

N° Ordre...../FHC/UMBB/2023

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère De l'enseignement Supérieur et

De la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara – Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

**Département Gisements Miniers et
Pétroliers**



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

Présenté par :

Meklati Wassim
Zioui Mohamed Samy

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

**Etude des puits et optimisation d'un réseau de production de gaz à
condensat du champ Rhourde Hamra/RNC**

Devant le jury composé :

Mr. Nait Amar.M
Mr. Saifi.R
Mr. Zeraibi.N
Mme. Ziouani

Docteur
Maitre de conférences A
Professeur
Docteur

Sonatrach
UMB.Boumerdes
UMB.Boumerdes
Sonatrach

Président
Encadrant
Examineur
Examineur

Année universitaire : 2022/2023

Remerciements

Nous remercions tout d'abord 'Allah' qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail

Ensuite nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de notre mémoire.

Tout d'abord, nous souhaitons remercier notre encadreur **Mr Saifi Rédha** pour son soutien constant, ses conseils éclairés, son expertise et sa disponibilité tout au long de la réalisation de notre mémoire.

Nous tenons à remercier Mme **Berkat Lilia Fatiha** ingénieur en production pour ses efforts, ses conseils, ses sacrifices et son aide précieuse dans l'accomplissement de notre travail. Que dieu la bénisse.

Nous tenons également à remercier l'ensemble du personnel de la division production de la région de Rhourde-Nouss pour leurs aides précieuses durant notre stage et leurs accueil chaleureux et plus en particulier **Mr Chelabi Bilal, Mr Ammar Benaïda** et **Mr Nadji Amirouche**.

Nous tenons également à remercier nos enseignants du département gisement et miniers pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous former le mieux possible et plus en particulier **Mr Zeraïbi Nouredine, Mr Benyounes Khaled, Mr Gareche Mourad** ainsi que notre encadreur.

Nous tenons à remercier d'avance les membres de jury d'avoir accepté et examiné ce mémoire et fait partie du jury de soutenance.

Nos remerciements vont également à nos amis et nos familles pour leur soutien inconditionnel, leurs encouragements et leur compréhension lors des moments de stress.

Enfin, nous sommes reconnaissants envers toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réussite de notre mémoire

Dédicace

Je tiens à dédier ce modeste travail à :

Ma très chère mère que j'aime plus que tout au monde et qui a toujours veillé à mon bien-être depuis mon 1^{er} jour sur terre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

Mon père pour son encouragement, son soutien, sa présence et ses sacrifices

Ma petite sœur ainsi que ma tante qui m'a élevé

Mes deux grandes mères, la 1^{ere} « Rby Yarhamha » inshallah et la deuxième que dieu la protège et la bénisse

Ma famille paternelle comportant mes oncles, mes tantes et mes cousins.

Ma 2^{eme} famille représenté par mes camarades de spécialité qui sont devenues au fil des années plus que des frères et à qui je leurs souhaite tout le meilleur pour l'avenir.

Mes frères **Mostafa, Wassim, Soufyane, Chamsou, Oussama, Mohamed, Ayoub, Zakaria, Abdessamia & Bachir** que j'ai eu l'honneur de rencontrer pendant mes 5ans de cursus a cette université et avec qui j'ai partagé des moments inoubliables qui resteront gravé a tout jamais dans ma mémoire

A mes frères de toujours **Chakib, Bilal, Rayane, Islam, Abdelatif, Abdennour & Lotfi.**

Zioui Mohamed Samy

Dédicace

Je tiens à dédier ce modeste travail à :

Je souhaite dédier ces mots à ma **mère**, celle qui occupe la place la plus précieuse dans mon cœur. Depuis le tout premier jour de ma vie, elle a veillé sur moi et a toujours pris soin de mon bien-être. Sa présence aimante et ses prières incessantes ont été une source de soutien et de réconfort inépuisable. Maman, tu es mon roc, ma force et mon inspiration. Je t'aime plus que les mots ne puissent l'exprimer.

Je souhaite dédier ces mots à mon cher **père**, celui qui a été une source d'encouragement, de soutien, de présence et de sacrifices dans ma vie. Tu as été mon guide et mon modèle

Je tiens à dédier ces mots à mes deux grands **frères**, Islam et Soheib. Votre présence dans ma vie a été d'une importance capitale, me soutenant à chaque étape de mon parcours.

Je souhaite dédier ces mots à mes deux grandes mères. À la première, que son âme repose en paix (RBI YRHAMHA) et à la seconde, nous demandons à Dieu de la protéger et de la bénir, afin qu'elle continue à être une source de lumière et de sagesse dans nos vies.

Et mes deux grands pères (RABI YARHAMHM)

Ma famille paternelle et maternel comportant mes oncles, mes tantes et mes cousins.

Ma 2^{eme} famille représenté par mes camarades de spécialité et mes chers amis de la fac Samy, Samia, Soufyane, Oussama, Aniss, Ayoub, Mohssin, Mohamed et tous les autres sans exception

A mes frères de toujours Zakaria, Amine, Khalid, Haithem, Abdou, Soheib, Nabil, Akram, Mohammed, Madjid, Ali, Aniss

Meklati Wassim

Résumé

L'objectif principal de tout ingénieur de production des hydrocarbures est d'optimiser la performance des puits d'un champ pétrolier afin de maximiser la productivité de ce champ dans le but d'augmenter les bénéfices économiques tout en préservant les puits et en essayant d'augmenter leurs durées de production en assurant une bonne valeur de différence de pression entre la tête de puits et la ligne de collecte (DeltaP). C'est ce que nous allons essayer de réaliser dans notre mémoire sur le réseau de production du champ RHOURE HAMRA. Afin de réaliser cela, nous avons :

- D'abord présenter le champ ainsi qu'étudier les puits
- Ensuite interpréter les résultats des essais de puits sur certains puits afin d'obtenir leurs caractéristiques petros physiques.
- Puis modéliser les puits producteurs de ce champ gazier sur le logiciel PIPESIM, La modélisation consiste à déterminer le point de fonctionnement d'après l'analyse nodale et prédire l'impact de la variation de certains paramètres sur le puits via des analyses de sensibilité.
- Finalement modéliser le réseau de surface du champ et simuler plusieurs scénarios d'optimisation tout en trouvant la solution techno-économique la plus adéquate à notre problématique qui consiste en l'utilisation de deux Compresseur boosting relié en série.

Mots-clés : Optimiser, maximiser, productivité, interpréter, PIPESIM, analyse nodale, simuler, compresseur

الملخص

الهدف الرئيسي لأي مهندس إنتاج محروقات هو تحسين أداء الآبار في الحقل النفطي لزيادة إنتاجية هذا الحقل والفوائد الاقتصادية منه مع الحرص على الحفاظ على الآبار ومحاولة زيادة مدة إنتاجها من خلال ضمان قيمة جيدة لفارق الضغط بين أعلى البئر وانبوب التجميع هذا ما سنحاول تحقيقه في دراستنا حول شبكة إنتاج حقل غرد الحمرة. لتحقيق ذلك، قمنا بالآتي:

أولاً، تقديم نظرة عامة على الحقل ودراسة الآبار .

ثم، تفسير نتائج اختبارات الآبار على بعض الآبار للحصول على خصائصها البتر وفيزيائية .

بعد ذلك، نمذجة الآبار الإنتاجية باستخدام برنامج PIPESIM تتضمن النمذجة تحديد نقطة التشغيل بناءً على تحليل العقدة المختارة وتوقع تأثير تغيير بعض المعاملات على البئر من خلال تحليلات الحساسية.

في النهاية، نمذجة شبكة السطح في الحقل ومحاكاة سيناريوهات متعددة للتحسين مع العثور على الحل التكنو-اقتصادي الأكثر ملائمة لمشكلتنا، والذي يتمثل في استخدام اثنين من ضواغط الرفع المتصلة بتسلسل.

الكلمات الدالة: تحسين، زيادة، إنتاجية، تفسير، PIPESIM، تحليل العقدة، محاكاة، ضاغط.

ABSTRACT:

The main objective of any hydrocarbon production engineer is to optimize the wells' performance in order to maximize the field's productivity and increase economic benefits while preserving the wells and trying to extend their production time by ensuring a sufficient differential pressure between the wellhead and the pipeline. This is what we aim to achieve in our thesis on production network of the Rhourde HAMRA field and in order to accomplish this we will:

- First, present an overview on the field and study the wells.
- Then, interpret the results of well tests conducted on some wells to obtain their Petrophysical characteristics.
- Next, make a model of the producing wells using PIPESIM software, the modeling involves determining the operating point through Nodal Analysis as well as predicting the impacts while varying certain parameters on the well through sensitivity analyses.
- Finally, make a surface network model of the field and simulate multiple optimization scenarios while finding the most suitable techno-economic solution to our problem which involves using two boosting compressors connected in series.

Keywords : Optimize, maximize, productivity, interpret, PIPESIM, nodal analysis, simulate, compressor.

SOMMAIRE

Listes des abréviations

Listes des Tableaux

Listes des figures

I.	Présentation et étude du champ de RHOURE HAMRA	3
I.1	Introduction.....	3
I.2	Aspect géographique de Rhourde Nous	4
I.3	Aspect stratigraphique	5
I.4	Les régions de Rhourde Nous	5
➤	RHOURE NOUSS CENTRE(RNC).....	6
➤	RHOURE NOUSS SUD EST (RNSE)	6
➤	RHOURE NOUSS SUD OUEST (RNSW)	6
➤	RHOURE HAMRA(RHA)	6
➤	RHOURE ADRAA	6
➤	RHOURE CHOUFF.....	6
I.5	Aspect géographique du champ de RHOURE HAMRA.....	6
I.6	Aspect géologique du champ de RHOURE HAMRA.....	7
I.7	Principaux réservoirs exploités du champ de RHOURE HAMRA	7
I.7.1	Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI)	7
I.7.2	Argilo Gréseux Supérieur (TAGS)	7
I.9	Production du champ de RHOURE HAMRA	9
I.10	Caractéristiques pétro physiques des 5 premiers puits	9
I.11	Les puits du champs Rhourde Hamra	10
	Le schéma de surface du champ de Rhourde-Hamra	10
I.12	Historique et étude des 9puits du champs RHOURE HAMRA.....	11
I.12.1	RHA 01.....	11
I.12.2	RHA02.....	15
I.12.3	RHA 03.....	15
I.12.4	RHA 04.....	18
I.12.5	RHA 05.....	19
I.12.6	RHA 06.....	20
I.12.7	RHA 07.....	24
I.12.8	RHA 08.....	26

I.12.9	RHA 09.....	29
I.13	Conclusion	33
II.	Interprétation WellTest.....	35
II.1	Introduction.....	35
II.2	Les essais de puits.....	35
II.2.1	Définition.....	35
II.2.2	Classification des essais de puits.....	36
II.2.3	Principe des essais de puits.....	36
II.2.4	Objectif des essais de puits.....	36
II.2.5	Les différents types des essais de puits	37
II.2.6	L'essai de puits choisi et utilisé dans notre étude.....	37
II.2.7	Données nécessaires à l'analyse des essais de puits.....	37
II.3	L'interprétation Well test	38
II.3.1	Introduction de logiciel SAPHIR	38
II.3.2	L'équation de diffusivité	39
II.3.3	Le skin	40
II.3.6	Les Méthodes d'interprétation d'un essai build-up.....	41
II.3.7	La méthode utilisée dans le logiciel SAPHIR	43
II.3.8	Analyse des résultats des tests	44
II.3.9	Comportement du réservoir	45
II.3.10	Effet des limites	45
II.3.11	Well-Bore storage	45
II.4	La Sélection des puits candidats	46
II.5	Analyse du puits RHA06	46
II.5.1	Commentaire	48
II.6	Analyse du puits RHA02	50
II.6.1	Commentaires.....	53
II.7	Analyse du puits RHA01	54
II.7.1	Commentaires.....	57
II.8	Conclusion	57
III.	Modélisation et étude des puits de RHOURDE HAMRA	59
III.1	Introduction	59
III.2	Les différents types de gaz.....	60

III.2.1	Gaz sec	62
III.2.2	Gaz humide.....	62
III.2.3	Gaz à condensat	62
III.3	Comportement de phase de gaz à condensat	63
III.3.1	Constant Expansion Composition (CCE).....	63
III.3.2	Constant volume déplétion (CVD).....	63
III.4	MODEL COMPOSITIONNEL	64
III.4.1	L'équation d'état de Peng Robinson	64
III.4.2	Les pseudo-composants	66
III.5	Régimes d'écoulement diphasique dans le tubing	67
III.6	Le logiciel PIPESIM	68
III.7	Le système nodal	69
III.8	L'analyse nodale	69
III.8.1	Procédure d'application de l'analyse nodale	71
III.9	INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)	71
III.9.1	La technique de l'indice de productivité.....	71
III.9.2	Méthode de Vogel	72
III.9.3	Corrélation de l'IPR pour les puits à gaz	72
III.10	VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP).....	74
III.10.1	Outflow performance	74
III.10.2	Les corrélations de matching du VLP.....	74
III.10.3	L'utilité des corrélations.....	76
III.11	Modélisation du puits RHA01.....	77
III.11.1	Modélisation du fluide gaz à condensat du puits RHA01	77
III.11.2	Modélisation du puits.....	78
III.11.3	Matching de l'IPR du puits RHA01	79
III.11.4	Matching du VLP du puits RHA01	80
III.11.5	Correction des pressions du puits RHA01	81
III.11.6	Analyse nodale du puits RHA01	82
III.11.7	Analyse de sensibilité(sensibilité) du puits RHA01	83
III.12	Conclusion.....	88
IV.	Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA	89
IV.1	INTRODUCTION.....	89

IV.2	Etude de perte de charge	90
IV.2.1	Définition de l'Écoulement Multiphasique	90
IV.2.2	Diffèrent types d'écoulement horizontales.....	90
IV.3	Variation de la pression le long d'une conduite	91
IV.4	Écoulement multiphasique dans la Duse.....	92
IV.4.1	Régime critique	92
IV.4.2	Régime transitoire	93
IV.4.3	Régime non critique	93
IV.5	Compresseur Boosting	94
IV.5.1	Compresseur	94
IV.5.2	Séparateur biphasique.....	95
IV.5.3	Le compresseur boosting utilisé dans notre étude	96
IV.5.4	Les Avantages du compresseur boosting.....	97
IV.5.5	Les Inconvénients du compresseur boosting	98
IV.6	Modélisation Réseau de surface (Modèle intégré).....	98
IV.6.1	Construction du modèle réseau de surface (puits-duse-pipeline-manifold) .	98
IV.7	Scenarios d'optimisation du réseau de surface de RHOURE HAMRA	106
IV.7.1	Le 1 ^{er} scenario d'optimisation (Ouverture de duse maximale)	106
IV.7.2	2eme scenario d'optimisation (raccordement au compresseur)	108
IV.7.3	3eme scenario d'optimisation (ouverture du puits RHA02).....	115
IV.7.4	Remarque.....	127
IV.7.5	4eme scenario d'optimisation.....	128
IV.7.6	Remarque.....	129
IV.7.7	5eme scenario d'optimisation.....	130
IV.8	Conclusion.....	134
Conclusion et recommandation		138
Conclusion Générale.....		138
Recommandations		139
Bibliographie		140
Annexe A		
Annexe B		
Annexe C		

Listes des abréviations

AOFP : Absolute Open Flow Potential

BP : Back pressure

CCB : cricondenbar

CCT : cricondentherme

Coeff : Coefficient

Comp : Compresseur

DP : Dérivée de la pression

DST : Drill Stem Test

E-O: Est--Ouest

EVR: Erosion Velocity ratio

EVR(Max-Cr): Erosion Velocity Ratio Maximum Critique

FMV: Fluid Mean Velocity

GLR: Gas-Liquid ratio

GOR: Gaz Oil Ratio

IPR: Inflow performance relationship

K_{init}: Permeabilité Initiale

LGR : Liquid Gas Ratio

MC9-1, MC9-2 : Manifold Collecteur

MDH : MILLER DYES et HUTCHINGSON

NE-SO : Nord Est – Sud-Ouest

OPR: Outflow Performance Relationship

PIK-17: Piquage

PFD : Pression de fond dynamique

PFS : Pression de fond statique

PLT : Production Logging Tool

PVT : Pression Volume Température

RHA : Rhourde Hamra

RMS : Root Mean Square (valeur efficace quadratique)

SRC : Source

Système boosting Sep-Comp : système boosting séparateur compresseur

TAGI : Trias Argileux Gréseux inférieur

TAGS : Trias Argileux Gréseux Supérieur

TINT : Trias intermédiaire

UTG : Usine Traitement Gas

VAR: Variable

VLP: Vertical Lift Performance

WBS: Well, Bore Storage

WC: Water Cut

Listes des Tableaux

Tableau I-1 caractéristiques petro physique des puits du champs RHA en 1999	10
Tableau I-2 récapitulatif des 9puits	34
Tableau I-3 récapitulatif des potentiels des 9puits	34
Tableau II-1 Classification et comparaison des méthodes d'interprétation	43
Tableau II-2 différentes configuration réservoir-puits	44
Tableau II-3 données du test réalisé	47
Tableau II-4 données nécessaires du puits RHA06 pour l'interprétation	47
Tableau II-5 résultats d'interprétation du puits RHA06	48
Tableau II-6 résultats des deux tests réalisés sur RHA02	50
Tableau II-7 : données nécessaires du puits RHA02 a l'interprétation Well test	51
Tableau II-8 : résultats d'interprétation du puits RHA02	52
Tableau II-9: Données du test réalisé sur RHA01	54
Tableau II-10: données nécessaires à l'interprétation de RHA01	55
Tableau II-11 : résultat d'interprétation du puit RHA01 via SAPHIR	56
Tableau III-1 composition des fluides des puits du réservoir TAGS	77
Tableau III-2 pseudo composition non ajusté du fluide du réservoir TAGS	78
Tableau III-3 propriétés des pseudo-composant ajusté du fluide de TAGS	78
Tableau III-4 pseudo-composition ajusté du fluide du TAGS	78
Tableau III-5 résultats des 2 tests PFD réalisés sur le puits RHA01	79
Tableau III-6 résultats du PT-PROFILE pour correction de la $P_{réservoir}$ et P_{WF}	81
Tableau III-7 Les pressions de réservoirs des puits de RHA en fin 2021	83
Tableau III-8 les composants du fluide du réservoir TAGI	85
Tableau III-9 pseudo-composition calibrée du fluide du gaz a condensat du réservoir TAGI	85
Tableau III-10 récapitulatif des résultats des 9puits	86
Tableau III-11 corrélation de matching VLP des 7puits producteurs de RHA	87
Tableau III-12 analyse de sensibilité de pression de réservoir	87
Tableau III-13 résultats d'analyse de sensibilité au water Cut des puits producteurs	88
Tableau IV-1 Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales	92
Tableau IV-2 coordonnées du champ RHA	99
Tableau IV-3 Distance et diamètres du champs RHA	99
Tableau IV-4 Les pressions de réservoir des puits du champs RHA le 15/10/2021	100
Tableau IV-5 récapitulatif des résultats des 6puits producteurs de RHA le 15/10/2021	101
Tableau IV-6 tableau récapitulatif des résultats de calibrations des pressions de ligne	103
Tableau IV-7 coefficients de décharge et ouverture de duse des 6puits producteurs	104
Tableau IV-8 récapitulatif des résultats de calibration du réseau de surface du champ RHOURE HAMRA le 15/10/2021	105
Tableau IV-9 données de production du champs RHA le 15/10/2021	106
Tableau IV-10 résultats d'optimisation du réseau de production du champ RHOURE HAMRA en ouvrant les duses le maximum possible	107
Tableau IV-11 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=20barg au système de production de RHA	110
Tableau IV-12 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=30barg au système de production de RHA	111
Tableau IV-13 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=30barg au système de production de RHA	112
Tableau IV-14 étude économique du 2eme scenario d'optimisation	114
Tableau IV-15 résultats d'ouverture du puits RHA02	116
Tableau IV-16 résultats du scenario d'optimisation en utilisant deux compresseurs DeltaP=20barg	119

<i>Tableau IV-17 résultats du scenario d'optimisation en utilisant 2 compresseurs a DeltaP=30barg.....</i>	<i>121</i>
<i>Tableau IV-18 résultats du scenario d'optimisation en utilisant 2 compresseurs a DeltaP=40barg.....</i>	<i>123</i>
<i>Tableau IV-19 étude économique des 3 scenario d'optimisations</i>	<i>126</i>
<i>Tableau IV-20 résultats d'analyse de sensibilité de diamètre du tubing du puits RHA01</i>	<i>127</i>
<i>Tableau IV-21 résultats d'optimisation du champs RHA en changeant le diamètre de RHA01 et en utilisant deux compresseurs DeltaP=30barg</i>	<i>128</i>
<i>Tableau IV-22 Résultats d'optimisation du champs RHA en diminuant les diamètres de duse de RHA01 et RHA08 et en utilisant deux compresseurs boosting DeltaP=40barg</i>	<i>130</i>
<i>Tableau IV-23 étude économique du 6eme scenario d'optimisation.....</i>	<i>132</i>
<i>Tableau IV-24 récapitulatif des résultats des scenarios d'optimisation utilisé dans ce réseau de production du champs RHOURE HAMRA.....</i>	<i>133</i>
<i>Tableau IV-25 différences de résultats entre le scenario d'optimisation choisit et le cas de base de production normale du champs RHA le 15/10/2021</i>	<i>135</i>

Listes des Figures

Figure I-1 Carte de situation géographique de la région Rhourde Nouss.....	4
Figure I-2 Les régions de RHOURE NOUSS.....	5
Figure I-3 localisations de champs de RHOURE HAMRA.....	6
Figure I-4 schémas de surface du champ Rhourde Hamra.....	10
Figure I-5 historique de pression de tête du puits RHA01 via les résultats du Well Test.....	12
Figure I-6 variation du Qg, Qc, WC et GLR du puits RHA01 au fil du temps d'après les résultats des WellTest.....	12
Figure I-7 historique de pression du puits RHA01 de 2020 à 10/2021.....	13
Figure I-8 Historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA 01.....	14
Figure I-9 Historique de pression du puits RHA 03 via les résultats des WellTest	16
Figure I-10 historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA03 via les résultats des WellTest	16
Figure I-11 Historique de pression du puits RHA 03	17
Figure I-12 historique de production du puits RHA 03 ainsi que la variation du GLR et WC de 2020 à 2022	18
Figure I-13 historique de production et variation de WC et GLR du puits RHA06 en se basant sur les résultats des WellTest réalisé sur ce puits.....	21
Figure I-14 historique de pression du puits RHA06 en se basant sur les résultats du WellTest.....	21
Figure I-15 historique de pression du puits RHA06 de 2020 à 2022.....	22
Figure I-16 historique de production et variation de GLR et WC du puits RHA06.....	23
Figure I-17 historique de pression de RHA07 en fonction des résultats des WellTest.....	24
Figure I-18 historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA07 obtenues via les résultats des WellTest.....	24
Figure I-19 historique de pression de RHA07 de 2020 à 2022.....	25
Figure I-20 historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA07 (20-22).....	26
Figure I-21 historique de pression de RHA08 selon les résultats des WellTest.....	27
Figure I-22 historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA08 en fonction des résultats des WellTest.....	27
Figure I-23 historique de pression de rha08 de 2020 à 10/2021.....	28
Figure I-24 historique de pression et variation du WC et GLR du puits RHA08.....	29
Figure I-25 historique de pression de RHA09 en se basant sur les résultats des WellTest réalisé.....	30
Figure I-26 historique de production et variation du GLR et WC de RHA09 selon W.T.....	31
Figure I-27 historique de pression de RHA09.....	32
Figure I-28 historique de production et variation de GLR et WC de RHA09.....	32
Figure II-1 essai en fermeture (BUILD-UP).....	37
Figure II-2 effet de capacité du puits.....	41
Figure II-3 plot de Horner.....	42
Figure II-4 Variation de la pression et de la température en fonction du temps.....	47
Figure II-5 l'interface du résultat finale de l'interprétation du puits RHA06 via Saphir.....	48
Figure II-6 variation de la pression et de la température en fonction de DeltaT.....	50
Figure II-7 graphe semi-log de variation de la pression et du débit en fonction du temps (History plot).....	51
Figure II-8 graphe log-log de la pression et sa dérivée.....	52
Figure II-9 variation de P et T en fonction de DeltaT du puits RHA01.....	54

Figure II-10 History plot et variation du débit et de la pression en fonction du temps de RHA01.....	55
Figure II-11 courbe de la pression et sa dérivée de RHA01.....	56
Figure III-1 diagramme de phase.....	60
Figure III-2 condensation rétrograde.....	61
Figure III-3 diagramme de phase d'un gaz a condensat.....	62
Figure III-4 Schéma Du Test CCE.....	63
Figure III-5 Schéma Du Test CVD.....	64
Figure III-6 régime d'écoulement diphasique verticale.....	68
Figure III-7 les pertes de charge au cours de production	69
Figure III-8: les différentes positions possibles des nœuds.....	70
Figure III-9 fiche technique du puits RHA01 via PIPESIM	79
Figure III-10 IPR du puits RHA01 dans PIPESIM.....	80
Figure III-11 Matching VLP du puits RHA01 via PIPESIM.....	81
Figure III-12 Analyse nodale du puits RHA01.....	82
Figure III-13 Analyse de sensibilité des pressions de Reservoir du puit RHA01.....	83
Figure III-14 analyse de sensibilité du water Cut pour le puit RHA01.....	84
Figure IV-1 différents types d'écoulement horizontales.....	91
Figure IV-2 Régimes d'écoulement à travers la Duse.....	93
Figure IV-3 réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA.....	100
Figure IV-4 analyse nodale du puits RHA01 le 15/10/2021.....	101
Figure IV-5 schéma de raccordement des puits de RHA au système séparateur-compresseur.....	109
Figure IV-6 schéma de raccordements des 2compresseurs en série dans PIPESIM.....	118
Figure IV-7 analyse de sensibilité du diamètre du tubing du puits RHA01.....	127

Introduction Générale

Introduction Générale

Le gaz naturel est une source d'énergie vitale utilisée dans de nombreux secteurs, tels que la production d'électricité, le chauffage résidentiel et industriel, l'industrie chimique, le transport et bien d'autres.

Le gaz naturel occupe une place significative, étant la troisième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole et le charbon. Il joue un rôle crucial dans la diversification des sources d'énergie, offrant une alternative plus propre par rapport aux combustibles fossiles plus polluants.

L'Algérie est traditionnellement considérée comme l'un des plus grands producteurs de gaz naturel en Afrique et dans le monde.

L'Algérie possède d'importantes réserves de gaz naturel, estimées respectivement à environ 159 trillions de pieds cubes. Elle est largement reconnue comme l'un des principaux producteurs et exportateurs mondiaux de gaz naturel. Les réserves de gaz naturel du pays sont parmi les plus importantes au monde, ce qui lui confère une position privilégiée sur le marché international de l'énergie. Ce gaz est extrait de vastes gisements répartis à travers le territoire, principalement dans les régions du Sahara.

Le secteur pétrolier et gazier est un pilier de l'économie algérienne et représente une part importante des exportations du pays. Les exportations de pétrole et de gaz naturel ont généré environ 94% des recettes d'exportation de l'Algérie en 2019.

Cependant, le secteur gazier algérien a été confronté à plusieurs défis ces dernières années, notamment en raison de la baisse de production annuelle, vieillissement des infrastructures utilisés dans les champs gaziers, l'augmentation de la demande intérieure de gaz ainsi que la déplétion de plusieurs réservoirs gaziers.

La région de Rhourde Nouss est considérée comme l'un des champs les plus importants du Sahara algérien, en raison de ses réserves en hydrocarbures révélées grâce aux nombreux travaux de prospection, gravimétriques, magnétométriques et sismiques effectués dans les années cinquante sur toute la province triasique. Ces travaux menés par des compagnies multinationales ainsi que la compagnie nationale (Sonatrach), ont permis la mise en évidence de nombreuses structures ayant un énorme potentiel en hydrocarbures essentiellement en gaz.

Cette région est la deuxième plus grande région de production de gaz en Algérie après Hassi R'mel. Ces deux régions assurent 80% de la production de gaz de l'Algérie

La région de Rhourde Nouss est divisée en plusieurs champs pétrolier, parmi eux on trouve le champ de Rhourde Hamra qui fait l'objet de notre étude. Ce champ contient 9 puits repartis sur 2 réservoirs différents (TAGS et TAGI). Ces puits sont caractérisés par une faible différence de pression entre la pression de tête et la pression de la ligne de collecte en production ce qui diminue considérablement la productivité de ces puits et peut même provoquer leurs fermetures plus tôt que prévu suite à l'égalisation entre ces deux pressions. Il y a aussi le phénomène de la déplétion rapide de certains puits ce qui peut provoquer leurs arrêts de production suite à la

Introduction Générale

diminution de la pression de ligne de ces puits passant au-dessous de la pression d'entrée au manifold ce qui provoquera un freinage et le puits fermera. Cette pression d'entrée au manifold est dépendante des pressions d'entrée des puits de ce champ mais elle ne doit pas baisser au-dessous d'un seuil de pression fixé à 82barg car la pression d'entrée à l'usine UTG doit être minimum supérieur à 76barg, cette valeur représente la pression minimale limite.

Donc nous auront pour but d'assurer la continuité de production de ces puits tout en essayant d'éviter la diminution de leurs pressions de ligne ainsi que le phénomène de l'égalisation entre la pression de tête et la pression de ligne en créant une différence de pression suffisante entre ces deux pressions. Cela augmentera la productivité de ce champ gaziers.

Pour cela et afin de remédier à cette problématique nous avons divisé notre mémoire en quatre chapitre (04) :

- D'abord dans le 1^{er} chapitre, nous avons défini le champ de RHOURE HAMRA puis étudié et analysé ses puits afin d'avoir une idée générale sur ce champ
- Ensuite dans le 2^{ème} chapitre nous avons interprété les résultats des essais de puits réalisés sur certains puits à l'aide du logiciel SAPHIR afin de déterminer les caractéristiques du réservoir de ces puits tel que le skin et la perméabilité
- Après cela, dans le 3^{ème} chapitre nous avons modélisés les puits producteurs de ce champ gazier dans le logiciel PIPESIM afin d'étudier leurs IPR et VLP et déterminer leurs points de fonctionnement et leurs potentiel maximum (AOF) via l'analyse nodale ainsi que l'impact de l'augmentation du Water Cut et la diminution de la pression de réservoirs sur ces puits.
- Finalement, le 4^{ème} chapitre était consacré à la modélisation du réseau de surface de ce champ à gaz à condensat dans PIPESIM à un jour de calibration choisit (15/10/2021) puis l'optimisation de ce champ d'après simulation de plusieurs scénarios d'optimisation afin de trouver le meilleur scénario possible permettant de résoudre le mieux notre problématique.

Nous avons finalement opté pour une solution de surface qui consiste en l'utilisation de deux compresseurs boosting, ces boosting comportent un séparateur suivi d'un compresseur et d'une pompe. Ce scénario d'optimisation est le meilleur car il permet d'augmenter la productivité de ce champ gaziers sans endommager le puits tout en assurant la continuité de production des puits en assurant une meilleure valeur de ΔP au niveau puits et une valeur de pression de ligne de plusieurs puits élevé à l'entrée du manifold.

Nous terminerons notre mémoire avec une conclusion générale suivi de certaines recommandations.

CHAPITRE 01 :
Présentation et étude
du champ de
RHOURDE HAMRA

I. Présentation et étude du champ de RHOURE HAMRA

I.1 Introduction

Le champ de Rhourde Nouss est l'un des plus importants gisements de gaz situés en Algérie. Il est localisé dans le bassin de BERKINE, dans la région du Sahara algérien. Le champ est exploité par la compagnie nationale algérienne, Sonatrach, en partenariat avec d'autres sociétés internationales. Il est situé dans une zone riche en hydrocarbures, ce qui en fait une ressource stratégique pour l'Algérie en termes de revenus et de contribution à l'économie nationale.

Le champ de Rhourde Hamra est principalement un gisement de gaz à condensat, ce qui signifie qu'il contient à la fois du gaz naturel et des hydrocarbures liquides (condensats). Les réserves de gaz à condensat sont exploitées à l'aide de techniques d'extraction conventionnelles tel que le forage directionnel.

L'exploitation de Rhourde Nouss a nécessité des investissements importants dans l'infrastructure, y compris la construction de pipelines, de stations de traitement du gaz et de terminaux d'exportation. Le gaz et les condensats extraits sont acheminés vers les marchés nationaux et internationaux via des pipelines et des installations de liquéfaction.

Le champ de Rhourde Hamra est l'un des champs gaziers les plus importants de la région de Rhourde Nouss. Il fait partie des réserves gaziers les plus considérables de la région et joue un rôle majeur dans l'industrie pétrolière et gazière de l'Algérie.

Exploité par la compagnie nationale algérienne Sonatrach, en partenariat avec des sociétés internationales, le champ de Rhourde Hamra est réputé pour ses vastes réserves de condensat et de gaz naturel. Sa découverte remonte aux années 1960, et depuis lors, il est exploité de manière intensive, contribuant significativement à l'économie du pays.

Situé dans un environnement désertique caractéristique de la région de Rhourde Nouss, le champ de Rhourde Hamra présente des défis uniques en matière d'extraction et de production d'hydrocarbures. Les conditions climatiques extrêmes, telles que les températures élevées et les précipitations limitées, exigent des technologies avancées et des infrastructures spécialisées pour l'exploitation efficace du champ.

La région de Rhourde Hamra est un véritable centre d'activité pétrolière, abritant neuf puits stratégiquement positionnés. Parmi ces neuf puits, sept se distinguent en tant que puits producteurs, portant les noms évocateurs de RHA01, RHA02, RHA03, RHA06, RHA07, RHA08 et RHA09. Leur rôle essentiel est d'extraire les précieuses ressources de gaz à condensats du réservoir trias argileux gréseux. Les deux puits restants, baptisés RHA04 et RHA05, jouent quant à eux un rôle crucial en tant que puits injecteurs, permettant d'injecter du gaz dans le réservoir TAGS pour maintenir la pression du réservoir et optimiser le rendement de production.

En conclusion, le champ de Rhourde Hamra, situé dans la région de Rhourde Nouss en Algérie, est un important gisement de gaz à condensat. Exploité par Sonatrach, il contribue de manière significative à l'industrie énergétique algérienne et à l'économie du pays. [1]

I.2 Aspect géographique de Rhourde Nouss

La région de Rhourd Nouss fait partie de la willaya d'Ilizi et se positionne entre : 29°16' et 30° parallèles, 06°24' et 07° méridien. Elle est située à 350 km au Sud/Sud-Est de Ouargla, à 1200 km au Sud/Sud-Est d'Alger, à 270 km au Sud/Sud-Est de Hassi Messaoud et a 740km au nord/nord-ouest de Ilizi. L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer, son climat est Désertique.

La région de Rhourde-Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Elle est limitée par :

- A l'Ouest, le môle d'Amguid -El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord.
- Au Nord - Est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'envoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde-Chouff
- Au Sud - Est, par la partie Occidentale du môle d'Ahara. Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra, et de Tin- Fouyé Tabenkourt[1]

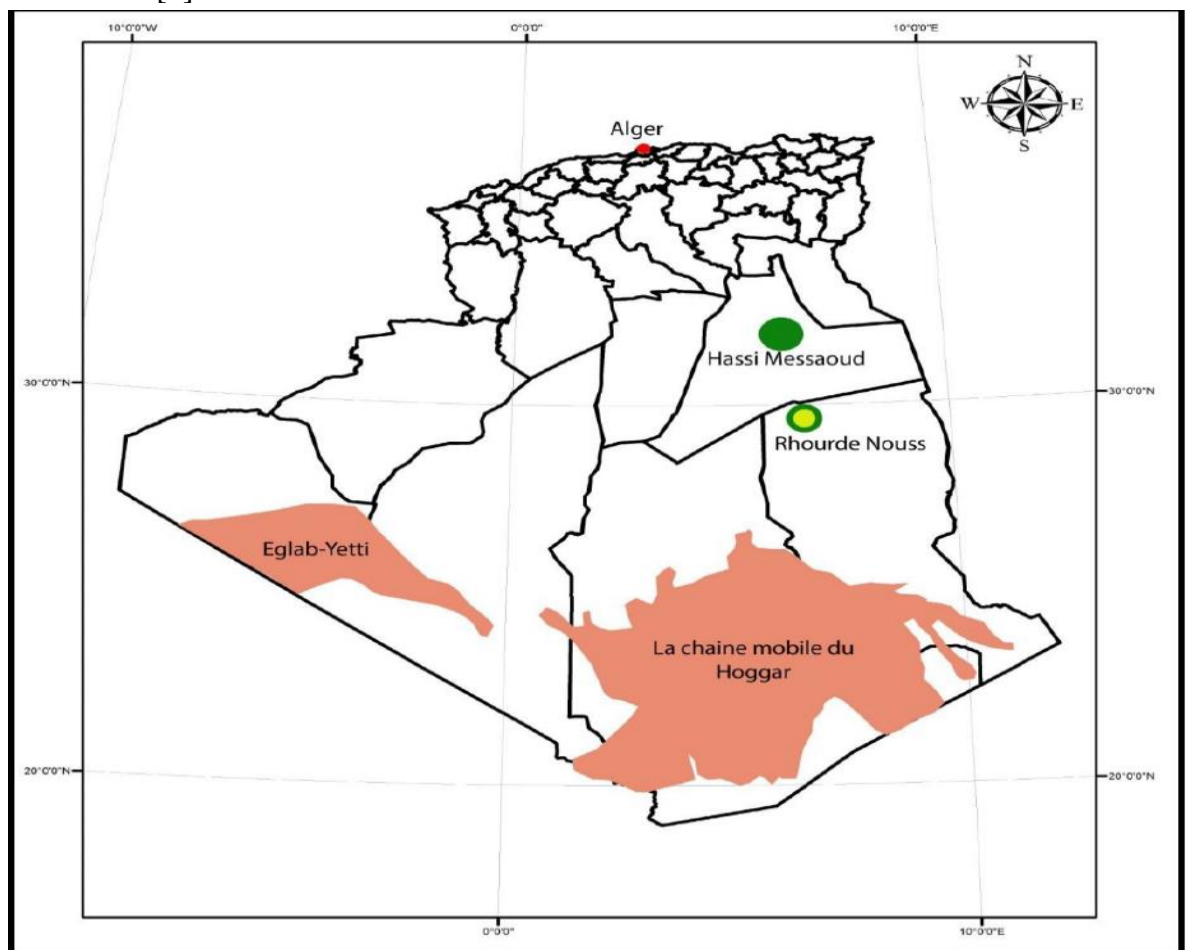


Figure I-1 Carte de situation géographique de la région Rhourde Nouss [1]

I.3 Aspect stratigraphique

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

- Le cénozoïque : Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.
- Le mésozoïque : Il est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621m.
- Le Paléozoïque : Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé. [1]

I.4 Les régions de Rhourde Nouss

La région de Rhourde Nouss est divisée en plusieurs champs comme représenté ci-dessous (figure I-2) :

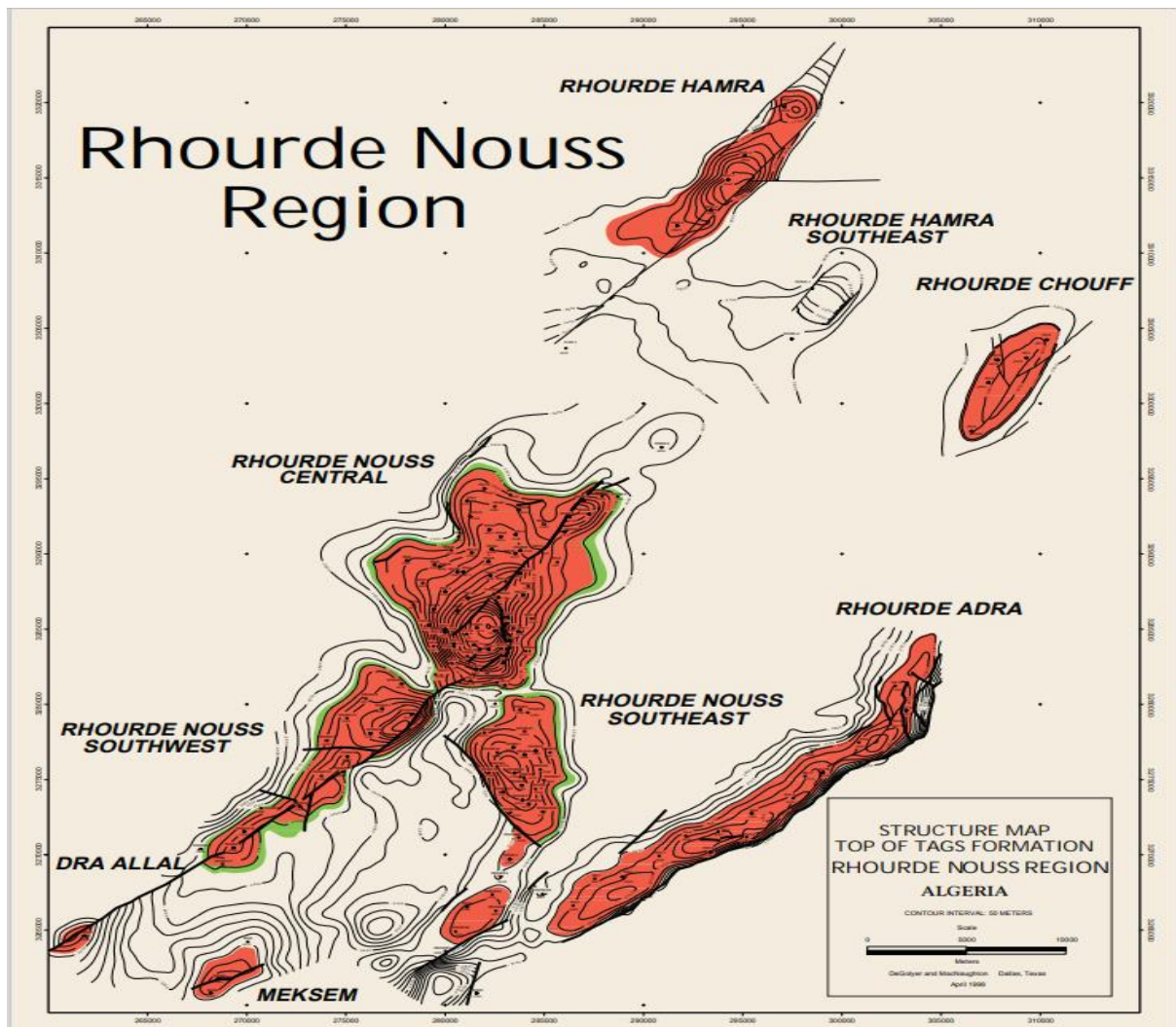


Figure I-2 : les régions de RHOURE NOUSS [1]

I.6 Aspect géologique du champ de RHOURE HAMRA

Il existe au moins quatre intervalles producteurs d'hydrocarbures dans le champ de Rhourde Hamra. Ceux-ci vont du TAGS au TAGI. Il existe un potentiel de production supplémentaire à partir des réservoirs siluriens sous la discordance hercynienne. La structure est un étroit anticlinal asymétrique orienté sud-ouest/nord-est et est sur la même tendance structurale que le champ de Rhourde Nouss. Le modèle géologique du champ de Rhourde Hamra comprend quatre zones géologiques ou réservoirs. Il s'agit du principal réservoir TAGS, du sable basal, du Trias Intermédiaire (TINT) et du TAGI.

La structure est un anticlinal asymétrique d'axe d'orientation sud-ouest / nord-est et présente les mêmes caractéristiques structurales que le champ de Rhourde Nouss d'où c'est un pli dont l'axe est orienté NE-SO.

La faille dans la zone d'étude ne semble pas entraver la continuité du réservoir. Ils peuvent être caractérisés comme des failles à angle élevé, normales à inverses, résultant du mouvement de la faille du sous-sol. Des failles secondaires sont indiquées sur les lignes sismiques mais n'ont pas significativement affecté la continuité du réservoir. En raison de l'angle élevé de ces failles et de leur absence d'impact sur le volume du réservoir, les failles ont été traitées comme verticales pour le modèle géologique. [1]

I.7 Principaux réservoirs exploités du champ de RHOURE HAMRA

Dans la région de Rhourde Hamra on distingue deux réservoirs importants exploités à savoir le trias argilo gréseux : inférieur TAGI et supérieur TAGS. C'est une unité géologique qui fait partie de la période géologique du Trias, qui s'est étendue d'environ 251 à 201 millions d'années avec une épaisseur totale moyenne de 2621m.

Cette période géologique a été marquée par d'importants changements environnementaux, notamment la formation de vastes déserts et les fluctuations du niveau de la mer. [1]

I.7.1 Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI)

Il repose sur une surface d'érosion suivie du trias intermédiaire I, il est caractérisé par des dépôts sédimentaires composés principalement d'argile et de grès. Les roches argileuses sont formées par l'accumulation de fines particules d'argile transportées et déposées par l'eau, tandis que les grès sont des roches sédimentaires détritiques composées principalement de grains de sable. C'est un grès blanc à gris-blanc localement fin à moyen parfois grossier silico-argileux rarement siliceux friable à moyennement consolidé, avec fines passées d'Argile brun –rouge parfois gris –vert tendre à indurée silteuse Traces pyrite [2] [3]

I.7.2 Argilo Gréseux Supérieur (TAGS)

Le réservoir TAGS est caractérisé par la superposition de 3 faciès :

1. Des grés grossiers à moyens sous forme de micro conglomératiques, galets, stratifications obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet ;
2. Des grés fins beiges ou bruns parfois argileux ;

Chapitre 01 : Présentation et étude du champ de RHOURE HAMRA

3. Des pyélites et des argiles rouges à versicolores, très localement gris sombre. Ils sont superposés verticalement de 1 à 3

Le TAGS est un réservoir riche en gaz et condensat. À une épaisseur qui varie entre 100 et 200 mètres. Le TAGS est représenté par des intercalations de grès et d'argile. Les caractéristiques pétro-physiques moyennes des puits appartenant à ce réservoir sont très connues, la porosité varie entre 13 et 20 %, ainsi que la présence de bonnes perméabilités

Du point de vue pétrolier, le réservoir du TAGS se subdivise en trois ensembles :

1. La partie basale, constituée du grès basal et de l'argile basale.
2. Le réservoir principal, à mode de dépôt fluviatile en tresses, est la partie la plus productive du réservoir, avec les meilleures caractéristiques pétro-physiques et les meilleures saturations en hydrocarbures.
3. La partie sommitale est la partie la plus argileuse et généralement la moins intéressante du point de vue pétrolier [2] [3]

I.8 Historique du champ de RHOURE HAMRA

Le champ a été découvert en 1963 grâce à l'utilisation de méthodes d'exploration sismique et au forage du puits RHA-1. Le puits a rencontré environ 70 mètres de sable net gazeux TAGS. On estime que les réserves de gaz sont présentes dans un total de six réservoirs distincts, dont les deux principaux sont les réservoirs TAGS et TAGI. Depuis le puits de découverte, cinq puits de développement ont été forés dans le champ, dont le puits le plus récent, RHA-6, a été foré et achevé en 1997. Le pipeline reliant le champ de Rhourde Hamra à l'usine à gaz de Rhourde Nouss a été achevé au début de 1992. La première production de gaz du champ de Rhourde Hamra a commencé en avril 1992 à partir des puits RHA-2 et RHA-3, et la production à partir de RHA-1 et RHA-4 a commencé en mai et juillet 1992, respectivement.

Après certaines études établies et en tenant en compte de la capacité du gisement de cette zone ainsi que la capacité du séparateur, il a été convenu de forer 3 nouveaux puits dans le champ de RHOURE HAMRA qui seront respectivement RHA-7, RHA-8 et RHA-9. RHA-7 sera foré en 1999, RHA-8 en 2001 tandis que RHA-9 fin 2000 et son forage ira jusqu'au début de l'année 2001. L'idée d'introduire des puits injecteurs dans ce champ après le début de production de tous les puits a été étudié. Des débits d'injection de gaz allant de $1,0 \times 10^6$ m³/j à $2,0 \times 10^6$ m³/j ont été évalués selon les puits utilisés pour l'injection. La composition du gaz injecté utilisé dans ces cas serait identique à celle utilisée dans le complexe de Rhourde Nouss qui est du gaz traité. En général, il semble que l'injection de gaz soit une meilleure option contre la déplétion forte que connaît les puits de ce champ pétrolier qui a été remarqué dès les 1^{ères} années de production. Un certain nombre de scénarios ont été évalués pour l'injection :

- Un avec les puits RHA06 et RHA07 en injection,
- Un second avec les puits RHA04 et RHA05 en injection

Chapitre 01 : Présentation et étude du champ de RHOURE HAMRA

- Un troisième avec les puits RHA04 et RHA07 en injection.

Les premières prévisions d'injection supposaient un taux d'injection de 2.10^6 m³/j pour le champ, chaque puits injectant 1.10^6 m³/j. Les derniers cas utilisent un débit d'injection de 800 000 m³/j pour les puits RHA06 et RHA07, et de 500 000 à 600 000 m³/j pour les puits RHA04 et RHA05 lorsque les puits respectifs sont utilisés comme puits d'injection. Ces débits d'injection sont jugés plus raisonnables compte tenu de la productivité de ces puits.

Ce scénario d'injecter depuis les puits RHA04 et RHA05 dans le réservoir TAGS semble être la meilleure option pour le champ de Rhourde Hamra. Du fait de la petite taille de l'ouvrage, il est logique de maintenir l'injection le plus loin possible des producteurs.

Donc la région de RHOURE HAMRA contient 9 puits producteurs, 2 d'entre eux ont été transformé injecteur, ce sont RHA04 et RHA05.

L'injectivité a débuté en 2013 et s'est arrêté en 2020 et se réaliser dans le réservoir TAGS. L'injection depuis le puits RHA04 concernait les puits avoisinants RHA01, RHA08 et RHA03 tandis que l'injection depuis RHA05 concernait les puits RHA07 et RHA02.

I.9 Production du champ de RHOURE HAMRA

Le taux de production de gaz de ce champ pour les 3 premières années de production était en moyenne de 1,5 million de mètres cubes par jour ($1.5.10^6$ m³/j).

En 1995, le taux de production de gaz du gisement a été porté à 2.10^6 m³/j. Le puits RHA-5 a commencé à produire en août 1996, augmentant le taux de production de gaz de champ à plus de $2,5.10^6$ m³/j. La teneur initiale en liquide (environ 250 tonnes par million de mètres cubes) du gaz de Rhourde Hamra est la deuxième à Rhourde Nouss en richesse de tous les champs produisant dans l'usine à gaz de Rhourde Nouss. Les volumes mensuels de production de gaz du champ de Rhourde Hamra sont alloués sur la base d'un comptage au diaphragme. Le gaz estimé récupéré du champ de Rhourde Hamra jusqu'en novembre 1996 à partir des cinq puits producteurs de gaz est d'environ 2,399 milliards de mètres cubes (2,399.109m³).

La production cumulée de gaz sec dans le champ de Rhourde HAMRA a atteint le 31/12/2004 $7,2.10^9$ m³/d. En 2021, le taux de production de gaz sec journalier depuis ce champ est estimé à 3×10^6 m³/d. [1]

I.10 Caractéristiques pétro physiques des 5 premiers puits

Voici ci-dessous les caractéristiques petros physiques ainsi que les perforations des 5 premiers puits producteur du champ de Rhourde Hamra produisant tous dans le réservoir TAGS. Ces données ont été récupère en 1999 afin d'avoir une idée générale initiale sur ces puits pétroliers et de comparer leurs comportements futurs avec leurs caractéristiques initiales et en déduire des conclusions plus précises.

Voici ci-dessous le tableau représentatif :

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURDE HAMRA

Tableau I-1 caractéristiques petro physique des puits du champs RHA en 1999

Puits	TAGS		Porosité (%)	Ht (m)	Hu (m)	Swi (%)	Perforations	
	Top	Bottom					Top	Bottom
RHA01	2710	2864	15	154	77	15	2765	2863
RHA02	2804	2965	13	161	63.5	20	2933	2965
RHA03	2893	3010	13.2	117	37	20	2904	2937
RHA04	2821	2958	13.5	137	48	25	2823	2950
RHA05	2907	3075	15	168	25	35	2934.5	2972

D'après le Tableau I-1 on remarque que ces 5 puits produisent depuis le TAGS et que leur porosité est comprise entre 13 et 15% d'où ces puits sont poreux.

Les perforations des puits indiquée dans ce tableau représentent les perforations réalisées sur ces 5 puits avant 1999 car ces données ont été recueillis en 1999 tandis qu'aujourd'hui certains puits ont été reperformé d'où ces données ont changé. [1]

I.11 Les puits du champs Rhourde Hamra

Le schéma de surface du champ de Rhourde-Hamra : voici ci-dessous le schéma

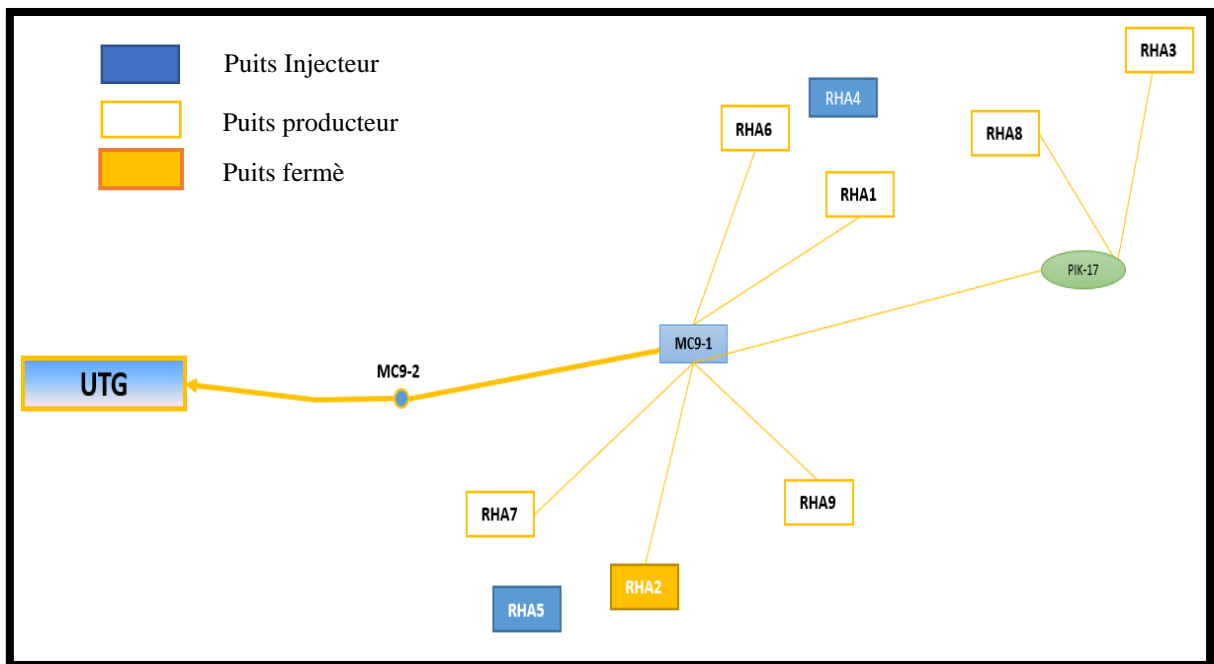


Figure I-4 schémas de surface du champ Rhourde Hamra

D'après la Figure I-4 nous avons :

- UTG représente l'usine et le point d'arrivée des fluides extraits des puits de cette région .sa pression d'entrée est estimée a minimum 76bar en octobre 2021

- MC9-1 et MC9-2 représente les deux manifolds de passage des puits avant arrivé à l'usine, la pression d'entrée au 1^{er} manifold est estimée à 91bar tandis que pour le deuxième elle est estimée à 84bar en octobre 2021
- PIK-17 représente un piquage où se fusionnent les deux puits RHA03 et RHA08 avant d'accéder au manifold MC9-1 avec une pression déterminer au piquage à 94bar en octobre 2021

I.12 Historique et étude des 9puits du champs RHOURE HAMRA

I.12.1 RHA 01

RHA 01 est un puits producteur actif. C'est un puits vertical à gaz a condensat. Son forage a débuté le 07-08-1970 jusqu'au 24-04-1971. C'est le 1^{er} puits foré dans la région de RHOURE HAMRA. Il a été complète fin 1971, perforè dans le réservoir TAGS début 1992 et mis en service le 03/05/1992.

Le puits a produit pendant 6 mois avant qu'il soit fermé en octobre 1992 suite à l'égalisation des pressions tubing et annulaire. Il a été remis en production en février 1995 après un Workover et une nouvelle complétion avec un débit journalier moyen de $Q = 950\ 000\text{stm}^3/\text{j}$ de gaz. Le puits a maintenu ce débit jusqu'à Janvier 2000 après avoir subi une opération d'acidification qui a engendré un endommagement sur le puits diminuant ainsi son débits a $Q = 650\ 000\text{stm}^3/\text{j}$. En décembre 2009 ce puits a eu une complication dans l'un des équipements de sa complétion d'où la nécessité de la réalisation d'un workover qui avait pour but de déséquiper le puits afin de contrôler l'état des tubages et les équipements de la complétion et trouver l'anomalie .puis le puits a été recomplété avec une nouvelle complétion 4"1/2 en mars 2010 et a subi une opération de Coiled tubing qui avait pour but de nettoyer le fond du puits ,laver les perforations ainsi que le démarrage du puits à l'azote après workover. Le puits été remis en service en octobre 2010 et est toujours actif jusqu'à aujourd'hui.

Plusieurs essais de puits (WellTest) sont réalisés sur ce puits de 1996 à 2022. Ces essais sont caractérisés par des résultats différents de pressions de tête ainsi que des débits de gaz et de condensat la même période suite à la réalisation de plusieurs tests la même journée ou à des journées successives se basant sur le concept de différentes ouvertures de duse. C'est-à-dire qu'ils changent l'ouverture de duse et observe le débit produit ainsi que la pression obtenue afin de déterminer l'effet de l'ouverture de duse sur la production et connaitre l'ouverture optimale de ce puits ainsi que la détermination des caractéristiques des puits en les interprétant.

Voici ci-dessous les résultats de ces tests réalisés sur ce puits de 1996 à 2022.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

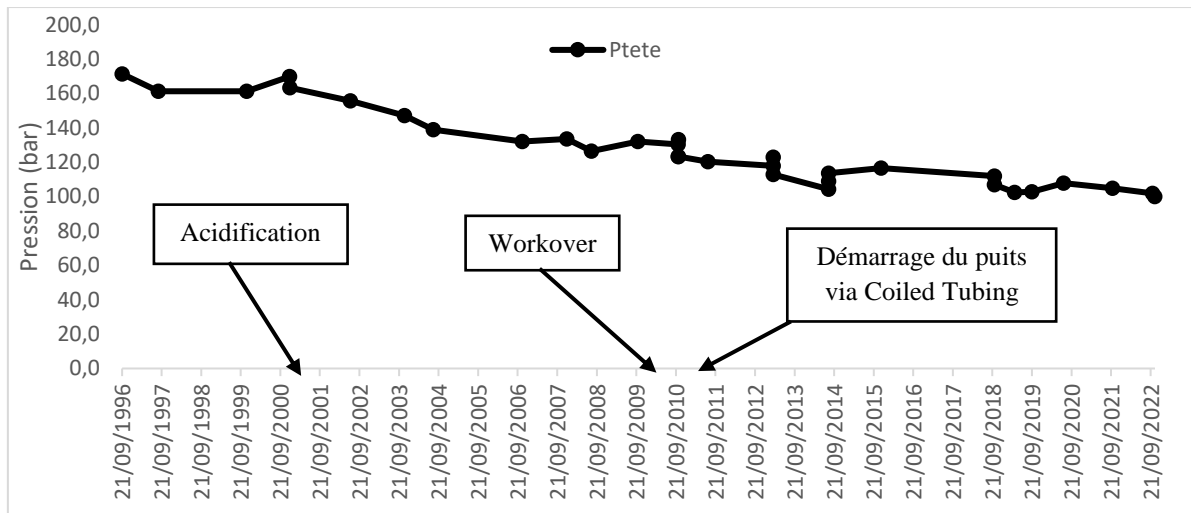


Figure I-5 historiques de pression de tête du puits RHA01 via les résultats du Well Test

D'après la Figure I-5 nous remarquons que la pression de tête de ce puits après remise en production de ce puits fin 2010 :

- Baisse de 3,5bar par ans de 2010 à 2013 avant débuts d'injectivité
- Est plutôt stable de 2013 à 2018 pendant la période d'injectivité
- Baisse de 2,5bar par ans de 2018 à 2020 pendant la période d'injectivité
- Baisse de 2,5bar par ans de 2020 à 2022

D'où la pression de tête entre 2013 et 2018 était plutôt stable, cela est due principalement à l'efficacité d'injection depuis RHA04 de 2013 à 2018 tandis que de 2018 à 2020 la pression diminue ce qui démontre que l'injection n'était plus aussi efficace qu'elle l'était.

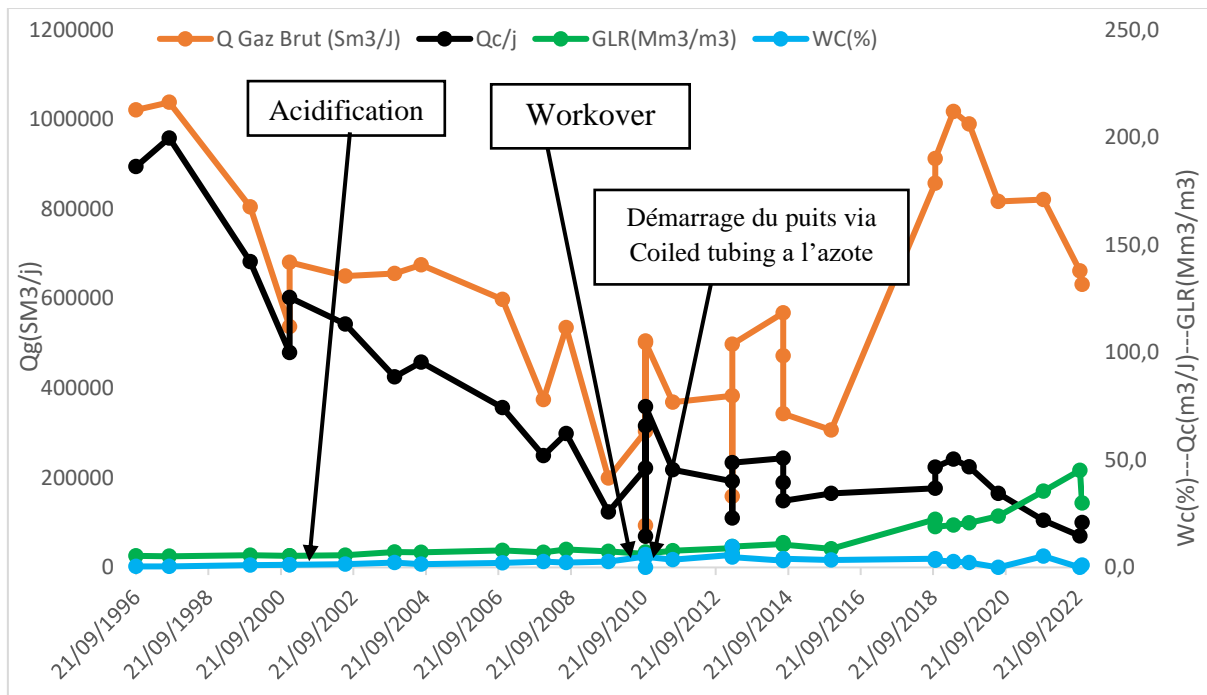


Figure I-6 variations du Qg, Qc, WC et GLR du puits RHA01 au fil du temps d'après les résultats des WellTest

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

On remarque d'après la Figure I-6 que :

- Le GLR est plutôt stable de 1996 jusqu'en 2013 puis est en augmentation de 2013 à 2022, cela est dû à l'augmentation des débits de gaz produits accompagné d'une baisse des débits de condensat produit au fil du temps.
- Le Water cut de ce puits est faible, d'où ce puits n'a pas la problématique de la production d'eau non désirée.
- Ce puits a un potentiel énorme en termes de production de gaz et de condensat estimé à 1000000m³/d de gaz et 200m³/d de condensat selon le test potentiel réalisé en 1997
- Les débits de gaz et de condensat étaient en baisse après début de production du puits jusqu'en 2000 ou ce puits a subi une acidification efficace permettant de augmenter les débits jusqu'en 2004 ou ces débits ont eu une chute libre jusqu'à atteindre en 2009 199583m³/d de gaz et 25,8m³/d de condensat causé par une défaillance dans la complétion ce qui a conduit à la fermeture du puits et réalisation de Workover en 2009
- Après workover et démarrage du puits à l'azote, le débit de gaz produit à augmenter largement jusqu'en 2018 tandis que le débit de condensat s'est stabilisé. Cela est dû aussi à l'efficacité d'injection de gaz à partir du puits RHA04 de 2013 à 2018 tandis qu'après 2018, les deux débits ont chuté jusqu'en 2022 ce qui démontre encore une fois l'inefficacité d'injection remarqué de 2018 à 2020 depuis RHA04

Voici ci-dessous l'historique de pression et de production accompagné de la variation du GLR et du WC de ce puits depuis 2020 à octobre 2021

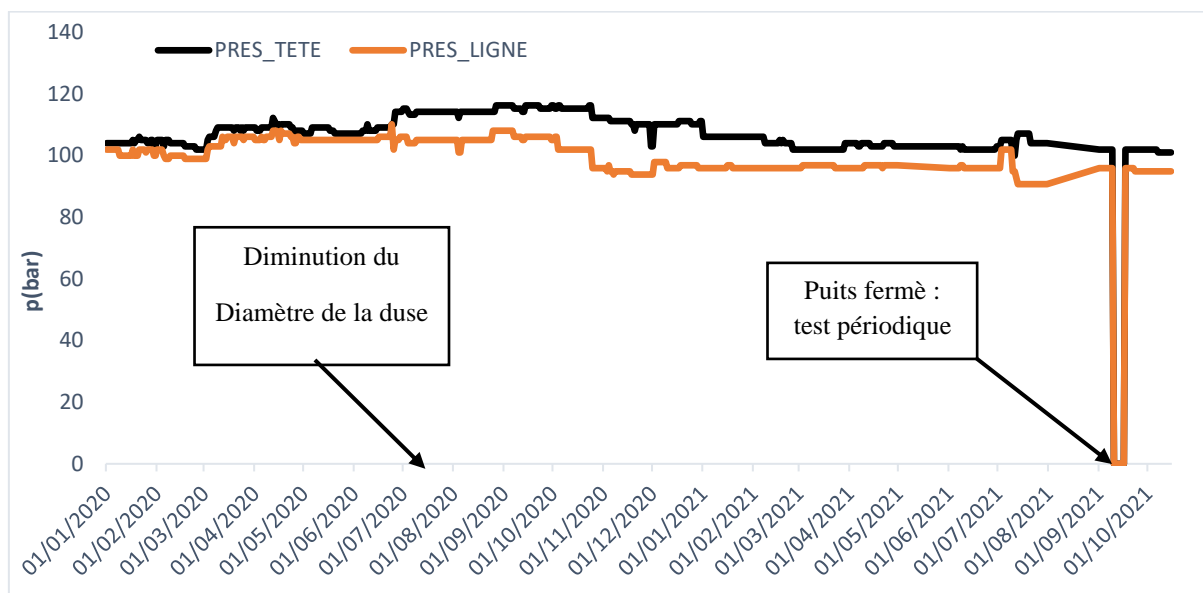


Figure I-7 historiques de pression du puits RHA01 de 2020 à 10/2021

D'après la Figure I-7 on remarque :

- La pression de tête est toujours au-dessus de la pression de ligne et la pression de ligne est toujours supérieure à la pression d'entrée au manifold estimé à 91bar

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

- En début 2020 la pression de tête et la pression de ligne était presque égaux. Afin d'éviter l'égalisation de ces deux pressions, le 07/07/2020 une diminution du diamètre de la duse de 108/64inch à 98/64inch a été réalisé ce qui a provoqué la diminution de la pression de ligne et l'augmentation de la DeltaP. D'où, cette opération réalisée était efficace.

Voici ci-dessous l'historique de production de ce puits et la variation du GLR et WC de ce puits de 2020 à octobre 2021

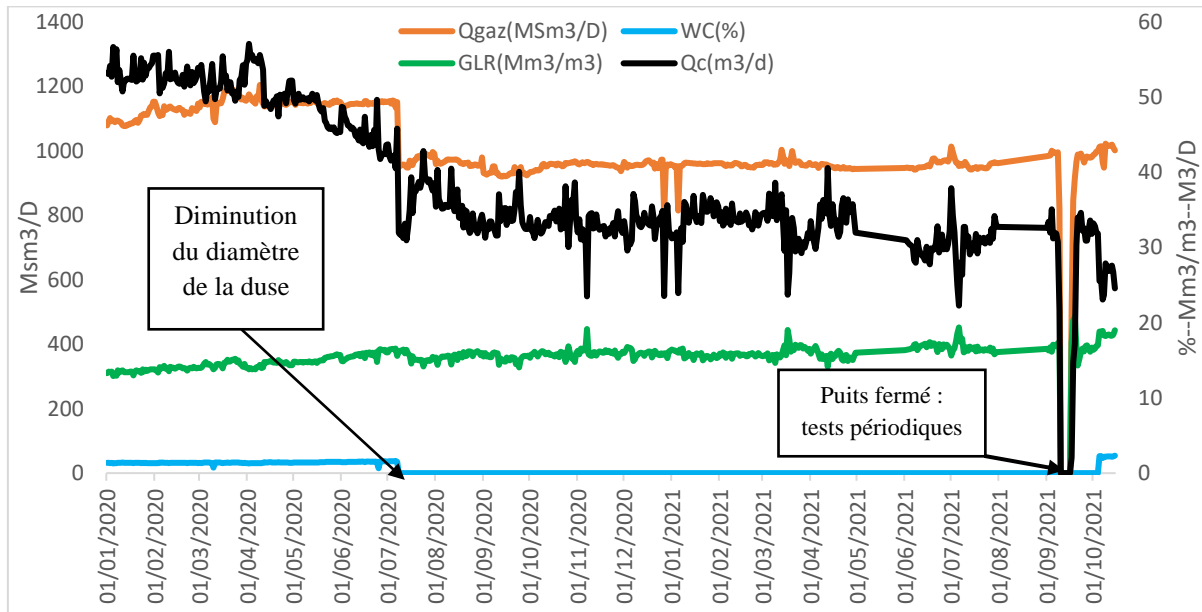


Figure I-8 Historique de production et variation du GLR et WC du puits RHA 01

D'après la Figure I-8 on remarque que :

- Le puits produit de bonne quantité de gaz et de condensat début 2020 d'où on conclut que ce puits fonctionne avec une DeltaP faible tout en assurant une bonne productivité.
- Après la diminution du diamètre de la duse les débits de gaz et de condensat produits ainsi que le Water Cut ont diminué ce qui est logique.
- Le GLR augmentent au fil du temps ce qui est due principalement à la baisse considérable de la quantité de condensat produite au fil du temps comparé à la baisse de la quantité de gaz produite
- Ce puits a une bonne production de gaz introduite par des débits de gaz élevé estimé à $1000000\text{m}^3/\text{d}$ début 2020 jusqu'aux alentours de $965000\text{m}^3/\text{d}$ en octobre 2021 d'où c'est un puits producteur à fort potentiel en production de gaz tandis que les débits de condensat produit ont connues une baisse considérable de début 2020 à octobre 2021, descendant de $53\text{m}^3/\text{d}$ de condensat jusqu'à $26,5\text{m}^3/\text{d}$.

I.12.1.1 Analyse de déclin de pression de tête du puits RHA01 via les graphes :

On remarque que la pression de tête de RHA01 début 2020 était 104 bars tandis qu'un an et 10 mois après c'est-à-dire fin 2021 elle a été estimée à 100 bars ce qui fait une diminution d'environ 4bar en 1ans et 8mois ce qui fait un déclin de pression de tête d'environ 2 bars par

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

ans pour ce puits en moyenne. Cette valeur est différente de celle déterminé via les résultats des WellTest estimé à une chute de pression de tête de 2,5bars par ans, le 1^{er} résultat est plus fiable. D'où on peut sortir par une conclusion aboutissant que la pression de tête du puits RHA01 baisse d'environ **2 bar** par ans dans les conditions normaux

I.12.2 RHA02

Le puits RHA02 est un puits vertical producteur fermé. C'est un puits à gaz a condensat .il a été foré en 1974, il a ensuite été complète avec un tubing 4 1/2'' en 1991 puis perforé début 1992 dans le réservoir TAGS et a été mis en service le 24/04/1992 avec un débit très variable et décroissant avant qu'il ne soit fermé en janvier 1994.

Cette fermeture était dû à la déplétion énorme de sa pression de fond provoquant la réduction énorme de sa pression de tête qui s'est égaliser rapidement avec sa pression de ligne. 3ans après le début d'injection de RHA05(en 2016), ce puits a été reperforé et remis en production mais 8mois après le puits a refermé pour la même raison précédente et en un laps de temps inferieur ce qui reflète l'inefficacité d'injection de RHA05 sur ce puits.

Ce puits ne produisait plus la même quantité en 2016 qu'au début de sa production en 1992 d'où ce puits est devenu pas rentable. C'est pour cette raison qu'il n'a plus été réouvert depuis. Nous allons l'interpréter dans le prochain chapitre afin de déterminer sa réelle problématique.

I.12.3 RHA 03

Le puits RHA 03 est un puits vertical producteur actif. C'est un puits à gaz a condensat. Il a été foré en 1982 puis compléter en 1983 puis perforé début 1992 dans le réservoir TAGS et mise en production le 26/04/1992 avec un débit moyen de $Q = 750\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$,

Après la reprise du puits en Workover en 1995, le débit a subi une chute importante pour atteindre un débit moyen de $Q = 400\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$, ce débit est maintenu jusqu'à Juin 1997 pour subir une nouvelle diminution de débits considérable ($Q = 200\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$). Après l'acidification réalisée en Décembre 2000, une augmentation très importante du débit est obtenue passant à $Q = 930\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$, soit un gain de plus de 400%. Ce qui indique un endommagement préalable du puits. En 2004 le puits produisait à un débit de $560\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$ avec un skin d'endommagement $S=24$.

Il est toujours actif jusqu'à aujourd'hui.

Il a été fermé en 2007 ou il a subi un nettoyage de fond suivi d'un lavage des perforations et d'une acidification via l'appareil COILED TUBING afin d'augmenter sa productivité.

Voici ci-dessous son historique de pression obtenues via les résultats des essais de puits réalisé sur ce puits de 1994 jusqu'à 2020 :

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

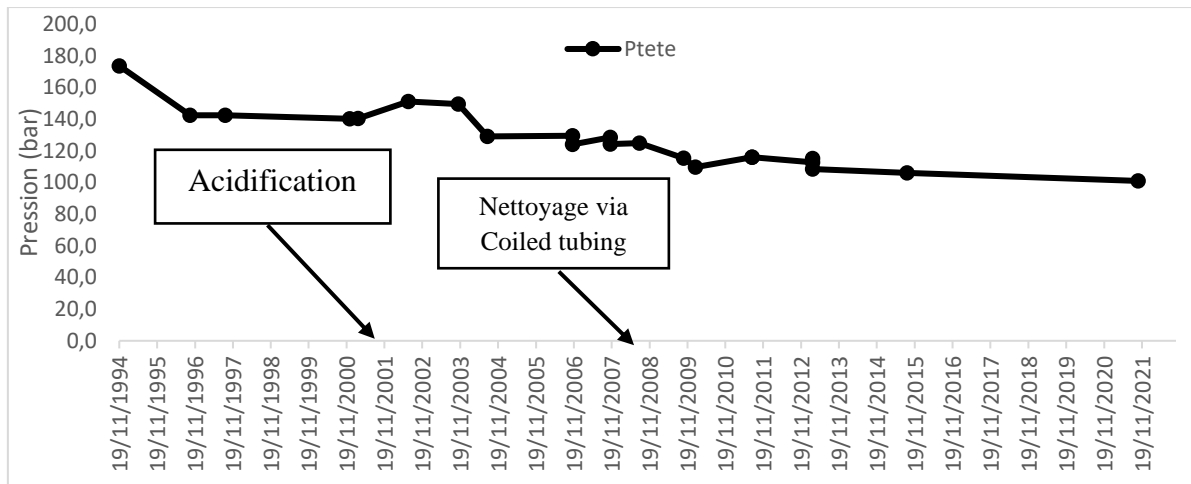


Figure I-9 Historique de pression du puits RHA 03 via les résultats des WellTest

On remarque d'après la Figure I-9 que :

- La pression de tête a augmenté suite à l'acidification de 140 à 150 barg ce qui reflète l'augmentation de la pression du réservoir ainsi que la pression de fond dynamique d'où l'acidification était réussie. Tandis que le nettoyage via Coiled tubing n'avait aucun effet sur la pression de tête.
- La pression de tête a chuté de 3,5 bar par ans de 2001 à 2013, c'est-à-dire de l'après acidification jusqu'à l'avant début d'injection.
- La pression de tête est stable de 2013 à 2015
- La pression de tête a chuté d'un déclin très faible de 2015 à 2021

D'où l'injection depuis RHA04 dans ce puits était efficace.

Voici ci-dessous l'historique de production accompagné de la variation du GLR et du Water Cut du puits RHA03 de 1996 à 2021.

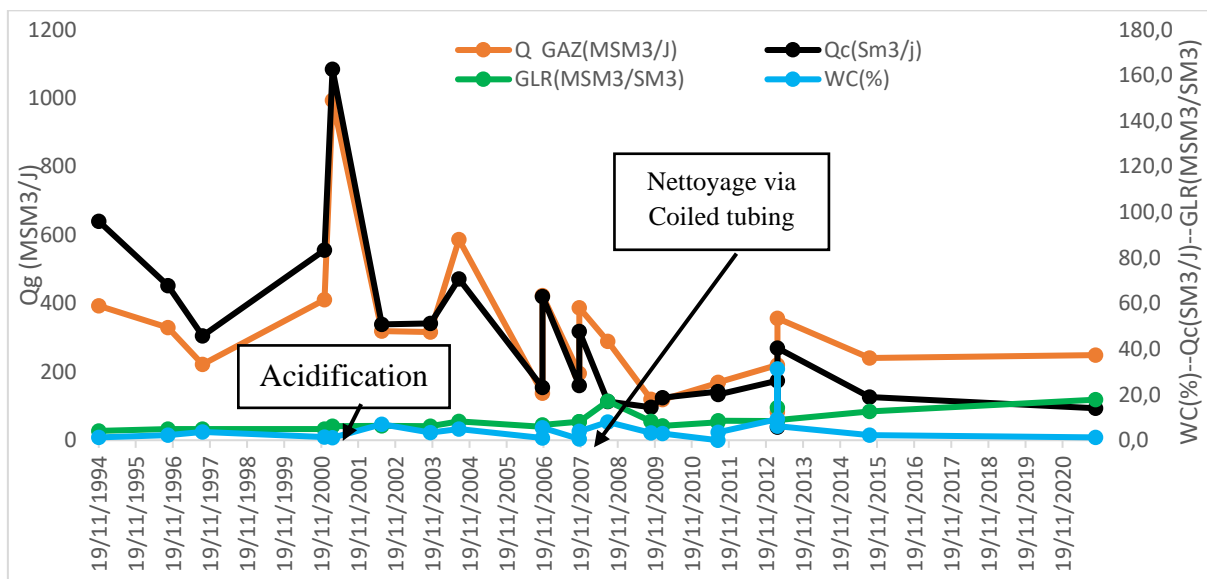


Figure I-10 historiques de production et variation du GLR et WC du puits RHA03 via les résultats des WellTest

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

On remarque d'après la Figure I-10 que :

- L'acidification opérée en décembre 2000 sur ce puits avait son effet sur l'augmentation des débits de gaz et de condensats produit les améliorant de 222000m³/d de gaz et 45,7m³/d de condensat à 993000m³/d de gaz et 162m³/d de condensat tandis que l'opération de nettoyage de puits via Coiled tubing réalisée en 2007 n'a pas eu l'effet attendu sur le puits.
- Le potentiel maximum de ce puits est de 162m³/d de condensat pour 993000m³/d de gaz obtenues d'après le test potentiel réalisé après acidification début 2001.
- Ce puits n'a pas la problématique de production d'eau (WC faible).

Voici ci-dessous son historique de pression de début 2020 à octobre 2021

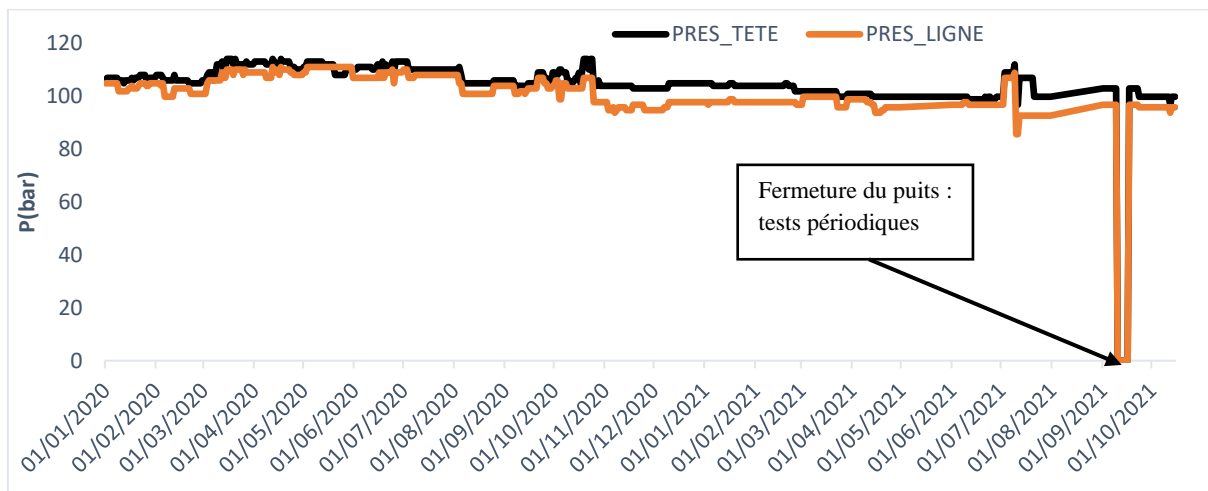


Figure I-11 Historique de pression du puits RHA 03

D'après de la Figure I-11 nous remarquons que :

- Ce puits a un comportement similaire à celui de RHA01 c'est-à-dire que le puits est en production avec une différence de pression faible entre la pression de ligne et la pression de tête sans que pour autant les deux s'égalisent et lorsque les deux pressions commencent à s'égaliser, un jeu de duse est appliqué afin de diminuer la pression de ligne et la garder toujours au-dessous de la pression de tête.
- On remarque aussi que ce puits a une pression de ligne adéquate à celle de l'entrée au piquage PIK-17 estimé à 94bar.

Voici ci-dessous l'historique de production ainsi que la variation du GLR et WC de ce puits de 2020 à octobre 2021.

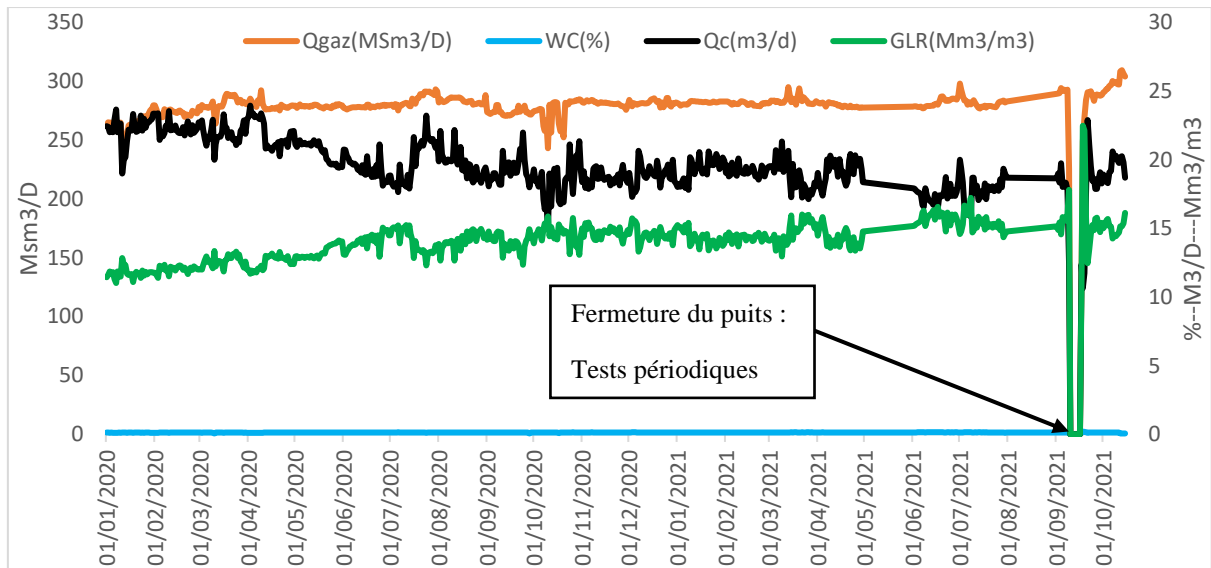


Figure I-12 historiques de production du puits RHA 03 ainsi que la variation du GLR et WC de 2020 à 2022

On remarque d'après la Figure I-12 que :

- Le GLR est plutôt stable dans ce puits avec une augmentation minimale, cela est dû aux faits que le débit de gaz ainsi que le débit de condensat ont plus ou moins le même comportement avec une baisse minimale du débit de condensat.
- Ce puits a un Water Cut faible ce qui favorise la continuité d'exploitation de ce puits qui ne présente pas la problématique de production d'eau (la venue d'eau).
- Il a un faible potentiel en termes de productivité ces dernières années représenté par une production de gaz aux alentours de 300000 à 250000 m³/d et une faible production de condensat estimé aux alentours de 24 à 18 m³/d malgré son potentiel énorme

I.12.3.1 Analyse de déclin de pression de RHA03 via les graphes :

On remarque depuis l'historique de pression de ce puits que la pression de tête début 2020 était d'environ 107bar et qu'en octobre 2021 la pression était descendue à 100bar ce qui fait un déclin de pression de tête d'environ **3,5bar** par ans

I.12.4 RHA 04

Le puits RHA04 est un puits producteur reconverti injecteur en 2013. Il est actuellement fermé depuis 18/12/2020. Ce puits a été foré fin 1991 jusqu'en début 1992 puis complété début 1992 et perforé dans le TAGS et mis en production le 16/07/1992.

La production de ce puits a débuté en Juillet 1992 avec un débit moyen de $Q = 360\,000 \text{ stm}^3/\text{j}$, ce débit est pratiquement maintenu constant jusqu'en 1995, où une légère chute est observée après le Workover réalisé cette année-là où le débit est devenu : $Q = 300\,000 \text{ stm}^3/\text{d}$. après l'opération de traitement matricielle réalisée en Janvier 2001, une nette amélioration est obtenue avec un nouveau débit moyen de $Q = 560\,000 \text{ stm}^3/\text{j}$, soit un gain estimé à plus de 150%. En 2004 le puits produisait à un débit de 500 000 stm³/j et son skin d'endommagement était estimé à : $S=27$, le débit de condensat produit peut atteindre

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

122m³/d et même après la chute de production le débit de condensat restait supérieur à 40m³/d tandis que le débit de gaz peut atteindre 600 000Sm³/d. Ce puits a connu une chute de productivité considérable de 2001 à 2011 passant à 40m³/d de condensat et 300 000m³/d de gaz. Cette chute énorme de débit fait partie des raisons pour lesquelles ce puits a été introduit injecteur.

Il a été reconverti puits injecteur en début 2013 en appliquant certaines modifications sur sa complétion après une étude réalisée où ils ont conclu que le meilleur scénario d'injection possible dans ce champ était de reconvertir les puits RHA04 et RHA05 en puits injecteur et que la création de puits injecteurs était plus ou moins nécessaire afin d'assurer le maintien de pression le plus longtemps possible et d'assurer une durée de vie supplémentaire des puits producteurs du réservoir TAGS.

Ce puits a été introduit injecteur en 2013 principalement car :

- Il se trouve loin des puits producteurs et du manifold
- Il a subi une chute de productivité considérable ses dernières années de production.
- Le test d'injectivité de ce puits a été positif
- Ce champ avait besoin de puits injecteur après le début d'exploitation de 3 nouveaux puits producteurs (RHA07, RHA08, RHA09)

Le débit d'injection depuis ce puits était estimé à 1 Mmm³/d de gaz traité de 2013 à 2019 , en 2019 le débit d'injection a été augmenté à 1,4 Mmm³/d car ils ont remarqué que l'injection de 2018 à 2019 n'avaient presque aucun effet , cette augmentation n'a eu aucun effet sur la déplétion des puits ,d'où le débit d'injection a été réduit en 2020 et descendu à environ 700000 m³/d puis arrêté fin 2020 car l'injection depuis 2018 n'avait plus aucun effet sur le réservoir TAGS et que le taux de déplétion était le même sans ou avec injection ce qui a provoqué la diminution jusqu'à l'arrêt de la quantité injecté.

La raison pour laquelle l'injection était devenue inefficace c'est que la période de début d'injection a été mal optimisée et est survenue trop tardivement (en 2013) d'où elle a eu un impact les 1^{ere} années d'injections remarqué principalement dans les puits les plus proches (RHA01, RHA03, RHA08) puis aucun effet considérable n'a été remarqué sur la déplétion des puits depuis 2018 d'où l'arrêt d'injection et la fermeture de ce puits en 2020.

I.12.5 RHA 05

C'est un puits producteur vertical reconverti injecteur fin 2008. C'est un puits à gaz à condensat. Son forage a débuté le 18/05/1992 et s'est achevé le 07/02/1993. Il a été complété en 1993 puis Perforé en mai 1993 dans le réservoir TAGS puis mis en service le 20/08/1996.

Son débit initial moyen est de $Q = 500\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$, avant qu'il ne subisse une chute considérable après le Workover réalisé en 1997 où le débit a atteint $Q = 200\ 000\ \text{stm}^3/\text{j}$.

Il a subi deux opérations de COILED TUBING en 2000, la 1^{ere} visait à nettoyer le fond tandis que la deuxième avait pour but de le stimuler par acidification. Ces opérations ont permis d'améliorer la quantité produite et d'arrêter la rétrogradation énorme que connaissait

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

ce puits en termes de productivité. Après cela le débit produit a chuté jusqu'à atteindre 218 000m³/d de gaz et 28,9m³/d de condensat début 2008 avant la transformation du puits en puits injecteur

Il a été fermé en juin 2008 ou il a subi un WORKOVER du 15/11 au 17/12 2008, cette opération avait pour but :

1. Convertir ce puits producteur en injecteur.
2. Contrôler l'état des tubages
3. Recomplété le puits en 4" 1/2 carbone.

Ce puits a été introduit injecteur car il se trouve loin du manifold et proche des deux puits RHA02 et RHA07 appartenant au TAGS, d'où son injectivité devrait avoir de l'effet sur ces deux puits là. Ce qui n'était pas le cas malheureusement suite à l'existence d'une limitation géologique entre ce puits injecteur et les deux puits producteur représenté par une faille barrière qui n'as pas été découverte dans l'étude géologique initiale

Ce puits a commencé l'injectivité en 2013 au même temps que le puits RHA04 avec un débit d'injection de 800 000 Mm³/d de gaz traité, ce débit a été augmenté à 1,4 Mmm³/d mais sans impact réel ce qui a conduit à la fermeture de ce puits injecteur en 2016 et depuis le puits n'a plus été réouvert.

D'où l'injection dans le champ pétrolier de Rhourde Hamra était assurée que par le puits RHA04 et ce puits RHA05 avait aucun effet ce qui a conduite à sa fermeture 3ans après son début d'injection.

I.12.6 RHA 06

Le puits RHA06 est un puits vertical à gaz a condensat producteur Actif. Il a été foré du 12/10 au 20/12 1997 puis complète en janvier 1998 et perforé dans le réservoir TAGI en 2004 et a été mis en service cette année-là.

Il a subi une acidification le 25/07/2013

Voici ci-dessous son historique de production et la variation de son GLR et WC en se basant sur les résultats des Well test réalisé sur ce puits de 2004 à 2022.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

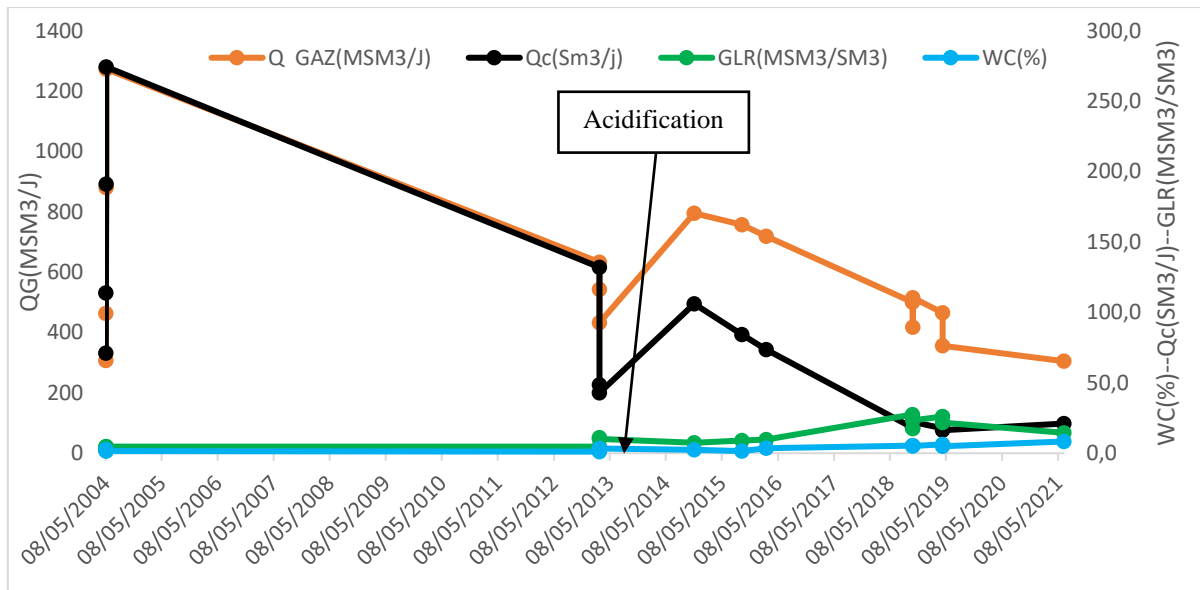


Figure I-13 Historique de production et variation de WC et GLR du puits RHA06 en se basant sur les résultats des WellTest réalisés sur ce puits

On remarque d'après la Figure I-13 que :

- Un test potentiel à une ouverture de duse de 128/64inch a prouvé que ce puits peut atteindre le débit de 1250000m³/d pour le gaz et de 274m³/d de condensat ce qui est énorme. Mais on ne peut produire avec une telle ouverture car cela provoquera le risque d'épuisement rapide des réserves, une chute de pression excessive ainsi qu'une instabilité du puits
- Au fil du temps, le débit produit a baissé, cela est dû à la déplétion naturelle. C'est confirmé d'après le dernier test réalisé en 2021 avec une ouverture de duse 72/64inch ou le puits produit 21,1m³/d de condensat et 370m³/d de gaz. On remarque une anomalie dans cette chute de débit représenté par l'augmentation des débits produits en début 2014 suite à une acidification réalisée cette année la afin d'augmenter la productivité de ce puits et c'est ce qui s'est réellement passé.
- Ce puits a un faible Water Cut ce qui incite à la continuation de son exploitation.

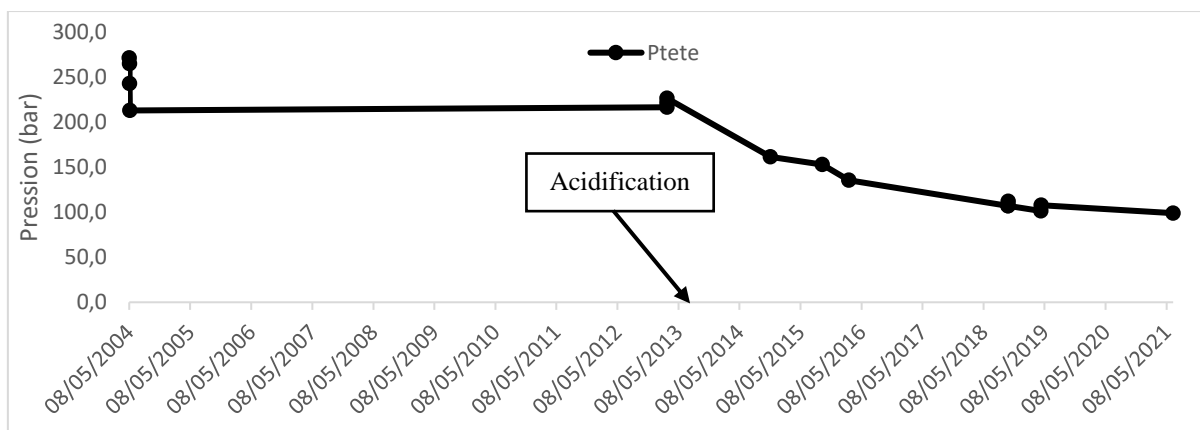


Figure I-14 historiques de pression du puits RHA06 en se basant sur les résultats du WellTest

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

D'après la Figure I-14 on remarque que :

- La pression de tête de ce puits au début de sa production était aux alentours de 230bar mais qu'au dernier test réalisé en 2021 elle a atteint 96bar ce qui implique un déclin de pression de tête de 234bar en 17ans ce qui est énorme mais logique du fait que ce puits appartient au réservoir TAGI qui est connu pour avoir une déplétion énorme par rapport au Reservoir TAGS ainsi que du fait que l'injectivité débuté en 2013 via RHA04 et RHA05 se faisaient seulement dans le réservoir TAGS. D'où les puits du TAGI était en déplétion continue sans injectivité pour maintenir la pression.
- L'acidification réalisé n'a eu aucun impact sur la pression de tête.
Voici ci-dessous l'historique de pression de ce puits de 2020 à octobre 2021 :

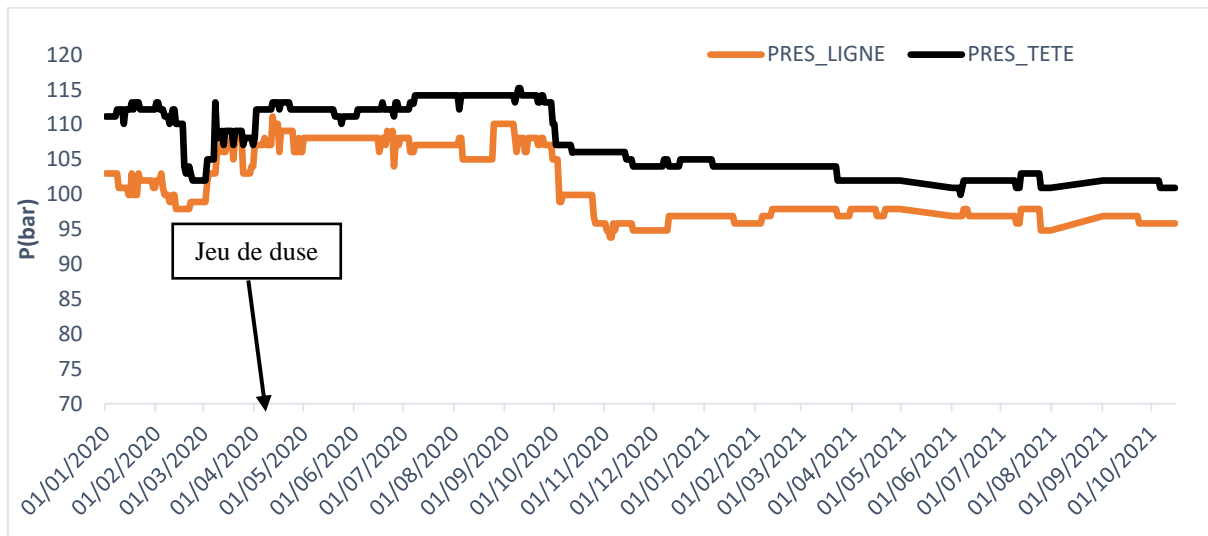


Figure I-15 historiques de pression du puits RHA06 de 2020 à 2022

D'après la Figure I-15 on remarque que :

- Le puits RHA06 est un autre puits produisant à une DeltaP faible.
- En début 2020 la valeur de DeltaP était plutôt satisfaisante tandis que fin mars 2020 nous avons remarqué que la DeltaP a diminué largement ce qui a obligé les ingénieurs à diminuer le diamètre de la duse de 84/64inch à 72/64inch afin d'éviter que les deux pressions s'égalisent en diminuant la pression de ligne. Après cette diminution, on remarque que la valeur de DeltaP est devenue satisfaisante et le puits est en production
- La valeur de la pression de ligne est adéquate à la pression d'entrée au manifold.

Voici ci-dessous l'historique de production ainsi que la variation du GLR et WC du puits RHA06 de 2020 à octobre 2021 :

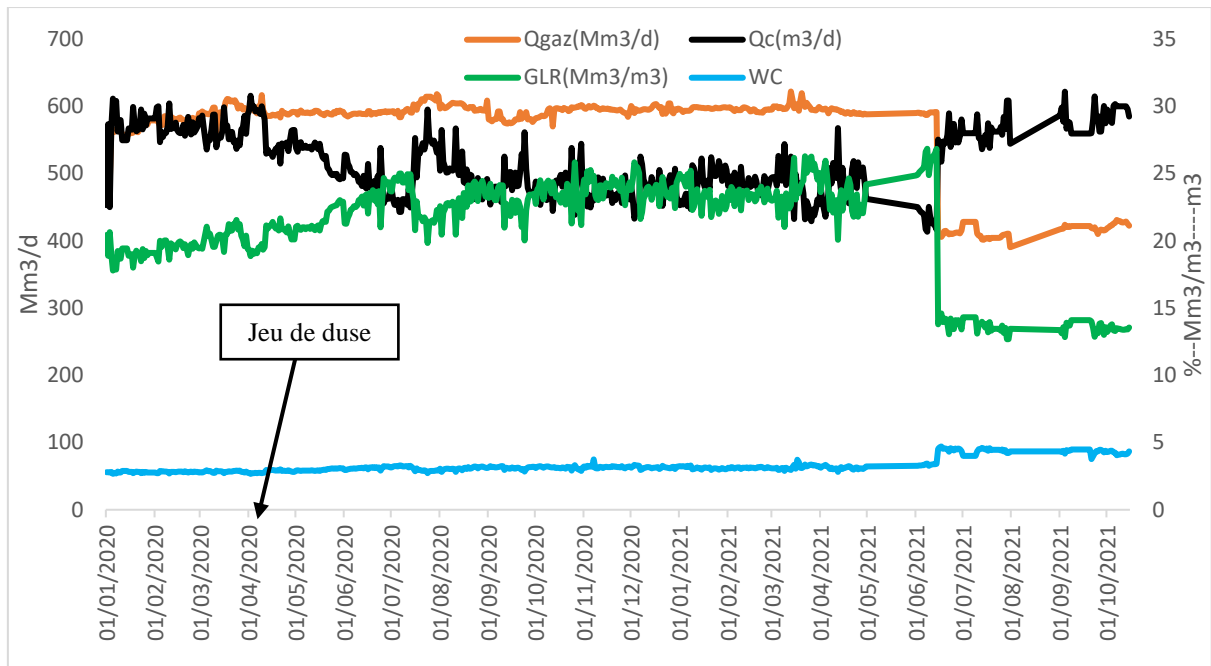


Figure I-16 historiques de production et variation de GLR et WC du puits RHA06

On remarque d'après la Figure I-16 que :

- Le GLR est en augmentation de 2020 jusqu'à juin 2021 où il a connu une baisse considérable traduite par l'importante baisse du gaz produit et l'augmentation du débit de condensat produit.
- La variation du débit de gaz est plutôt stable de 2020 jusqu'en juin 2021 où il a connu une baisse considérable suivie d'une stabilisation de production en fin d'année tandis que le débit de condensat a connu une légère baisse de début 2020 à juin 2021 ou contrairement au débit de gaz, il a connu une augmentation de production jusqu'en octobre 2021.
- On remarque que ce puits a un water Cut d'environ 5% d'où ce puits n'a pas la problématique de production d'eau.

I.12.6.1 Analyse de déclin de pression de RHA 06

D'après le graphique de l'historique de pression obtenues via les résultats des essais de puits réalisés sur RHA06, nous avons trouvé un déclin de pression de tête d'environ 13bar par ans qui est dû aussi aux débris qui se trouvaient dans les perforations provoquant la chute énorme de pression de tête et depuis l'historique de pression de ce puits de 2020 à octobre 2021 nous avons trouvé un déclin de pression de tête de 5,5bar par ans. Si ce puits continue à ce rythme de baisse énorme, il s'arrêtera plus rapidement que prévu suite à la chute considérable de la pression de tête ce qui provoquera soit l'égalisation des deux pressions soit la diminution de la pression de ligne qui passera au-dessous de la pression d'entrée au manifold d'où ce puit sera freiné et arrêté. Nous allons dans le prochain chapitre interpréter ce puit afin de voir si sa déplétion est naturelle ou en raison de problème de Reservoir en obtenant ses caractéristiques petro physiques tel que sa perméabilité ainsi que son skin.

I.12.7 RHA 07

Le puits RHA07 est un puits vertical à gaz a condensat producteur Actif. Il a été foré du 02/08 au 28/10/1999 puis complète fin 1999 et perforé dans le réservoir TAGS en juillet 2013 et a été mis en service cette année-là.

Il a subi trois nettoyages via le Coiled tubing, le 1^{er} c'était en mars 2015 afin d'éliminer les dépôts, les obstructions et les accumulations de débris à l'intérieur des conduites de puits qui se sont accumulés, le 2^{eme} c'était du 18 au 21 /12/2018 et le troisième c'était du 07 au 08/10/2020.

Voici ci-dessous son historique de production et de pression en se basant sur les résultats des Well test réalisé sur ce puits de 2013 à 2021 c'est-à-dire de sa 1^{ere} année de production à 2021 :

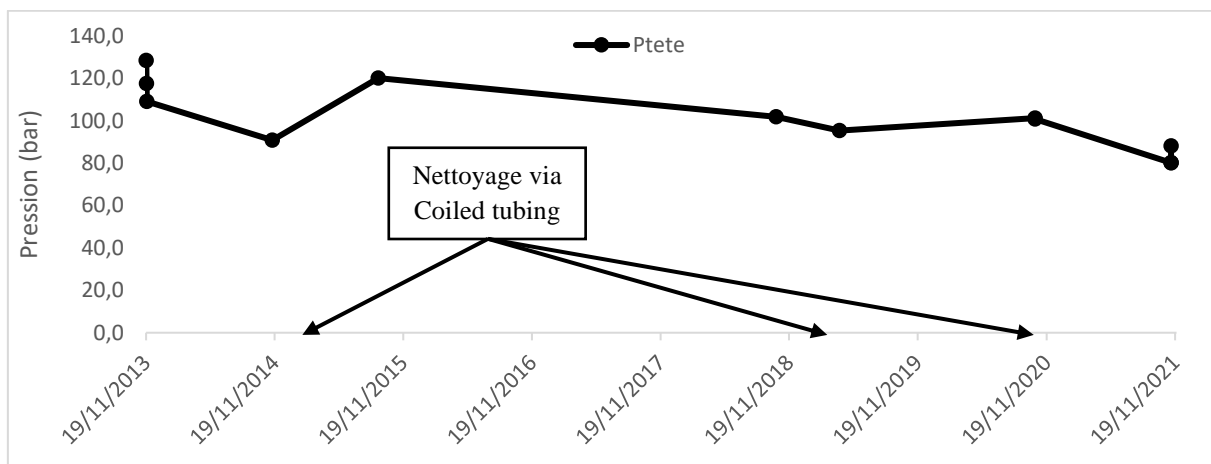


Figure I-17 historiques de pression de RHA07 en fonction des résultats des WellTest

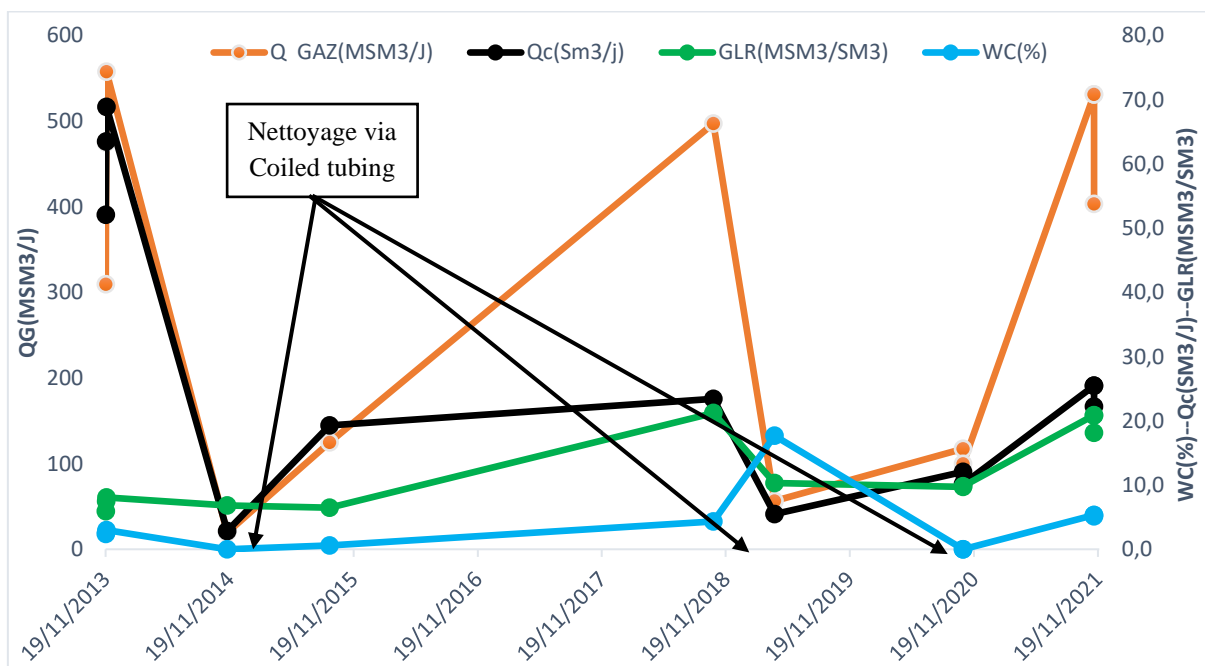


Figure I-18 historiques de production et variation du GLR et WC du puits RHA07 obtenues via les résultats des WellTest

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

On remarque d'après la Figure I-17 que :

- Le 1^{er} et le 3^{eme} nettoyage via Coiled tubing ont eu leur effet dans l'augmentation de la pression de tête
- La pression de tête a diminué de 2013 jusqu'à la réalisation de Coiled tubing en 2014 et elle a encore une fois diminué de 2014 à 2018 ce qui reflète l'inefficacité d'injection du puits RHA05 dans le maintien de la pression de réservoir de ce puits.

On remarque d'après la Figure I-18 que :

- Le puits a un potentiel maximum de production de gaz équivalent à 557 000Sm³/d et de condensat équivalent à 68,9m³/d, ces données ont été établies via un test potentiel réalisé au début de production de ce puits
- Le 1^{er} nettoyage via Coiled tubing en mars 2015 avait son effet. Il a permis d'augmenter le débit de gaz et de condensat ainsi que l'augmentation de la pression de tête.
- Le 2eme nettoyage réalisé en 2018 n'as pas eu d'effet positif sur ce puits car les débits ont continué leur chute.
- Le 3eme nettoyage réalisé en octobre 2020 a eu son effet positif car il a permis de diminuer le water Cut de ce puits atteignant 0% alors qu'il était 17% avant cela. Son efficacité se traduit aussi par l'augmentation des débits de condensat et de gaz remarqué après cette opération ainsi que l'augmentation de la pression de tête juste après cette opération.
- Ce puits a eu une production importante d'eau en 2019 pendant sa production traduite par un Water Cut de 17% ce qui est défavorable. La même chose est arrivée fin 2021 ce qui reflète que ce puits présente la problématique de la venue d'eau.

Voici ci-dessous son historique de production et variation du GLR et WC de 2020 à octobre 2021 de ce puits ainsi que son historique de pression à cette même durée :

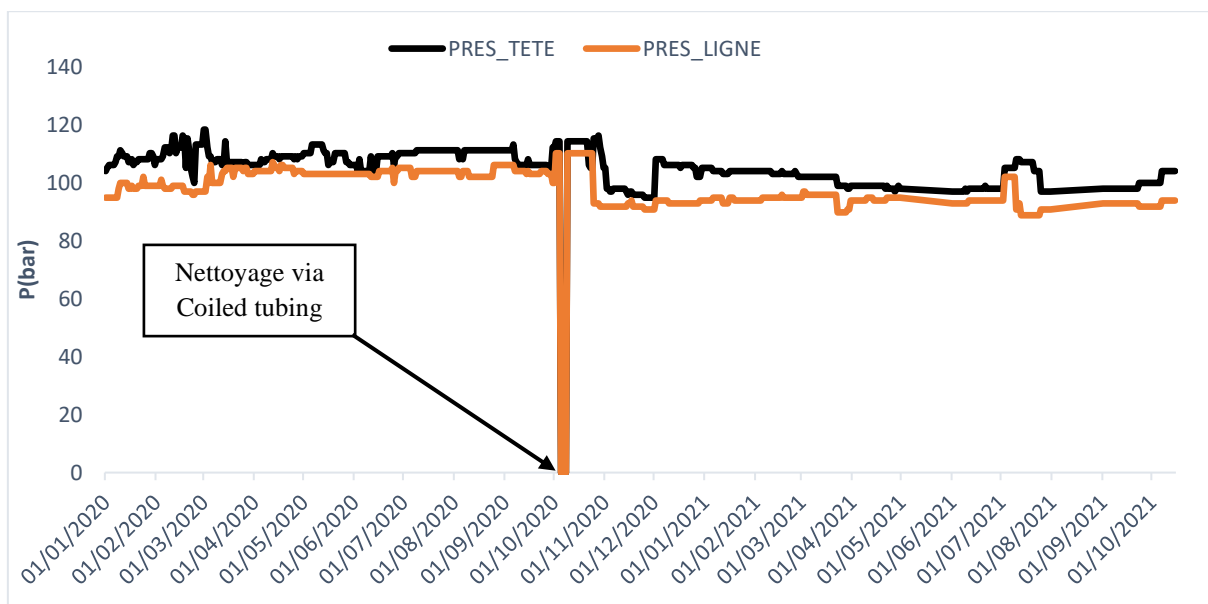


Figure I-19 historiques de pression de RHA07 de 2020 à 2022

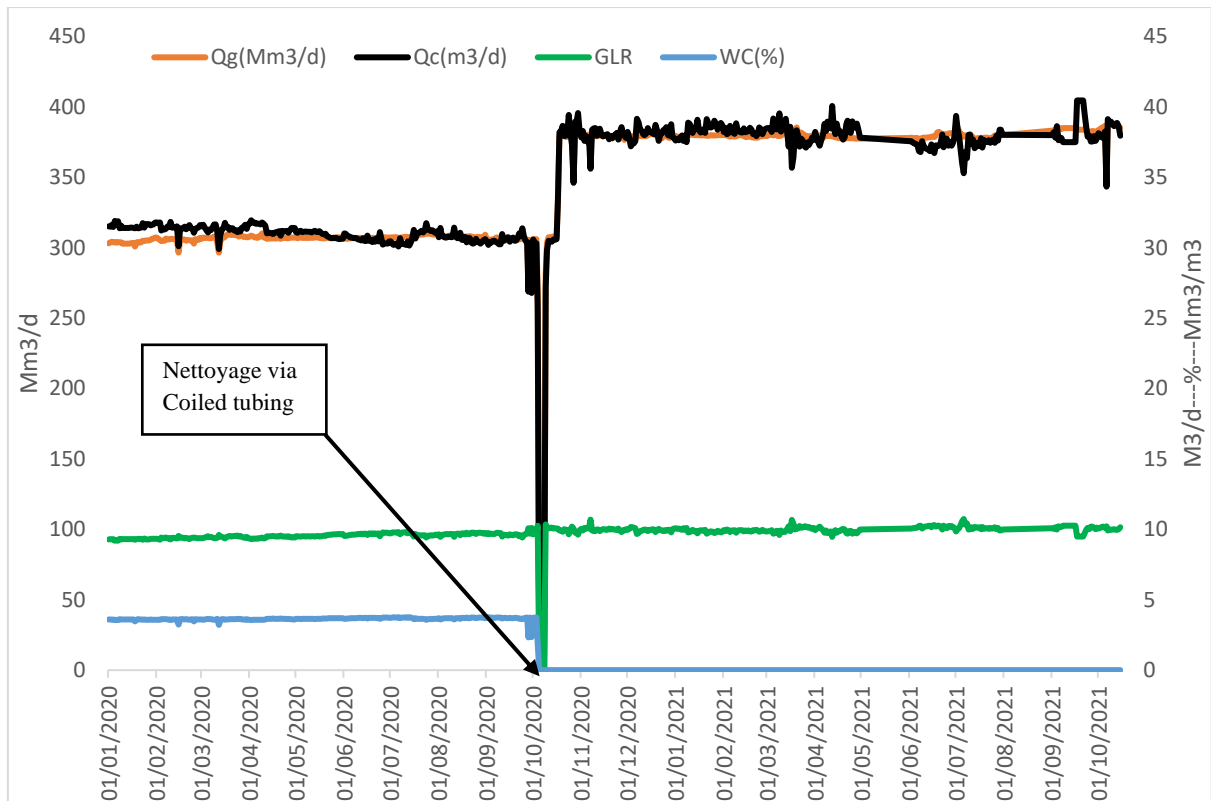


Figure I-20 historiques de production et variation du GLR et WC du puits RHA07 (20-22)

D'après ces deux figures on remarque que ce puits début 2020 produisait avec un DeltaP minime des quantités de gaz et de condensat estimé à environ $303115\text{m}^3/\text{d}$ de gaz et $31,9\text{m}^3/\text{d}$ de condensat suivi d'un water Cut d'environ 3,5%. C'est un autre puits produisant avec une petite valeur de DeltaP. Ce puits a été fermé suite à la réalisation d'un nettoyage via Coiled tubing début octobre 2022, cette opération avait un effet positif :

- Le water cut a baissé considérablement et a atteint 0% ce qui reflète l'efficacité de cette opération qui a supprimé la production d'eau avec le condensat
- Le débit de gaz et de condensat produit à augmenter considérablement

On remarque aussi que le GLR est plutôt stable ce qui reflète la stabilité de production de gaz et de liquide de ce puits et sachant que son Water Cut est faible on conclut que la variation du débit de gaz produit et du débit de condensat produit sont les mêmes

I.12.7.1 Analyse de déclin de RHA07 via les graphes

On remarque d'après l'historique de pression obtenus via les résultats des essais de puits réalisé sur RHA07 un déclin de pression de tête de 3,5bar par ans et d'après l'historique de pression de ce puits de 2020 à octobre 2021 nous avons trouvé la même valeur d'où on peut juger que ce puits présente une chute de pression de tête d'environ **3,5bar** par ans

I.12.8 RHA 08

Le puits RHA08 est un puits vertical à gaz a condensat producteur Actif. Il a été foré du 21/03 au 17/05 2001 puis complète en 2001 avec une complétion 4"1/2 puis perforé dans le

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

réservoir TAGS le 14/05/2013 et a été mis en service le 10/01/2015 suite à une opération de Coiled tubing qui visait à le nettoyer et le démarrer.

Il a subi une acidification en janvier 2019 afin d'augmenter sa productivité. Voici ci-dessous son historique de production et de pression en se basant sur les résultats des Well test réalisé sur ce puits de 2015 à 2021 :

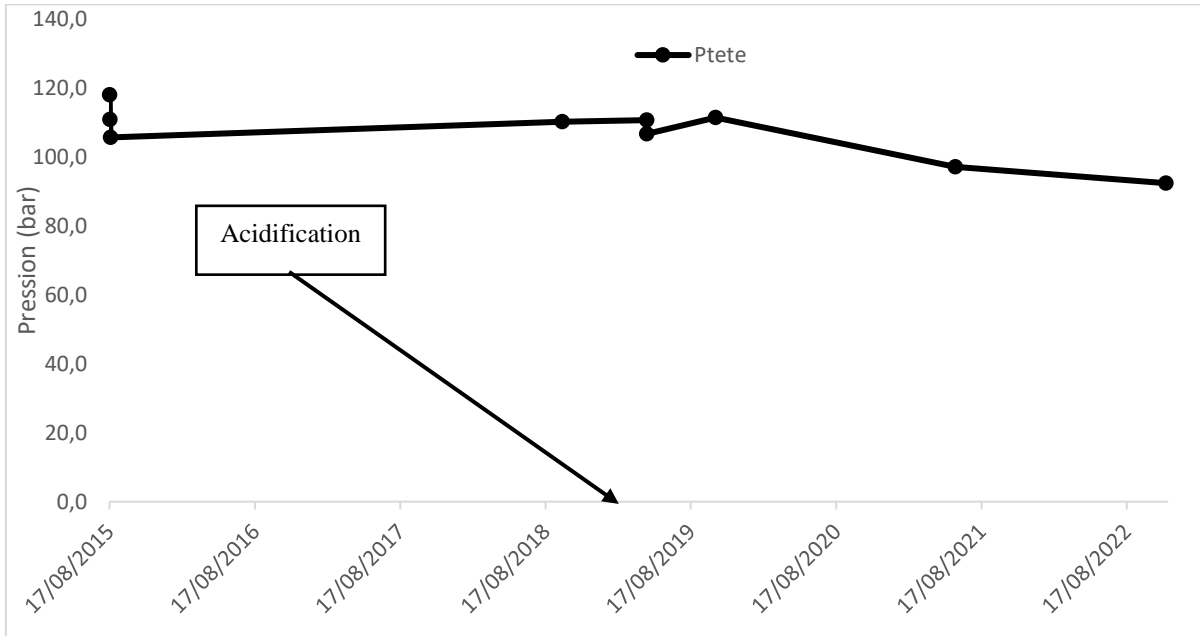


Figure I-21 historiques de pression de RHA08 selon les résultats des WellTest

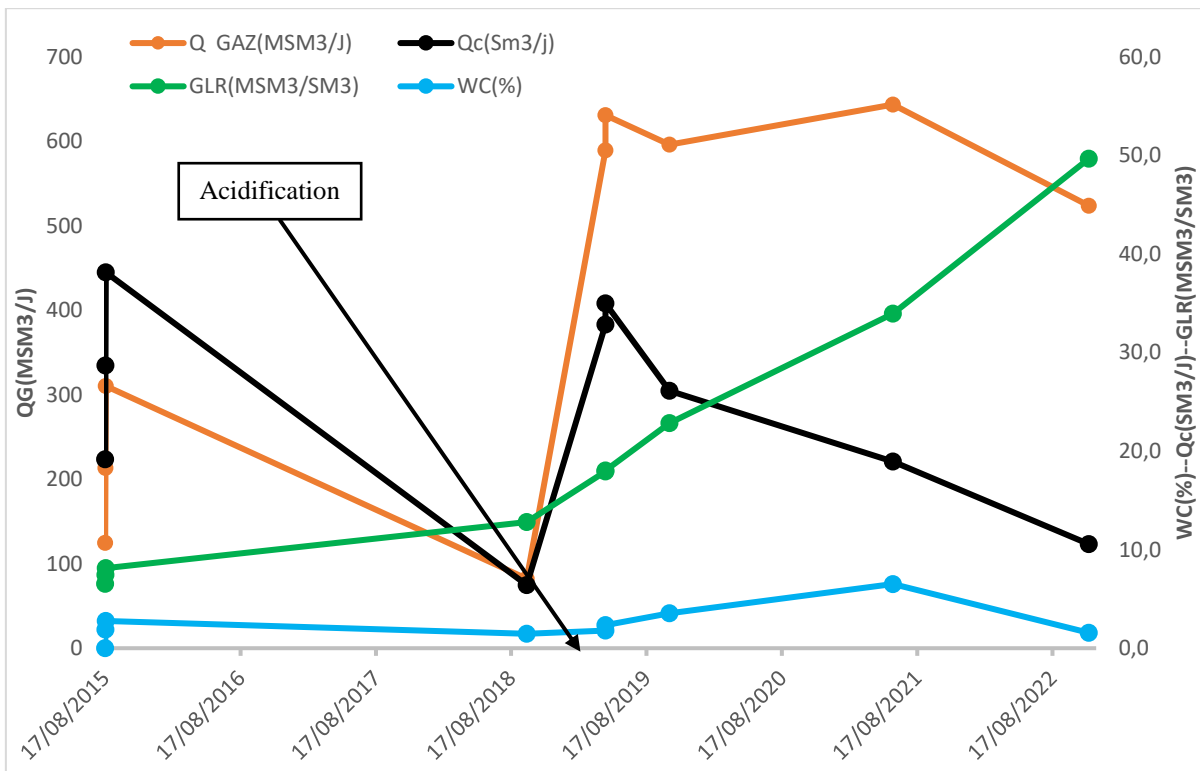


Figure I-22 historiques de production et variation du GLR et WC du puits RHA08 en fonction des résultats des WellTest

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

On remarque d'après la Figure I-21 que :

- L'acidification a permis d'augmenter la pression de tête ce qui reflète l'efficacité de cette opération
- La pression de tête était plutôt stable de 2015 à 2018 tandis qu'elle a diminué de 2018 à 2020 ce qui confirme le fait que l'injectivité depuis RHA08 était efficace que de 2013 à 2018.

On remarque d'après la Figure I-22 :

- Une baisse énorme de la quantité de gaz et de condensat produite de 2015 à début 2019 ou une acidification a été réalisée sur ce puits. Cette opération a augmenté sa production de 89000m³/d à 631000m³/d de gaz et de 8m³/d à 35m³/d de condensat d'où cette opération avait un impact considérable sur ce puits en augmentant sa capacité considérablement. On peut considérer ces deux valeurs produites comme le potentiel maximum de ce puits car elles ont été obtenues d'après un test potentiel réalisé après acidification le 28/04/2019.
- Une stabilisation du GLR avant acidification puis une augmentation dû à la baisse énorme de la quantité de condensat produite de ce puits de fin 2019 à 2022
- Une valeur de Water Cut inférieure à 5% ce qui reflète que ce puits n'a pas la problématique de production d'eau ce qui incite à la continuation de sa production.

Voici ci-dessous son historique de pression de 2020 à octobre 2021 :

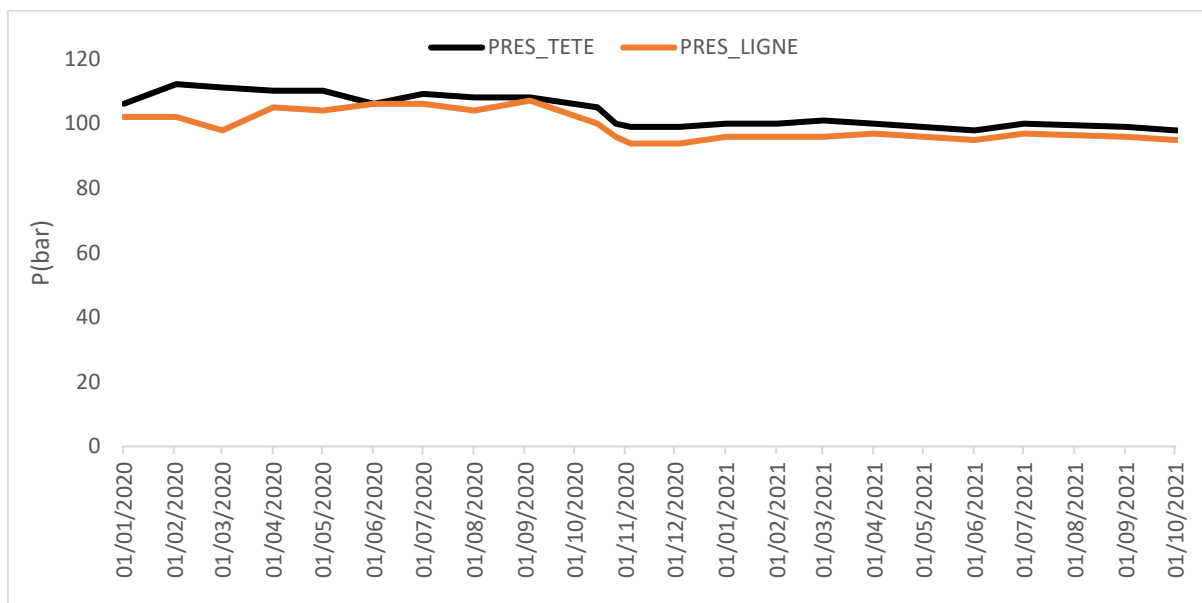


Figure I-23 historiques de pression de rha08 de 2020 à 10/2021

D'après la Figure I-23 on remarque que :

- Ce puits n'a subi aucune intervention de 2020 à 2022
- Ce puits produit avec une valeur de DeltaP faible
- La pression de ligne de ce puits est toujours au-dessous de la pression d'entrée au piquage qui est estimé à 94bar et adéquate avec la pression d'entrée au manifold.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

Voici ci-dessous l'historique de production ainsi que la variation du Water Cut et du GLR de ce puit de 2020 à octobre 2021 :

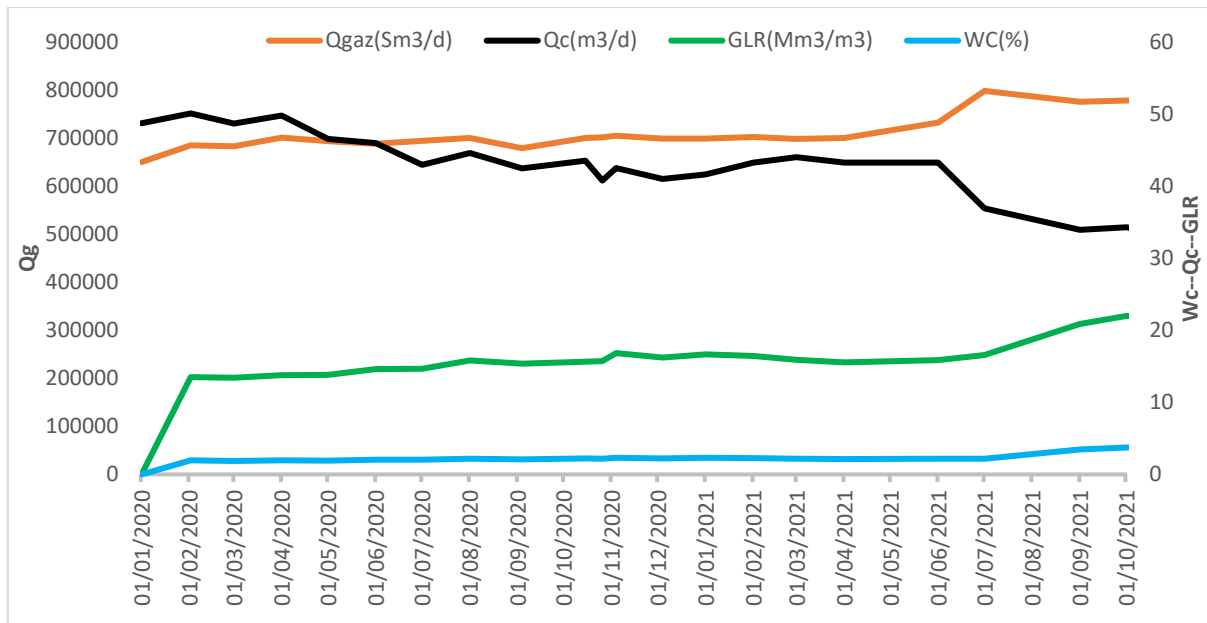


Figure I-24 historiques de pression et variation du WC et GLR du puits RHA08

D'après la Figure I-24 on remarque :

- Une grande augmentation du GLR de 2020 à octobre 2021, cela est dû à l'augmentation de la quantité de gaz produite qui est énorme atteignant les 777000m³/d en octobre 2021 et la diminution considérable de la quantité de condensat produite atteignant 34m³/d en cette même date alors qu'elle était aux alentours de 48m³/d début 2020
- Ce puits est un bon puits producteur.

I.12.8.1 Analyse de déclin du puits RHA 08

D'après l'historique de pression de ce puits d'après les résultats des Well test réalisé à ce puits nous avons trouvé un déclin de pression de 2.25bar par ans et d'après l'historique de pression de 2020 à octobre 2021 , ce puits avait une pression de tête de 106bar début 2020 et elle a atteint 98bar en octobre 2021 ce qui fait un déclin de 8bar en 1ans et 10mois c'est à dire un déclin d'environ 4bar par ans d'où et compte tenu de l'injection plus ou moins à effet sur le réservoir TAGS de 2013 à 2018 et l'acidification réalisé sur ce puits en janvier 2019 , le deuxième résultat est plus fiable et le déclin de pression de ce puits peut être considéré **4bar** par ans.

I.12.9 RHA 09

Le puits RHA09 est un puits à gaz a condensat vertical producteur Actif. Il a été foré du 06/12/2000 au 02/03/2001 puis complète en 2001 avec une complétion basique simple et fermée. Il a été perforé dans le réservoir TAGI le 11/05/2013 et a été mis en service cette année-là.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

Ce puits avait été mis en production en 2013 et on remarque que dès sa première année de production, il avait donné de mauvais résultats en termes de production par rapport à son potentiel estimé via un test potentiel initial réalisé, cela été due à une complétion inadéquate a ce puits. D'où la nécessité d'un workover. Ce dernier a été réalisé sur ce puits du 28/01 au 27/02 2014 et avait pour but :

- Déséquiper le puits
- Contrôler état des tubages
- Compléter le puit avec une nouvelle complétion 4" 1/2

Ce puit a démarré en mars 2014 juste après le Workover.

Ce puits a subi 3 opérations de Coiled tubing, la 1ere du 17 au 18/10/2018 qui visait à le nettoyer, une même opération a été réalisé 10jours après avec le même but de le nettoyer des débris et des obstructions se trouvant dans le puits et la dernière opération de Coiled tubing a été réalisé le 15/10/2020 qui avait pour but le Kick-Off. Cette dernière est une opération visant aussi le nettoyage du puits de l'eau et du sel en injectant de l'azote dans le puits.

Voici ci-dessous son historique de production et de pression en se basant sur les résultats des Well test réalisé sur ce puits de 2013 à 2021 :

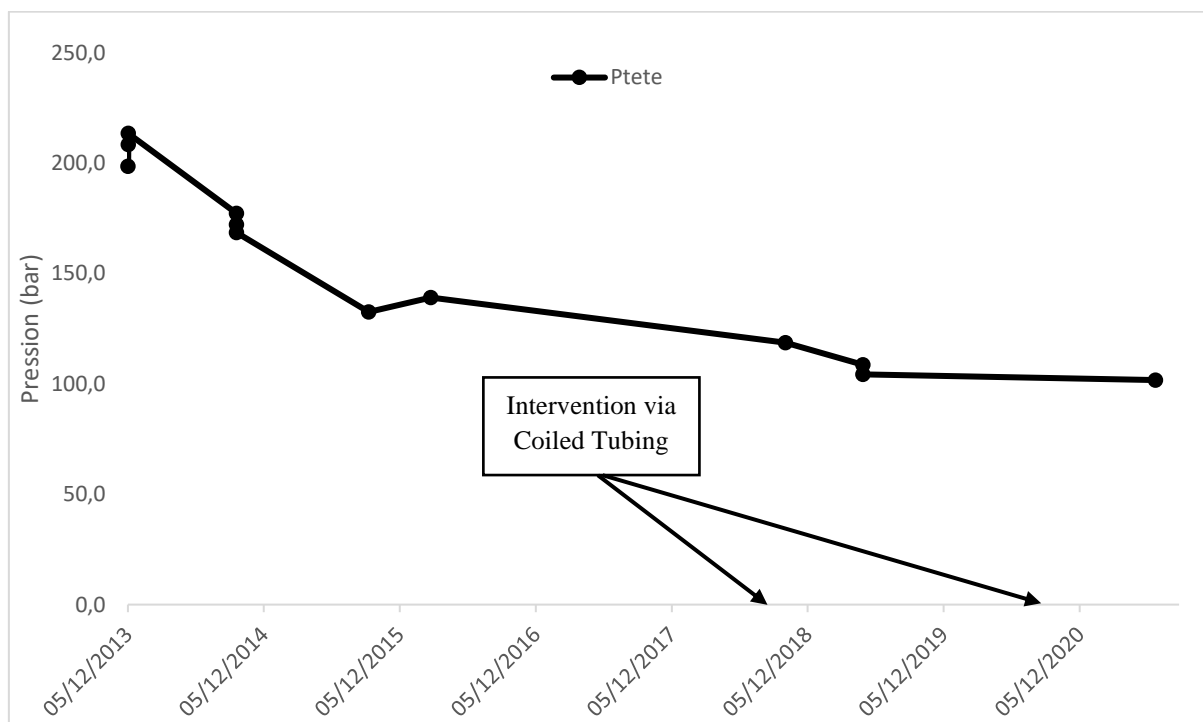


Figure I-25 historiques de pression de RHA09 en se basant sur les résultats des WellTest réalisé

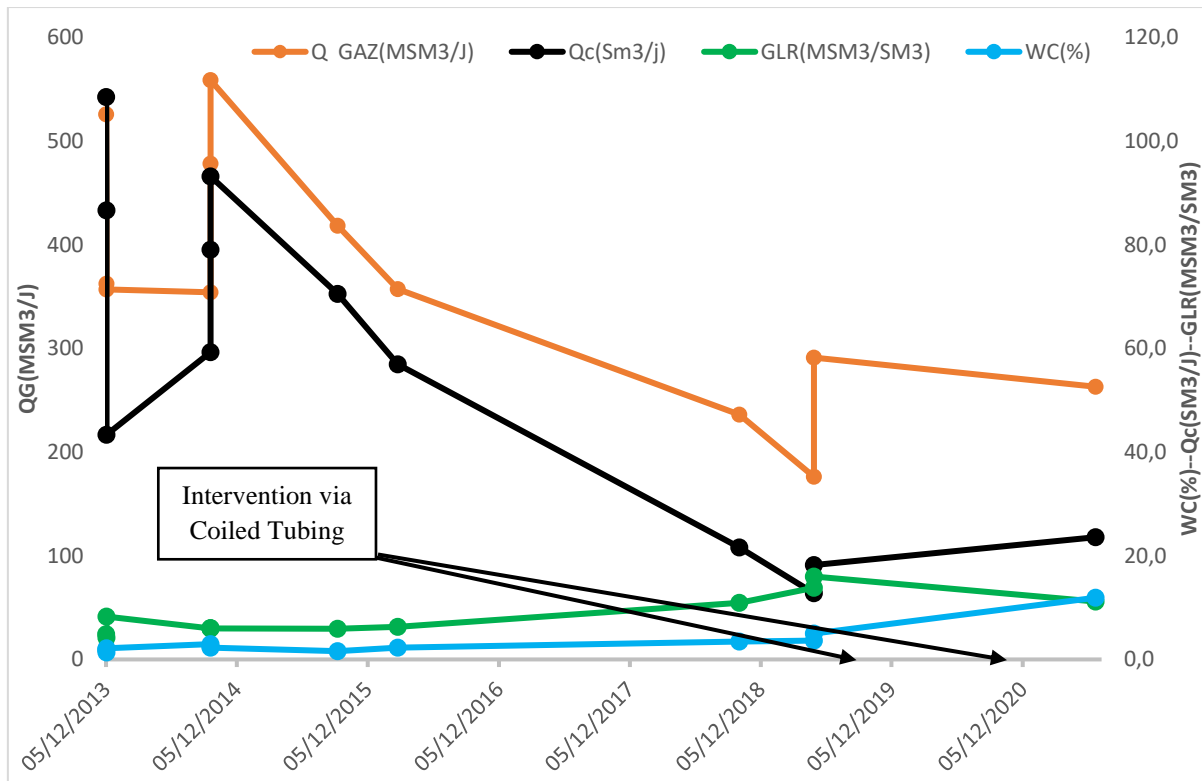


Figure I-26 historiques de production et variation du GLR et WC de RHA09 selon W.T

On remarque d'après la Figure I-25 que :

- Ce puits avait une pression de tête d'environ 198bar en 2013 tandis qu'elle a atteint 101bar fin 2021 ce qui fait un déclin de pression de tête de 97bar en seulement 9ans ce qui est plus ou moins compris en vue du fait que ce puits appartient au TAGI qui est un réservoir connu pour un déclin de pression supérieur au TAGS ainsi que du fait que l'injection se faisaient seulement au niveau du TAGS.
- Les interventions via Coiled tubing n'ont eu aucun effet sur la pression de tête

On remarque d'après la Figure I-26 que :

- Ce puits a un potentiel maximum d'environ 559000m³/d de gaz et 93,2m³/d de condensat estimé en septembre 2014 après début de production de ce puits avec la nouvelle complétion. Ce résultat est obtenu d'après un test potentiel
- Le Water Cut de ce puits était presque nul ses premières années de production tandis qu'en 2021 le Water Cut a atteint 11% suite à une augmentation considérable de la quantité d'eau produite de 2018 à 2021. Cette augmentation a précipité la réalisation de l'opération de kick off via Coiled tubing réalisé en 2020 afin d'extraire l'eau se trouvant dans la formation et résoudre cette problématique et d'éviter une augmentation continue de la quantité d'eau produite mais sans efficacité car 8mois après cette opération, le water cut était estimé à 11.9% ce qui prouve l'inefficacité de cette opération. D'où ce puit est un puits ayant la problématique de production d'eau.
- Le GLR est plutôt stable avec une minime augmentation.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

Voici ci-dessous l'historique de pression et de production ainsi que la variation du GLR et WC de ce puits de 2020 à octobre 2021.

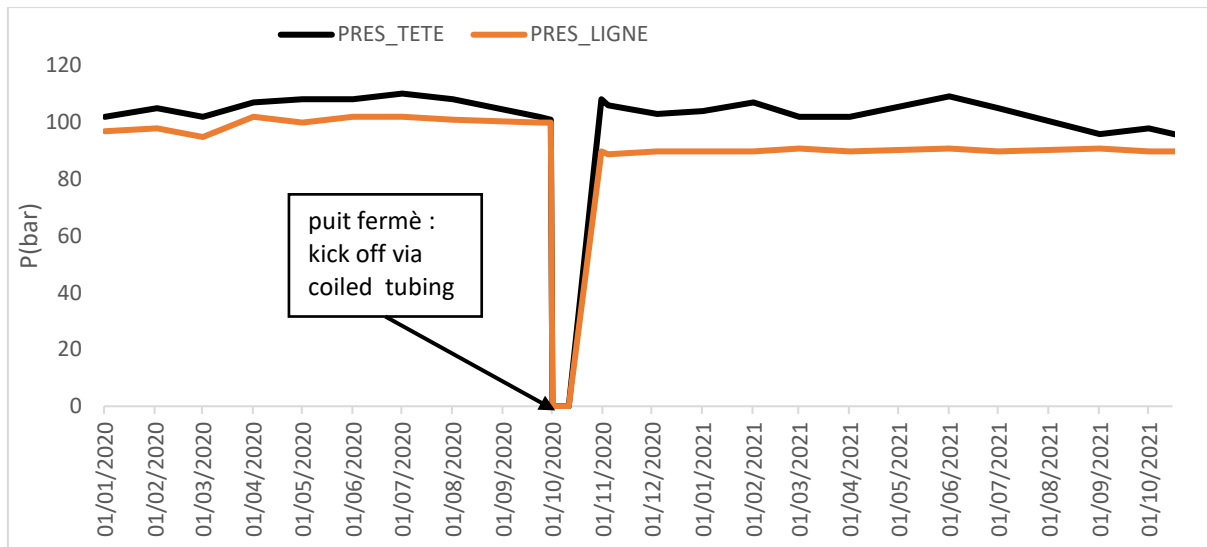


Figure I-27 historiques de pression de RHA09

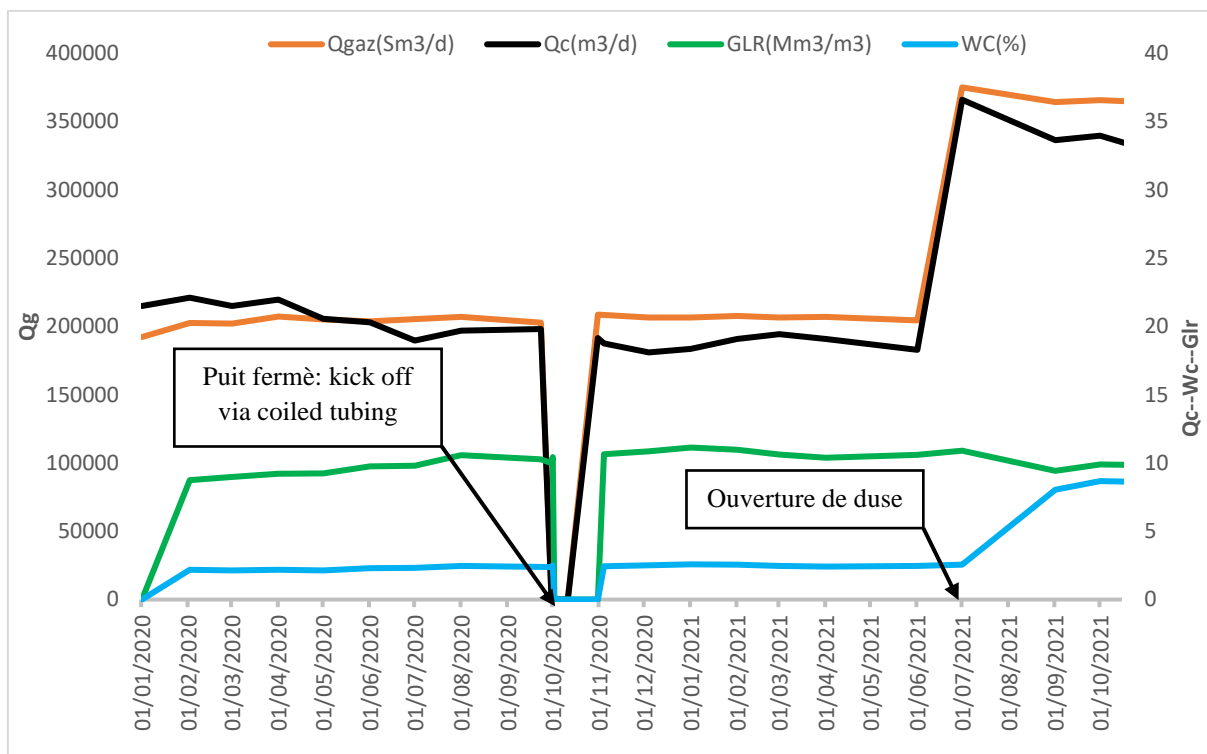


Figure I-28 historiques de production et variation de GLR et WC de RHA09

On remarque d'après la Figure I-27 que :

- Ce puits produisait avec un DeltaP minime avant la réalisation du nettoyage via Coiled tubing et la fermeture du puits en octobre 2020, après cela la DeltaP a augmenté due à l'augmentation de la pression de tête qui est le résultat de l'augmentation de la pression de fond dynamique.
- La pression de ligne est toujours adéquate à la pression d'entrée au manifold.

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

On trouve depuis la Figure I-28 que :

- Le GLR est stable ce qui reflète que la variation du débit de gaz produit ainsi que le débit de condensat sont les mêmes.
- L'ouverture de duse réalisé en juillet 2021 passant de 52/64inch a 64/64inch a permis l'augmentations des débits de production. Après cette ouverture, le Water Cut a augmenté jusqu'à atteindre 9% en octobre 2021 ce qui est défavorable.
- Ce puits est un puits à faible productivité.

On étudiera ce puits dans les prochains chapitres afin de lui trouver la solution optimale afin d'augmenter sa productivité tout en gardant une bonne valeur de Delta P et une pression de ligne adéquate à la pression d'entrée du manifold.

I.12.9.1 Analyse de déclin du puits RHA 09

D'après l'historique de pression de 2020 à octobre 2021, ce puits avait une pression de tête de 101bar début 2020 et elle a atteint 93bar en octobre 2021 ce qui fait un déclin de 8bar en 1 ans et 8mois c'est à dire un déclin de pression de tête d'environ **4bar** par ans

I.13 Conclusion

D'après ce chapitre nous avons eu comme conclusion :

- Les puits de RHA produisent tous de bonne quantité a une DeltaP Minimale.
- L'injection dans cette région a commencé en 2013 par l'intermédiaire des deux puits RHA04 et RHA05, l'injection se faisait dans le réservoir TAGS et avait pour but le maintien de la pression des réservoirs.
- L'injection n'était plus efficace depuis 2018 car ils ont mal optimisé le timing de début d'injection. C'était trop tard, le déclin était déjà énorme. Cela est remarqué d'après les graphes des puits appartenant au réservoir TAGS ou on remarque que depuis 2018 l'injection n'avait plus aucun effet
- L'efficacité de l'injection dans ce champ était limitée au puits RHA04. RHA05 n'avait aucun impact sur le maintien de pression suite à l'existence d'une faille barrière entre ce puits et les puits producteurs avoisinants.
- L'efficacité d'injection depuis le puits RHA04 était remarqué dans les puits les plus proches qui sont RHA01, RHA03 et RHA08
- Les puits de RHA appartenant au réservoir TAGI avaient un déclin de pression de tête supérieurs à ceux du réservoir TAGS mêmes après l'arrêt d'injectivité.
- Les puits de RHA sont des puits produisant à hautes pressions (Ptete High Pressure)
- Le meilleur puits en termes de productivité dans ce champ pétrolier est le puits RHA01 qui est le 1^{er} puits foré dans la région.
- Le puits RHA02 est un puit fermè de 2016 suite à l'égalisation de ses pressions due à sa déplétion énorme, cette déplétion sera étudiée dans le prochain chapitre
- Les puits RHA06 et RHA09 présente une déplétion énorme et s'ils continuent à ce niveau de chute de pression ces deux puits s'arrêteront prochainement, d'où nous

Chapitre 02 : Etude des puits du champ de RHOURE HAMRA

devront trouver une solution adéquate afin d'assurer la continuité de production de ces deux puits.

Nous allons dans les prochains chapitres étudier les 9 puits plus profondément afin de connaître les puits qui nécessitent une intervention quelconque ainsi que ceux qui doivent être abandonnés définitivement et ceux qui sont toujours en très bon état avec une bonne productivité et qui ne nécessitent rien.

Voici ci-dessous un récapitulatif des 9 puits regroupant les informations essentielles des puits :

Tableau I-2 récapitulatif des 9 puits

Puits	Type de réservoir	Perforations (m)	Type de puits	Etat du puits	Déclin de pression de tête par ans
RHA 01	TAGS	2765--2863	Prod	Ouvert	2 bars
RHA 02	TAGS	2816--2965	Prod	Fermé	X
RHA 03	TAGS	2904--2937	Prod	Ouvert	3,5 bars
RHA 04	TAGS	2823--2930	Inj/Prod	Fermé	X
RHA 05	TAGS	2934,5--2991	Inj/Prod	Fermé	X
RHA 06	TAGI	3126-3214	Prod	Ouvert	5,5 bars
RHA 07	TAGS	2854,5-2981	Prod	Ouvert	3,5 bars
RHA 08	TAGS	2695--2831	Prod	Ouvert	4 bars
RHA 09	TAGI	3064--3214	Prod	Ouvert	4 bars

Une fiche de complétion du puits RHA01 se trouve dans l'annexe.

Voici ci-dessous un tableau récapitulatif des potentiels maximums que peuvent atteindre les 9 puits obtenus via des tests potentiels réalisés sur ses puits.

Tableau I-3 récapitulatif des potentiels des 9 puits

Puits de RHA	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Débit de gaz max (Mm ³ /d)	1130	642	993	600	660	900	646	811	559
Débit de condensat (m ³ /d)	180	102	162	122	163	190	60	50	63

CHAPITRE 02 :
Interprétation
WellTest

II. Interprétation WellTest

II.1 Introduction

L'industrie pétrolière repose sur des technologies avancées et des méthodes sophistiquées pour évaluer et comprendre les caractéristiques des réservoirs pétroliers. Parmi les outils les plus essentiels et puissants à sa disposition se trouvent les essais de puits (WellTest)

C'est une technique cruciale pour interpréter les propriétés et le comportement des formations souterraines contenant des hydrocarbures. Les essais de puits sont des expériences réalisées sur un puits de pétrole ou de gaz en effectuant des mesures et des tests dans le but d'obtenir des informations précieuses sur les réservoirs. L'objectif principal de ces essais est de déterminer les paramètres clés du réservoir, tels que la perméabilité, le skin, la pression, la saturation et les caractéristiques de production.

La réussite de l'exploration et de la production pétrolière dépend en grande partie d'une interprétation précise des données recueillies lors des essais de puits. Cette interprétation permet de prendre des décisions éclairées concernant l'évaluation des stratégies d'exploitation et de concevoir des méthodes de récupération optimales.

Les essais de puits peuvent être réalisés à différentes étapes du cycle de vie d'un puits, depuis les premières phases d'exploration jusqu'à la production régulière. Ils offrent un aperçu essentiel des caractéristiques géologiques et pétrolières du réservoir, et permettent également de surveiller l'évolution du réservoir au fil du temps. Dans notre cas les essais de puits qu'on va interpréter sont ceux réalisés pendant la production régulière des puits.

L'interprétation des essais de puits est un processus complexe qui fait appel à des modèles mathématiques, des simulations numériques et des techniques de visualisation avancées. Dans notre cas nous avons utilisé le logiciel de simulation « Saphir » pour l'interprétation des tests. Cette dernière combine entre les méthodes conventionnelles, courbes types et la dérivée donnant ainsi des meilleurs résultats.

Donc notre chapitre sera basé sur l'interprétation via « Saphir » de 3 puits, le 1^{er} appartenant au réservoir TAGI(RHA06), le deuxième au réservoir TAGS(RHA01) et le 3eme est un puits fermé (RHA02) qui est supposé avoir des caractéristiques médiocres qu'on va devoir confirmer en l'interprétant.

II.2 Les essais de puits

II.2.1 Définition

Les essais de puits, également connus sous le nom de WellTest, font référence à des procédures spécifiques effectuées dans l'industrie pétrolière pour évaluer les caractéristiques d'un réservoir de pétrole ou de gaz. Ces essais sont conçus pour obtenir des données précieuses sur le comportement du réservoir, ses propriétés de perméabilité, sa pression et sa capacité de production. L'objectif principal des essais de puits est de recueillir des informations sur le réservoir afin de prendre des décisions éclairées sur l'exploitation et la gestion des gisements pétroliers. Ces informations sont essentielles pour estimer les réserves récupérables, la productivité potentielle du puits, la pression du réservoir, ainsi que pour

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

évaluer les paramètres de flux des fluides et la réponse du réservoir à différentes conditions de production [4]

II.2.2 Classification des essais de puits

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

II.2.2.1 Selon la chronologie du test :

- A. Les tests initiaux tel le DST
- B. Les tests périodiques.

II.2.2.2 Selon le nombre de puits rentrant dans le test

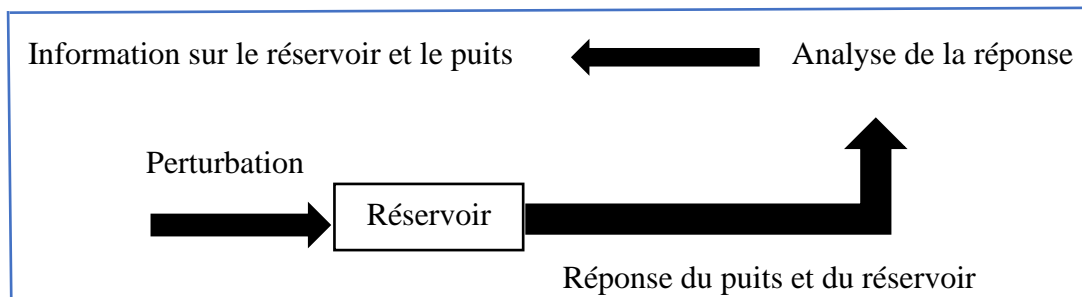
- A. Les tests à un seul puits : build up, drawdown, falloff...etc.
- B. Les tests à plusieurs puits test d'interférence, pulse test...etc.

II.2.2.3 Selon le type de puits

- A. Les tests des puits producteurs (build up, Draw down)
- B. Les tests des puits injecteurs (injectivité test, fall off).

II.2.3 Principe des essais de puits

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits (fermeture, ouverture ou changement du débit) pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.



II.2.4 Objectif des essais de puits

L'objectif principal des essais de puits est de fournir des informations essentielles sur le comportement et les caractéristiques d'un puits et du réservoir qui l'entoure. Voici les principaux objectifs des essais de puits :

- **Évaluer la productivité**
- **Caractériser le réservoir**
- **Détecter les fluides présents**
- **Optimiser la production**
- **Vérifier les modèles de réservoir**

En résumé, les essais de puits sont réalisés pour évaluer la productivité d'un puits, caractériser le réservoir, détecter les fluides présents, optimiser la production et vérifier les modèles de réservoir. Ces informations sont essentielles pour la prise de décisions éclairées et la gestion efficace des gisements d'hydrocarbures. [4]

II.2.5 Les différents types des essais de puits

- **Essai Drill Stem Test (DST)** : Ce test est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.
- **Essais de pression en fermeture (Build-up test)** : Cette méthode consiste à fermer le puits pendant un certain temps pour mesurer l'augmentation de la pression dans le réservoir. Cela permet d'estimer des paramètres tels que la perméabilité, la porosité, le skin, le profil de pression, les limites de la forme du réservoir et de détecter la présence d'obstructions d'écoulement
- **Essais de pression en ouverture (Drawdown test)** : Dans cette méthode, le puits est mis en production à un débit constant et la pression dans le réservoir est surveillée au fil du temps. L'analyse de la décroissance de la pression permet d'évaluer la perméabilité, le taux de transmission et d'autres propriétés du réservoir. [5]

II.2.6 L'essai de puits choisi et utilisé dans notre étude

Dans notre cas on a utilisé le Build-up test pour plusieurs raisons :

- Qualité des données
- Sensibilité au stress
- Récupération de la perméabilité
- Superposition des données

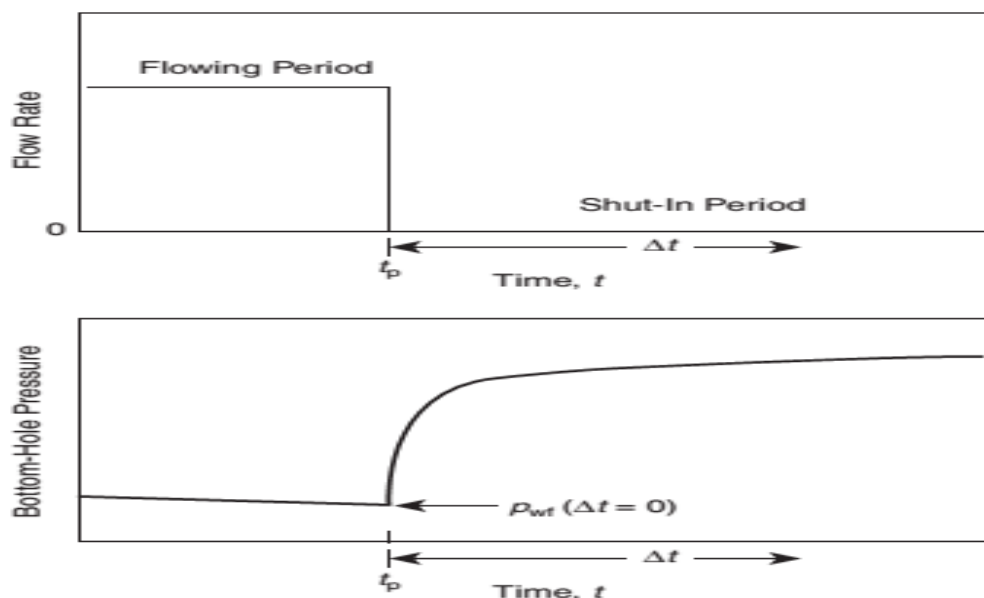


Figure II-1 essai en fermeture (BUILD-UP) [5]

II.2.7 Données nécessaires à l'analyse des essais de puits

Pour analyser les essais de puits dans le domaine pétrolier, plusieurs types de données sont indispensables.

- Tout d'abord, il est crucial d'obtenir les données de l'essai lui-même, telles que le débit (avec une séquence complète des événements, incluant tous les problèmes opérationnels éventuels) et la pression de fond en fonction du temps.
- Ensuite, les données spécifiques au puits sont nécessaires, notamment le rayon du puits, sa géométrie (qu'il soit incliné ou horizontal) et sa profondeur (incluant les informations sur la formation et les capteurs de pression).
- Il est également important de prendre en compte les paramètres du réservoir et du fluide, tels que l'épaisseur de la formation, la porosité, la saturation en eau, la viscosité du gaz et le facteur volumétrique.

Parfois, des données supplémentaires peuvent être nécessaires, comme des diagraphies de production, des mesures de gradients ou la pression de bulle. Enfin, des informations géologiques et géophysiques sont indispensables pour valider les résultats d'interprétation.

II.3 L'interprétation Well test

L'interprétation consiste à analyser les données recueillies lors de l'essai et à les comparer à des modèles et des courbes de référence, l'interprétation de ces données permet de comprendre le comportement du réservoir, d'estimer sa capacité de production future et de prendre des décisions éclairées sur la gestion et l'optimisation de l'exploitation. Ils contribuent également à réduire les incertitudes et les risques associés à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières.

II.3.1 Introduction de logiciel SAPHIR

Saphir est un logiciel d'interprétation spécialisé dans les tests de puits (Well test) utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière. Conçu pour analyser et interpréter les données collectées lors des tests de pression des puits, basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le Matching des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique de production.

Saphir fournit des outils avancés pour extraire des informations précieuses sur la formation géologique et les caractéristiques du réservoir. Doté d'une interface conviviale et intuitive, Saphir permet aux ingénieurs et aux géologues de visualiser et d'analyser les données de test de puits de manière efficace. Le logiciel prend en charge différents types de tests, tels que les tests de pression en écoulement permanent, les tests de pression en fermeture et les tests de pression en injection. Les fonctionnalités clés de Saphir comprennent :

- Traitement des données
- Analyse et interprétation
- Modélisation du réservoir
- Visualisation des résultats et rapports et partage

En résumé, Saphir est un logiciel puissant et polyvalent pour l'interprétation des tests de puits dans l'industrie pétrolière et gazière. Il permet d'analyser les données de test, d'obtenir des informations précises sur les réservoirs et d'optimiser les opérations de production pour maximiser le rendement des puits. [6]

II.3.2 L'équation de diffusivité

Cette équation est la loi qui régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie par la combinaison de trois lois, la loi de Darcy, l'équation d'état ainsi que la loi de conservation de la masse (l'équation de continuité) comme indiqué ci-dessous :

1. L'équation de continuité

Cette équation est connue également par le nom de loi de conservation de la masse, c'est un principe fondamental de la physique et la mécanique des fluides. Elle est exprimée par la relation suivante : $Div(\rho\vec{V}) = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$ II-1

Dans le cas radial elle est exprimée : $\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\rho u_r) = -\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t}$II-2

Avec :

ρ : masse volumique (Kg/m³) / r : rayon

\vec{V} : vitesse (m/s) / ϕ : Porosité (%)

u_r : vitesse aux coordonnées radial (m/s) / t : temps (sec)

2. La loi de Darcy :

C'est une relation fondamentale en hydrodynamique qui décrit le débit d'écoulement d'un fluide à travers un milieu poreux. Elle est exprimée par la relation ci-dessous :

$$Q = \frac{K.A}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{K.A}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{L} \right) \dots\dots\dots \text{II-3}$$

- Dans le cas radial elle est exprimée :

$$Q = \frac{K.A}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{K}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots \text{II-4}$$

Avec : Q : Débit (Sm³/d) / h : hauteur (m)

K : Perméabilité (md) / p : pression (bar)

A : surface (m²) / L : longueur (m)

3. L'équation d'état pour le gaz

- $c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots \text{II-5}$

- $\rho = \frac{pM}{zRT} \dots\dots\dots \text{II-6}$

Avec : c : compressibilité / M : masse moléculaire

T : température (°C) / R : constante des gaz parfaits

Z : facteur de compressibilité

La combinaison de ces 3 termes donne l'équation de diffusivité pour l'écoulement du gaz a condensat estimé comme fluide compressible qui est :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\varphi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \text{II-7}$$

En 1966 Ramey et al ont linéarisé cette équation par l'introduction de terme

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu z} dp$$

D'où l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\varphi \mu c_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \dots \text{II-8 [7]}$$

Avec : $m(p)$: *pseudo pression*

II.3.3 Le skin

Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que sa valeur soit positive ou négative.

Le skin total dans un puits de gaz est le résultat combiné de deux contributions :

- Le skin mécanique : lié aux dommages causés au puits
- Le skin d'écoulement non Darcy : causé par les vitesses élevées d'écoulement des gaz

Donc le skin total s'exprime comme suit : $S_T = S_M + D \cdot Q \dots \dots \dots$

D : coefficient d'écart à la loi de Darcy,

S_M : Skin Mécanique

S_T : Skin Totale

Q : Débit

Afin de déterminer théoriquement S_T et D il faut mesurer ce skin global à plusieurs débits.

Le logiciel Saphir est un outil qui permet de déterminer le "skin total" d'un puits.

Le skin total déterminé est une mesure importante pour évaluer l'efficacité de l'écoulement du fluide dans le puits. Un skin positif indique une zone de perturbation qui entrave le débit de fluide, tandis qu'un skin négatif indique une amélioration de l'écoulement. [4] [8]

II.3.4 La perméabilité

La perméabilité d'un puits gazier fait référence à la mesure de la capacité d'un réservoir de gaz à permettre le flux de gaz à travers lui. La perméabilité est une propriété clé des réservoirs de gaz, car elle détermine la facilité avec laquelle le gaz peut se déplacer à travers la roche réservoir.

La perméabilité est généralement exprimée en unités de millidarcies (md) ou en darcys (D). Un puits gazier ayant une perméabilité plus élevée facilite le mouvement du gaz à travers le réservoir, ce qui permet une production plus efficace.

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

La connaissance de la perméabilité est essentielle pour évaluer le potentiel de production d'un puits gazier, concevoir des schémas de complétion appropriés, prendre des décisions de gestion du réservoir et optimiser l'exploitation du gaz naturel. [9]

II.3.5 Effet de Capacité du puits

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits à l'endroit de fermeture (généralement en tête de puits). Le débit de la formation par contre suit une évolution progressive due à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation au point de fermeture. Cette période pendant laquelle le débit du fond évolue, elle est appelée période d'effet de capacité de puits (Well bore Storage effects).

La capacité du puits est définie par : $C = \frac{\Delta V}{\Delta P}$

Avec : C : Capacité du puits

ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits.

ΔP : Variation de pression appliquée au puits.

L'effet de capacité du puits est principalement observé pendant la phase initiale de l'essai du puits, et il peut camoufler une partie significative de la réponse normale du puits. Par conséquent, il est nécessaire d'effectuer un traitement supplémentaire afin de déterminer avec précision la fin de la capacité du puits et d'appliquer les formules appropriées pour l'analyse. [10]

Voici ci-dessous une figure expliquant la période de capacité du puits

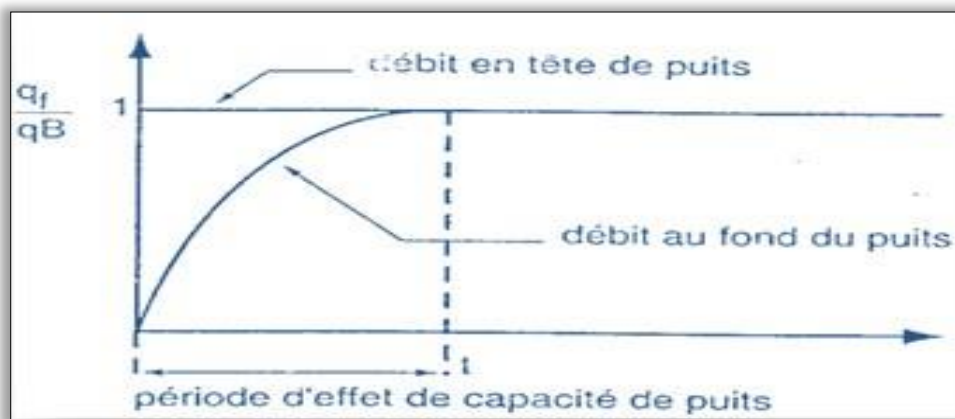


Figure II-2 effet de capacité du puits

II.3.6 Les Méthodes d'interprétation d'un essai build-up

II.3.6.1 Les méthodes conventionnelles

II.3.6.1.1 La méthode d'HORNER (semi log plot)

Cette méthode consiste à prendre les mesures de la remontée de pression en fonction du temps de fermeture sur un graphe semi-log, afin d'évaluer quelques grandeurs en se basant sur la partie rectiligne du graphe. La pression et le skin sont représentés par les équations suivantes : [11]

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

$$P_{WS} = P_i - \left(\frac{162,6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots \dots \text{II-9}$$

- Avec : P_i : pression de réservoir initial
- P_{ws} : Pression statique du puits
- $t_p = \frac{24VP}{q}$: temps de production
- V_p : le volume de production cumulée.
- q_o : débit
- μ_o : viscosité d'huile(cp)
- B_o : facteur volumétrique
- Δt : Différence entre deux temps t_1 et t_2
- K : Perméabilité (mD)
- h : Hauteur (m)

Le calcul de skin :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots \text{II-10}$$

- r_w : rayon de drainage
- P_{wf} : pression de fond
- P_{1hr} : pression après 1heure
- ϕ : Porosité (%)
- μ : viscosité (cp)
- C_t : compressibilité a température constante

[16]

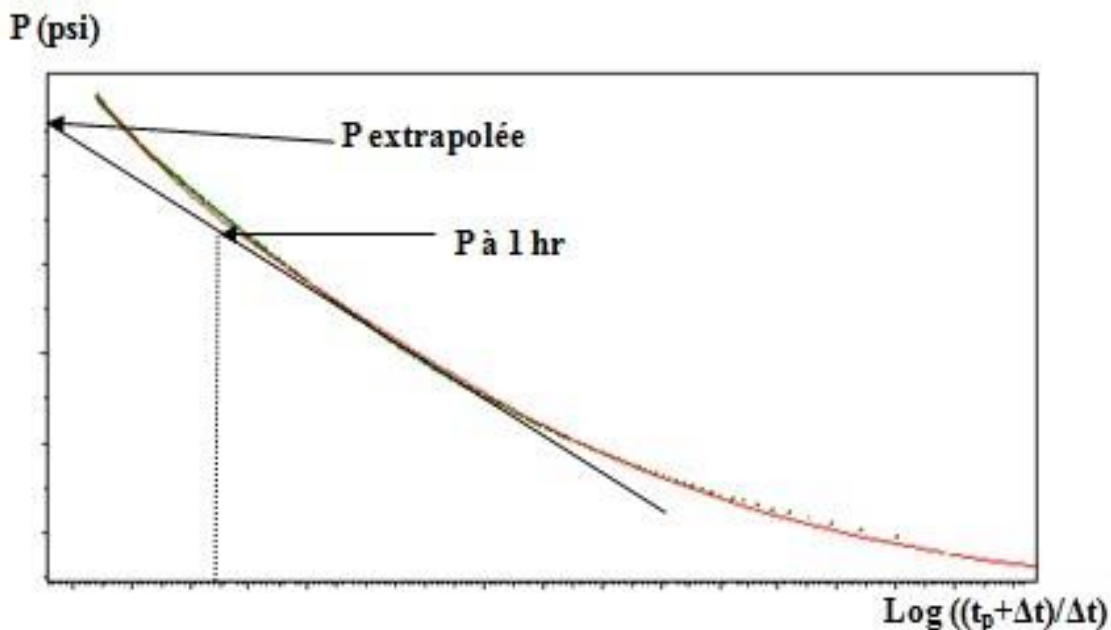


Figure II-3 plot de Horner

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

II.3.6.1.2 La méthode MILLER DYES et HUTCHINGSON (MDH)

La méthode de Miller Dyes et Hutchingson (MDH) est une amélioration de la méthode de Horner. Elle a été développée pour tenir compte des variations de viscosité du fluide pendant l'essai de puits. Contrairement à la méthode de Horner, la méthode MDH incorpore ces variations de viscosité en utilisant des facteurs de correction spécifiques pour estimer les paramètres de réservoir. Elle permet ainsi d'obtenir des estimations plus précises de la perméabilité, de la porosité et d'autres paramètres importants. L'expression de HORNER change et prend une forme simplifiée chaque fois que le temps de production T_p est important devant le temps de remontée de pression (Δt).

L'équation devient : $P_{ws} = P_i - \left(\frac{162,6q_o\mu_o B_o}{kh}\right)(\log t_p - \log \Delta t) \dots\dots\dots II-11$

Le calcul de du skin (S) est identique à celui de la méthode de Horner. [11]

II.3.6.1.3 Différence entre ces deux méthodes

- La méthode de HORNER à l'avantage d'être une application très simple.
- La méthode MDH prend en compte les variations de viscosité du fluide pendant l'essai de puits contrairement à la méthode de HORNER
- La méthode MDH ne permet pas la détermination de la pression extrapolée comme la méthode de HORNER ;
- La méthode MDH n'est utilisable que pour des valeurs de (Δt) petites devant T_p

II.3.6.2 Les méthodes modernes :

Il y a plusieurs méthodes modernes, ils utilisant les courbes types, les dérivées ainsi que la méthode de déconvolution Comme montré ci-dessous :

Tableau II-1 Classification et comparaison des méthodes d'interprétation [5]

Méthode d'analyse	Identification	Vérification
Courbes type de pression	Passable (limité)	Passable à bon
Dérivée de pression	Très bonne	Très bonne
Déconvolution	Beaucoup mieux	Identique à la dérivée

II.3.7 La méthode utilisée dans le logiciel SAPHIR

Le logiciel Saphir est basé dans son interprétation principalement sur la méthode de la dérivée de pression tracé sur un graphique log-log ainsi que la méthode de Horner tracé dans un graphique semi-log.

Ce Logiciel se base principalement sur la dérivée de la pression car elle permet de surmonter l'effet d'écrasement des courbes types. La représentation logarithmique rend difficile l'observation de faibles variations relatives de la pression mais les méthodes basées sur la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en tirant parti des avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est tracée automatiquement dans ce

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

logiciel sur un graphique à double échelle logarithmique en tant que courbe type. La principale utilité de la dérivée réside dans son aide précieuse lors de l'étape de calage. Ainsi qu'elle présente les avantages suivants :

1. Les hétérogénéités, qui sont difficiles à observer sont amplifiées sur la dérivée.
2. Les différents régimes d'écoulement sont facilement distingués.
3. Le tracé de la dérivée permet de représenter plusieurs régimes dans une seule courbe. [5]

II.3.8 Analyse des résultats des tests

Afin de rendre l'analyse et l'interprétation des résultats des tests plus faciles, il est utile de présenter différentes configurations réservoir-puits qui mettent en évidence l'importance de la courbe de la dérivée de pression. Pour cela on distingue :

- Les modèles du puits ;
- Les modèles du réservoir ;
- Les modèles des limites.

La réponse de la dérivée change selon l'influence du comportement de ces modèles sur trois périodes de temps :

1. Early time,
2. Middle time
3. Late time

Tableau II-2 différentes configuration réservoir-puits [11]

Early time	Middle time	Late time
Well / WellBore storage effects	Comportement du réservoir	Effet des limites
Wellbore storage effect: <ol style="list-style-type: none"> 1. no WBS, 2. constant WBS 3. changing WBS Well <ol style="list-style-type: none"> 1. vertical 2. vertical limited entry 3. horizontal. 4. fractured: (uniform flux/infinite conductivity /finite conductivity) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Homogène; 2. Hétérogène: <ul style="list-style-type: none"> • Double porosité PSS • Deux perméabilités, • Deux couches, • composite radial, • composite linéaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Infini • Une faille • Faille fuyante • Cercle • Failles parallèles • Failles d'intersection • Rectangle (Ouvert, fermé).

II.3.9 Comportement du réservoir

II.3.9.1 Différence entre un réservoir homogène et un réservoir Hétérogène

La principale différence entre un réservoir homogène et un réservoir hétérogène réside dans la variation des propriétés pétro physiques à travers le réservoir. Dans un réservoir homogène, les propriétés sont uniformes, tandis que dans un réservoir hétérogène, les propriétés varient de manière significative. En raison de cette variation, les réservoirs hétérogènes peuvent présenter des défis supplémentaires dans la gestion et l'exploitation. [12] [9]

II.3.10 Effet des limites

II.3.10.1 Différents types d'effets aux limites

Lors de l'interprétation d'un puits via le logiciel Saphir, différents types d'effets aux limites peuvent être identifiés. Voici les définitions de plusieurs types courants d'effets aux limites trouvés pendant cette interprétation :

- Faille : cela se produit lorsque le puits est situé à proximité ou à travers une faille géologique. La présence de la faille peut affecter l'écoulement des fluides dans le réservoir en créant des chemins préférentiels ou des barrières à l'écoulement.
- Faille fuyante : Cela se produit lorsque la faille présente une perméabilité suffisante pour permettre l'écoulement des fluides à travers elle. Cela peut entraîner des variations significatives de pression et de débit autour du puits, ce qui nécessite une prise en compte appropriée lors de l'interprétation des essais de puits.
- Faille d'intersection : Lorsqu'un puits est situé à proximité d'une intersection de failles, cela peut créer des conditions d'effet aux limites particulières. Les interactions complexes entre les failles peuvent affecter l'écoulement des fluides et nécessitent une analyse plus approfondie lors de l'interprétation des tests de puits.
- Infini : Cette hypothèse est souvent utilisée lorsque les limites réelles du réservoir sont inconnues ou ne sont pas prises en compte dans le modèle.
- Cercle : Cette géométrie peut être utilisée pour modéliser des réservoirs ayant une influence circulaire sur l'écoulement des fluides.
- Rectangle : Cette géométrie est couramment utilisée pour représenter des réservoirs rectangulaires ou présentant une anisotropie directionnelle.

Ces différents types d'effets aux limites doivent être pris en compte lors de l'interprétation des tests de puits, car ils peuvent avoir un impact significatif sur les résultats et la compréhension de l'écoulement des fluides dans le réservoir. Le logiciel Saphir permet de modéliser et de simuler ces effets aux limites pour une interprétation plus précise des tests de puits. [2] [9]

II.3.11 Well-Bore storage

II.3.11.1 Définition du well bore storage

Le terme "WellBore storage" dans le domaine pétrolier fait référence à l'effet du stockage des fluides à l'intérieur du puits lors d'un test de puits. Lorsqu'un test de puits est réalisé, les fluides (tels que le pétrole, le gaz ou l'eau) sont injectés ou extraits du puits à des débits et

des pressions spécifiques. Cependant, en raison de la capacité de stockage du puits lui-même, une partie des fluides peut être temporairement stockée dans le puits. [10]

II.3.11.2 Effets du Well bore storage

Lors de l'interprétation d'un test de puits, différents résultats peuvent être obtenus concernant l'effet du Well bore storage. Voici les définitions et les différences entre les résultats suivants

- No Well bore storage : le stockage dans le puits n'a pas d'impact significatif sur la réponse des fluides pendant le test de puits. Dans ce cas, les variations observées dans les données de pression et de débit sont principalement attribuables aux caractéristiques de la formation et de l'écoulement du fluide, plutôt qu'à des changements dans la réponse du puits lui-même.
- Constant Well bore storage : Cela peut être dû à des propriétés pétro physiques homogènes dans le puits, à des conditions d'écoulement stables ou à une géométrie du puits qui limite les variations de stockage.
- Changing Well bore storage : Cela peut être dû à des facteurs tels que des propriétés pétro physiques hétérogènes dans le puits, des changements de conditions d'écoulement ou une géométrie du puits qui favorise les variations de stockage.

Donc, La différence entre ces résultats réside dans la façon dont l'effet du Well bore storage est considéré et interprété. [13] [8]

II.4 La Sélection des puits candidats

Notre étude consiste à interpréter les essais aux puits réalisés sur le réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur et inférieur (TAGS et TAGI) dans la région de RHOURE HAMRA. Parmi les 9 puits de ce champ pétrolier, on a choisi 3 puits candidats à interpréter suite à la disponibilité des données des Well test réalisé sur ces 3 puits principalement :

1. RHA06 : on a choisi d'interpréter ce puits car il appartient au Reservoir TAGI qui est connu comme un Reservoir a caractéristiques petro physique faible par rapport au TAGS et suite à la disponibilité des données pour ce puits.
2. RHA 02 : on a choisi d'interpréter ce puits car il est fermé depuis 1994 et que même après acidification et redémarrage il a refermé rapidement. Ce puits est donc présumé avoir une problématique au niveau de son réservoir, c'est ce que nous allons vérifier en l'interprétant et en observant ses résultats
3. RHA 01 : nous avons décidé d'interpréter le puits RHA01 suite à la disponibilité des données et car il appartient au Reservoir TAGS qui est connu comme Reservoir a caractéristiques petro physique bonnes

II.5 Analyse du puits RHA06

Le dernier test effectué sur ce puits qu'on va interpréter via le logiciel SAPHIR est un test potentiel isochronique(isochronal) dont le but est de mesurer la pression de fond avec jauges électroniques à une cote de 2690m au-dessus des perforations, réalisées du 02 au 06 /10/2018 sur ce puits. C'est un test accompagné de deux ouvertures de duses successive le 03/10/2018

Voici ci-dessous les données essentielles obtenus des deux ouvertures de la duse réalisé ce jour-là :

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

Tableau II-3 données du test réalisé

Duse	Ptete (Psig)	Ttete (°C)	Psep (Psig)	Tsep (°F)	Qgaz (Sm ³ /j)	Qcond (m ³ /j)	Qeau (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	WC (%)
44/64	1625	48	1356	144	417733	24,1	1,392	17333,3	5,4
58/64	1550	56	1369	163	515216	22,1	1,176	23312,9	5,2

Voici ci-dessous la variation de la pression et de la température pendant la période de ce test en fonction de la variation du temps DELTA T

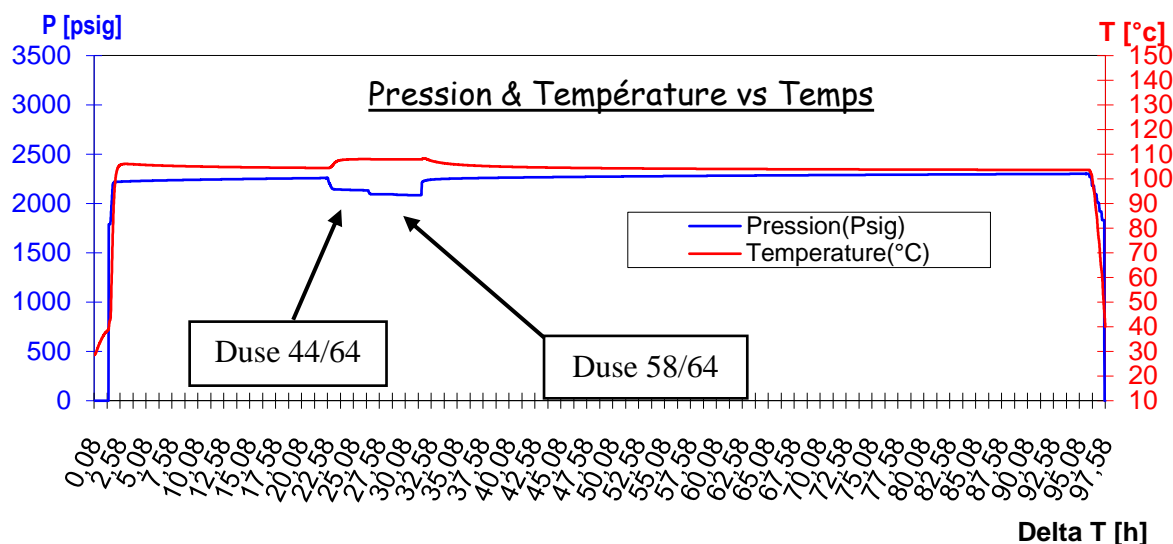


Figure II-4 Variation de la pression et de la température en fonction du temps

Afin de pouvoir interpréter ce puits nous devons avoir certaine donnée nécessaire à l'interprétation concernant ce puits RHA06 à notre disposition qui sont :

Tableau II-4 données nécessaires du puits RHA06 pour l'interprétation

Rayon de drainage Feet(ft)	Hauteur Utile Feet(ft)	Porosité (%)	Type de fluide	Temps de référence J/mois/Ans h :min :sec	Pression réservoir Psig	Température réservoir (°C)
0,354	108,26	0,13	Gaz a condensat	2/10/2018 8 :53 :00	2378	101,48
Température de rosée (°C)	Pression de rosée (Psia)	Densité de gaz	Densité de condensat (Sp.gr)	GOR (M ₃ /m ₃)	Pression 1 ^{er} séparateur Psig	Température 1 ^{er} séparateur (°C)
100,06	4608,36	0,694	0,754	23312,9	1356	144
Compressibilité de formation(psi-1)	Pourcentage CO2 (%)	Pourcentage N2 (%)	Type de réservoir			
3.10E-5	0,96	0	TAGS			

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

Ces données du Tableau II-4 sont obtenues d'après des tests réalisés sur ce puits RHA01 précédemment, nous allons maintenant interpréter ce puits via le logiciel SAPHIR, on obtient les résultats suivants :

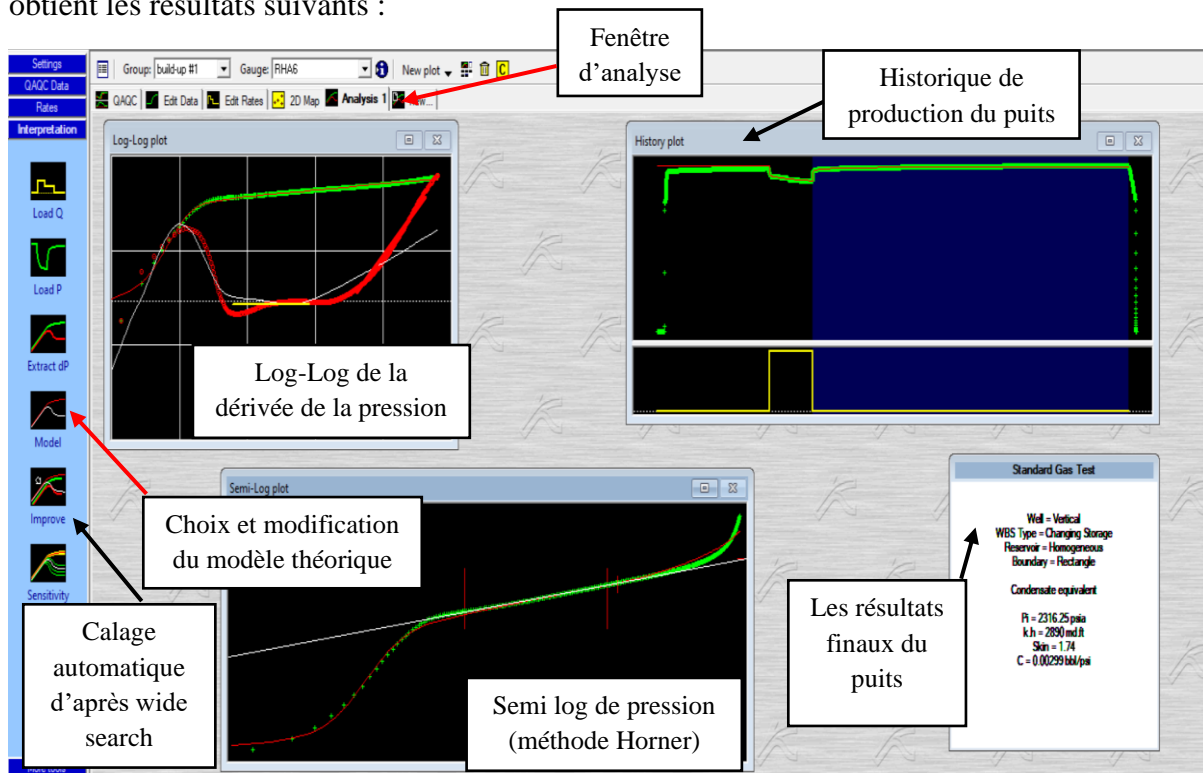


Figure II-5 l'interface du résultat finale de l'interprétation du puits RHA06 via Saphir

Voici ci-dessous le tableau des résultats d'interprétation du puits RHA06 via le logiciel saphir en se basant sur le comportement de la dérivée :

Tableau II-5 résultats d'interprétation du puits RHA06

Model option	Well, well bore storage type	Reservoir	Boundary
Standard model	Verticale, changing storage	Homogène	Rectangle
Coeff de matching	Temps de matching	Pinitial	Compressibilité
$1,7 \times 10^{-7} (\text{psi}^2/\text{cp})^{-1}$	$348 (\text{hr})^{-1}$	2316,25 Psia	0,00299 bbl/psia
Total Skin	K.H totale	Perméabilité K	Delta P(total)
1,74	2890 md. Ft	26,7 md	35,4 psia
S-No Flow	N-No flow	W-No flow	E-No flow
3430 ft	16300 ft	108 ft	93,7 ft
Temps de production			
8,86 (hr)			

II.5.1 Commentaire

D'après la réponse de la pression et de sa dérivée, le modèle du réservoir est :

1. **De type homogène** : Dans le domaine pétrolier, le terme "réservoir homogène" fait référence à un gisement de pétrole ou de gaz naturel dans lequel les propriétés physiques et chimiques, telles que la porosité, la perméabilité et la composition, sont relativement uniformes dans tout le réservoir. Cela signifie que le pétrole ou le gaz naturel se trouve dans une formation rocheuse cohérente et de qualité similaire, permettant une distribution uniforme des hydrocarbures. Un réservoir homogène est généralement considéré comme favorable pour l'exploitation pétrolière, car il facilite l'extraction efficace des hydrocarbures. La perméabilité uniforme permet aux fluides de circuler plus facilement à travers la roche réservoir, tandis que la porosité homogène offre un espace adéquat pour stocker et déplacer les hydrocarbures
2. **Limite rectangle** : cela signifie que la courbe de pression enregistrée lors du test de puits présente une réponse rectangulaire caractéristique. Le comportement "limite rectangle" indique une homogénéité de la formation réservoir. Cela signifie que le réservoir présente des propriétés de perméabilité et de porosité relativement uniformes, ce qui permet un écoulement cohérent des fluides dans le réservoir pendant le test. C'est généralement considéré comme un comportement de pression favorable, car il indique une bonne connectivité entre les différentes parties du réservoir. Le type de limite de réservoir est utilisé pour caractériser le comportement transitoire de la pression dans un réservoir.
3. **Puits vertical et Well bore storage changeable** : l'expression "Well bore storage changing" indique un changement dans le stockage de puits (Well bore storage) au cours du test. Le stockage de puits se réfère à la capacité de stockage des fluides à l'intérieur du puits lui-même, y compris la colonne de fluide dans le puits, le tubage et les éventuels espaces annulaires entre le tubage et les parois du puits. Cela signifie qu'il y a eu des variations dans la pression enregistrée pendant le test en raison des changements de stockage due à la ségrégation des phases au fond du puits, du fait de la différence du type de fluide car nous avons un Puits de gaz a condensat.
4. **Une perméabilité moyenne** : La perméabilité de ce puits est déterminée à 26.7md d'où ce puits a une perméabilité plus ou moins bonne Sachant qu'il appartient au réservoir TAGI qui est connu pour ses caractéristiques médiocres tel une perméabilité médiocre.
5. **Un skin de 1,74** : cela indique un léger endommagement de la zone proche du puits, ce qui peut entraîner une légère réduction du débit de fluide par rapport aux prévisions initiales. D'où cet endommagement n'a pas un effet négatif considérable sur ce puits.

D'après cette interprétation on conclut que ce puits n'a pas de problème réel au niveau du réservoir, sa perméabilité est bonne, son skin est faible et son réservoir homogène.

Afin de réaliser l'interprétation de ce puits dans le logiciel Saphir, nous avons intégré un fichier Text où les données de pressions et de température sont obtenues en fonction du temps dans le logiciel Saphir afin qu'il puisse interpréter ce puits correctement.

Un exemplaire du fichier Text se trouve dans l'annexe.

II.6 Analyse du puits RHA02

Un test potentiel flow-after-flow avec jauge électrique descendu afin de déterminer la pression de fond dynamique a été réalisé du 11 au 16/03/2020 a une cote de 2768m qui se trouve au-dessus des perforations sur le puits RHA02 fermé, deux tests avec deux ouvertures de duse semblable en augmentant la pression de service pour le deuxième test de 10bar ont été réalisés le 12 et 13 /03/2020 respectivement.

Voici ci-dessous les données essentielles obtenus des deux ouvertures de la duses réalisé ce jour-là ainsi que la variation de P et T en fonction de DeltaT :

Tableau II-6 résultats des deux tests réalisés sur RHA02

Duse	Ptete (Psig)	Ttete (°C)	Psep (Psig)	Tsep (°F)	Qgaz (Sm ₃ /j)	Qcond (m ₃ /j)	Qeau (m ₃ /j)	WC (%)	GOR (m ₃ /m ₃)
44/64	850	39	583	89	233100	23	4	14,8	10134,8
44/64	860	32	580	91	232664	24,6	2,6	9,5	9457,9

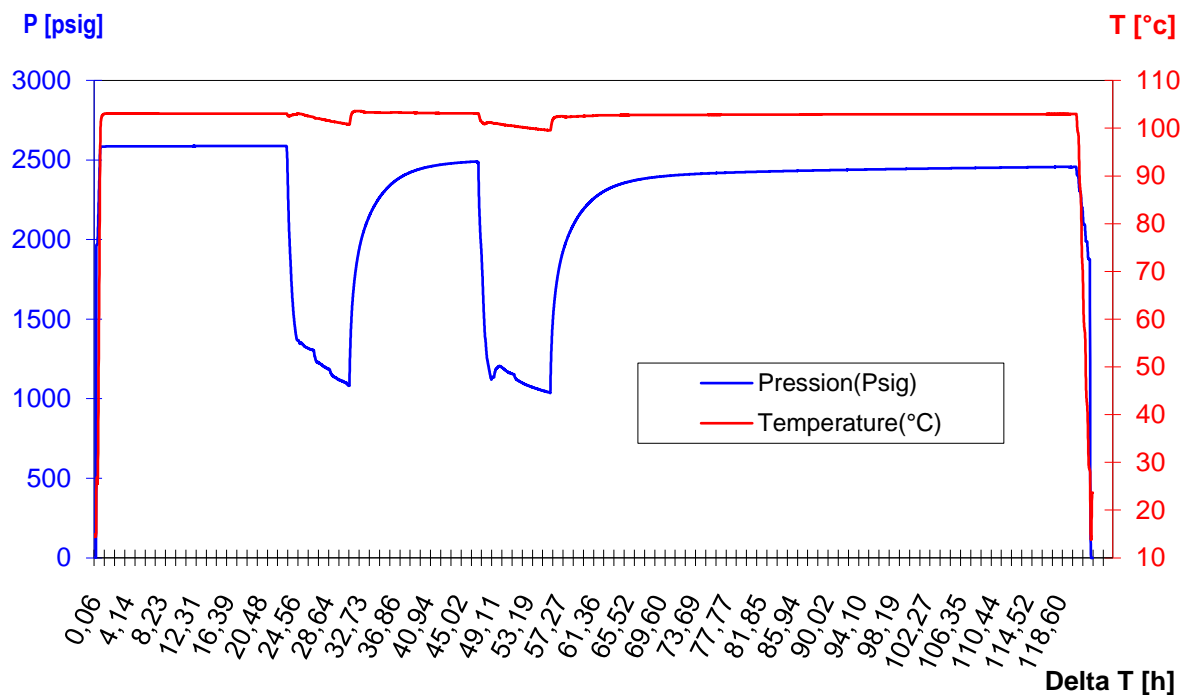


Figure II-6 variation de la pression et de la température en fonction de DeltaT

Voici ci-dessous la donnée nécessaire à l'interprétation du puits RHA02

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

Tableau II-7 : données nécessaires du puits RHA02 a l'interprétation Well test

Rayon de drainage Feet(ft)	Hauteur Utile Feet(ft)	Porosité (%)	Type de fluide	Temps de référence J/mois/Ans h :min :sec	Pression réservoir Psig	Température réservoir (°C)
0,354	208,3	0,13	Gaz a condensat	11/03/2020 8 :30 :00	2441Psia	101,48
Température de rosée (°C)	Pression de rosée (Psia)	Densité de gaz	Densité de condensat (Sp.gr)	GOR (m3/m3)	Pression 1 ^{er} séparateur Psig	Température 1 ^{er} séparateur (°C)
100,06	4608,36	0,696	0,710	9423,3	580	34
Compressibilité de formation(psi ⁻¹)		Pourcentage CO2 (%)	Pourcentage N2 (%)	Type de réservoir		
1.10E-6		0,54	0,42	TAGS		

Voici ci-dessous les résultats obtenus après interprétation du test potentiel du puits RHA02 via le logiciel Saphir :

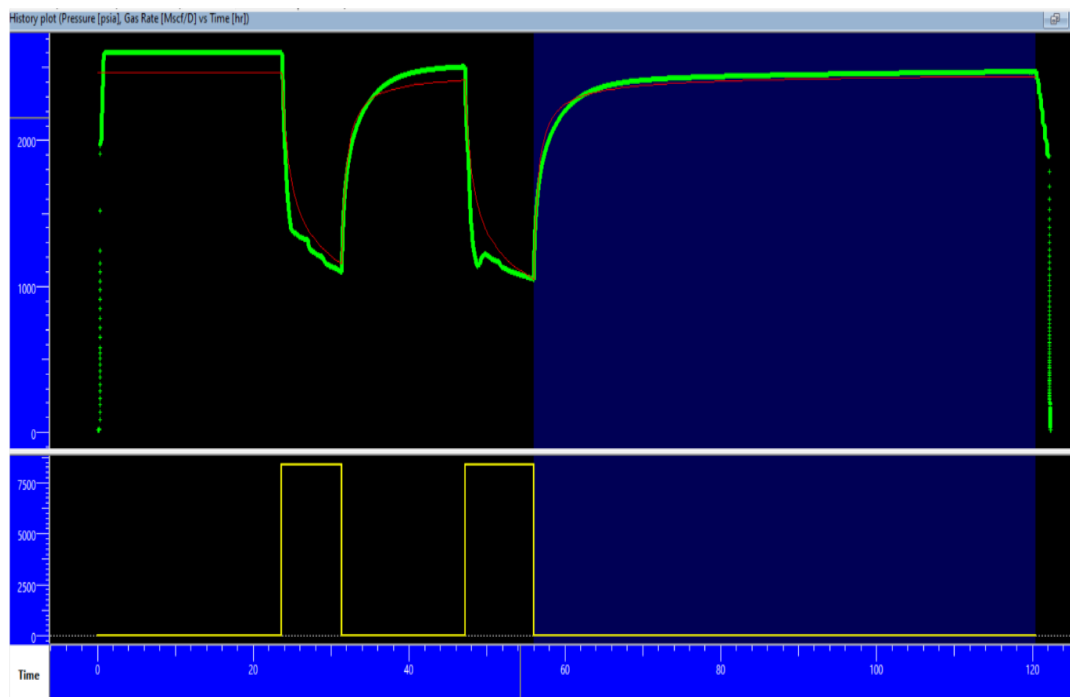


Figure II-7 graphe semi-log de variation de la pression et du débit en fonction du temps (History plot)

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

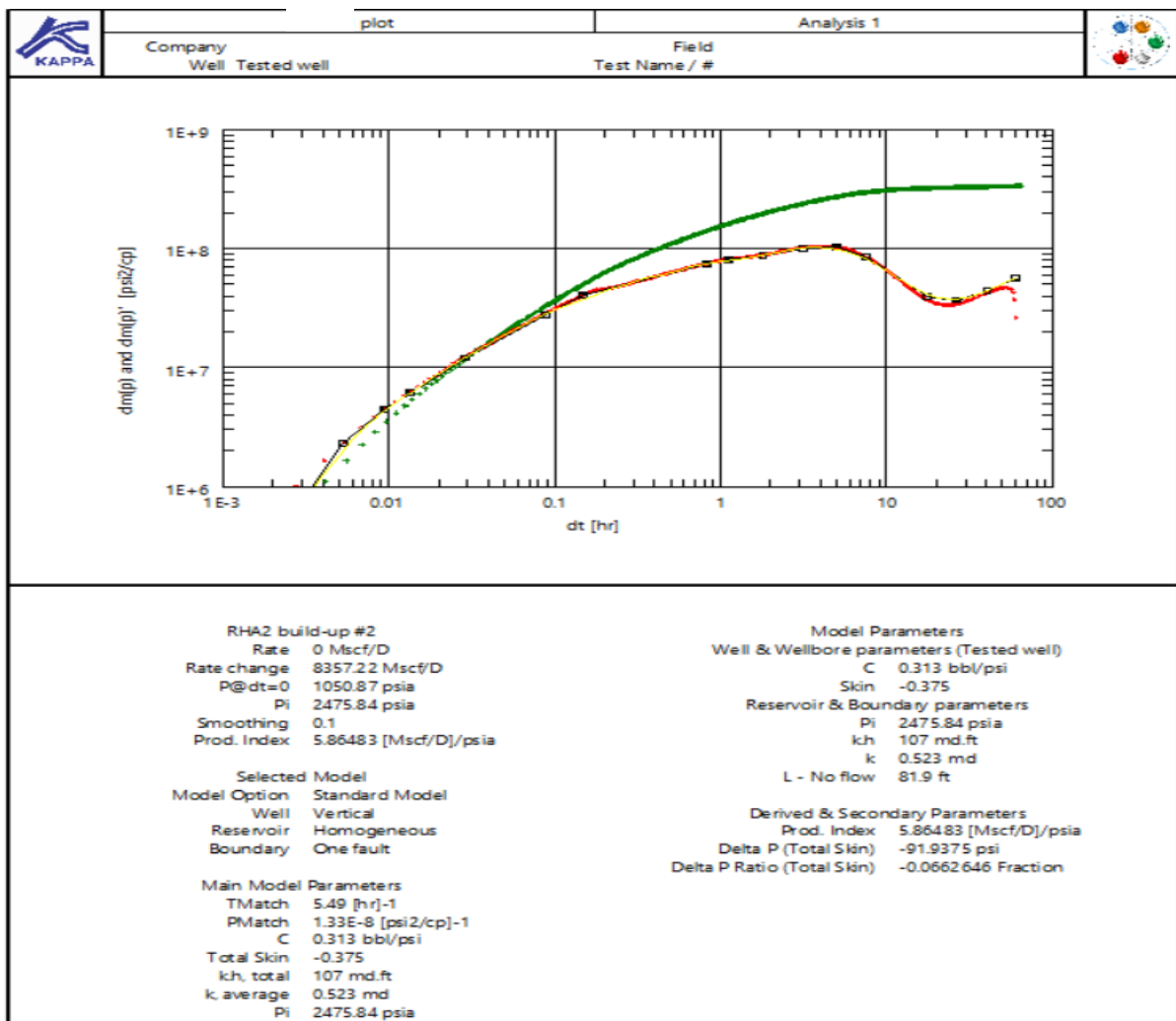


Figure II-8 graphe log-log de la pression et sa dérivée

Voici ci-dessous le tableau des résultats d'interprétation du puits RHA02 via le logiciel saphir en se basant sur le comportement de la dérivée en sélectionnant le deuxième Build-Up.

Tableau II-8 : résultats d'interprétation du puits RHA02

Model option	Well, Well bore Storage type	Reservoir	Boundary
Standard model	Verticale, constant	Homogène	Une faille
Coeff de matching	Temps de matching	Pi	Compressibilité
$1,33 \times 10^{-8} \text{ (psi}^2/\text{cp)}^{-1}$	$5,49 \text{ (hr)}^{-1}$	2475,84 Psia	0,3 bbl/psia
Total Skin	K.H totale	Perméabilité K	Delta P(total)
-0,375	107 md. Ft	0,523 md	-91,94 psia
L-No Flow	Temps de production		
81,9 ft	16,5 (hr)		

II.6.1 Commentaires

D'après la réponse de la pression et de sa dérivée, le modèle du réservoir est :

1. **De type homogène** : les propriétés physiques et chimiques, telles que la porosité, la perméabilité et la composition, sont relativement uniformes dans tout le réservoir.
2. **Une faille dans les limites** : cela fait référence à la présence d'une faille ou d'une discontinuité dans la formation rocheuse qui constitue le réservoir pétrolier. Cela peut signifier qu'il y a une zone où la perméabilité, c'est-à-dire la capacité d'un matériau à permettre le débit des fluides, est altérée ou réduite par rapport au reste du réservoir. C'est ce que nous avons trouvé d'après l'interprétation (perméabilité faible). Les failles dans la limite peuvent avoir un impact significatif sur le comportement du réservoir et la production pétrolière. Elles peuvent influencer la migration des fluides et entraîner des variations de pression, de saturation et de flux. L'identification de ces failles est donc importante pour comprendre la structure du réservoir, la connectivité des fluides et les possibilités de production.
3. **Puits verticale et Well bore storage constant** : Lorsqu'un test de puits est effectué, le volume d'un puits peut se comprimer ou se dilater en raison des changements de pression induits par l'injection ou la production de fluide. Cette déformation élastique du puits, appelée stockage du puits peut influencer les mesures de pression enregistrées pendant le test. La constante de stockage du puits est un paramètre qui est utilisé pour corriger les effets de cette déformation élastique et pour obtenir des mesures de pression plus précises. En appliquant cette correction, les ingénieurs peuvent obtenir une meilleure estimation des caractéristiques de perméabilité et de porosité du réservoir, qui sont des paramètres clés pour évaluer la capacité de production du puits. En somme, le résultat "Well bore storage constant" dans l'interprétation d'un test de puits via le logiciel Saphir signifie que le logiciel a calculé et utilisé cette constante pour corriger les effets de la déformation élastique du puits afin d'obtenir des mesures de pression plus précises et fiables pour l'évaluation des propriétés du réservoir
4. **Une faible perméabilité** : ce puits appartient au réservoir TAGS connu pour avoir des caractéristiques petro physique bonne, cependant ce puits a une mauvaise perméabilité de 0,527md du au positionnement de ce puits à la limite d'une faille comme expliqué précédemment dans la faille trouvée dans la limite du réservoir
5. **Skin = -0,375** : ce puits a un skin négatif d'où il n'est pas du tout endommagé, il est même un peu stimulé, cela est dû à la perforation réalisée en 2016 sur ce puits et au fait que ce puits est fermé depuis cette année-là d'où il n'y a pas d'endommagement

Nous remarquons d'après ces résultats que ce puits à une perméabilité médiocre ($k=0,527\text{md}$) ce qui justifie sa fermeture toujours une petite période après son ouverture comme ça était le cas en 2016 suite à sa mauvaise alimentation d'où sa déplétion est beaucoup plus rapide que pour les autres puits de cette zone. L'existence d'une faille a ses limites à son impact dans la réduction de la perméabilité de ce puits.

D'après l'interprétation de ce Puits, nous avons déterminé les raisons réelles de sa fermeture. Sa problématique réside principalement dans le réservoir représenté par :

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

- La faille se trouvant à ses limites ainsi que sa faible perméabilité ($k=0,523\text{md}$).

II.7 Analyse du puits RHA01

Un test potentiel isochronique (isochronal) avec jauge électrique descendu afin de déterminer la pression de fond dynamique a été réalisé sur ce puits fermé du 07 au 14/10/2018 a une cote de 2691m qui se trouve au-dessus des perforations, un test a été réalisé le 10 /10/2018.

Voici ci-dessous les données nécessaires à l'interprétation du puits RHA01

Tableau II-9: Données du test réalisé sur RHA01

Duse	Ptete (Psig)	Ttete (°C)	Psep (Psig)	Tsep (°F)	Qgaz (Sm ₃ /j)	Qcond (m ₃ /j)	Qeau (m ₃ /j)	GOR (m ³ /m ³)	WC (%)
44/64	1624	112	1394	149	856883	36,7	1,5	22431,5	4

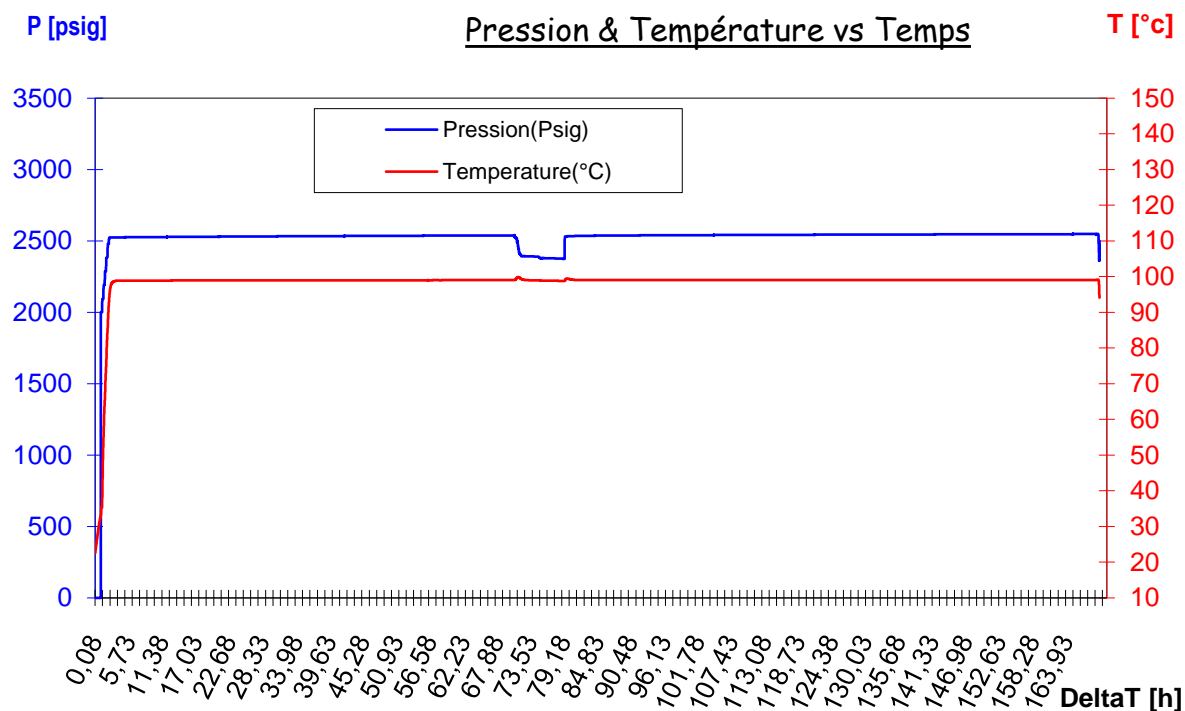


Figure II-9 variation de P et T en fonction de DeltaT du puits RHA01

Et voici ci-dessous les données nécessaires qu'on doit avoir à notre disposition afin de pouvoir interpréter le puits RHA01 :

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

Tableau II-10: données nécessaires à l'interprétation de RHA01

Rayon de drainage Feet(ft)	Hauteur Utile Feet(ft)	Porosité (%)	Type de fluide	Temps de référence	Pression réservoir Psig	Température réservoir (°C)
0,354	150,9	0,15	Gaz a condensat	07/10/2018 8 :54 :00	2544Psia	101,48
Température de rosée (°C)	Pression de rosée (Psia)	Densité de gaz	Densité de condensat (Sp.gr)	GOR (m ₃ /m ₃)	Pression 1 ^{er} séparateur Psig	Température 1 ^{er} séparateur (°C)
100,06	4608,36	0,676	0,755	23348,31	1382	68
Compressibilité de la formation(psi-1)		Pourcentage CO2 (%)	Pourcentage N2 (%)	Type de réservoir		
7.10 ⁻⁵		0,97	0	TAGS		

Voici le résultat de l'interprétation du puits RHA01

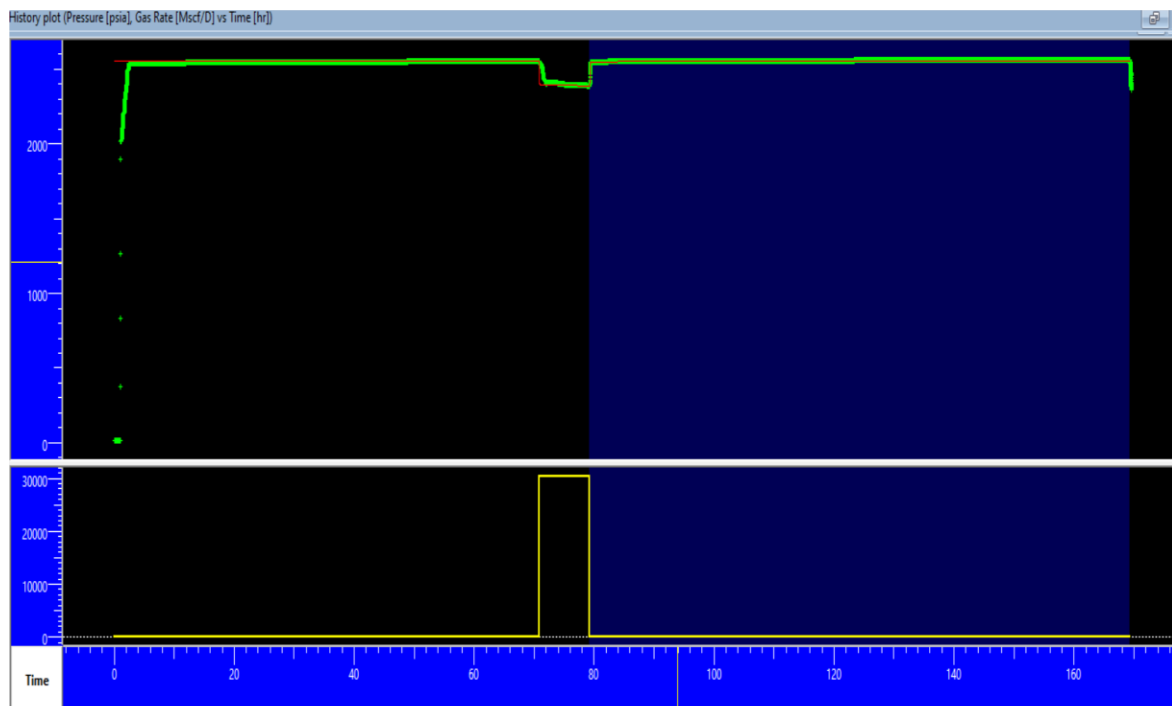


Figure II-10 History plot et variation du débit et de la pression en fonction du temps de RHA01

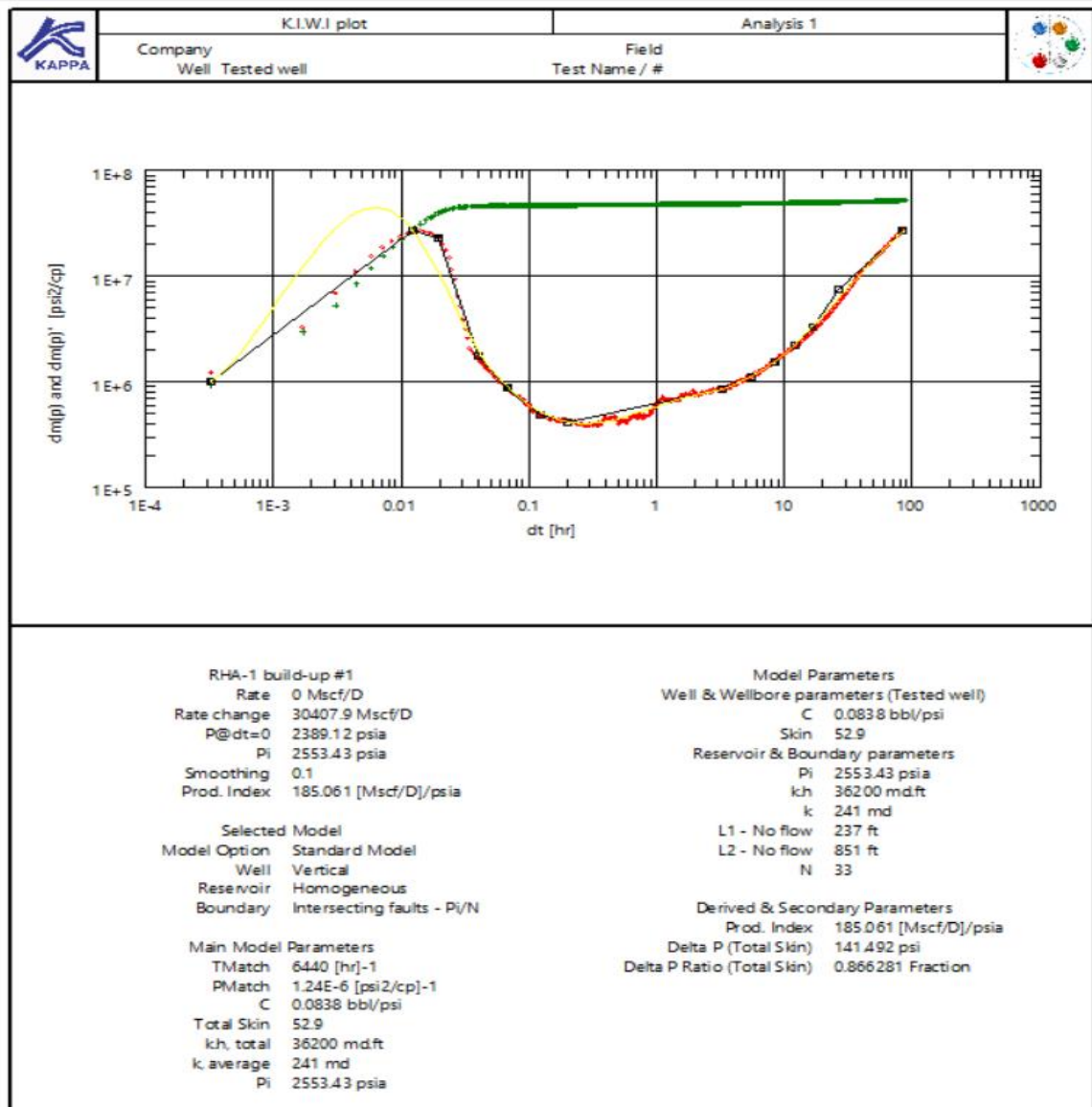


Figure II-11 courbe de la pression et sa dérivée de RHA01

Tableau II-11 : résultat d'interprétation du puit RHA01 via SAPHIR

Model option	Well, WellBore storage type	Reservoir	Boundary
Standard model	Verticale, constant	Homogène	Une faille d'intersection
Coeff de matching	Temps de matching	Pi	Compressibilité
$1,24 \times 10^{-6} \text{ (psi}^2/\text{cp)}^{-1}$	6440 (hr)^{-1}	2553,43 Psia	0,08 bbl/psia
Total Skin	K.H totale	Perméabilité K	Delta P(total)
52,9	36200 md. Ft	241 md	141 psia
L1-No Flow	L2-No Flow	N	Temps de production
237 ft	851 ft	33	8,43 hr

II.7.1 Commentaires

D'après la réponse de la pression et de sa dérivée, le modèle du réservoir est :

1. **Réservoir homogène**
2. **Une faille d'intersection aux limites** : cela signifie qu'il y a une faille interconnectée ou interagissant avec le puits. Une faille est une discontinuité géologique dans les roches, où les blocs de roche se déplacent par rapport les uns aux autres. Lorsque plusieurs failles se croisent ou interagissent, on parle de failles intersectantes. Dans le contexte de l'interprétation du test de puits, l'identification d'une faille intersectante peut avoir plusieurs implications. Cela peut indiquer une perturbation de la distribution de la pression ou de la perméabilité des roches environnantes près du puits, ce qui peut influencer le comportement du fluide et la production du puits.
3. **Un puits vertical et l'effet de WellBore storage constant**
4. **Une bonne perméabilité de 241md** : Une perméabilité de 241md (millidarcies) indique une très bonne perméabilité, ce qui signifie que le réservoir a une capacité relativement élevée à permettre le déplacement du gaz.
5. **Un skin de 52,9** : Un skin positif indique une perturbation négative, ce qui signifie qu'il y a une diminution du débit de fluide par rapport à un puits idéalement comporté. Un skin de 52,9 indique donc une altération significative autour du puits, qui peut être due à divers facteurs tels que des dommages à la formation, une mauvaise complétion du puits ou d'autres restrictions.

En combinant ces deux derniers résultats, il semble que ce puits gazier présente une forte perméabilité, mais qu'il subit également une altération significative autour de la zone du puits (skin élevé) qui est dû à l'acidification réalisé sur ce puits. Cette opération a permis de créer des fractures artificielles dans la formation rocheuse, améliorant ainsi la perméabilité autour du puits. Cela peut compenser en partie l'effet négatif du skin total élevé. En plus de tout ça, ce puits est un puits gazier d'où la valeur de skin total élevé n'as pas le même effet que pour les puits pétroliers.

D'où ce puits malgré son skin total élevé mais il a une bonne productivité due principalement à sa valeur de perméabilité élevé et du fait que c'est un réservoir homogène.

II.8 Conclusion

Nous avons trouvé d'après ce chapitre que :

- Les puits de TAGI ont des caractéristiques petro physique faible par rapport aux puits de TAGS « $k(\text{RHA06}) = 26,7\text{md} \leq k(\text{RHA01}) = 241\text{md}$ » comme présumé sauf pour le cas du puits RHA02 qui est un cas particulier des puits du réservoir TAGS
- Le puits RHA02 se trouve proche d'une faille d'où sa perméabilité est faible ($k=0,523\text{md}$). Cela provoque une mauvaise alimentation du réservoir ce qui a pour conséquence une production par intermittence de ce dernier du a un déclin de pression considérable ce qui confirme le fait que le puits ferme toujours un petit laps de temps après son début de production et que quelques années après, c'est-à-

Chapitre 03 : Interprétation WellTest

dire après chargement du réservoir, il peut produire encore une fois pour un laps de temps inférieur au précédent.

- Le puits RHA06 est un bon puits producteur ayant des caractéristiques petrophysiques acceptables et sachant que ce puits appartient au même réservoir TAGI que le puits RHA09 et qu'ils ont presque le même déclin de pression de tête et le même comportement obtenues via les graphes du 1^{er} chapitre ainsi qu'une perméabilité initiale presque égale ($K_{init}(RHA06) = 33\text{md}$ / $K_{init}(RHA09) = 34,5\text{md}$) et sachant les opérations réalisées sur ce dernier puits (RHA09), On peut généraliser les résultats d'interprétation du puits RHA06 pour RHA09 et dire que le puits RHA09 est aussi un autre puits n'ayant pas de problématique au niveau de son réservoir.
- Le puit RHA01 est un très bon puits producteur malgré son skin total positive élevé de $S=52,9$ qui reflète l'endommagement de ce puits car c'est un puits gazier à forte perméabilité (300md) et l'influence du skin pour un puits gazier est faible par rapport à un puits à huile.
- Les réservoirs du champ pétrolier Rhourde Hamra sont des réservoirs homogènes et les puits sont des puits verticaux.
- L'effet du WellBore storage est changeable pour le puits RHA06 tandis qu'il est constant pour les deux puits RHA02 et RHA01

Donc l'interprétation WellTest nous a permis de déterminer la problématique exacte du puits RHA02 fermé depuis 2016, sa problématique réside principalement dans sa faible perméabilité estimée à $K=0,523\text{md}$ et en la faille se trouvant à ses limites. Cette interprétation nous a permis aussi de comprendre le comportement et les caractéristiques des réservoirs des deux puits RHA01 et RHA06 appartenant à deux réservoirs différents (TAGS et TAGI).

CHAPITRE 03 :
Modélisation et
étude des puits de
RHOURDE
HAMRA

III. Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

III.1 Introduction

Les puits gaziers sont des structures complexes qui nécessitent une compréhension approfondie des caractéristiques du réservoir, des propriétés du fluide et des conditions de production

La modélisation des puits gazier occupe une place centrale dans l'industrie pétrolière en raison de l'importance croissante de la production de gaz dans le monde.

Ce chapitre se concentre sur les méthodes et les outils utilisés pour modéliser les puits gaziers du champ de Rhourde Hamra en mettant l'accent sur les techniques et les logiciels spécifiques utilisés dans ce domaine.

Dans notre chapitre le logiciel utilisé est PIPESIM. L'utilisation de ce logiciel se révèle particulièrement précieuse, car il offre des fonctionnalités avancées pour la modélisation, la simulation et l'analyse des systèmes de puits gaziers.

Donc, dans ce chapitre nous allons modéliser les puits du champ de Rhourde Hamra dans le logiciel PIPESIM afin d'avoir des modèles puits calibré puis nous allons étudier les résultats obtenus d'après l'analyse nodale de ces puits. Cette étude permettra de déterminer le débit de fonctionnement de ces puits producteurs ainsi que l'application de plusieurs scénarios de sensibilité afin de déterminer l'impact de plusieurs paramètres sur nos puits tels que l'augmentation du Water Cut et la diminution de la pression de réservoir et pour finir avoir la possibilité de manipuler nos puits afin de maximiser leurs productivités en simulant plusieurs scénarios.

La modélisation de ces puits consiste à créer une représentation numérique détaillée du système, en prenant en compte des facteurs tels que la géométrie du puits, les propriétés du réservoir, les caractéristiques du gaz et les contraintes environnementales. Cette modélisation permet d'analyser et de simuler le comportement du puits gazier dans différentes conditions de production.

L'étude des puits gaziers implique l'évaluation des performances du système et l'identification des problèmes potentiels qui pourraient affecter la production de gaz a condensat.

L'objectif est de maximiser l'efficacité de la production en identifiant les anomalies, en optimisant les taux de récupération et en proposant des solutions pour améliorer les performances du puits gazier.

En conclusion, la modélisation et l'étude des puits gaziers sont des aspects essentiels de l'industrie pétrolière, car ils permettent d'optimiser la production.

III.2 Les différents types de gaz

L'une des premières informations requises pour exploiter un gisement de gaz concerne le diagramme de phases. Selon qu'une phase liquide d'hydrocarbures coexiste ou non avec la phase vapeur à un certain stade de la production, le gaz est dit sec, associé ou à condensat.

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface.

Considérons le diagramme de phases du fluide de réservoir montré ci-dessous :

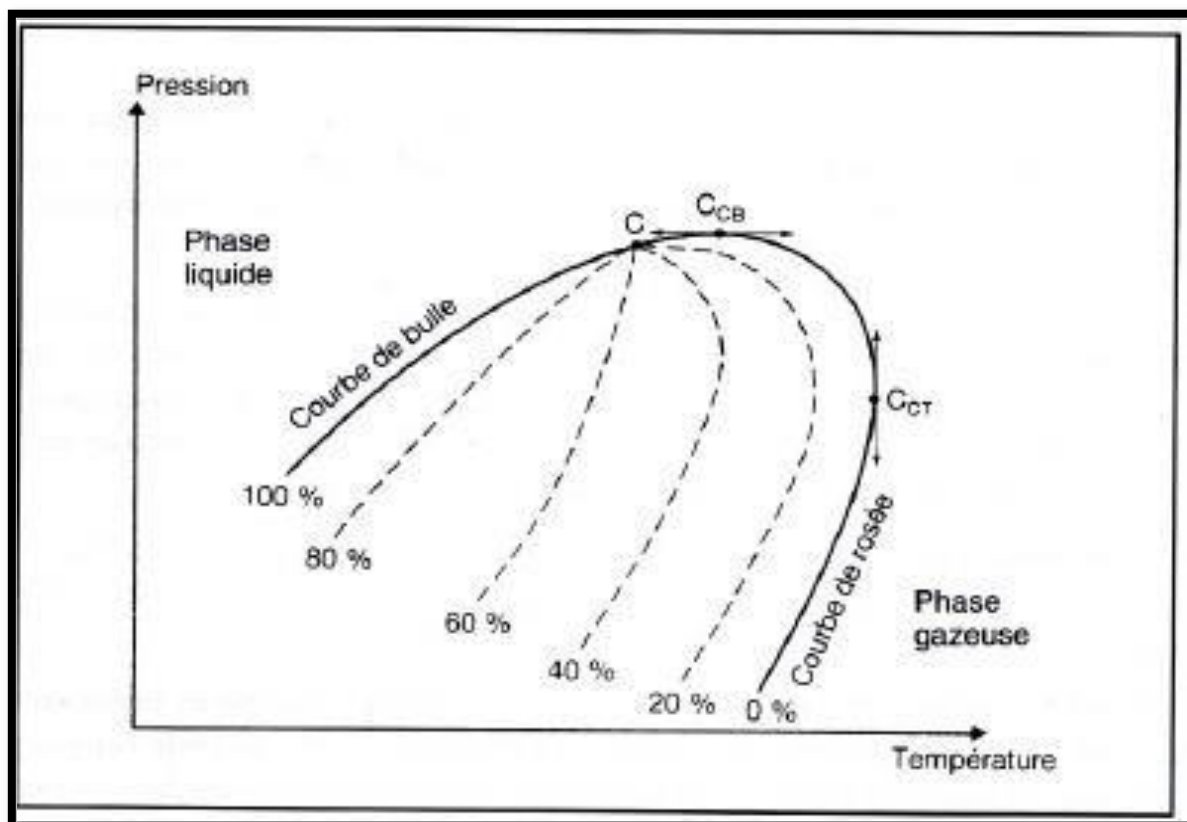


Figure III-1 diagramme de phase

Sur ce diagramme, le domaine d'équilibre liquide-vapeur se situe entre la courbe de bulle et la courbe de rosée, qui représentent respectivement les conditions de saturation lorsque le mélange est entièrement liquide (100 % de phase liquide) et entièrement gazeux (0% de phase liquide). La courbe de bulle et la courbe de rosée se rejoignent au point critique C.

- **Le cricondentherme CCT** désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique (courbe de bulle + courbe de rosée) qui correspond à la température maximale d'existence d'un équilibre diphasique.
- **Le cricondenbar CCB** désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique pour lequel la pression est maximale.

Les courbes tracées en pointilles représentent ces courbes d'équilibre correspondant à différentes proportions molaires de phase liquide. [14]

Voici ci-dessous le diagramme de phase de la condensation rétrograde :

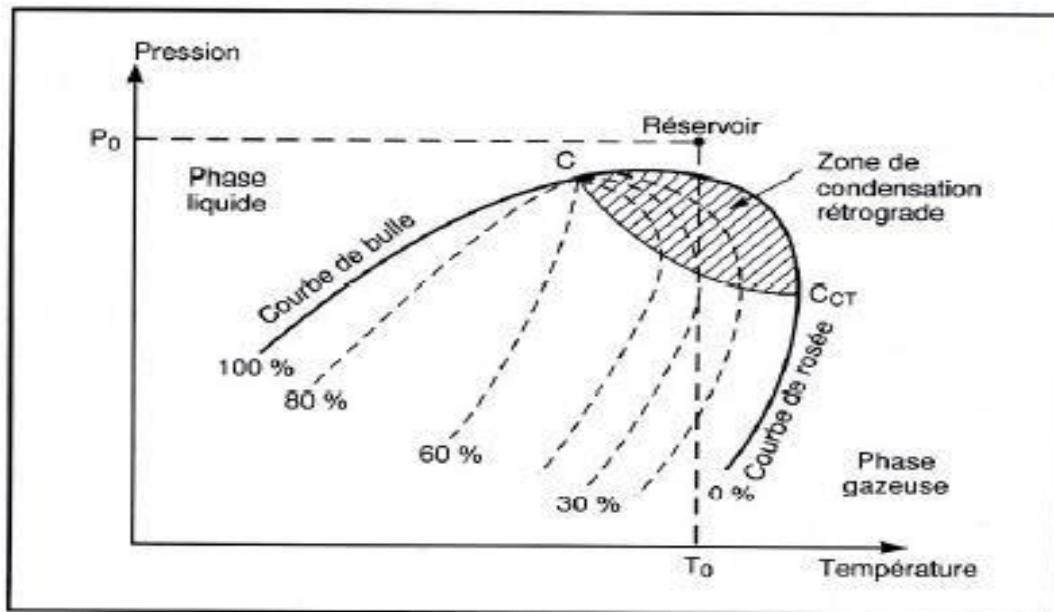


Figure III-2 condensation rétrograde

La région hachurée sur la figure III-2 est qualifiée de zone de condensation rétrograde. Dans cette zone, l'abaissement de pression conduit à la formation d'une phase liquide.

En effet, considérons une décompression isotherme à la température T_0 traversant la zone de condensation rétrograde. Lorsque la pression est réduite à partir d'une valeur initiale P_0 , la première goutte de liquide apparaît au moment où l'isotherme traverse la courbe de rosée, puis la proportion de liquide augmente avec l'abaissement de pression : c'est le phénomène de condensation rétrograde. Sur l'exemple représenté sur la figure, la fraction liquide atteint une valeur maximale de 30 %. Cette valeur maximale de la fraction liquide déposée marque la fin du phénomène de condensation rétrograde. L'abaissement de pression conduit alors à une vaporisation progressive de la fraction liquide, jusqu'au moment où la courbe de rosée est à nouveau traversée. Le mélange redevient alors entièrement gazeux.

La forme de l'enveloppe du domaine diphasique dépend de la composition du gaz naturel. Si le gaz est formé de méthane presque pur, le domaine diphasique est étroit et se réduit à une courbe unique pour du méthane pur (courbe d'équilibre liquide-vapeur du méthane). Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente, le domaine diphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production.

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface. [14]

Ceci conduit à distinguer les cas suivants :

III.2.1 Gaz sec

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production. C'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique ce qui implique qu'il ne se forme jamais de phase liquide. [14]

III.2.2 Gaz humide

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement, la température du réservoir est supérieure à la température du cricondentherme et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone diphasique : il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production (déplétion du gisement) par contre, il se forme une phase liquide en surface, les points de coordonnées $P_s T_s$ qui représentent les conditions de surface se situent dans le domaine liquide-vapeur [14]

III.2.3 Gaz à condensat

Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde. La température T_F du réservoir est comprise entre la température critique et la température du cricondentherme. Tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde comme montré dans la figure ci-dessous :

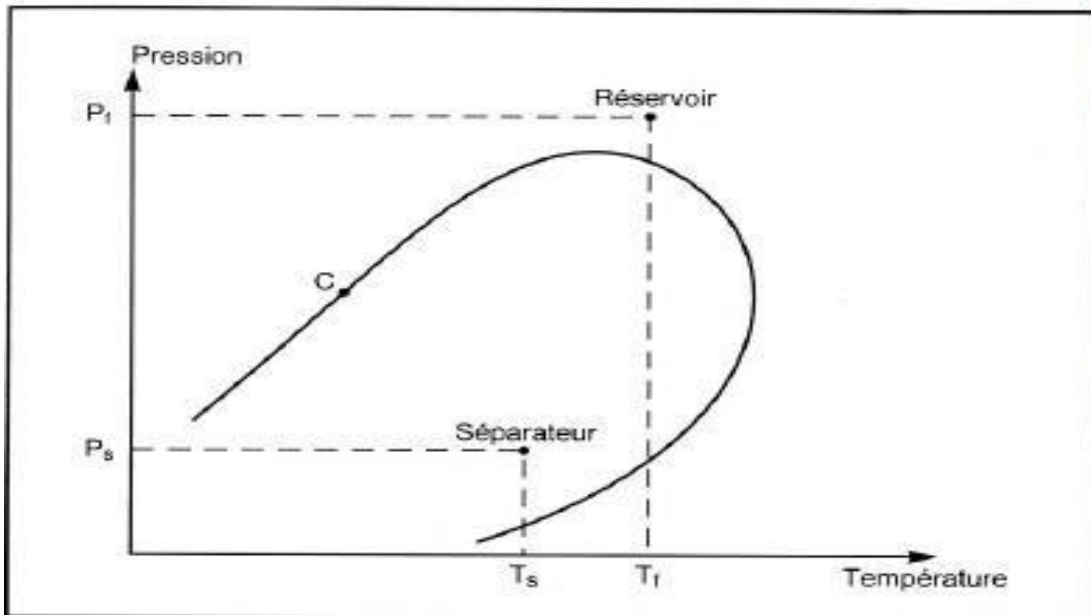


Figure III-3 diagramme de phase d'un gaz à condensat

Lors de la production, la décompression du gaz à la température T_f conduit à la formation par condensation rétrograde d'une phase liquide qui se dépose dans la roche-réservoir appelé condensat. Au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit avec production de liquide en surface.

Dans la majorité des cas, la pression initiale est proche de la pression de rosée rétrograde et la mise en production amène très vite une condensation d'hydrocarbures. La phase

condensée s'enrichissant en constituants lourds, la composition du gaz produit évolue en fonction du temps. [15]

III.3 Comportement de phase de gaz à condensat

Afin de quantifier le comportement des phases et les propriétés des gaz à condensat dans les conditions du réservoir, deux essais PVT sont normalement utilisés :

III.3.1 Constant Expansion Composition (CCE)

Les étapes du test CCE sont schématisées dans la figure III-4. Durant cette expérience, la cellule PVT est chargée par une certaine quantité de gaz condensat à une pression supérieure à la pression initiale du réservoir. Le système est normalement laissé au repos pendant toute la nuit pour atteindre l'équilibre. La pression est ensuite réduite par étapes, en augmentant le volume de la cellule, tout en maintenant la température constante. Le volume à chaque niveau de pression est enregistré après que le système atteigne l'équilibre. Pendant l'expérience, la composition d'ensemble du système est maintenue constante et aucune quantité de condensat ou du gaz n'est retirée de la cellule. Cette expérience représente les réservoirs de gaz à condensats aux pressions supérieures à la pression de rosée (composition du fluide constante). [15]

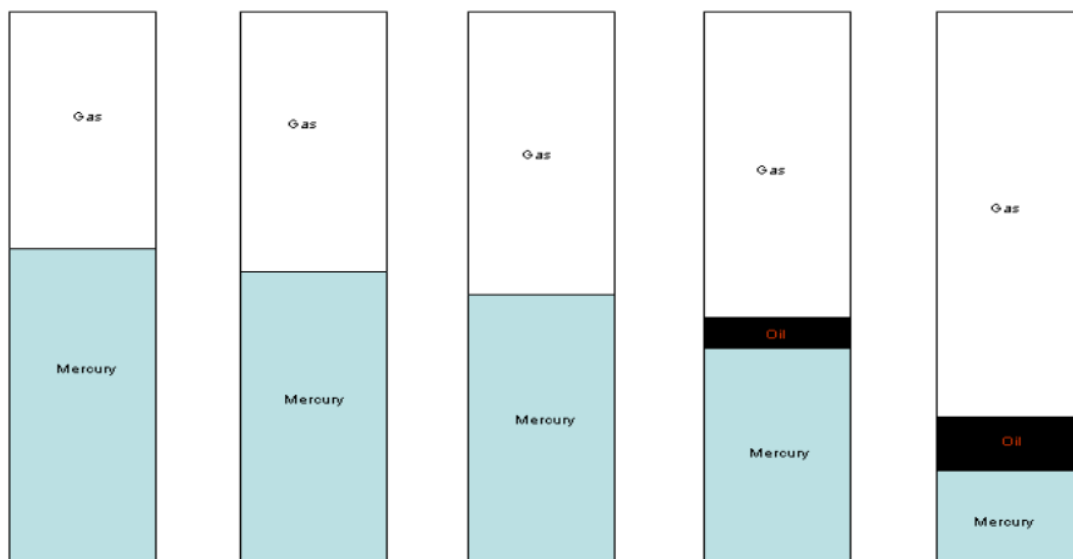


Figure III-4 Schéma Du Test CCE [15]

III.3.2 Constant volume déplétion (CVD)

Durant le test CVD la composition globale du fluide est modifiée par le soutirage du gaz. L'expérience réalisée sur un système de gaz à condensat est basée sur l'hypothèse que le condensat est immobile. La figure III-5 montre un schéma de l'expérience CVD. Le système est ramené à son point de rosée qui a été préalablement déterminé à partir du test CCE, après quoi, une série d'expansions sont réalisées par expulsion du gaz à pression constante jusqu'à ce que le volume des fluides dans la cellule soit égal au volume initial de la cellule. A chaque étape, la pression ainsi que les volumes du liquide et du gaz sont enregistrées. Le gaz expulsé est recueilli et sa composition est déterminée, puis la nouvelle composition globale est recalculée en se basant sur le bilan matière. La température est maintenue constante durant

tout le processus. L'hypothèse que la phase liquide demeure immobile n'est valable que si la saturation du condensat inférieure à la saturation critique. [15]

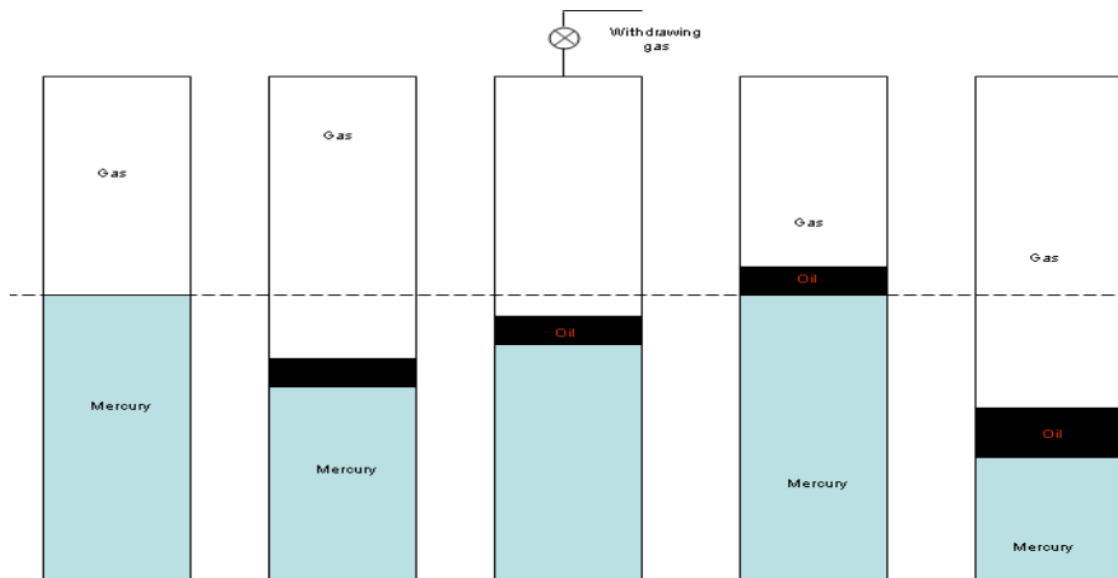


Figure III-5 Schéma Du Test CVD [15]

III.4 MODEL COMPOSITIONNEL

Le modèle compositionnel pour un gaz à condensat est utilisé pour représenter les propriétés et le comportement d'un mélange de gaz et de liquide dans des conditions de réservoir où la condensation du gaz se produit. Ce modèle prend en compte la composition des composants du mélange, les interactions entre les composants et les propriétés thermodynamiques du fluide.

L'équation d'état utilisée dans le modèle compositionnel est généralement une équation d'état cubique, telle que l'équation d'état de Peng-Robinson ou l'équation d'état de Soave-Redlich-Kwong. Ces équations d'état prennent en compte les effets de pression, de température et de composition sur les propriétés du fluide. Elles sont utilisées pour calculer les équilibres de phase liquide-vapeur, les propriétés thermodynamiques et de transport du mélange.

Il est important de noter que la modélisation compositionnelle des gaz à condensat peut être complexe et exigeante sur le plan informatique en raison de la nécessité de prendre en compte les interactions entre les composants et les phénomènes de phase. Des logiciels spécialisés de simulation réservoir sont souvent utilisés pour effectuer ces calculs, parmi eux on trouve le logiciel utilisé dans notre étude PIPESIM. De plus, la précision des résultats dépend de la qualité des données d'entrée et de l'ajustement des paramètres du modèle aux données du terrain. [16]

III.4.1 L'équation d'état de Peng Robinson

Pour la prédiction des comportements du système d'hydrocarbure naturel ; Peng & Robinson (1976) ont effectué une étude complète concernant l'évaluation de l'utilisation de l'équation d'état de Soave-Redlich-Kwong, ils ont amélioré l'équation d'état de façon à ce

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

qu'elle soit capable de déterminer la densité des liquides et autres propriétés de fluide, particulièrement dans les régions voisines au domaine critique. Donc cette équation peut être considérée comme une base pour la création d'un meilleur modèle. Voici ci-dessous cette équation :

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)} \dots \dots \dots \text{III-1}$$

P : pression (barg)

V : Volume (ft³/mole)

R : constante des gaz parfaits

a : terme d'attraction intermoléculaire

b : terme de répulsion

Les termes d'attraction intermoléculaire s'écrivent :

$$a(T) = a\alpha \dots \dots \dots \text{III-2}$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \dots \dots \dots \text{III-3}$$

" a " : Il représente le paramètre d'attraction de l'équation d'état.

Ω_a : le coefficient de correction d'attraction spécifique à une substance donnée.

$$\Omega_a = 0.45724$$

R : la constante des gaz parfaits,

T_c : la température critique de la substance,

P_c : la pression critique de la substance.

$$\alpha = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{T_r} \right) \right]^2, T_r = \frac{T}{T_c} \dots \dots \dots \text{III-4}$$

Avec : $m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$ Pour ; $\omega \leq 0.49$

$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3$ Pour ; $\omega > 0.49$

α : paramètre de correction de la température de l'équation d'état

m : est une constante empirique spécifique à l'équation d'état utilisé

ω : Facteur acentrique

T_r : Température Réduite

Le terme de répulsion s'écrit : $b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c}$ III-5

$$\Omega_a = 0.45724$$

$$\Omega_b = 0.07780$$

L'équation d'état cubique peut être écrite en fonction du facteur de compressibilité Z :

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z + (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \text{III-6}$$

$$\text{Avec : } A = \frac{(a\alpha)P}{(RT)^2} \quad \text{et } B = \frac{bP}{RT}$$

$$Z = \frac{pV}{RT}$$

Avec : p : la pression du système, (Psia)

T : température du système, (°R)

R : constante des gaz, 10.73 (psi-ft³/lb-mole°R)

V : volume molaire, (ft³/mole)

La résolution de ces dernières équations conduit à une ou trois racines suivant le nombre de phases. Pour un système diphasique, la racine la plus grande correspond à la phase vapeur alors que la racine la plus petite correspond à la phase liquide.

Le facteur acentrique ω dans l'équation précédente est le facteur acentrique du corps pur considéré et défini par : $\omega = -\log_{10} \left[\frac{p_{(T=0.7T_c)}^{sat}}{p_c} \right] - 1 \quad \dots \dots \text{III-7}$

ω : Il s'agit du facteur acentrique

Log10 : C'est le logarithme décimal

$P_{(T=0.7T_c)}^{sat}$: Il s'agit de la pression de vapeur saturée du fluide à une température de 0,7 fois la température critique (Tc).

Le facteur acentrique est une mesure de l'allongement de la molécule. Pour des molécules sphériques et sa valeur augmente avec la taille de la molécule. [7]

III.4.2 Les pseudo-composants

Pour pouvoir utiliser l'équation d'état de Peng Robinson pour prédire le comportement des phases d'un mélange d'hydrocarbure, on doit connaître la pression critique, la température critique et le facteur acentrique pour chacun des composants du mélange. Pour les composants purs le problème ne se pose pas parce que les propriétés sont bien connues et définies. Pratiquement tous les fluides des réservoirs pétroliers contiennent une certaine quantité de fractions lourdes qui ne sont pas bien définies. Ces fractions lourdes sont le plus souvent fusionnées en une seule fraction heptane plus (C7+) (le pseudo-composant).

Le problème qui a longtemps été posé dans l'industrie pétrolière est : comment caractériser la fraction C7+ en termes de propriétés critiques et de facteur acentrique. Changer les paramètres de la fraction C7+ a un impact très important sur les propriétés PVT et l'équilibre des phases du système d'hydrocarbures prédits par l'équation de Peng Robinson. La

méthode la plus utilisée est de régler les paramètres de l'équation d'état afin d'améliorer la précision de la prédiction.

Durant le réglage des paramètres, les propriétés critiques et les coefficients d'interaction binaires sont ajustés afin d'obtenir le meilleur calage avec les données expérimentales disponibles sur le mélange. On peut utiliser le logiciel PVTi pour réaliser cela. [16]

III.5 Régimes d'écoulement diphasique dans le tubing

Lorsque le gaz et le liquide sont injectés ou produit simultanément dans une conduite, l'interface entre les deux fluides peut prendre des formes variées, répertoriées par les scientifiques en configurations ou régime d'écoulements. Ces configurations d'écoulement sont généralement reportées sur des cartes pour des couples de fluides. Sur ces cartes, elles dépendent des variables suivantes : vitesse superficielle du liquide, vitesse superficielle du gaz, pour une vitesse de gaz et de liquide donnée correspond un régime d'écoulement bien défini sur ces cartes.

Il existe plusieurs régimes d'écoulements diphasiques de bases, la plupart existant à la fois pour des tubes horizontaux ou verticaux. [12]

1. Ecoulements à bulles (Bubbly)

Le gaz s'écoule sous forme de petites bulles dispersées au milieu de l'écoulement de liquide. Ces bulles sont plus ou moins sensibles aux forces d'inertie et à la turbulence de l'écoulement selon leur taille et la configuration du tube.

2. Ecoulement stratifié (Churn)

Pour une conduite plutôt verticale à faible flux de gaz et de liquide, l'interface se présente sous la forme d'une surface séparant les deux phases. Sa morphologie est alors contrôlée par des forces d'inertie qui tendent à la déformer en créant un champ de vagues et par les forces de gravité et de tension superficielle qui tendent à la maintenir en place. Un tel écoulement est dit stratifié. C'est un écoulement à phases séparées.

3. Ecoulement annulaire (Annular)

A fort flux de gaz, le régime de phases séparées s'installe sous la forme d'un écoulement annulaire. Les forces d'inertie sont prépondérantes vis-à-vis de la force de gravité. Tout en restant continue, l'interface se courbe et le liquide mouille complètement la paroi, en formant un film annulaire autour d'un noyau de gaz. Cet écoulement appartient aussi aux écoulements à phases séparées.

4. Ecoulements à poches bouchons (slug)

L'écoulement de type slug est constitué d'une séquence de poches de gaz entourées par un flux liquide qui contiennent des bulles. On peut considérer qu'il s'agit d'une configuration mixte constituée d'une succession d'écoulements à bulles et d'écoulement stratifié. L'écoulement est composé d'alternance de bouchons liquides et de poches de gaz.

5. Ecoulement de gaz liquide (Mist)

Dans ce régime, une quantité significative de liquide est présente dans le flux, généralement sous forme de fines gouttelettes dispersées dans le gaz. L'écoulement est caractérisé par un mélange intense de gaz et de liquide. [17]

Voici ci-dessous une figure représentant ces 5 types d'écoulement.

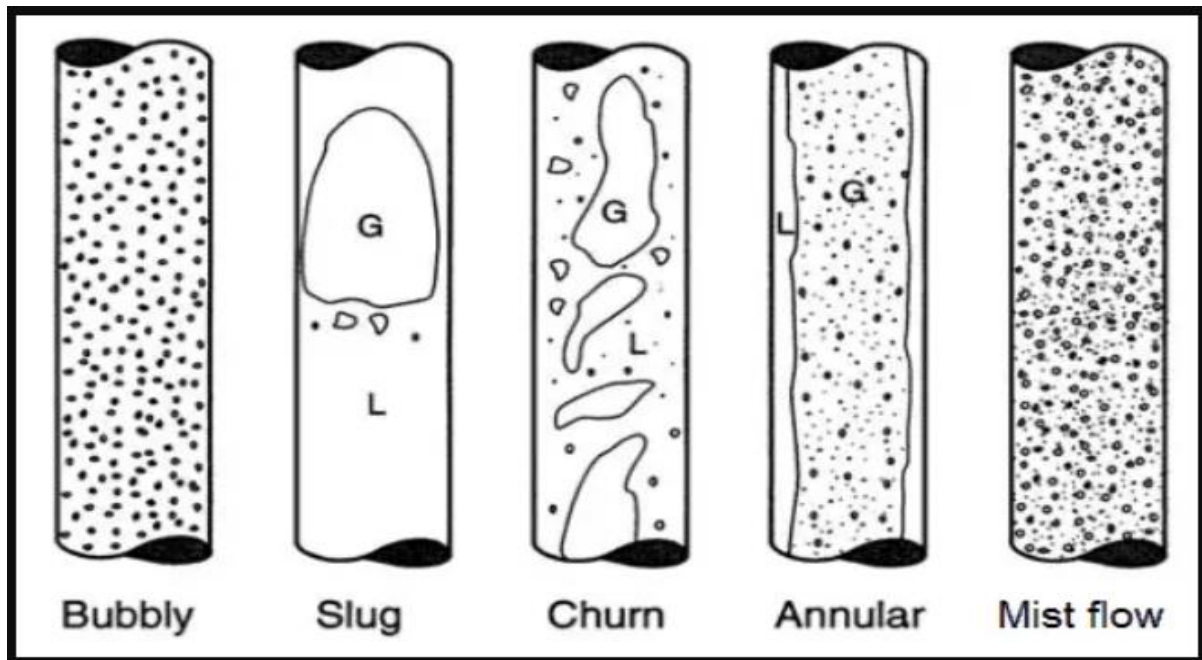


Figure III-6 régime d'écoulement diphasique verticale

III.6 Le logiciel PIPESIM

PIPESIM est un logiciel de simulation statique spécialisé, largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour la modélisation et l'optimisation des systèmes de production de puits. Développé par Schlumberger, PIPESIM offre une suite complète d'outils et de fonctionnalités pour analyser les flux multiphasiques, les performances des puits et des réseaux de production, ainsi que les interactions entre les réservoirs et les puits.

Ce logiciel est conçu pour prendre en compte les complexités des systèmes pétroliers, tels que les phénomènes de production multiphasiques, les propriétés des fluides, les conditions de réservoir et les équipements de surface. En utilisant PIPESIM, les ingénieurs pétroliers peuvent créer des modèles numériques détaillés qui reproduisent fidèlement les caractéristiques du réservoir et les comportements du fluide, leur permettant ainsi d'effectuer des simulations avancées et des analyses approfondies.

Les fonctionnalités principales de PIPESIM comprennent :

- Modélisation des puits et des réseaux
- Simulation des flux multiphasiques
- Optimisation de la production
- Analyse nodale
- Visualisation et rapports

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

En résumé, PIPESIM est un logiciel puissant et polyvalent utilisé dans l'industrie pétrolière pour la modélisation, la simulation et l'optimisation des systèmes de production de puits. Il permet aux ingénieurs de prendre des décisions éclairées, de maximiser la récupération des hydrocarbures. [18]

III.7 Le système nodal

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production. Il peut être subdivisé comme suit :

- 1- L'écoulement dans le milieu poreux.
- 2- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé.
- 3- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

Lors de la mise en production d'un puits, les ingénieurs se préoccupent de l'efficacité de sa production. La production pourrait être du pétrole, de l'eau, du gaz ou une combinaison de tous en même temps. Le comportement de production d'un puits est caractérisé par deux indicateurs de performance :

1. **Inflow performance relationship (IPR)** : qui traite l'écoulement du fluide de formation dans le réservoir et fond du puits.
2. **Vertical lift Performance (VLP)** aussi appelle **Outflow Performance Relationship (OPR)** : traite les pertes de pression à travers les tubes de production verticaux, produisant ainsi des monophasique, diphasiques ou un mixte.

Ensemble, l'IPR et VLP permettent d'effectuer une analyse nodale complète pour évaluer et optimiser la performance globale d'un puits de pétrole ou de gaz. [19]

III.8 L'analyse nodale

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production en participant à la chute de pression. Voici ci-dessous une figure représentant ces pertes de charges :

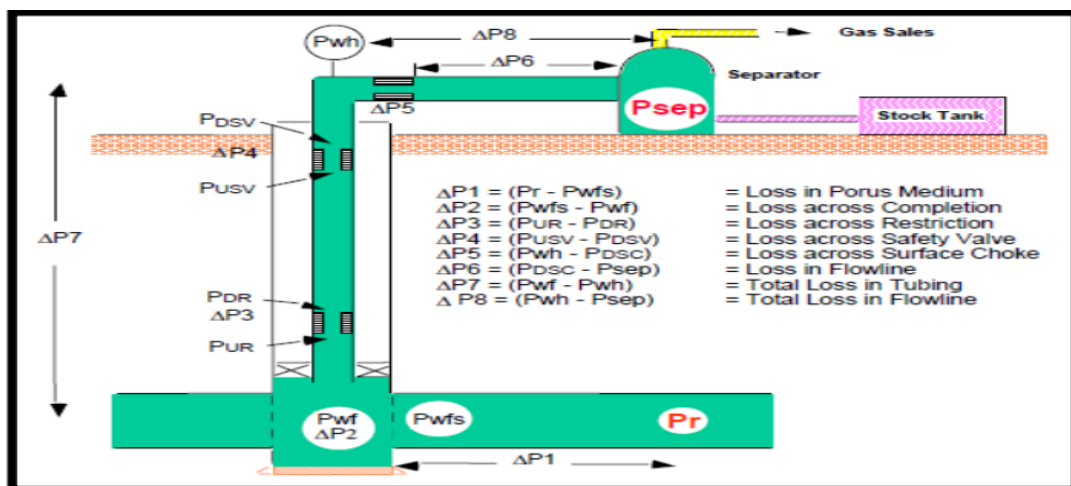


Figure III-7 les pertes de charge au cours de production

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

Dans tout le système de production, il existe différentes pertes de charge à partir du réservoir vers la surface :

$\Delta P1 = P_r - P_{wfs}$: Perte de charge dans le milieu poreux

$\Delta P2 = P_{wfs} - P_{wf}$: Perte le long de complétion

$\Delta P3 = P_{ur} - P_{dr}$: Perte le long des restrictions

$\Delta P4 = P_{USV} - P_{DSV}$: Perte le long des vannes de sécurité

$\Delta P5 = P_{WH} - P_{DSC}$: Perte dans la Duse de surface

$\Delta P6 = P_{DSC} - P_{SEP}$: Perte dans les conduites de surface

$\Delta P7 = P_{wf} - P_{wh}$: Perte totale dans le tubing

$\Delta P8 = P_{wh} - P_{sep}$: Perte totale dans les collectes [19]

P_{WH} : Pression Tête de puits (Pression en amont) P_{DSC} : Pression en aval (pression de duse)

P_r : Pression de réservoir

P_{wfs} : Pression de fond statique

P_{ur} : Pression en amont de la restriction

P_{dr} : Pression en aval de la restriction

P_{USV} : Pression en amont de la vanne de sécurité

P_{SEP} : Pression de séparateur

P_{DSV} : Pression en aval de la vanne de sécurité

Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles, comme indiqué dans la figure ci-dessous :

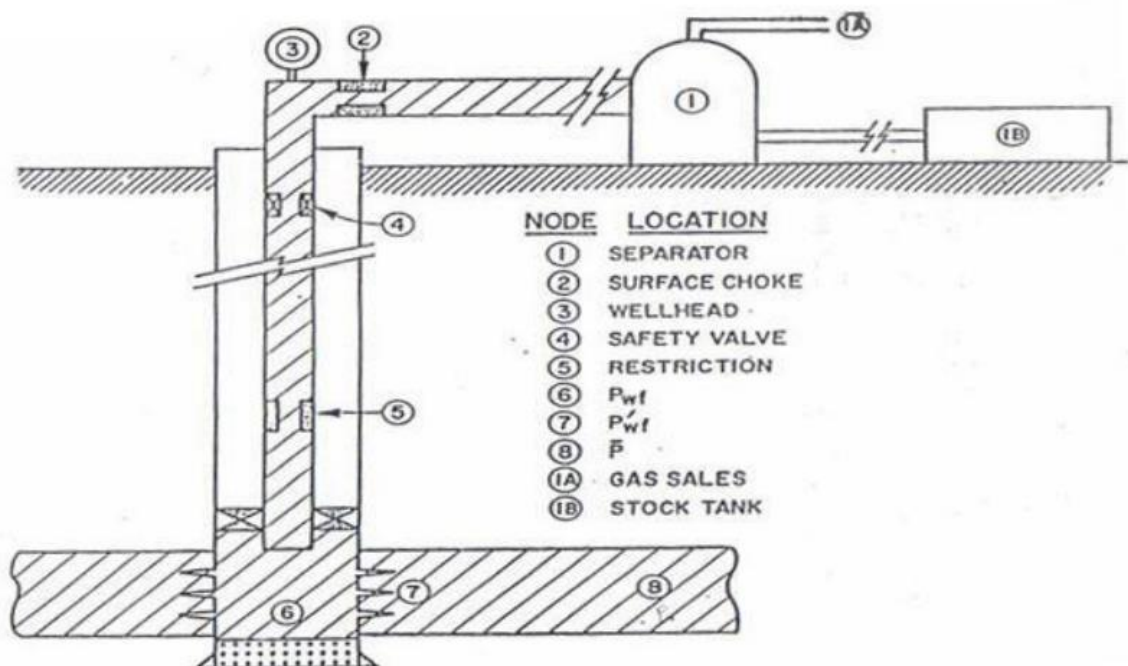


Figure III-8: les différentes positions possibles des nœuds

Avec le point nodal, le système peut être subdivisé, comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux (8, 7 et 6)
2. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (5, 4 et 3).
3. L'écoulement dans une conduite horizontale ou inclinée, en surface (3,2 et 1) [19]

III.8.1 Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Généralement le point de nœud est choisi soit au niveau de la tête de puits ou au niveau du fond de puit. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval de nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

$$\text{Inflow: } P_{node} = P_r - \Delta P \dots \dots \dots \text{III-8}$$

$$\text{Outflow : } P_{node} = P_{SEP} + \Delta P \dots \dots \dots \text{III-9}$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q, une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement de système. L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de nœud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. [20]

III.9 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($\bar{P}_r - P_{wf}$).

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de certains paramètres, tels que les propriétés pétro physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, ces méthodes sont tous basés sur la loi de DARCY, parmi ces méthodes on cite :

III.9.1 La technique de l'indice de productivité

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est défini comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$j = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots \dots \text{III-10}$$

J : indice de productivité (baril par jour/psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

P_{ws} : Pression de fond statique (psi)

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue. [17] [20]

III.9.2 Méthode de Vogel

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe, il a fait une approche numérique pour déduire son équation comme indiqué ci-dessous :

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots \dots \dots \text{III-11}$$

Q_0 : Débit entrant (Inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$Q_0(\text{max})$: Débit entrant (Inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOFD).

P_{wf} : Pression de fond dynamique. [20] [17]

III.9.3 Corrélation de l'IPR pour les puits à gaz

Si toutes les variables dans les équations d'Inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, pourraient être employées pour construire les IPR. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'Inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits à gaz, sont présentées dans cette section. La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels ils doivent être mesurés. Les corrélations les plus utilisées pour tracer l'IPR des puits à gaz sont :

III.9.3.1 Corrélation de Jones

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme :

$$(Pr - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \dots \dots \dots \text{III-12}$$

Où "A" et "B" sont calculés à partir des propriétés du réservoir. Comme ils peuvent être déterminés à partir des essais multi-rate et cela en traçant la courbe DP/Q=f(Q) en coordonnées Cartésiennes, cela permet d'obtenir une ligne droite ayant une pente "A" et une intersection "B" quand le débit (Q) égale à zéro. [17]

III.9.3.2 Corrélation de Forchheimer

Cette corrélation exprime l'IPR en fonction des coefficients de perte de charge dans l'écoulement turbulent et l'écoulement laminaire.

$$(Pr - P_{wf}) = AQ^2 + BQ \dots \dots \dots \text{III-13}$$

A : coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

B : coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire. [17]

III.9.3.3 Equation de Back pressure

L'équation de back pressure a été développée par Rawlins and Schellhardt après le test de 582 puits, c'est une équation simplifiée de la loi de Darcy. Voici cette équation ci-dessous :

$$Q = c (Pr^2 - P_{wf}^2)^n \dots \dots \dots \text{III-14}$$

Avec c et n sont des coefficients de délivrabilité.

Pour déterminer les valeurs de C et n, on doit effectuer des tests à débits multiples, où nous mesurons le débit de gaz à différents niveaux de pression de fond de puits. En ajustant les données de test à cette équation logarithmique, nous pouvons estimer les valeurs de C et n qui correspondent le mieux aux données de test. [17]

- La valeur du constant (n) dans cette corrélation se situe généralement entre 0,5 et 1,0. Une valeur de 1,0 indique que l'écoulement est turbulent, et l'équation de back pressure devient similaire à l'équation de l'indice de productivité (IP) pour les gaz. Dans ce cas, la chute de pression est proportionnelle au carré du débit.
- La constante (C) tient compte de divers facteurs tels que les propriétés de la roche réservoir et du fluide, la géométrie de l'écoulement et les effets transitoires. Il s'agit d'une constante empirique déterminée à partir de données de terrain, d'expériences en laboratoire ou de simulations de réservoir. [18]

Les résultats de back pressure test sont présentés en log-log graphe depuis cette équation :

$$\log Q_G = \log C + n \cdot \log (Pr^2 - P_{wf}^2) \dots \dots \dots \text{III-15}$$

III.9.3.4 C and N :

C'est la même forme que l'équation back pressure, mais elle se diffère dans la manière de l'obtention des constantes c et n :

$$Q = c (Pr^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots\text{III-16}$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de Q, en fonction de $(Pr^2 - P_{wf}^2)$ sur un papier log-log.

n = 0.5 pour un écoulement turbulent

n=1 pour un écoulement laminaire. [17]

III.9.3.5 Multi-rate Jones :

Plus de dix points de tests peuvent être introduits, pour adapter la corrélation de Jones pour les gaz qui sont exprimés, sous la forme suivante :

$$(Pr^2 - P_{wf}^2) = AQ^2 + BQ \dots\dots\dots\text{III-17 [17]}$$

III.10 VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP)

L'écoulement dans le puits du sommet de la perforation à la surface est connu comme verticale lift performance.

L'intrigue du débit de production en fonction de la pression d'écoulement au fond du puit est appelée VLP CURVE, mais aussi appelé OUTFLOW CURVE ou TUBING CURVE.

III.10.1 Outflow performance

La performance *Outflow* décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué, du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe *Outflow* requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance *Outflow* sont les plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (*flowing Bottom Hole pressure*) en fonction du débit, à une pression avalée fixée (pression de tête, ou pression du séparateur).

L'équation de perte de charge est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement

- Le terme d'élévation ou terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération. [20]

III.10.2 Les corrélations de matching du VLP

Dans le domaine pétrolier, le matching du VLP (Volumetrically Synchronized Production Log) est une étape cruciale pour comprendre et caractériser le comportement du gaz à

condensat dans les réservoirs. Plusieurs corrélations sont couramment utilisées pour effectuer le matching du VLP dans le contexte du gaz à condensat. Voici une description des corrélations les plus fréquemment utilisées pour les gaz à condensat : [20]

III.10.2.1 Corrélation de Gray (originale)

La corrélation de Gray est l'une des premières corrélations développées pour le matching du VLP dans les réservoirs de gaz à condensat. Elle est basée sur une analyse empirique des données expérimentales et fournit une estimation approximative des propriétés du fluide. Cette corrélation est relativement simple à utiliser mais peut manquer de précision dans certains cas.

L'équation de Gray, également connue sous le nom d'équation de Gray-Katz, est utilisée dans le domaine du génie pétrolier pour décrire la performance de puits de gaz individuels dans le cadre du matching VLP (Vertical Lift Performance).

L'équation de Gray est donnée par :

$$Q = K \times (P_{wf} - P_{wf_{min}})^n \quad \dots \dots \text{III-18}$$

Où :

Q : est le débit de gaz du puits (en unités appropriées),

K : est le coefficient de productivité du puits (en unités appropriées),

P_{wf} : est la pression de fond du puits (en unités de pression),

$P_{wf_{min}}$: est la pression de fond minimale du puits (en unités de pression),

n : est un exposant empirique.

Cette équation exprime la relation entre le débit de gaz d'un puits (Q) et la pression de fond du puits (P_{wf}), en supposant que toutes les autres variables sont constantes. Le coefficient de productivité du puits (K) représente la productivité intrinsèque du puits et dépend de ses caractéristiques géologiques, géométriques et d'exploitation.

L'exposant empirique (n) dans l'équation de Gray est généralement compris entre 0,5 et 1,5 et varie en fonction des conditions spécifiques du puits. Il peut être déterminé en utilisant des données de tests de puits ou en effectuant des ajustements basés sur des observations historiques.

En utilisant l'équation de Gray, il est possible de modéliser la performance d'un puits de gaz spécifique en fonction de la pression de fond. Cela permet de diagnostiquer les problèmes de performance, d'optimiser l'exploitation du puits et de prendre des décisions éclairées en matière de production et de levée de pression. [17] [19]

III.10.2.2 Corrélation de Gray (modifiée)

La corrélation de Gray modifiée est une version améliorée de la corrélation originale. Elle incorpore des ajustements supplémentaires pour mieux prendre en compte les effets de la pression, de la température et de la composition du gaz à condensat. Cette modification vise à améliorer la précision des prédictions de la corrélation de Gray. [18]

III.10.2.3 Corrélation OLGAS :

La corrélation OLGAS (Oil and Gas Corrélation) est une autre méthode utilisée pour le matching du VLP dans les réservoirs de gaz à condensat. Elle se base sur des modèles de comportement du gaz et du liquide dans les systèmes de production. Cette corrélation prend en compte des paramètres tels que la viscosité, la compressibilité, la température, la pression et la composition du fluide pour prédire le comportement du gaz à condensat avec une précision raisonnable.

L'équation de la corrélation OLGAS est la suivante :

$$Q = C \times (P_{wf} - P_{wh})^n \dots\dots\dots\text{III-19}$$

Où :

Q : est le débit de production du puits (en unités appropriées),

C : est un coefficient de débit,

P_{wf} : est la pression de fond du puits (en unités de pression),

P_{wh} : est la pression de tête du puits (en unités de pression),

n : est un exposant empirique.

Il convient de noter que le choix de la corrélation dépendra du contexte spécifique du réservoir et des données disponibles. Le logiciel PIPESIM dans la commande model calibration permet de matcher la courbe de PVT d'un puit données intègre dans PIPESIM en intégrant ses données tel que son débit produit, sa pression de tête, son GLR et son Water Cut ainsi que la donnée du test réalisé sur ce puit. Après cela on sélectionne ces 3 corrélation et on applique la commande (RUN). Nous obtiendrons un sommaire de résultats comprenant des résultats précis des 3 corrélation comportant la déviation que présente chaque corrélation sur les données réelles de ce puits. Après étude de ce résultat on sélectionne la corrélation adéquate pour ce puits ayant l'erreur la plus minime (RMS le plus faible). Ce sera la corrélation utilisée dans la courbe VLP. [17] [19]

III.10.3 L'utilité des corrélation

Les corrélation de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises, qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessite une activation.
- Faire le design des systèmes d'activation.
- Déterminer la pression de fond dynamique P_{wf}.
- Déterminer les IP des puits.
- Prédire les débits maximums.

III.11 Modélisation du puits RHA01

III.11.1 Modélisation du fluide gaz à condensat du puits RHA01

Nous devons avant de modéliser le puits gazier RHA01 dans PIPESIM, créer dans le modèle compositionnelle le fluide du gaz à condensat de ce puits en intégrant sa composition et ses données PVT puis en la calibrant, ce modèle a été créé selon plusieurs étapes :

1. **Composition du fluide** : Voici la composition du fluide gaz à condensat des puits de RHOURE HAMRA appartenant au réservoir TAGS. Selon le rapport PVT de ce champ gazier, nous avons constaté que tous les puits appartenant au réservoir TAGS, c'est-à-dire RHA01, RHA02, RHA03, RHA04, RHA05, RHA07 et RHA08 ont la même composition démontré ci-dessous :

Tableau III-1 composition des fluides des puits du réservoir TAGS

Numéro	Le composant	Pourcentage Molaire (%)
1	N2	0.63
2	C1	78.92
3	CO2	0.77
4	C2	7.93
5	C3	3.54
6	IC4	1.11
7	NC4	1.52
8	IC5	0.70
9	NC5	0.69
10	C6	0.92
11	C7	0.89
12	C8	0.63
13	C9	0.43
14	C10	0.35
15	C11+	0.97

2. **Données du réservoir** : pression et température du réservoir doivent être incluses
3. **Lumping** : le Lumping de ces composants du fluide de ce puits permet d'obtenir plusieurs combinaisons possibles entre ces composants, afin d'avoir la meilleure combinaison possible, le logiciel PVTi regroupe les composants en se basant sur leurs caractéristiques spécifiques obtenues d'après les tests CCE et CVD prédéfini précédemment. Le Lumping est réalisé afin de diminuer le CPU time (Run time) et afin d'avoir un nombre minimale de composants adéquat avec l'utilisation de l'équation d'état de PENG-ROBINSON prédéfini précédemment pour déterminer la phase du

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

fluide et son comportement volumétrique. Voici ci-dessous le résultat du Lumping.

Tableau III-2 pseudo composition non ajusté du fluide du réservoir TAGS

	Composant	Pourcentage molaire (%)
1	C1N2	79.55
2	C2CO2	8.70
3	C3C4	6.17
4	C5C6	2.31
5	C7C10	2.30
6	C11+	0.97

4. Après avoir obtenues la pseudo-composition non ajusté du fluide de ce puits par le choix du Lumping, on calibre l'équation d'état par ajustement de la température et de la pression critique ainsi que du facteur acentrique de chaque pseudo-composant pour avoir notre pseudo-composition ajusté. Voici ci-dessous le résultat obtenu d'après le logiciel PVTi

Tableau III-3 propriétés des pseudo-composant ajusté du fluide de TAGS [1]

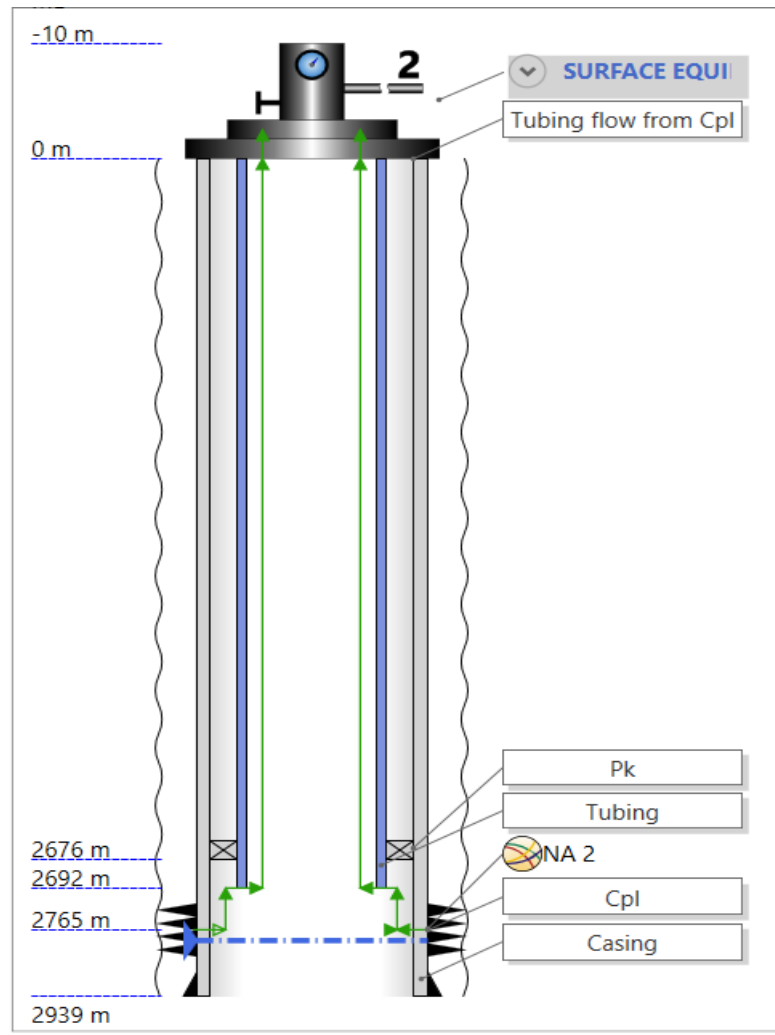
Paramètres	C1N2	C2CO2	C3C4	C5C6	C7C10	C11 ⁺
Pression critique (atm)	45.31	49.76	39.664	31.661	22.959	24.302
Volume critique (l/mol)	0.09975	0.14163	0.22376	0.33556	0.54505	0.61181
Température critique (°k)	190.065	305.313	391.358	482.623	585.996	745.648
Facteur Z critique	0.2898	0.28121	0.27635	0.26826	0.26023	0.243
Le facteur acentrique	0.00825	0.10924	0.16642	0.26165	0.35612	0.55887

Tableau III-4 pseudo-composition ajusté du fluide du TAGS [1]

	Composant	Mol Pourcent (%)
1	C1N2	79.35
2	C2CO2	8.30
3	C3C4	6.17
4	C5C6	2.31
5	C7C10	2.70
6	C11+	1.17

III.11.2 Modélisation du puits

Ensuite nous allons créer un puits qu'on appellera RHA01 dans le logiciel PIPESIM puis on intégrera sa fiche de complétion (la fiche de complétion de ce puits se trouve dans l'annexe) comme montré ci-dessous :



PIP PIPESIM

Figure III-9 fiche technique du puits RHA01 via PIPESIM

III.11.3 Matching de l'IPR du puits RHA01

Après intégration du tubing, packer ainsi que le casing du puits, on passe à l'étape d'intégration des données de ce puits tel que sa pression de Reservoir ($P_r=173,1469$ barg) obtenue via le PFS réalisé du 02 au 06/10/2018 pour une cote de mesure de 2691m ainsi que les deux pressions de fond dynamiques et leurs débit obtenues pendant la période de réalisation du PFD via les résultats de deux tests potentiel réalisé le 10/10/2018 avec deux ouvertures de duse différente comme montré ci-dessous :

Tableau III-5 résultats des 2 tests PFD réalisés sur le puits RHA01

	Ptete (Bar)	T(tête) (°C)	Qgaz (Sm ³ /d)	Qc (m ³ /d)	Qeau (m ³ /d)	WC (%)	GLR (Mm ³ /m ³)	P _{WF} (Barg)
TEST 01	112,0	56,0	856883	36,7	1,5	4,0	23,32	164,96
TEST 02	107,0	63,0	912396	46,6	1,6	3,2	19,57	163,77

Nous intégrerons le fluide créer et calibrer précédemment dans le modèle compositionnel dans le modelé puits ainsi que le GLR et WC du 1^{er} test. On sélectionne l'équation de Back-Pressure comme IPR Model et on obtiendra l'interface montré ci-dessous :

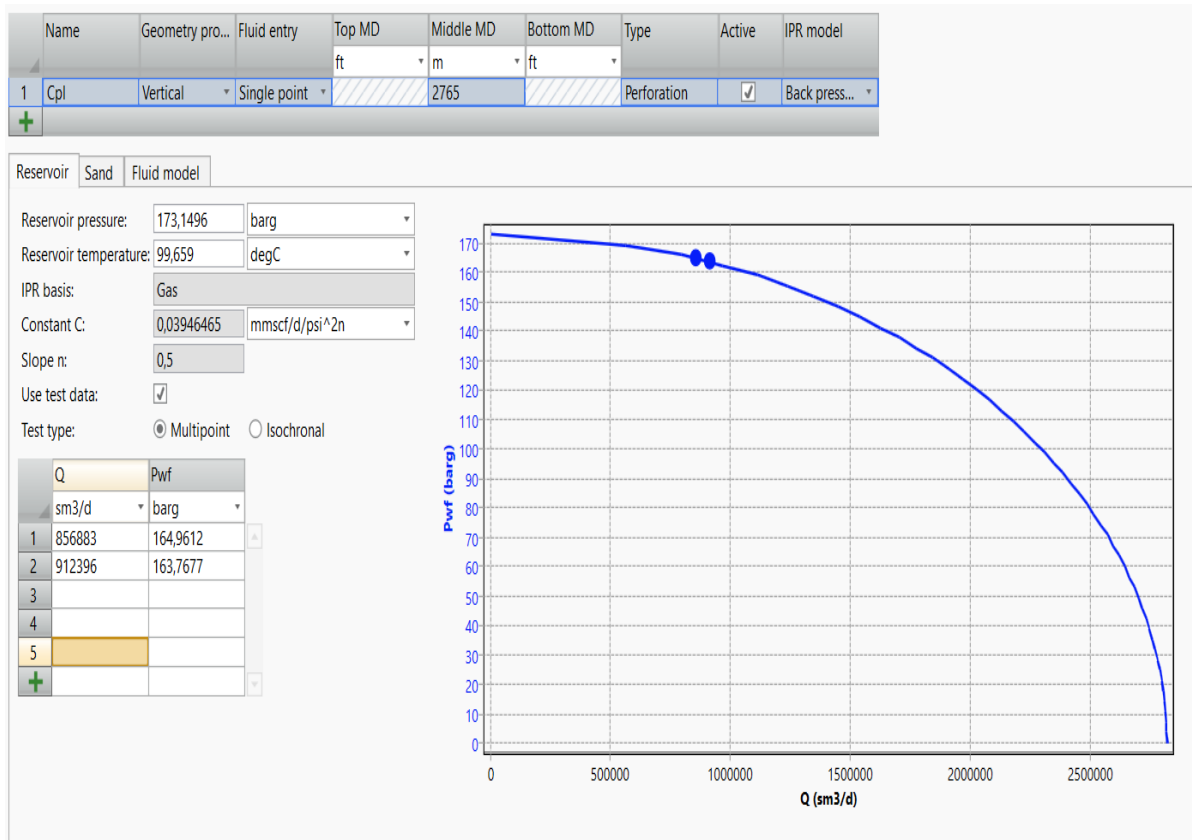


Figure III-10 IPR du puits RHA01 dans PIPESIM

On remarque d'après la Figure III-10 que notre IPR est matché via les données des tests et que son AOF est déterminé à 2760000sm³/d

III.11.4 Matching du VLP du puits RHA01

Après matching de l'IPR, nous allons créer un test dans la configuration Catalogs de PIPESIM comprenant les données du 1^{er} test réalisé en 2018 pendant la réalisation du PFD. On intégrera ce test dans le data matching et on sélectionnera les corrélations adéquate au gaz a condensat prédéfini précédemment qui sont :

- Gray(originel),
- Gray(modifier).
- Hagedorn & Brown
- OLGAS

Ces corrélations sont utilisées afin de matcher le mieux notre VLP , nous ajouterons la pression de tête et le débit produit obtenue via les résultats Well Test pour le 1^{er} test et on cherchera l'équation VLP adéquate à notre puits en se basant sur la valeur de Calibrated Pressure RMS plus petite , cette dernière indique que le matching VLP est basé sur l'utilisation de la méthode de calibration basé sur la racine carrée des moyenne carrées pour ajuster les données de pression, cette méthode vise à améliorer la précision de la simulation en ajustant les données de pression pour qu'elle correspondent aux données réelles , voici ci-dessous le résultat du matching de la VLP sur comme montré ci-dessous :

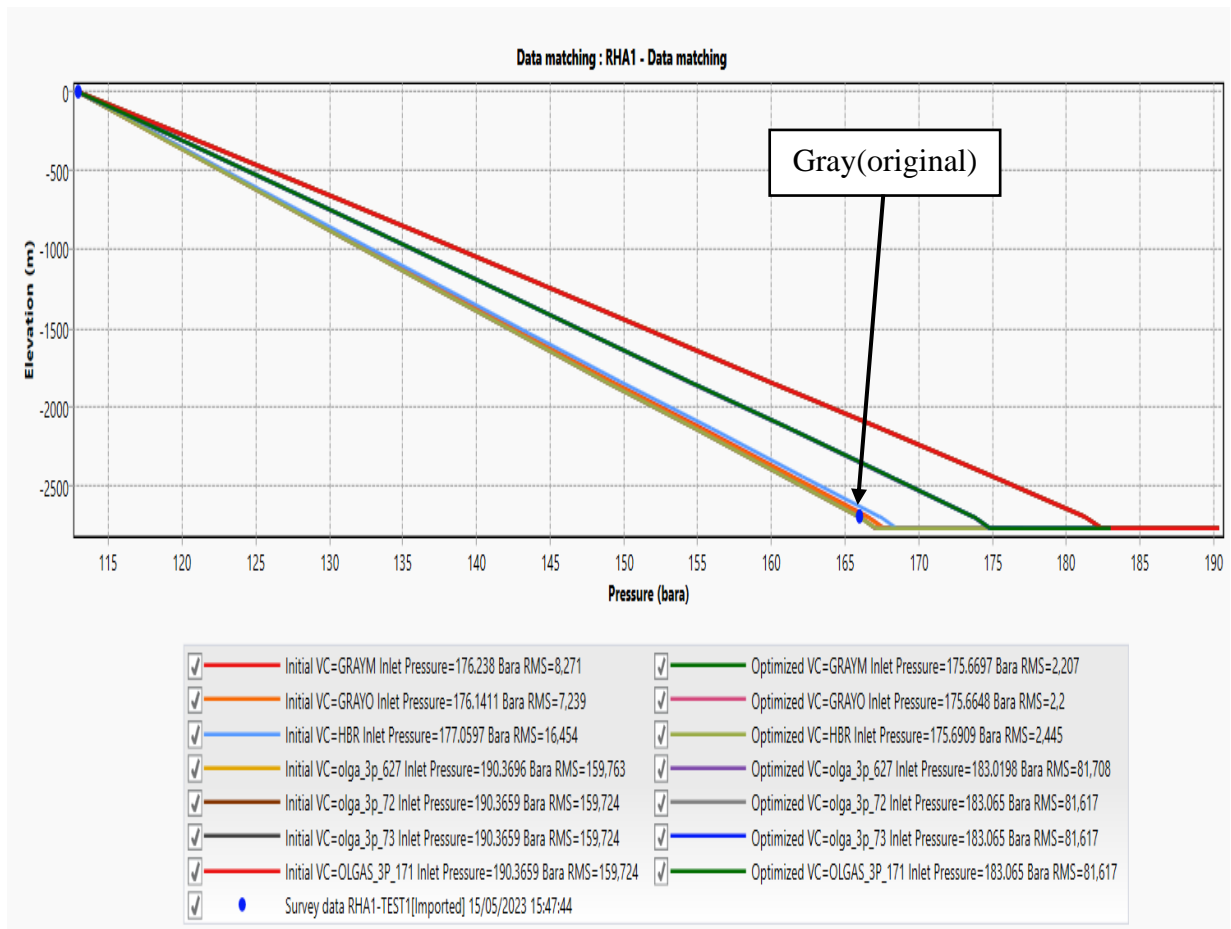


Figure III-11 Matching VLP du puits RHA01 via PIPESIM

On remarque d’après la Figure III-11 et d’après le Profil-Results obtenue que la corrélation adéquate pour le matching du VLP pour ce puits avec la valeur de RMS la plus faible estimé a RMS=0,06 est la corrélation de GRAY (original) qu’on va sélectionner afin d’appliquer à ce puits. L’équation de RMS est :

$$RMS_P = \sqrt{\frac{1 \times \sum (P_{cal} - P_{mes})^2}{N_p}} \dots\dots\dots III-20$$

Avec N_p : Nombre de point

III.11.5 Correction des pressions du puits RHA01

Après cette étape, on passera à la détermination de la pression de Reservoir aux cotes de perforations ainsi que la pression de fond dynamique du 1^{er} test aux cotes perforations en appliquant la commande PT-PROFILE sur PIPESIM car les 2 valeurs incluses précédemment était celle déterminer aux cotes de mesure, nous obtiendront le résultat suivant :

Tableau III-6 résultats du PT-PROFILE pour correction de la $P_{réservoir}$ et P_{WF}

	Pressure	Elévation
1	174,192	-2765
2	166,0523	-2765
3	166,0523	-2765
4	164,989	-2691,77

	Pressure	Elévation
5	164,974	-2691,77
6	159,8783	-2438,4
7	153,7964	-2133,6
8	147,7561	-1828,8
9	141,7509	-1524
10	135,7707	-1219,2
11	129,8093	-914,4
12	123,8541	-609,9
13	117,9105	-304,8
14	111,9723	0

D'après le tableau III-6, on déduit qu'en ce jour-là de test, la pression de Reservoir aux cote perforation était de 174,192barg tandis que la pression de fond dynamique était de 166,02barg. On corrige ces données dans la partie complétion de puits ou nous avons insérer la pression de réservoir de ce puits obtenu d'après le PFS et sa pression de fond dynamique depuis les données du test PFD.

III.11.6 Analyse nodale du puits RHA01

Après modification de ces données, nous allons maintenant analyser ce puits via l'analyse nodale afin de connaître l'état du puits (en production ou en arrêt) ainsi que son point de fonctionnement comme montré ci-dessous en choisissant le point de nœud au fond du puits.

Avant analyse, nous devons insérer la valeur du débit produit et la pression de tête en ce jour la ainsi que la pression de réservoir obtenues via le PT-PROFILE.

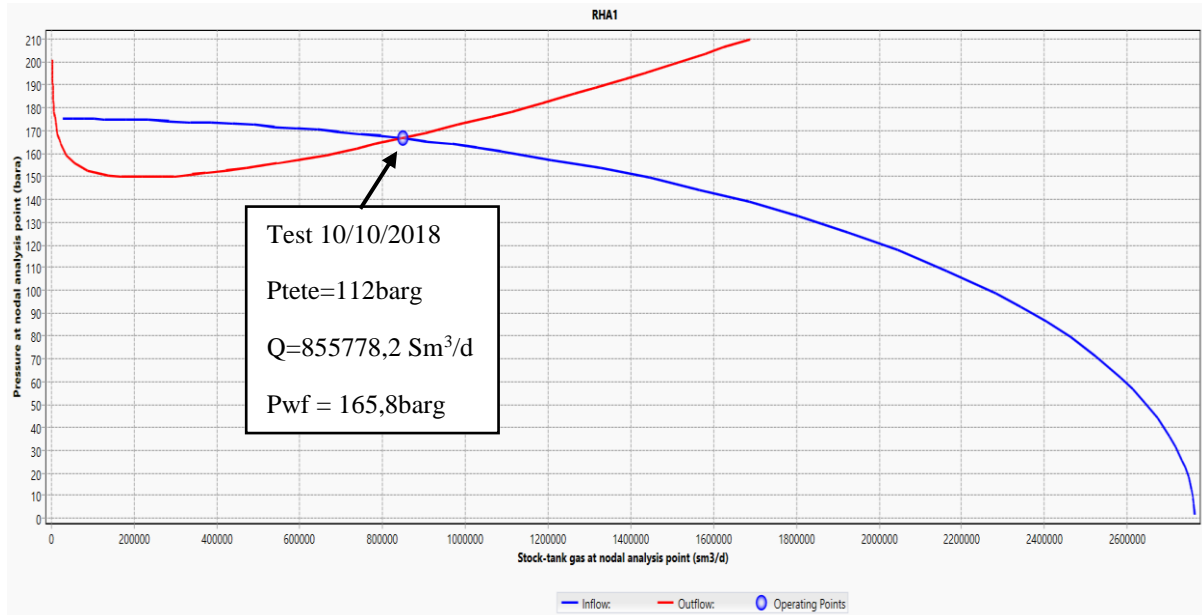


Figure III-12 Analyse nodale du puits RHA01

D'après la Figure III-12 de l'analyse nodale de ce puits, on remarque qu'il y a intersection entre l'IPR et la VLP, d'où ce puits est en production et on trouve que sa pression de fonctionnement est de 65,8barg et son débit est de 855778,2Sm³/d de gaz ce qui est proche de la valeur obtenue via le test (856883Sm³/d de gaz) ce qui signifie que l'analyse est correcte.

III.11.7 Analyse de sensibilité(sensibilité) du puits RHA01

Afin de déterminer l'impact de la diminution de la pression de réservoir pour ce puits, nous avons réalisé une étude de sensibilité de ce puits pour plusieurs pressions de Reservoir commençant par sa pression de réservoir actuelle comme montré ci-dessous

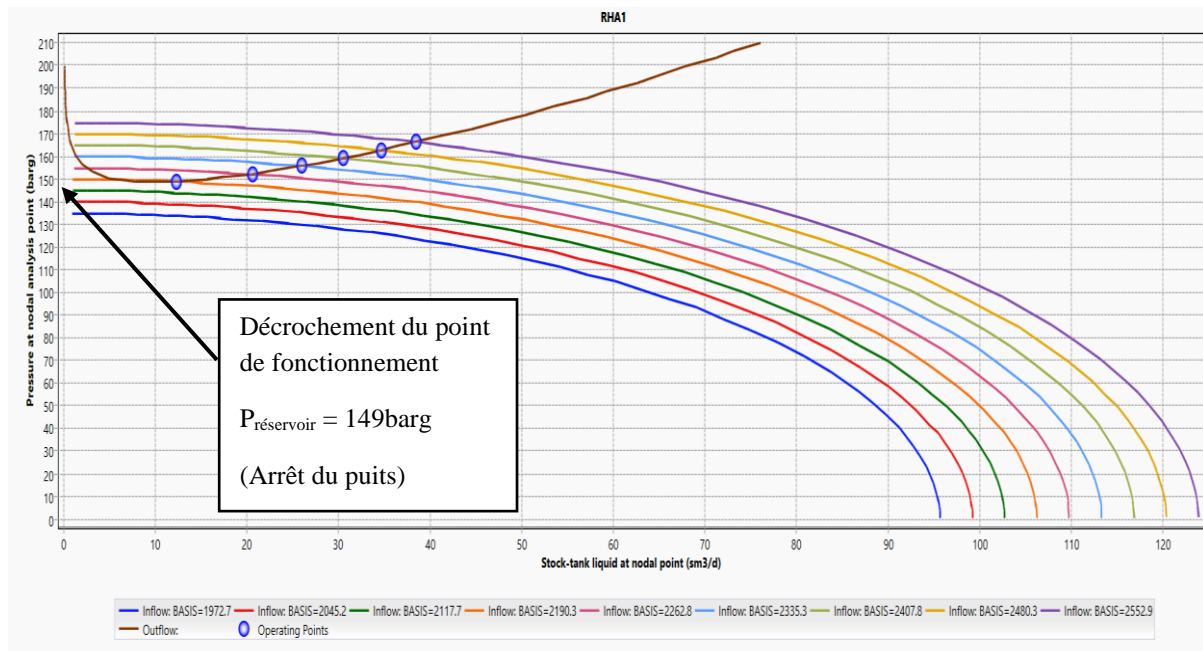


Figure III-13 Analyse de sensibilité des pressions de Reservoir du puit RHA01

Nous avons trouvé depuis la Figure III-13 que ce puits s'arrêtera lorsque sa pression de réservoir atteindra 149barg, pour cette pression le débit de production de gaz est déterminé à 284900Sm³/d. cet arrêt sera principalement dû à la faible énergie fournit par le réservoir.

Voici ci-dessous les pressions de réservoirs des puits de RHA en fin 2021 déterminé approximativement d'après l'analyse des courbes de déclin (DCA) de ces puits.

Tableau III-7 Les pressions de réservoirs des puits de RHA en fin 2021

Puits	Pression de réservoir des puits en 2021 (barg)
RHA01	171,2
RHA02	167
RHA03	147
RHA06	152,5
RHA07	150,2
RHA08	182,3
RHA09	143,6

D'après le Tableau III-7 et sachant que le déclin de pression de réservoir de RHA01 varie approximativement entre 1 et 4 barg par ans donc on peut dire que ce puits est loin de la fermeture causée par la faible énergie fournit du réservoir.

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

On réalise aussi une analyse de sensibilité de ce puits pour le water Cut afin de déterminer l'effet de l'augmentation du water cut pour ce puits.

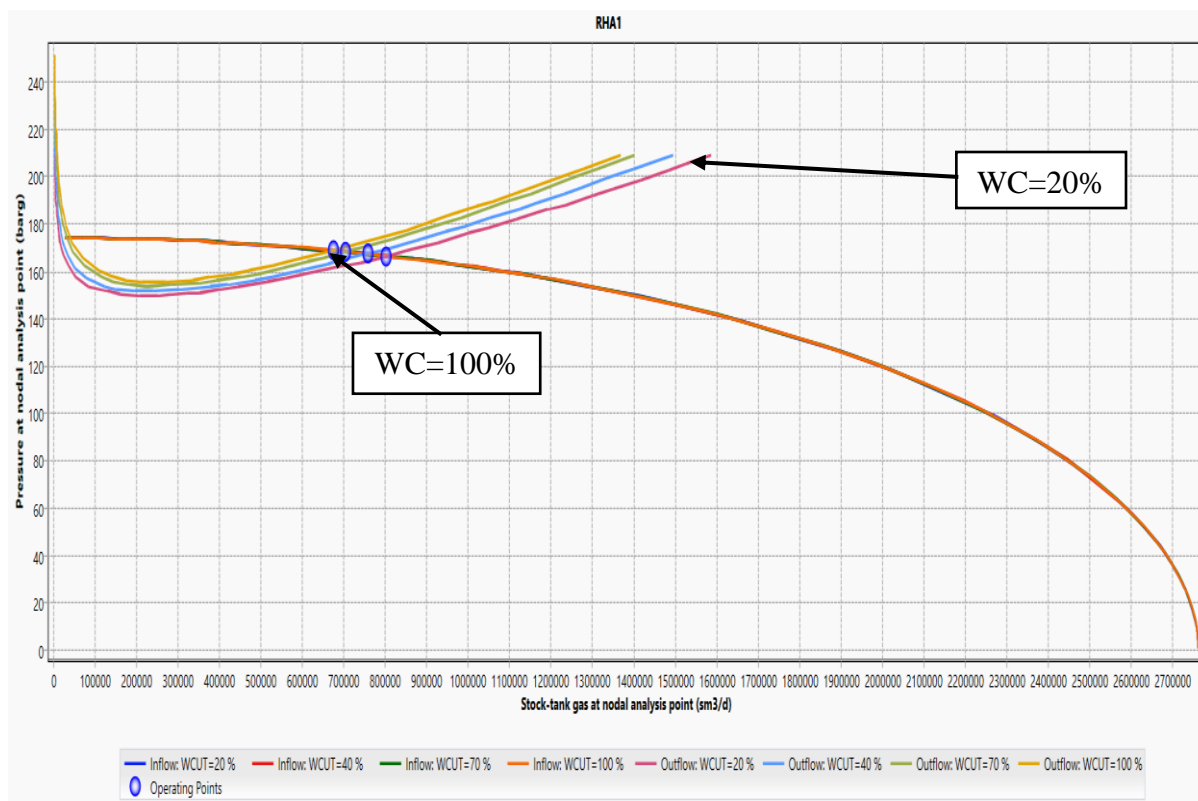


Figure III-14 analyse de sensibilité du water Cut pour le puit RHA01

On remarque d'après la Figure III-14 que l'augmentation du Water Cut ne provoque pas l'arrêt de production de ce puits mais provoque juste la diminution du débit produit. C'est un puits gazier produisant une très bonne quantité de gaz. La diminution jusqu'à l'affaiblissement totale de la quantité de condensat produite représenté par l'augmentation du Water Cut ne provoque pas l'arrêt du puit. L'augmentation du Water cut diminue la production de gaz car on a trouvé un débit de production de $801740\text{Sm}^3/\text{d}$ de gaz pour un WC=20% tandis que pour WC=100% le débit de production a diminué et atteint $674378\text{Sm}^3/\text{d}$

Avant de refaire les mêmes étapes pour les autres puits, on devra d'abord prendre en considération les deux puits RHA06 et RHA09, le fluide gaz a condensat créé précédemment est spécifique au puits appartenant au TAGS, en ce qui concerne les deux puits RHA06 et RHA09 appartenant au réservoir TAGI on doit d'abord calibrer leurs fluides de gaz a condensat et l'insérer dans le modèle compositionnel en déterminant leurs pseudo-composition calibrée de la même manière que pour le fluide de gaz a condensat du réservoir TAGS,

Voici ci-dessous la composition et la pseudo-composition calibrée du fluide du gaz a condensat du réservoir TAGI.

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

Tableau III-8 les composants du fluide du réservoir TAGI

Numéro	Le composant	Pourcentage Molaire (%)
1	N2	0.44
2	C1	84,48
3	CO2	0.34
4	C2	7,73
5	C3	2,82
6	IC4	0,68
7	NC4	0,24
8	IC5	1,05
9	NC5	0.65
10	C6	0.70
11	C7+	0.87

Tableau III-9 pseudo-composition calibrée du fluide du gaz a condensat du réservoir TAGI

	Composant	Pourcentage Molaire (%)
1	C1N2	84,82
2	C2CO2	7,87
3	C3C4	3,74
4	C5C6	2.40
5	C7+	1,17

Après détermination de la pseudo-composition ajusté du gaz a condensat du réservoir TAGI et en connaissant la pseudo-composition ajusté du gaz a condensat du réservoir TAGS déterminé précédemment, nous allons maintenant modéliser tous les puits du champ de Rhourde Hamra en réalisant les mêmes étapes réaliser pour la modélisation du puits RHA01. On terminera leurs modélisations en réalisant une étude de sensibilité pour tous ces puits. Après cela, on obtient le tableau récapitulatif suivant :

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

Tableau III-10 récapitulatif des résultats des 9puits

Puits	Date du test utilisé	Model IPR : Corrélation utilisé	AOFP (.10 ⁶)	Cote de perfo	Cote de mesure (m)	Préservoir cote perfo	P _{wf} cote perfo (Barg)	Draw-Down	Q _g	Q _c	Q _w	LGR	WC	P _{tete}	P _{wf} au point nodal	Q _g au point nodal
			Mmm ³ /d	(m)		(Barg)	Barg	Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /Sm ³	(%)	Barg	Barg	Sm ³ /d	
RHA01	10/10/2018	Back-pressure	2,76	2765	2671	174,2	166,02	8,18	856883	36,7	1,54	4,64.10 ⁻⁵	4,027	112	165,8	855778
RHA02	12/03/2020	Back-pressure	0,29	2816	2768	167,71	76,10	91,61	223946	25,9	3,6	1,13.10 ⁻⁴	12,2	54,9	76,50	229330
RHA03	05/11/2007	Back-pressure	3,74	2904	2845	179,06	169,81	9,25	387302	47,7	1,9	1,28.10 ⁻⁴	3,9	124,2	169,98	367426
RHA06	03/10/2018	Back-pressure	1,14	3126	2690	163,01	153,00	11,01	417733	24,1	1,4	5,76.10 ⁻⁵	5,5	112	152,9	410306
RHA07	19/11/2013	Back-pressure	1,28	2854,5	2750	178,02	170,90	8,09	309510	52,1	1,3	1,68.10 ⁻⁴	2,4	129,5	170,8	292649
RHA08	28/04/2019	Back-pressure	1,51	2695	2648	190,2	157,50	32,7	589272	32,3	0,6	5,57.10 ⁻⁵	1,8	110,7	152	598598
RHA09	02/10/2019	Back-pressure	1,38	3064	2908	150,6	138,45	11,11	291097	18,2	0,96	6,58.10 ⁻⁵	5,021	103,95	137,4	282374

On remarque d'après le Tableau III-10 que :

- La corrélation Back-Pressure a été utilisé pour le model IPR des 7puits producteur.
- Le drawdown des puits de RHA appartenant au TAGI est d'environ 11barg tandis que celui des puits de RHA appartenant au TAGS diffère de puits en puits et a une grande valeur dans le cas des deux puits RHA08 et RHA02.
- D'après l'AOFP et les débits produits, le puits ayant le plus gros potentiel en termes de productivité est RHA01.

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

Voici ci-dessous les corrélations de matching de la VLP des 7 puits producteurs.

Tableau III-11 corrélation de matching VLP des 7 puits producteurs de RHA

Puits	VLP calibration	Tunning factor frictionnel	Tunning factor hold-up	Calibrated Pressure RMS
RHA01	Gray(original)	0,98	0,94	0,06
RHA02	OLGAS	0,6	0,6	0,07
RHA03	Gray(original)	0,87	0,93	0,10
RHA06	Gray(original)	0,8721	0,9313	0,12
RHA07	Gray(modified)	0,99	1,08	0,01
RHA08	Gray(original)	0,87	0,93	0,09
RHA09	Gray(original)	0,84	0,83	0,15

On remarque d'après le Tableau III-11 que la corrélation le plus souvent utilisé pour la calibration de la courbe VLP de ces puits de gaz a condensat est la corrélation de GRAY (original) sauf pour le cas du puits RHA02 qui a été calibré avec OLGAS et le puits RHA07 qui a été calibré avec Gray(modified).

Voici ci-dessous les résultats d'analyse de sensibilité a la diminution de la pression de réservoirs des puits producteurs.

Tableau III-12 analyse de sensibilité de pression de réservoir

Puits	Pression de réservoir fin 2021 (barg)	P _{réservoir} de fermeture (barg)	Différence entre ces deux pressions
RHA01	171,2	149,0	22,2
RHA02	167,0	85,0	82,0
RHA03	147,0	142,0	5,0
RHA06	152,5	140,5	12,0
RHA07	150,2	141,0	9,2
RHA08	182,3	137,0	45,3
RHA09	143,6	130,5	13,1

On remarque d'après le Tableau III-12 que les puits RHA03, RHA06, RHA07 et RHA09 sont les puits les plus susceptible a l'arrêt suite à la baisse de leurs pressions de réservoir au-dessous de la valeur de pression de réservoir de fermeture car la différence entre leurs pressions de réservoir actuelle et la pression de réservoir de fermeture est plutôt faible surtout en prenant en compte l'arrêt d'injectivité et le déclin de pression important de leurs réservoirs. Les puits RHA01 et RHA08 sont loin de la fermeture par cause de diminution de la pression de réservoir au-dessous de la pression d'arrêt de production.

Voici ci-dessous les résultats d'analyse de sensibilité au Water Cut des puits producteurs.

Chapitre 03 : Modélisation et étude des puits de RHOURE HAMRA

Tableau III-13 résultats d'analyse de sensibilité au water Cut des puits producteurs

Water Cut Puits	20%	40%	50%	70%	80%	90%	100%
RHA01	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod
RHA02	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod
RHA03	En prod	En prod	En prod	En prod	Arrêt	Arrêt	Arrêt
RHA06	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod
RHA07	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	Arrêt
RHA08	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod
RHA09	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod	En prod

On remarque d'après le Tableau III-13 que l'augmentation du water Cut jusqu'à atteindre 100% n'as aucun effet pour plusieurs puits sauf pour RHA03 qui ferme lorsque le Water Cut atteint WC=77% et RHA07 s'arrête lorsque le water Cut atteint WC=93%.

III.12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons modéliser les puits producteurs du champs Rhourde Hamra dans un logiciel de simulation PIPESIM en :

1. Ajustant les pseudo-compositions du fluide du gaz a condensat des deux réservoirs TAGS et TAGI
2. Utilisant la corrélation de Back-pression adéquate avec notre gaz a condensat suite à la disposition de plusieurs points (plusieurs valeurs de débit et pressions de fond) dans le matching de notre IPR
3. Corrigant les pressions de réservoirs et de fond dynamique d'après PT-Profile
4. Déterminant les corrélations de matching du VLP de tous les puits producteurs
5. Déterminant les points de fonctionnement des puits d'après l'analyse nodale.

Cette modélisation nous a permis de mieux comprendre le comportement réel de ces puits tout en prenant en compte l'impact de la variation des différents paramètres du puits, tels que la pression de réservoir et la production d'eau traduite par le Water Cut (WC) sur la performance globale du puits. Cet impact était pris en considération d'après des analyses de sensibilité réalisé ou nous avons trouvé que :

1. L'augmentation du Water Cut pour les puits RHA n'as pas d'effet aussi considérable que pour les puits à huile, d'après les graphes précédents du 2eme chapitre ou nous avons trouvé que le Water Cut de tous les puits producteurs n'a jamais dépassé les 17% pour tous les puits, alors ce paramètre peut être négligé
2. Les puits RHA01 et RHA08 sont les puits ayant la plus grande longévité de production des puits producteurs du champs Rhourde Hamra. Les autres puits sont susceptible d'arrêt suite à une faible Energie du a la diminution de la pression de réservoir au-dessous du seuil (pression de réservoir de fermeture).

Cette compréhension des puits permet une optimisation ciblée permettant une exploitation plus efficace, une augmentation de la rentabilité ainsi qu'une gestion durable de ces puits et une optimisation ciblée.

CHAPITRE 04 :
Optimisation et
simulation du réseau
de surface du champ
de RHOURE
HAMRA

IV. Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

IV.1 INTRODUCTION

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte. Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculés par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

La modélisation d'un réseau de production de gaz est une étape cruciale pour comprendre et optimiser son fonctionnement. Elle permet de simuler le comportement du réseau en prenant en compte les propriétés des puits, des conduites, des compresseurs et des équipements associés.

La première étape de la modélisation consiste à rassembler les données nécessaires, telles que les caractéristiques des puits (débits de gaz, pressions de tête, etc.), les informations sur les conduites (diamètres, longueurs, rugosités, etc.) et les propriétés des fluides transportés.

Une fois les données rassemblées, on peut utiliser des logiciels de simulation comme PIPESIM pour construire le modèle du réseau de production (réseau de surface). PIPESIM est un logiciel couramment utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour modéliser et simuler les réseaux de production.

Pour optimiser ce réseau, on doit le calibrer à une date spécifique, il est important de disposer de données de terrain précises à cette date. Cela inclut les mesures de débits, de pressions et d'autres paramètres importants à différents points du réseau. Ces données de terrain sont utilisées pour ajuster et valider les paramètres du modèle, tels que les propriétés des puits, les coefficients de décharge des duses, etc.

L'un des paramètres clés à calibrer est la pression de ligne, qui est la pression requise pour le transport du gaz à travers le réseau ainsi que les coefficients de décharges des duses.

Une fois que le modèle est calibré, on peut passer à l'optimisation du réseau de production. L'objectif de l'optimisation est de maximiser la production de gaz, d'optimiser les performances des équipements, de minimiser les coûts opérationnels et de respecter les contraintes du système.

Dans les systèmes de transport de gaz, il est souvent nécessaire d'optimiser les débits de gaz et de créer une bonne valeur de différence de pression (ΔP) entre la pression de tête et la pression de ligne. Cette optimisation permet de faciliter le déplacement du gaz dans la ligne de transport et de maintenir des débits stables et élevés pour une livraison fiable aux utilisateurs finaux. Dans ce chapitre, nous explorerons plusieurs scénarios afin d'atteindre cet objectif.

IV.2 Etude de perte de charge

IV.2.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides tel que le sable et l'argiles. Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse(gaz) et d'une phase liquide(condensat). Les pertes de charge sont différentes suivant le type d'écoulement. [21]

IV.2.2 Différent types d'écoulement horizontales

Écoulement avec bulle (BUBBLE flow) : Le gaz en petites quantités se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite pipe à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

Écoulement avec bouchon (PLUG flow) : La phase gazeuse croit. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite, l'écoulement se fait par alternance de bouchons

Écoulement stratifié (STRATIFIED flow) : Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.

Écoulement avec vagues (WAVY flow) : Le régime d'écoulement est analogue au précédent mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations (vagues) apparaissent sur l'interface.

Écoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow) : Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi de la pipe et la vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

Écoulement annulaire (ANNULAR flow) : La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie centrale

Écoulement brouillard (SPRAY flow) : La plus grande partie du liquide, voir sa totalité est entraînée sous forme de brouillard car la phase liquide est faible par rapport à la phase gazeuse

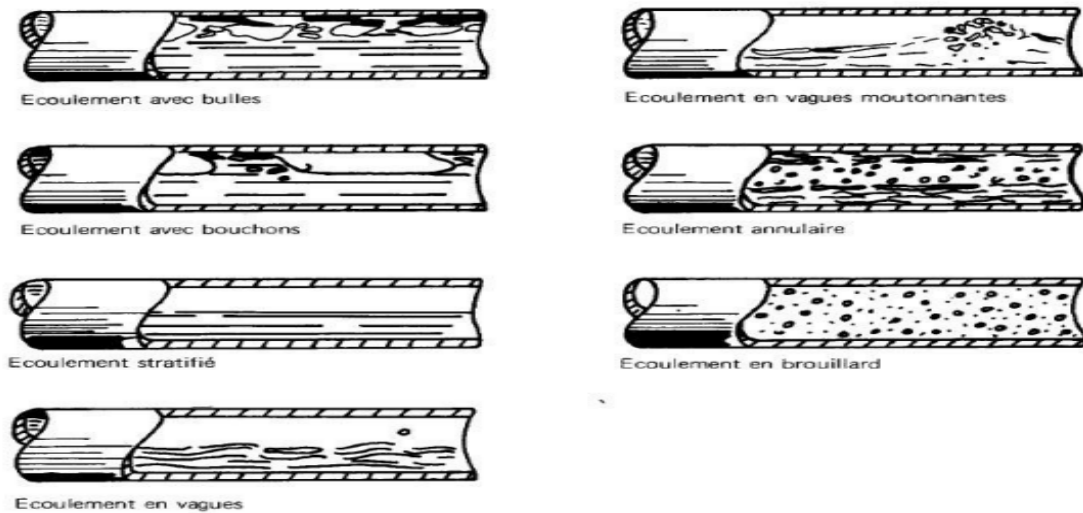


Figure IV-1 différents types d'écoulement horizontales [17]

IV.3 Variation de la pression le long d'une conduite

L'équation de perte de charge est composée par trois termes dans n'importe quel type d'écoulement :

- Terme d'élévation où le terme statique.
- Terme de frottement (friction).
- Terme d'accélération

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important dans l'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide. (Monophasique où diphasique) et pour n'importe quelle inclinaison de la pipe est donnée par : [17]

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots \dots \dots \text{IV-1}$$

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

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{totale} = \frac{g}{gc} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2gc \cdot D} + \frac{\rho V \cdot dV}{gc \cdot dl} \dots \dots \dots \text{IV-2}$$

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

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

Avec : ρ_m : La densité du mélange. (Kg/m³)

V_m : la vitesse d'écoulement du mélange. (m/s)

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

D : diamètre de la pipe. (m)

gc : facteur de conversion.

f : facteur de frottement du mélange.

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

θ : Pente de la conduite. (Degré)

Voici dans le tableau ci-dessous le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

Tableau IV-1 Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales [12]

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

IV.4 Ecoulement multiphasique dans la Duse

La duse permet de contrôler le débit de production en ajustant la pression de tête voulue, tout en considérant les contraintes Réservoir - Puits- Réseau. Parmi ces contraintes, on cite :

- Problème de coning ;
- Régime d'écoulement vertical à travers la colonne de production ;
- Installations de surface disponibles pour prendre en charge la production du puits ;

Pour calculer le débit de production on utilise des formules d'écoulement multiphasique à travers une duse. Ces équations utilisent des coefficients qui se diffèrent d'un champ à un autre. Selon le rapport de la pression pipe sur la pression de tête, trois régimes d'écoulements multiphasiques sont distingués. [21]

IV.4.1 Régime critique

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit Gaz reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0.5, le débit est fonction de la pression de tête seulement : [22]

$$Q = A.P_t$$

On utilise cette équation : $Q = \frac{\phi^{1.8}}{1000K} P_t \dots \dots \dots$ IV-4

Avec :

Q : débit de gaz (m³/h).

A : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

IV.4.2 Régime transitoire

Le travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75. $0,5 < P_p/P_t < 0,75$ [22]

IV.4.3 Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de pipe. Et inversement, la pression de tête diminue et le débit de production augmente quand la pression de pipe diminue. Donc, toute variation de la pression en aval de la duse (P_{pipe}) fait varier la pression amont (P_{tête}) ce qui nous donne un écoulement non stable, d'où une perturbation sur le réseau qui influe sur le débit d'écoulement, en général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P_p / P_t) est supérieur ou égal à 0,75. [22]

$$Q = \frac{F(x)\phi^{1.8}}{1000K} P_t \dots \dots \dots \text{IV-5}$$

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

$$F(x) = 2.667 \frac{P_p}{P_t \sqrt{1 - \frac{P_p}{P_t}}} \dots \dots \dots \text{IV-6}$$

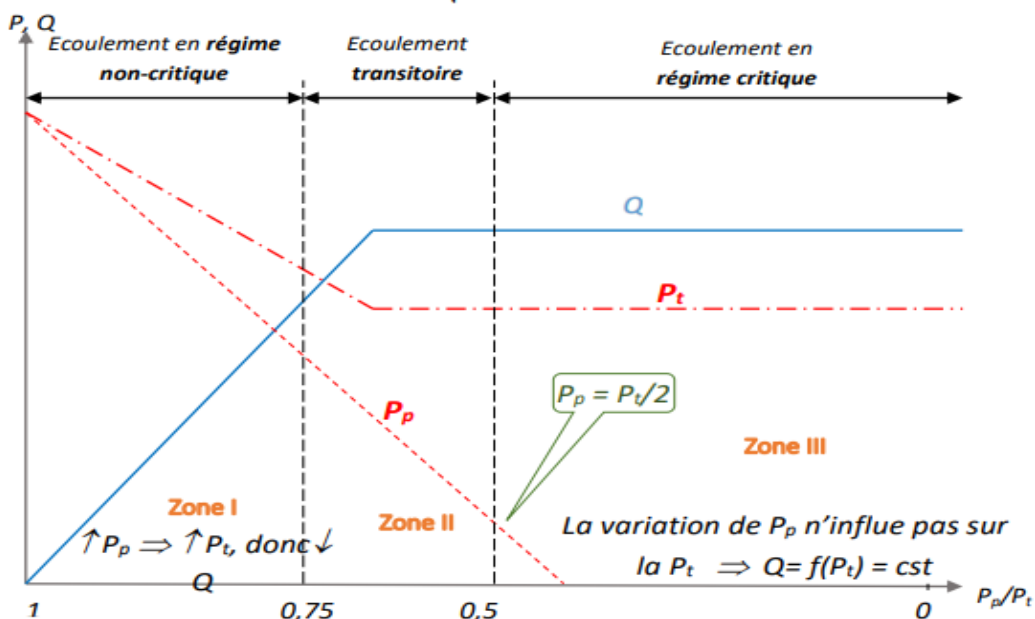


Figure IV-2 Régimes d'écoulement à travers la Duse

IV.5 Compresseur Boosting

Le système compresseur boosting comprend un séparateur suivi d'un compresseur.

IV.5.1 Compresseur

Un compresseur est un équipement mécanique utilisé pour augmenter la pression d'un fluide, tel que l'air, le gaz ou la vapeur. Son fonctionnement repose sur le principe de l'aspiration, de la compression et du refoulement du fluide.

Le compresseur est généralement constitué d'un moteur qui fournit l'énergie nécessaire, d'un mécanisme de compression et d'un système de contrôle et de régulation. Il peut être de différents types en fonction de son application spécifique, tels que les compresseurs centrifuges, les compresseurs à piston, les compresseurs à vis et les compresseurs axiaux. [23]

IV.5.1.1 Le choix du compresseur a utilisé

Le choix du meilleur type de compresseur pour la compression d'un gaz à condensat dépend de plusieurs facteurs, tels que les caractéristiques du gaz, les exigences de pression, les débits nécessaires et les conditions de fonctionnement. Chaque type de compresseur a ses propres avantages et limitations. Cependant, dans le cas spécifique de la compression d'un gaz à condensat, les compresseurs centrifuges sont généralement préférés car ils sont particulièrement adaptés à la compression de gaz à haute pression. Ils sont capables de fournir des débits importants et de maintenir une pression constante sur une large plage de fonctionnement. Ces compresseurs sont souvent utilisés dans les installations de traitement de gaz naturel pour comprimer le gaz à condensat afin de faciliter son transport dans les pipelines. Les compresseurs centrifuges offrent une grande efficacité et une faible maintenance, ce qui en fait un choix attrayant pour les applications de compression de gaz à condensat. Ils sont même adaptés aux applications nécessitant une compression de petite échelle et peuvent fonctionner de manière optimale même à des débits réduits

IV.5.1.2 Compresseur centrifuge

Un compresseur centrifuge est un type de compresseur qui utilise la force centrifuge pour comprimer le gaz ou l'air, il fonctionne selon le principe de la conversion de l'énergie cinétique du gaz en énergie de pression. Il se compose principalement d'une roue à aubes ou d'un rotor qui tourne à grande vitesse à l'intérieur d'une enceinte. Le principe de fonctionnement d'un compresseur centrifuge repose sur les étapes suivantes :

1. **Aspiration** : Le gaz est aspiré dans le compresseur par une entrée, généralement située au centre de la roue à aubes. À ce stade, le gaz se déplace avec une faible pression et une faible vitesse.
2. **Accélération** : Lorsque le gaz pénètre dans le compresseur, la rotation rapide de la roue à aubes lui transfère de l'énergie cinétique. Les aubes courbées dirigent le flux de gaz vers l'extérieur, ce qui accélère le mouvement du gaz et augmente sa vitesse.
3. **Compression** : À mesure que le gaz accélère et se déplace vers l'extérieur, il rencontre des diffuseurs qui convertissent son énergie cinétique en une augmentation de pression. Les diffuseurs sont des passages courbés qui ralentissent le flux de gaz

et le redirigent vers la sortie du compresseur. Cette action provoque une augmentation significative de la pression du gaz.

4. **Refolement** : Une fois que le gaz est comprimé, il est expulsé du compresseur par une sortie à haute pression. Il est ensuite dirigé vers d'autres processus ou systèmes qui utilisent le gaz comprimé pour des applications spécifiques. [24]

IV.5.1.3 Principales caractéristiques du compresseur centrifuge

Les principales caractéristiques d'un compresseur centrifuge comprennent les éléments suivants :

- **Débit volumétrique** : C'est la quantité de gaz comprimé qui peut être déplacée par le compresseur en une unité de temps, généralement exprimée en mètres cubes par jours (m^3/D)
- **Pression d'aspiration** : C'est la pression du gaz à l'entrée du compresseur, avant la compression. Elle est généralement mesurée en kilopascals (kPa) ou en livres par pouce carré (psi).
- **Pression de refolement** : C'est la pression du gaz à la sortie du compresseur, après la compression. Elle dépend des exigences de la ligne de transport ou du processus dans lequel le compresseur est utilisé.
- **Puissance du moteur** : C'est la puissance nécessaire pour entraîner le compresseur et le maintenir en fonctionnement. Elle est généralement mesurée en kilowatts (kW)
- **Efficacité** : C'est le rapport entre la puissance d'entrée et la puissance réelle utilisée pour la compression du gaz. Une efficacité plus élevée indique une meilleure performance du compresseur. [24] [22]

IV.5.2 Séparateur biphasique

Un séparateur biphasique utilisé dans le gaz à condensat est un équipement conçu pour séparer les fluides en phase gazeuse et liquide. Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour la séparation et la récupération du gaz et des liquides associés, tels que le condensat.

Le séparateur biphasique est généralement constitué d'un réservoir cylindrique avec des entrées pour le flux de gaz et de liquide. À l'intérieur du séparateur, il y a des dispositifs de séparation, tels que des plaques déflectrices, des grilles de coalescence ou des séparateurs cycloniques, qui aident à séparer les phases gazeuse et liquide. Le gaz entrant dans le séparateur est soumis à une décélération, ce qui permet aux liquides plus lourds de se séparer gravitationnellement et de se déposer au fond du réservoir. Les liquides séparés sont ensuite évacués du fond du séparateur, tandis que le gaz, étant plus léger, s'accumule dans la partie supérieure du réservoir.

Le séparateur biphasique est équipé de vannes de contrôle pour réguler le débit de gaz et de liquide, ainsi que de jauges de pression et de température pour surveiller les conditions de fonctionnement. Certains séparateurs peuvent également être équipés de dispositifs supplémentaires tels que des déshuileurs ou des dégazeurs pour une séparation plus efficace. [25]

IV.5.2.1 Le choix du séparateur a utilisé

Le meilleur choix dans le cas de la séparation d'un gaz a condensat est l'utilisation d'un **séparateur biphasique horizontal** car les séparateurs horizontaux ont généralement une plus grande capacité de traitement par rapport aux séparateurs verticaux ainsi et une meilleure performance de séparation car la longueur de la séparation horizontale permet une meilleure décantation des liquides, ce qui peut améliorer l'efficacité de la séparation ainsi qu'une plus grande flexibilité opérationnelle, car ils peuvent être équipés de dispositifs supplémentaires tels que des plaques de déflecteurs, des déviateurs de flux, des grilles de coalescence, etc., pour améliorer la séparation en fonction des conditions spécifiques.

IV.5.3 Pompe volumétrique

Une pompe volumétrique utilisée pour augmenter la pression du condensat est un type de pompe conçue spécifiquement pour pomper des liquides, tels que le condensat dans les systèmes de chauffage ou de production d'énergie. Ces pompes sont souvent utilisées dans les centrales thermiques, les centrales électriques et d'autres installations industrielles.

Le fonctionnement d'une pompe volumétrique repose sur le déplacement d'un volume spécifique de liquide à chaque cycle de pompage. Lorsque la pompe est actionnée, un mécanisme interne crée un vide partiel ou une pression basse dans une chambre d'aspiration, ce qui permet au condensat d'être aspiré. Ensuite, la chambre se remplit de liquide et la pression est augmentée lorsque le mécanisme de la pompe pousse le liquide vers une chambre de refoulement ou un système de canalisation.

Il existe différents types de pompes volumétriques utilisées pour augmenter la pression du condensat. Parmi les plus courantes, on trouve les pompes à engrenages, les pompes à pistons, les pompes à lobes et les pompes à vis. Chacun de ces types de pompes a ses propres caractéristiques et avantages, en fonction des besoins spécifiques de l'application.

En général, l'utilisation d'une pompe volumétrique permet d'augmenter la pression du condensat, ce qui facilite son transfert vers d'autres parties du système de chauffage ou de production d'énergie. Cela peut être important pour assurer un fonctionnement efficace du système et maintenir une distribution adéquate du condensat.

IV.5.4 Le compresseur boosting utilisé dans notre étude

L'utilisation d'un compresseur boosting dans le domaine du traitement du gaz nécessite de respecter certaines exigences pour assurer un fonctionnement sûr et efficace. Voici quelques-unes des principales exigences d'utilisation :

1. Capacité de traitement : Le compresseur boosting doit avoir une capacité de traitement suffisante pour répondre aux besoins de compression du gaz à condensat, en fonction du débit et de la pression requis.
2. Compatibilité du gaz : Il est essentiel que le compresseur boosting soit compatible avec les caractéristiques du gaz à condensat, y compris sa composition, sa température et sa viscosité. Des précautions doivent être prises pour éviter les problèmes de corrosion, d'encrassement ou de détérioration des composants du compresseur en raison des propriétés spécifiques du gaz.

3. **Séparation des liquides** : Un système de séparation efficace doit être mis en place pour éliminer les liquides présents dans le gaz à condensat avant la compression. Cela peut impliquer l'utilisation d'un séparateur biphasique, comme un séparateur horizontal, pour séparer et évacuer les condensats et les liquides indésirables.
4. **Maintenance régulière** : Une planification adéquate de la maintenance et des inspections régulières sont essentielles pour garantir le bon fonctionnement du compresseur boosting. Cela comprend le nettoyage, la lubrification, le remplacement des pièces usées et l'inspection des systèmes de sécurité.
5. **Conformité réglementaire** : Il est important de respecter toutes les réglementations et normes applicables en matière de traitement du gaz, de sécurité industrielle et de protection de l'environnement. Cela peut inclure l'obtention des permis nécessaires, le suivi des émissions de gaz et la conformité aux normes de qualité du gaz.

Dans notre cas, le compresseur boosting choisi est composé d'un compresseur centrifuge d'un séparateur horizontal biphasique et d'une pompe volumétrique et il est conforme aux exigences précédentes.

En combinant le compresseur centrifuge, la pompe volumétrique et le séparateur horizontal biphasique, le boosting compresseur permet d'obtenir une augmentation de la pression du gaz à condensat tout en assurant une séparation efficace entre le gaz et le liquide. Cela contribue à optimiser le traitement du gaz à condensat et à améliorer ses performances globales. [24] [23]

IV.5.5 Les Avantages du compresseur boosting

L'utilisation d'un compresseur boosting présente plusieurs avantages dans le domaine du traitement du gaz. Voici quelques-uns des principaux avantages :

- **Augmentation de la pression** : Le compresseur boosting permet d'augmenter la pression du gaz, ce qui est essentiel pour le transport ou la distribution efficace du gaz à travers les pipelines.
- **Amélioration du débit** : En augmentant la pression, le compresseur boosting permet également d'améliorer le débit du gaz, assurant ainsi une production plus élevée et une meilleure efficacité des opérations.
- **Optimisation des ressources** : En augmentant la pression du gaz à condensat, le compresseur boosting permet de maximiser l'utilisation des ressources disponibles, en extrayant une plus grande quantité de gaz et en prolongeant la durée de production des puits.
- **Amélioration de la qualité du gaz** : Le compresseur boosting contribue à éliminer les impuretés et les liquides indésirables présents dans le gaz, ce qui améliore la qualité du gaz traité et permet de respecter les spécifications requises.
- **Réduction des pertes de gaz** : En augmentant la pression, le compresseur boosting réduit les pertes de gaz lors du transport ou du stockage, ce qui permet de maximiser les rendements économiques et de réduire les impacts environnementaux.

IV.5.6 Les Inconvénients du compresseur boosting

L'utilisation d'un compresseur boosting dans le domaine gazier présente certains inconvénients qu'il convient de prendre en compte. Voici quelques-uns des principaux :

1. **Coût initial élevé** : Les compresseurs boosting peuvent représenter un investissement important en termes d'achat, d'installation et de maintenance. Ces coûts peuvent être un facteur limitant pour certaines entreprises ou projets.
2. **Besoin en entretien régulier** : Les compresseurs boosting nécessitent un entretien régulier pour maintenir leurs performances optimales. Cela implique des inspections, des réparations et des remplacements périodiques de pièces, ce qui peut entraîner des temps d'arrêt et des coûts supplémentaires.
3. **Consommation d'énergie accrue** : L'utilisation d'un compresseur de suralimentation entraîne une consommation d'énergie supplémentaire. Cette augmentation de la demande énergétique peut se traduire par des coûts élevés liés à l'alimentation électrique ou à la combustion de carburant, tout en ayant un impact environnemental plus important.
4. **Complexité opérationnelle** : L'ajout d'un compresseur boosting peut augmenter la complexité des opérations. La gestion de la pression, du débit et des contrôles associés peut nécessiter une expertise technique supplémentaire et une surveillance constante pour assurer un fonctionnement sûr et efficace.
5. **Risque de pannes et de défaillances** : Comme tout équipement mécanique, les compresseurs boosting sont sujets aux pannes et aux défaillances. Ces incidents peuvent entraîner des interruptions de production, des retards et des coûts de réparation supplémentaires.

IV.6 Modélisation Réseau de surface (Modèle intégré)

Le puits est seulement un composant du système de production. On ne peut pas analyser la performance d'un puits sans prendre en considération les ouvertures de duse, les pipelines et les manifolds tant que chacun des composants du système affecte le fonctionnement de la chaîne entière.

Le but de la modélisation du réseau de collecte est d'établir un modèle de réseau de surface pour notre système. Ce modèle sera utilisé comme un outil de simulation.

Nous allons modéliser le réseau de surface du champ de Rhourde Hamra afin de l'optimiser pour augmenter la productivité de ce champ tout en assurant la meilleure durabilité de production possible des puits.

IV.6.1 Construction du modèle réseau de surface (puits-duse-pipeline-manifold)

Nous allons construire le modèle réel du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA dans l'interface de PIPESIM appelé GIS-MAP en intégrant les coordonnées des puits, des manifolds et de l'usine UTG ainsi que leurs diamètres puis en les reliant.

Voici ci-dessous leurs coordonnées :

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

Tableau IV-2 coordonnées du champ RHA

<i>Puits</i>	<i>Latitude</i>	<i>Longitude</i>
RHA1	29,9499059	6,8679325
RHA2	29,9317991	6,8598859
RHA3	29,9941513	6,8967763
RHA4	29,9646875	6,8769525
RHA5	29,9220925	6,8427965
RHA6	29,9584732	6,8679411
RHA7	29,9382476	6,8534787
RHA8	29,9533308	6,8768813
RHA9	29,9418371	6,8645007
PIK-17	29,94547939	6,88785834
MC9-1	29,94561582	6,85742962
MC9-2	29,75438335	6,74074402
UTG	29,69425115	6,71305364

Et voici ci-dessous les distances et diamètres du champ RHA

Tableau IV-3 Distance et diamètres des champs RHA

	Puits	Puits -Manifold		Manifold-Manifold		Manifold-UTG	
		Distance (Km)	Diamètre intérieur "inch "	Distance (Km)	Diamètre intérieur "inch "	Distance (Km)	Diamètre intérieur "inch "
C9	Puits-MC9-1			PIK17-MC9-1		MC9-2-C9(UTG)	
	RHA9	0,708	6	5,37	8	8,175	14
	RHA6	2,215	6	MC9-1-MC9-2			
	RHA2	1,68	6	25,849	14		
	RHA1	1,435	8				
	RHA7	1,034	8				
	PIK-17						
	RHA8	0,807	6				
	RHA3	5,567	8				

Afin de modéliser ce réseau de surface à une date donnée on passe par plusieurs étapes :

1. D'abord L'intégration des puits, des pipelines, des manifolds et de l'usine (UTG) dans gis map avec leurs coordonnées et les relier afin d'avoir le réseau de surface réel intégré dans PIPESIM, voici ci-dessous le schématique du réseau de surface sur l'interface PIPESIM :

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

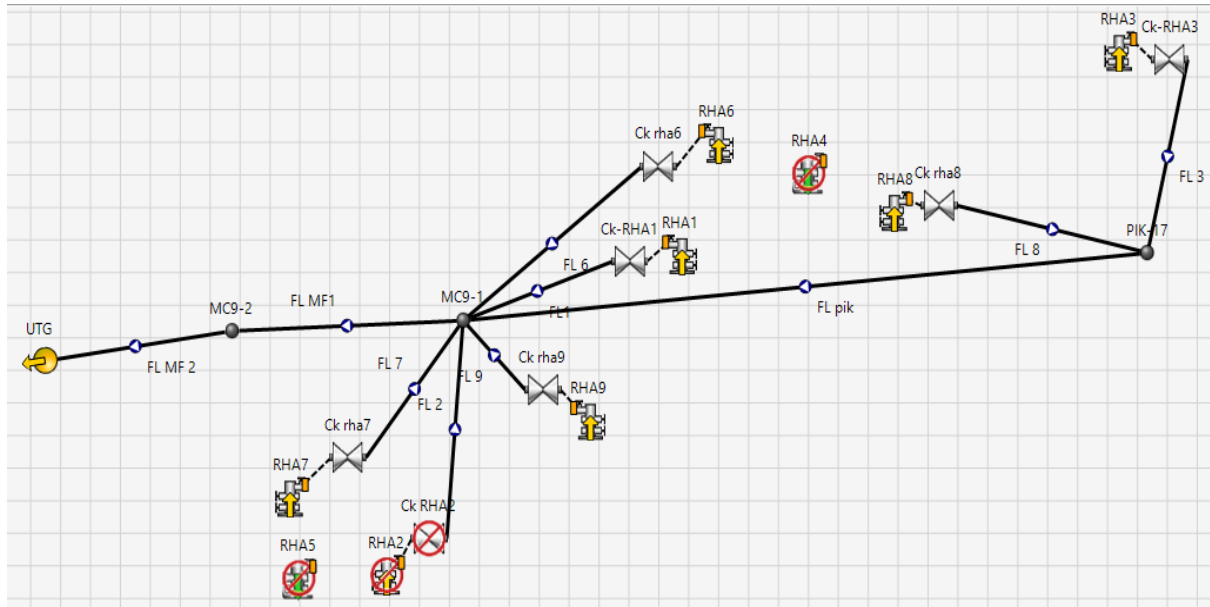


Figure IV-3 réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

2. Ensuite on choisit une date de calibration, dans notre cas nous avons choisi la dernière date où nous avons les données concernant les pressions de lignes et les pressions de tête des puits qui est le **15/10/2021**
3. Après choix de la date, nous allons actualiser les puits à cette date de calibration en entrant les pressions de réservoir des 6 puits producteurs actifs déterminés via l'analyse des courbes de déclin réalisées par les ingénieurs de ce champ gazier. Voici ci-dessous les pressions de réservoir estimées des 6 puits producteurs le 15/10/2021

Tableau IV-4 Les pressions de réservoir des puits du champ RHA le 15/10/2021

Puits	P _{réservoir} Date	Date	P _{réservoir} (Barg)	Date	P _{réservoir} (Barg)
RHA01	10/10/2018	15/10/2021	174,2	15/10/2021	171,2
RHA03	05/11/2007	15/10/2021	179,06	15/10/2021	147
RHA06	03/10/2018	15/10/2021	163,01	15/10/2021	152,5
RHA07	19/11/2013	15/10/2021	178,02	15/10/2021	150,2
RHA08	28/04/2019	15/10/2021	190,2	15/10/2021	182,28
RHA09	02/10/2019	15/10/2021	150,6	15/10/2021	143,6

4. Après estimation des pressions du réservoir des 6 puits producteurs le 15/10/2021, nous allons maintenant estimer les débits de gaz, de condensat et d'eau produite ce jour ainsi que l'AOFD de chaque puits et les pressions de fond dynamique de tous les puits. Cette estimation se réalise via l'analyse nodale dans PIPESIM en intégrant la pression de tête, la température et la pression du réservoir du puits le 15/10/2021 tout en sélectionnant le fond du puits comme point nodale.

Voici ci-dessous l'estimation de ces données du puits RHA01 :

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

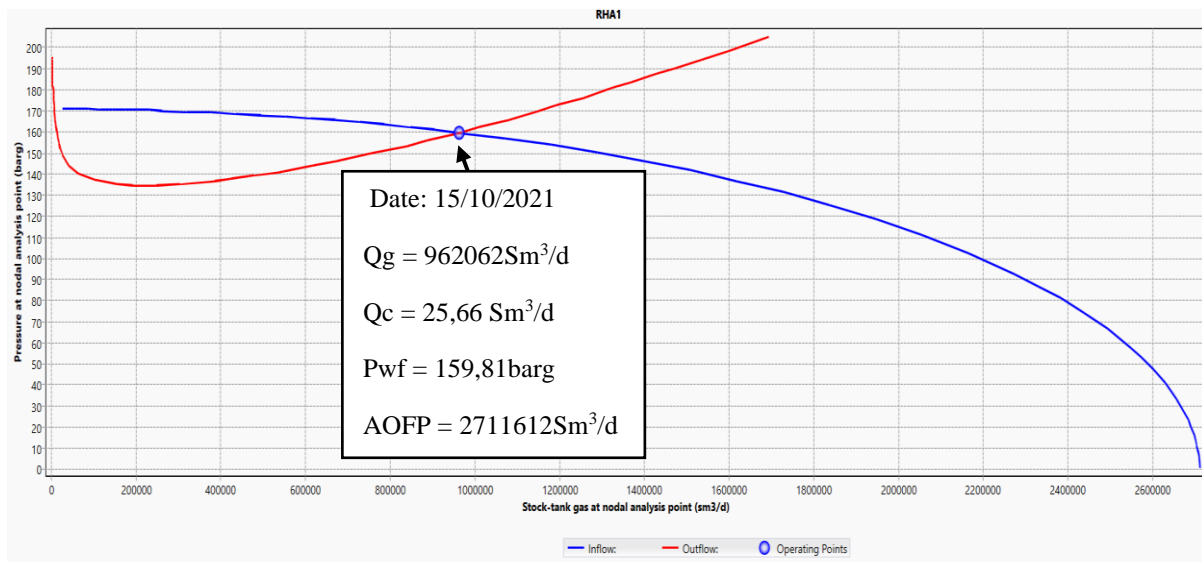


Figure IV-4 analyse nodale du puits RHA01 le 15/10/2021

Nous avons trouvé après estimation des paramètres qu'on a évoqué précédemment pour le puits RHA01 a la date de calibration choisie (15/10/2021) que la pression de fond dynamique était estimée à 159,81 barg, le débit de gaz produit estimé à 962062 Sm³/d, le débit de condensat produit a 25,66 m³/d ainsi que le débit d'eau produit estimé à 1,44 m³/d. son AOFPP est estimée ce jour-là a 2711612 Sm³/d

On refait les mêmes étapes pour les autres puits puis on obtient le tableau suivant :

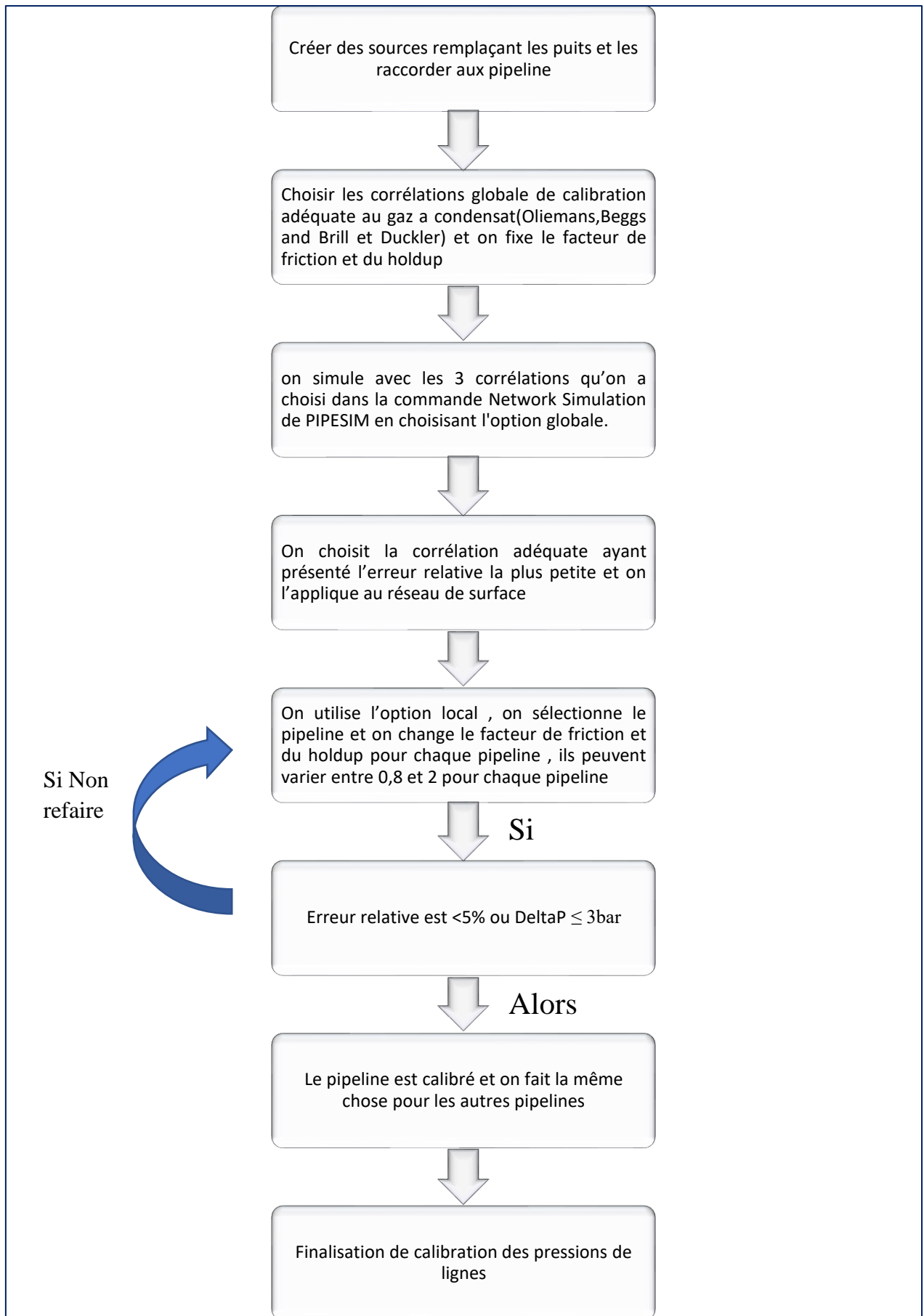
Tableau IV-5 récapitulatif des résultats des 6 puits producteurs de RHA le 15/10/2021

PUITS	PRESSION DE réservoir (barg)	Pression de fond dynamique (barg)	Drawdown (Barg)	Pression de tête (barg)	Débit de gaz (sm3/d)	Débit de condensat (Sm3/d)	AOFPP m3/d
RHA1	171	159,81	11,19	100,95	962062	25,66	2711612
RHA3	147	137,25	9,75	99,93	322755	18,14	2531967
RHA6	152,5	140,13	12,37	99,95	422397	29,23	1073868
RHA7	150,02	136,77	13,25	104,01	368706	37,75	1053736
RHA8	182,28	141,21	41,07	97,89	622300	18,38	1417085
RHA9	143,6	126,19	17,41	94,84	285325	25,59	1260495

5. On passe à l'étape de la calibration du réseau de surface en commençant par calibrer les pressions de lignes le 15/10/2021.

Voici ci-dessous un organigramme des étapes de calibrations des pressions de lignes en se basant sur l'erreur relative calculé via l'équation :

$$\text{Erreur relative} = \frac{\Delta P}{P_{\text{ligne}}} \quad \dots \dots \dots \text{IV-7 avec : } \Delta P = P_{\text{Ligne calibrée}} - P_{\text{ligne mesurée}}$$



Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

Voici ci-dessous le résultat de calibration des pressions de lignes du réseau de surface du champs RHOURE HAMRA avec la corrélation utilisée dans la calibration ainsi que l'erreur relative entre les pressions de lignes calibrée obtenues et les pressions de ligne mesurée données.

Tableau IV-6 tableau récapitulatif des résultats de calibrations des pressions de ligne

Puits et manifolds	Pressions de ligne calibré (Barg)	Pressions de ligne mesuré (Barg)	Corrélation de calibration	Facteur de friction	Facteur holdup	Erreur relative (%)
RHA1	94,34	94,84	Beggs and Brill revised	1,8	0,9	0,52
RHA3	95,92	95,85	Beggs and Brill revised	1	1	0,07
RHA6	92,85	94,85	Beggs and Brill revised	1,3	0,8	2,11
RHA7	92,27	93,01	Beggs and Brill revised	1,5	0,9	0,80
RHA8	95,76	94,97	Beggs and Brill revised	1	1	0,83
RHA9	91,37	89,84	Beggs and Brill revised	1	1	1,70
MC9-1	91,47	90,80	Beggs and Brill revised	1	1	0,74
PIK-17	94,61	94,07	Beggs and Brill revised	1	1	0,57
UTG	76	76	Beggs and Brill revised	1	1	0,2

D'après le Tableau IV-6 on remarque que tous les pressions de lignes ont été calibré avec la corrélation de Beggs & Brill revised.

6. Ensuite on passe à la calibration des duses en obtenant les coefficients de décharges de ces duses la en ce jours de calibration (15/10/2021).
On obtiendra les coefficients de décharges des duses. Elles sont indiquées ci-dessous :

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

Tableau IV-7 coefficients de décharge et ouverture de duse des 6puits producteurs

Puits	Duse (1/64 in)	Coeff de décharge
RHA1	98	0,81
RHA3	64	0,74
RHA6	72	0,72
RHA7	70	0,5
RHA8	82	1,05
RHA9	52	1,016

2. On passe à la dernière étape de calibration du réseau de surface, elle consiste d'abord à remplacer les sources créées précédemment par les puits adéquats puis à relier ces puits aux duses avec leur coefficient de décharge calibrée, ces duses sont déjà reliées aux manifolds d'après des lignes d'écoulement (pipeline). Puis on passe à la simulation de ce réseau dans PIPESIM via Network Simulation et on applique la commande RUN afin d'obtenir les nouvelles valeurs des pressions de tête et de ligne calibrées avec les ouvertures de duses et leurs coefficients de décharge optimale, voici ci-dessous un tableau récapitulatif des résultats de calibration du réseau de surface.

Chapitre 04 : Optimisation et simulation du réseau de surface du champ de RHOURE HAMRA

Tableau IV-8 récapitulatif des résultats de calibration du réseau de surface du champ RHOURE HAMRA le 15/10/2021

Puits	Pression de tête (Barg)	Pression de ligne (Barg)	Débit de gaz (Sm ³ /d)	Débit de condensat (m ³ /d)	EVR TUBING	EVR Pipeline	FMV Tubing (M/s)	FMV Pipeline (M/s)	Liquide holdup Tubing	Liquide holdup Pipeline	Type d'écoulement Tubing	Type d'écoulement Pipeline
RHA1	100	94	974170	26	0,9019	0,34481	10,458	4,4271	0,8093	5,0616	SLUG	SEGREGATED
RHA3	100	95	326088	18	0,3183	0,0869	3,5910	0,9959	2,6321	19,2061	SLUG	SEGREGATED
RHA6	98	93	454779	31	0,4207	0,2214	2,3442	2,9001	5,2778	2,9022	SLUG	SEGREGATED
RHA7	102	92	382093	39	0,3681	0,1096	1,9026	1,4537	4,3925	1,4385	SLUG	SEGREGATED
RHA8	98	95	619254	18	0,6006	0,3082	2,8932	3,7342	6,8447	3,7395	SLUG	SEGREGATED
RHA9	96	91	275575	25	0,2958	0,1490	3,9674	2,1091	3,8831	2,0932	SLUG	SEGREGATED
Piquage-Manifold-Usine	Pressions en amont	Pression en aval	Débit de gaz (Sm ³ /d)	Débit de condensat (m ³ /d)	EVR TUBING	EVR Pipeline	FMV Tubing (M/s)	FMV Pipeline (M/s)	Liquide holdup Tubing	Liquide holdup Pipeline	Type d'écoulement Tubing	Type d'écoulement Pipeline
PIK-17-MC9-1	94	91	945343	37	-	0,2599	-	3,0887	-	14,261	-	SEGREGATED
MC9-1-UTG	91	76	3038932	157	-	0,2849	-	3,7199	-	11,428	-	SEGREGATED

On constate que ce champs pétrolier produit 3,039Mmm³/d de gaz et 157m³/d de condensat. On remarque aussi que l'écoulement dans le tubing des 6puits producteur est le même, c'est l'écoulement SLUG, ce type d'écoulement est constitué d'une séquence de poches de gaz entourées par un flux liquide qui contiennent des bulles. Tandis que l'écoulement dans tous les pipelines est aussi le même, c'est l'écoulement segregated appelle également écoulement stratifié prédéfini précédemment.

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Après calibration du réseau de surface du champs RHOURE HAMRA le 15/10/2021, nous allons maintenant passer à plusieurs scenarios d'optimisation pour ce champ gazier afin de résoudre notre problématique en améliorant sa productivité tout en assurant un EVR inférieur à 1 et une valeur de DeltaP adéquate.

Voici ci-dessous la production et les données réel de ce réseau de surface le 15/10/2021

Tableau IV-9 données de production du champs RHA le 15/10/2021

	Duse (1/64in)	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm3/d)	Qw (Sm3/d)	Qg (Sm3/d)	EVR MAX
RHA1	98	100	94	6	56	26	1,45	974170	1,05
RHA3	64	100	96	4	47	18	0,22	326088	0,352
RHA6	72	99	94	5	50	31	2,86	454779	0,490
RHA7	70	103	92	11	75	39	0	382093	0,443
RHA8	82	98	95	3	54	18	1,27	619254	0,682
RHA9	52	96	91	5	76	25	3,34	275575	0,327
MC9-1			91		50	157	3,92	3038932	
PIK-17			94		46	37	1,49	945343	
UTG			76		33	157	3,92	3038932	

On remarque d'après le Tableau IV-9 que ce champ pétrolier dans son cas de base, c'est-à-dire le cas réel le 15/10/2021 donne :

- Une production de 3,038932Mmm³/d de gaz et 157m³/d de condensat.
- Une valeur de l'EVR du puits RHA01(EVR(RHA01) =1,05) plutôt élevé, elle est supérieure à la valeur critique maximale (EVR(Max-Cr)) =1.
- Des DeltaP entre 11 et 3 barg ce qui présente un risque d'égalisation de pression dans plusieurs puits surtout RHA03, RHA08 et RHA06 et RHA09

Notre objectif sera d'augmenter le débit total produit de ce champ et les valeurs des DeltaP au niveau puits afin d'éviter l'égalisation des pressions de tête et de ligne et d'assurer une meilleure longévité de production des puits adéquate tout en assurant des valeurs du rapport de vitesse d'érosion (EVR) au-dessous de la valeur critique maximale qui estimé à 1.

Nous allons opter pour plusieurs scenarios d'optimisation afin d'assurer tout ceci comme indiqué ci-dessous.

IV.7 Scenarios d'optimisation du réseau de surface de RHOURE HAMRA

IV.7.1 Le 1^{er} scenario d'optimisation (Ouverture de duse maximale)

Nous allons d'abord commencer par voir l'apport et l'effet des ouverture de duse maximale sur la production, nous allons ouvrir les duses de tous les puits avec une ouverture de 2 pouces (128/64inch) et observer le maximum de débit atteint pour chaque puits et déterminer le gain obtenu ainsi que les valeurs d'EVR de tous les puits tout en remarquant l'évolution des DeltaP des 6puits producteurs. Ce scenario nous permettra de déterminer le potentiel maximum des puits. Voici ci-dessous les résultats de ces ouvertures :

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Tableau IV-10 résultats d'optimisation du réseau de production du champ RHOURDE HAMRA en ouvrant les duses le maximum possible

	Duse (1/64)	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm3/d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm3/d)	Qg (Sm3/d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	128	101,29	99,37	2,08	56,1	26,7	0,7	1,50	1001850	27680	1,074	Un EVR supérieur à EVR _{max} , un gain faible
RHA3	128	106,08	104,63	1,45	61,5	44,1	26,1	0,53	784837	458753	0,855	Le meilleur gain, DeltaP plutôt faible
RHA6	127	99,47	98,70	0,77	53,9	38,6	7,6	3,51	557420	102641	0,604	Un bon gain, DeltaP faible
RHA7	128	100,64	97,80	0,84	73,2	70,5	31,5	0,00	688323	306230	0,804	Un très bon gain, DeltaP faible
RHA8	127	104,01	103,54	0,47	54,7	18,8	0,8	1,31	635926	16672	0,680	Un gain faible, DeltaP très faible
RHA9	127	96,86	96,68	0,18	77,7	31,4	6,4	4,25	350538	74963	0,414	Un gain faible, DeltaP très faible
MC9-1	-		97		54,9	228,3	71,3	1,66	4031487	992555	-	
PIK-17	-		102		52,8	62,9	26,9	1,83	1420763	475420	-	
UTG	-		74,9		36,7	228,3	71,3	1,66	4031487	992555	-	

On remarque d'après le Tableau IV-10 qu'en ouvrant la duse le maximum nous obtenons :

- Une augmentation du débit de production de ce champs pétrolier de presque 1millions de mètres cubes Day passant de 3Mmm³/d a 4Mmm³/d, ce qui fait une augmentation de 32,66%
- Une augmentation du débit de condensat produit passant de 157 à 228,3 m³/d ce qui fait une augmentation de 45%
- L'augmentation de l'EVR de tous les puits surtout RHA03 et RHA08 ce qui n'est pas favorable à la production,
- La diminution des DeltaP de tous les puits surtout RHA09, RHA08 et RHA06 ce qui diminue la durée de vie de ses puits producteurs.

D'où l'ouverture de duse maximale des puits augmentera la productivité ainsi que l'EVR des puits producteurs et diminuera leurs durées de vie suite à la diminution de leurs DeltaP. D'où ce scenario d'optimisation de production avec une ouverture de duse maximale présente une diminution de longévité de production des puits et augmentation du risque d'érosion ce qui est défavorable. On ajoute à cela le fait que ce scenario provoquera le risque d'épuisement rapide des réserves, une chute de pression excessive ainsi qu'une instabilité du puits. D'où ce scenario d'optimisation n'est pas optimum ni adéquat, on passe à un autre scenario.

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Nous avons constaté que ce 1^{er} scenario d'optimisation n'est pas optimum ,il permet juste de déterminer le potentiel maximum que peut atteindre ces puits .Nous devons donc songer a d'autre scenarios afin d'assurer les objectifs fixé précédemment .Ce champ de RHOURE HAMRA est un champ gazier produisant avec des valeurs de différence de pression entre la pression de ligne et de tête faible(DeltaP) pouvant provoquer l'égalisation de ces deux pressions, ceci nous amène à proposer l'inauguration d'un compresseur boosting au niveau du réseau de surface avant l'entrée du manifold de ce champ afin d'augmenter les DeltaP niveau puits pour assurer l'augmentation de la productivité des puits et une meilleur longévité tout en augmentant la pression d'entrée au manifold. Cette caractéristique ne peut être assuré par l'ouverture de duse maximale ou par d'autre scenarios d'optimisation. Les systèmes d'optimisation utilisé dans les puits pétroliers tel que le gaz lift et les pompes ESP ne peuvent pas être utilisé dans les champs gaziers. Ce compresseur boosting est défini en détails dans la partie théorique. Le compresseur sera accompagné d'un séparateur diphasique horizontale avant son entrée car le fluide de ce champ est un gaz a condensat et le compresseur est limité qu'au gaz sec et en cas d'entrée de liquide quelquonque cela provoquerait l'endommagement de cette machine. Le compresseur boosting sera raccordé à son entrée aux pipelines provenant des puits et à sa sortie au manifold MC9-1

IV.7.2 2eme scenario d'optimisation (raccordement au compresseur)

Nous avons proposé l'inauguration d'un compresseur avec 3 variantes de pressions différentes suivi d'un séparateur triphasique horizontale et d'une pompe volumétrique , voici les 3types proposé :

1. Le 1^{er} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à 100Mm³/h (2,4Mmm³/d) ayant une pression de refoulement de 94barg avec une pression d'absorption de 74barg ce qui fait une augmentation de 20barg (DeltaP=20barg) avec une efficacité de 95% et une puissance de moteur de 15000kW avec une consommation de 1640,87 m³/h de gaz
2. Le 2^{eme} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à 109Mm³/h (2,6Mmm³/d) ayant une pression de refoulement de 95barg avec une pression d'absorption de 65barg ce qui fait une augmentation de 30barg (DeltaP=30barg) avec une efficacité de 95% et une puissance de moteur de 17000kW avec une consommation de 2180,75 m³/h de gaz
3. Le 3^{eme} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à 116Mm³/h (2,8Mmm³/d) ayant une pression de refoulement de 98barg avec une pression d'absorption de 58barg ce qui fait une augmentation de 40barg (DeltaP=40barg) avec une efficacité de 95% et une puissance de moteur de 20000kW avec une consommation de 2590,68 m³/h de gaz

Puits candidat aux raccordements au compresseur :

Le but principal du compresseur c'est d'augmenter la DeltaP des puits tout en augmentant les débits de gaz produits.

Les puits candidat aux raccordements au compresseurs seront donc les puits ayant les DeltaP les plus faible avec un faible débit. D'après le tableau de production de ce champs gaziers nous avons trouvé que les puits ayant ces spécifications sont :

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

- RHA 03 ayant un débit de production de gaz faible de $326088\text{Sm}^3/\text{d}$ et un DeltaP estimé à 4barg
- RHA 09 ayant un le plus faible débit de production de gaz estimée à $275575\text{Sm}^3/\text{d}$ et un faible DeltaP estimée a seulement 5barg
- RHA 08 ayant la plus faible DeltaP de tous les puits estimés à 3barg malgré son bon débit de production de gaz estimée à $619254\text{Sm}^3/\text{d}$ ainsi que le fait qu'il est raccordé à RHA03 au piquage (PIK-17) ce qui signifie que ces deux puits sont liés
- RHA 06 ayant le plus grand déclin de pression annuelle ainsi qu'une faible DeltaP estimée à 5barg et un débit de production de gaz moyen estimée à 454779

D'où ces 4 puits seront les puits candidats au raccordement au système séparateur-compresseur. Le puits RHA01 ne fait pas partie des candidats du fait qu'il est le meilleur puits en termes de productivité et longévité tandis que le puits RHA07 ne fait pas aussi partie des puits candidats du fait de son DeltaP élevé estimée à 11barg.

Donc les 4 puits que nous allons relier aux 3 compresseurs aux spécifications différentes sont : RHA03, RHA06, RHA08 et RHA09.

Voici ci-dessous le schéma de raccordement de ces 4 puits au compresseur qu'on utilisera dans nos scenarios d'optimisation

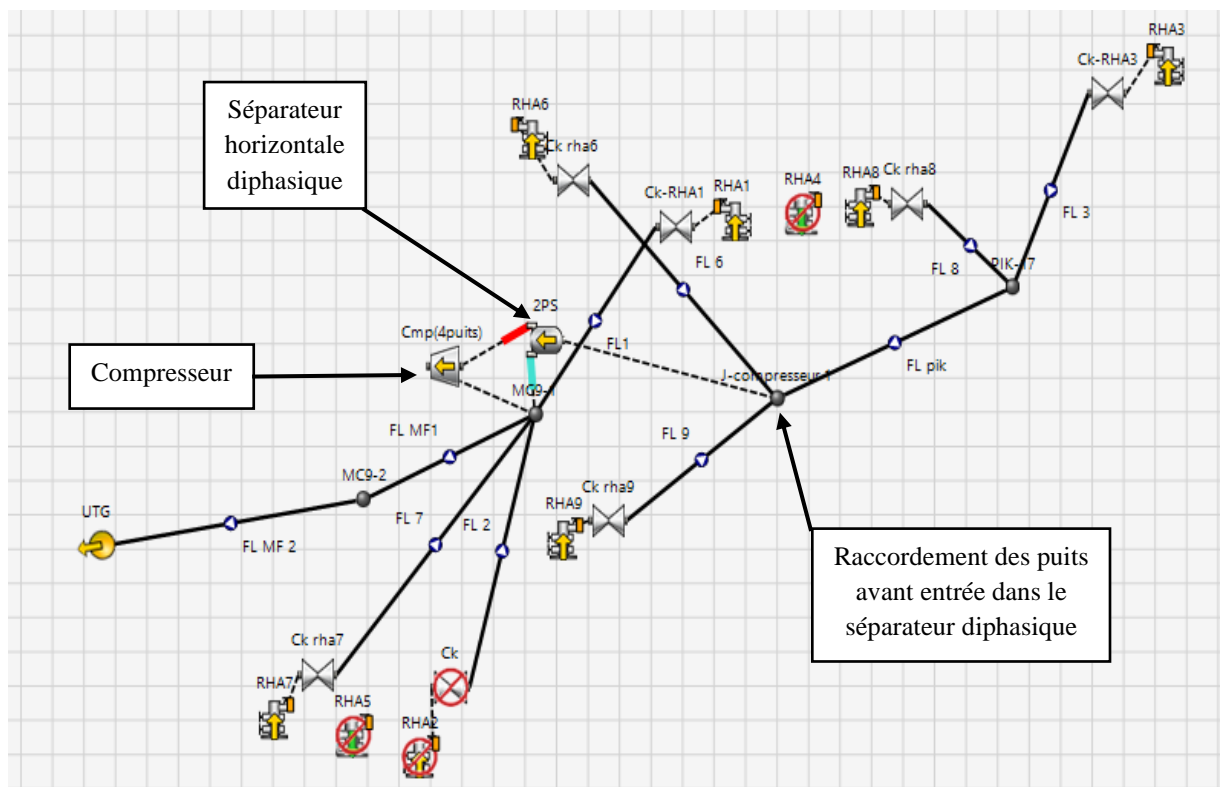


Figure IV-5 schéma de raccordement des puits de RHA au système séparateur-compresseur

Nous allons à présent optimiser notre système de production avec les 3 types de compresseurs défini ci-dessus en reliant les 4 puits à chaque fois à un compresseurs boosting différents Voici ci-dessous les résultats d'optimisation via le compresseur :

IV.7.2.1 Compresseur à Delta P = 20Barg et débit de gaz maximale d'entrée 2,4Mmm³/d

Tableau IV-11 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=20barg au système de production de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	102	97	5	55,7	25,5	-0,5	1,417	949507	-24663	1,014	Les débits produit ont diminué EVR(RHA01) ≥ EVR(Max-Cr) DeltaP faible par rapport
RHA3	93	81	8	54,7	27,5	9,5	0,329	488848	162760	0,563	Un bon gain surtout en Qg
RHA6	87	77	10	53,7	39,5	8,5	3,597	571321	116542	0,659	Un bon gain de productivité
RHA7	104	94	10	74,9	37,6	-1,4	0	367098	-14995	0,423	Les débits produit ont diminué
RHA8	86	81	5	54,4	21,6	3,6	1,499	730488	111234	0,867	Un bon gain de productivité, DeltaP faible par rapport
RHA9	86	74	12	77,4	36,3	11,3	4,911	404997	129422	0,510	Un bon gain surtout en Qc
Entrée Comp		73,9		60,3	126,1		10,311	2190930			
Sortie Comp		93,9		48,2	126,1		10,333	2190930			
MC9-1		93,9		58,5	186,3	29,3	6,696	3509695	470763		Un gain considérable
PIK-17		79,5		47,3	49,0	12	1,829	1219337	273994		Un gain considérable
UTG		76,0		38,8	186,3	29,3	6,696	3509695	470763		

On remarque d'après le Tableau IV-11 que ce scénario a permis :

- L'augmentation des débits produits de de 470763Sm³/d de gaz (15,4%) et de 29,3m³/d de condensat (18,66%)
- La baisse des débit produits des 2puits non raccordée aux compresseurs (RHA01 et RHA07) suite au phénomène de back-pression
- L'EVR du puits RHA01 a baissé mais est toujours au-dessus de la valeur maximale critique (EVR ≥1) ce qui est défavorable
- L'augmentation de DeltaP des puits raccordé sans affecter la DeltaP des puits non- raccordée

IV.7.2.2 Compresseur à Delta P = 30Barg et débit de gaz maximale d'entrée 2,6Mmm3/d

Tableau IV-12 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=30barg au système de production de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	Delta P (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm3/d)	Gain en Qc (M³/d)	Qw (Sm3/d)	Qg (Sm3/d)	Gain en Qg (Sm³/d)	EVR Max	Observations
RHA1	103	98	5	55,6	24,9	-1,1	1,39	932048	-42122	0,988	Les débits produits ont diminué L'EVR est passé au-dessus de EVR(Max-Cr) DeltaP le plus faible de tous les puits
RHA3	90	74	16	56,3	30,6	12,8	0,37	543643	217555	0,640	Un bon gain de productivité surtout en Qg
RHA6	82	69	13	54,3	42,5	11,5	3,87	614755	159976	0,740	Un bon gain de productivité
RHA7	105	96	9	74,8	36,6	-2,4	0,00	357563	-24530	0,410	Les débits produits ont diminué
RHA8	81	75	6	54,1	22,9	4,9	1,59	775288	156034	0,954	Un bon gain de productivité L'EVR a augmenté considérablement Delta P faible
RHA9	82	66	16	77,1	40,5	15,5	5,47	451430	175855	0,583	Un bon gain de productivité surtout en Qc
Entrée Comp		65		47,5	137,8		11,30	2381906			
Sortie Comp		95		67,1	137,8		11,30	2381906			
MC9-1		95		63,1	196,8	39,8	7,79	3678303	639371		Un bon gain
PIK-17		72		47,1	53,4	16,4	1,96	1318931	373588		Un bon gain
UTG		76		42,1	196,8	39,8	7,79	3678303	639371		

On remarque D'après le Tableau IV-12 que ce scenario d'optimisation a permis :

- L'augmentation de l'EVR du puits RHA08 a 0,95 ce qui est défavorable du fait que son EVR était 0,682 tandis que la valeur de l'EVR du puits RHA01 a considérablement chuté et passé au-dessous de la valeur critique maximale ce qui est un résultat favorable.
- Un gain de productivité de 639371Sm³/d (21,04%) de gaz et de 39,8m³/d (25,35%) de condensat.
- L'augmentation de DeltaP des puits raccordé suivi d'une diminution des DeltaP des puits non-raccordée de 2barg
- La baisse considérable de la productivité des 2puits non raccordée aux compresseurs suite au phénomène de back-pression

IV.7.2.3 Compresseur à Delta P = 40Barg et débit de gaz maximale d'entrée 2,8Mmm3/d

Tableau IV-13 résultats d'intégration d'un compresseur DeltaP=30barg au système de production de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	104	99	5	55,6	24,5	-1,5	1,37	919208	-54962	0,970	Les débits produit ont diminué DeltaP faible par rapport
RHA3	87	68	19	57,3	33,0	15	0,40	587452	261364	0,705	Un bon gain surtout en Qg
RHA6	78	61	10	54,6	44,8	13,8	4,08	647546	192767	0,804	Un bon gain de productivité
RHA7	106	98	10	74,8	35,1	-3,9	0,00	342593	-39500	0,391	Les débits produit ont diminué
RHA8	76	69	5	53,6	24,0	6	1,67	813549	194295	1,037	L'EVR a augmenté (≥EVR (Max-Cr)) DeltaP faible par rapport
RHA9	78	57	12	76,6	44,1	19,1	5,96	491551	215976	0,651	Un bon gain surtout en Qc
Entrée Comp		56		46,2	147,5		12,11	2539862			
Sortie Comp		96		74,6	147,5		12,11	2539862			
MC9-1		97		68,5	204,4	47,4	8,78	3808194	769262		Un très bon gain
PIK-17		66		46,5	57,0	20	2,07	1401001	455658		Un très bon gain
UTG		76		46,0	204,4	47,4	8,78	3808194	769262		

On remarque d'après le Tableau IV-13 que ce scenario d'optimisation a permis :

- La diminution de l'EVR du puits RHA01 a 0,97 mais en contradiction l'augmentation de l'EVR du puits RHA08 au-dessus de la valeur critique maximale (EVR(RHA08) = 1,037 ≥ 1)
- Un gain de productivité de 769262Sm³/d de gaz (25,03%) et de 47,4m³/d de condensat (30%)
- La baisse considérable de la productivité des 2puits non raccordée aux compresseurs suite au phénomène de back-pressure
- L'augmentation des DeltaP des puits raccordés mais cette augmentation est moins que celle du scenario d'optimisation précédent suivi d'une diminution des DeltaP des puits non-raccordée de 1barg inférieur à la diminution du scénario précédent

IV.7.2.4 Etude Techno-Economique des 3 scenarios :

IV.7.2.4.1 Etude Economique

Nous en tant qu'ingénieur en production sommes obligés de toujours prendre en compte les coûts des solutions qu'on propose et les délais pour leurs réalisations ainsi que les risques économiques de cette solution c'est-à-dire qu'on doit donner une solution chiffrée à toute problématique dans le domaine pétrolier.

D'après la description du compresseur centrifuge, nous avons trouvé plusieurs inconvénients. Afin de remédier à ces inconvénients, nous avons décidé de proposer la location d'un boosting compresseur de chez la société de service EXPRO au lieu de l'achat de cet engin afin d'éliminer les 4 inconvénients concernant le coût initial élevé, le besoin en entretien régulier, la complexité opérationnelle ainsi que le risque de pannes et de défaillances car EXPRO sera responsable de l'entretien et de l'assurance du bon fonctionnement de ce système et pour finir, afin de remédier à la problématique de la consommation d'énergie accrue du compresseur, nous optons pour l'utilisation d'une partie de la quantité de gaz produite comme Energie d'alimentation de ces compresseurs.

Nous avons obtenu les tarifs de locations journalier déterminés par EXPRO du compresseur boosting pour les 3 types de compresseurs centrifuge utilisés ainsi que le prix de vente du mètre cube de gaz et de condensat. Selon ces 2 données nous allons comparer les coûts de ce scénario d'optimisation ainsi que son gain en se basant sur le concept de la différence entre les dépenses et les revenus. Il faut préciser que ces tarifs de locations comprennent tout, c'est-à-dire que le locataire sera responsable de l'entretien de ces systèmes et aura la responsabilité d'assurer leurs bons fonctionnements.

- Nous avons le prix de locations d'un séparateurs diphasique verticale journalier coûte 6000 Dollar/jrs c'est-à-dire 816889,20 Dinar Algérien (Da)/jrs
- Nous avons le prix de locations du 1^{er} compresseur ayant une DeltaP=20barg est estimée à 42000 Dollar/jrs c'est-à-dire 5754000 Dinar Algériens (Da)/jrs avec une consommation de gaz estimée à une perte de 42531,35 Dollars/jrs
- Nous avons le prix de location du 2^{eme} compresseur ayant une DeltaP=30barg est estimée à 50000 Dollars/jrs c'est-à-dire 6850000 Dinar Algérien (Da)/jrs avec une consommation de gaz estimée à une perte de 56525,04 Dollars/jrs
- Nous avons le prix de location du 3^{eme} compresseur ayant une DeltaP=40barg est estimée à 56000 Dollars/jrs c'est-à-dire 7672000 Dinar Algérien (Da)/jrs avec une consommation de gaz estimée à une perte de 67150,43 Dollars/jrs
- Nous avons le prix d'un mètre cube de gaz en 2021 est estimée à 1,08 Dollars c'est-à-dire que le prix d'1 m³ de gaz est de 147,03 Dinar Algérien (Da)
- Nous avons le prix d'un mètre cube de condensat en 2021 est estimée à 458,25 Dollars c'est-à-dire que le prix d'1 m³ de condensat est de 62780,25 Dinars Algérien (Da)

Le prix de la pompe volumétrique est intégré dans le prix total de location du compresseur centrifuge

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

On doit prendre en compte la consommation de ces 3 compresseurs d'où on devra soustraire du résultat finale (le gain totale) les couts journaliers de consommation de gaz afin d'obtenir le gain réel de ce scenario.

Voici ci-dessous le tableau récapitulatif de l'étude économique de ce scenario

Tableau IV-14 étude économique du 2eme scenario d'optimisation

Scenarios (Sep-Comp)	Gain de Qg en Sm ³ /d	Gain de Qg en Dollars Par jours	Cout du gain de Qc en Sm ³ /d	Cout du gain de Qc en Dollars Par jours	Cout du gain total du scenario en dollars par jours	Cout du scenario en dollars par jours	Le gain réel du scenario en dollars par jours
1 ^{er} Scenario	470763	508424	29,3	13427	521851	48000	431320
2 ^{eme} Scenario	639371	690520	39,8	18238	708758	56000	596233
3 ^{eme} scenario	769262	830803	47,4	21721	852524	62000	723374

Nous avons trouvé que le meilleur scenario en termes de gain économiques est le 3eme scenario ou on intègre un compresseur a débit maximum d'entrée estimée à 116Mm³/h (2,8Mmm³/d) ayant une pression de refoulement de 98barg avec une pression d'absorption de 58barg ce qui fait une augmentation de 40barg (DeltaP=40barg) avec une efficacité de 95% et une puissance de moteur de 20000kW , ce scenario permet un gain de 723374 Dollars par jours c'est-à-dire un gain de 9,7 milliards de dinars algérien par jours (9,7.10⁷ Da/jrs). On trouve que du côté économique, les 3scenarios sont bénéfiques d'où le choix du scenario optimum sera plus basé sur l'aspect technique de l'efficacité de ces 3 scenarios.

IV.7.2.4.2 Etude technique

Nous avons :

- Le 2eme scenario est le seul scenario qui assure que tous les puits aient des valeurs d'EVR au-dessous de la valeur critique maximale (EVR (puits) ≤ 1)
- Le 2eme scenario est le scenario qui permet d'avoir les valeurs de DeltaP les plus importantes au niveau puits ce qui assure une meilleure longévité de production de ce champs gaziers.
- Les 3 scenarios permettent un gain de productivité important, le meilleur scenario est le 3eme scenario puis le 2eme puis le 1^{er} ce qui est logique du fait de leurs caractéristiques. En termes de gain, le 2eme scenario peut être considéré comme très bon car il permet un meilleur gain que le 1^{er} scenario et une différence de gain avec le 3eme scenario estimé a 140000Sm³/d de gaz et a 7,6Sm³/d de condensat

IV.7.2.5 Conclusion

Nous avons constaté selon l'étude techno-économique de ces 3 scenarios d'optimisation que la meilleure option était le 2eme scenario ou nous raccordons le réseau de surface de RHOURE HAMRA aux système boosting comportant un séparateur diphasique horizontale relié à un compresseur a débit maximum d'entrée estimée à 109Mm³/h (2,6Mmm³/d) ayant une pression de refoulement de 95barg avec une pression d'absorption

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

de 65barg ce qui fait une augmentation de 30barg ($\Delta P=30\text{barg}$) avec une efficacité de 95% et une puissance de moteur de 17000kW. Ce raccordement permet un gain important en termes de productivité estimé à $639371\text{Sm}^3/\text{d}$ de gaz et $39,8\text{Sm}^3/\text{d}$ de condensat et en termes de bénéfice économique (argent) estimé à 652758 Dollars par jrs ainsi qu'il assure une meilleure longévité de production des puits et d'éviter l'érosion des puits.

IV.7.3 3eme scenario d'optimisation (ouverture du puits RHA02)

Nous avons le puits RHA02 est un puits producteur fermé depuis 2016.

C'est un puits caractérisé par une production en intermittence ainsi qu'un fort déclin de pression de tête. Il a des caractéristiques petro physiques médiocres tel qu'une faible perméabilité estimée à $k=0,523\text{md}$ déterminé dans le 2eme chapitre d'après l'interprétation Well test de ce puits par l'intermédiaire du logiciel SAPHIR.

Nous allons ouvrir ce puits et le mettre en production.

Nous allons dans ce 3eme scenario d'optimisation essayer d'ouvrir ce puits RHA02 qu'on a déjà modéliser dans PIPESIM et l'intégrer au réseau de surface afin d'observer l'impact de son intégration dans la productivité du champs gaziers de RHOURE HAMRA.

IV.7.3.1 Ouverture de RHA02 avec une duse 48/64inch

Le puits RHA02 est un puits producteur que nous allons ouvrir avec une ouverture de duse de 48/64inch et le raccorder au réseau puis on optimise via PIPESIM, on obtiendra les résultats suivants

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Tableau IV-15 résultats d'ouverture du puits RHA02

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	102	94	8	56,5	27,0	1	1,51	1012461	38291	1,085	Les débits produit ont augmenté EVR ≥ EVR(Max-Cr)
RHA2	93	92	1	16,5	20,8	20,8	0	121138	121138	0,139	Delta P faible Débit de gaz produit faible
RHA3	100	96	5	47,7	18,7	0,7	0,22	332994	6906	0,360	Un bon gain
RHA6	99	92	7	50,2	31,0	0	2,82	448571	-6208	0,482	Les débits produit ont diminué
RHA7	103	95	8	74,9	39,7	0,7	0	387385	5292	0,450	Un bon gain Diminution de sa DeltaP
RHA8	99	92	7	54,1	18,2	0,22	1,26	615457	-3797	0,676	Un gain en Qc et une diminution en Qg
RHA9	96	95	1	76,3	24,2	-0,8	3,27	269615	-5960	0,319	Les débits produit ont diminué Diminution de sa DeltaP
MC9-1		92		48,8	174,8	17,8	2,12	3197450	158518		Un bon gain
PIK-17		95		45,8	36,9	-0,1	1,49	948451	3108		Un bon gain en production de gaz et une diminution de production de condensat
UTG		76		46,0	174,8	17,8	2,12	3197450	158518		

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

On remarque d'après le Tableau IV-15 que ce scénario a permis :

- L'augmentation du débit de production de gaz de ce champs gazier de 158518Sm³/d alors que le puits RHA02 qu'on a ouvert et mis en production ne produisait que 121138Sm³/d de gaz, d'où l'intégration de ce puits a permis d'augmenter considérablement la production de gaz d'autres puits surtout RHA01 mais en contradiction il a diminué la production de gaz d'autres puits surtout RHA06 et RHA09
- L'augmentation du débit de condensat produit de ce champ de 17,8m³/d alors que le puits RHA02 qu'on a ouvert produit 20,8Sm³/d de condensat ce qui implique que l'intégration de ce puits a diminué le débit de condensat total produit des autres puits surtout de RHA09 et que ce scénario ne permet pas un gain important en Condensat (le gain obtenu provient principalement de ce puits RHA02).
- L'augmentation de l'EVR du puits RHA01 de 0,15 le laissant toujours au-dessus de la zone rouge c'est-à-dire : (EVR(RHA01) ≥ 1) ce qui est défavorable. La valeur d'EVR des autres puits est plutôt favorable
- La diminution considérable de la DeltaP du puits RHA09 de 5 barg à 1 barg ainsi que l'augmentation de sa pression de ligne d'1barg ce qui explique la baisse de sa productivité et ce qui signifie que ce puit se dirige vers l'égalisation de ses pressions plus rapidement que prévu
- L'augmentation de DeltaP des autres puits sauf RHA07 qui a diminué de 11barg à 8barg mais sans impact réel car son reste toujours une bonne valeur de Delta P
- De remarquer que le puits RHA02 a une très faible DeltaP estimé à 1barg et si on prend en considération ses caractéristiques médiocre ainsi que son déclin de pression important, et son historique de production, le puits s'arrêtera un petit laps de temps seulement après son début de production.

D'où l'ouverture et l'intégration du puits RHA02 a permis un gain en termes de productivité mais ce gain reste temporaire car ce puits refermera plus rapidement que prévu si on le met en production normale ce qui perturbera la productivité de ce champs gaziers. Cela signifie que ce scénario n'est pas réellement bénéfique.

Afin de remédier à cela on devra trouver une solution permettant d'assurer une meilleure longévité de production de ce puits. La solution qu'on propose se basera sur le fait d'assurer une meilleure valeur de DeltaP afin que ce puits produise le plus longtemps possible c'est-à-dire augmenter sa durée de production.

La solution adéquate à ce cas sera l'ajout d'un autre système compresseur boosting relié en série avec les compresseurs boosting proposé précédemment, ce système sera relié qu'au puits RHA02 et sa sortie sera relié à l'autre système compresseur boosting prédéfini précédemment .Cela signifie que 5puits accéderont au 2eme système Séparateur-Compresseur .Cela a pour but précis d'assurer d'augmenter la pression de ligne de RHA02 de deux fois c'est-à-dire que ce puits passera par 2 compresseurs boosting en série ce qui augmentera sa DeltaP et diminuera sa pression de ligne tout en assurant une bonne productivité .

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Nous allons utiliser trois types de compresseur boosting dans notre cas, les 3 comportent le même séparateurs diphasique horizontale tandis que les compresseurs varient, voici ci-dessous les 3 types de compresseurs proposés :

- Le 1^{er} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à $12,5\text{Mm}^3/\text{h}$ ($300\text{Mm}^3/\text{d}$) ayant une pression de refoulement de 75barg avec une pression d'absorption de 55barg ce qui fait une augmentation de 20barg ($\Delta P=20\text{barg}$) avec une efficacité de 90% et une puissance de moteur de 7000kW et une consommation de $500\text{m}^3/\text{h}$ de gaz.
- Le 2^{eme} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à $12,5\text{Mm}^3/\text{h}$ ($300\text{Mm}^3/\text{d}$) ayant une pression de refoulement de 47barg avec une pression d'absorption de 17barg ce qui fait une augmentation de 30barg ($\Delta P=30\text{barg}$) avec une efficacité de 90% et une puissance de moteur de 9000kW et une consommation de $800\text{m}^3/\text{h}$ de gaz.
- Le 3^{eme} compresseur a débit maximum d'entrée estimée à $12,5\text{Mm}^3/\text{h}$ ($300\text{Mm}^3/\text{d}$) ayant une pression de refoulement de 60barg avec une pression d'absorption de 20barg ce qui fait une augmentation de 40barg ($\Delta P=40\text{barg}$) avec une efficacité de 90% et une puissance de moteur de 12000kW et une consommation de $1000\text{m}^3/\text{h}$ de gaz.

Voici ci-dessous le schéma de raccordement de ses 2 système boosting

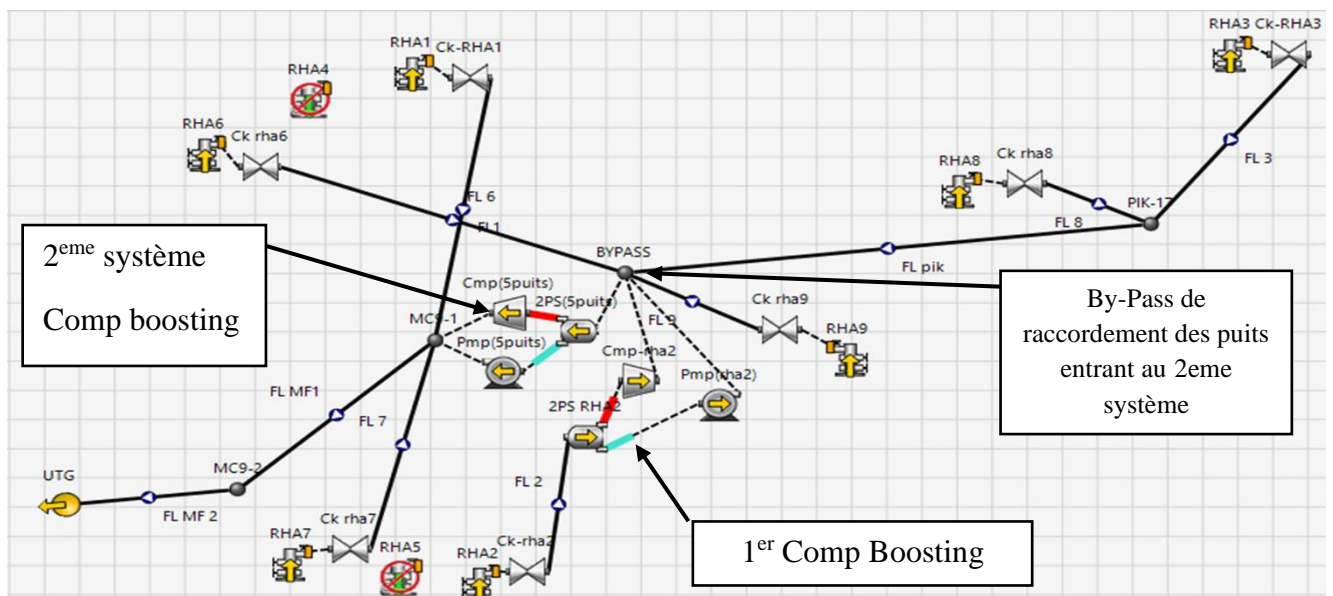


Figure IV-6 schéma de raccordements des 2 compresseurs en série dans PIPESIM

Ces deux compresseurs boosting seront raccordés en série. Le 1^{er} sera relié qu'au puits RHA02, le débit et pression sortant de ce compresseur se retrouveront avec les 4 autres puits dans un By-pass et y'accéderont au 2eme compresseur qui verra y'accéder 5 puits, la sortie de ce dernier sera reliée directement au manifold MC9-1. Nous allons maintenant optimiser 3 scénarios en utilisant 2 systèmes différents de compresseurs boosting à chaque fois et on comparera les résultats de ces 3 scénarios d'optimisation avec les résultats du scénario initial ou nous avons ouvert le puits RHA02. Voici ci-dessous les résultats des 3 scénarios.

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

IV.7.3.2 Intégration de deux compresseurs en série ayant des DeltaP=20barg

Tableau IV-16 résultats du scenario d'optimisation en utilisant deux compresseurs DeltaP=20barg

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	103	98	5	55,7	24,9	-2.1	1,40	935488	-76 973	0,993	Les débits produit et DeltaP ont diminué EVR a diminué ≤ EVR(Max-Cr)
RHA2	61	55	6	17,2	37,4	16.6	0	217656	96 518	0,311	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA3	93	82	11	54,5	27,2	8.5	0,33	483158	150 164	0,555	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA6	88	78	10	53,6	39,2	8.2	3,56	566020	117 449	0,655	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA7	104	96,2	7,8	74,8	36,6	-3.1	0	357431	-29 954	0,410	Les débits produit ont diminué Diminution de sa DeltaP de 0,2barg
RHA8	87	82	5	54,4	21,4	3.2	1,49	726035	110 578	0,859	Les débits produit ont augmenté, DeltaP a diminué de 2barg
RHA9	86	76	10	77,4	35,5	11.3	4,80	396071	126 456	0,496	Les débits produit surtout Qc ont augmenté DeltaP a augmenté de 9barg
Entrée 1 ^{er} Comp		55		17,2	37,4		0	217656			
Sortie 1 ^{er} Comp		75		29,8	37,4		0	217656			

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
Entrée 2 ^{eme} Comp		95		58,0	157,6		7,18	2385169			
Sortie 2 ^{eme} Comp		75		46,2	157,6		7,18	2 388 940			
MC9-1		95		57,0	214,6	39,8	3,67	3684397	486 947		Un bon gain en production
PIK-17		80		47,3	48,6	11,7	1,82	1209193	260742		Un bon gain en production
UTG		76		46,0	174,8	39,8	3,67	3684397	486 947		Un bon gain en production

On remarque d'après le Tableau IV-16 que ce scenario a permis :

- Augmentation de la productivité de RHA02 de 96518m³/d de gaz et de 16,6m³/d de condensat
- Un gain en termes de productivité de ce champ de 486947Sm³/d de gaz (15,2%) et de 39,8m³/d de condensat (22,8%)
- Une augmentation considérable de DeltaP de tous les puits raccordés aux compresseurs sauf RHA08, cette augmentation était surtout pour ceux qui avaient un faible DeltaP c'est-à-dire RHA02 et de RHA09 ce qui est bénéfique et permet d'augmenter leurs durées de production ainsi qu'une diminution des DeltaP des deux puits non raccordés aux compresseurs RHA01 et RHA07.
- Diminution de l'EVR du puits RHA01 au-dessous de la valeur critique maximale (le seuil de l'érosion)
- Le meilleur puits en termes de gain en production de gaz est RHA03 avec un gain considérable de 150164Sm³/d
- Le meilleur puits en termes de gain en production de condensat est RHA02 avec un gain de considérable de 16.6m³/d suivi de RHA09 avec un gain de 11,3m³/d c'est-à-dire les deux puits qui avaient les DeltaP les plus faibles.

IV.7.3.3 Intégration de deux compresseurs en série ayant des DeltaP=30barg

Tableau IV-17 résultats du scenario d'optimisation en utilisant 2 compresseurs a DeltaP=30barg

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	104,1	99,3	4,8	55,6	24,5	-2.5	1,37	917012	-95449	0,967	Les débits produit ont diminué DeltaP a diminué de 3,2barg EVR a encore diminué ≤ EVR(Max-Cr)
RHA2	47,6	37,7	9,9	17,3	41,8	20	0	243724	122586	0,387	Les débits produit surtout Qc ont augmenté DeltaP a augmenté de 8,9barg
RHA3	90,3	75,6	14,7	56,1	30,1	11.4	0,36	535020	202026	0,628	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA6	83,1	70,3	12,8	54,2	42,0	11	3,82	606918	158347	0,726	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA7	106,2	98,3	7,9	74,7	34,5	-5.2	0	336857	-50528	0,384	Les débits produit ont diminué DeltaP a diminué de 0,1barg
RHA8	81,8	76,2	5,6	54,2	22,7	4.5	1,58	768005	152548	0,940	Les débits produit ont augmenté, DeltaP a diminué de 1,4barg
RHA9	82,3	67,4	14,9	77,2	39,8	15.6	5,38	443603	173988	0,571	Les débits produit surtout Qc ont augmenté DeltaP a augmenté de 13,9barg

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
Entrée 1 ^{er} Comp		37,7		17,2	41,8		0	243724			
Sortie 1 ^{er} Comp		66,8		43,7	41,8		0	243724			
Entrée 2 ^{eme} Comp		66,7		47,1	173,1		7,79	2598533			
Sortie 2 ^{eme} Comp		96,7		66,1	173,1		7,79	2598533			
MC9-1		96,6		62,7	227,4	52,6	4,53	3859141	661691		Un bon gain en production
PIK-17		74		47,3	52,8	15,9	1,94	1303025	354574		Un bon gain en production
UTG		76		62,7	227,4	52,6	4,53	3859141	661691		Un bon gain en production

On remarque d'après le Tableau IV-17 que ce scenario a permis :

- Augmentation de la productivité de RHA02 de 122586m³/d de gaz et de 20m³/d de condensat
- Un gain en termes de productivité de ce champ de 661691Sm³/d de gaz (20,7%) et de 52,6 Sm³/d de condensat (30,1%)
- Une augmentation considérable de DeltaP de tous les puits raccordés aux compresseurs sauf RHA08, cette augmentation était surtout pour ceux qui avaient un faible DeltaP c'est-à-dire RHA02 et de RHA09 ce qui est bénéfique et permet d'augmenter leurs durées de production ainsi qu'une diminution de DeltaP des deux puits non raccordés aux compresseurs RHA01 et RHA07.
- Diminution de l'EVR du puits RHA01 au-dessous de la valeur critique maximale (le seuil de l'érosion)
- Le meilleur puits en termes de gain en production de gaz est RHA03 avec un gain considérable de 202026Sm³/d
- Le meilleur puits en termes de gain en production de condensat est RHA02 avec un gain de considérable de 20m³/d suivi de RHA09 avec un gain de 15,6m³/d c'est-à-dire les deux puits qui avaient les DeltaP les plus faibles

IV.7.3.4 Intégration de deux compresseurs en série ayant des DeltaP=40barg

Tableau IV-18 résultats du scenario d'optimisation en utilisant 2 compresseurs a DeltaP=40barg

	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	105	101	4	55,5	24,0	-3	1,34	900016	-112445	0,943	Les débits produit et DeltaP ont diminué EVR a encore diminué (\leq EVR(Max-Cr))
RHA2	39	20	19	17,4	44,1	23.3	0	256788	135650	0,455	Les débits produit surtout Qc ont augmenté DeltaP a augmenté de 18barg
RHA3	88	69	19	57,1	32,6	13.9	0,39	579437	246443	0,693	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA6	78	63	15	54,5	44,4	13.4	4,04	642239	193668	0,793	Les débits produit et DeltaP ont augmenté
RHA7	107	99,4	7,6	74,7	33,9	-5.8	0	330900	-56485	0,376	Les débits produit ont diminué DeltaP a diminué de 0,4barg
RHA8	77	70	7	53,7	23,8	5.6	1,66	806387	190930	1,021	Les débits produit ont augmenté, DeltaP n'as pas changé, EVR a augmenté ($EVR \geq EVR(Max-Cr)$)
RHA9	79	59	20	76,7	43,4	19.2	5,87	483906	214291	0,637	Les débits produit surtout Qc ont augmenté DeltaP a augmenté de 19barg
	Ptete (Barg)	Pligne (barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (m ³ /d)	Gain en Qc (m ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Entrée 1 ^{er} Comp		20		71,9	44,1		0	256788			
Sortie 1 ^{er} Comp		58		71,9	44,1		0	256788			
Entrée 2 ^{eme} Comp		58		48,9	185,0		8,43	2772563			
Sortie 2 ^{eme} Comp		98		76,7	185,0		8,43	2772563			
MC9-1		98		70,4	238,2	63,4	5,23	4010114	812664		Un bon gain en production
PIK-17		67		46,6	56,4	19,5	2,05	1385823	437372		Un bon gain en production
UTG		76		62,7	238,2	63,4	5,23	4010114	812664		Un bon gain en production

On remarque d'après le Tableau IV-18 que ce scenario a permis :

- Augmentation de la productivité de RHA02 de 135650m³/d de gaz et de 23,3m³/d de condensat
- Un gain en termes de productivité de ce champ de 812664Sm³/d de gaz (25,4%) et de 63,4 Sm³/d de condensat (36,2%)
- Une augmentation considérable de DeltaP de tous les puits raccordés aux compresseurs sauf RHA08, cette augmentation était surtout pour ceux qui avaient un faible DeltaP c'est-à-dire RHA02 et de RHA09 ce qui est bénéfique et permet d'augmenter leurs durées de production ainsi qu'une diminution de DeltaP des deux puits non raccordés aux compresseurs RHA01 et RHA07.
- Diminution de l'EVR du puits RHA01 au-dessous de la valeur critique maximale (le seuil de l'érosion) et augmentation de l'EVR du puits RHA08 au-dessus de la valeur critique maximale ($EVR(RHA08) \geq EVR(Max-Cr)$) ce qui est défavorable
- Le meilleur puits en termes de gain en production de condensat est RHA02 avec un gain de considérable de 20m³/d suivi de RHA09 avec un gain de 15,6m³/d c'est-à-dire les deux puits qui avaient les DeltaP les plus faibles et en termes de production de gaz c'est le puits RHA03.

IV.7.3.5 Etude Techno-Economique de ces 3 scenarios :

IV.7.3.5.1 Etude économique

Nous devons toujours prendre en comptes les couts des solutions qu'on propose et les délais pour leurs réalisations.

Voici ci-dessous les prix de locations journaliers des séparateurs et compresseurs utilisé dans nos 3 scenarios d'optimisation

- Le prix de locations d'un séparateur diphasique verticale utilisé dans le 1^{er} système Sep-Comp est 2000 Dollar/jrs c'est-à-dire 274000 Dinar Algérien (Da)/jrs,
- Le prix de locations du 1^{er} compresseur ayant une DeltaP=20barg est estimée à 6000 Dollar/jrs c'est-à-dire 822000 Dinar Algériens (Da)/jrs avec une consommation de gaz estimé à 12960 Dollars/jrs
- Le prix de location du 2eme compresseur ayant une DeltaP=30barg est estimée à 10000 Dollars/jrs c'est-à-dire 1370000 Dinar Algérien (Da)/jrs avec une consommation de gaz estimé à 20736 Dollars/jrs
- Le prix de location du 3eme compresseur ayant une DeltaP=40barg est estimée à 13000 Dollars/jrs c'est-à-dire 1781000 Dinar Algérien (Da) avec une consommation de gaz estimé à 25920 Dollars/jrs
- Le prix de location tout tarif inclus du 2eme compresseur boosting comprenant un compresseur ayant une DeltaP=20 barg est à 90531 Dollars/jrs c'est-à-dire 1222168,5 Dinar algérien (Da/jrs)
- Le prix de location tout tarif inclus 2eme système Sep-Comp comprenant un compresseur ayant une DeltaP=30 barg est à 112525 Dollars/jrs c'est-à-dire 15190875 Dinar algérien (Da/jrs)
- Le prix de location tout tarif inclus du 2eme système Sep-Comp comprenant un compresseur ayant une DeltaP=40 barg est à 129151 Dollars/jrs c'est-à-dire 17435385 Dinar algérien (Da/jrs)
- Le prix d'un mètre cube de gaz est estimée à 1,08 Dollars c'est-à-dire que le prix d'1 m³ de gaz est de 147,03 Dinar Algérien (Da)
- Le prix d'un mètre cube de condensat est estimée à 458,25 Dollars c'est-à-dire que le prix d'1 m³ de condensat est de 62780,25 Dinars Algérien (Da)

Le prix de location de la pompe volumétrique est intègre dans le prix du compresseur.

Voici ci-dessous le tableau de l'étude économique de ces 3scenarios d'optimisation

Tableau IV-19 étude économique des 3 scenario d'optimisations

Scenarios 2 Système (Sep-Comp)	Gain de Qg en Sm ³ /d	Gain de Qg en Dollars Par jours	Cout du gain de Qc en Sm ³ /d	Cout du gain de Qc en Dollars Par jours	Cout du gain total du scenario en dollars par jours	Cout du scenario en dollars par jours	Le gain réel du scenario en dollars par jours
1 ^{er} Scenario	470763	508424	39,8	18238	526662	111491	415171
2 ^{eme} Scenario	661691	714626	52,6	24104	738730	145261	596169
3 ^{eme} scenario	812664	877677	63,4	29053	906730	170071	736659

Nous avons trouvé qu'économiquement, les 3scenarios sont bénéfiques, le cout du 1^{er} scenario est estimé à 21,1% du gain obtenues, le cout du 2^{eme} scenario est estimé à 19,6% du gais tandis que le cout du 3^{eme} scenario est estimée à 18,7% c'est-à-dire que les couts des 3scenarios sont faible par rapport au gain de ces scenarios, cela implique qu'économiquement parlant, les 3 scenarios sont bénéfiques d'où le choix du scenario optimal sera basé sur l'aspect technique.

IV.7.3.5.2 Etude technique

Nous avons :

- Les 2 premiers scenarios sont ceux qui assurent que tous les puits aient des valeurs d'EVR au-dessous de la valeur critique maximale (EVR (puits) ≤ 1) c'est-à-dire que ces deux scenarios sont meilleurs que le 3eme scenario dans cet aspect-là, en ajoutant que le 2eme permis une meilleure diminution de la valeur d'EVR de tous les puits
- Ces 3 scenarios permettent d'augmenter les valeurs de DeltaP, le 3eme scenario est celui qui permet d'avoir les valeurs de DeltaP les plus importantes au niveau des puits sauf pour les deux puits RHA01 et RHA 08 ou on remarque que le 2^{eme} scenario assure la meilleure valeur de DeltaP possible pour ces deux puits et sachant les débits important produit par ces 2puits et le fait que le 2eme scenario assure évidemment de bonne valeur de DeltaP pour tous les puits,
- Les 3 scenarios permettent un gain de productivité important, le meilleur scenario est le 3eme scenario puis le 2eme puis le 1^{er} ce qui est logique du fait de leurs caractéristiques. En termes de gain, le 2eme scenario peut être considéré comme très bon car il permet un meilleur gain que le 1^{er} scenario et une différence de gain avec le 3eme scenario estimé a 150973Sm³/d de gaz et a 10,8Sm³/d de condensat

IV.7.3.6 Conclusion

Selon cette étude techno-économique réalisé on constate que le meilleur scenario d'optimisation pour la situation ou le puits RHA02 est ouvert pour ce réseau de production du champ RHOURE HAMRA est le 2eme scenario ou on utilise deux compresseurs DeltaP=20barg relié en série.

IV.7.4 Remarque

On remarque d’après les résultats des scenarios d’optimisation réalisés précédemment que le puits RHA01 présente pour plusieurs scenario une valeur d’EVR supérieur à la valeur d’EVR maximum critique (EVR (Max-Cr) =1), d’où nous avons songé à augmenter le diamètre de tubing de ce puits afin de diminuer son EVR et en même temps augmenté sa productivité sachant que ce puits est un puits producteur de gaz a condensat a fort potentiel.

Voici ci-dessous l’analyse de sensibilité de production de ce puits réalisé au niveau puits en utilisant seulement 3 diamètre extérieur de tubing différent : 4,5inch ,5inch et 5,5inch suite à la disponibilité de ces tubings.

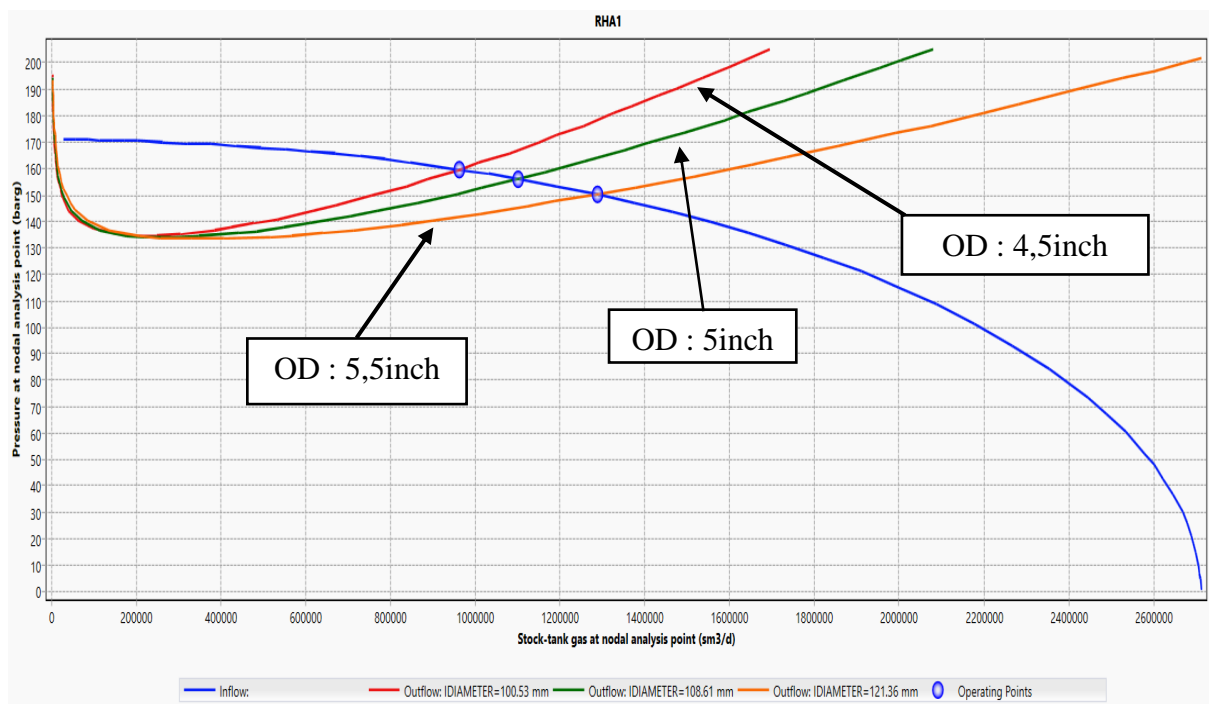


Figure IV-7 analyse de sensibilité du diamètre du tubing du puits RHA01

Tableau IV-20 résultats d'analyse de sensibilité de diamètre du tubing du puits RHA01

Puits RHA01	Débit de Gaz produit (Sm ³ /d)	Débit de condensat produit (m ³ /d)	EVR
OD : 4,5inch	926026	27,09	1,03
OD : 5inch	1100300	30,97	1,01
OD : 5,5inch	1287224	36,25	0,95

On remarque d’après le Tableau IV-20 et le résultat de l’analyse nodale que l’augmentation du diamètre extérieur du tubing a 5,5inch a permis de diminuer l’EVR du puits RHA01 à 0,95 alors qu’il était estimé à 1,07 au niveau puits et augmenter le débit de gaz a 1,287Mmm³/d et le débit de condensat produit a 36,25m³/d. D’où cette solution semble être adéquate à ce puits. Nous allons alors appliquer ce diamètre extérieur de 5,5inch au puits RHA01 tout en utilisant 2 compresseurs boosting a DeltaP=30barg comme défini précédemment. On simule et on obtient les résultats de ce scenario d’optimisation et on compare ses résultats avec le cas du scenario d’optimisation idéal conclut précédemment.

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

IV.7.5 4eme scenario d'optimisation

Tableau IV-21 résultats d'optimisation du champs RHA en changeant le diamètre de RHA01 et en utilisant deux compresseurs DeltaP=30barg

	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm ³ /d)	Gain en Qc (Sm ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	109	102	7	57	30	5,5	1,69	1129066	212054	0,80	L'EVR a diminué de 0,17 DeltaP a augmenté de 2,2barg Le débit produit a augmenté
RHA2	48	39	9	17	42	0,2	0	242254	1470	0,38	Les débits produit ont augmenté
RHA3	91	77	14	56	30	-0,1	0,36	526847	-8173	0,62	Les débits produit ont diminué
RHA6	84	72	12	54	42	0	3,78	599960	-6958	0,72	Qg produit a diminué et Qc stable
RHA7	106	99	7	75	34	-0,5	0	334172	-2685	0,38	Les débits produit ont diminué
RHA8	83	77	6	54	23	0,3	1,56	761187	-6818	0,92	L'EVR a diminué de 0,02 Qg produit a diminué Qc produit a augmenté
RHA9	83	69	14	77	39	-0,5	5,30	437385	-6218	0,56	Les débits produit ont diminué
Entrée Comp 01		39		17	21		0	121138			
Sortie Comp01		68		43	33		0	182254			
	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm ³ /d)	Gain en Qc (Sm ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
Entrée Comp 02		68		47	125		7,67	1848891			
Sortie Comp 02		98		66	171		7,67	2572441			
MC9-1		98		62	230,15	2,75	9,25	4042501	183360		Un bon gain en termes de productivité surtout en Qg
PIK-17		75		47	52,10	-0,7	1,91752	1288034	-14991		Les débits produit ont diminué
UTG		76		42	230,145	2,75	9,25	4042501	183360		Un bon gain en termes de productivité surtout en Qg

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

On remarque d'après le tableau IV-21 que ce scénario d'optimisation a permis :

- Augmentation de la productivité de RHA01 de 212054 Sm³/d de gaz et de 5,5 Sm³/d de condensat ainsi que l'augmentation de productivité de RHA02 tandis que la production des autres puits a diminué par rapport au scénario d'utilisation de 2 compresseurs boosting DeltaP=30barg.
- Un gain en termes de productivité de ce champ de 183360 Sm³/d de gaz (4,8%) et de 2,75 Sm³/d de condensat (1,2%)
- Une augmentation considérable de DeltaP de RHA01 ce qui lui assure une meilleure longévité de production tandis que les DeltaP des autres puits a stagné et n'as pas réellement changé
- Diminution de l'EVR du puits RHA01 de 0,17 passant de 0,97 à 0,8 ainsi que la diminution de l'EVR du puits RHA08 de 0,02, cette diminution représente un résultat favorable sachant la productivité de ces deux puits

IV.7.5.1.1 Conclusion

Ce scénario ou on augmente le diamètre du puits RHA01 tout en utilisant 2 compresseurs a permis d'augmenter la productivité journalière de 4,8% de gaz et de 1,2% de condensat par rapport au scénario ou en utilise 2 compresseurs et de 26,5% de gaz et 31,7% de condensat du scénario initiale ou le puits RHA02 est ouvert , c'est-à-dire que ce scénario permet un bon gain en terme de productivité en plus de l'augmentation de la durée de vie du puits RHA01 en augmentant sa DeltaP tout en gardant les valeurs de DeltaP des autres puits stable , il a permis aussi des meilleurs valeurs d'EVR que le scénario précédent surtout pour RHA01 qui a diminué de 0,17 ce qui représente une diminution considérable d'où techniquement ce scénario semble être le scénario le plus adéquat pour ce champs gaziers permettant la meilleur productivité possible (4Mmm³/d de gaz) mais faut prendre en compte l'aspect économique en considération . C'est-à-dire la durée de réalisation de ce changement de diamètre ainsi que le cout d'une opération de WORKOVER réalisé sur ce puits et la possibilité d'endommagement de ce puits RHA01 pendant la réalisation de cette opération. Sachant que RHA01 est le meilleur puits producteur de ce champ, alors ce scénario semble risqué d'où on peut dire que ce scénario est inadéquat pour ce champ.

IV.7.6 Remarque

Nous avons trouvé que le meilleur scénario en termes de productivité, de gain économique et en termes d'augmentation de longévité de production des puits en augmentant leurs DeltaP est le 3eme scénario du 3eme scénario d'optimisation ou on ouvre RHA02 et on utilise deux compresseurs boosting en série spécifié de DeltaP=40barg sauf que l'anomalie dans cette solution c'est que l'EVR du puits RHA08 passe au-dessus de la valeur d'EVR maximale critique EVR(RHA08) =1,021.

Afin de remédier à cela, nous avons proposé de diminuer le diamètre de la duse de RHA08 de 82/64inch a 64/64inch et le diamètre de la duse de RHA01 de 98/64inch a 90/64inch tout en utilisant deux compresseurs boosting DeltaP=40barg. L'objectif de cette réduction réside dans la diminution de l'EVR de ces puits. Voici ci-dessous les résultats de ce scénario d'optimisation.

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

IV.7.7 5eme scenario d'optimisation

Tableau IV-22 Résultats d'optimisation du champs RHA en diminuant les diamètres de duse de RHA01 et RHA08 et en utilisant deux compresseurs boosting DeltaP=40barg

	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm ³ /d)	Gain en Qc (Sm ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
RHA1	106	100	6	55,37	23,48	-0,52	1,31	880452	-19564	0,80	L'EVR a diminué de 0,14 DeltaP a augmenté de 2barg Les débits produit ont diminué
RHA2	39	19	20	17,37	44,07	0	0	256788	0	0,38	Les débits produits sont stables
RHA3	87	68	19	57,20	32,75	0,15	0,39	582699	3262	0,62	Les débits produit ont augmenté
RHA6	78	62	16	54,54	44,48	0	4,05	642819	577	0,72	Qg produit a augmenté Qc produit n'as pas changé
RHA7	106	99	7	74,67	33,91	0	0	331201	301	0,38	Les débits produit ont augmenté
RHA8	84	69	15	54,28	22,08	-1,72	1,54	747868	-58519	0,92	L'EVR a diminué de 0,10 Les débits produit ont diminué DeltaP a augmenté de 8barg
RHA9	78	58	20	76,72	43,55	0,15	5,89	485516	1610	0,56	Les débits produit ont augmenté
Entrée Comp 01		19,3		72,62	44,07		0	256788			
Sortie Comp 01		57,8		72,62	44,07		0	256788			

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

	Ptete (Barg)	Pligne (Barg)	DeltaP (Barg)	Ttete (°c)	Qc (Sm ³ /d)	Gain en Qc (Sm ³ /d)	Qw (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Gain en Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	Observation
Entrée Comp 02		97,8		76,39	183,48		8,34	2720820			
Sortie Comp 02		57,8		48,51	183,48		8,34	2720820			
MC9-1		97,9		70,08	236,30	-1,9	5,11	3939097	-71017		Le gain a diminué
PIK-17		66,3		45,40	54,83	-1,6	1,93	1330567	-55256		Les débits produit ont diminué
UTG		76,0		47,52	236,30	-1,9	5,11	3939097	-71017		Le gain a diminué

On remarque d'après le tableau IV-22 que ce scenario a permis

- L'augmentation de DeltaP du puits RHA01 de 2barg et de DeltaP du puits RHA08 de 8barg et stabilisation des DeltaP des autres puits
- Diminution de l'EVR du puits RHA01 de 0,10 et diminution de l'EVR du puits RHA08 au-dessous de la valeur critique maximale (le seuil de l'érosion) (EVR(RHA08) = 0,92)
- Une diminution du gain par rapport au 3eme scenario ou on utilise deux compresseurs DeltaP = 40barg mais une augmentation du gain en débit de gaz de 741647 Sm³/d et en débit de condensat de 61,5m³/d par rapport au scenario initiale d'ouverture de RHA02 ce qui fait un gain considerable de gaz de 23,2% et un gain considerable de condensat de 35,2%.
- Une production totale de gaz de ce champs estimé à 3939091m³/d ce qui représente une valeur importante ainsi qu'une bonne production totale de condensat de ce champ estimé à 236,3m³/d.

IV.7.7.1 Etude techno-économique de ce scénario

IV.7.7.1.1 Etude économique de ce scénario

Dans ce scénario nous avons utilisé le même système de surface que dans le cas du 3eme scénario d'optimisation ou nous avons utilisé deux compresseurs boosting relié en série, ces deux compresseurs boosting sont caractérisé de $\Delta P=40\text{barg}$, sauf que dans ce scénario, l'ouverture de duse de deux puits a changé, ce changement concerne le puits RHA01 et RHA08. Ce changement consiste en la fermeture de la duse de ce puits, ce changement ne coute aucun centime, d'où le cout total de ce scénario est le même que celui du précédent scénario. La seule différence réside dans le gain obtenu d'après ce scénario et donc dans le gain réel en dollars/jours. Voici ci-dessous le tableau de l'étude économique de ce scénario

Tableau IV-23 étude économique du 6eme scénario d'optimisation

Le scénario de diminution de duse de RHA01 et RHA08 et 2 compresseurs boosting	Gain de Qg en Sm^3/d	Gain de Qg en Dollars Par jours	Cout du gain de Qc en Sm^3/d	Cout du gain de Qc en Dollars Par jours	Cout du gain total du scénario en dollars par jours	Cout du scénario en dollars par jours	Le gain réel du scénario en dollars par jours
5 ^{eme} scénario	741647	800979	61,5	28182	829161	170071	659090

On trouve d'après le Tableau IV-23 que ce scénario permet un gain réel journalier de 659090 Dollars/jrs ce qui fait un gain de presque 9milliard de dinars algériens ($8,9.10^7$ Da/jrs). Economiquement, ce scénario fait partie des meilleurs scénarios d'optimisation utilisé dans ce chapitre

IV.7.7.1.2 Etude technique de ce scénario

- Ce scénario permet une productivité de champ estimé a $3,9\text{Mmm}^3/\text{d}$ de gaz ce qui est énorme et ce qui fait une augmentation de 23,2% par rapport à la productivité initiale.
- Ce scénario permet des valeurs d'EVR de tous les puits au-dessous de 0,92 ce qui le rend le meilleur scénario parmi tous les scénarios dans cet aspect.
- Ce scénario permet d'obtenir les meilleures valeurs de ΔP pour plusieurs puits tel que RHA02 et RHA08

Chapitre 05 : Optimisation et simulation du réseau de surface de RHA

Tableau IV-24 récapitulatif des résultats des scénarios d'optimisation utilisé dans ce réseau de production du champs RHOURDE HAMRA

Type de scenario d'optimisation	Qg Mmm ³ /d	Qc Sm ³ /d	Gain en Qg en (Sm ³ /d) et (%)	Gain en Qc en (m ³ /d) et (%)	EVR Maximum atteint + Puits touchée	Gain économique (Dollar/jrs)	Impact sur les DeltaP des puits
Production normale sans intervention du 15/10/2021	3,038932	157			EVR(RHA01) =1,05		
Production avec ouverture de duse maximale 128/64inch	4,031487	228,3	992555 (32,66%)	71,3 (45,00%)	EVR(RHA01) =1,07	1,10.10 ⁶	Négatif
Production avec intégration de compresseur DeltaP = 20barg	3,509695	186,3	470763 (15,4%)	29,3 (18,66%)	EVR(RHA01) =1,01	0,43.10 ⁶	Positif
Production avec intégration de compresseur DeltaP = 30barg	3,678303	196,8	639371 (21,04%)	39,8 (25,35%)	EVR (RHA01) =0,98 EVR(RHA08) =0,95	0,60.10 ⁶	Positif
Production avec intégration de compresseur DeltaP = 40barg	3,808194	204,4	769268 (25,08%)	47,1 (30%)	EVR(RHA08) =1,037	0,72.10 ⁶	Positif
Production normale avec ouverture du puits RHA02	3,197450	174,8	158518 (5,2%)	17,8 (11,34%)	EVR(RHA01) =1,08	0,18.10 ⁶	Positif
Production avec intégration de deux compresseurs DeltaP=20barg	3,684397	214,6	486947 (15%)	39,8 (22,77%)	EVR(RHA01) =0,993 EVR(RHA08) =0,941	0,42.10 ⁶	Positif
Production avec intégration de deux compresseurs DeltaP=30barg	3,859141	227,4	661691 (20,70%)	52,6 (30,10%)	EVR (RHA08) =0,940 EVR (RHA01) =0,967	0,60.10 ⁶	Positif
Production avec intégration de deux compresseurs DeltaP=40barg	4,010114	238,2	971182 (30,37%)	81,2 (46,45%)	EVR(RHA08) =1,021 EVR(RHA01) =0,943	0,74.10 ⁶	Positif
4eme scenario d'optimisation (Diamètre puits RHA01 changé)	4,042501	230,154	845051 (26,43%)	55,354 (31,67%)	EVR (RHA08) =0,92 EVR(RHA01) =0,80	0,94.10 ⁶	Positif
5eme scenario d'optimisation (Diamètre de duse changeable RHA01 et RHA08)	3939097	236,30	741647 (23,2%)	61,5 (35,2%)	EVR (RHA08) = 0,92 EVR (RHA01) = 0,80	0,65.10 ⁶	Le meilleur

Nous tenons à préciser que les gains des scenarios utilisés après ouverture du puits RHA02 sont calculé par rapport au cas d'ouverture de RHA02 sans modification quelconque et non pas par rapport au cas de base du 15/10/2021 ou le puits RHA02 est fermé et le champ est en production normale.

On remarque d'après le tableau IV-24 que les scenarios assurant que tous les puits aient des valeurs d'EVR au-dessous de la EVR(Cr-Max) sont :

1. Le 2eme scenario d'optimisation concernant la production avec intégration de compresseur boosting DeltaP = 30barg
2. Le 3eme scenario d'optimisation concernant la production avec intégration de compresseur boosting DeltaP = 20barg et ouverture de RHA02
3. Le 3eme scenario d'optimisation concernant la production avec intégration de compresseur boosting DeltaP = 30barg et ouverture de RHA02
4. Le 4eme scenario ou on change le diamètre du tubing de RHA01 tout en utilisant deux compresseurs boosting DeltaP=30barg et en ouvrant RHA02.
5. Le 5eme scenario ou on diminue les diamètres de duse de RHA01 et RHA08 tout en utilisant deux compresseurs boosting DeltaP=40barg et en ouvrant RHA02.

Donc notre scenario adéquat a ce champ fera partie de ces 5scenarios, on éliminera d'abord l'utilisation du 4eme choix pour les raisons cité précédemment. Le choix du meilleur scenario se basera alors sur l'impact de ces scenarios sur les DeltaP des puits ainsi que le gain économique obtenues de ces scenarios et la productivité du champ pour chaque scenario.

On trouve que le 5eme scenario d'optimisation est le meilleur scenario parmi eux, il permet d'obtenir les meilleures valeurs de différences de pression entre la pression de tête et de ligne ce qui permet une meilleure longévité de production des puits ainsi qu'une meilleure productivité de champ estimé a $3939097\text{m}^3/\text{d}$ de gaz et de $236,3\text{m}^3/\text{d}$ de condensat et le meilleur gain économique journalier estimé à 650.10^3 Dollars/jrs

IV.8 Conclusion

Après réalisation de plusieurs scenarios d'optimisation afin d'augmenter la productivité du champs gaziers de Rhourde Hamra tout en augmentant la durée de vie des puits producteurs en augmentant leurs différences de pressions niveau puits entre la tête de puits et la ligne de collecte ,nous avons opté pour le meilleur scenario techno-économique consistant en l'ouverture du puits RHA02 fermé depuis 2016 puis l'inauguration de deux compresseurs boosting en série composé d'un séparateur biphasique horizontale suivi d'un compresseur centrifuge, ces deux compresseurs boosting sont composé de deux compresseurs caractérisé par une augmentation de pression de 40barg c'est-à-dire deux compresseurs DeltaP=40barg.Ce scenario est accompagné de la diminution du diamètre du puits RHA01 de 98/64inch a 90/64inch et du diamètre du puits RHA08 de 82/64inch a 64/64inch afin de diminuer l'EVR de ces deux puits.

Ce scenario nous a permis d'augmenter la productivité de ce champ par rapport au cas de base le 15/10/2021 de 900165Sm³/d de gaz ce qui fait une augmentation de 29,6% de gaz et de 79,3m³/d de condensat ce qui fait une augmentation de 50% de condensat ce qui est énorme. Il a aussi permis de diminuer la valeur d'EVR de tous les puits au-dessous du seuil c'est-à-dire au-dessus de EVR(Max-Cr) =1. Et pour finir ce scenario a permis d'augmenter la durée de production de plusieurs puits du champs RHA en augmentant les valeurs de DeltaP des puits de manière significative.

Voici ci-dessous un tableau récapitulatif montrant l'impact de ce scenario d'optimisation choisi par rapport à la production normale de ce champ le 15/10/2021.

Tableau IV-25 différences de résultats entre le scenario d'optimisation choisit et le cas de base de production normale du champs RHA le 15/10/2021

Le Scenario	01	02	01	02	01	02	01	02
Puits / Manifolds	DeltaP (Barg)	DeltaP (Barg)	Qc (Sm ³ /d)	Qc (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	Qg (Sm ³ /d)	EVR MAX	EVR MAX
RHA 01	6	6	26	23	974170	880452	1,05	0,80
RHA 02	X	20	X	44	X	256788	X	0,38
RHA 03	4	19	18	33	326088	582699	0,35	0,62
RHA 06	5	16	31	45	454779	642819	0,49	0,72
RHA 07	11	7	39	34	382093	331201	0,44	0,38
RHA 08	3	15	18	22	619254	747868	0,68	0,92
RHA 09	5	20	25	44	275575	485516	0,33	0,56
MC9-1			157	236	3038932	3939097		
PIK-17			37	55	945343	1330567		
UTG			157	236	3038932	3939097		

D'après le Tableau IV-25, on remarque qu'il y a une comparaison entre les résultats de deux scenarios 01 et 02, on désigne par Scenario 01 le scenario comportant une production normale du champs RHA avec puits RHA02 fermée tandis que le scenario 02 désigne le 5eme scenario d'optimisation choisit après simulation de plusieurs scenarios.

Conclusion et recommandations

Conclusion et recommandation

Conclusion Générale

Nous avons dans notre mémoire basé sur le champ de Rhourde Hamra la problématique des faibles valeurs de différences de pressions entre la pression de tête de puits et la pression de la ligne de collecte, cette dernière diminue largement la durée de vie des puits producteurs ainsi que leurs productivités et peut même provoquer l'égalisation de pressions ce qui engendrait dans certains cas l'arrêt de production des puits.

Afin de remédier à cela, nous avons d'abord étudié les puits de ce champ gaziers, ensuite déterminé les caractéristiques réservoirs de certains puits puis modéliser ces puits dans un logiciel de simulation PIPESIM et pour finir modéliser le réseau de surface de ce champ afin de simuler plusieurs scénarios d'optimisation afin de résoudre notre problématique. Les résultats obtenus d'après l'optimisation de champ de production démontrent que l'installation d'un compresseur boosting peut avoir un impact significatif sur la production et la durée de vie des puits.

L'utilisation d'un compresseur boosting (compresseur de suralimentation) permet de diminuer la différence de pression dans les puits, ce qui favorise la remontée du gaz à condensat et augmente ainsi le débit de production. De plus, cette technologie contribue à maintenir une pression de réservoir optimale, ce qui permet de prolonger la période de production efficace des puits. En minimisant les pertes de pression et en améliorant la récupération des hydrocarbures, le compresseur de suralimentation permet d'optimiser l'exploitation des réserves de gaz à condensat et de résoudre notre problématique.

Dans notre étude, nous avons trouvé que l'utilisation d'un compresseur boosting (compresseur de suralimentation) est la meilleure solution techno-économique pour notre problématique actuelle. Ce dernier permet de diminuer les pressions de ligne des puits afin de créer de meilleures valeurs de DeltaP entre la tête de puits et la ligne et d'augmenter la productivité tout en augmentant largement la pressions des puits entrants au manifold, tout cela en présentant un gain économique considérable.

D'où le scénario choisi dans notre étude est l'inauguration de deux compresseurs boosting relié en série, le 1^{er} sera spécifique qu'au puits RHA02 et aura l'objectif d'augmenter la pression de ligne de ce puits de 40barg tandis que le deuxième verra l'accès de 5 puits qui sont principalement RHA02, RHA03, RHA06, RHA08 et RHA09, ce deuxième système augmentera la pressions de ligne de ces puits d'environ 40barg. Pour ce scénario nous avons opté aussi à la diminution du diamètre de la duse du puits RHA01 de 98/64inch et du puits RHA08 de 84/64inch à 64/64inch afin de diminuer leurs EVR. Le compresseur utilisé dans ce système boosting est un compresseur centrifuge et le séparateur utilisé est un séparateur biphasique horizontale et la pompe est une pompe volumétrique.

Techniquement ce scénario présente un gain en terme de productivité de 900165Sm³/d de gaz ce qui fait une augmentation considérable de 29,6% par rapport à la quantité de gaz produite actuellement et de 79,3m³/d de condensat ce qui fait un gain de 50% par rapport à la quantité de condensat produite ainsi que la diminution de l'EVR de tous les puits au-

Conclusions et recommandation

dessous du seuil et l'augmentation considérable des DeltaP de tous les puits entrants au système boosting ainsi qu'une meilleure valeur pour les puits non-entrants. Ce scénario a permis aussi un gain économique considérable estimé à 659090 Dollars/jrs ce qui fait approximativement 8,9 milliards de dinars algériens c'est-à-dire $8,9 \cdot 10^7$ Da/jrs

En conclusion, l'introduction d'un compresseur de suralimentation dans un champ de puits à gaz à condensat se révèle être une des solutions prometteuses pour augmenter le débit de production et prolonger la durée de vie des puits. Cependant, il convient de souligner que chaque champ est unique, et il est essentiel de mener une étude détaillée pour évaluer la faisabilité et les bénéfices spécifiques de l'utilisation d'un compresseur de suralimentation dans un contexte donné.

Recommandations

Nous proposons :

1. Réalisation d'une étude de faisabilité de fracturation pour le puits RHA02 afin d'augmenter sa perméabilité.
2. Actualiser périodiquement les données des puits par la programmation de quelques opérations tel que l'opération PLT.
3. Réalisation des tests PFS et PFD pour les puits de Rhourde Hamra et interpréter les résultats de ces tests afin de déterminer les caractéristiques réservoirs des puits.
4. Programmer une opération de stimulation afin d'enlever l'effet de skin pour les puits endommagés (tel que RHA01)
5. Transformation du puits RHA05 en puits producteur, Ce puits est un puits injecteur fermé suite à son inefficacité d'injection, donc vaut mieux transformer ce puits en puits producteur et profiter de sa productivité sachant qu'il était producteur à ses débuts d'exploitation en plus du fait que le prix du gaz naturel et du condensat est en augmentation considérable ces dernières années donc vaut mieux profiter de ce puits.
6. Réouverture du puits injecteur RHA04 et forage de 2 nouveaux puits injecteurs afin d'essayer de maintenir la pression de réservoir le plus longtemps possible, l'un des nouveaux puits injecteurs injectera dans le réservoir TAGI et l'autre dans l'autre réservoir TAGS
7. Augmentation du diamètre du tubing du puits RHA01 à 5,5 inch afin de diminuer son EVR et augmenter sa productivité sachant son potentiel énorme.

Bibliographie

- [1] SONATRACH, «Historique et Présentation de la région de Rhourde Nouss,» 1999.
- [2] Sonatrach, «Historique et Présentation de la région de Rhourde Nouss,» 1999.
- [3] Sonatrach, «Historique et Présentation de la région de Rhourde Nouss,» 1999.
- [4] Sonatrach, «Historique et Présentation de la région de Rhourde Nouss,» 1999.
- [5] M. D.ZOBACK, RESERVOIR GEOMECHANICS, CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS, 2010.
- [6] R. E. & J. Rogers, Applied Petroleum Engineering.
- [7] J-LEE, well testing, Texas A&m University, 1982.
- [8] R. N.Horne, Modern Well Test Analysis : A Computer-Aided Approach.
- [9] Schlumberger(Kappa), «Saphir , well test analysis and interpretation,» 2013.
- [10] Schlumberger (Kappa), «Saphir , well test analysis and interpretation».
- [11] A. Tarek, «Reservoir Engineering Handbook third edition,» 2006.
- [12] Schlumberger, SPM-7086-5., Well test interpretation, 2002 .
- [13] J. L. e. R. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering.
- [14] S. D.Mohaghegh, «Wellbore Storage in Unvonventional Reservoirs : A Comprehensive Guide».
- [15] J. P. S. a. W. J. Lee, Applied Well Test Interpretation, 2013.
- [16] Schlumberger(Kappa), «Saphir , well test analysis and interpretation,» 2013.
- [17] A. G. & W. C. Boyun Guo, «Natural Gas Engineering Handbook».
- [18] U.Chaudhry, Gas Well Testing handbook, Amanat, 2003.
- [19] V. P.Carey, «Liquid-Vapor Phase Change Phenomena : An Introduction».
- [20] R. N. H. H. Xuan Vo, «Composition variation during flow of gas-condensate wells,» Stanford University, September 2011.
- [21] J. L. e. R. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering.
- [22] J. L. e. R. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering.

- [23] Schlumberger (Eclipse), «Manual PVTi».
- [24] D. H. BEGGS, Production Optimization Using Nodal Analysis, Oklahoma., 1991.
- [25] SHLUMBERGER, «Software pipesim».
- [26] M. & T. I. & A. Hashmet, Production Optimization Using Nodal Analysis-A Case Study., malaisie: ICIPEG, 2012.
- [27] H. & A. A. Ben Mahmud, Investigate a Gas Well Performance Using Nodal Analysis., , (2017).
- [28] B. J. & Mukherjee, Multiphase flow in wells, Texas: SPE, 1999.
- [29] J. A. C. III, Multivariate production systems optimization,, standford university, 1990.
- [30] G. R. & H. Cohen, Gas Turbine Theory, Pearson Education.Ltd, 2001.
- [31] M. P.Boyce, Centrifugal Compressors : basic Guide, PennWell, 2003.
- [32] E. J. D.Keith Roper, Separation process principales,3rd edition, john wiley incorporated, 2010.
- [33] A. R.G.D.TEIXEIRA, «Two-Phase Flow In Pipes,» *HALL Open Science*, p. 70, novembre 2018.

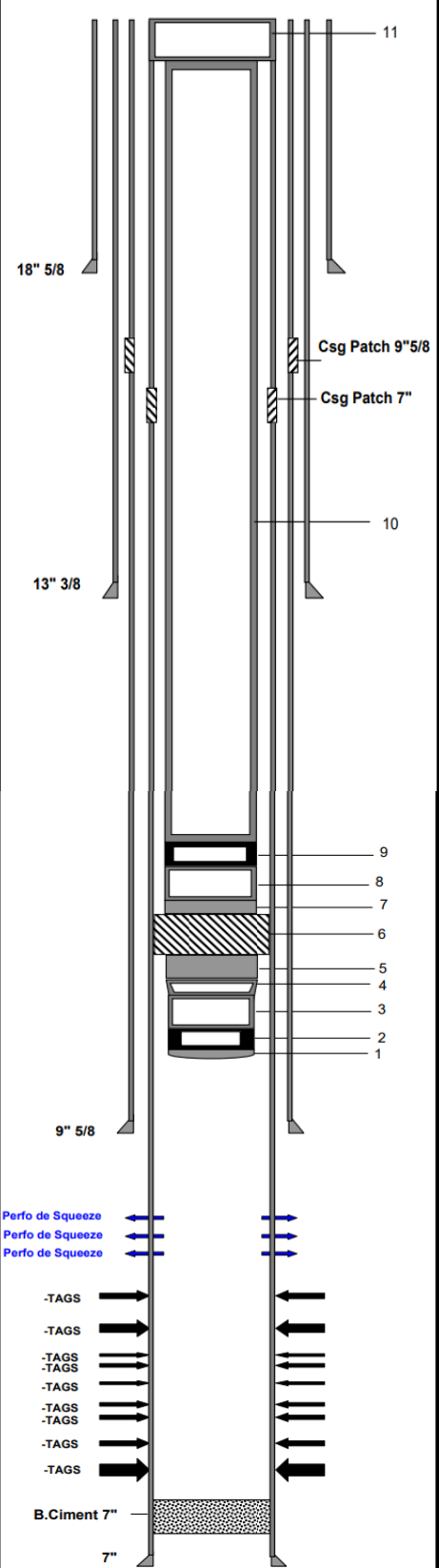
Annexe

Company :SH-DP/RNS
Field :RN
Well :RHA 06
TEST :PFD
Gauge Manufacturer: Kuster Company
Gauge model :K10 Quartz
Maximum Recorder Range: 10000 psig
Gauge serial number :D8024 Bottom
Data from :02-10-18
to :06-10-18

Date dd/mm/yyyy	Time hh:mm:ss	Delta time (Hours)	Pressure Psig	Temp C°
2/10/2018	8:53:00	0.00000	0.00000	28.620
2/10/2018	8:53:05	0.00139	0.00000	28.654
2/10/2018	8:53:10	0.00278	0.00000	28.685
2/10/2018	8:53:15	0.00417	0.00000	28.717
2/10/2018	8:53:20	0.00556	0.00000	28.748
2/10/2018	8:53:25	0.00694	0.00000	28.778
2/10/2018	8:53:30	0.00833	0.00000	28.808
2/10/2018	8:53:35	0.00972	0.00000	28.838
2/10/2018	8:53:40	0.01111	0.00000	28.868
2/10/2018	8:53:45	0.01250	0.00000	28.897
2/10/2018	8:53:50	0.01389	0.00000	28.926
2/10/2018	8:53:55	0.01528	0.00000	28.954
2/10/2018	8:54:00	0.01667	0.00000	28.982
2/10/2018	8:54:05	0.01806	0.00000	29.010
2/10/2018	8:54:10	0.01944	0.00000	29.038
2/10/2018	8:54:15	0.02083	0.00000	29.066
2/10/2018	8:54:20	0.02222	0.00000	29.093
2/10/2018	8:54:25	0.02361	0.00000	29.119
2/10/2018	8:54:30	0.02500	0.00000	29.146
2/10/2018	8:54:35	0.02639	0.00000	29.171
2/10/2018	8:54:40	0.02778	0.00000	29.197
2/10/2018	8:54:45	0.02917	0.00000	29.222
2/10/2018	8:54:50	0.03056	0.00000	29.247
2/10/2018	8:54:55	0.03194	0.00000	29.272

Annexe A : exemplaire d'un fichier Text du puits RHA06

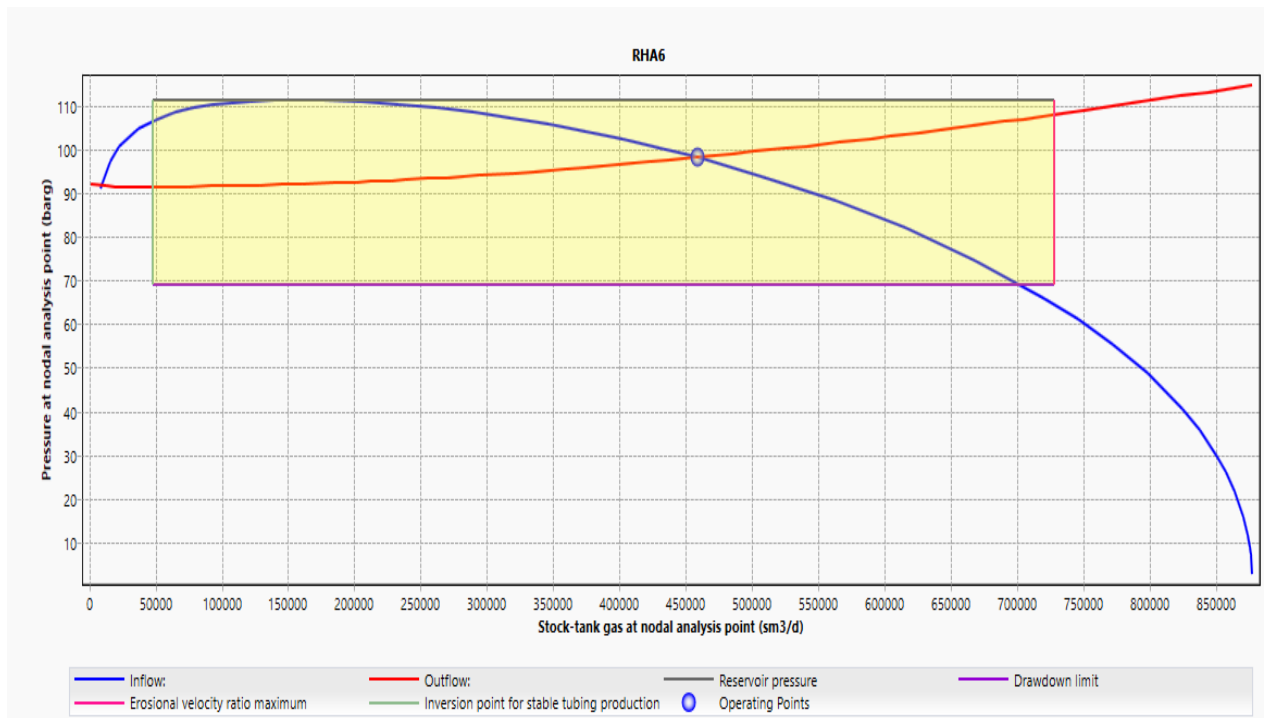
معلومات	Collecteur: C9	Puits Product Gaz	Telephone: 4102	M Service: 03-05-1992	RHA1
	X(UTM): 294233,406	Y(UTM): 3314887,5	Z sol: 257,73	Z table: 265	
	Debut Forage: 07-08-1970	Fin Forage: 29-04-1971	Appareil: SH 127	Fond MD: 4410	
	Debut WO 14-12-2009	Fin WO 30-03-2010	Appareil TP188	Num Wo 2	
	Type Completion : - Début 22-03-10 Fin 30-03-10 -Appareil TP188 SIMPLE				
Tete d'erruption : Composant Type Diam Serie Nbr Obs					
PLAQUE DE BASE		13" 3/8	3000	1	
CASING SPOOL	CROWN	13" 3/8 x 11"	3000 x 5000	1	
TUBING HEAD	FMC	11" x 7" 1/16	5000	1	
ADAPTEUR	FMC	7" 1/16 x 4" 1/16	5000	1	
VANNE MAITRESSE	FMC	4" 1/16	5000	2	
CROIX	FMC	4" 1/16	5000	1	
VANNE LATÉRALE AUTOMATIQUE	FMC	4" 1/16	5000	1	
VANNE LATÉRALE	FMC	2" 1/8	5000	1	
VANNE DE CURAGE	FMC	4" 1/16	5000	1	
TOP CUP	FMC	4" 1/16	5000	1	
Equipements de Fond Designation Top Type - Diam - Long - Drift - Poids - Grade - Nbr - Obs					
11-OLIVE	0		7.0625 .47 1 Olive 7"1/16 OD 4"1/2 new vam Box/Box BPV 3"63/64		
10-COLONNE TUBING	0.40		4.5 2662.4 3.92 13.5 230 Train de Tubing 4"1/2 new vam C85 13,50# 13% cr		
9-SIEGE	2662.87	X	4.5 .47 3.313 13.5 1 Siège X		
8-JOINT TUBING	2663.34		4.5 11.85 3.92 13.5 1 Tubing 4"1/2 new vam C85 13,50# 13% cr		
7-RATCH LATCH	2675.19		4.5 .58 3.92 1 Ratch Latch 4"1/2 new vam		
6-PACKER	2675.77	7	1.82 5.875 26.32 1 Packer MHR 7" 26-32 5"875 OD 3"875 ID		
5-MILLOUT EXTENSION	2677.59		5 1.62 18 1 Mill out extension 5" new vam 18#		
4-REDUCTION	2679.21		5 .25 1 Réduction 5" x 4"1/2 new vam		
3-JOINT TUBING	2679.46		4.5 11.84 3.92 13.5 P110 1 Tubing 4"1/2 new vam C85 13,50# 13% cr		
2-SIEGE	2691.30	XN	4.5 .47 3.313 1 Siège XN 3"313 no go 3"135		
1-SABOT	2691.77		4.5 .22 1 Sabot guide		
Tubages : Tubages : de Top a Bottom Phase Sabot ID OD Poids Grade Ecl Filet Obs					
CASING-18" 5/8	0 a 296	24	296 17.755 18.625 87.5 K55 STC		
CASING-13" 3/8	0 a 2002	17.5	2002 12.415 13.375 68 N80 LTC		
CASING-9" 5/8	0 a 1314	1314 8.681 9.625 47 P110 NVAM 9"5/8 HSC P110 47#			
CASING PATCH-9" 5/8	1314 a 1315.6		1315.6 9.625 NVAM CASING PATCH		
CASING-9" 5/8	1315.6 a 2713	12.25	2713 8.681 9.625 47 P110 9440 VAM		
CASING-7"	0 a 1394.5	1394.5 7 29 NVAM 7" HSC P110 29#			
CASING PATCH-7"	1394.5 a 1396	1396 7 NVAM CASING PATCH			
CASING-7"	1396 a 2939	8.5	2939 7 26.32 CASING 26 ET 32#		
Perforations : Date Top a Bottom Canon Type Reservoir Densite Phasing Obs					
12/04/1991	2687 a 2687.3	41B RDX	PERFORATE 4 90 Perfos de Squeeze		
12/04/1991	2714.6 a 2715	41B RDX	PERFORATE TAGS 6 90 Perfos de Squeeze		
12/04/1991	2717 a 2717.3	41B RDX	PERFORATE TAGS 4 90 Perfos de Squeeze		
26-04-1992	2765 a 2770	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2780 a 2788	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2797.5 a 2799.5	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2801 a 2804	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2807 a 2809	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2816 a 2819.5	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2833 a 2837	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2840 a 2844.5	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
26-04-1992	2849 a 2863	EJ III RDX	PERFORATE TAGS 4 0 REF:GR/NEUTRON 12-FEB-1971		
Plug et Restrictions : Date Top Bottom Type Obs					
			2928.7 B.Ciment		



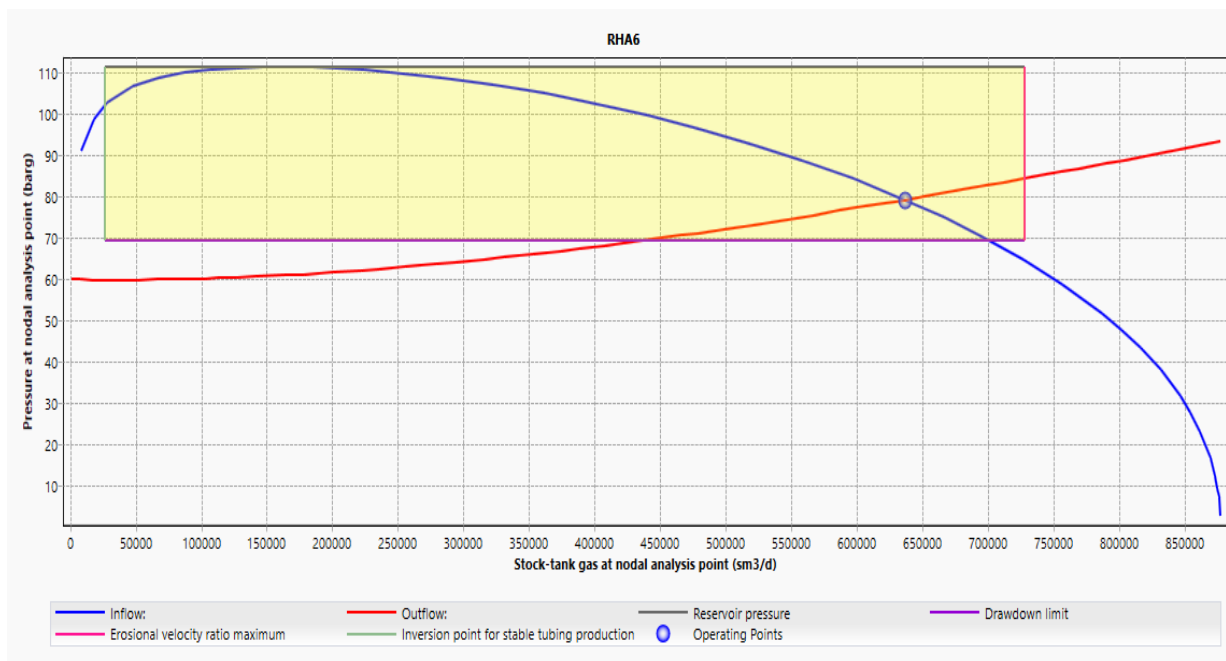
NB: Le fond actuel après le work Over est à 2920m.

Annexe B : Fiche de complétion de RHA01

Annexe 1

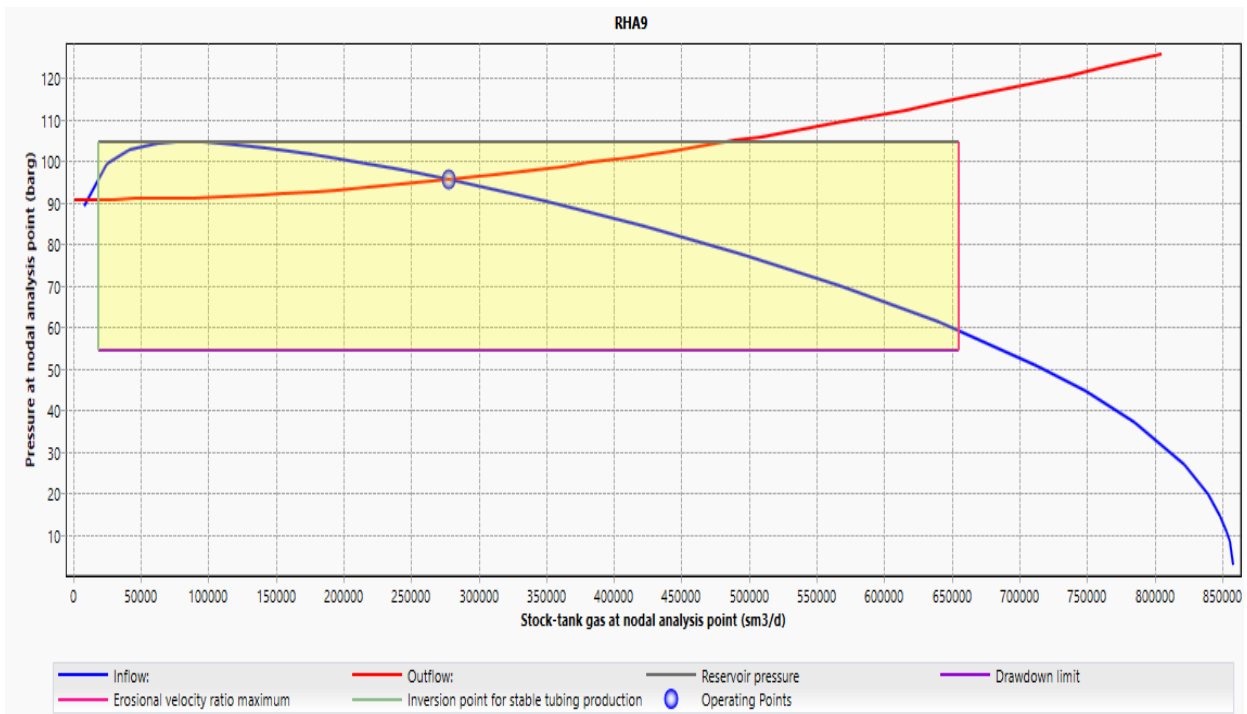


Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...	
	barg	sm3/d	sm3/d	
1	Flowrate=4.60...	98,23882	458515,7	31,72577

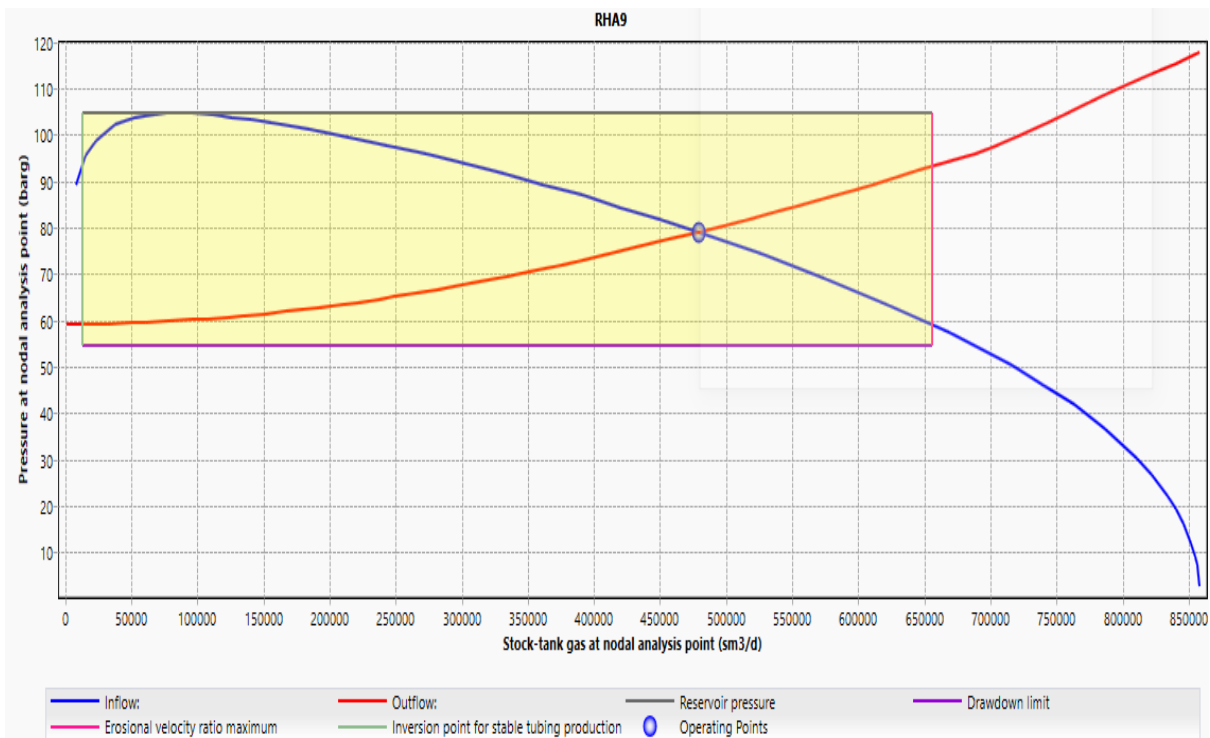


Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...	
	barg	sm3/d	sm3/d	
1	Flowrate=6.39...	79,23893	636528,2	44,04287

Annexe C : Analyse nodale avant et après le scenario compresseur boosting du puits RHA06

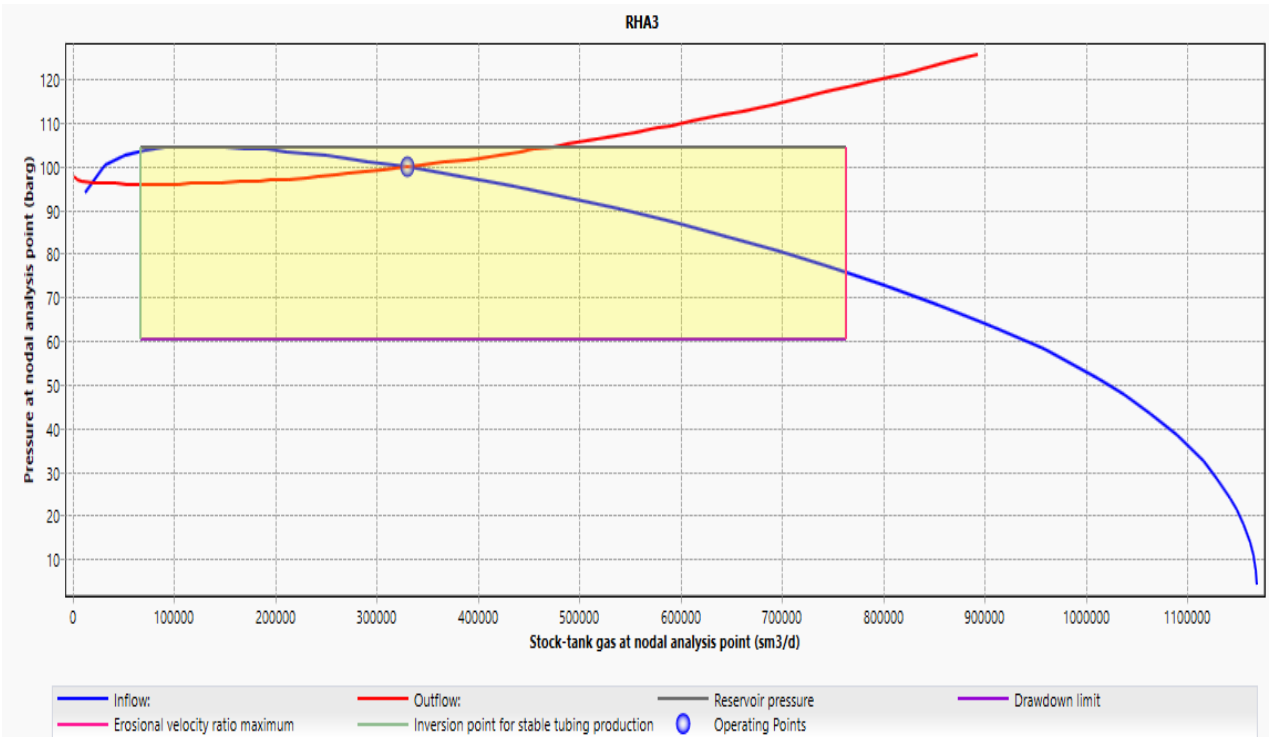


Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...
	barg	sm3/d	sm3/d
1	Flowrate=2.85...	277925,6	24,92815

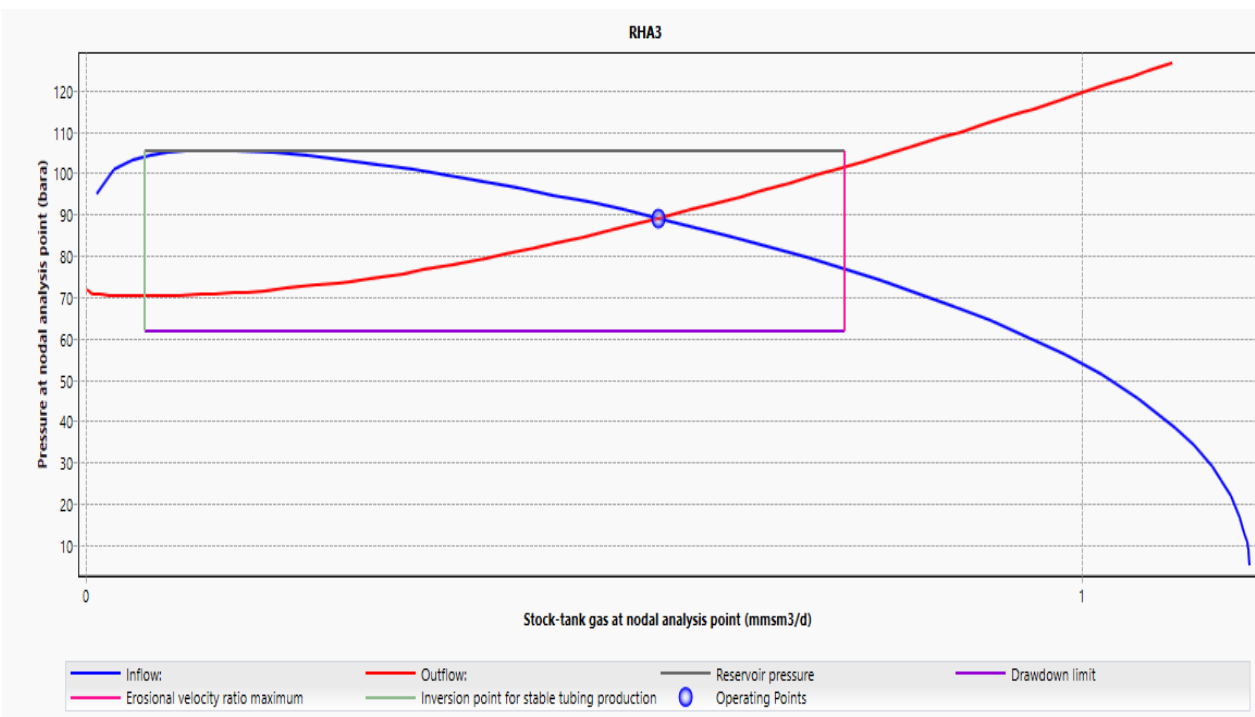


Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...
	barg	sm3/d	sm3/d
1	Flowrate=4.91...	479024	42,96539

Annexe C : Analyse nodale avant et après le scenario compresseur boosting du puits RHA09



Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...	
	barg	sm3/d	sm3/d	
1	Flowrate=3.64...	99,77369	330576,4	18,57713



Operating point	P at NA	ST Gas at NA	ST Oil at out...	
	barg	sm3/d	sm3/d	
1	Flowrate=6.34...	88,06131	575446,9	32,33791

Annexe C : Analyse nodale avant et après le scenario compresseur boosting du puits RHA03