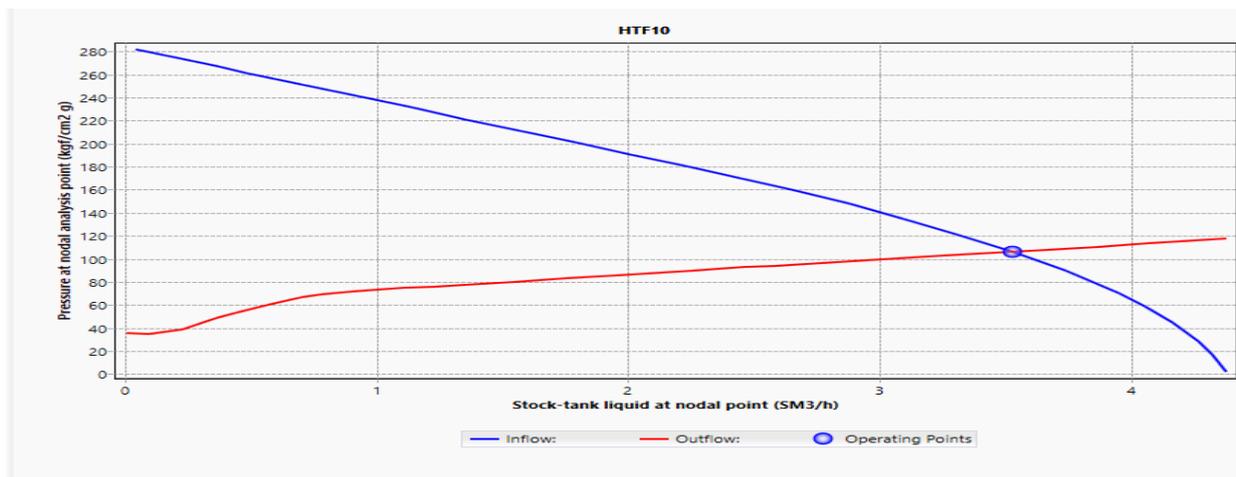


Figure 5 : Point operationnel du puits HTF10 après actualisation.

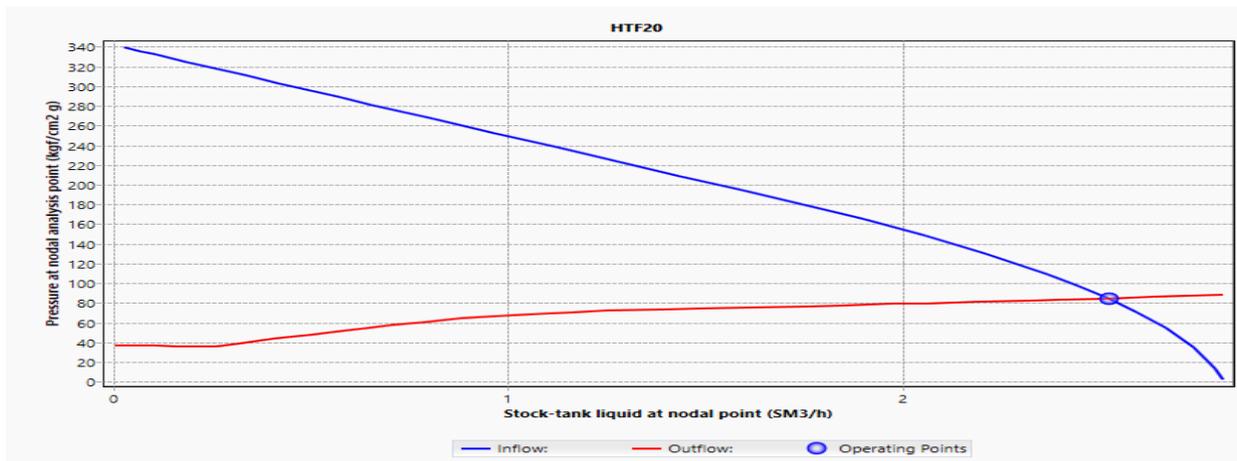


Figure 6 : Point opérationnel du puits HTF20 après actualisation.

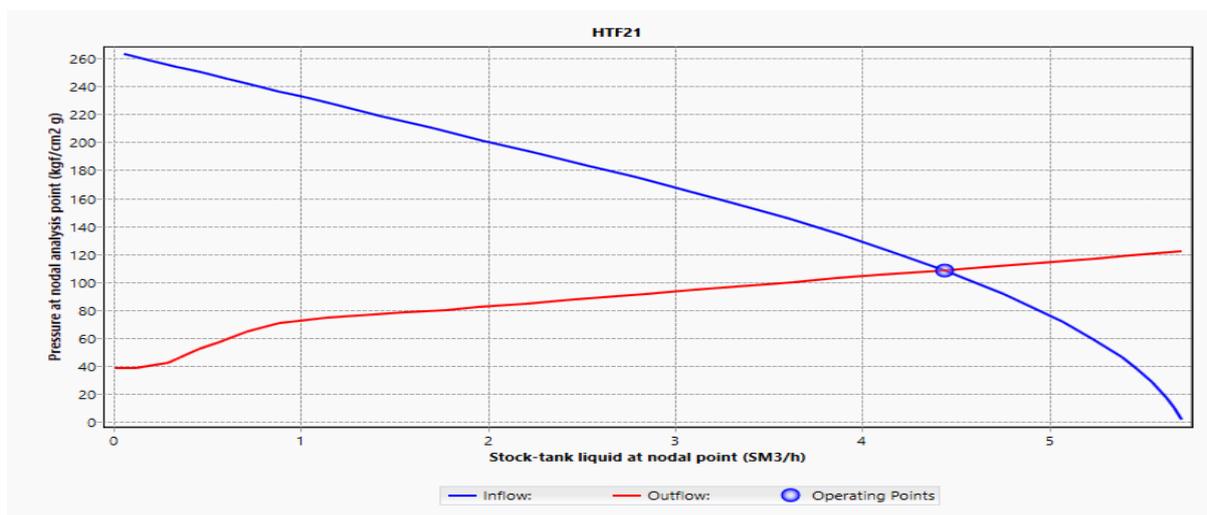


Figure 7 : Point opérationnel du puits HTF21 après actualisation.

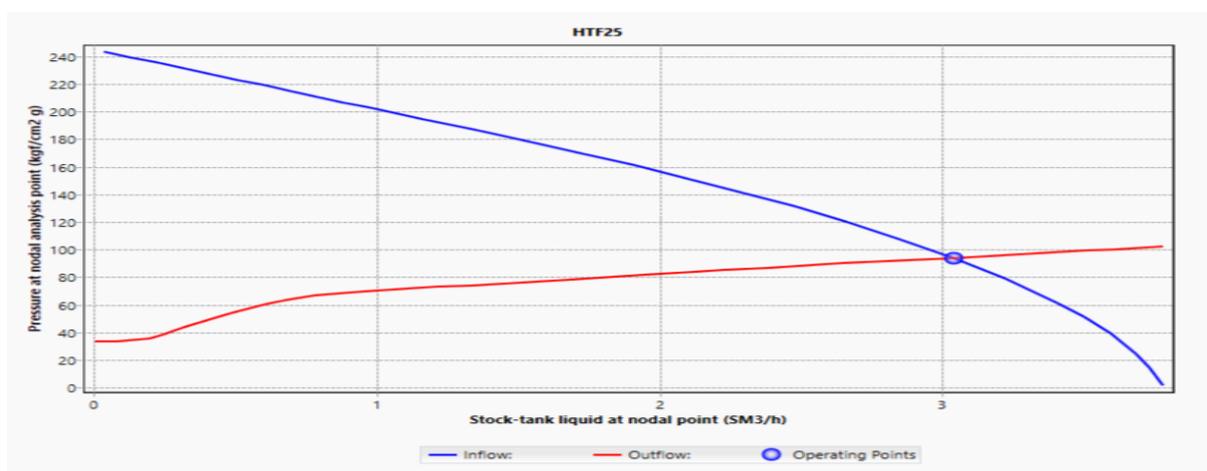


Figure 8 : Point opérationnel du puits HTF25 après actualisation.



Figure 9 : Point opérationnel du puits HTF26 après actualisation.

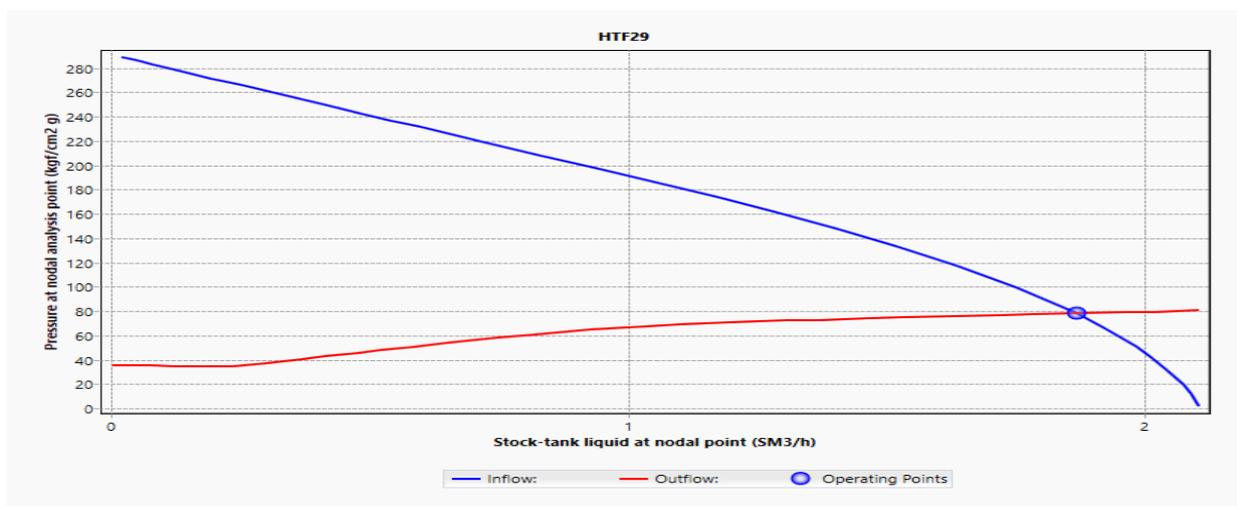


Figure 10 : Point opérationnel du puits HTF29 après actualisation.

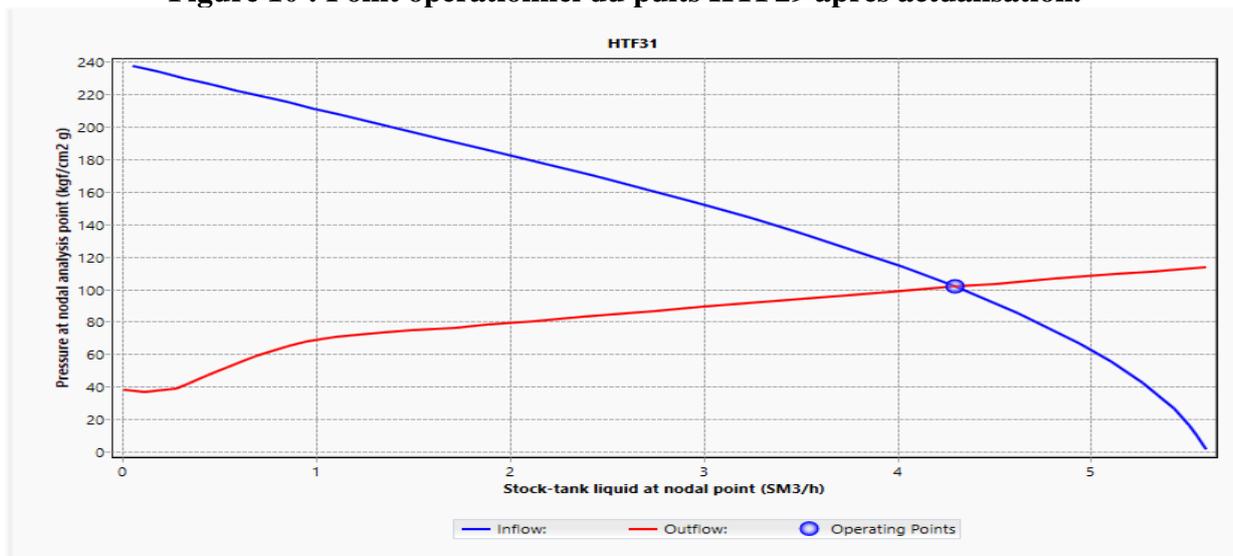


Figure 11 : Point opérationnel du puits HTF31 après actualisation.

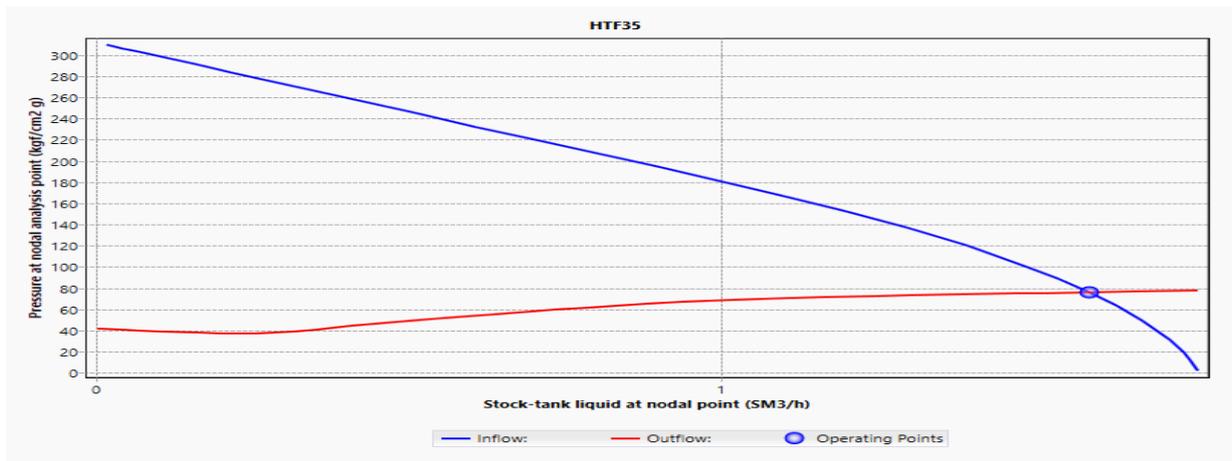


Figure 12 : Point opérationnel du puits HTF35 après actualisation.



Figure 13 : Point opérationnel du puits HTF40 après actualisation.

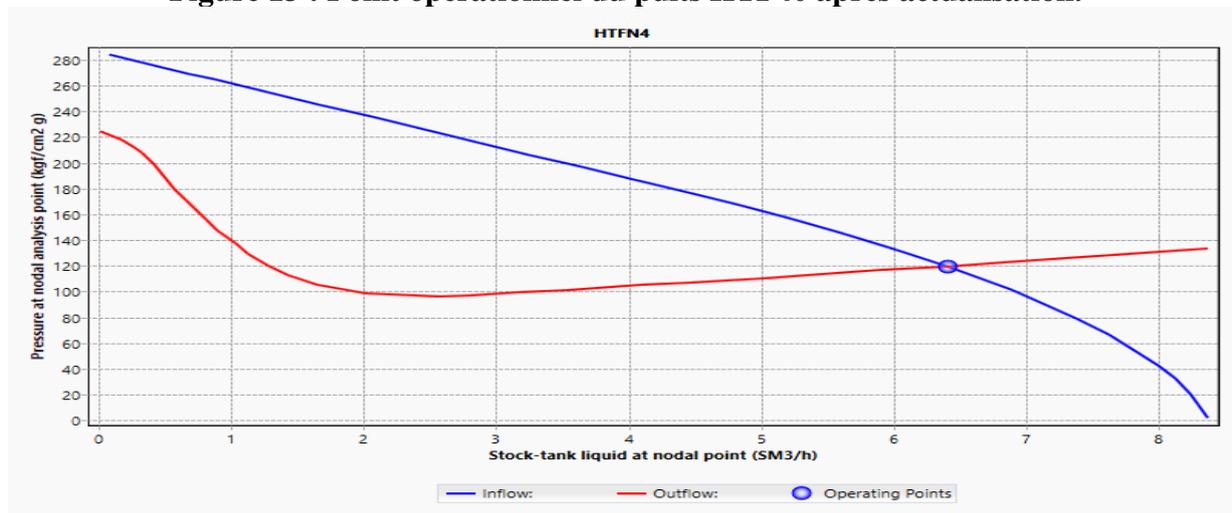


Figure 14 : Point opérationnel du puits HTFN4 après actualisation.

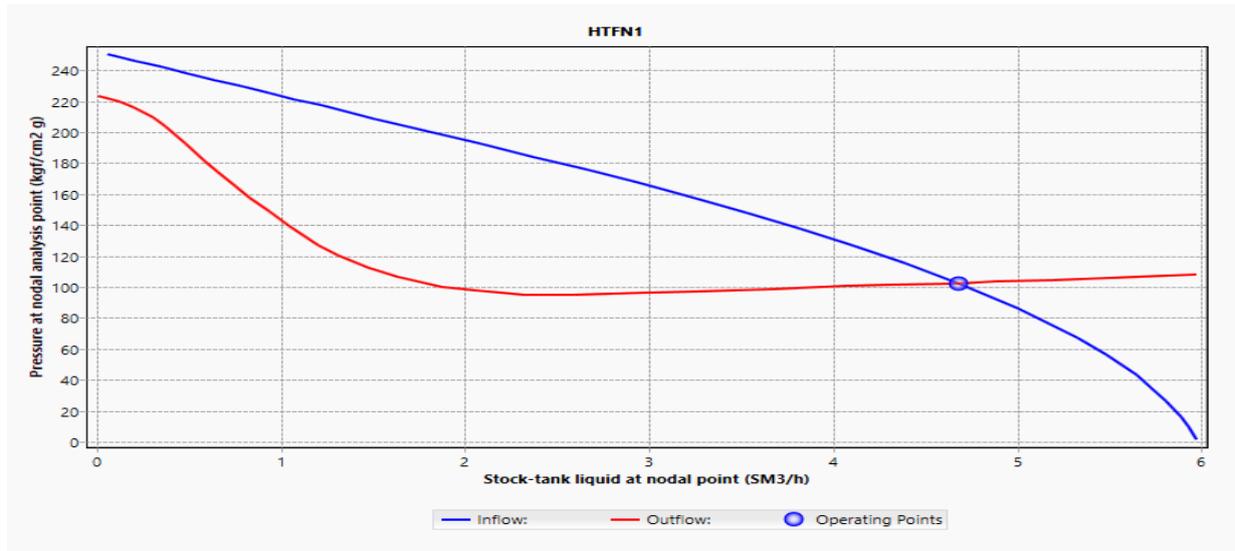


Figure 15 : Point opérationnel du puits HTFN1 après actualisation.

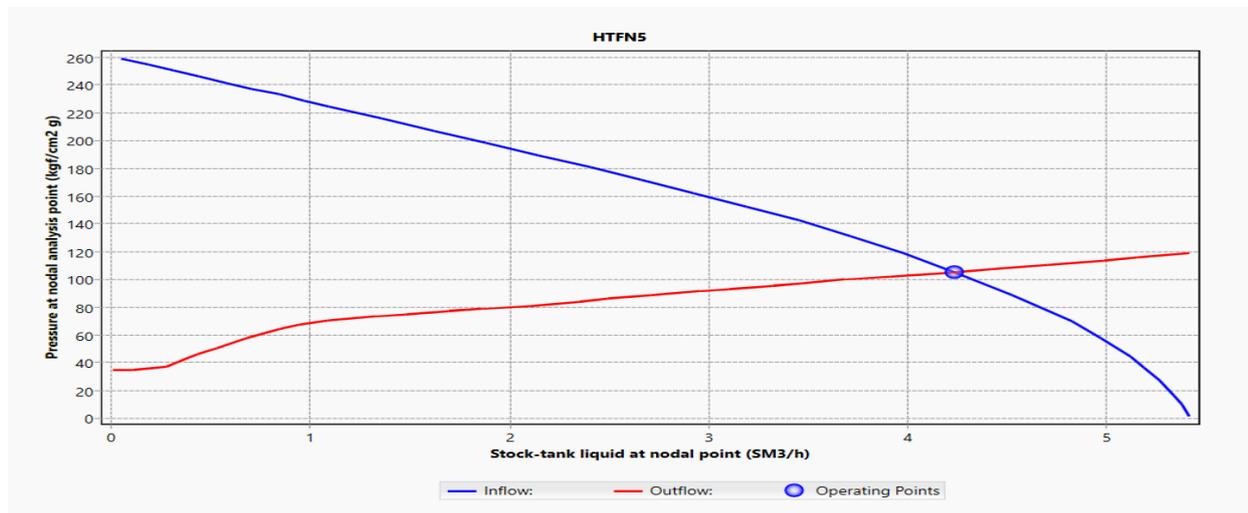


Figure 16 : Point opérationnel du puits HTFN5 après actualisation.

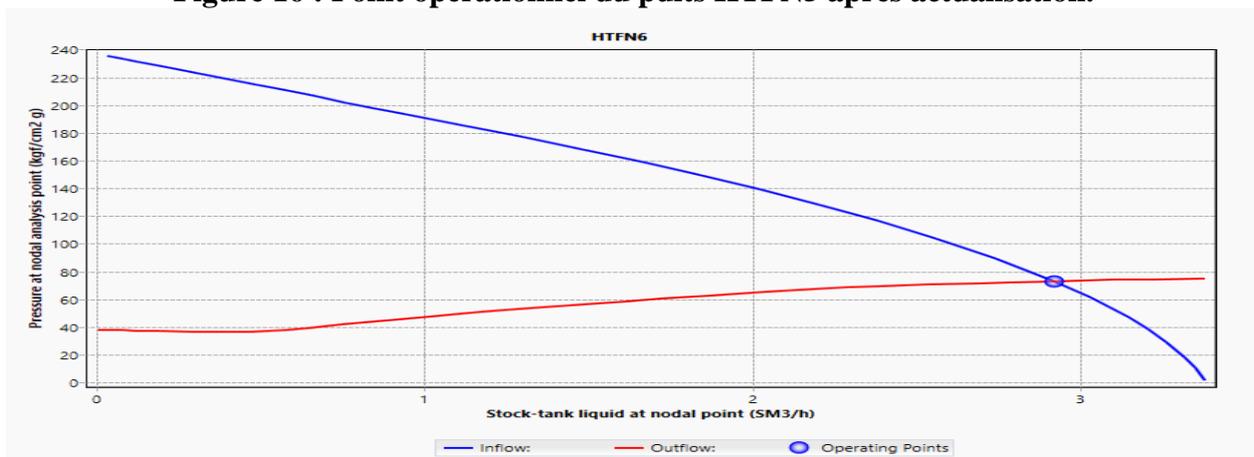


Figure 17 : Point opérationnel du puits HTFN6 après actualisation.

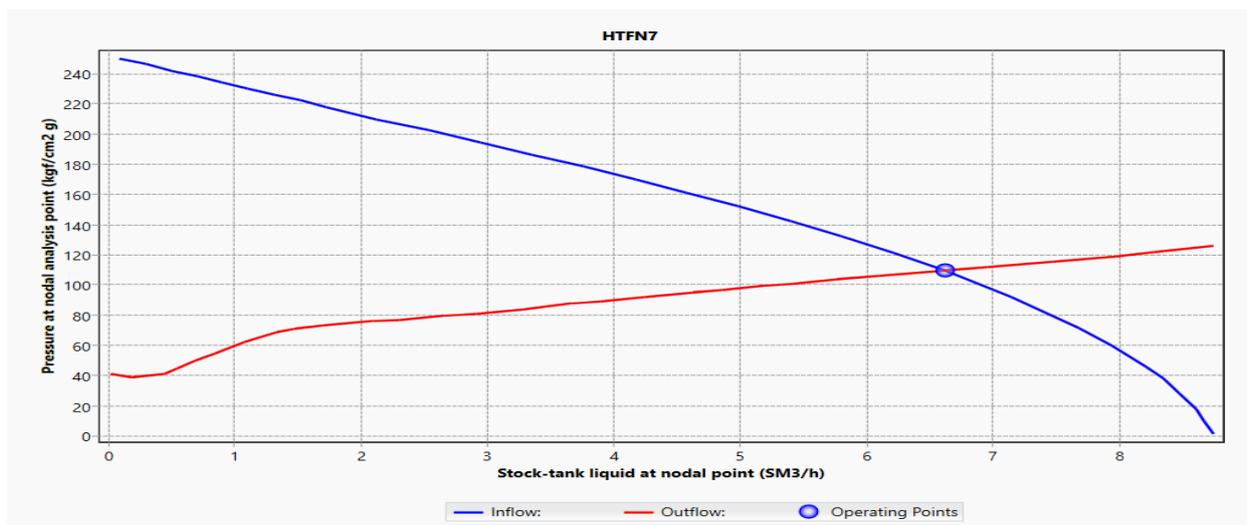


Figure 18 : Point opérationnel du puits HTFN7 après actualisation.



Figure 19 : Point opérationnel du puits HTFN11 après actualisation.

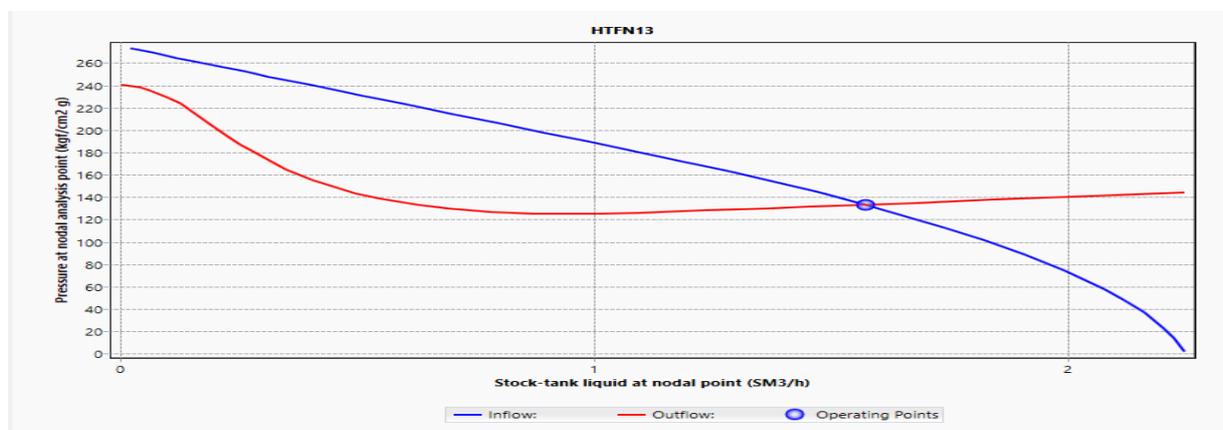


Figure 20 : Point opérationnel du puits HTFN13 après actualisation

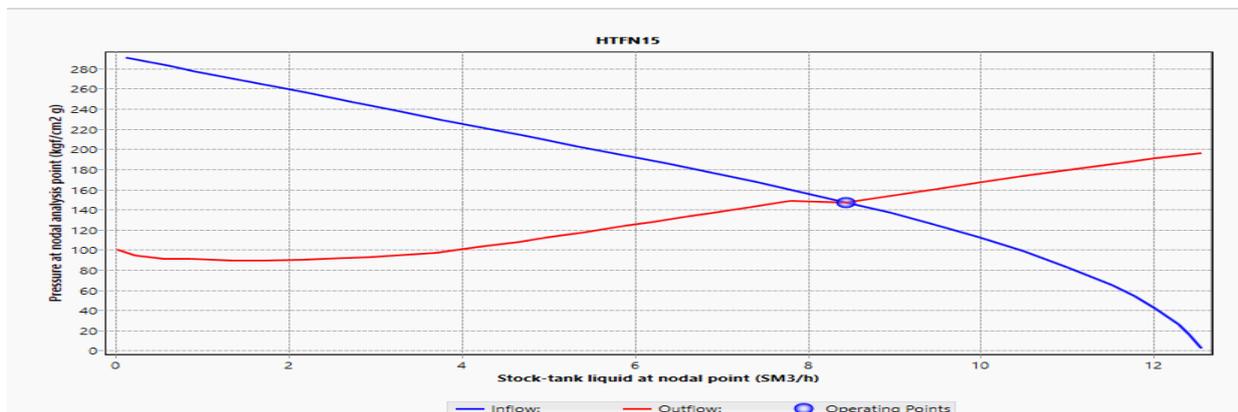


Figure 21 : Point opérationnel du puits HTFN15 après actualisation.

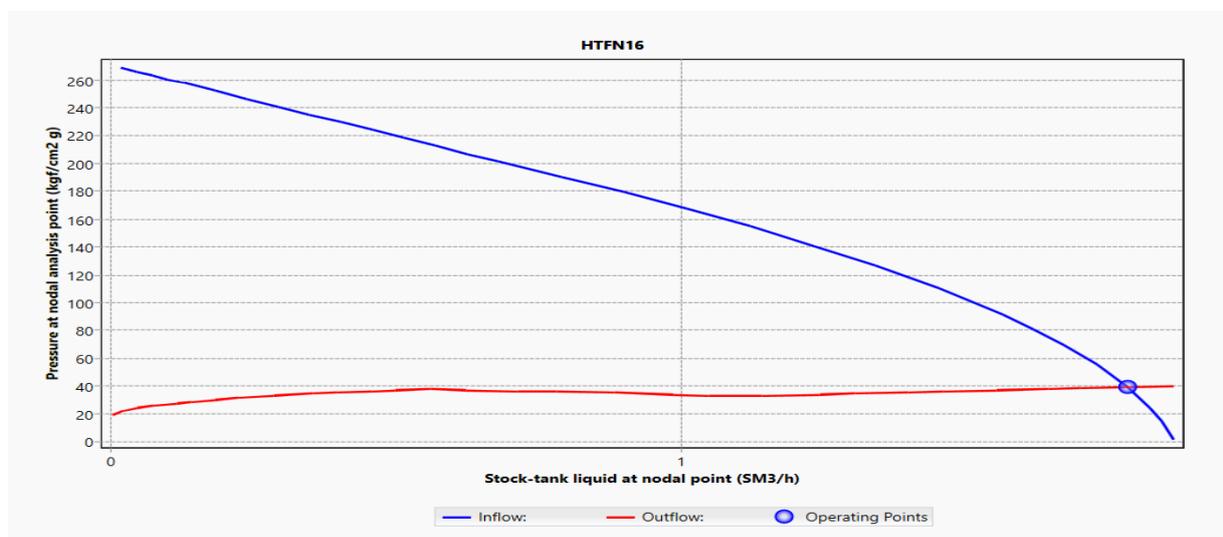


Figure 22 : Point opérationnel du puits HTFN16 après actualisation.

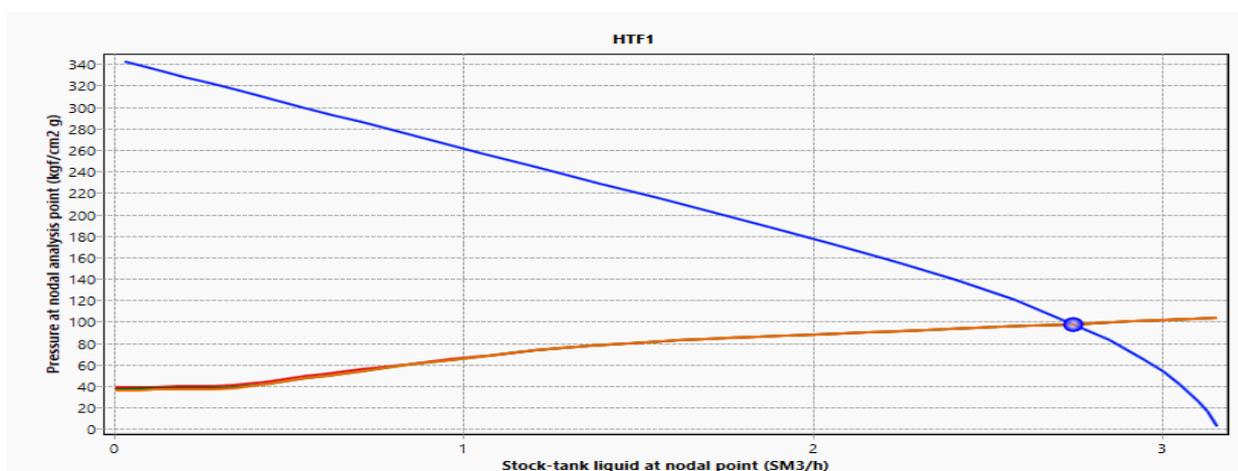


Figure 23 : Point opérationnel du puits HTF1 après actualisation.

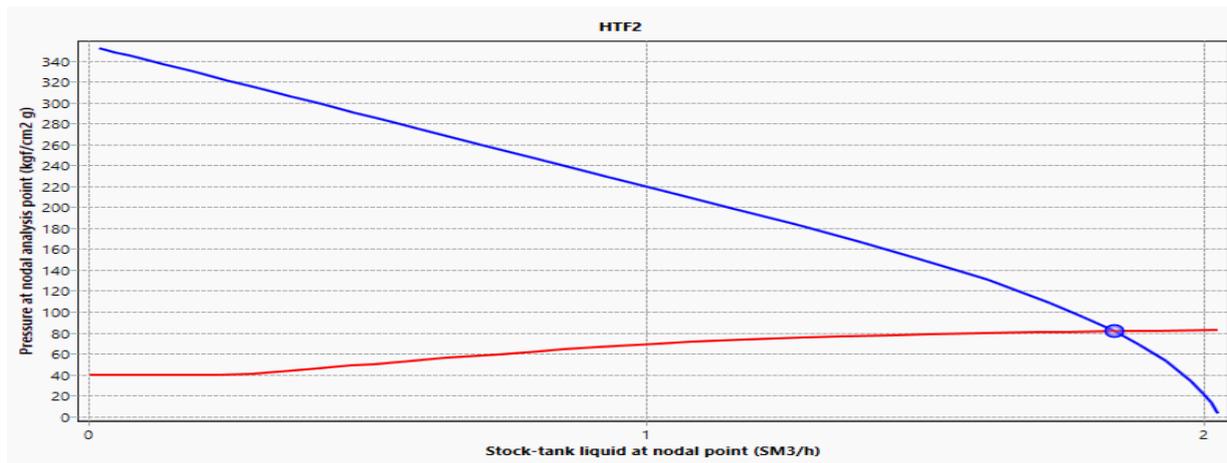


Figure 24 : Point opérationnel du puits HTF2 après actualisation.

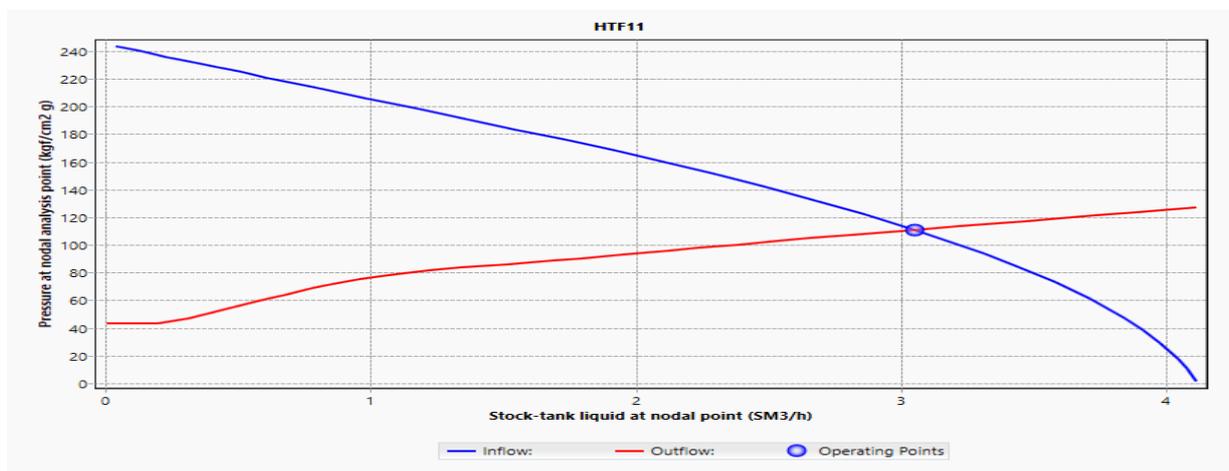


Figure 25 : Point opérationnel du puits HTF11 après actualisation.

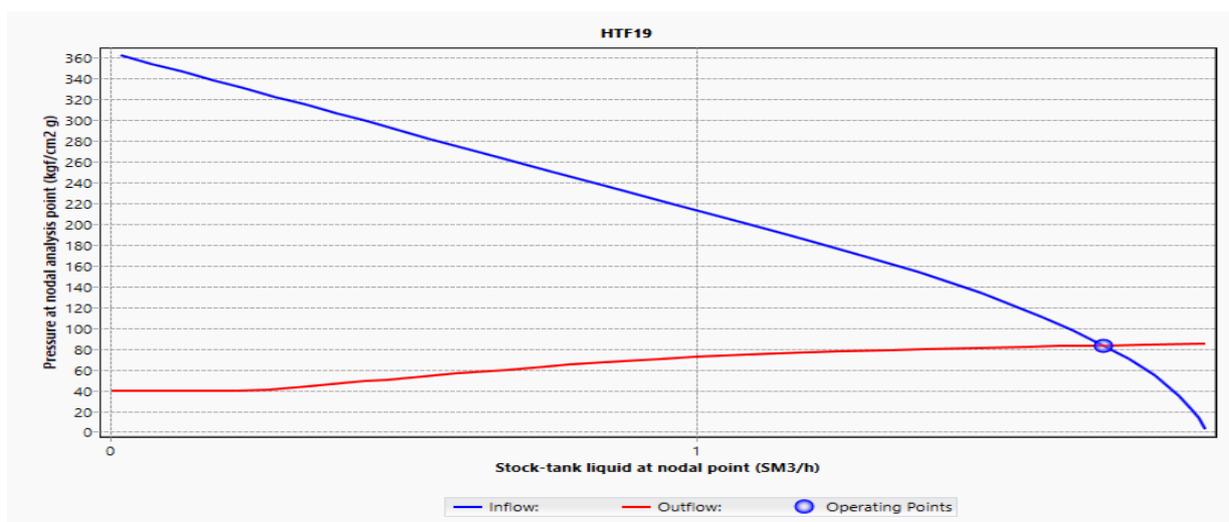


Figure 26 : Point opérationnel du puits HTF19 après actualisation.

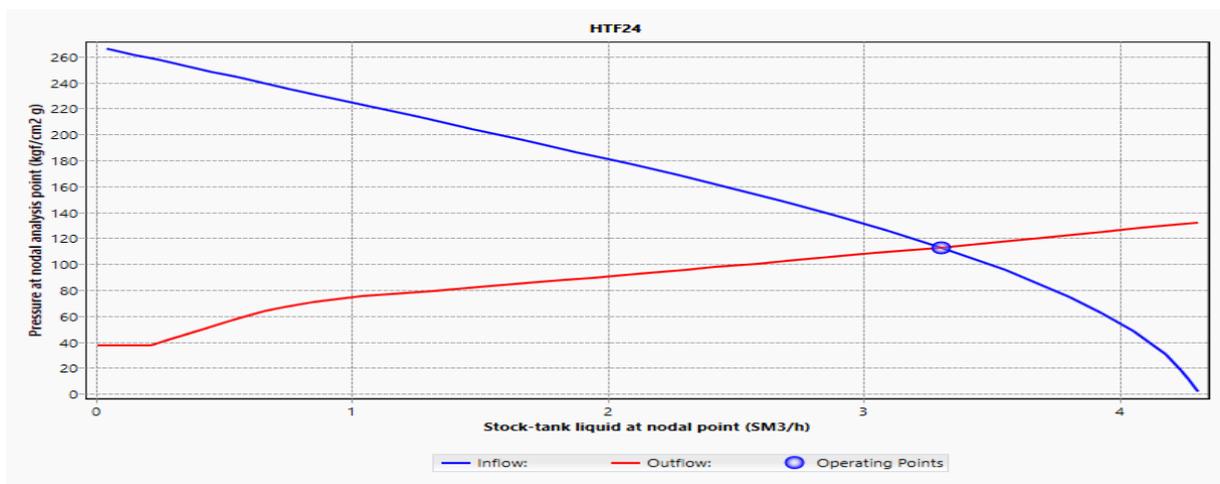


Figure 27 : Point opérationnel du puits HTF24 après actualisation.

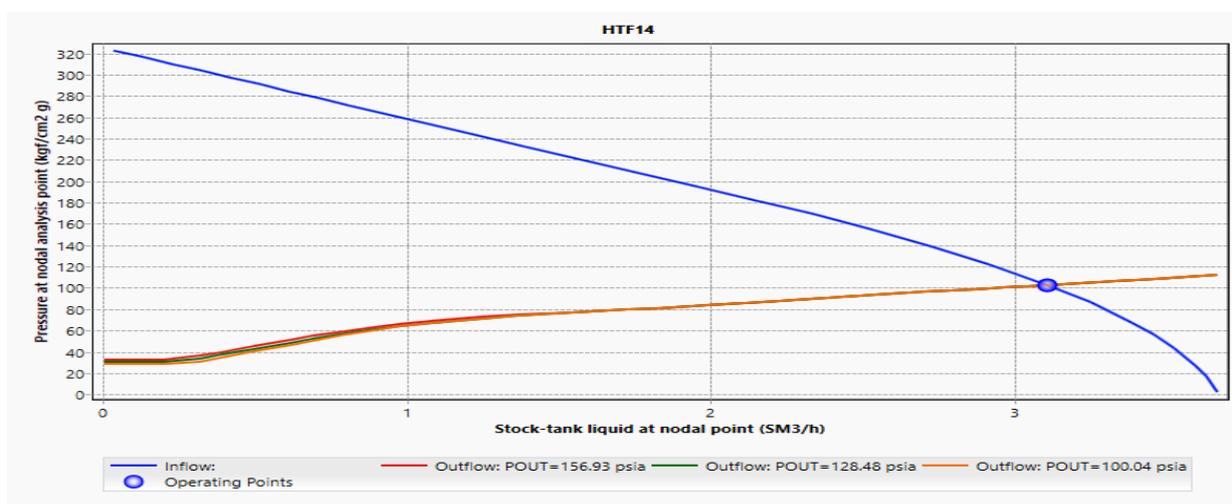


Figure 28 : Point opérationnel du puits HTF14 après actualisation.

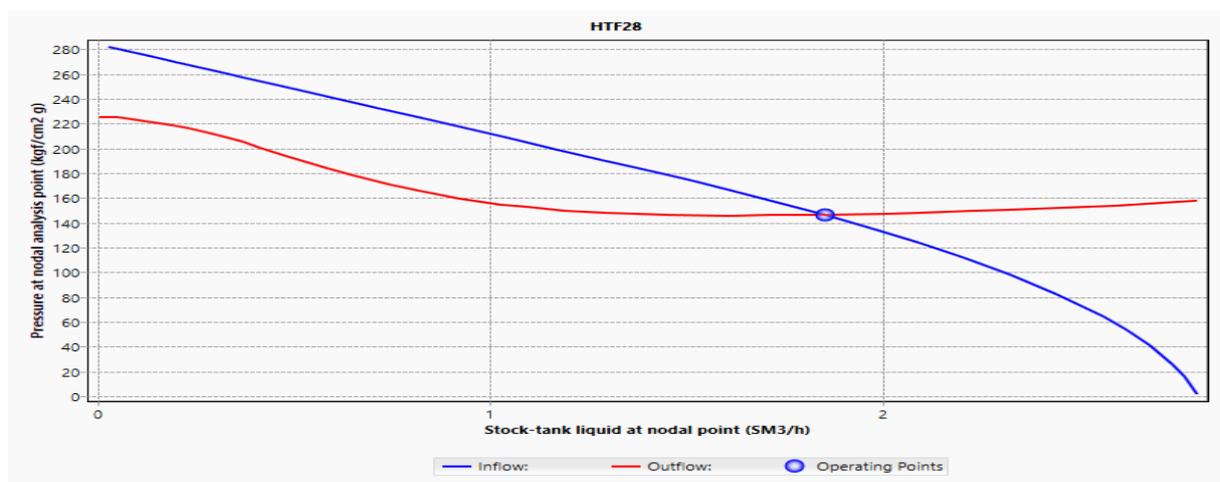


Figure 29 : Point opérationnel du puits HTF28 après actualisation.

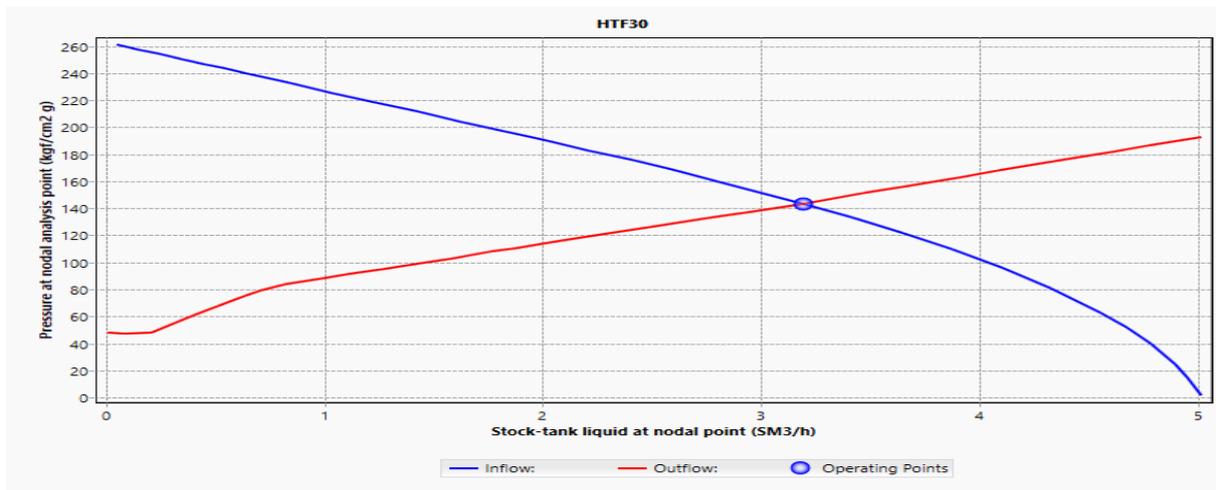


Figure 30 : Point opérationnel du puits HTF30 après actualisation.

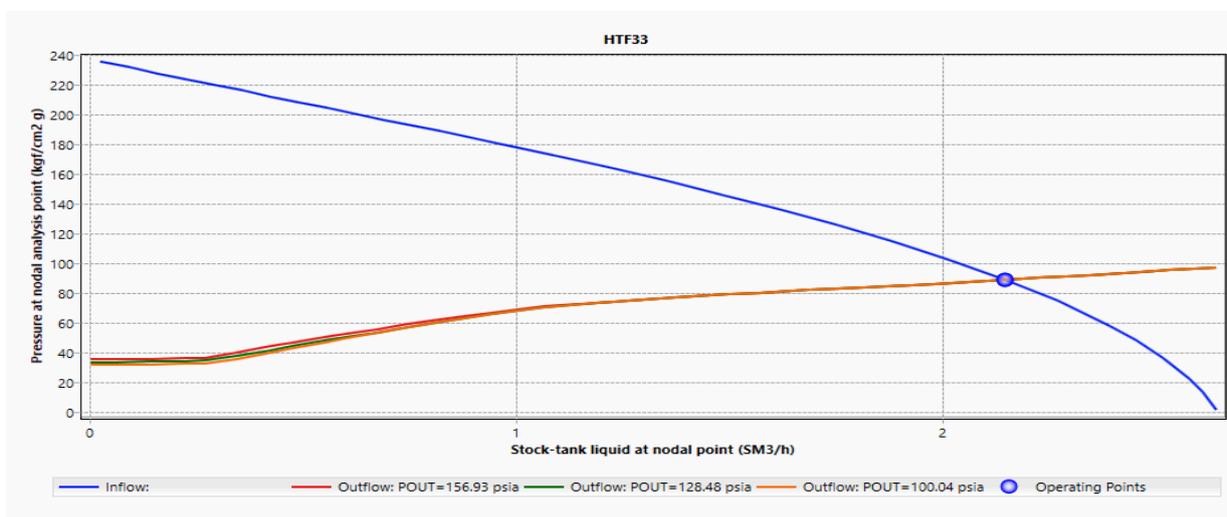


Figure 31 : Point opérationnel du puits HTF33 après actualisation.

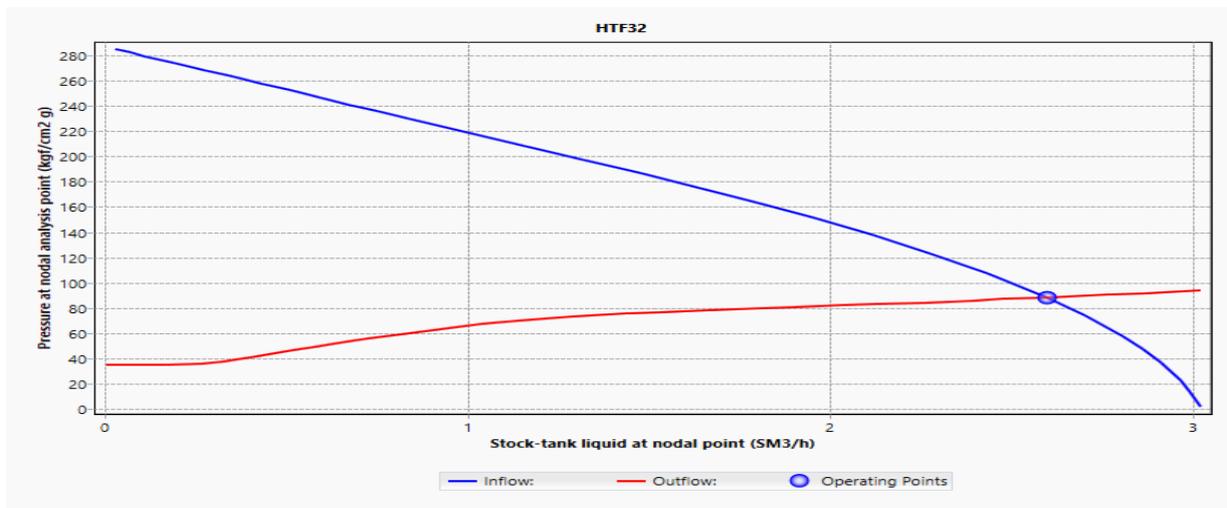


Figure 32 : Point opérationnel du puits HTF32 après actualisation.



Figure 33 : Point opérationnel du puits HTF37 après actualisation.

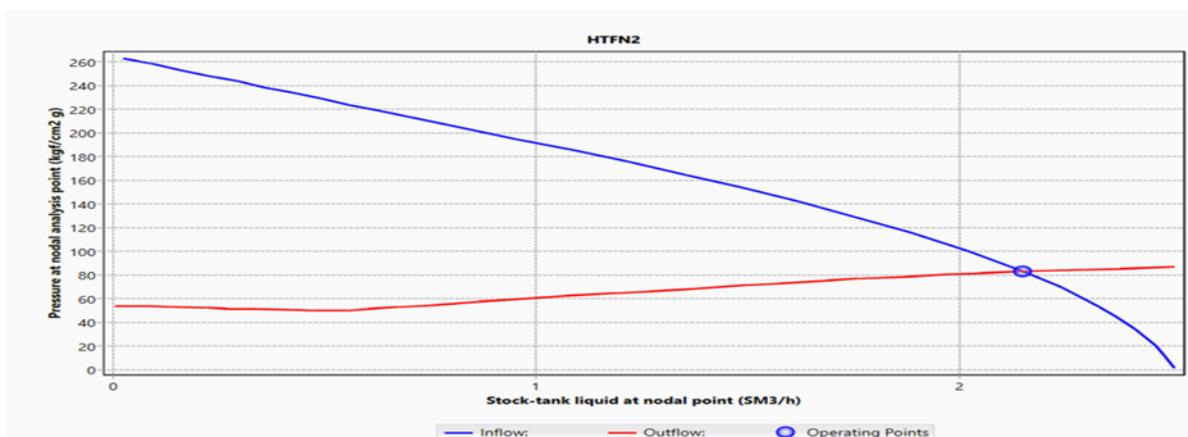


Figure 34 : Point opérationnel du puits HTFN2 après actualisation.

3) Les données des puits HTF

PUITS : HTF1										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
16/04/2023	12	1440	3,42	1686,43	493	34,9	17,6	26832	0,3758643	0,757
31/07/2023	12	-	2,02	1696,59	840	28,6	16	31099,92	0,2119137	0,791

PUITS : HTF2										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
18/07/2023	13	Vx40	2,03	1819,12	898	25,5	16	34079,64	0,2033818	0,821
22/08/2023	13	1440	1,71	1095,28	641	21,7	15,8	23946	0,1692542	0,853
29/11/2023	13	-	1,75	1386,26	793	21,4	12,3	24969	0,1731743	0,735

PUITS : HTF10										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
19/03/2023	8	1440	2,05	159,72	78	21,8	10,6	0,2951572	0,4	
13/05/2023	8	1440	2,2	228,7	104	20,7	12,1	0,3159105	0,45	
10/07/2023	8	-	2,5	384,1	154	21,5	13,1	0,3643347	0,475	
19/08/2023	8	-	2,68	400,82	149	26,2	13,8	0,4058412	0,4	
17/09/2023	8	-	2,23	355,2	159	25,2	13,5	0,329746	0,4	

PUITS : HTF11										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
07/08/2023	13	-	3,02	1825,9	604	30,1	13,9	29390,64	0,5995381	0,7
21/08/2023	13	1440	3,22	1964,78	610	33,4	15,5	31032	0,6594919	0,672
12/10/2023	13	1440	2,99	1652,55	554	28	12,9	25510,68	0,5857026	0,708

PUITS : HTF12										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
20/08/2020	9	1440	4,16	396,04	95	26,7	10,5	0,6917747	0,356	
15/11/2020	9	-	2,78	431,69	155	24,4	8	0,4358181	0,296	
20/01/2021	9	1440	2,41	289,61	120	22,4	8,6	0,3689465	0,296	

PUITS : HTF13										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			pi	cd
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
25/04/2023	12	1440	3,44	1251,21	364	28,6	13,3	19632	0,4312063	0,797
05/08/2023	12	-	3,11	1422,83	457	27,6	13,7	19294,44	0,3850879	0,764
16/12/2023	12	1440	2,59	1463,27	565	29,6	10,9	22781,64	0,3182164	0,681

PUITS : HTF14										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
14/06/2022	12	-	2,52	1095,64	435	24,2	13,2	14303,52	0,2905454	0,725
07/11/2022	12	Vx40	3,5	1474	421	29,4	13,4	18480	0,4173708	0,802
19/04/2023	12	1440	3,17	1226,92	386	28	13,2	15936	0,3758643	0,734
03/05/2023	12	1440	3,25	1193,53	367	29,6	13,2	14342	0,3896998	0,692

PUITS : HTF16										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
17/08/2023	13	1440	1,65	1343,32	812	24,3	15,6	22067	0,1803226	0,622
29/11/2023	13	1440	2,03	869,59	429	19,7	11,6	11229,96	0,2232126	0,614
15/02/2024	13	-	1,18	1420,11	1199	22,6	11,6	28334,16	0,1265948	0,612

PUITS : HTF19										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			pi	cd
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
28/04/2023	12	1440	1,58	977,43	618	18,9	12,9	17275	0,1494233	0,877
17/08/2023	12	-	1,78	1629,95	916	28,4	14,2	30651,6	0,1729437	0,702

PUITS : HTF20										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
15/01/2024	12,7	1440	3,69	1896,9	513	34,5	12,1	14280	0,4473477	0,4
16/01/2024	12,7	1440	3,53	1763,62	499	32,6	12,2	23508	0,4081471	0,36

PUITS : HTF23										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
19/03/2023	10	1440	4,13	462,48	112	26,9	11	0,8900835	0,485	
11/06/2023	10	1440	4,05	359,96	89	25,4	13	0,8531888	0,55	
18/10/2023	10	-	3,95	652,9	165	24,7	10,9	0,820906	0,515	

PUITS : HTF25									
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	PI	CD
24/09/2022	9	1440	2,28	242,75	106	19,4	8,8	0,4219826	0,448
11/02/2023	9	-	2,41	302,73	126	19,9	11,3	0,4496536	0,474
05/04/2023	9	-	2,27	361,7	159	18,9	10,6	0,4173708	0,487
10/07/2023	9	-	1,98	311,6	158	19,1	13,5	0,3597229	0,531
14/09/2023	9	1440	2,02	103,71	51	19,7	14,1	0,3689465	0,532
26/11/2023	9	1440	2,26	209,21	93	20,2	11,4	0,4196767	0,453

PUITS : HTF26									
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	PI	CD
29/08/2023	10	-	4,39	719,32	164	27,2	14	0,7263635	0,52
04/11/2023	10	1440	4,47	399,75	89	26,5	10,2	0,7355871	0,539
10/02/2024	10	-	4,7	595,44	127	25,3	12,9	0,765564	0,592

PUITS : HTF28										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
27/04/2023	12	1440	2,04	1218,84	598	22,8	12,4	20155	0,3896998	0,749
30/07/2023	12	1440	1,32	1194,78	906	21,6	14,4	22413,6	0,2697921	0,759
15/12/2023	12	-	1,73	1419,77	822	24	10,1	25887,72	0,355111	0,724

PUITS : HTF29										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
17/01/2024	14	1440	1,91	1981,22	1035	34,9	11,3	35612	0,2720981	0,4
18/01/2024	14	1440	1,61	1367,74	851	25,8	12,3	23494	0,2186008	0,45

PUITS : HTF30										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
15/09/2022	9	-	2,92	554,11	190	26,2	13,1	-	0,6894688	0,812
11/01/2023	9	-	2,91	461,43	159	24,9	12	-	0,6617978	0,857

PUITS : HTF31										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
26/06/2023	13	1440	3,85	1513,22	393	37,9	14,1	19623	0,9362018	0,524
23/07/2023	13	1440	3,93	1333,55	339	33,7	14	13299,12	0,959261	0,458
10/02/2024	13	1440	3,54	1312,68	370	28,4	15,5	14613,12	0,7770936	0,394

PUITS : HTF32										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
15/04/2023	12,7	1440	2,15	1215,68	566	22	16	21408	0,2928513	0,876
25/05/2023	12,7	1440	3,11	1145,81	369	21,6	13,1	12726,12	0,438124	0,796
18/08/2023	12,7	-	2,47	1686,15	682	29	13,7	28661,88	0,3481933	0,64

PUITS : HTF33										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
26/04/2023	12	1440	2,17	1289,49	594	25,4	12,9	19895	0,4196767	0,68
10/08/2023	12	-	2,1	1442,95	688	27,4	14	24670,8	0,4081471	0,683
29/11/2023	12	1440	2,13	1741,75	817	31,1	11,4	31617,72	0,4196767	0,705

PUITS : HTF35										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
06/05/2023	12,7	1440	2,82	1354,57	481	26,4	12,7	22060	0,3597229	0,4
16/01/2024	12,7	-	1,18	1386,07	1178	18,4	12	27753,6	0,1390467	0,429

PUITS : HTF36										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
13/01/2024	14	1440	3,59	2098,71	584	27,4	13,5	36672	0,6341268	0,4
14/01/2024	14	1440	3,32	1522,82	458	22,5	12,9	26160	0,5672553	0,422

PUITS : HTF40										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			pi	cd
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
14/06/2023	13	Vx40	5,16	1562,3	303	33,1	13,6	12941,28	1,676401	0,685
11/08/2023	13	1440	4,3	1318,07	307	30,5	14,2	13923	1,205994	0,662
12/08/2023	13	1440	4,41	1792,49	406	37	14,9	24199	1,263642	0,658
06/12/2023	13	1440	5,38	1573,45	293	34,4	10,8	15046	1,768637	0,705

PUITS : HTFN1										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
30/12/2016	6	600	0,5	84,19	168	12,6	2	360	0,164873	0,42111
18/11/2019	6	600	1	134,64	135	11,2	6,4	1512	0,1683319	0,3985
03/01/2020	6	600	0,9	128	142	10,5	6	1209	0,1561105	0,4452

PUITS : HTFN2											
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Press, Separ,			
18/04/2023	13	1440	4,84	1476,26	305	29,3	14,7	14,82	15600	1,063027	0,773
29/07/2023	13	Vx40	4,35	2637,1	606	35,3	14,9	--	42543	0,8993072	0,864
07/09/2023	13	1440	3,56	2179,62	613	33,1	16	15,98	35414,88	0,9431196	0,873
12/10/2023	13	1440	3,79	1772,79	467	24,6	13	4,28	24422,76	0,7102221	0,923

PUITS : HTFN5											
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Press, Separ,			
06/08/2023	13	1440	3,41	1550,95	455	32,3	16,2	16,36	24576	0,6249032	0,657
07/08/2023	13	1440	3,23	1997,04	619	37,4	15,4	15,58	33943	0,601844	0,631
21/09/2023	13	1440	3,29	1668,72	507	29,9	14,4	4,08	24359,16	0,5903144	0,687
31/12/2023	13	1440	2,88	1484,61	515	30	12,7	12,64	21876,48	0,5119133	0,604

PUITS : HTFN6										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Débit GL (M3/J)		
14/06/2023	13	Vx40	4,36	1634,17	374	24,3	15,2	18416,64	0,848577	0,4
08/08/2023	13	1440	2,97	1356,34	457	26,9	15,4	20928	0,574173	0,4
09/08/2023	13	1440	3,19	1990,07	624	34,1	17,1	90624	0,6133736	0,424
15/10/2023	13	1440	2,12	2463,15	1164	35,9	13,2	49150,08	0,410453	0,4
29/11/2023	13	1440	2,19	2193,64	1000	31,2	13,8	42153,12	0,4150648	0,4
14/02/2024	13	-	2,76	2165,03	784	35,6	15,2	38816,64	0,5534198	0,4

PUITS : HTFN7											
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	PI	CD
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			
29/08/2023	13	Vx40	4,87	1974,19	405	35,6	14,6	--	24135,72	1,023827	0,735
26/11/2023	13	-	5,71	2230,95	390	41,2	12,7	12,44	26243,16	1,325902	0,72
07/12/2023	13	1440	5,45	2563,32	470	42,6	11,7	12,08	35512,2	1,217524	0,754

PUITS : HTFN8											
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			
16/01/2023	9.53	-	3.26	479.92	147	20.7	13.7	13.36	0,8693302	0,515	
07/02/2023	9.53	1440	3.16	189.19	60	19.6	12.8	12.88	0,8116824	0,522	
26/11/2023	9.53	-	3.79	505.75	134	24.8	12.2	12.3	1,19677	0,431	
19/01/2024	9.53	-	2.21	718.57	325	24.3	14.6	--	0,6433505	0,4	

PUITS : HTFN9											
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			
13/02/2023	9	-	4	595.50	149	32.2	12.1	--	3,112986	0,428	
09/03/2023	9	1440	3.68	471.54	128	32.7	12.6	12.69	3,251341	0,4	
03/09/2023	9	1440	3.93	324.60	83	31.2	15.5	15.5	2,813217	0,433	

PUITS : HTFN10											
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	pi	CD
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			
01/11/2023	12	1440	4,75	633,83	133	33,7	12	11,78	12000	0,7079161	0,706
02/11/2023	12	1440	4,62	1375,06	298	45,2	12	11,74	27000	0,6940806	0,645
14/01/2024	12	1440	4,66	1550,02	332	39,9	12,8	12,66	15000	0,7217516	0,611

PUITS : HTFN11											
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Press, Separ,			
30/04/2023	12	1440	1,87	1203,94	643	24,8	14,2	14,25	20232	0,2974631	0,723
20/08/2023	12	-	1,8	1736,9	967	31,3	15,7	--	33199,2	0,2928513	0,679
21/09/2023	12	1440	1,45	1754,44	1210	30,7	16,7	16,1	35200,2	0,2328975	0,677

PUITS : HTFN13											
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit GL (M3/J)	PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Press, Separ,			
10/08/2023	13	1440	1,5	618,59	412	22,3	15,7	15,79	34546	0,2257492	0,917
24/10/2023	13	1440	1,79	2037,08	1137	30,3	13,2	13,01	40317,96	0,2836276	0,65
01/02/2024	13	1440	0,78	1497,8	1933	26,5	12,5	12,44	32469,84	0,1162182	0,497

PUITS : HTFN15										
Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Unité Sépar,	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			PI	CD
			Huile	Gaz		Press, Tete	Press, Pipe	Press, Separ,		
08/01/2023	10	1440	5,1	567,33	111	31,2	11,2		0,740199	0,581
14/05/2023	10	1440	5,21	383,13	74	29,7	12,7		0,7355871	0,622
28/07/2023	10	1440	4,31	303,23	70	29,1	14,8		0,6179854	0,552
15/10/2023	10	Vx40	4,48	706,7	158	27,5	9,4		0,6249032	0,601
28/12/2023	10	1440	4,41	436,56	99	23,4	11,6		0,5833967	0,696

4) Le débit d’huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté pour chaque puits

➤ Manifold 1

Sensibilité sur la Duse :

Puits	Qh avant (m3/h)	Duse (Mm)	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/h)	Gains (m3/h)
HTF20	2,4	20	15000	2,51	0,11
HTF21	3,96	20	25000	4,46	0,5
HTF29	1,78	20	20000	1,87	0,09
HTF31	3,52	22	20000	4,34	0,82
HTF35	1,55	18	15000	1,59	0,04
HTF36	3,05	20	15000	3,56	0,51
HTF40	4,84	20	20000	5,87	1,03
HTFN1	1,75	20	20000	5,16	3,41
HTFN6	2,76	22	15000	2,94	0,18

Sensibilité sur la complétion:

Puits	Qh avant (m3/h)	Complétion	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/d)	Gains (m3/h)
HTF20	2,4	4"1/2	15000	2,51	0,11
HTF21	3,96	2"7/8	20000	4,45	0,49
HTF29	1,78	4"1/2	20000	1,93	0,15
HTF31	3,52	2"7/8	20000	4,49	0,97
HTF35	1,55	4"1/2	20000	1,65	0,1
HTF36	3,05	4"1/2	15000	3,86	0,81
HTF40	4,84	4"1/2	25000	6,84	2
HTFN1	1,75	2"7/8	20000	4,87	3,12
HTFN6	2,76	4"1/2	20000	2,6	0,16

➤ **Manifold 2 :**

Sensibilité sur la Duse :

PUITS	Qh avant (m3/h)	Duse (mm)	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/d)	Gain (m3/h)
HTFN10	4,66	12	25000	6,15	1,49
HTFN5	2,88	13	20000	4,23	1,35
HTFN7	5,45	13	20000	6,61	1,16
HTFN11	1,45	12	15000	1,49	0,04
HTFN13	0,78	13	20000	0,83	0,05
HTFN2	2,01	9	20000	2,11	0,1
HTFN16	1,5	9	5000	1,78	0,28

Sensibilité sur la complétion :

PUITS	Qh avant (m3/h)	Complétion	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/d)	Gain (m3/h)
HTFN10	4,66	2"7/8	20000	6,73	2,07
HTFN5	2,88	2"7/8	20000	3,61	0,73
HTFN7	5,45	2"7/8	20000	5,51	0,06
HTFN11	1,45	2"7/8	20000	1,57	0,12
HTFN13	0,78	2"7/8	20000	0,88	0,1
HTFN2	2,01	2"7/8	20000	2,25	0,24
HTFN16	1,5	2"7/8	25000	1,75	0,25

➤ **Manifold 3 :**

Sensibilité sur la Duse:

PUITS	Qh avant (m3/h)	Duse (mm)	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/d)	Gain (m3/h)
HTF1	2,63	16	20000	2,85	0,22
HTF11	3,04	20	15000	3,34	0,3
HTF13	3,1	18	20000	3,29	0,19
HTF14	3,1	18	20000	3,27	0,17
HTF33	2,14	18	20000	2,28	0,14
HTF32	2,59	18	20000	2,67	0,08
HTF28	1,85	20	15000	2,19	0,34
HTF24	2,71	20	20000	3,63	0,3
HTF2	1,83	18	20000	1,86	0,03
HTF19	1,69	18	20000	1,72	0,03
HTF16	1,6	18	20000	1,6	0,06

Sensibilité sur la complétion :

PUITS	Qh avant (m3/h)	Complétion	Qg optm (m3/d)	Qh après (m3/d)	Gain (m3/h)
HTF1	2,63	2"7/8	20000	2,85	0,22
HTF11	3,04	2"7/8	15000	/	/
HTF13	3,1	1,66"	20000	/	/
HTF14	3,1	1,9"	20000	/	/
HTF33	2,14	1,66	20000	/	/
HTF32	2,59	1,66"	20000	/	/
HTF28	1,85	1,66"	15000	/	/
HTF24	2,71	4"1/2	20000	3,81	0,51
HTF2	1,83	1,66"	20000	/	/
HTF19	1,69	1,66"	20000	/	/
HTF16	1,6	4"1/2	20000	1,71	0,11

