

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

DJAGHLOUL Moncef
AOUNALLAH Housni

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

ANALYSE ET ETUDE DE LIQUID LOADING DANS LE CHAMP
GAZIER TEG

Devant le jury composé :

Mr. NAIT AMAR Menad	Docteur	SH DLAB Boumerdes	Président
Mr.ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mme. ZIOUANI Sara	Docteur	SH IAP Boumerdes	Examineur
Mr. SAIFI Redha	Maitre-Assistant A	UMB-Boumerdes	Examineur

Année universitaire : 2022-2023

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à ALLAH, le Tout-Puissant, qui nous a donné la force, le courage et volonté d'aller jusqu'au bout et de mener ce présent travail à son point ultime.

De prime abord, on tient à exprimer notre profonde reconnaissance et notre vif remerciement à Mr N. ZERAIBI., qui nous a fait l'honneur d'encadrer ce travail avec une grande disponibilité. Sa confiance, ses encouragements, son support et la passion de son travail ont été très stimulants.

Nous exprimons notre profonde gratitude envers les membres du jury, Mr BENYOUNES, Mr SAIFI et Mr GARECHE, pour leur précieuse contribution. Ce mémoire de master a été réalisé au niveau de IN SALAH GAS. Nous tenons à remercier Mr A. CHEMMAKH, Mr A. DADA, Mr S. YALLAOUI et tous les ingénieurs pour la disponibilité, la confiance, les conseils, l'encadrement et le soutien moral.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des enseignants du département
Gisements Miniers et Pétroliers

En fin toute personne qui a participé de près ou de loin à l'accomplissement de ce mémoire soit sincèrement remerciés.

Moncef & Housni

Dédicace

A nos parents qui ont veillé à nos études et à notre bien-être, nous ne trouverons jamais assez de mots pour leur exprimer amour et nos remerciements.

A nos très chers frères et sœurs.

A nos familles DJAGHLOUL et AOUNALLAH. A nos amies

A tous ceux qui nous sont très chers et qui ont su nous épauler lorsque nous avons besoin d'eux.

Moncef & Housni

ملخص

تعد مشكلة تحميل السائل أحد الاهتمامات الرئيسية في صناعة الهيدروكربونات ومكوناً رئيسياً لتكاليف الإنتاج. وهي مسؤولة عن كل من الانخفاض السريع في الإنتاجية وزيادة تكاليف التشغيل ، مما يؤدي إلى الإغلاق المبكر للآبار بسبب مستوى الإنتاج الذي أصبح غير اقتصادي.

توفر هذه الدراسة تحليلاً شاملاً لتحديد وتوقع وحل مشكلات تحميل السوائل في آبار الغاز في حقل TEG. تؤكد الدراسة على التأثير الكبير لتحميل السوائل على إنتاج الغاز وتسلسل الضوء على ضرورة استراتيجيات إدارة استباقية. من خلال تقييم طرق الكشف المختلفة، تؤكد الدراسة على أهمية التحديد المبكر والتشخيص. يكشف التقييم المقارن لنماذج التوقعات عن فاعلية نموذج بلفرويد في التنبؤ بمعدلات الغاز الحرجة بدقة. تم اقتراح حلول عملية ، بما في ذلك تحسين حجم الأنابيب وتنفيذ تقنيات الضغط ، للتخفيف من تحديات تحميل السائل وزيادة كفاءة إنتاج الغاز. بشكل عام ، تساهم هذه الدراسة في رؤية قيمة للصناعة ، وتعزز الإنتاج الأمثل للغاز وتقلل من وقت التوقف وتحسن الأداء العام في حقل TEG.

كلمات مفتاحية: تحميل السائل، حقل غاز TEG ، آبار الغاز ، تدفق الغاز الحرج ، نموذج بلفرويد ، نماذج التوقعات؛ حجم الأنابيب ؛ الضغط

Résumé

Le problème de liquid loading est l'un des préoccupations majeures dans l'industriel des hydrocarbures et un composant clé des coûts de production. Il est responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité et d'un accroissement des coûts opératoires. Il en résulte une fermeture prématurée des puits du fait d'un niveau de production devenu non économique.

Cette étude fournit une analyse approfondie de l'identification, de la prédiction et de la résolution des problèmes de liquid loading dans les puits de gaz du champ TEG. L'étude met l'accent sur l'impact significatif de liquid loading sur la production de gaz et souligne la nécessité de stratégies de gestion proactive. À travers l'évaluation de différentes méthodes de détection, l'étude souligne l'importance de l'identification précoce et du diagnostic. L'évaluation comparative des modèles de prédiction révèle l'efficacité du modèle Belfroid pour prédire avec précision les débits critiques de gaz. Des solutions pratiques, telles que l'optimisation de la taille des tubings et la mise en œuvre de techniques de compression, sont proposées pour atténuer les défis de liquid loading et maximiser l'efficacité de la production de gaz. Dans l'ensemble, cette étude apporte des connaissances précieuses à l'industrie, favorisant une production de gaz optimisée, une réduction des temps d'arrêt et une amélioration des performances globales dans le champ TEG.

Mots-clés : Liquid loading ; Champ TEG ; Puits de Gaz ; Débits Critiques de Gaz ; Modèle Belfroid ; Modèles de Prédiction ;

Abstract

The problem of liquid loading is one of the major concerns in the hydrocarbon industry and a key component of production costs. It is responsible for both a rapid decline in productivity and an increase in operating costs. As a result, wells are prematurely shut down due to uneconomical production levels.

This study provides a comprehensive analysis of the identification, prediction, and resolution of liquid loading problems in gas wells of the TEG field. The study emphasizes the significant impact of liquid loading on gas production and highlights the need for proactive management strategies. Through the evaluation of various detection methods, the study underscores the importance of early identification and diagnosis. The comparative evaluation of prediction models reveals the effectiveness of the Belfroid model in accurately predicting critical gas rates. Practical solutions, including optimizing tubing size and implementing compression techniques, are proposed to mitigate liquid loading challenges and maximize gas production efficiency. Overall, this study contributes valuable insights to the industry, promoting optimized gas production, reduced downtime, and improved overall performance in the TEG field.

Keywords: Liquid Loading; TEG Field; Gas Wells ; Critical gas rate;
; Belfroid. Model; Prediction Models; Tubing Sizing; Compression

Introduction générale.....	1
I Chapitre I : Analyse et historique de production du champ TEG.....	3
I.1 Introduction	3
I.2 Historique du champ TEG.....	3
I.2.1 Suivie et analyse du réservoir de Tegentour	4
I.3 Historique des puits Teg-17z, Teg-23z et Teg-26.....	8
I.3.1 Teg-17	8
I.3.2 Teg-23	9
I.3.3 Teg-26	10
I.4 Analyse des données historiques des puits	11
I.4.1 Modélisation du déclin de production.....	12
I.4.2 L'écarte entre le modèle et le débit réel	28
I.4.3 Discussion	29
I.4.4 L'effet du problème de liquid loading sur le déclin de débit.....	30
I.4.5 Analyse du WGR	32
I.4.6 Historique du gradient de pression.....	32
I.5 Conclusion.....	34
II Chapitre II : Le liquid loading dans les puits de gaz.....	35
II.1 Introduction	35
II.2 Multiphase du débit dans les puits de gaz	35
II.2.1 Écoulement annulaire (Annular-Mist Flow)	36
II.2.2 Écoulement de transition (Transition - Churn Flow)	36
II.2.3 Écoulement en bouchon (Slug Flow).....	36
II.2.4 Écoulement à bulles (Bubble Flow).....	37
II.3 Le concept de liquid loading	37
II.4 Les sources d'eau.....	38
II.4.1 Coning d'eau	38
II.4.2 Eau d'aquifère	39
II.4.3 Eau condensée	39
II.4.4 Hydrocarbures condensés.....	39
II.4.5 Production d'eau à partir d'une autre zone.....	40
II.4.6 Eau de formation libre.....	40
II.5 Les indicateurs utilisés pour la détection de liquid loading dans les puits de gaz	

II.5.1	L'analyse de la courbe de déclin de production.....	40
II.5.2	La différence de pression entre le tubing et casing	41
II.5.3	Le gradient de pression	41
II.5.4	La vitesse critique du chargement du liquide.....	42
II.6	Conclusion	43
III	Chapitre III : Modélisation de liquid loading dans le champ gazier TEG	44
III.1	Introduction	44
III.2	Modèle de gouttelette liquide	44
III.3	Modèle de film liquide	47
III.4	Évaluation de théorie de débit critique	55
III.4.1	Méthodologie d'évaluation de liquid loading	56
III.4.2	Évaluation des modèles à l'aide de la méthode de la matrice de confusion 58	
III.4.3	Analyse graphique pour prédire le phénomène de chargement des puits de gaz 62	
III.5	Conclusion	65
IV	Chapitre IV : Résolution de problème liquid loading dans le puits de gaz TEG 23 67	
IV.1	Introduction.....	67
IV.2	Analyse nodale du système.....	67
IV.3	Solutions préventives pour les problèmes de Liquid loading	68
IV.3.1	Méthodes pour maintenir l'écoulement naturel afin de prévenir le chargement liquide (énergie du puits)	68
IV.3.2	Méthodes de levage artificiel (Énergie externe) :	71
IV.4	Quantification d'eau produite du puits Teg23:	74
IV.5	Modélisation du puits Teg-23	75
IV.5.1	Définition des Propriétés PVT	75
IV.6	Évaluation du Tubing sizing pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de TEG :.....	76
IV.6.1	La décision de mettre en œuvre le Tubing sizing :	76
IV.6.2	Résultats de l'évaluation du Tubing sizing :	77
IV.7	L'efficacité de la compression pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de TEG.....	79
IV.7.1	Résultats de l'évaluation de l'application de la compression.....	79
IV.8	Conclusion	81

Conclusion générale	82
Références bibliographiques	83
Annexe A.....	86
Annexe B.....	87

Liste des tableaux

Table I-1:Les paramètres des modèles d'Arps	16
Table I-2:Les calculs des écarts entre le débit réel et les résultats de modèle	28
Table II-1:Les différents schémas d'écoulement en fonction des vitesses superficiels de gaz et de liquide	35
Table III-1:Données provenant de 24 puits de gaz du champ de gaz TEG	56
Table III-2:Débit critique de gaz des modèles.....	57
Table III-3:Résumé des prédictions et des identifications.....	58
Table III-4 : Métriques de performance du modèle.....	61
Table IV-1:Les données PVT .[9]	75

Liste des figures

Figure I-1:Profile typique de changement de production d'un champ de gaz	4
Figure I-2:L'historique de la production de champ TEG.....	4
Figure I-3:Illustration des phases	5
Figure I-4. Historique de la production pour la phase 01	5
Figure I-5: Historique de la production pour la phase 02.....	6
Figure I-6:Historique de la production pour la phase 03.....	7
Figure I-7:Historique de la production pour la phase 04.....	8
Figure I-8:L'historique de pression de tête pour Teg-17	9
Figure I-9: profile de production pour Teg-17	9
Figure I-10:L'historique de pression de tête pour Teg-23	10
Figure I-11:Profile de production pour Teg-23	10
Figure I-12:L'historique de pression de tête pour Teg-26	11
Figure I-13:Profile de production pour Teg-26	11
Figure I-14:Historique de production pour le puits Teg-23	13
Figure I-15:Historique de production pour le puits Teg-17	13
Figure I-16: Historique de production pour le puits Teg-26	14
Figure I-17:Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-17	14
Figure I-18: Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-23	15
Figure I-19:Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-26	15
Figure I-20:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Première phase (depuis la mise en service des puits jusqu'en 2011). Puits : Teg-17).....	17
Figure I-21:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017). Puits : Teg-17)	18
Figure I-22:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023). Puits Teg-17)	19
Figure I-23:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Première phase (depuis la mise en service des puits jusqu'en 2011). Puits : Teg-23)	21
Figure I-24:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017). Puits : Teg-23)	22
Figure I-25:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023). Puits : Teg-23)	23
Figure I-26:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (phase : (2017-2020). Puits : Teg-23).....	24
Figure I-27:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (phase : (2020-2023). Puits : Teg-23).....	25
Figure I-28:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017). Puits : Teg-26)	26
Figure I-29:Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023). Puits : Teg-23)	27
Figure I-30:L'évolution des fonctions des écarts pour chaque puits en fonction des phases	29

Figure I-31:Les fluctuations dans les données de production dans les dernières années	30
Figure I-32:Changement de coefficient de déclin au fil des années.....	30
Figure I-33:Profil de production pour les puits qui sont souffrés du liquid loading. Adapté par Fernandez et al. (2010)	31
Figure I-34:Historique de WGR et salinité du champ Teg depuis 2014	32
Figure I-35:Gradient de pression d'un puits a le liquid loading	33
Figure I-36:Les niveaux d'eau enregistrés dans les puits du Teg	33
Figure II-1:Annular-Mist Flow.....	36
Figure II-2:Transition - Churn Flow.....	36
Figure II-3:Slug Flow	36
Figure II-4:Bubble Flow	37
Figure II-5:Coning d'eau.....	38
Figure II-6 :Figure 11. Elévation de plan de contacte gaz/eau	39
Figure II-7 : Production d'eau à travers des fractures.....	40
Figure II-8:Courbe de déclin d'un puits avec chargement de liquide	40
Figure II-9:Indication de pression dans le casing et le tubing de production.....	41
Figure II-10:Gradient de pression d'un puis avec chargement de liquide	42
Figure II-11:Les différentes forces agissant sur la gouttelette d'eau	42
Figure III-1. Mouvement des gouttelettes liquides	44
Figure III-2. Vitesse critique de gaz par rapport à l'angle d'inclinaison (Belfroid et al., 2008)	46
Figure III-3. Mouvement du film liquide	47
Figure III-4. Modèle physique pour l'écoulement annulaire en écoulement ascendant. Adapté de Shoham (2006).....	48
Figure III-5. Géométrie de l'écoulement annulaire pour une épaisseur de film uniforme... ..	49
Figure III-6. Dimensionless interfacial shear stress at different liquid velocities	50
Figure III-7. Steady state solutions for vertical annular flow.....	51
Figure III-8. Distribution de l'épaisseur du film liquide autour de la circonférence du tuyau.	52
Figure III-9. chéma de l'épaisseur du film liquide uniforme et non uniforme.....	53
Figure III-10:. Schéma du gradient de pression totale observé sur un tuyau vertical. D'après Zabarar et al. (1986).	55
Figure III-11 : Matrice de confusion pour les prédictions du modèle.	60
Figure III-12:Turner et al. (1969) prediction results.	62
Figure III-13:Belfroid et al. (2008) prediction results.....	63
Figure III-14:Barnea et al. (1987) prediction results.....	63
Figure III-15:Shekhar et al. (2017) prediction results.	64
Figure III-16:Prédiction et précision de l'identification des modèles de puits à gaz 'Unloaded'	64
Figure III-17:Prédiction et précision de l'identification des modèles de puits à gaz Loaded	65
Figure IV-2: System nodal analysis.....	68
Figure IV-4: Les différents cycles du système plunger lift [8].....	69
Figure IV-6 : Système velocity string [6].....	70

Figure IV-7 : Effet de compression	71
Figure IV-8 : Application de pompes de fond pour le liquid loading	72
Figure IV-10: Types de Gas lift.....	73
Figure IV-11: Le principe de fonctionnement de la mousse	73
Figure IV-12:Résultat de water Test TEG 23. [19]	74
Figure IV-14:Étude de pression pour le TEG 23 montrant le niveau de liquide.[9]	76
Figure IV-15 : Nodal Analysis for TEG-28 with Different Tubing Sizes.....	77
Figure IV-16 :Effet de Tibing sizing sur l'analyse nodale du système pour le puits TEG 18.	78
Figure IV-17:Débits réels vs débits critiques pour TEG-18.....	78
Figure IV-18: Nodal Analysis for TEG-23 with Different wellhead pressure	80
Figure IV-19 :Effet de la réduction de wellhead pressure sur l'analyse nodale du système pour le puits TEG 23.	80
Figure IV-20:L'effet de la compression sur la prédiction et le débit critique de Turner pour le puits TEG 23.....	81

Nomenclature

Latin letters

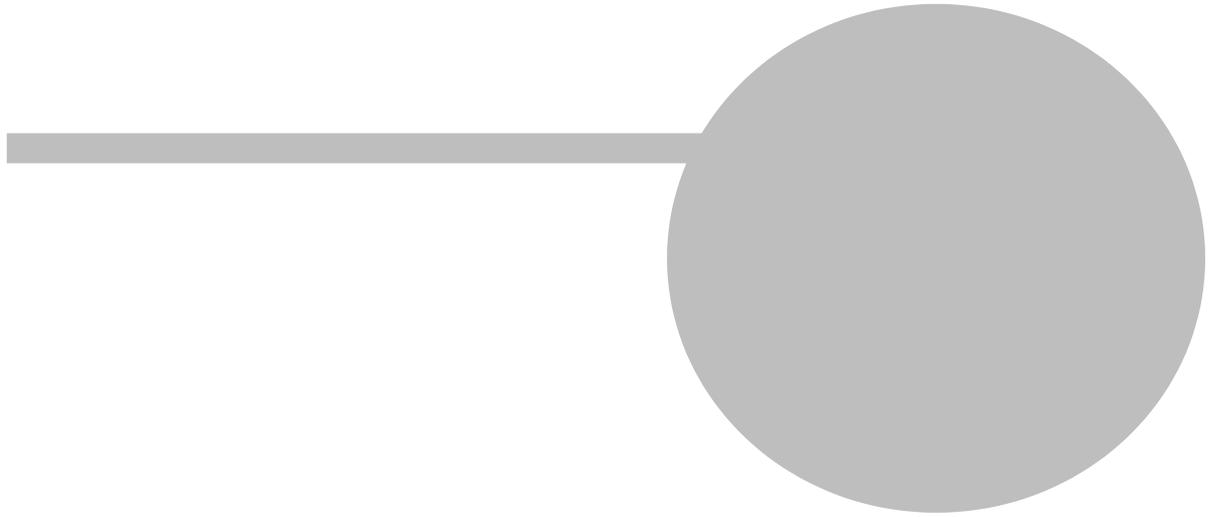
A	Zone de section de tuyau, [m ²]
D	Diamètre de Tubing, [m]
dp/dx	Gradient de pression, [Pa/m]
E	Entraînement des gouttelettes, [-]
f	Facteur de frottement, [-]
g	Accélération de la gravité, [m/s ²]
p	Pression, [Pa]
p_{wf}	Pression de fond [Psia]
p_{wh}	Pression tête de puits [Psia]
Re	Nombre de Reynolds, [-]
v_{sg}	Vitesse superficielle du gaz, [m/s]
v_{sl}	Vitesse superficielle du liquide, [m/s]

Greek letters

α	Fraction volumique de gaz in situ
β	Moitié de l'angle confirmé par la périphérie mouillée par le liquide dans un écoulement stratifié, [°]
δ	Épaisseur du film, [m]
μ	Viscosité, [cP]
Φ	Circonférence du tuyau, [°]
ρ	Densité, [kg/m ³]
σ	Tension superficielle, [N/m]
τ	Contrainte de cisaillement, [Pa]
ϑ	Angle du tuyau par rapport à l'horizontale, [°]

Abréviations

MMscf	Million standard cubic feet de gaz ;
TEG	Teguentour;
D30	Dévonien
KPI	Key Performance Indicator
WHP	Wellhead Pressure
FLT	Flow line Temperature
PVT	Pression, Temperature, Volume
API	American Petroleum Institute
STB	Stock Tank Barrel
IPR	The Inflow Performance Curve;
VLP	Vertical Lift Performance;
TPR	Tubing Performance Relation
GLR	Gas Liquid Ration ;
ESP	Pompe Electrique Submersible ;
PCP	Pompe à Cavité Progressive ;
ACP	Packer Annulaire Chimiques ;
TVDSS	Total Vertical Depth Sub Sea;
WGR	Water Gas Ration;
MDDbrt	Measured Depth Below Rotary Table;
TD	Total Depth;
TVDbrt	True Vertical Depth Below Rotary Table;
PPM	Parties Par Million;
BHP	Bottom Hole Pressure;
ID	Inside Diameter;
Exp	Exponential
Ham	Harmonic
Hyp	Hyperbolic



Introduction générale

Introduction générale

Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 % par an entre 2008 et 2035 selon différents scénarios et restera dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, même si leur part est prévue à la baisse.

Suite à cette augmentation continue, de la demande mondiale en hydrocarbures et la diminution du nombre de nouvelles découvertes par année, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'hydrocarbures d'une manière plus efficace et plus économique.

Les venues d'eau représentent un concurrent associé à la production de gaz naturel, actuellement et à l'échelle mondiale, la production journalière d'eau est d'environ 210 barils [4] accompagnant 75 million standard cubique feet de gaz (mmscf) [4] soit une moyenne de trois barils d'eau pour chaque million standard cubique feet de gaz.

Au cours de la vie de la plupart des puits, le pourcentage d'eau dans le gaz produit ne cesse d'augmenter, cette production d'eau représente un problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements gazier. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau, chaque année plus de 40 milliards de dollar [4] sont dépensés mondialement pour le traitement d'eau produite. Elle peut aussi créer des impacts irréversibles sur l'environnement, si elle n'est pas bien prise en charge lors de stockage et de décharge. Des problèmes induits tels que la corrosion des équipements tubulaires ou les dépôts sont souvent rencontrés. Il en résulte une fermeture prématurée de ces puits du fait d'une production devenue non économique.

Ainsi, le problème de liquid loading est devenu l'une des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers et un composant clé des coûts d'exploitation. Afin d'améliorer la production et la durée de vie des puits, on fait appel à plusieurs techniques pour comprendre les sources et les mécanismes des venues d'eau, ainsi que pour planifier des solutions possibles et ensuite surveiller les puits d'exploitation, ce que on va essayer de mettre en évidence dans ce mémoire.

Cette étude a pour objectif de comprendre et résoudre le problème de liquid loading dans le puits Teg-23 au sein du champ de Tegentour à In Salah Gas.

C'est dans cette perspective de travail, l'étude menée a été divisée en quatre chapitres :

Chapitre 1 : L'objectif de ce chapitre était d'analyser les données de production du champ TEG et l'impact de liquid loading sur la production de gaz, mettant en évidence la corrélation entre l'accumulation d'eau, la baisse des débits de gaz et la nécessité de stratégies de gestion proactive.

Chapitre 2 : L'objectif de ce chapitre était de souligner l'importance de la détection précoce et du diagnostic de liquid loading dans les puits de gaz, en promouvant la

Introduction générale

compréhension des régimes d'écoulement et de la vitesse critique en tant qu'outils efficaces pour la prédiction et la gestion.

Chapitre 3 : L'objectif de ce chapitre était d'évaluer différents modèles de prédiction de liquid loading dans les puits de gaz, dans le but d'identifier le modèle le plus précis et de fournir des insights pour la prise de décision dans l'industrie du gaz.

Chapitre 4 : L'objectif de ce chapitre était de proposer des solutions pratiques, telles que l'optimisation de la taille des tubages et la mise en œuvre de techniques de compression, pour atténuer les problèmes de liquid loading et améliorer l'efficacité de la production de gaz dans le champ TEG.

Chapitre



I

Analyse et historique de production
du champ TEG

I Chapitre I : Analyse et historique de production du champ TEG

I.1 Introduction

Parmi les nombreux champs gaziers à travers le monde, le champ gazier de Teg représente un actif significatif, contribuant de manière substantielle à la chaîne d'approvisionnement énergétique. Dans cette analyse, nous examinons attentivement les données de production du champ gazier de Teg, en mettant l'accent sur les paramètres clés, les tendances et les schémas pour obtenir des informations précieuses sur ses performances opérationnelles.

Le champ gazier de Teg, situé dans une région réputée pour ses réserves abondantes de gaz, est en exploitation depuis 2004. Il constitue une source vitale de production de gaz naturel, rendant impératif d'étudier et de comprendre ses données de production en profondeur. L'objectif principal de cette analyse est d'explorer et d'évaluer divers aspects des données de production du champ gazier de Teg, y compris les volumes de production, les taux de déclin et les zones potentielles d'optimisation.

Le champ de Teguentour (Teg) se trouve dans les blocs 344 et 345 à l'ouest du district 3 en Algérie, à environ 75 km au sud-sud-est de Krechba et compte un total de 23 puits producteurs de gaz. La majorité de la production de gaz d'In Salah Gas (ISG) provient de ce champ (Dévonien), qui se caractérise par de très grandes réserves et une haute teneur en dioxyde de carbone (CO₂).[9]

I.2 Historique du champ TEG

Afin d'assurer l'exactitude et la fiabilité de nos résultats, un processus rigoureux de collecte de données a été mis en place. Les données de production pertinentes, englobant les enregistrements quotidiens, mensuels et annuels, ont été obtenues à partir de la base de données opérationnelle du champ gazier de Teg. Ces données ont été soigneusement sélectionnées et prétraitées pour éliminer les valeurs aberrantes ou les incohérences.

Les informations de production ont été recueillies depuis le début de sa mise en service jusqu'à maintenant (2004-2023). Au cours de ces années, le champ a connu plusieurs événements majeurs, dont l'installation de deux stations de compression, la première en 2011 et la seconde en 2017, afin de répondre aux exigences de production générale après la diminution de la pression du réservoir au fil du temps. L'analyse globale des données révèle de phases principales, qui peuvent être divisées en avant 2011, lorsque la production était abondante en raison des objectifs de l'entreprise visant à augmenter la production grâce à grand potentiel du champ. Et après 2012 qui est caractérisée par une forte diminution de la production en raison de la faible pression du gaz dans les puits, ce qui peut s'expliquer par plusieurs paramètres, Ces phases sont clairement visibles dans la figure (I-1), le profil de production du champ TEG est enregistré sur la figure (I-2) :

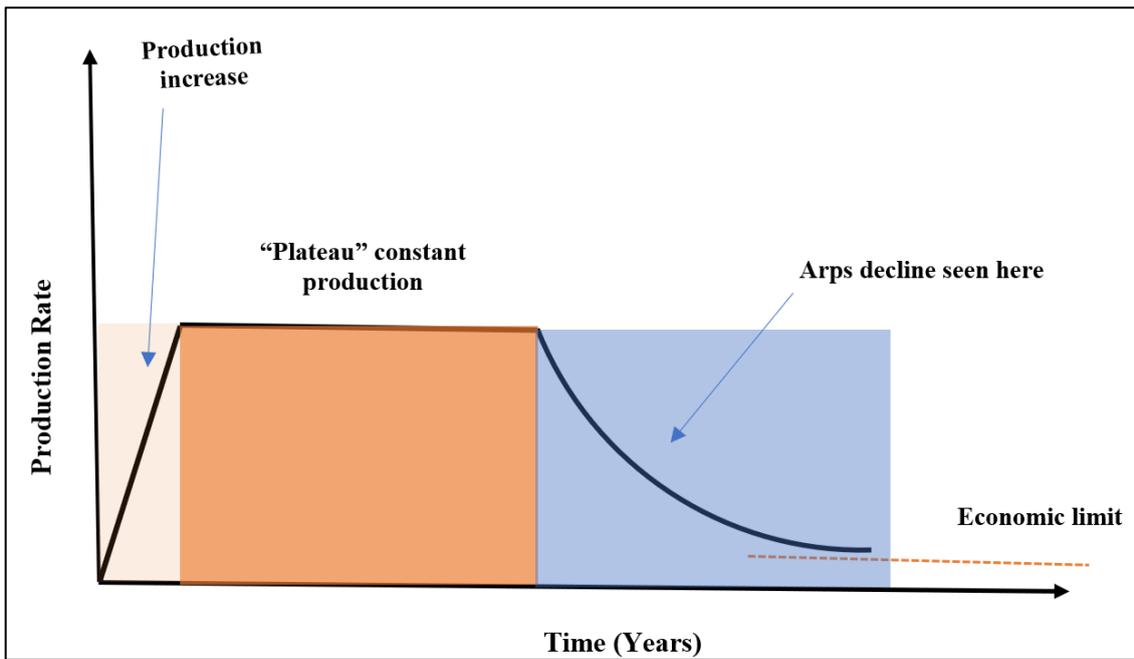


Figure I-1: Profile typique de changement de production d'un champ de gaz .[18]

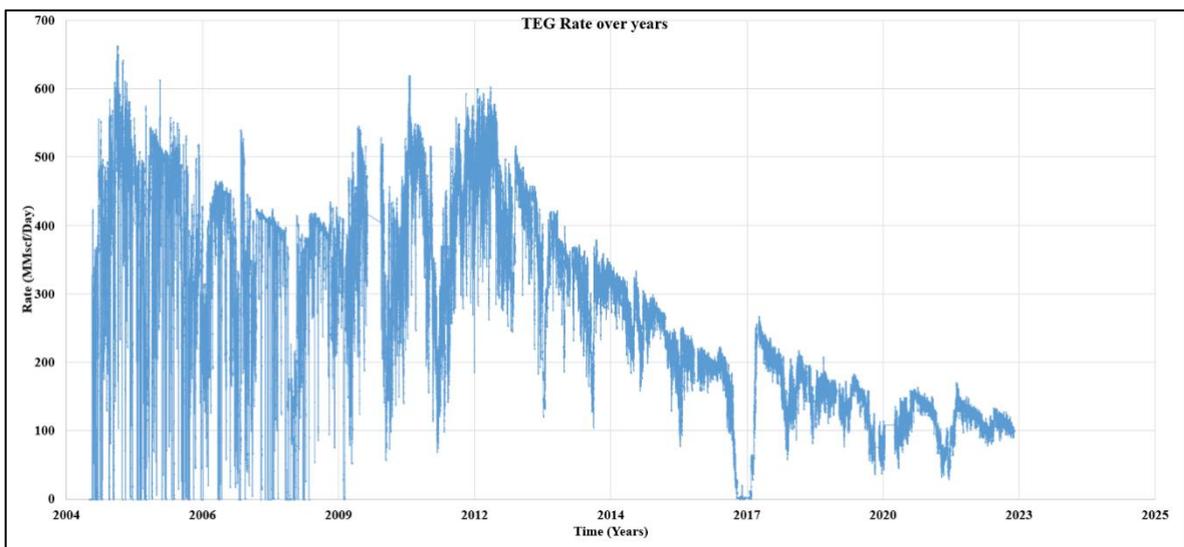


Figure I-2: L'historique de la production de champ TEG .[17]

I.2.1 Suivre et analyse du réservoir de Teguentour

Pour bien analyser cette courbe, elle a été divisée en 4 phases principales. La première est avant 2005, lorsque la production était en augmentation pendant une année. Avant l'installation de première station de compression en 2011, la deuxième est entre le temps d'installation de la première station de compression et la deuxième station de compression, tandis que la troisième phase se situe après l'approvisionnement du champ de TEG en deuxième station de compression en 2017, ses phases sont montrées sur la figure (I-3) comme suit :

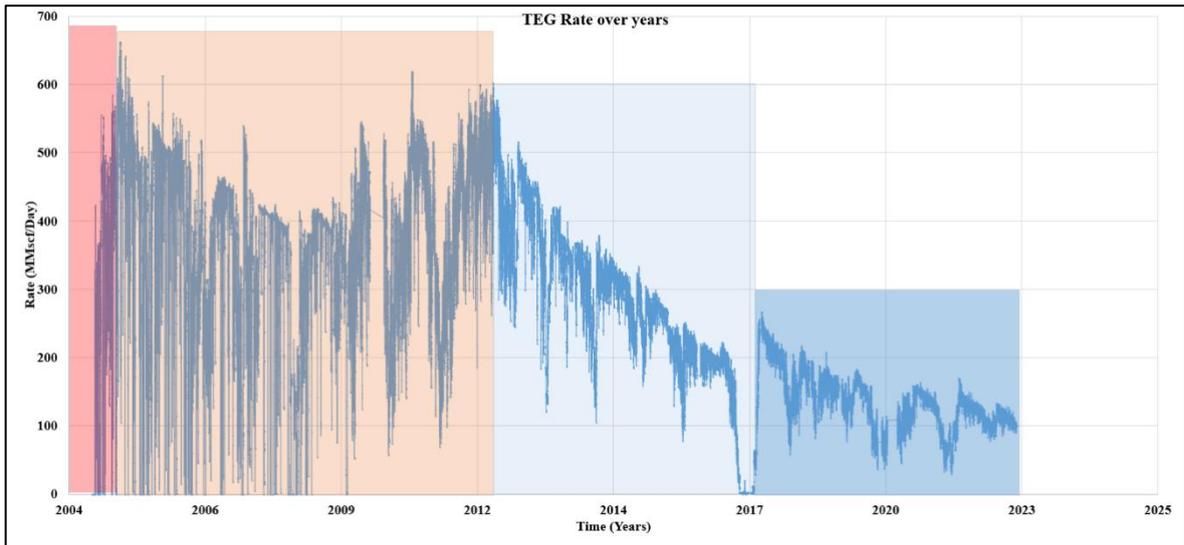


Figure I-3: Illustration des phases

I.2.1.1 Première phase (2004 – 2005)

Au cours de la première année de vie du champ Teg, nous avons observé une augmentation exponentielle de la production en raison de la mise en service successivement des puits, en particulier ceux à haut rendement (plus de 100 MMscf/day), le nombre des puits producteurs à la fin de 2005 Atteint 13 puits.

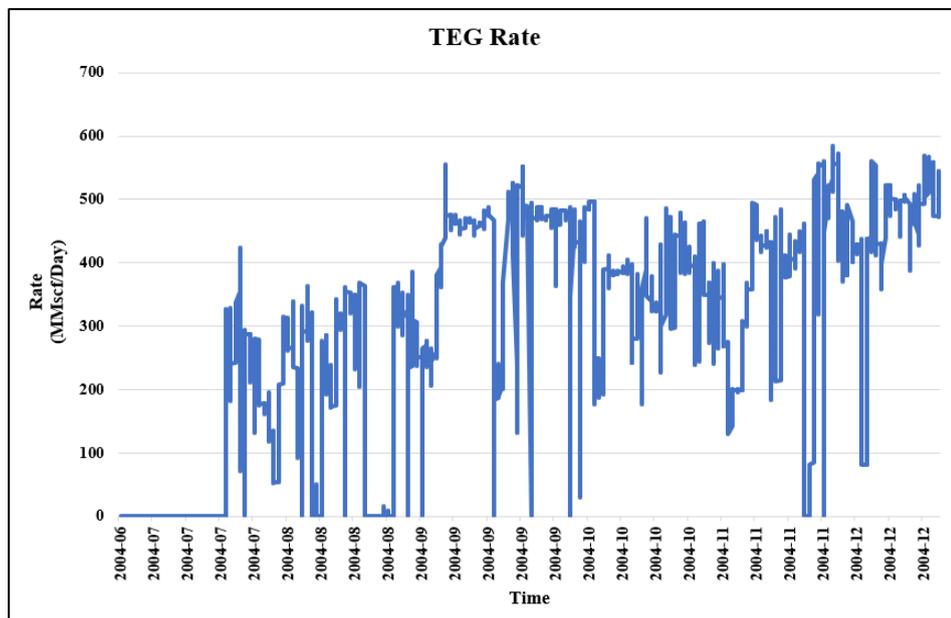


Figure I-4. Historique de la production pour la phase 01. [17]

I.2.1.2 Deuxième phase (2005 – 2011)

Dans la première phase de développement des champs de In Salah, Tegentour fut l'un des champs le plus important avec un taux de production de $3.5 \times 10^9 \text{ cm}^3/\text{an}$. Cela représente $\sim 40\%$ du profil global de production des champs de In Salah Gas durant les sept (07)

premières années de production, c'est pour ça cette phase est caractérisée par un taux de production élevé, deux paramètres essentiels sont les responsables :

- Au cours des premières années de production, le diamètre élevé du tubing dans les puits de gaz a un impact significatif sur la performance globale du champ. En utilisant un diamètre de tubing plus grand, on peut réduire les pertes de charge et faciliter le débit de gaz du réservoir vers la surface. Cela permet une production plus efficace et une capacité de production initiale plus élevée.
- Une pression initiale élevée dans le réservoir crée une plus grande différence de pression entre cette dernière et le puits de production, favorisant ainsi l'écoulement du gaz vers le puits. Cela permet d'obtenir un taux de production plus élevé et une récupération plus rapide du gaz du champ de TEG.

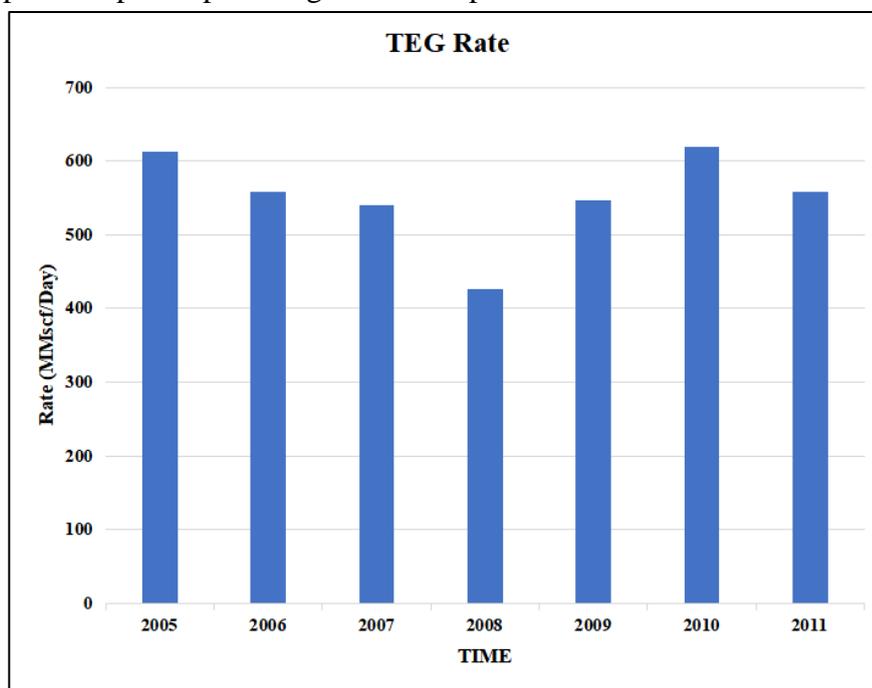


Figure I-5: Historique de la production pour la phase 02 .[17]

I.2.1.3 Troisième phase (2012-2016)

Au cours de cette période, de nouveaux puits ont été mis en service, cependant, les pressions d'écoulement en tête de puits dans le champ de Teguentour ont commencé à décroître après six années d'exploitation, entraînant une diminution sensible de la pression du réservoir.

Afin d'assurer un approvisionnement continu en gaz sur une longue période sans interruption, une station de compression de gaz a été installée sur le site. L'objectif était de maintenir une alimentation régulière en gaz, respectant les débits et les pressions requis. Le projet de compression de Teguentour a été mis en place en 2011 dans le but de garantir un débit de gaz constant tout en maintenant les pressions nécessaires. Cela permettait de maintenir une réserve de gaz continue, assurant ainsi une alimentation en gaz ininterrompue.

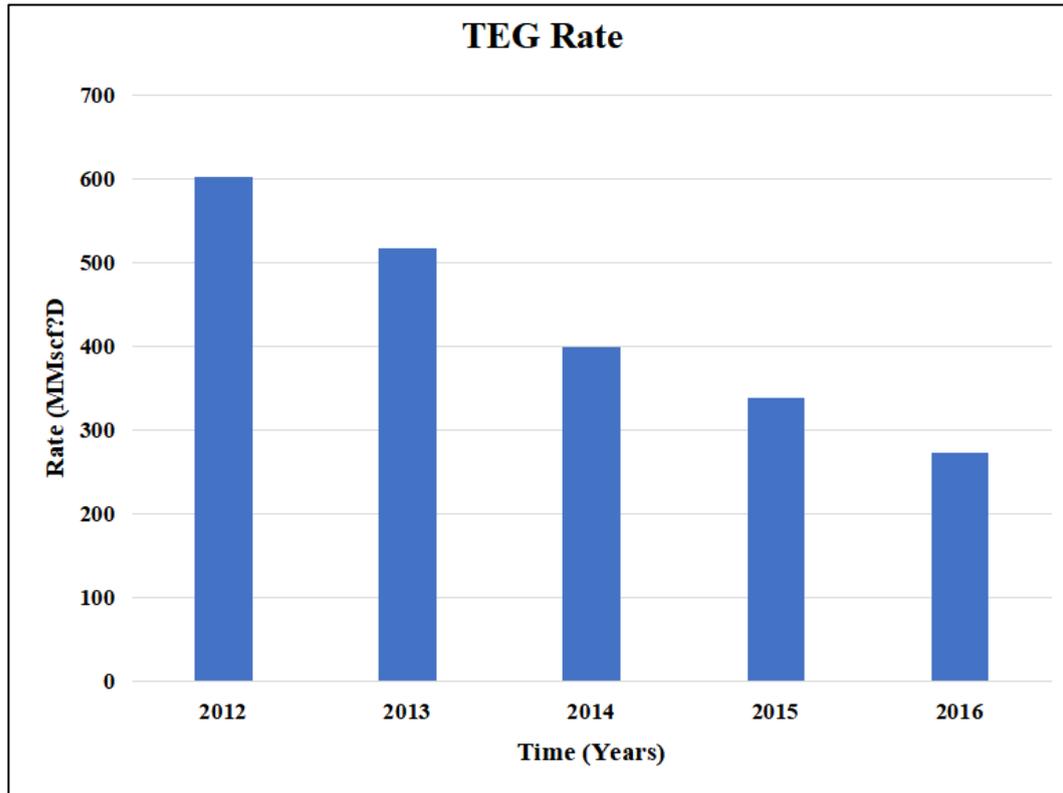


Figure I-6: Historique de la production pour la phase 03 .[17]

D'après la figure si ci-dessus, on remarque que le déclin de production a commencé à être important en 2014, cela est dû au fonctionnement par intermittences de certains puits de gaz à Teguentour (Teg).

I.2.1.4 Quatrième phase (2017-2023)

Avec l'augmentation de la production du champ, la baisse de pression s'est accélérée de manière significative, ce qui a conduit la société à installer une deuxième station de compression en 2017. Au début de cette phase, après la fermeture de tous les puits pour permettre l'installation de la station, il est observé que la courbe de production du champ gazier débute à un niveau plus élevé que celui de l'année précédente (2016). Cela peut s'expliquer par le fait que la fermeture temporaire des puits, suivie de leur réouverture, entraîne une augmentation de la pression interne, ce qui se traduit par une hausse notable de la production immédiatement après la réouverture des puits. Cependant, cet effet est de courte durée. Par la suite, le comportement de la courbe est similaire à celui de la période précédente, avec une diminution progressive de la production.

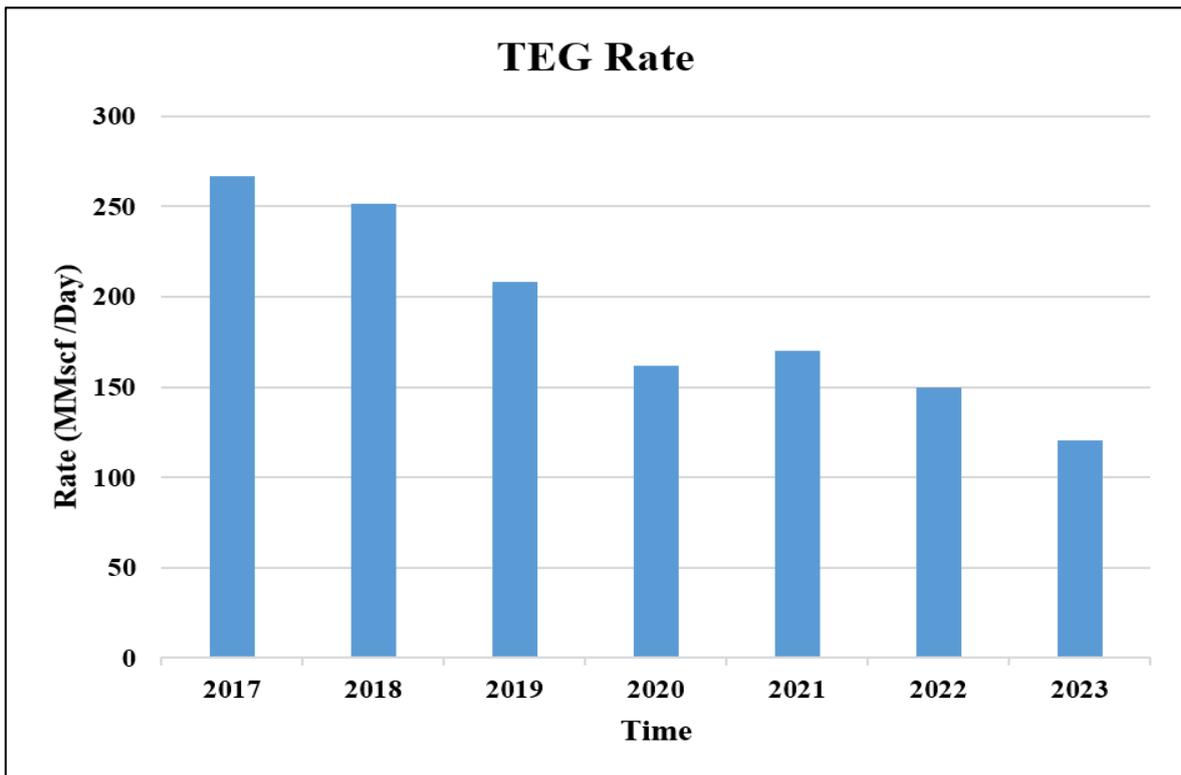


Figure I-7: Historique de la production pour la phase 04 . [17]

I.3 Historique des puits Teg-17z, Teg-23z et Teg-26

I.3.1 Teg-17

Le puits Teg-17 a été le troisième « nouveau forage » du programme de développement de gaz In Salah. L'objectif était de fournir un puits dévié qui produirait un potentiel maximal tout en minimisant les dommages dans la formation.

Teg-17 a été projeté le 1er janvier 2004 avec Enafor Rig-18. Le puits a été foré à 557 mDDbrt où des pertes totales se sont produites. Le train de forage a coincé, a été coupé et un poisson a été laissé dans le trou. Le puits a été détourné comme Teg-17z. Le 13 avril 2004, ce dernier a été foré à un TD final de 3103 mDDbrt dans la formation (D30).

Le puits Teg-17 est un puits incliné producteur de gaz sec dans les réservoirs dévonien (D55/D40L/D30U) de Teg dont les profondeurs sont les suivantes :

- D55 à partir de 2824 jusqu'à 2833 mTVDbt
- D40L à partir de 2981 jusqu'à 3090 mTVDbt
- D30U à partir de 3002 jusqu'à 3103 mTVDbt

La production du puits Teg-17 depuis sa mise en service ainsi que l'historique de pression de tête sont représentées par les courbe ci – dessous.

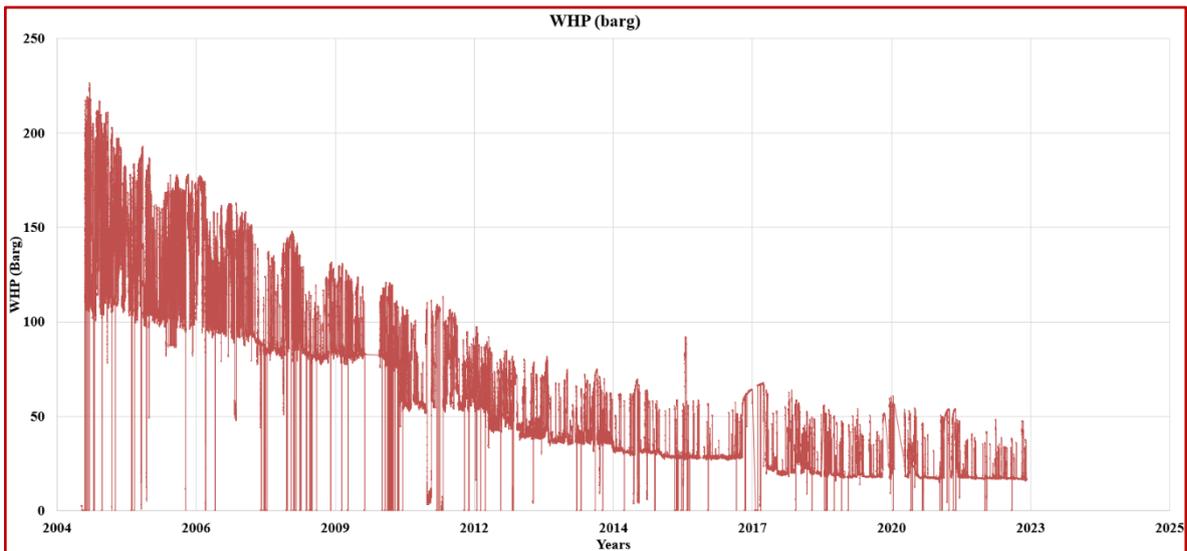


Figure I-8:L'historique de pression de tête pour Teg-17 . [17]

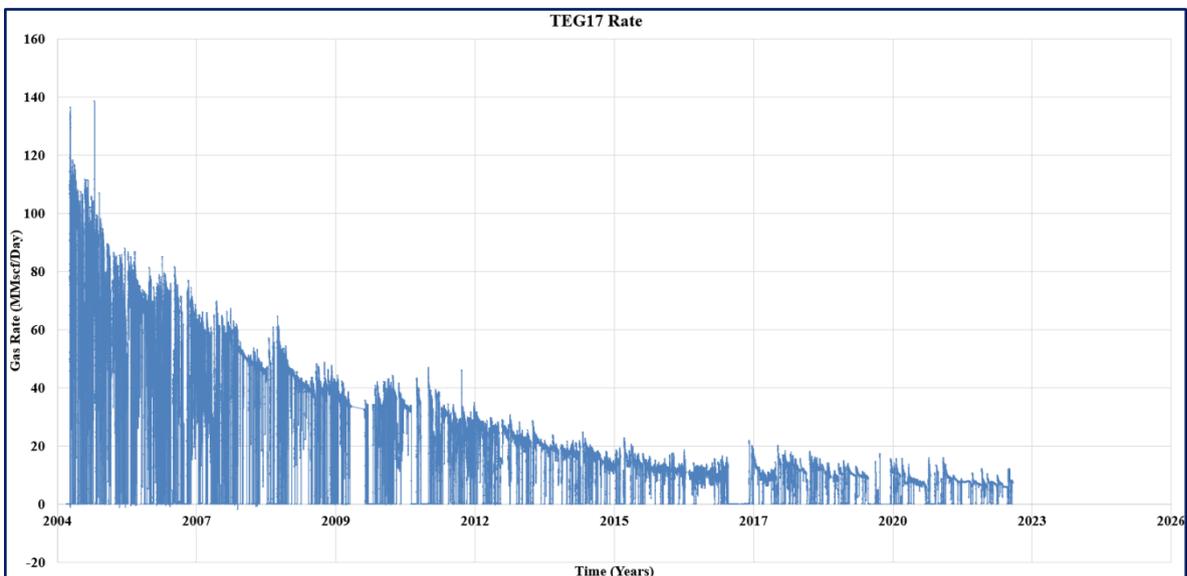


Figure I-9: profile de production pour Teg-17 . [17]

I.3.2 Teg-23

Teg-23 a été le septième puits de gaz post-premier foré, pour tester les réservoirs dévoniens inférieurs du terrain de Teg (D40 et D30). Il a été planifié comme le troisième multilatéral sur le champ de Teg et le latéral pour cibler principalement le réservoir D55.

Le puits a été projeté avec Enafor Rig-41 le 18 janvier 2009. Il a été foré à 1789 m TVDbrt où le train de forage a coincé, a été coupé et un poisson a été laissé dans le trou. Le puits a été détourné comme Teg-23z à 1422 mTVDbrt. Ce dernier a été foré à un TD final de 3028 mDDBrt dans la formation (D30), le 19 avril 2009.

Teg-23z produit dans Dévonien inférieur de Teg dont les profondeurs suivantes :

- D55 à partir de 2820.9 jusqu'à 2825.8 mTVDbrt
- D40L / D30U à partir de 2932.7 jusqu'à 3028 mTVDbrt

Dans les figures suivantes nous avons l'historique de production du puits ainsi que l'historique de pression de tête du puits Teg-23z depuis sa mise en service

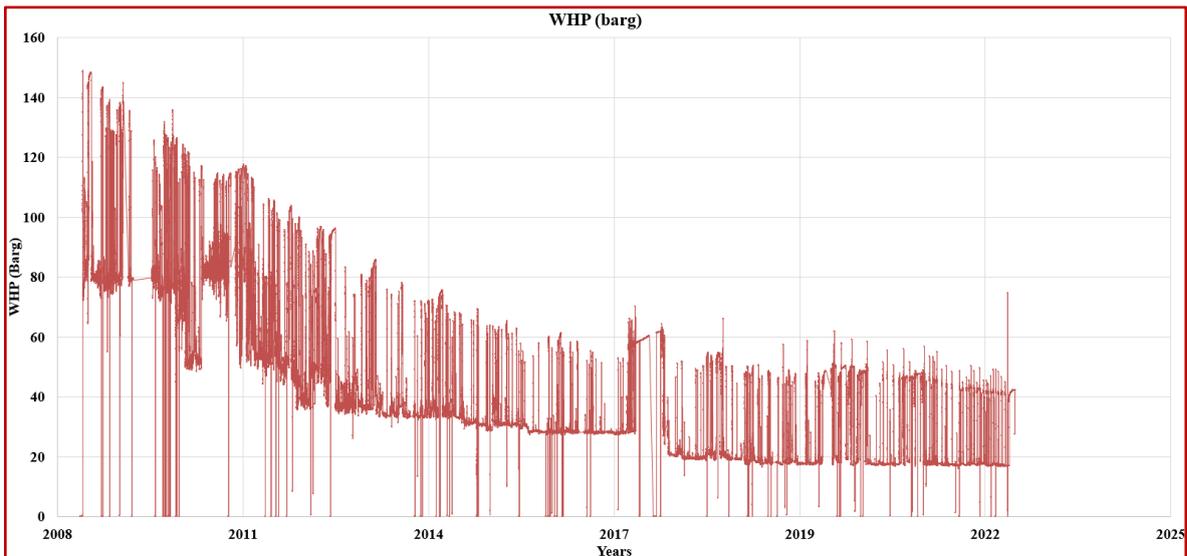


Figure I-10: L'historique de pression de tête pour Teg-23

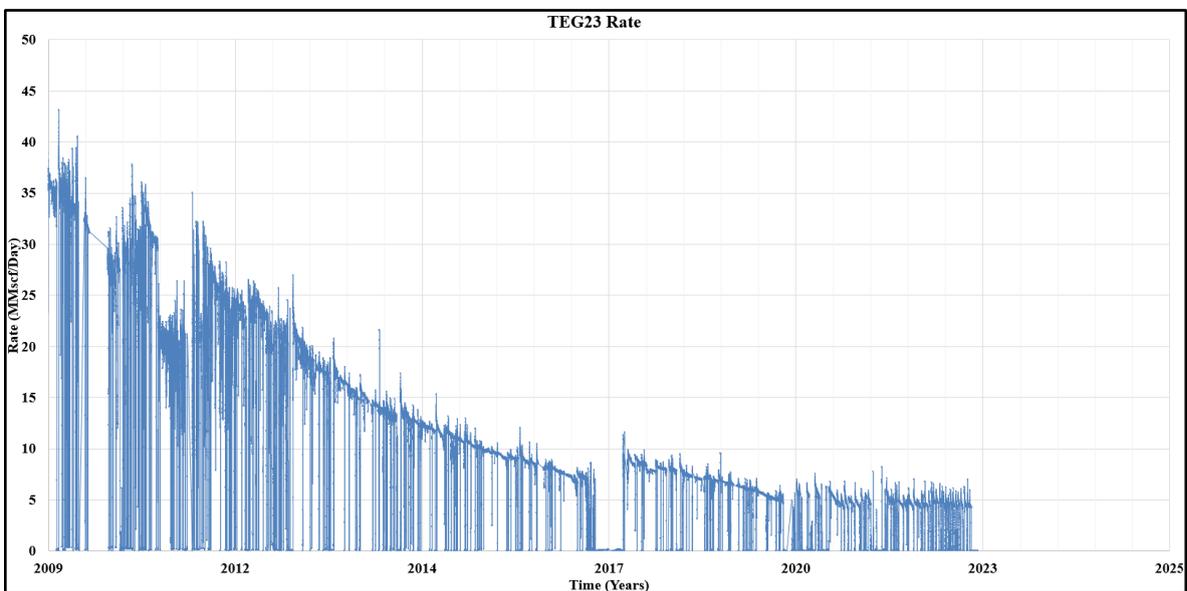


Figure I-11: Profile de production pour Teg-23

I.3.3 Teg-26

Le puits Teg-26 a été le sixième puits de gaz foré pour tester les réservoirs du Dévonien inférieur du terrain de Teg. Le puits a été projeté avec Enafor Rig -19 le 4 avril 2011 et a été foré verticalement jusqu'à atteindre la profondeur de 3023m TD dans la formation du réservoir D30, atteinte le 24 mai 2011.

Teg-26 produit dans Dévonien inférieur de Teg dans les profondeurs suivantes :

- D55 à partir de 2811.4 jusqu'à 2833 mTVDbrt
- D40L / D30U à partir de 2936.6 jusqu'à 3023 mTVDbrt

L'historique de production du puits Teg-26 ainsi que l'historique de pression de tête depuis sa mise en service sont représentées sur les figure suivantes :

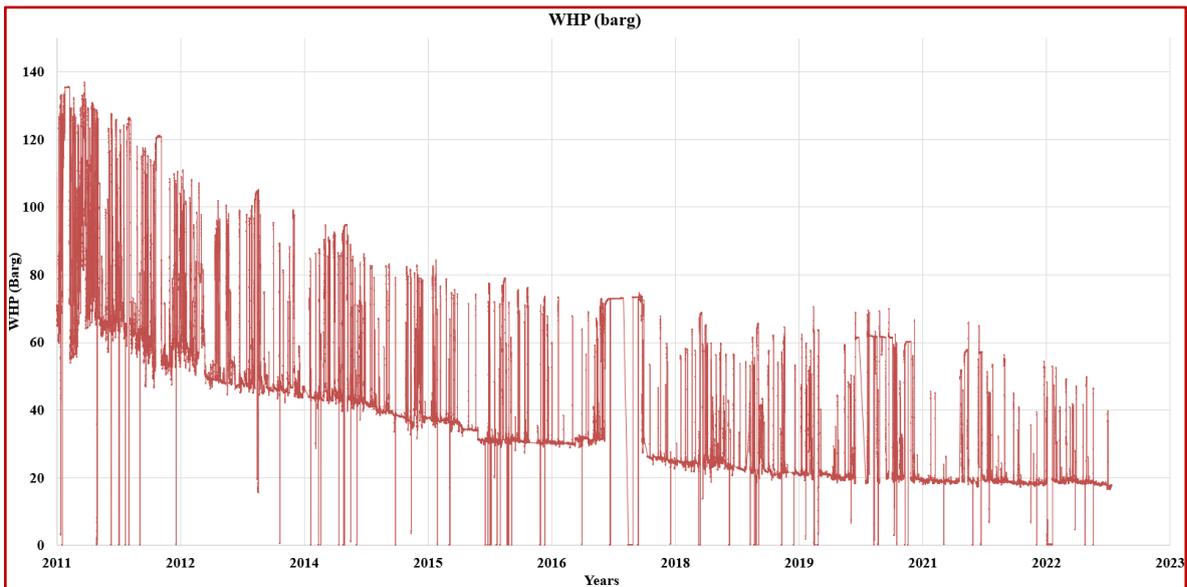


Figure I-12: L'historique de pression de tête pour Teg-26

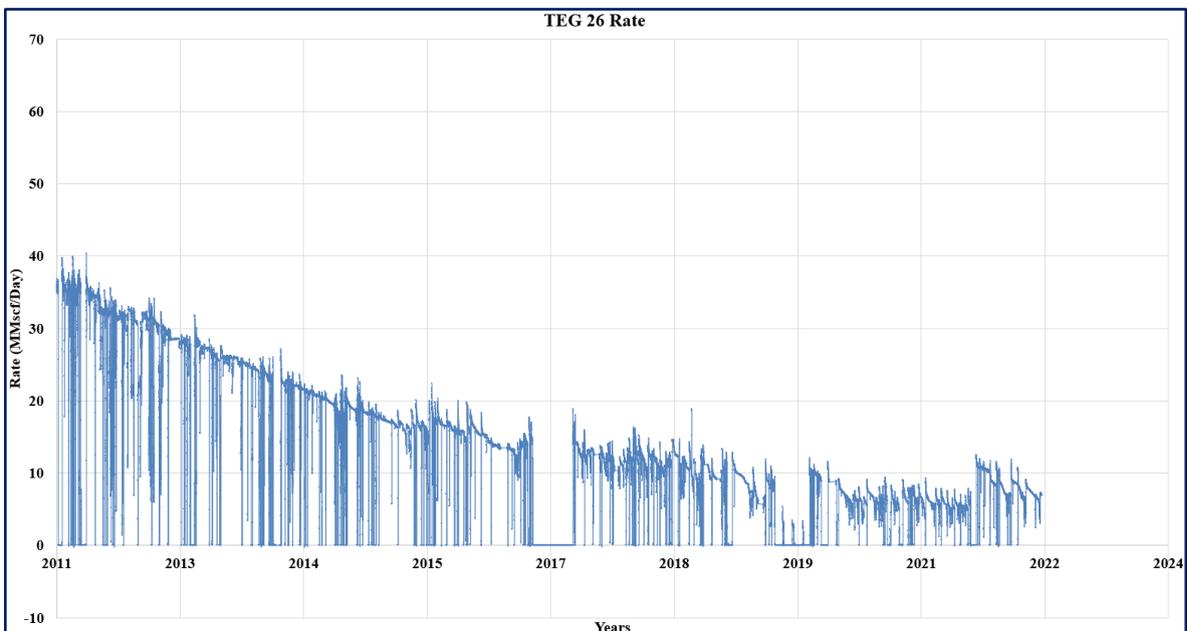


Figure I-13: Profile de production pour Teg-26

I.4 Analyse des données historiques des puits

Les performances de production des puits peuvent être affectées par divers défis opérationnels. L'un de ces défis est le liquid loading, qui survient lorsque la production de gaz est entravée en raison de l'accumulation d'eau dans le puits de forage ou le réservoir. Le liquid loading peut entraîner une réduction de la productivité, des coûts d'exploitation plus élevés et une diminution globale de la récupération de gaz.

L'analyse du déclin des puits de gaz fournit des informations précieuses sur le comportement et les performances de ces puits au fil du temps. En étudiant les données de production et les tendances de déclin, cette analyse nous permet de comprendre la dynamique sous-jacente du réservoir, d'identifier les problèmes potentiels et d'optimiser les stratégies de

production. Dans le contexte du liquid loading, l'analyse du déclin nous aide à quantifier l'impact de l'accumulation d'eau sur la production de gaz et à élaborer des mesures d'atténuation efficaces.

I.4.1 Modélisation du déclin de production

L'analyse du déclin dans les puits de gaz est guidée par diverses théories et modèles qui aident à interpréter le comportement de production et à prédire les performances futures. Certaines théories et modèles couramment utilisés comprennent :

- **Analyse de la courbe de déclin d'Arps** : Les courbes de déclin empiriques d'Arps, comprenant le déclin exponentiel, hyperbolique et harmonique, sont largement utilisées pour analyser le déclin de production dans les puits de gaz. Ces modèles fournissent une description mathématique de la relation entre le débit de production et la production cumulative, permettant l'estimation des paramètres de la courbe de déclin.
- **Modèles de bilan matière** : Les équations de bilan matière fournissent un cadre théorique pour analyser l'appauvrissement du réservoir et l'écoulement des fluides à l'intérieur du réservoir. Ces modèles prennent en compte des facteurs tels que la pression du réservoir, les propriétés des fluides et la géométrie du réservoir pour prédire le comportement de déclin des puits de gaz.
- **Analyse des courbes types** : L'analyse des courbes types implique la comparaison des données de production d'un puits avec des courbes types pré-générées dérivées de modèles théoriques. En faisant correspondre le comportement de déclin du puits avec les courbes types, des paramètres clés tels que le taux de déclin initial et l'exposant de déclin peuvent être estimés.
- **Simulation numérique du réservoir** : Les techniques de simulation du réservoir utilisent des modèles numériques pour simuler l'écoulement des fluides et le comportement de pression dans le réservoir. Ces modèles prennent en compte des facteurs complexes tels que les propriétés des fluides, l'hétérogénéité du réservoir et les configurations du puits de forage, ce qui permet une analyse détaillée du comportement de déclin dans différents scénarios de production.

L'application de ces théories et modèles dans l'analyse du déclin fournit des informations précieuses sur le comportement et les performances des puits de gaz, y compris leur réponse au chargement en eau.

I.4.1.1 Prétraitement des données et contrôle de qualité

Dans le cadre de cette étude, nous nous concentrerons sur trois puits spécifiques, à savoir TEG 17, TEG 23 et TEG 26. Les courbes de production de chaque puits seront divisées en phases en fonction du déclin de production et du déclin de la pression de tête.

- **Première phase (depuis la mise en service des puits jusqu'en 2011)** : Cette période se caractérise par une stabilité de production dans l'ensemble du champ TEG. Il s'agit de la phase initiale de vie des puits, où le débit de gaz est élevé au

départ, mais diminue considérablement au fil des années en raison des larges diamètres des complétions.

- **Deuxième phase (2011-2017) :** Dans le but de garantir un approvisionnement continu en gaz avec les débits et les pressions requis, une première station de compression a été installée dans le champ. Cette période est marquée par une diminution significative du taux de production des puits en raison de la baisse de la pression du réservoir.
- **Troisième phase (2017-2023) :** Avec la diminution de la production, la société a été contrainte d'installer une deuxième station de compression. Cela entraînera un changement dans le déclin de la production pendant cette phase.

Étant donné que l'analyse des données de production à chaque heure peut être complexe, nous avons recueilli les débits des puits mentionnés ci-dessus sur une base quotidienne depuis leur mise en service, comme le montrent les figures suivantes :

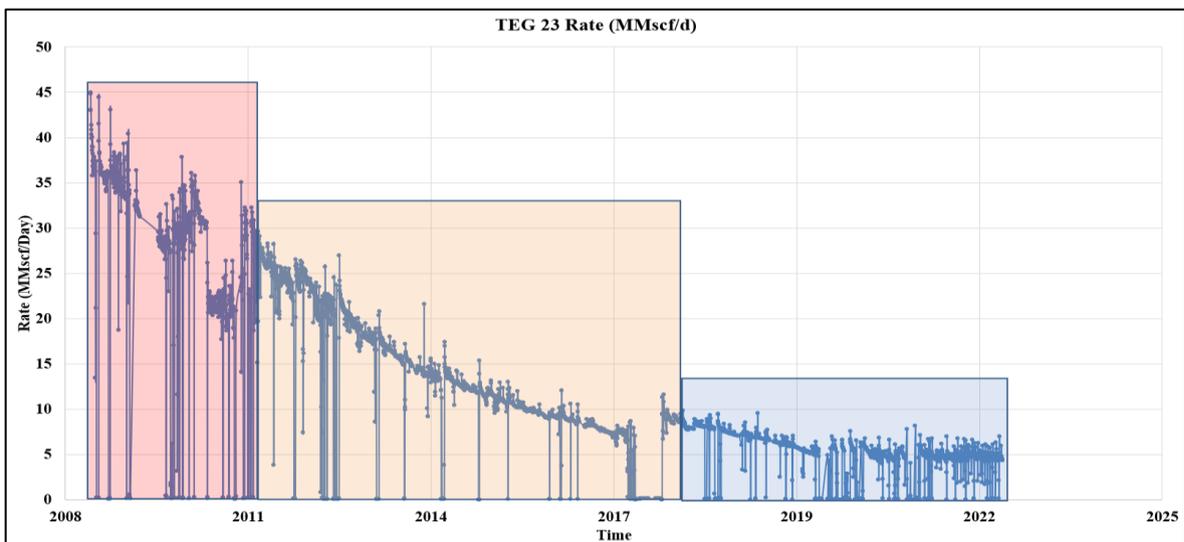


Figure I-14: Historique de production pour le puits Teg-23

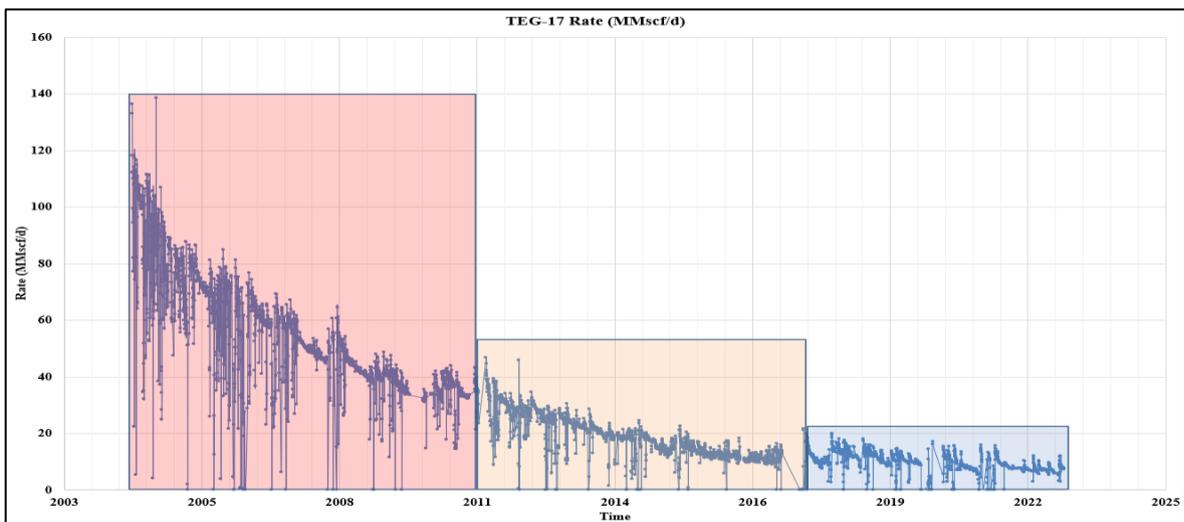


Figure I-15. Historique de production pour le puits Teg-17

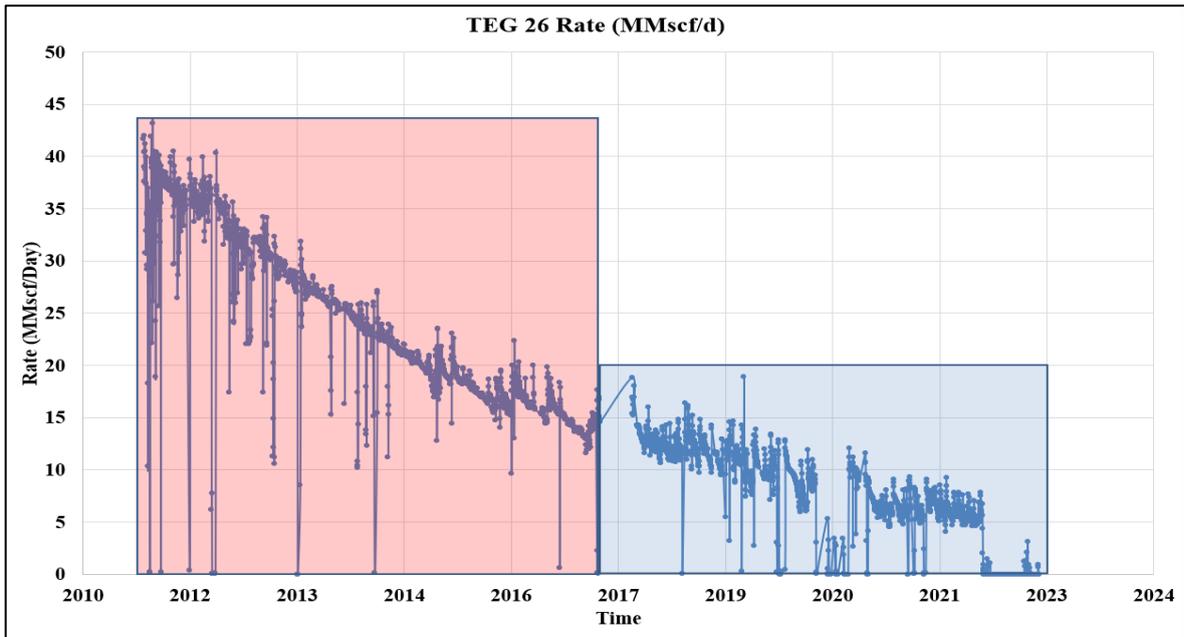


Figure I-16: Historique de production pour le puits Teg-26

Les données collectées ont été soumises à des procédures de prétraitement et de contrôle de qualité afin d'assurer l'exactitude et la fiabilité de l'analyse ultérieure du déclin. Les étapes suivantes ont été entreprises :

Prétraitement des données : Les données de débit et de pression ont été examinées attentivement afin d'identifier et de rectifier les valeurs aberrantes, les erreurs ou les incohérences. Les points de données manquants ou erronés ont été traités, assurant ainsi l'intégrité des données pour une analyse ultérieure.

Validation des données : Des techniques de validation croisée ont été utilisées pour vérifier l'exactitude et la cohérence de l'ensemble de données. Cela impliquait de comparer les données de débit avec les mesures de pression et de réaliser des vérifications de cohérence pour identifier d'éventuelles divergences ou anomalies potentielles.

Après le nettoyage et la validation des données les données précédentes sont transformées comme les figures (I-16), (I-17), (I-18) montrent :

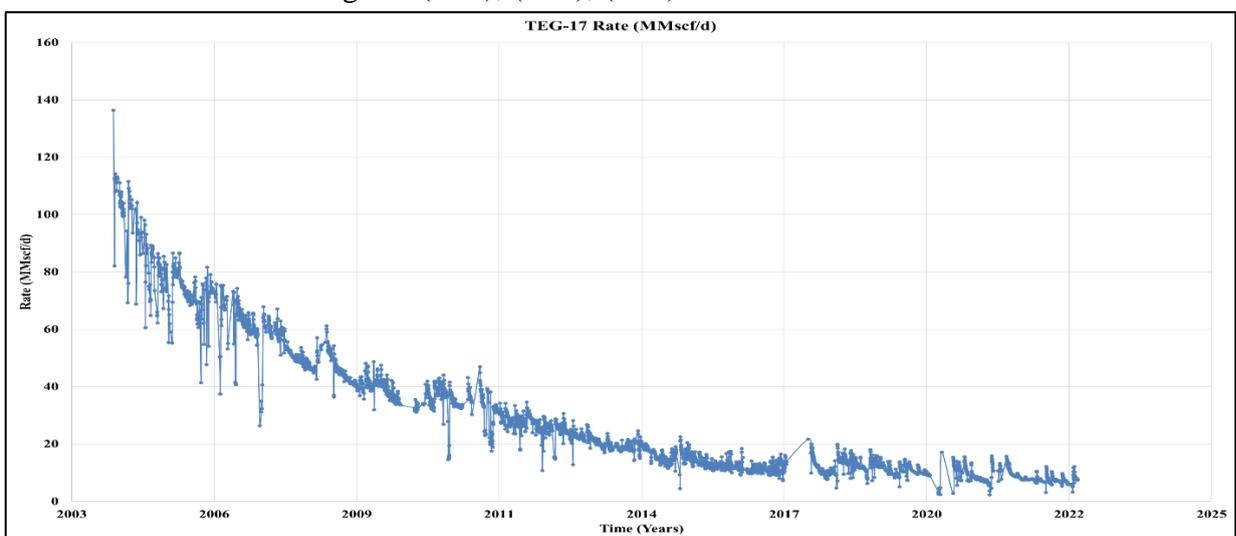


Figure I-17: Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-17

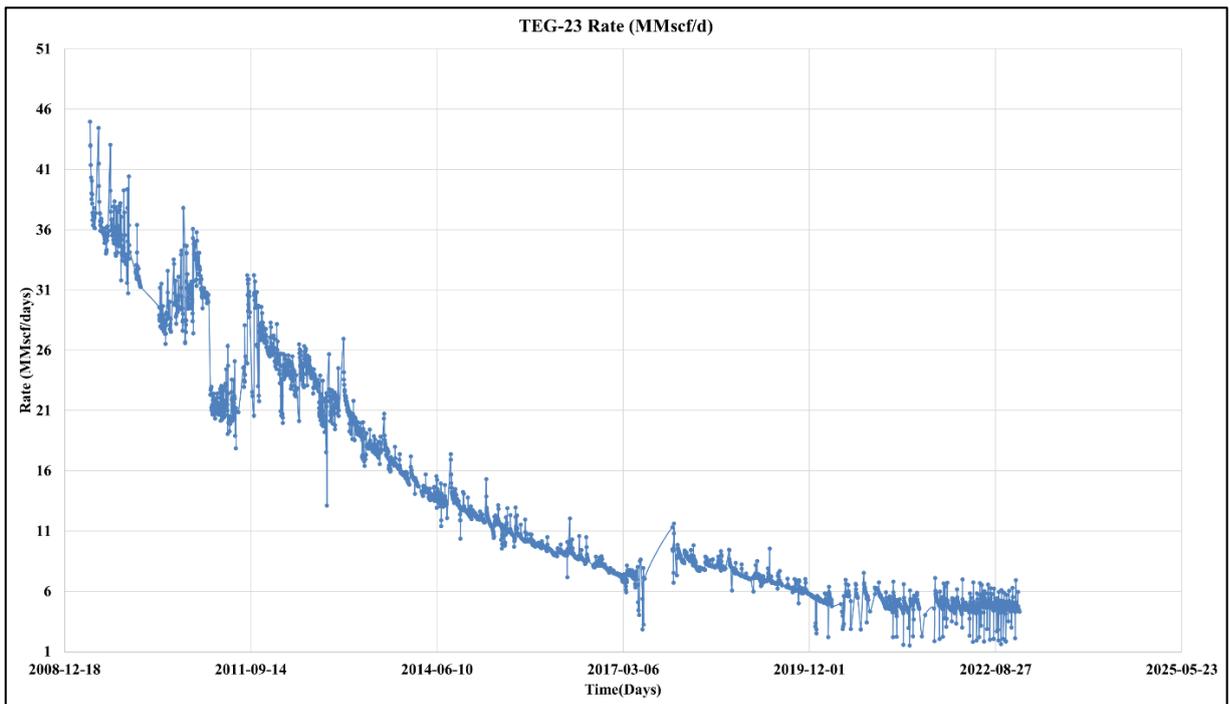


Figure I-18: Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-23

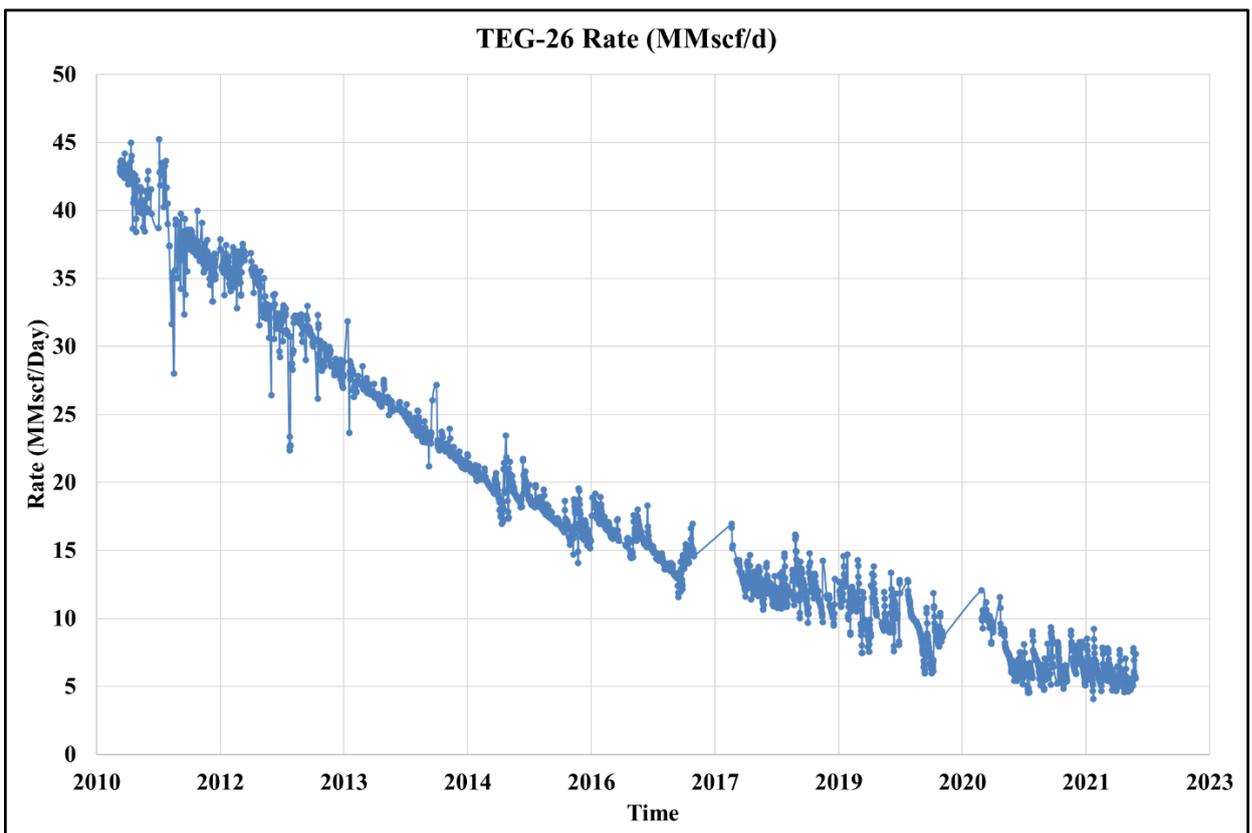


Figure I-19: Profil de production après le nettoyage pour le puits Teg-26

I.4.1.2 Explication de la méthodologie d'analyse du déclin adoptée

Nous avons adopté une approche basée sur les modèles de déclin Arps, largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour analyser les courbes de déclin de production des puits du TEG, les trois principaux modèles de déclin Arps :

- Modèle Exponentiel :

$$Q_t = Q_0 e^{-Dt} \quad (I-1)$$

- Modèle Hyperbolique :

$$Q_t = \frac{Q_0}{(1 + b D t)^{1/b}} \quad (I-2)$$

- Modèle Harmonique :

$$Q_t = \frac{Q_0}{1 + D t} \quad (I-3)$$

Dans ces équations, Q_t représente le débit de gaz au temps t , Q_0 est le débit initial, D est le coefficient de déclin, t est le temps écoulé depuis le début de la production, et b est l'exposant de déclin spécifique à chaque modèle.

Pour évaluer l'ajustement des modèles de déclin Arps aux données de production réelles, nous avons utilisé la somme des valeurs absolues des différences entre les débits réels et les calculs du modèle pour chaque jour. Cette métrique nous permet de quantifier l'écart total entre les données observées et les prédictions du modèle, offrant ainsi une mesure de l'erreur globale.

$$\text{SumErr} = \sum_0^n \frac{|Q_i - q_i|}{Q_i} \quad (I-4)$$

- Q_i : le débit réel
- q_i : le débit calculé par le model
- i, n : les nombres des jours

L'outil SOLVER d'Excel a été utilisé pour calculer les paramètres des modèles garantissant une meilleure précision dans l'interprétation des données de déclin, le tableau suivant représente les données collectées :

Puits	TEG-17			TEG-23			TEG-26			
	Période	Avant 2011	Après 2011	Après 2017	Avant 2011	Après 2011	Après 2017	Avant 2011	Après 2011	Après 2017
Decline rate	Exp	7.06E-04	6.71E-04	6.52E-04	1.45E-03	8.14E-04	7.09E-04	0	6.75E-04	1.05E-03
	Ham	7.06E-04	6.71E-04	6.52E-04	1.45E-03	8.14E-04	7.09E-04	0	6.75E-04	1.05E-03
	Hyp	7.06E-04	6.71E-04	6.52E-04	1.45E-03	8.14E-04	7.10E-04	0	6.75E-04	1.05E-03
SumErr	Exp	121.5503	137.1028	239.4341	43.26421	93.20102	157.8112	0	68.64395	167.5223
	Ham	121.5502	137.101	239.4341	43.26456	93.19863	157.8116	0	68.64395	167.5223
	Hyp	121.5502	137.101	239.4341	43.26421	93.19863	157.8112	0	68.64395	167.5223
Q_0		77.33	30.15	15.32	41.98	29.12	9.48	0	43.18	16.95

Table I-1: Les paramètres des modèles d'Arps

Il est constaté que tous les modèles présentait la même métrique d'erreur et le même coefficient de déclin. Cependant, compte tenu de cette observation, on ait pris la décision de choisir uniquement le modèle exponentiel (Exp) pour étudier le déclin des courbes de production des 3 puits de gaz.

Cette décision a été prise en raison de la simplicité et de la facilité d'interprétation du modèle exponentiel, qui nous permettra de mieux comprendre le comportement du déclin de production dans les puits de gaz étudiés. De plus, bien que les autres modèles aient montré des résultats similaires en termes de métrique d'erreur et de D, le choix du modèle exponentiel est également basé sur des considérations pratiques, telles que sa large utilisation dans l'industrie et sa facilité d'application.

I.4.1.3 TEG-17

Les figures suivantes représentent le débit réel de ce puits avec le model exponentiel proposé :

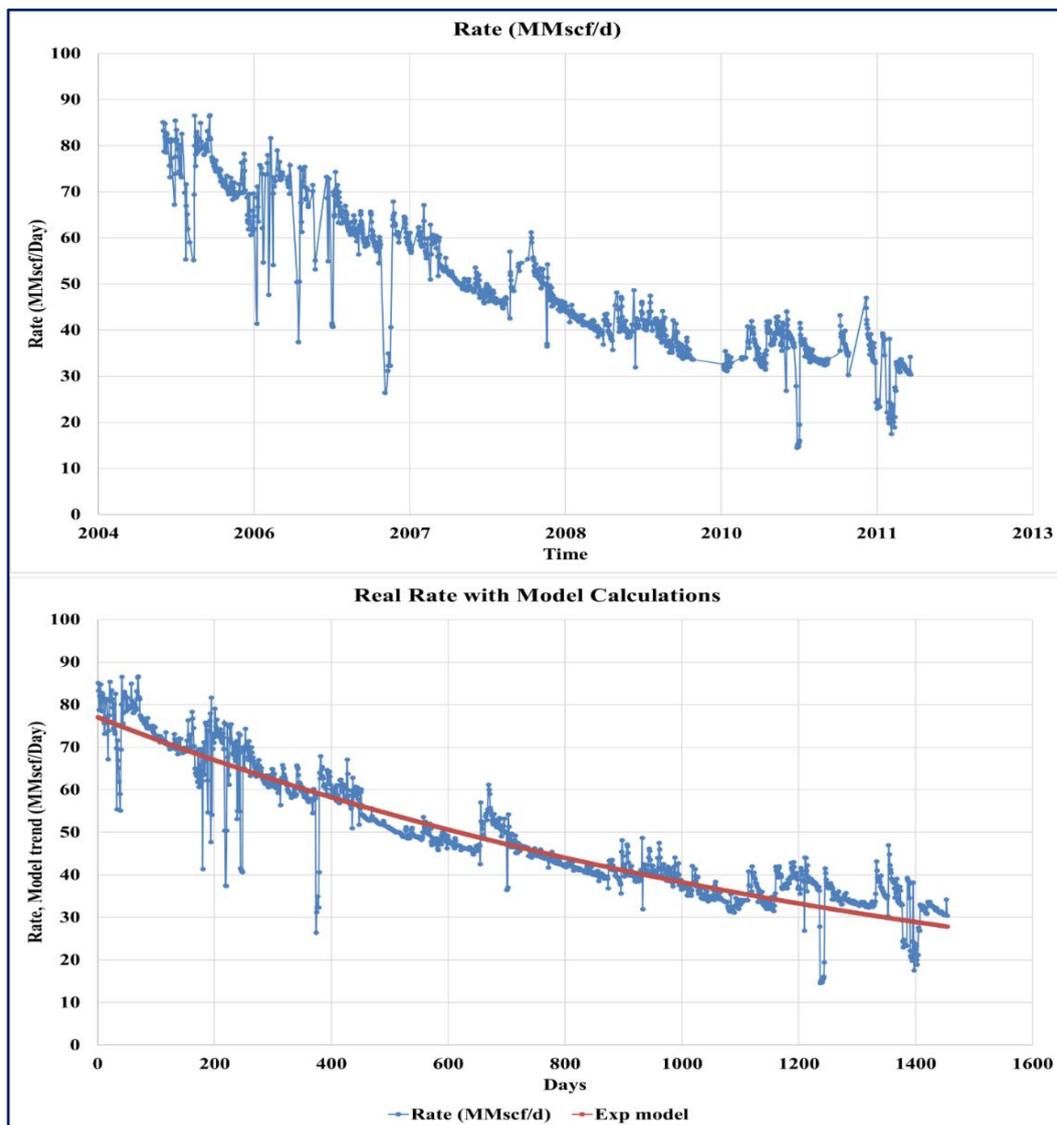


Figure I-20: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Première phase (depuis la mise en service des puits jusqu'en 2011). Puits : Teg-17)

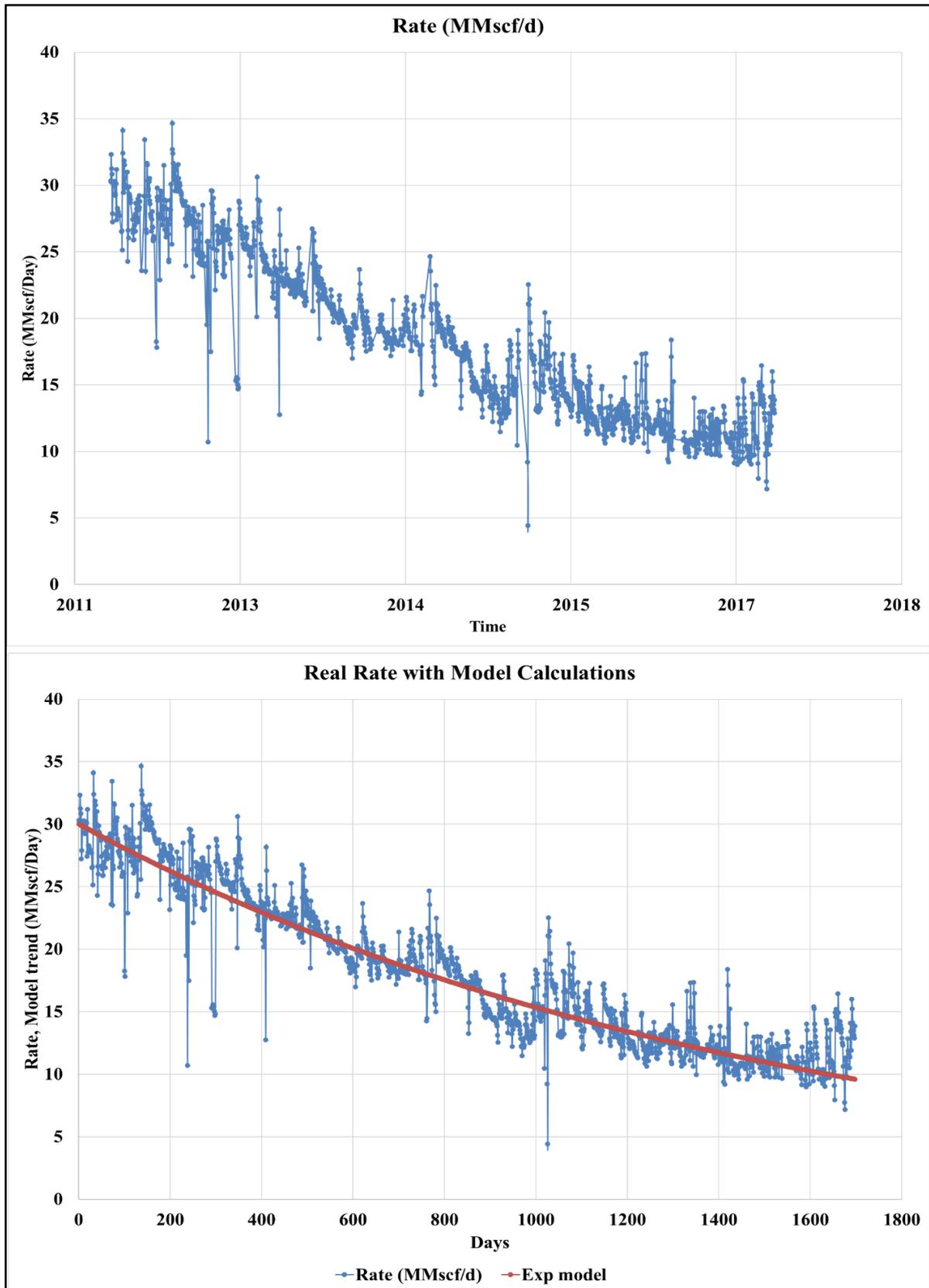


Figure I-21: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017)). Puits : Teg-17)

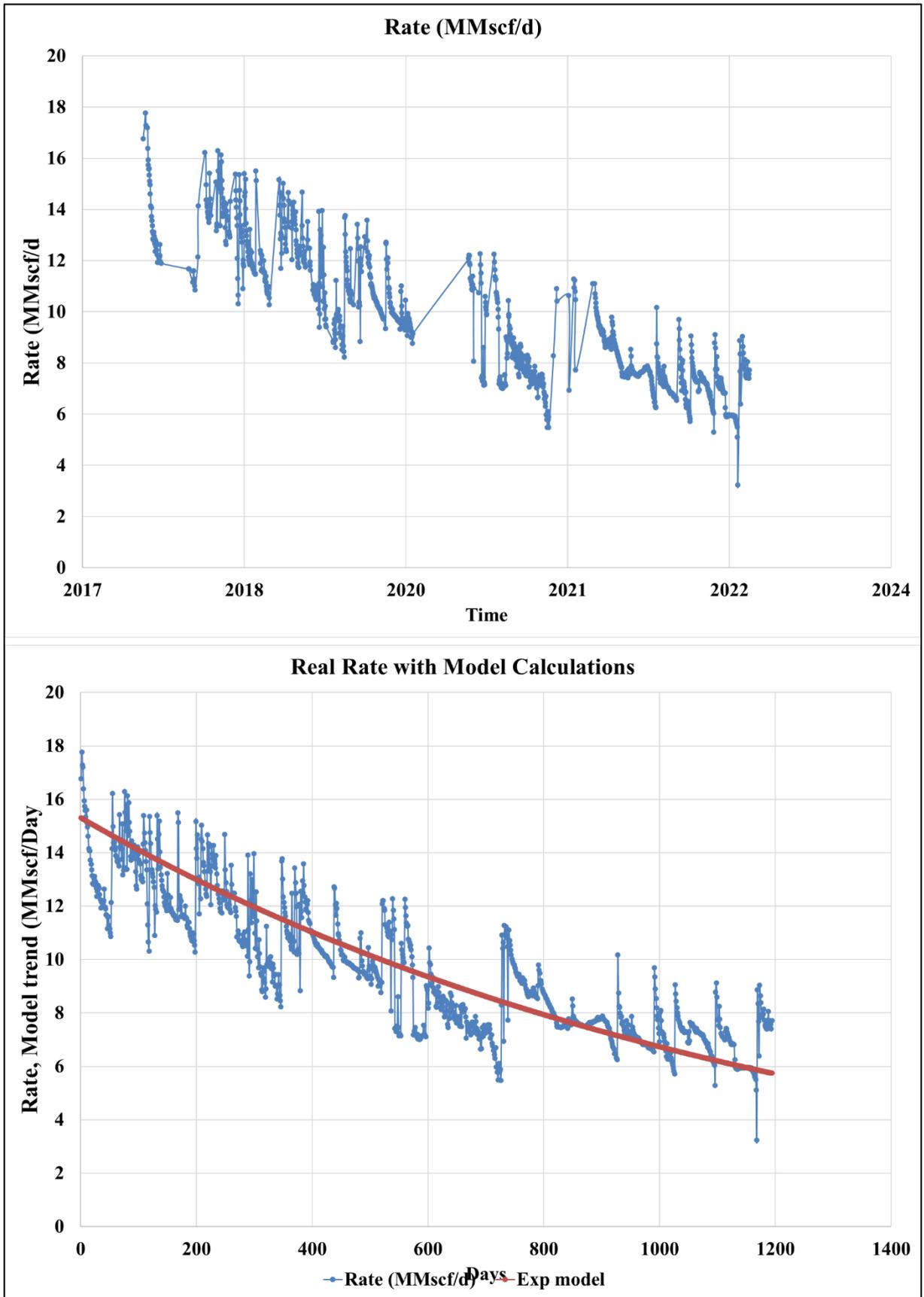


Figure I-22: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023)). Puits Teg-17)

I.4.1.3.1 Remarques

- Dans la première période antérieure à 2011, la courbe de production de ce puits présente un débit initial élevé de 77,33 (MMscf/jour) avec un déclin notable de $7,06E-04$ (MMscf/jour).
- Dans la deuxième période après 2011, on observe une réduction du déclin du débit à $6,71E-04$ (MMscf/jour) avec un débit initial de 30,15 (MMscf/jour).
- Dans la troisième période après 2017, une augmentation du déclin du débit est remarquée, avec un débit initial de $7,06E-04$ (MMscf/jour).

I.4.1.3.2 Interprétation

Le débit initial élevé au début de l'exploitation du réservoir est dû au fait que le champ vient d'entrer en service, ce qui entraîne une pression initiale élevée et le réservoir n'est pas encore significativement épuisé. De plus, le grand diamètre de complétion de 7" contribue à un déclin relativement important de la production.

Dans la deuxième période, nous constatons une diminution du déclin de production après l'installation de la première station de compression. Nous avons également remarqué une diminution de la production à un quart de ce qu'elle était dans la phase précédente après sept ans d'exploitation.

L'augmentation observée du déclin de production est due aux fluctuations de production du puits, qui a été fermé à plusieurs reprises, notamment au cours des dernières années (2021-2023).

I.4.1.4 TEG-23

Les figures suivantes représentent le débit réel de ce puits avec le model exponentiel proposé :

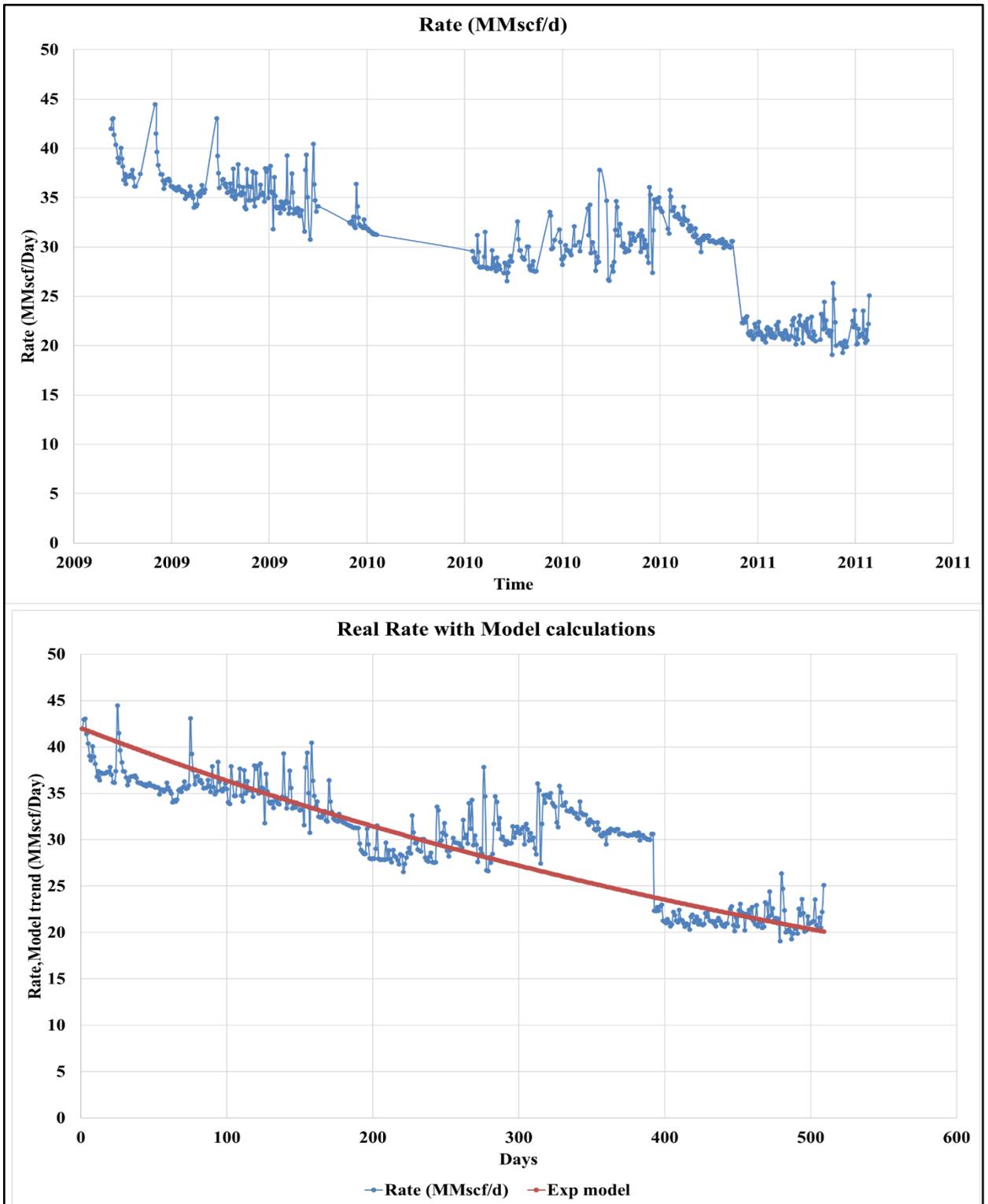


Figure I-23: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Première phase (depuis la mise en service des puits jusqu'en 2011). Puits : Teg-23)

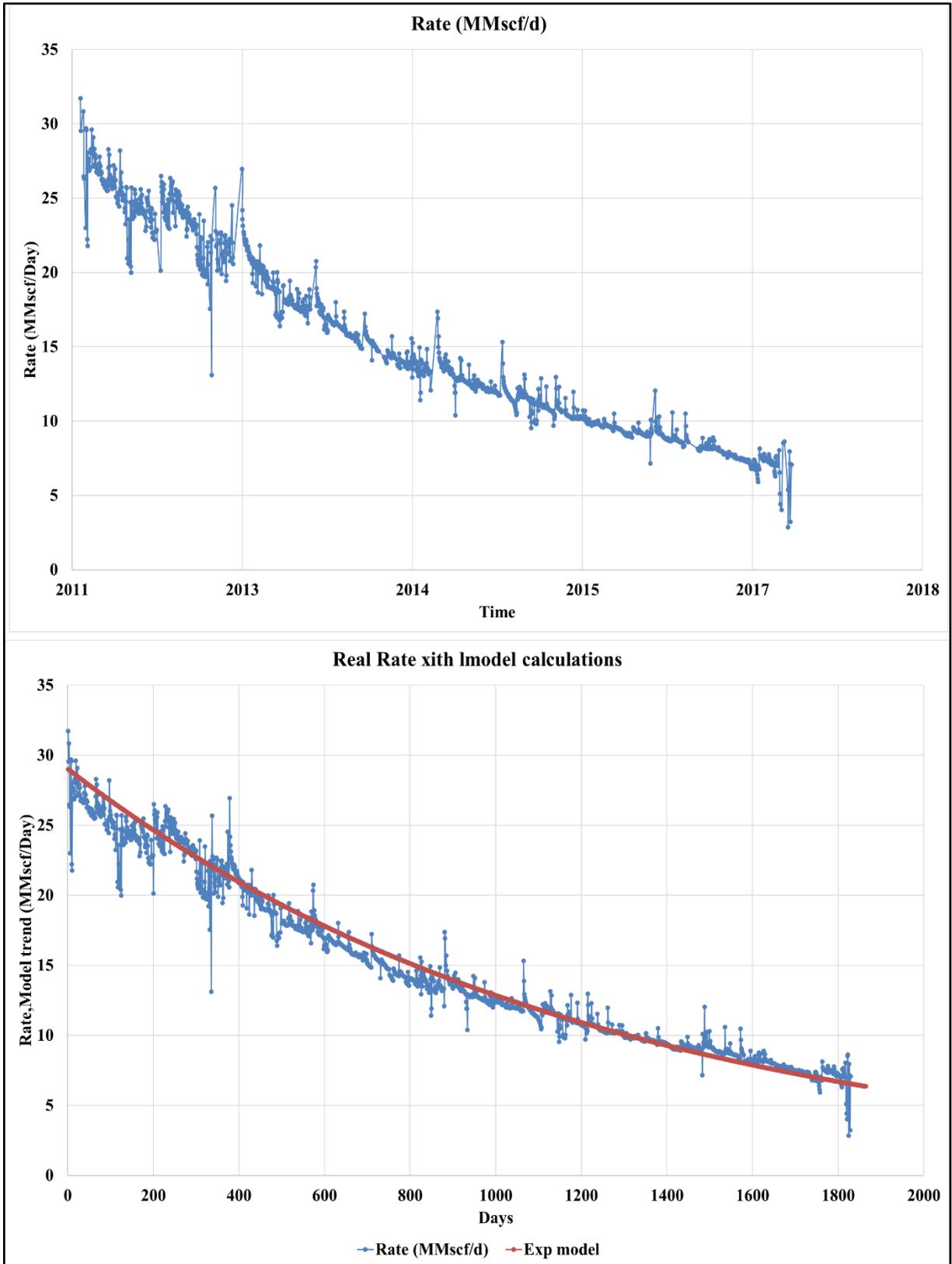


Figure I-24: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017)). Puits : Teg-23

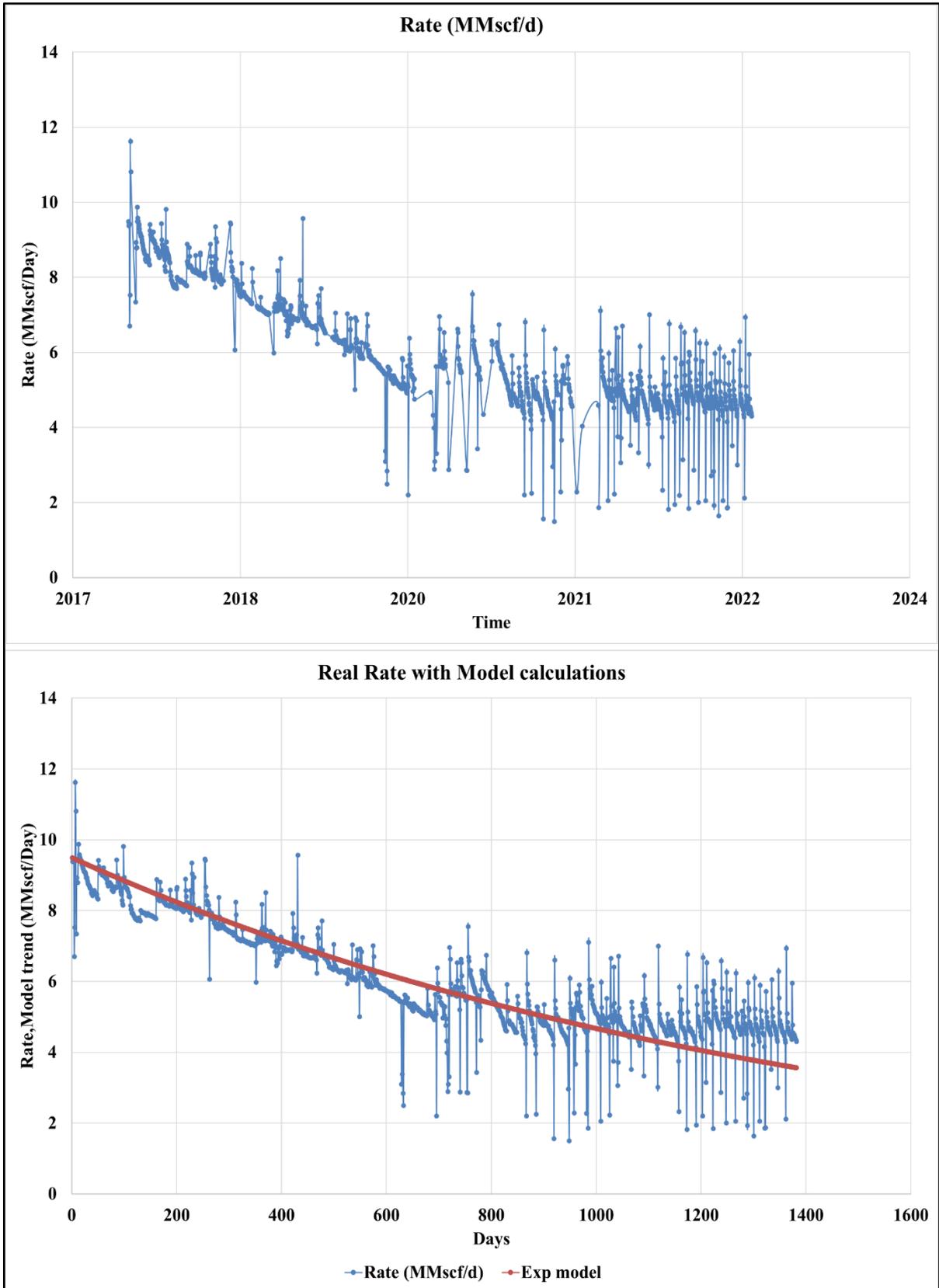


Figure I-25: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023)). Puits : Teg-23)

I.4.1.4.1 Remarques

- Avant 2011, le débit initial est relativement faible, atteignant 41.98 (MMscf /Day), avec un taux de déclin élevé $1.45E-03$ (MMscf /Day).
- Après 2011, le débit initial n'a pas beaucoup diminué par rapport à la phase précédente de 29,12 (MMscf /Day), avec une diminution de déclin à $8.14E-04$ (MMscf /Day).
- Après 2017, il y a une diminution du débit initial à un tiers de ce qu'il était avant cette année avec déclin atteignant $7.09E-04$ (MMscf /Day), on remarque aussi que le model exponentiel ne donne pas des bonnes prédictions pour cette phase spécialement à partir de 2021.

Il est clair que le modèle Exp donne des résultats plus loin pour la dernière phase par rapport au débit réel ci pour ça la courbe pour cette phase va être devisé en 2 phase comme suit :

- Phase 01 : (2017-2020) caractérisée par un débit 9.489 (MMscf/Day) et un coefficient e déclin $8.22E-04$ (MMscf/Day)
- Phase 02 : (2020-2023) caractérisée par un débit initial 5.5 (MMscf/Day) et un coefficient e déclin $3.51E-04$ (MMscf/Day)

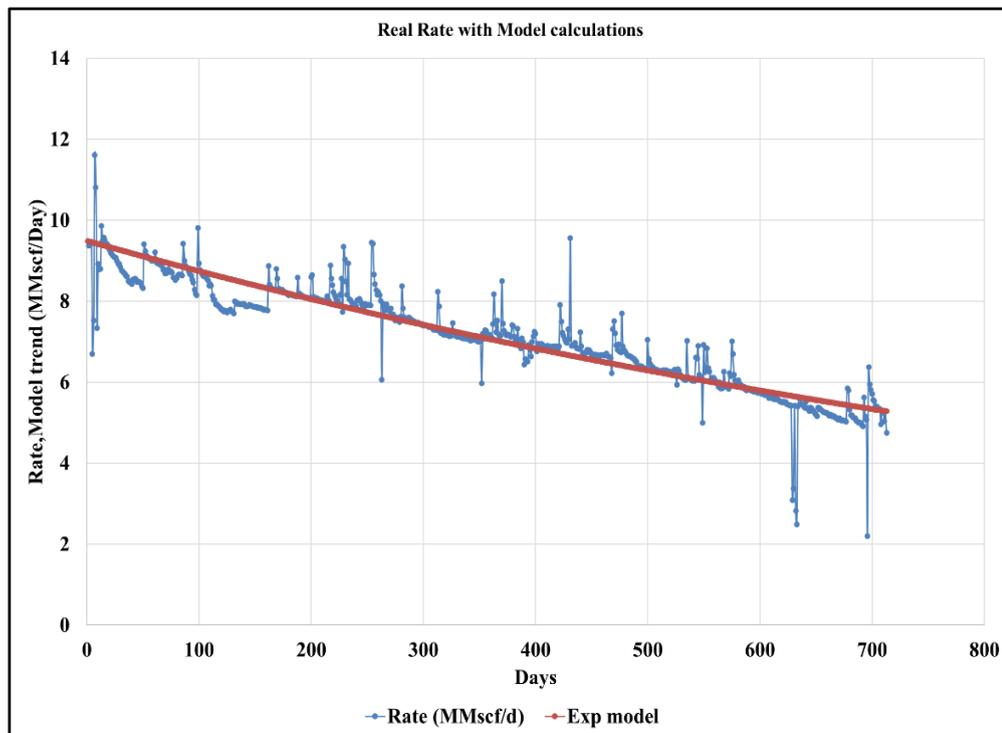


Figure I-26: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (phase : (2017-2020). Puits : Teg-23)

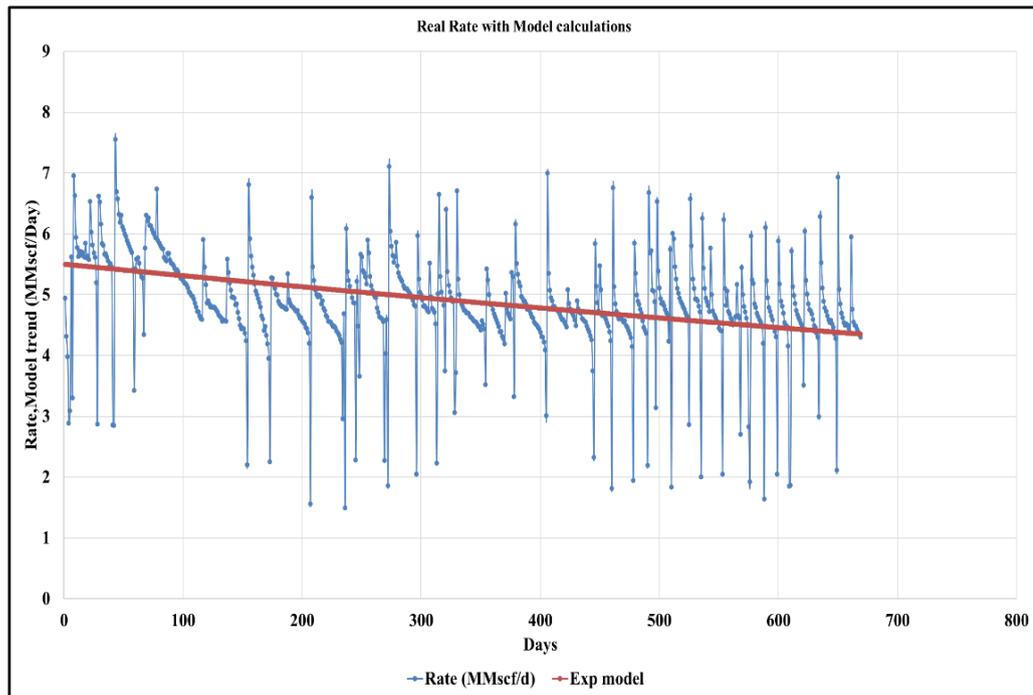


Figure I-27: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (phase : (2020-2023). Puits : Teg-23)

I.4.1.4.2 Interprétation

Dans la première phase, le faible débit initial s'explique par le fait que ce puits a été foré en 2009, soit 5 ans après le début de l'exploitation du champ TEG. Pendant cette période, le réservoir a subi une déplétion significative, ce qui a un impact sur la production des puits. De plus, ce puits est équipé d'une complétion de 7", ce qui peut également influencer le débit initial.

Dans la deuxième phase, l'installation de la deuxième station de compression dans le champ a entraîné une réduction du taux de déclin de production. Cela se traduit par une diminution moins prononcée du débit au fil du temps.

Il est clairement visible que l'installation de la deuxième station de compression a eu un effet positif sur la courbe de production, en réduisant le taux de déclin. Cependant, il est important de noter que la courbe de production peut être perturbée par la fermeture intermittente des puits, ce qui peut entraîner une divergence par rapport au modèle exponentiel prévu.

I.4.1.5 TEG-26

Les figures suivantes représentent le débit réel de ce puits avec le model exponentiel proposé :

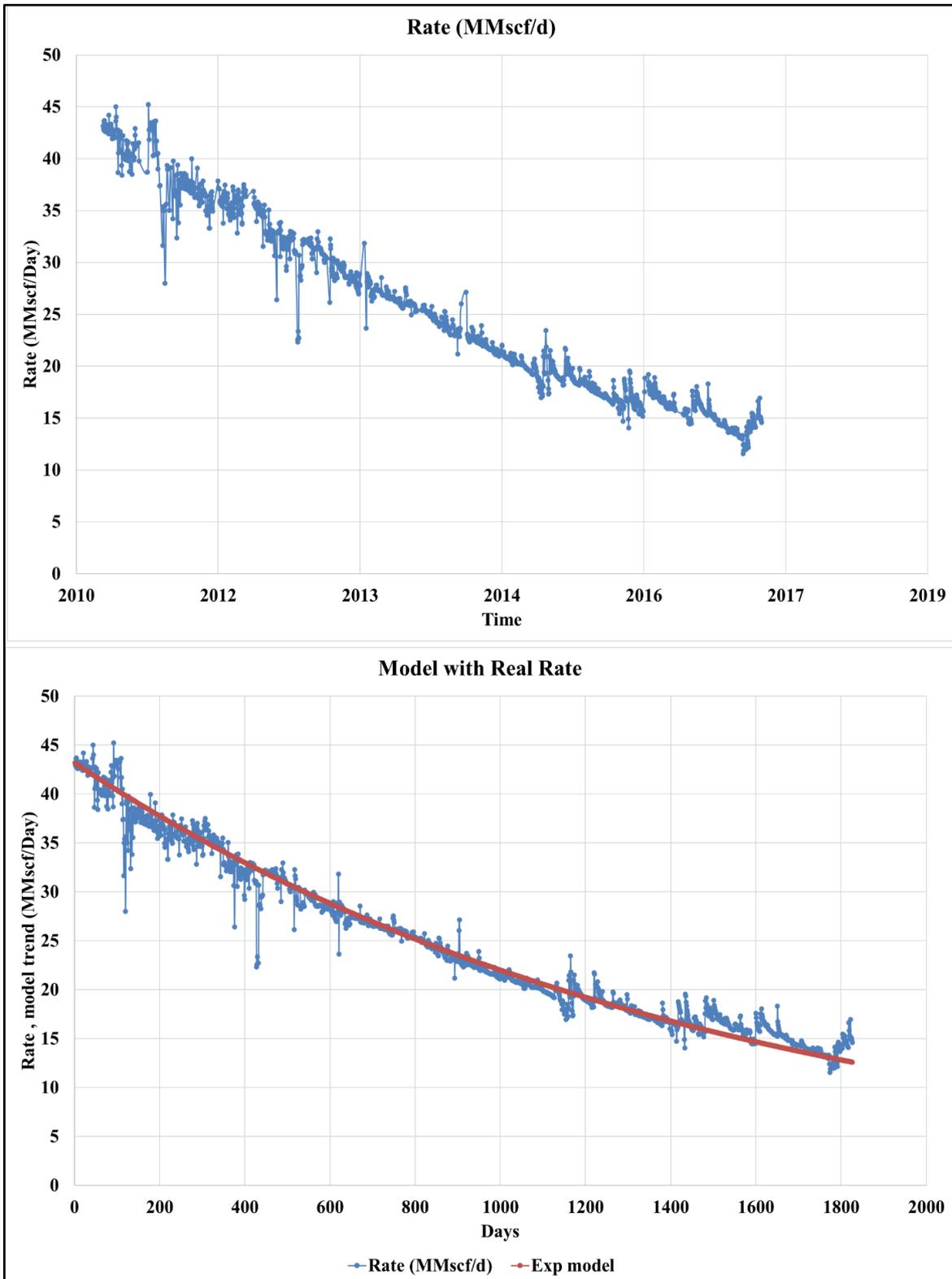


Figure I-28: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Deuxième phase (2011-2017)). Puits : Teg-26)

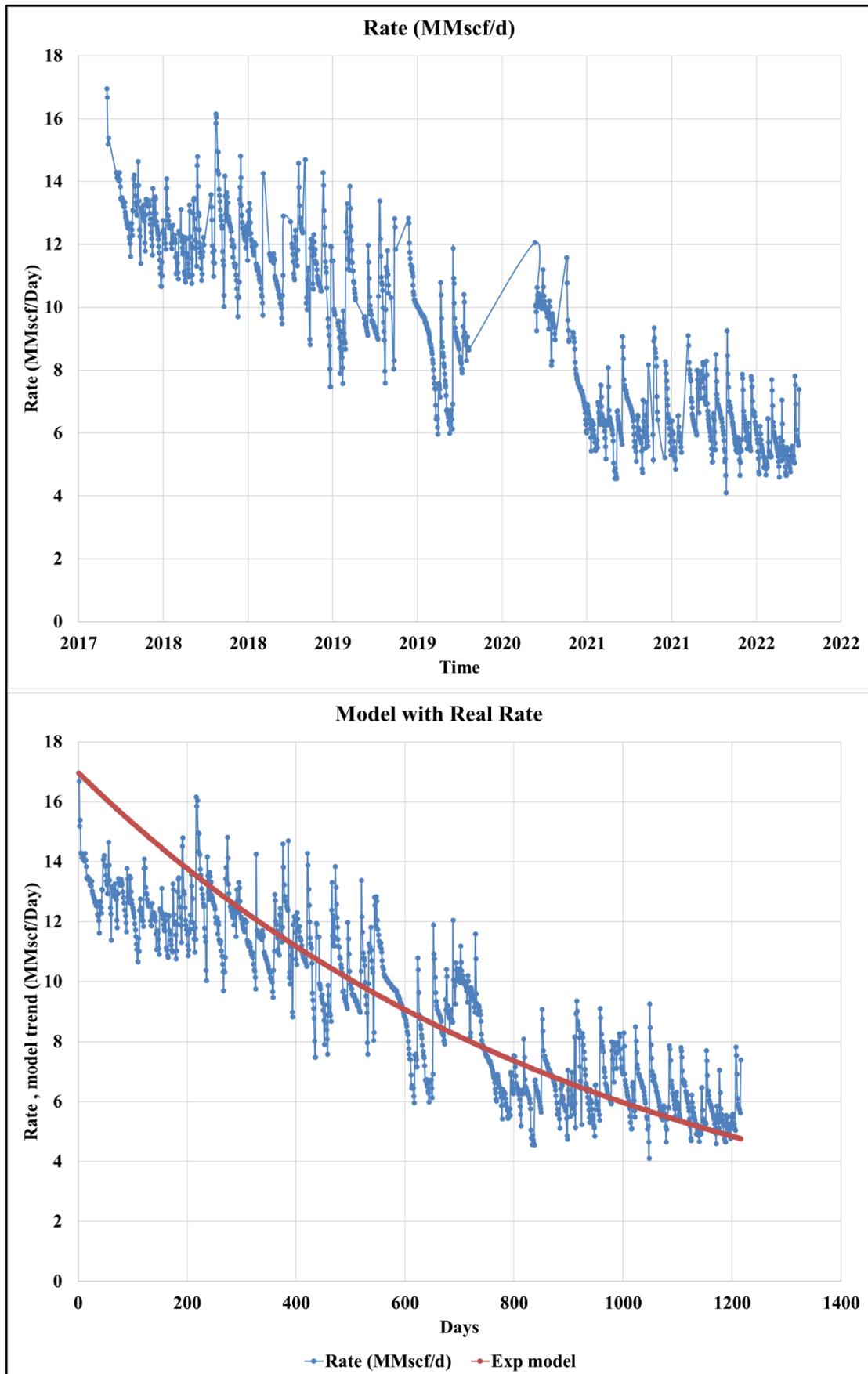


Figure I-29: Les données réelles de production avec le modèle Exponentiel (Troisième phase (2017-2023). Puits : Teg-23)

I.4.1.5.1 Remarques

Après 2011, le taux de déclin est élevé 0.00105 (MMscf /Day) et reste élevé après 2017, avec un débit initial relativement élevé 43.94 (MMscf /Day).

I.4.1.5.2 Interprétation :

Le débit élevé dans la première période est dû à l'installation de la deuxième station de pression dans le champ, qui coïncide avec la mise en service de ce puits.

Le taux élevé de déclin est dû à la baisse de production des autres puits, qui a été compensée par la production des nouveaux puits, avec l'augmentation de production en un peu de temps, le déclin va être élevé, surtout si les complétions sont larges.

I.4.2 L'écart entre le modèle et le débit réel

L'écart entre le modèle exponentiel et le débit réel est un indicateur clé pour identifier les problèmes potentiels, en particulier liés au phénomène de "liquid loading". Cet écart permet de localiser les puits affectés et de mettre en place des stratégies de gestion appropriées afin de maintenir une production optimale. Dans le cadre de notre étude, il permet de préciser les périodes où ces problèmes se manifestent.

Le tableau suivant présente les données collectées :

Well name	Period	SumErr	Num of days	KPIs
TEG-17/KPI1	1	121.5502	1454	0.083597
	2	137.101	1697	0.08079
	3	239.4341	1438	0.11036
TEG-23 /KPI2	1	43.26456	509	0.084999
	2	93.19863	1828	0.050984
	3	31.71136	713	0.044476
	4	91.46249	669	0.136715
TEG-26/KP3	2	68.64395	1824	0.037634
	3	167.5223	1215	0.137878

Table I-2: Les calculs des écarts entre le débit réel et les résultats de modèle

Tels que :

- Num of days : le nombre des jours
- KPI (Key Performance Indicator) : le moyen des différences absolues entre le débit réel et le débit calculé par le modèle exponentiel.

$$KPI = \frac{\text{SumErr}}{\text{num of days}} \quad \text{I-3}$$

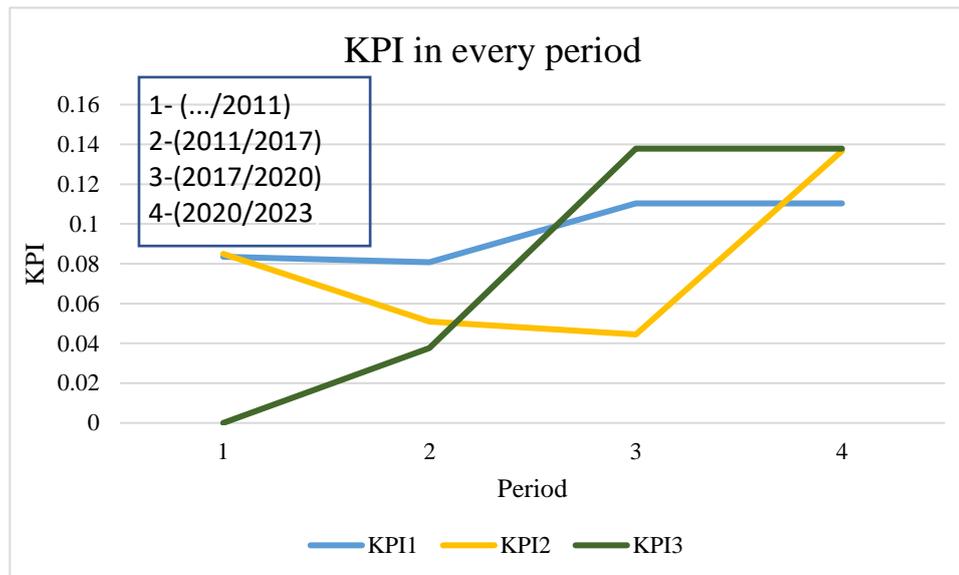


Figure I-30: L'évolution des fonctions des écarts pour chaque puits en fonction des phases

Comme on peut le constater sur ces courbes, le KPI des trois puits augmente au fil du temps, en particulier dans la troisième période (2017-2023). Cela indique qu'il existe une instabilité dans les données de production en raison de problèmes anonymes dans les puits.

I.4.3 Discussion

Nous observons des écarts sur les courbes de production à plusieurs endroits, principalement au début de la production lorsque la société cherchait à maintenir une production stable. De plus, au cours des dernières années, certains puits ont présenté des écarts à partir de 2014, tandis que d'autres ont montré des écarts à partir de 2020.

Les puits du champ TEG se divisent en 3 groupes principaux :

- **Groupe 1** : Ces puits sont les premiers puits du champ et se caractérisent par une production initiale abondante (80 vers 120 (MMscf/Day)). De plus, le déclin ne varie pas beaucoup au fil du temps (0.0007 vers 0.0009 (MMscf/Day)).
- **Groupe 2** : Ces puits ont été forés entre 2008 et 2009. Ils se distinguent par un débit de gaz initial et (40 vers 50 (MMscf/Day)) qui varie au fil du temps, en particulier après l'installation des deux stations de pression (0.0014 après 0.0008 après 0.0007 (MMscf/Day)).
- **Groupe 3** : Le forage de ces puits a commencé en 2011, pendant la période où le champ a cessé sa production pour l'installation de la première station de compression. Ces puits se caractérisent par un débit initial relativement élevé, mais avec un taux de déclin élevé pour les années récentes (0.001 (MMscf/Day)).

I.4.4 L'effet du problème de liquid loading sur le déclin de débit

À partir des conclusions précédentes, où nous avons observé une augmentation de l'écart entre les calculs du modèle et les données réelles de débit au fil du temps, il est clair qu'il existe un problème dans les puits qui perturbe la production surtout dans les dernières années comme indiqué sur les figures ...

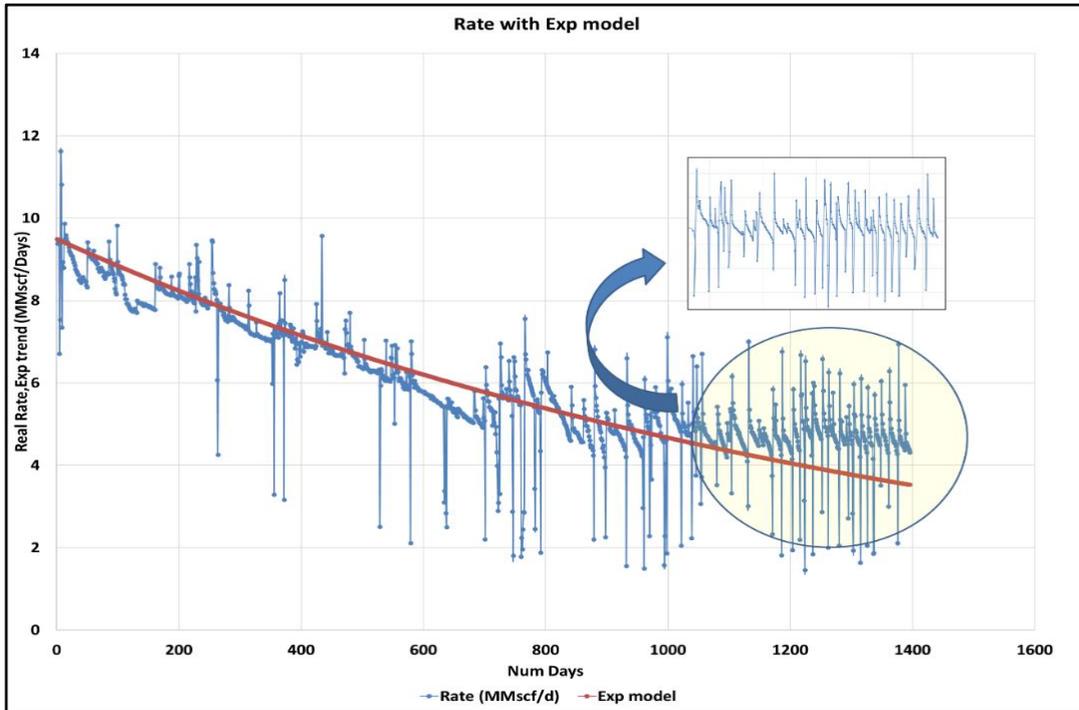


Figure I-31: Les fluctuations dans les données de production dans les dernières années

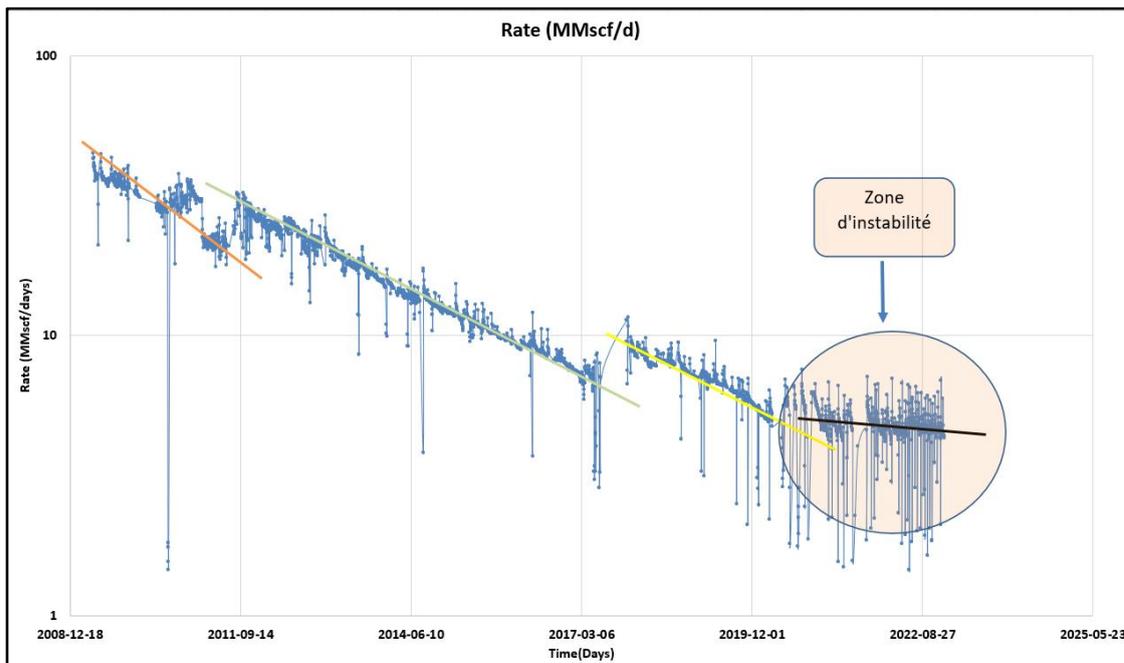


Figure I-32: Changement de coefficient de déclin au fil des années

Ces figures indiquent que pendant les dernières années le débit n'est pas stable, on observe que le débit présente une fonction périodique, il y a des jours où le débit est maximal et d'autres jours où il est minimal, cela est dû au mode d'intermittence.

Dans le champ de Teg certains puits sont passés en mode d'intermittence de production, vu leur énergie potentielle faible, ce qui provoque leur neutralisation tel que les puits Teg-17 et Teg-23.

- **Le mode d'intermittence**

Le mode de production en intermittence consiste à fermer le puits dès sa neutralisation pour lui donner le temps nécessaire pour reprendre son potentielle en pression, et lui permettre ainsi de produire pendant un certain temps.

Nous remarquons également que le comportement de la courbe ressemble de près au comportement décrit dans la figure ci-dessous, qui est causé par un problème de liquid loading

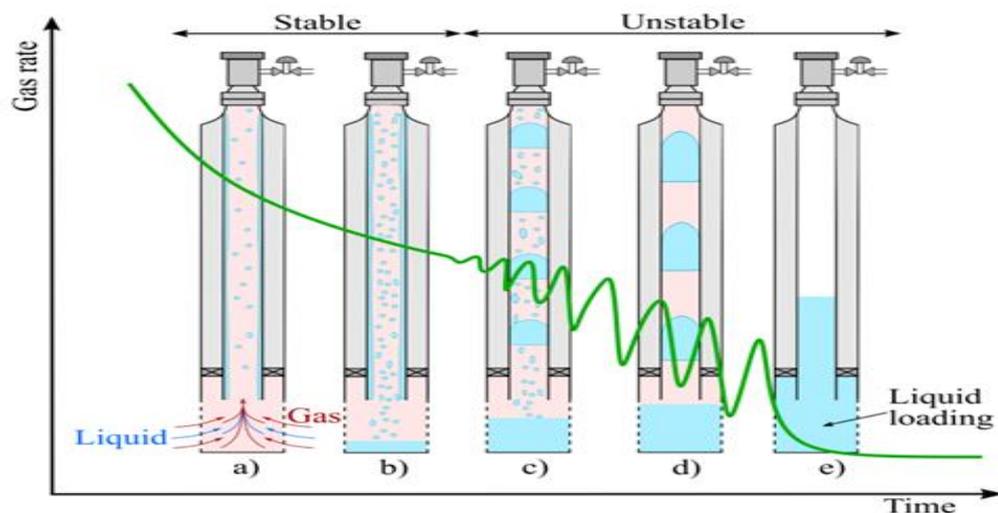


Figure I-33: Profil de production pour les puits qui sont souffrés du liquid loading.
Adapté par Fernandez et al. (2010)

À mesure que le puits de gaz vieillit, il peut atteindre un point où le débit de gaz n'est pas suffisant pour transporter tout le liquide produit vers la surface. Cela entraîne l'accumulation de liquide non produit dans le puits, ce qui peut réduire la production de gaz ou même conduire à l'abandon prématuré du puits. Le liquid loading se produit lorsque le liquide libre du réservoir, tel que l'eau et le condensat, tombe du gaz en raison de la réduction de la pression et de la température le long du puits vertical. Au début de la production, lorsque la pression du réservoir est élevée, le puits peut maintenir des conditions stables et transporter efficacement le liquide co-produit avec le gaz. Cependant, à mesure que la pression diminue, le puits peut avoir du mal à évacuer tout le liquide, ce qui entraîne sa rétention dans le puits. Cela peut se produire sous forme de gouttelettes entraînées dans le gaz ou de film attaché à la paroi du puits.

Dans le but d'identifier la cause des fluctuations de débit, nous avons effectué des mesures du rapport gaz-liquide (WGR) pendant la période où les variations ont été observées (2014). Ces mesures nous ont permis de déterminer la proportion de liquide produit dans le champ TEG, principalement constitué d'eau avec une petite quantité de condensat.

I.4.5 Analyse du WGR

Par ailleurs si on observe les quantités d'eau produite ainsi que sa salinité au niveau du champ de TEG on remarque, que depuis 2014, WGR a augmenté et une salinité importante est observé au niveau des puits Teg-17 et Teg-23. Ceci est représenté sur la figure

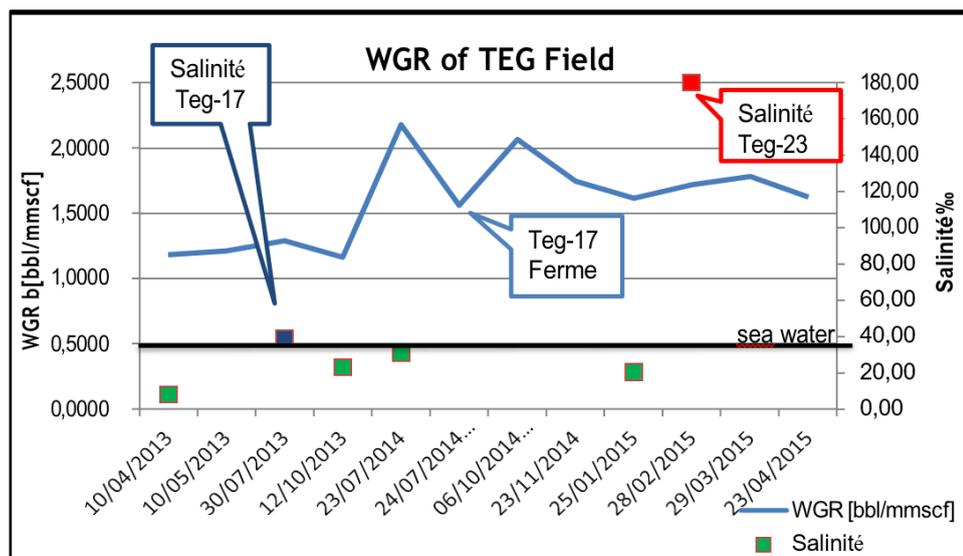


Figure I-34: Historique de WGR et salinité du champ Teg depuis 2014

On peut distinguer deux puits Teg-17 et Teg-23 avec des taux de salinité et de WGR importants en particulier le puits Teg-23. La fermeture de Teg-17 influe sur le taux de WGR du champ de Tegentour (Teg).

À partir de ce qui précède, il est clair qu'il y a une grande corrélation entre le moment où les fluctuations apparaissent dans les courbes de production et l'augmentation du taux de WGR au cours des dernières années. De plus, il y a une grande similitude entre l'effet de chargement de liquide sur la production et le comportement de ces courbes, ce qui suggère fortement que le problème rencontré par les puits du champ TEG est un problème de liquid loading .

I.4.6 Historique du gradient de pression

Les mesures de pression du puits dynamique ou statique est sans-doute la méthode la plus précise pour déterminer le niveau du liquide dans un puits de gaz. Les pressions mesurées à des profondeurs bien précises permettent d'établir le gradient de pression. Cette dernière est en fonction directe de la densité du milieu et de la profondeur. Pour un seul fluide statique, la pression avec une profondeur doit être presque linéaire.

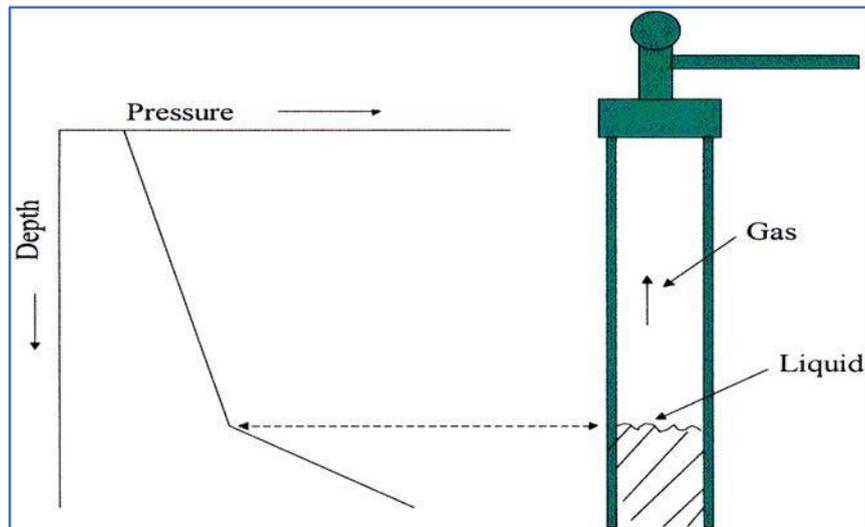


Figure I-35: Gradient de pression d'un puits a le liquid loading

Les niveaux d'eau ont été mesurés en utilisant les mesures de la pression (Gradient de pression) dans les puits du champ TEG au cours des années, la figure suivante représente ces niveaux :

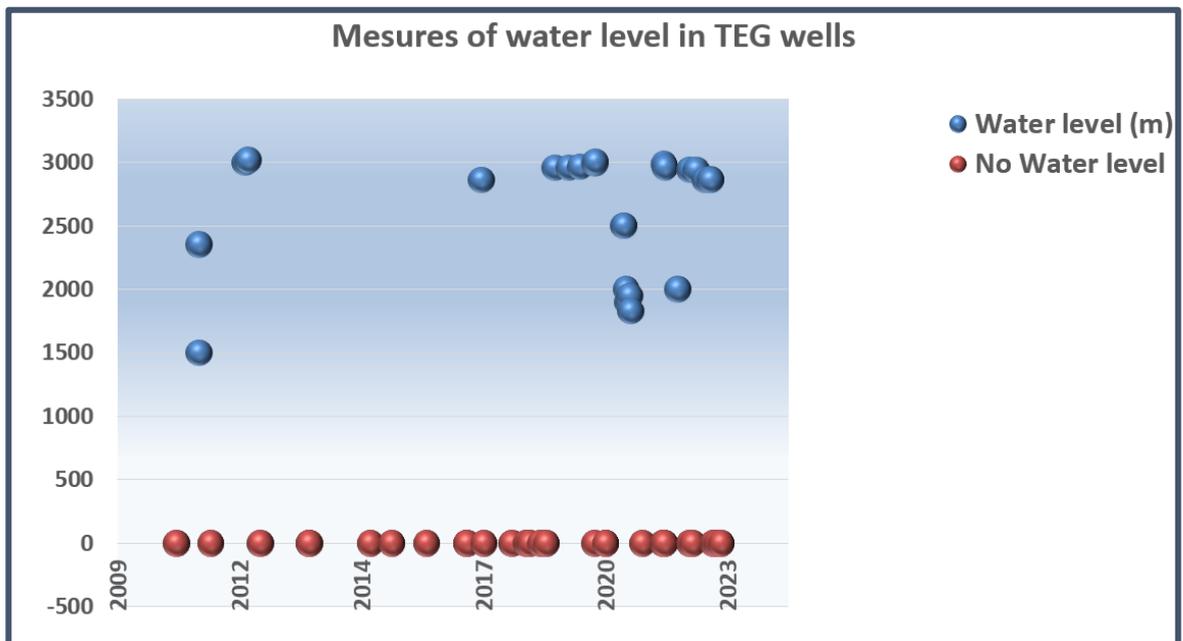


Figure I-36: Les niveaux d'eau enregistrés dans les puits du Teg

En observant la figure :

- Dans les premières années de production, nous constatons l'absence de niveaux d'eau. Cela s'explique par le fait que l'eau remonte vers la surface en raison de la capacité du gaz à la transporter, grâce à la pression élevée du réservoir du champ TEG pendant cette période.
- Entre 2012 et 2014, nous remarquons la présence de niveaux d'eau à des profondeurs de 2000 à 3000 mètres. Cela indique une accumulation d'eau au fond des puits, qui

disparaît progressivement avec le temps lorsque cette eau remonte à la surface.

- Au cours des dernières années, de nombreux niveaux d'eau sont observés dans les puits du champ TEG, et ces niveaux persistent au fil des années. Cela suggère une accumulation importante d'eau à l'intérieur des puits, causée par la baisse de la pression du réservoir.

I.5 Conclusion

Au cours des dernières années, le volume de production dans le champ de TEG a connu une baisse significative, principalement due à l'épuisement du réservoir et au problème du liquid loading. L'accumulation d'eau dans les puits a été observée comme ayant une corrélation directe avec la diminution des débits de gaz au fil du temps, ce qui est étroitement lié à la diminution de la pression du réservoir.

Pendant les premières années de production des puits de gaz, les débits élevés contribuent à l'évacuation de l'eau accumulée à l'intérieur des puits vers la surface (flux stable), ce qui entraîne un débit de gaz stable avec une diminution significative et aucune accumulation d'eau dans les puits. Cependant, à mesure que la pression du réservoir diminue, entraînant une diminution des débits de gaz, la formation de bouchons liquides à l'intérieur des puits devient plus fréquente (flux métastable).

Plus récemment, on a observé un passage à une production intermittente dans de nombreux puits de TEG en raison de l'augmentation de l'accumulation d'eau. Cela se caractérise par une diminution importante des débits de gaz et de la pression. Par conséquent, des schémas de flux instables ont été observés, entraînant des fluctuations dans la production des puits. Pour résoudre ce problème, les compagnies pétrolières et gazières ont développé des stratégies de production cycliques afin d'optimiser la production de gaz pendant des périodes de temps définies.

Chapitre

III

Le liquid loading dans les puits de gaz

II Chapitre II : Le liquid loading dans les puits de gaz

II.1 Introduction

Le liquid loading, par définition, est l'incapacité d'un puits de gaz à éliminer les liquides produits avec le gaz du puits. Le liquide produit s'accumulera dans le puits, créant ainsi une pression hydrostatique dans le puits contre la pression de formation et réduisant la production jusqu'à ce que le puits cesse de produire. Afin de réduire ces effets du liquid loading sur la production de gaz, les problèmes de chargement doivent être diagnostiqués à temps et traités de manière appropriée et efficace. [21]

Un fait concernant le liquid loading est qu'il peut se présenter comme un problème pour les puits à débit/pression élevés ainsi que pour les puits à débit/pression faibles. Les différences dépendent de la taille de la colonne de production, de la pression en surface, de la quantité et de la densité des liquides produits ainsi que du gaz. Il est donc important de reconnaître les symptômes du liquid loading aux premiers stades et de concevoir une solution appropriée pour les puits de gaz afin de minimiser les effets négatifs du remplissage du puits par les liquides.

II.2 Multiphase du débit dans les puits de gaz

Afin de comprendre correctement les phénomènes de liquid loading et de les traiter efficacement, il est important de comprendre comment les liquides et les gaz se comportent lorsqu'ils s'écoulent ensemble vers le haut dans la colonne de production du puits. Ce concept est appelé "écoulement multiphasique". L'écoulement multiphasique est essentiellement un phénomène d'écoulement qui indique qu'il y a plus d'une phase fluide qui s'écoule à travers un milieu ; dans ce cas, le milieu est la colonne de production du puits de gaz. L'écoulement multiphasique est généralement représenté par quatre principaux régimes d'écoulement, qui sont l'écoulement à bulles, l'écoulement en bouchon, l'écoulement de transition et l'écoulement en pellicule nébuleuse. Ces régimes d'écoulement se produisent lorsque certaines vitesses d'écoulement des phases liquide et gazeuse et la quantité de ces phases par rapport les unes aux autres dans le milieu, encore une fois dans ce cas, le puits de gaz en production. [18]

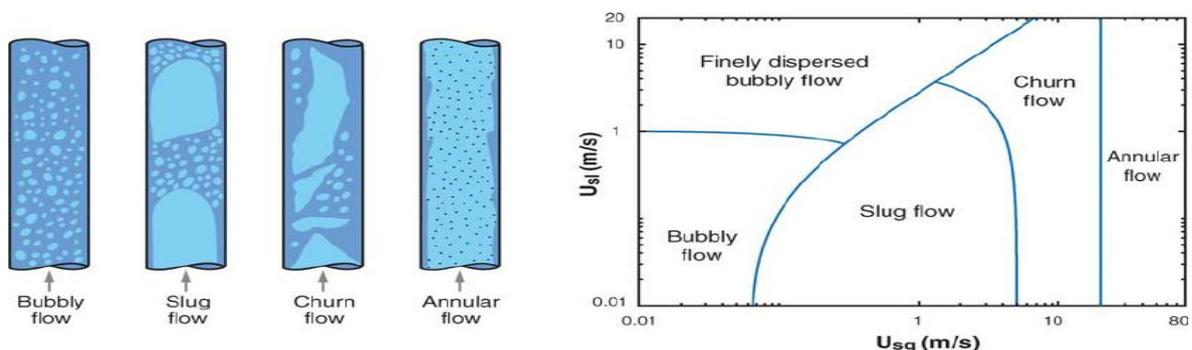


Table II-1: Les différents schémas d'écoulement en fonction des vitesses superficielles de gaz et de liquide

II.2.1 Écoulement annulaire (Annular-Mist Flow)

La phase gazeuse est la phase dominante dans le puits et la phase continue. Le liquide est présent parmi le gaz sous forme de nébulosité. L'intérieur du tube est recouvert d'une fine couche de liquide qui remonte dans le tuyau. Dans cet écoulement, le gradient de pression est déterminé par le gaz. [5]

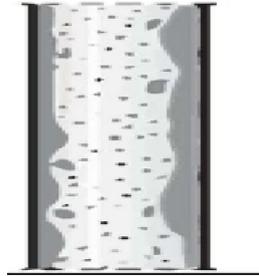


Figure II-1: Annular-Mist Flow

II.2.2 Écoulement de transition (Transition - Churn Flow)

Bien que l'écoulement commence à passer de la nébulosité à la formation de bouchons, la phase continue passe du gaz au liquide ou vice versa. Les particules de liquide peuvent encore être présentes dans le gaz sous forme de nébulosité, mais la présence de liquide détermine le gradient de pression. [14]



Figure II-2: Transition - Churn Flow

II.2.3 Écoulement en bouchon (Slug Flow)

Le gaz se présente sous forme de gros bouchons dans le liquide, mais la phase dominante et continue est le liquide. Les bouchons de gaz peuvent provoquer des chutes du gradient de pression, donc à la fois le liquide et le gaz déterminent le gradient de pression. [3]

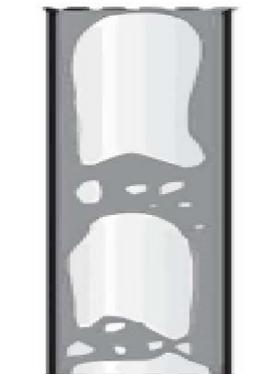


Figure II-3: Slug Flow

II.2.4 Écoulement à bulles (Bubble Flow)

Le tube dans le puits est presque entièrement rempli de liquide. Le gaz est présent sous forme de petites bulles dans le liquide, ce qui peut entraîner des chutes de pression dans le liquide, réduisant le gradient de pression le long du puits. Cependant, le liquide est la phase continue le long du tube et détermine complètement le gradient de pression, bien que la présence de bulles de gaz puisse entraîner des chutes de pression. [5]



Figure II-4: Bubble Flow

En tenant compte de ces régimes d'écoulement, il est important de se rappeler que, tout au long de sa durée de vie, il est rare qu'un seul régime d'écoulement soit présent dans un puits de gaz. Habituellement, un puits de gaz peut traverser presque tous ces régimes d'écoulement au cours de sa vie productive. De plus, plus d'un régime d'écoulement peut être présent en même temps dans le puits, car les bulles de gaz se dilateront en remontant le long de la colonne de production. Il ne faut pas non plus oublier que la vitesse d'écoulement est directement liée à la section transversale, de sorte que les régimes d'écoulement peuvent différer au-dessus et en dessous de l'obturateur de production, s'il y en a un. Un autre point à prendre en compte est que le régime d'écoulement observé en surface peut ne pas être le régime d'écoulement près des perforations, étant donné que les conditions au fond du puits peuvent être différentes.

Comme indiqué précédemment, lorsque la vitesse du gaz diminue, les régimes d'écoulement passent de la nébulosité aux bulles. Étant donné que la présence de liquide est beaucoup plus importante dans l'écoulement à bulles, la quantité de liquide produit augmentera à mesure que les régimes d'écoulement changent. Cela signifie que, bien sûr, à mesure que le débit de gaz diminue avec la diminution de la pression du réservoir, la quantité de liquide produite avec le gaz augmentera considérablement, ce qui augmentera également le coût du puits. À un certain moment, la quantité croissante de liquide commencera à s'accumuler dans le puits à mesure que le régime d'écoulement au fond du puits passe à l'écoulement à bulles et augmente la pression au fond du puits. Le puits finira par ne plus être capable de surmonter cette pression et cessera complètement de produire.

II.3 Le concept de liquid loading

Lors de la production initiale du gaz, les liquides produits sont transportés en surface avec le gaz car la vitesse est suffisamment élevée. Cette dernière génère un écoulement de

type annulaire, dans lequel les liquides sont finalement dispersés dans le gaz.

Avec le temps la pression du réservoir baisse, ce qui entraîne la diminution de la vitesse du gaz sous un seuil minimum, dont la vitesse des liquides portés par le gaz diminue encore plus rapidement. Par conséquent, les liquides commencent à se rassembler sur les parois du tubing et forment ainsi des bouchons de liquide qui s'accumulent au fond du puits et créent une pression de fond inférieure à la pression hydrostatique. [7]

II.4 Les sources d'eau

Seul un petit nombre de puits de gaz produisent un gaz complètement sec. Cela signifie que presque tous les puits de gaz produisent des liquides avec le gaz, même si la quantité de liquides produite est très faible. Ces liquides peuvent être de l'eau libre, de la condensation d'eau et/ou de la condensation d'hydrocarbures. La condensation peut être produite sous forme liquide ou vapeur en fonction de la pression du réservoir et du puits. Les liquides produits avec le gaz peuvent avoir plusieurs sources en fonction des conditions et du type de réservoir à partir duquel le gaz est produit : [22]

- Il peut y avoir une nappe aquifère sous la zone de gaz, ce qui peut entraîner la formation de cônes d'eau ou une intrusion d'eau.
- La source des liquides peut être une autre zone ou d'autres zones, en particulier si le puits est complété en trou ouvert.
- L'eau produite avec le gaz peut être de l'eau libre présente dans la formation.
- Selon le réservoir, les pressions au fond du puits et à la tête du tube, de l'eau et/ou de la vapeur d'hydrocarbures peuvent pénétrer dans le puits et se condenser pendant la remontée dans le tube de production, ressortant sous forme liquide.

II.4.1 Coning d'eau

Si le débit de production d'un puits de gaz vertical ou dévié est suffisamment élevé pour créer une pression de fond élevée, cela peut entraîner la remontée de l'eau de contact dans le réservoir sous-jacent au gaz, même si les perforations ne s'étendent pas jusqu'à cette zone inférieure. Les puits horizontaux réduisent généralement les effets du cône d'eau, mais cela peut quand même se produire et on l'appelle couramment "crête d'eau" plutôt que "cône d'eau." [10]

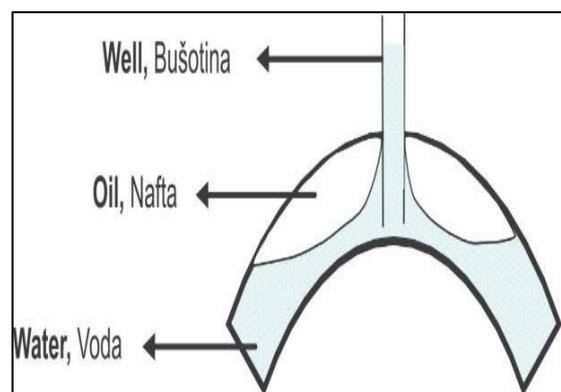


Figure II-5: Coning d'eau

II.4.2 Eau d'aquifère

Si le réservoir possède un mécanisme d'entraînement par nappe phréatique, la nappe phréatique qui soutient la pression du gaz produit finira par atteindre les perforations et pénétrer dans le puits. Ce phénomène est également appelé entrée d'eau. Une fois que l'eau atteint le puits, les problèmes de chargement liquide augmenteront et la pression du réservoir commencera à chuter de manière plus prononcée, car le mécanisme d'entraînement s'épuise avec le gaz produit. [10]

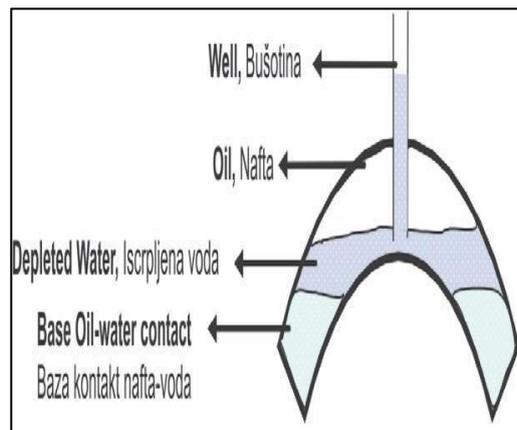


Figure II-6 : Figure 11. Elévation de plan de contact gaz/eau

II.4.3 Eau condensée

Étant donné que presque tous les réservoirs contiennent de l'eau de formation libre, le gaz naturel présent dans le réservoir peut être saturé si les conditions sont propices à la dissolution de l'eau dans le gaz naturel. Dans ce cas, l'eau pénétrera dans le puits sous forme de vapeur dissoute dans le gaz naturel, et il n'y aura pas ou très peu d'eau sous forme liquide au fond, près des perforations. Lorsque la solution s'écoule à travers le tube de production, l'eau commencera à se condenser si les conditions de température et de pression dans le puits descendent en dessous du point de rosée. Si la quantité d'eau condensée est élevée dans le puits, cela créera une pression hydrostatique élevée dans le tube, augmentant la pression et entraînant ainsi une diminution de la solubilité de l'eau dans le gaz et une plus grande quantité d'eau condensée. Finalement, l'eau condensée s'accumulera au fond du puits. [13]

II.4.4 Hydrocarbures condensés

Tout comme l'eau, les hydrocarbures qui sont à l'état liquide dans des conditions atmosphériques peuvent également pénétrer dans le puits sous forme de vapeur. Lorsque la solution de gaz remonte à la surface, les hydrocarbures à l'état de vapeur peuvent commencer à se condenser lorsque les conditions descendent en dessous du point de rosée. À ce moment-là, les hydrocarbures condensés sont brièvement appelés condensat. Le condensat, bien qu'en quantité moindre que l'eau, présente un gradient de pression beaucoup plus élevé que le gaz, ce qui créera une pression hydrostatique plus élevée et finira par charger le puits, tout comme l'eau. [13]

II.4.5 Production d'eau à partir d'une autre zone

En particulier dans les complétions en trou ouvert et certains cas de puits avec plusieurs perforations, il est possible de produire involontairement des liquides à partir d'une autre zone. [10]

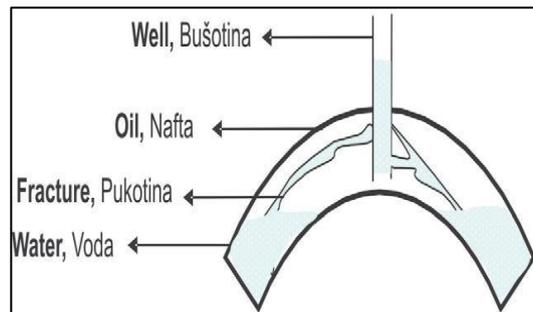


Figure II-7 : Production d'eau à travers des fractures

II.4.6 Eau de formation libre

Différemment de la condition mentionnée ci-dessus, l'eau peut également être produite avec le gaz à partir des mêmes perforations, s'il y a de l'eau libre dans le réservoir. [3]

Comme mentionné précédemment, il existe différentes sources de liquid loading, et il existe différentes méthodes de solution pour éliminer les liquides ou résoudre les problèmes de liquid loading dans les puits de gaz. Cependant, il existe une incertitude quant à la méthodologie qui donnera les meilleurs résultats pour un puits de gaz particulier. Cette étude vise à aborder cette question.

II.5 Les indicateurs utilisés pour la détection de liquid loading dans les puits de gaz

II.5.1 L'analyse de la courbe de déclin de production

L'analyse du déclin est un outil essentiel pour évaluer et gérer le liquid loading dans les puits de gaz. Elle permet d'identifier les problèmes potentiels, de mettre en œuvre des mesures correctives et d'optimiser la production de gaz. [5]

L'analyse du déclin permet de quantifier l'impact du liquid loading sur la production de gaz en observant les changements de débit et de pression au fil du temps. En surveillant ces paramètres, les opérateurs peuvent détecter les signes de liquid loading et prendre des mesures pour atténuer ses effets. [8]

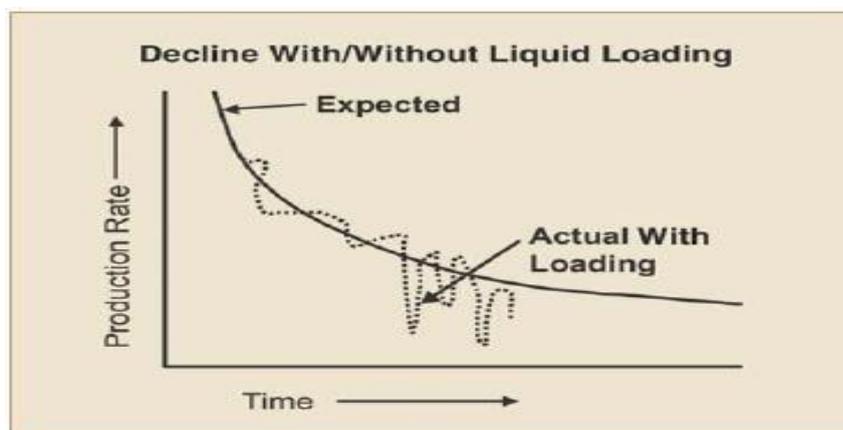


Figure II-8: Courbe de déclin d'un puits avec chargement de liquide

II.5.2 La différence de pression entre le tubing et casing

Lorsque le liquid loading se produit et que les liquides s'accumulent dans le tubing de production, le gradient d'écoulement du tubing fournit une contre pression contre la formation en raison des liquides qui se trouvent dans le tubing, avec une augmentation ultérieure de la différence entre les pressions du tubing et du casing au fil du temps. [5]

Cette caractéristique de chargement est représentée sur la figure II.9

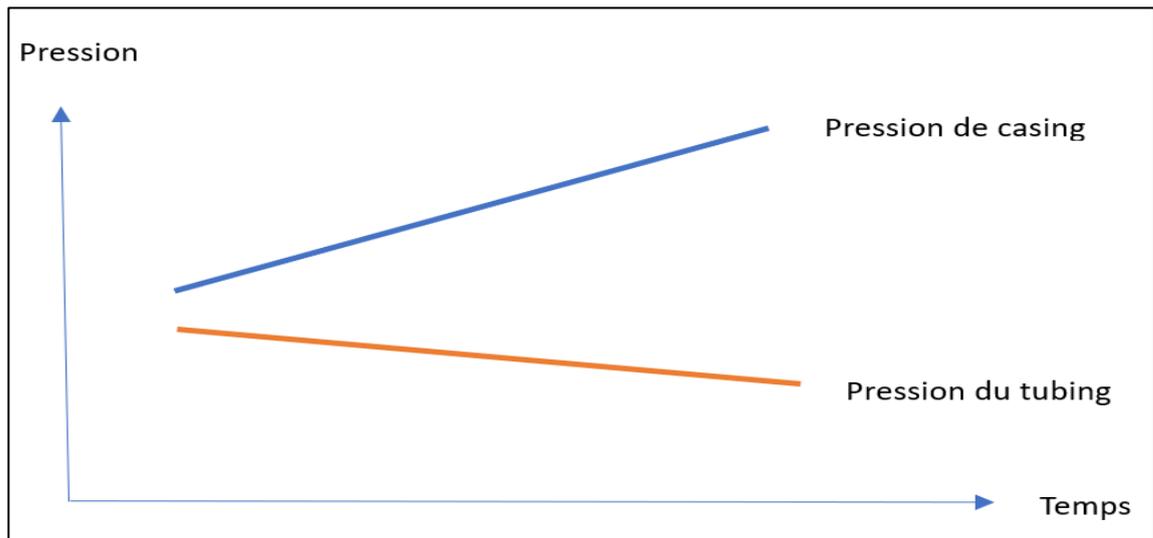


Figure II-9: Indication de pression dans le casing et le tubing de production

II.5.3 Le gradient de pression

Lorsque les liquides commencent à s'accumuler dans le fond du puits, la pression accrue causée par la pression de tête hydrostatique du liquide sur la formation entraînera une baisse de la pression de la conduite de surface. Dans les puits sans packer, la pression accrue dans la conduite provoquerait l'accumulation de bulles de gaz dans l'annulaire tubage-casing, entraînant une augmentation de la pression de surface du casing, contrairement à la pression de la conduite. Par conséquent, dans les complétions sans packer, une augmentation de la pression de surface du casing et une diminution correspondante de la pression de surface de la conduite pourraient indiquer une possible accumulation de liquide. Bien que cette méthode soit un bon indicateur lorsque les pressions sont observées de près, une étude de pression devrait fournir des données définitives sur la question pour déterminer si le puits a réellement commencé à accumuler des liquides. [5] Une étude de pression du puits en écoulement ou en statique réalisée avec des jauges électroniques en fond de puits est peut-être la méthode la plus précise pour déterminer si le puits s'accumule de liquides. Les études de pression, en utilisant des jauges en fond de puits, mesurent la pression en fonction de la profondeur correspondante du puits pendant que le puits est en écoulement ou fermé. Les données peuvent être utilisées pour construire un graphique du gradient de pression, qui est une fonction de la densité du fluide dans le puits à cette profondeur spécifique. La courbe du

gradient de pression construite présentera un changement abrupt lorsque le fluide dans le puits se transformera en liquide à partir du gaz, car la densité des liquides est beaucoup plus élevée que celle des gaz occupant le puits. Le graphique de pression par rapport à la profondeur (Figure II-10) donnera également le niveau de liquide, puisque le point où le changement abrupt se produit est essentiellement le point où le liquide est accumulé dans le puits. [8]

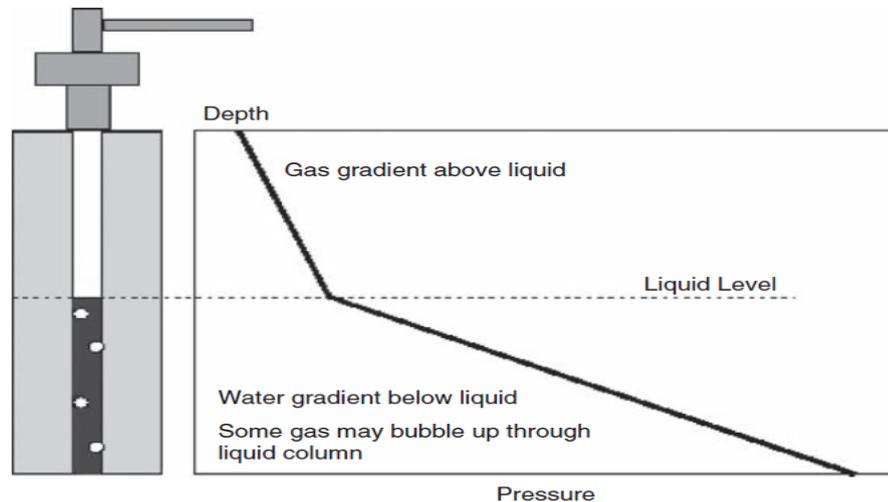


Figure II-10: Gradient de pression d'un puits avec chargement de liquide

II.5.4 La vitesse critique du chargement du liquide

L'apparition de liquid loading dans le puits de gaz commence lorsque la vitesse du gaz, qui transporte les gouttelettes de liquide à la surface, diminue par rapport à un seuil minimal, appelé **vitesse critique**, dont le débit de gaz chute au cours de production.

La vitesse critique est généralement définie comme la vitesse minimale de gaz dans le tubing requise pour déplacer les gouttelettes liquides vers le haut. [16]

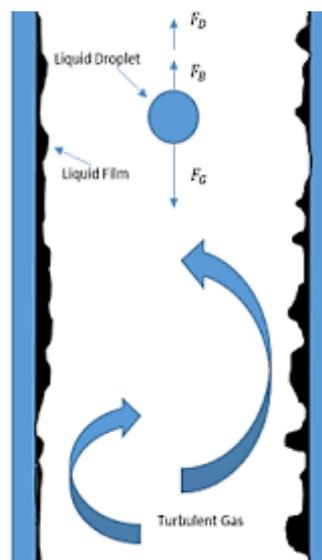


Figure II-11: Les différentes forces agissant sur la gouttelette d'eau

II.6 Conclusion

L'évolution des schémas d'écoulement multiphasique dans les puits de gaz peut conduire au problème de liquid loading causé par l'accumulation d'eau. La détection précoce du liquid loading est essentielle, et bien que des méthodes telles que le gradient de pression et l'analyse des courbes de déclin soient couramment utilisées, elles peuvent nécessiter des ressources importantes. C'est pourquoi l'étude des modes d'écoulement et l'utilisation de concepts tels que la vitesse critique permet de prédire et de gérer efficacement le liquid loading dans les puits de gaz.

Chapitre



III

Modélisation de liquid loading dans
le champ gazier TEG

III Chapitre III : Modélisation de liquid loading dans le champ gazier TEG

III.1 Introduction

Comme mentionné précédemment, lors de la production de gaz à partir d'un réservoir, des hydrocarbures en phase liquide que l'on appelle du condensat ainsi que de l'eau en phase liquide peuvent également être produits. La présence de liquides dans le puits exercera une pression contre la pression du réservoir et si le puits n'est pas capable de décharger le liquide, il s'éteindra à moins de prendre certaines mesures. De plus, même si la pression d'écoulement du puits est suffisamment élevée pour décharger les liquides, il peut encore y avoir des fluctuations ou des discontinuités dans l'écoulement en raison du régime d'écoulement. À ce stade, la première chose à considérer devrait être de déterminer si le puits sera capable de décharger ce liquide par lui-même. La réponse à cette question réside dans la théorie de la vitesse critique. De nombreux auteurs ont proposé plusieurs méthodes pour déterminer si le débit d'un puits est suffisant pour éliminer en continu les matériaux en phase liquide produits. En 1969, Turner et al, ont proposé deux modèles physiques pour l'élimination des liquides : (1) le liquide forme un film continu à l'intérieur de la paroi du tubing de production qui se déplace vers le haut en raison du stress interfacial, et (2) des gouttelettes de liquide présentes dans le tubage se déplacent vers le haut en tant que particules en chute libre en raison de la grande vitesse du gaz. Après avoir développé ces deux modèles, Turner et al. ont comparé les données de terrain réelles avec les modèles de manière indépendante pour voir lequel correspond le mieux et quel est le mécanisme dominant pour l'élimination des liquides.[12]

III.2 Modèle de gouttelette liquide

Le modèle des gouttelettes liquides entraînées, également connu sous le nom de retournement de gouttelettes liquides, suppose que la chute de gouttelettes liquides présentes dans le cœur de gaz est la principale cause du liquid loading. Turner et al. (1969) ont proposé une équation qui calcule la vitesse minimale du gaz nécessaire pour soulever la plus grande gouttelette présente dans le cœur de gaz. Lorsque la vitesse du gaz dans le tubing tombe en dessous de cette vitesse minimale, le liquid loading est susceptible de se produire. L'équation a été développée sur la base des forces de traînée et de gravité qui agissent sur la gouttelette liquide en chute. [21]

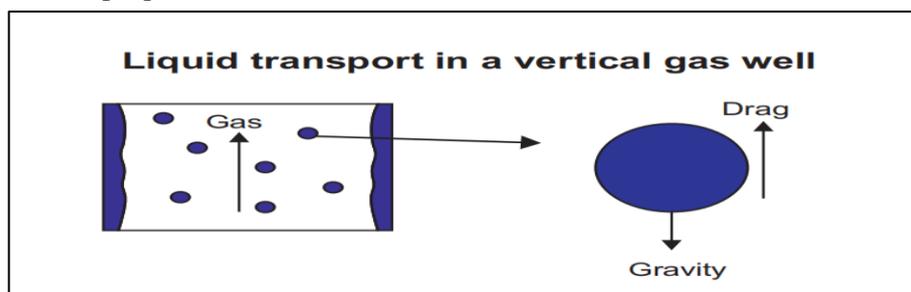


Figure III-1. Mouvement des gouttelettes liquides .

L'équation de Turner pour la vitesse superficielle critique du gaz (m/s) :

$$v_{g,\min} = 6.556 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{1/4} \quad (\text{II-1})$$

Pour correspondre à leurs données sur le terrain lors de la validation du modèle, le coefficient d'origine a été corrigé de 20%. Ainsi, la valeur de 5,463 a été modifiée en 6,556. De nombreux chercheurs ont apporté des améliorations et des modifications au modèle de gouttelettes de Turner et al. (1969) afin de mieux correspondre à différents ensembles de données, avec des degrés de réussite variables (Coleman et al., 1991 ; Nosseir et al., 1997 ; Li et al., 2001 ; Wang et al., 2010 et Sutton et al., 2010). Les modifications portaient sur la forme de la gouttelette de liquide, l'ajustement de la valeur du coefficient de l'équation et l'effet des conditions d'écoulement, entre autres. [24]

L'équation de Turner et al. a été largement utilisée dans l'industrie pétrolière comme méthode principale pour prédire le liquid loading dans les puits de gaz, mais il n'a pas fallu longtemps avant que la nécessité de prédire le phénomène dans les puits déviés ne se pose. Ainsi, le modèle de gouttelettes a été modifié pour inclure l'effet de l'inclinaison. Flores-Avila et al. (2002) ont proposé un nouveau modèle de gouttelettes basé sur le modèle de Turner et al. Ils l'ont adapté aux unités de terrain et ont inclus un coefficient pour prendre en compte l'angle de déviation du puits. [24] L'équation de Flores pour la vitesse superficielle critique du gaz (m/s) :

$$v_{g,\min} = 14.27 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{K_d \cos(\alpha) \rho_g^2} \right]^{1/4} \quad (\text{II-2})$$

$$K_d = 4 \left[\frac{24}{N_{Re}} + \frac{4}{N_{Re}^{0.468}} + 0.5 \right]$$

Où α est l'angle de déviation par rapport à la verticale et K_d est le coefficient de traînée correspondant au nombre de Reynolds en conditions d'écoulement de la phase continue, comme suggéré par Nosseir et al. (1997). [24]

En 2008, Belfroid et al ont étudié l'effet de l'angle d'inclinaison du tuyau sur la prédiction du modèle de gouttelettes. En traçant la vitesse critique du gaz en fonction de l'angle d'inclinaison à l'aide des données de Van't Westende (2008), présentées dans la Figure 2.6, ils ont observé qu'à mesure que l'angle d'inclinaison changeait vers le bas depuis la position verticale, la vitesse critique du gaz augmentait jusqu'à atteindre une valeur maximale. [24]

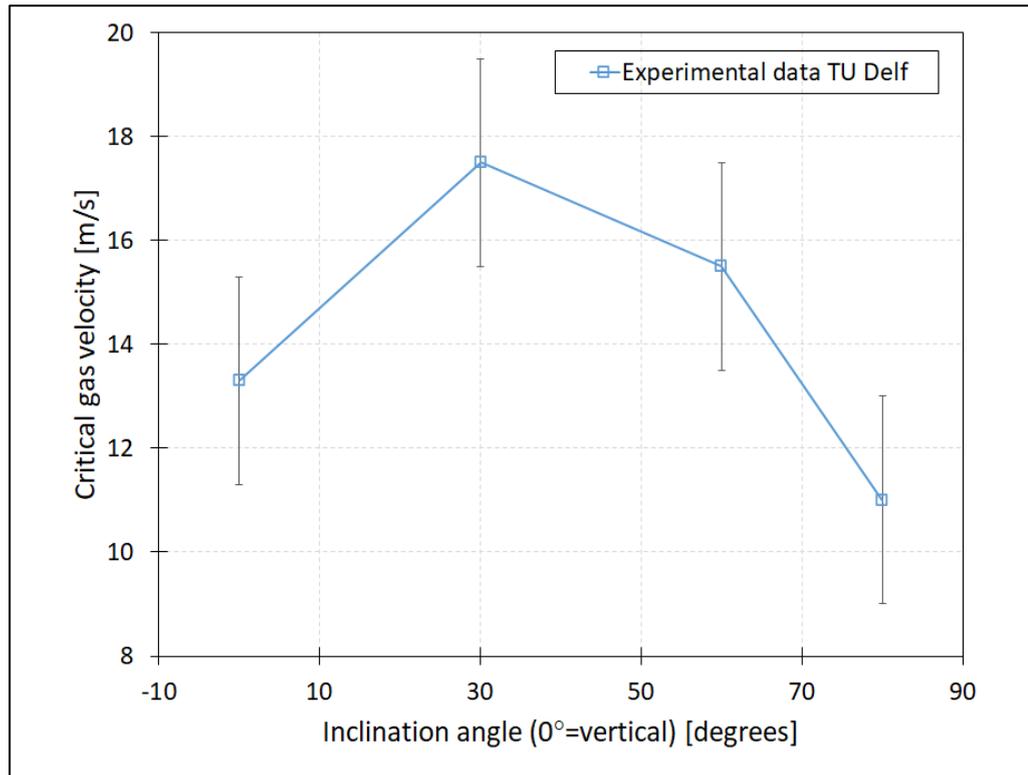


Figure III-2. Vitesse critique de gaz par rapport à l'angle d'inclinaison (Belfroid et al., 2008)

Ce comportement a ensuite été lié à la diminution des forces gravitationnelles perpendiculaires à l'écoulement et à l'augmentation de l'épaisseur du film sur l'ensemble de la circonférence du tube. Pour prendre en compte l'effet de l'angle d'inclinaison sur la prédiction de la vitesse critique du gaz, ils ont proposé un nouveau modèle de gouttelettes. Le modèle proposé résulte de la combinaison du modèle de Fiedler et Auracher (2004) avec l'équation conventionnelle de Turner.[24] L'équation de Belfroid pour la vitesse critique superficielle du gaz (m/s) est la suivante :

$$\dot{m}_{g,\min} = \left(3.1A\sqrt{\rho_g} \left(g\sigma(\rho_l - \rho_g) \right)^{1/4} \right) \frac{(\sin 1.7\theta)^{0.38}}{0.74} \quad (\text{II-3})$$

Où $\dot{m}_{g,\min}$ est le débit massique minimal du gaz [kg/s], ρ_g et ρ_l sont les densités du gaz et du liquide [kg/m³], σ est la tension de surface [N/m] et θ est l'angle d'inclinaison par rapport à l'horizontal (où $\theta = 0^\circ$).

Récemment, Wang et al. (2016) ont réalisé une étude expérimentale sur un système d'écoulement d'air et d'eau dans des tuyaux enroulés de diamètre intérieur de 30 mm et 40 mm, avec un angle d'inclinaison de 15° à 76° par rapport à l'horizontal. Sur la base des données expérimentales, ils ont proposé une modification du modèle de Belfroid et al. (2008) pour inclure l'effet du diamètre du tuyau sur la prédiction de la vitesse critique du gaz. Le modèle de Wang pour la vitesse critique superficielle du gaz (m/s) est le suivant :

$$v_{g,\min} = (5.13\ln D - 14.1) \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{1/4} \frac{(\sin 1.7\theta)^{0.38}}{0.74} \frac{1}{\ln(45.6v_{sl}^2 - 9.5v_{sl} + 3.1)} \quad (\text{II-4})$$

Bien que le modèle de gouttelettes soit simple, facile à utiliser et à ajuster, des preuves sur le terrain et expérimentales montrent une prédictibilité limitée (Guo et al., 2005 ; Zhou et Yuan, 2009 ; Veeken et al., 2010 ; Yuan, 2011 et Shekhar et al., 2017).[24]

III.3 Modèle de film liquide

Le modèle de film liquide, également connu sous le nom de modèle de retournement de film liquide, suppose que le liquide est transporté sous forme de film se déplaçant le long des parois du conduit tandis que le noyau de gaz s'écoule au centre (Figure III-3). L'accumulation de liquide dans le puits commence lorsque le film liquide ne peut plus être remonté à la surface. Turner et al. (1969), sur la base de l'analyse des données de terrain, ont conclu que le film liquide ne représente pas le mécanisme de transport liquide dominant. Pour identifier quand le film liquide n'est plus remonté à la surface, une approche basée sur des mesures de gradient de pression et des transitions de régime d'écoulement a été proposée.[24]

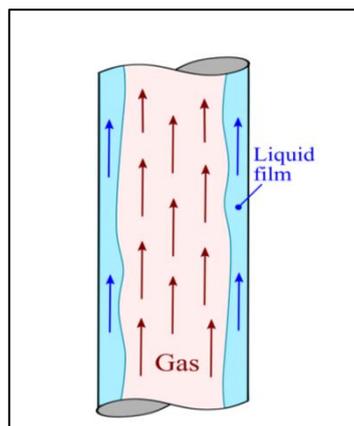


Figure III-3. Mouvement du film liquide

Zabaras et al. (1986) ont mené une étude expérimentale sur l'écoulement de film pour l'écoulement annulaire gaz-liquide concurrent vertical ascendant, où l'épaisseur locale instantanée du film, la contrainte de cisaillement sur la paroi et le gradient de pression ont été mesurés. Ils ont conclu que, à faibles débits de gaz, le mouvement du film est contrôlé par un mécanisme de commutation. Ce mécanisme de commutation a été désigné sous le nom d'écoulement saccadé, qui est lié à l'instabilité du film liquide due à la diminution à la fois de l'épaisseur du film et du frottement interfacial. Plusieurs auteurs ultérieurs ont montré que le liquid loading est accompagné d'une transition de régime d'écoulement de l'écoulement annulaire à l'écoulement en bouchons ou saccadé (écoulement intermittent).[24]

- **Modèle de Barnea (1986) :**

Le modèle de transition annulaire-intermittent de Barnea (1986, 1987) est largement utilisé pour le début du liquid loading dans les tubings déviés. Le modèle suppose qu'il n'y a

pas de variation de l'épaisseur du film autour du tubing pour tous les angles d'inclinaison.

La géométrie de l'écoulement annulaire est présentée dans la Figure III-4. L'écoulement de la phase gazeuse se fait au centre du tubing tandis que la phase liquide forme un film d'épaisseur uniforme autour de la paroi du tuyau. Aucune gouttelette liquide n'est supposée se trouver dans le noyau gazeux. [24]

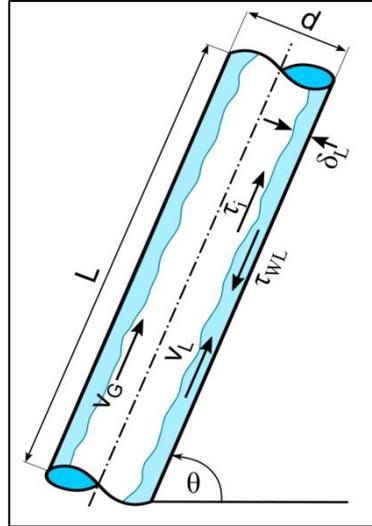


Figure III-4. Modèle physique pour l'écoulement annulaire en écoulement ascendant.
Adapté de Shoham (2006)

En utilisant l'équilibre de quantité de mouvement pour un écoulement annulaire stable, on obtient les équations suivantes :

Film liquid:

$$-A_l \frac{dp}{dL} - \tau_{wl} S_l + \tau_i S_i - \rho_l A_l g \sin \theta = 0 \quad (\text{II-5})$$

Et :

noyau gazeux

$$-A_g \frac{dp}{dL} - \tau_{wl} S_l - \rho_g A_g g \sin \theta = 0 \quad (\text{II-6})$$

Où τ_i et τ_{wl} sont les contraintes de cisaillement interfaciales et de paroi respectivement, A_l et A_g sont les sections transversales occupées par la phase liquide et la phase gazeuse respectivement, S_l et S_i sont les périmètres sur lesquels τ_i et τ_{wl} agissent respectivement, ρ_l et ρ_g sont les densités du liquide et du gaz respectivement. θ est l'angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale, g est l'accélération gravitationnelle, p est la pression statique et L est la coordonnée axiale.[24]

En simplifiant le gradient de pression à partir des équations de quantité de mouvement du liquide et du gaz, on obtient l'équation d'équilibre de quantité de mouvement (force) combinée pour l'écoulement annulaire en régime permanent biphasique liquide-gaz, comme

suit :

$$\tau_i S_i \left(\frac{1}{A_l} + \frac{1}{A_g} \right) - g(\rho_l - \rho_g) \sin \theta - \tau_{wl} \frac{S_l}{A_l} = 0 \quad (\text{II-7})$$

La contrainte de cisaillement de paroi du liquide τ_{wl} est liée à la vitesse axiale moyenne du liquide (v_l) par l'expression suivante :

$$\tau_{wl} = f_l \frac{\rho_l v_l^2}{2} \quad (\text{II-8})$$

Avec le facteur de friction liquide/paroi f_l évalué à partir de l'équation :

$$f_l = C_l \left(\frac{\rho_l D_l v_l}{\mu_l} \right)^{-n} \quad (\text{II-9})$$

Où $D_l = 4A_l/S_l$ est le diamètre hydraulique, v_l est la viscosité du liquide et C_l et n sont des constantes dans la corrélation du facteur de friction, avec $C_l = 0.046$, $n = 0.2$ pour un film liquide turbulent et $C_l = 16$, $n = 1$ pour un film liquide laminaire.

Et la vitesse respective du liquide :

$$v_l = \frac{v_{sl} A}{A_l} \quad (\text{II-10})$$

En dérivant les paramètres géométriques en fonction de l'épaisseur uniforme du film (δ) illustrée dans la Figure A.3, on obtient l'équation (II-11) :

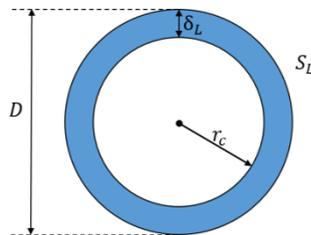


Figure III-5. Géométrie de l'écoulement annulaire pour une épaisseur de film uniforme

$$S_l = \pi D \quad S_i = \pi(D - 2\delta) \quad A_l = \pi(D\delta - \delta^2) \quad A_g = \pi \left(\frac{D}{2} - \delta \right)^2 \quad (\text{II-11})$$

En substituant les relations géométriques et l'expression de la contrainte de cisaillement du liquide dans l'équation (II-7) et en réarrangeant pour la contrainte de cisaillement interfaciale, on obtient :

$$\begin{aligned} \tau_i = & g(\rho_l - \rho_g) D \sin \beta (\tilde{\delta}_l - \tilde{\delta}_l^2) (1 - 2\tilde{\delta}_l) \\ & + \frac{1}{32} C_l \rho_l \left(\frac{D \rho_l}{\mu_l} \right)^{-n} (v_{sl})^{2-n} \left[\frac{(1 - 2\tilde{\delta}_l)}{(\tilde{\delta}_l - \tilde{\delta}_l^2)^2} \right] \end{aligned} \quad (\text{II-12})$$

L'équation (II-12) relie la contrainte de cisaillement interfaciale nécessaire fournie par la phase liquide pour maintenir la structure de l'écoulement annulaire à l'épaisseur de film sans dimension ($e\delta = \delta/D$), pour une vitesse superficielle liquide v_{sl} donnée. Cette relation pour l'écoulement ascendant est représentée dans la Figure III-6 pour différentes valeurs de vitesses liquides. Notez que τ_{ei} est la contrainte de cisaillement interfaciale sans dimension donnée par :

$$\tilde{\tau}_i = \frac{\tau_i}{g(\rho_l - \rho_g)D} \quad (\text{II-13})$$

La contrainte de cisaillement interfaciale fournie par la phase gazeuse pour l'écoulement ascendant vertical est la suivante :

$$\tau_i = \frac{1}{2} f_i \frac{\rho_g v_{sg}^2}{(1 - 2\tilde{\delta}_l)^4} \quad (\text{II-14})$$

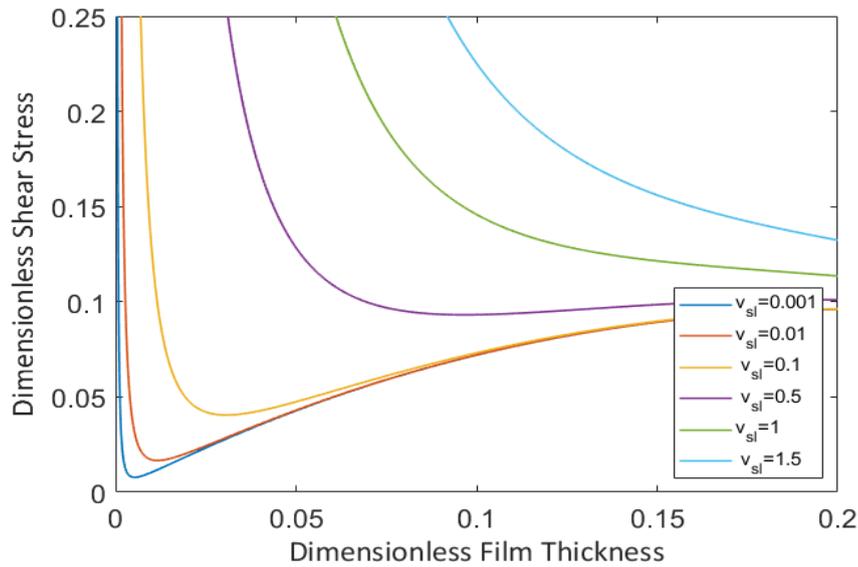


Figure III-6. Dimensionless interfacial shear stress at different liquid velocities

Où la vitesse du gaz dans le noyau est donnée par

$$v_g = \frac{v_{sg}}{(1 - 2\tilde{\delta}_l)^2} \quad (\text{II-15})$$

Barnea (1986) a mentionné que le mécanisme de base qui détermine le cisaillement interfacial n'est pas entièrement compris et que les relations disponibles sont largement empiriques. Barnea a ensuite utilisé une équation développée par Wallis (1969) pour estimer le facteur de frottement interfacial (f_i) :

$$f_i = f_{sg} (1 + 300\tilde{\delta}_l) \quad (\text{II-16})$$

Où f_{sg} est le facteur de frottement en l'absence du film, déterminé par :

$$f_{sg} = C_g \left(\frac{v_{sg} D \rho_g}{\mu_g} \right)^{-m} \quad (\text{II-17})$$

Où v_{sg} est la vitesse superficielle du gaz, ν_g est la viscosité cinématique du gaz, $C_g = 0.046$, $m = 0.2$ pour un film liquide turbulent et $C_g = 16$, $m = 1$ pour un film liquide laminaire.

L'équation (II-14) relie la contrainte de cisaillement interfaciale fournie à l'épaisseur de film sans dimension pour une vitesse superficielle de gaz donnée, v_{sg} . Cette relation est représentée par la ligne en pointillés dans la Figure III-7.

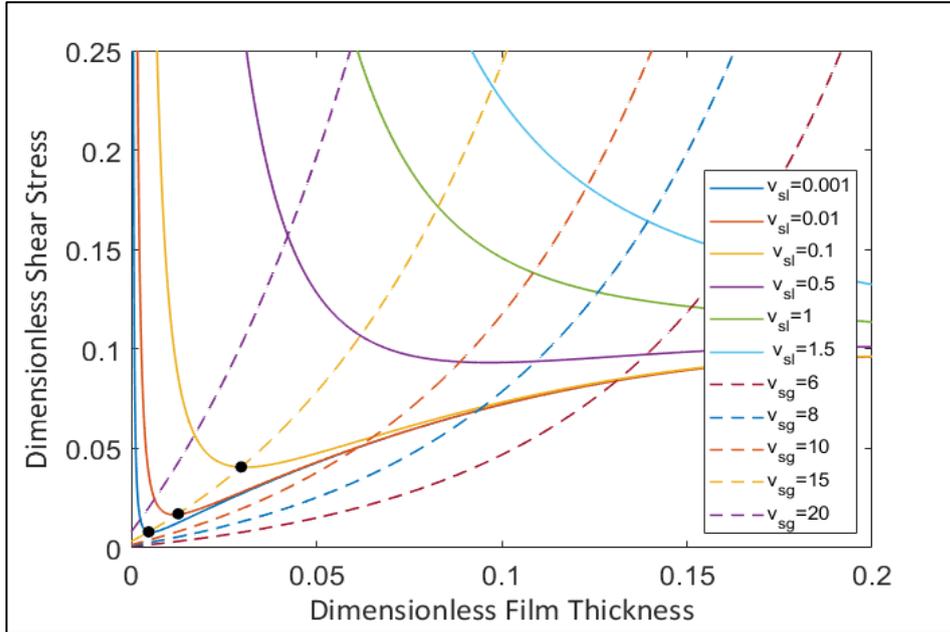


Figure III-7. Steady state solutions for vertical annular flow

Pour un ensemble donné de conditions opérationnelles, toute intersection entre les lignes pleines et la ligne en pointillés est une solution possible à l'état stationnaire pour l'écoulement annulaire. Barnea (1986) a mentionné que la transition de l'écoulement annulaire à l'écoulement intermittent se produit lorsque le noyau de gaz est bloqué par le liquide, ce qui entraîne un passage à l'écoulement à poches. Ce blocage se produit en raison d'un mécanisme :

- **L'instabilité de la configuration de l'écoulement annulaire**

Dans la Figure III-6, le profil de vitesse minimale représente un changement soudain de la vitesse superficielle du liquide, indiquant un renversement du film. (Shekhar et al., 2017)

La condition au niveau des points minimaux est obtenue en dérivant l'équation (II-12) par rapport à δ_l et en l'égalant à zéro, ce qui donne :

$$g(\rho_l - \rho_g)D \sin \beta \left[(1 - 2\tilde{\delta}_l)^2 - 2(\tilde{\delta}_l - \tilde{\delta}_l^2) \right] - \frac{1}{16} C_l \rho_l \left(\frac{D \rho_l}{\mu_l} \right)^{-n} (v_{sl})^{2-n} \left[\frac{(\tilde{\delta}_l - \tilde{\delta}_l^2) + (1 - 2\tilde{\delta}_l)^2}{(\tilde{\delta}_l - \tilde{\delta}_l^2)^3} \right] = 0 \quad (\text{II-18})$$

L'équation (II-18) donne l'épaisseur du film au minimum de la courbe, $e \delta_l$, pour une v_{sl} donnée. En résolvant simultanément les équations (II-12) et (II-14) avec $e \delta_l$, qui satisfait l'équation (II-18), on obtient la valeur de v_{sg} à la frontière de transition. Les points noirs dans la Figure III.7 représentent les solutions de transition de l'écoulement annulaire à l'écoulement à poches. [24]

En 1994, Paz a réalisé une étude expérimentale et théorique sur l'écoulement annulaire

diphasique, en se concentrant sur l'effet de l'angle d'inclinaison sur la distribution de l'épaisseur du film liquide dans la circonférence du tuyau. Ils ont observé que lorsque l'inclinaison du tuyau se rapproche des conditions horizontales, la phase liquide a tendance à s'accumuler au fond du tuyau. Cela entraîne un film liquide plus épais en bas et un film plus mince en haut (**Figure III-8**). Ils ont conclu que l'angle d'inclinaison affecte fortement l'épaisseur du film liquide (δ), contredisant ainsi l'hypothèse de Barnea.[24]

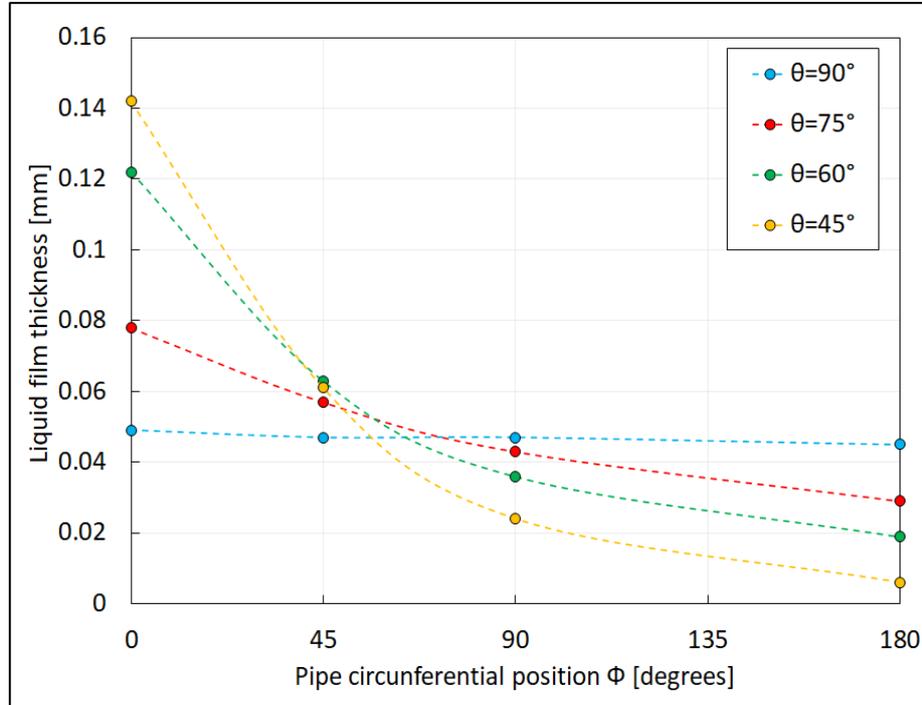


Figure III-8. Distribution de l'épaisseur du film liquide autour de la circonférence du tuyau ($\Phi=0^\circ$ au bas du tuyau) pour $v_{sg}=18,29$ m/s, $v_{sl}=0,0124$ m/s, différentes inclinaisons du tuyau ($\theta=90^\circ$ est vertical) observées par Paz (1994).

Récemment, Luo et al. (2014) ont publié une corrélation qui tenait compte de l'épaisseur non uniforme du film (équation II-22) et utilisé la méthodologie de Barnea (1986) pour prédire le début de liquid loading, c'est-à-dire la transition annulaire-intermittente. Ils ont utilisé la corrélation du facteur de frottement interfacial de Fore et al. (2000) (équation II-19) au lieu de celle de Wallis (1969) (équation II-16). [24]

$$f_i = 0.005 \left\{ 1 + 300 \left[\left(1 + \frac{17,500}{Re_g} \right) \tilde{\delta}_L - 0.0015 \right] \right\} \quad (\text{II-19})$$

La nouvelle corrélation a été développée en comparant un modèle d'épaisseur de film uniforme et non uniforme, comme illustré dans la Figure 2.8. Dans le cas de l'épaisseur uniforme du film, ils ont approximé la zone du film à la zone d'un rectangle élargi, tandis que dans le cas non uniforme, le film a été approximé par un trapèze (voir équation II-20) utilisé dans le travail de Barnea (1986).[24]

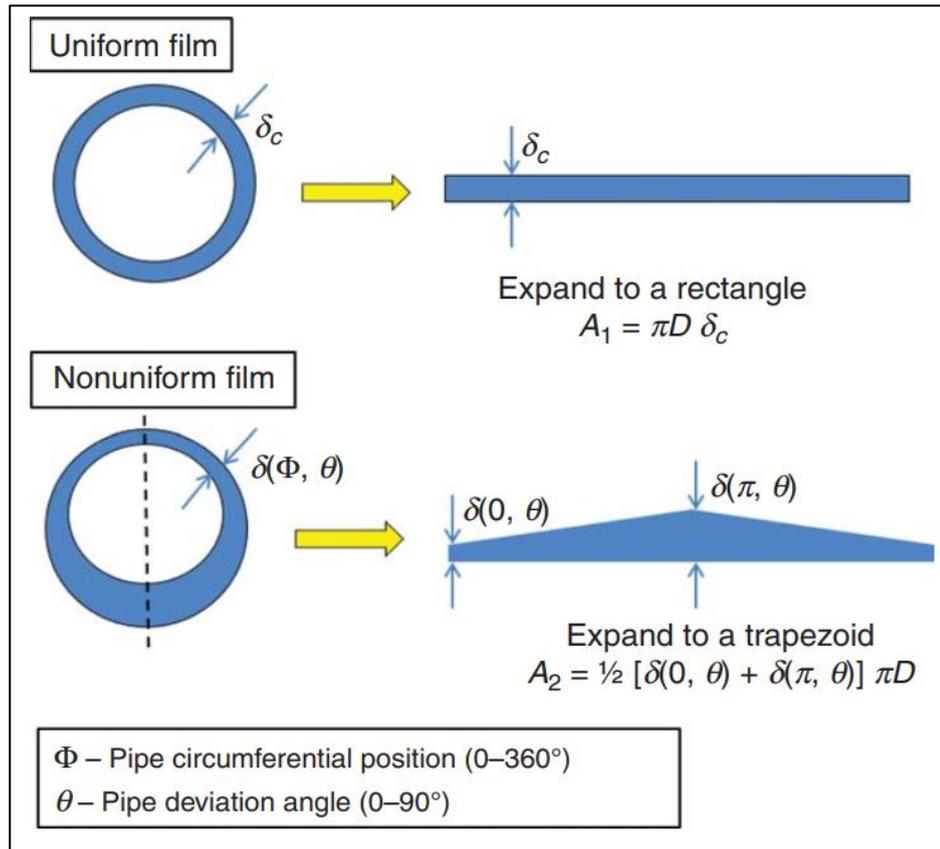


Figure III-9. schéma de l'épaisseur du film liquide uniforme et non uniforme.

$$A_1 = \pi D \delta_c \quad A_2 = \frac{1}{2} [\delta(0, \theta) + \delta(\pi, \theta)] \pi D \quad (\text{II-20})$$

Où D est le diamètre du tuyau, δ_c est l'épaisseur constante du film liquide, $\delta(0, \theta)$ est l'épaisseur du film liquide au sommet du tuyau et $\delta(\pi, \theta)$ est l'épaisseur du film liquide au fond du tubing. En considérant que A_1 est égal à A_2 , l'épaisseur constante du film liquide a été exprimée comme

$$\delta_c = \frac{1}{2} [\delta(0, \theta) + \delta(\pi, \theta)] \quad (\text{II-21})$$

Pour la distribution du film le long de la position circumférentielle du tuyau pour différentes déviations de tuyau, ils ont proposé l'équation empirique suivante :

$$\delta(\phi, \theta) = (1 - \alpha \theta \cos \phi) \delta_c \quad (\text{II-22})$$

$$\alpha = \begin{cases} 0.0287 & 0 \leq \theta < 30 \\ 0.55\theta^{-0.868} & 30 \leq \theta \leq 90 \end{cases}$$

Pour incorporer l'équation de la variation de l'épaisseur du film due à l'inclinaison du tubing dans le modèle de Barnea, l'épaisseur du film (δ_{el}) qui satisfait l'équation (II-18) est considérée comme δ_c , et la nouvelle épaisseur du film est supposée être corrigée pour un tuyau incliné.[24]

Où δ_c est l'épaisseur de film constante, α est une constante dépendant de l'angle θ .

Shekhar et al. (2017) ont proposé un nouvel ensemble de corrélations empiriques basées sur la variation de l'épaisseur du film avec l'inclinaison du tubing. Ils ont également modifié la friction d'interface (f_i) et proposé une nouvelle corrélation dépendante de l'angle d'inclinaison. [24]

$$\delta(\phi, \theta) = \left[1 - \left(\frac{1 - e^{-0.088\theta}}{1 + e^{-0.088\theta}} \right) \cos \theta \right] \tilde{\delta}_{\text{avg } L} \quad (\text{II-23})$$

Où :

$$\widetilde{\delta}_{\text{avg } L} = \frac{1}{2} (1 + e^{-0.088\theta}) \widetilde{\delta}_{\text{max}} \quad (\text{II-24})$$

$$f_i = 0.005 \{ 1 + [340(1 + \cos \theta) \widetilde{\delta}_{\text{avg } L}] \} \quad (\text{II-25})$$

Le modèle a été validé à l'aide de données d'Alsaadi (2013) et Guner (2012). Le concept de la réversibilité de la chute du film due au mécanisme de commutation et le concept d'analyse nodale ont été utilisés pour prédire l'apparition de liquid loading. [24]

Zabaras et al. (1986) ont observé, à travers des données expérimentales, que la chute de pression présente un minimum lorsque le débit de gaz est réduit pour un débit de liquide constant donné. Ils ont relié la pression minimale à une vitesse de gaz sans dimension $v_g^* = 1.06$ où :

$$v_g^* = v_g \times \rho_g^{1/2} [gD(\rho_l - \rho_g)]^{-1/2} \quad (\text{II-26})$$

Ce comportement a été observé précédemment par Hewitt et al. (1965), qui ont rapporté $v_g^* = 1,12$, comme mentionné dans Zabaras et al. (1986).

Ce comportement de la chute de pression était accompagné de la transition d'écoulement annulaire-intermittent. Un comportement erratique de l'écoulement (écoulement intermittent) a été observé dans la région gauche du point de pression minimum, tandis que dans la région droite, un écoulement plus stable (écoulement annulaire) était dominant. La Figure (III-10) illustre le comportement de la pression du puits de gaz en fonction de la vitesse du gaz.

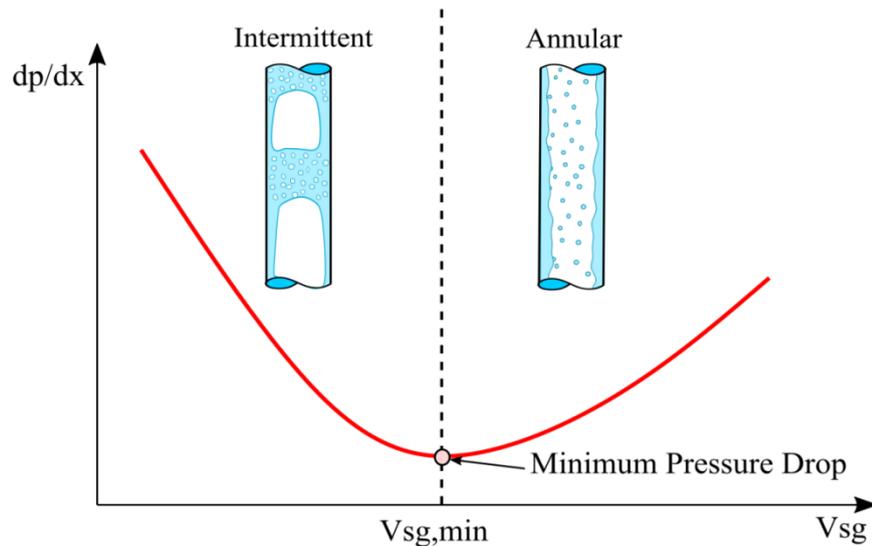


Figure III-10.: Schéma du gradient de pression totale observé sur un tuyau vertical.
D'après Zabarás et al. (1986).

Par la suite, d'autres chercheurs tels que Kelkar et al. (2013), Sarica et al. (2013), Luo et al. (2014) et Waltrich et al. (2015) ont commencé à utiliser le concept de pression minimale pour définir le début de l'encrassement liquide. [24]

III.4 Évaluation de théorie de débit critique

Les données ont été collectées à partir d'un total de 24 puits de gaz situés dans le champ de gaz TEG. Cet ensemble de données comprend un éventail de paramètres, notamment la pression de tête de puits variant de 16,6 bar à 51,5 bar, un angle de déviation de puits constant de 90 degrés (tous les puits étant considérés comme verticaux), des débits de production de gaz variant de 0,055 MMSCFD à 13,21 MMSCFD, et des diamètres de tubes allant de 2,44" à 6,276" pour chaque puits individuel. De plus, les mesures de température de la conduite de flux se situent dans la plage de 10,6 °C à 102,4 °C. Parmi ces données, 13 puits ont été identifiés comme des puits unloaded, tandis que 11 puits ont été classés comme des puits loaded. Pour un aperçu complet de ces informations, veuillez-vous référer au Tableau III-1, qui fournit un résumé des données collectées.

Well Name	b(°)	WHP (barg)	FLT (°C)	ID (inch)	Débit réel de gaz (MMscf/d)	Statut actuel
TEG-03	90	18.3	62	6.276	9.3725	Loaded
TEG-10	90	18.8	18.3	6.276	1.0397	Loaded
TEG-11	90	17.7	102.4	6.276	13.2169	UnLoaded
TEG-12	90	17.8	96.5	6.276	7.5923	UnLoaded
TEG-14	90	17.2	78.3	6.276	4.8585	UnLoaded
TEG-15	90	17.1	14.8	6.276	0.1604	Loaded
TEG-16	90	18.9	23.2	4.408	2.4136	Loaded

Well Name	b(°)	WHP (barg)	FLT (°C)	ID (inch)	Débit réel de gaz (MMscf/d)	Statut actuel
TEG-17	90	18.1	10.6	6.276	1.5111	Loaded
TEG-18	90	17	69.9	6.276	4.302	Loaded
TEG-19	90	18.1	87.6	6.276	8.0532	UnLoaded
TEG-20	90	18.1	91.7	6.276	10.4939	UnLoaded
TEG-21	90	16.6	80.9	6.276	6.4907	UnLoaded
TEG-22	90	16.7	89.1	6.276	8.7429	UnLoaded
TEG-23	90	18.7	99.4	4.408	10.4174	Loaded
TEG-24	90	18.9	59	4.408	4.0404	UnLoaded
TEG 26/7"	90	16.7	29.2	6.276	2.0379	Loaded
TEG-26/VS	90	51.8	28.1	2.44	3.1487	UnLoaded
TEG-27	90	18.2	39.1	4.408	5.4662	UnLoaded
TEG-29	90	19.1	57.6	4.408	4.5017	Loaded
TEG-30	90	18.1	67.8	4.408	4.3379	UnLoaded
TEG-31	90	18.6	73.1	3.958	4.4078	UnLoaded
TEG-34	90	16.8	27.8	4.408	1.4411	Loaded
TEG-37	90	16.72	43.32	6.276	0.055	Loaded
TEG-38	90	18.5	61.7	4.276	4.4127	UnLoaded

Table III-1: Données provenant de 24 puits de gaz du champ de gaz TEG

III.4.1 Méthodologie d'évaluation de liquid loading

Pour déterminer l'état de chargement des puits, on compare le débit actuel de gaz (Q) au débit critique de gaz calculé (Q_{cr}). Sur la base de cette évaluation, un puits de gaz est classé comme suit :

- **Unloaded** : Lorsque le débit critique prédit par les modèles est supérieur au débit réel sur le terrain, ce qui est indiqué par une différence ΔQ entre le débit critique de gaz et le débit réel de gaz étant égal ou inférieur à zéro ($Q_{cr} - Q \leq 0$), le puits est classé comme 'Unloaded'.
- **Loaded** : En revanche, lorsque le débit critique prédit par les modèles est inférieur au débit réel sur le terrain, ce qui entraîne une valeur ΔQ supérieure à zéro ($\Delta Q > 0$), le puits est classé comme 'loaded'.

Résultats et discussions

Le débit critique de gaz dans le champ de gaz a été déterminé en utilisant les modèles proposés par Turner et al. (1969), Barnea et al. (1987), Belfoid et al. (2008) et Shekhar et al. (2017). Les résultats numériques obtenus à partir de ces modèles sont présentés dans le Tableau III-2 et le Tableau III-3 pour examen et discussion ultérieurs.

Nom des puits	Débit réel de gaz (MMscf/d)	Turner. Débit critique de gaz (MMscf/d)	Barnea . Débit critique de gaz (MMscf/d)	Belfroid. Débit critique de gaz (MMscf/d)	Shekhar. Débit critique de gaz (MMscf/d)
TEG-03	9.37	5.19	12.40	4.33	7.44
TEG-10	1.04	5.63	11.49	4.71	7.16
TEG-11	13.22	4.82	11.00	4.03	6.80
TEG-12	7.59	4.87	10.46	4.07	6.59
TEG-14	4.86	4.91	10.32	4.10	6.52
TEG-15	0.16	5.41	8.40	4.52	5.64
TEG-16	2.41	2.76	5.85	2.51	3.52
TEG-17	1.51	5.60	12.36	4.68	7.50
TEG-18	4.30	4.94	10.42	4.43	6.56
TEG-19	8.05	4.97	10.97	4.16	6.83
TEG-20	10.49	4.94	11.20	4.13	6.92
TEG-21	6.49	4.81	10.42	4.02	6.53
TEG-22	8.74	4.77	10.56	3.98	6.59
TEG-23	10.42	2.45	5.13	2.05	3.17
TEG-24	4.04	2.61	5.33	2.18	3.29
TEG26/7"	2.04	5.21	11.19	4.36	6.92
TEG-26/VS	3.15	1.38	2.58	1.15	1.47
TEG-27	5.47	2.64	5.84	2.21	3.48
TEG-29	4.50	2.63	5.46	2.20	3.34
TEG-30	4.34	2.52	5.07	2.11	3.16
TEG-31	4.41	2.05	3.99	1.71	2.49
TEG-34	1.44	2.59	5.06	2.16	3.15
TEG-37	0.06	5.10	12.00	4.26	5.72
TEG-38	4.41	2.42	4.92	2.02	3.04

Table III-2: Débit critique de gaz des modèles

Nom des puits	Turner (1969)		Barnea (1987)		Belfroid (2008)		Shekhar (2017)		Statut actuel
	ΔQ (MMscf/d)	PR	ΔQ (MMscf/d)	PR	ΔQ (MMscf/d)	PR	ΔQ (MMscf/d)	PR	
TEG-03	-4.19	UL	3.02	L	-5.04	UL	-1.93	UL	L
TEG-10	4.59	L	10.45	L	3.67	L	6.12	L	L
TEG-11	-8.40	UL	-2.22	UL	-9.19	UL	-6.41	UL	UL
TEG-12	-2.72	UL	2.87	L	-3.52	UL	-1.00	UL	UL
TEG-14	0.05	L	5.46	L	-0.76	UL	1.66	L	UL
TEG-15	5.25	L	8.24	L	4.36	L	5.48	L	L
TEG-16	0.35	L	3.44	L	0.09	L	1.11	L	L
TEG-17	4.09	L	10.85	L	3.17	L	5.99	L	L
TEG-18	0.64	L	6.12	L	0.13	L	2.26	L	L
TEG-19	-3.08	UL	2.92	L	-3.90	UL	-1.22	UL	UL
TEG-20	-5.55	UL	0.71	L	-6.36	UL	-3.58	UL	UL
TEG-21	-1.68	UL	3.93	L	-2.47	UL	0.04	L	UL
TEG-22	-3.98	UL	1.82	L	-4.76	UL	-2.16	UL	UL
TEG-23	-7.96	UL	-5.29	UL	-8.37	UL	-7.25	UL	L
TEG-24	-1.43	UL	1.29	L	-1.86	UL	-0.75	UL	UL
TEG26/7"	3.18	L	9.15	L	2.32	L	4.88	L	L
TEG26/VS	-1.77	UL	-0.57	UL	-2.00	UL	-1.68	UL	UL
TEG-27	-2.82	UL	0.38	L	-3.26	UL	-1.99	UL	UL
TEG-29	-1.87	UL	0.95	L	-2.30	UL	-1.16	UL	L
TEG-30	-1.82	UL	0.74	L	-2.23	UL	-1.18	UL	UL
TEG-31	-2.36	UL	-0.42	UL	-2.70	UL	-1.92	UL	UL
TEG-34	1.15	L	3.61	L	0.72	L	1.71	L	L
TEG-37	5.05	L	11.94	L	4.21	L	5.66	L	L
TEG-38	-1.99	UL	0.51	L	-2.39	UL	-1.37	UL	UL
UL : Unloaded.		L: Loaded.				PR : Prediction results.			

Table III-3:Résumé des prédictions et des identifications.

III.4.2 Évaluation des modèles à l'aide de la méthode de la matrice de confusion

Une matrice de confusion est un tableau ou une matrice utilisée(e) pour évaluer les performances d'un modèle de classification. C'est un outil couramment utilisé dans le domaine de l'apprentissage automatique et des statistiques.

Une matrice de confusion fournit un résumé des prédictions effectuées par un modèle de classification sur un ensemble de données de test, en les comparant aux étiquettes ou classes réelles des données. Elle aide à comprendre les types d'erreurs commises par le modèle et fournit un aperçu de ses performances.

Une matrice de confusion a généralement deux dimensions : les étiquettes ou classes

prédites (lignes) et les étiquettes ou classes réelles (colonnes). Les cellules de la matrice représentent le décompte ou la fréquence des observations qui correspondent à chaque combinaison d'étiquettes prédites et réelles. Les quatre cellules de la matrice de confusion sont généralement étiquetées comme suit :

Vrai positif (VP) : Le modèle a prédit une classe positive et c'était effectivement une classe positive.

Vrai négatif (VN) : Le modèle a prédit une classe négative et c'était effectivement une classe négative.

Faux positif (FP) : Le modèle a prédit une classe positive, mais c'était en réalité une classe négative.

Faux négatif (FN) : Le modèle a prédit une classe négative, mais c'était en réalité une classe positive.

Étant donné que l'objectif est de comparer et d'identifier le modèle le plus performant parmi Turner et al. (1969), Barnea et al. (1987), Belfroid et al. (2008) et Shekhar et al. (2017) pour une utilisation dans le champ de gaz, la méthode de la matrice de confusion a été utilisée pour comparer les valeurs attendues générées par chaque modèle avec les débits observés sur le terrain. Les étapes suivantes ont été entreprises pour obtenir une comparaison complète et déterminer le modèle le plus adapté au champ de gaz :

- Si le statut prédit par les modèles est "Loaded" et que le statut réel du puits est "Loaded", le cas est étiqueté "True Loaded TL".
- Si le statut prédit par les modèles est "Unloaded" et que le statut réel du puits est "Unloaded", le cas est étiqueté "True Unloaded TU".
- Si le statut prédit par les modèles est "Loaded" et que le statut réel du puits est "Unloaded", le cas est étiqueté "False loaded".
- Si le statut prédit par les modèles est "Unloaded" et que le statut réel du puits est "Loaded", le cas est étiqueté "False Loaded".

Les résultats obtenus à partir des prédictions des modèles sur l'ensemble de données de test (comprenant 24 échantillons) sont présentés dans la matrice de confusion illustrée à la Figure III-11. Cette matrice de confusion constitue un outil efficace pour comparer les résultats prédits aux observations réelles sur le terrain. Par exemple, le modèle de Barnea a réussi à prédire correctement le statut du puits dans 13 mesures (10 puits True Loaded et 3 puits True Unloaded), mais a mal classé 11 mesures (1 puits False Unloaded et 10 puits False Loaded). Cette mauvaise classification suggère une sous-estimation de la vitesse critique du gaz, entraînant des alertes tardives car le modèle catégorise un puits comme étant en écoulement même s'il est déjà chargé ou en train de se charger. De manière similaire, le modèle de Shekhar a présenté des performances similaires à celui de Barnea. Ces deux modèles représentent les modèles de la théorie du film liquide. Cependant, il est évident d'après ces résultats que ces modèles n'ont pas bien performés en accord avec les articles de recherche de Turner et al. Et Belfroid et al. Dans ce champ de gaz spécifique.

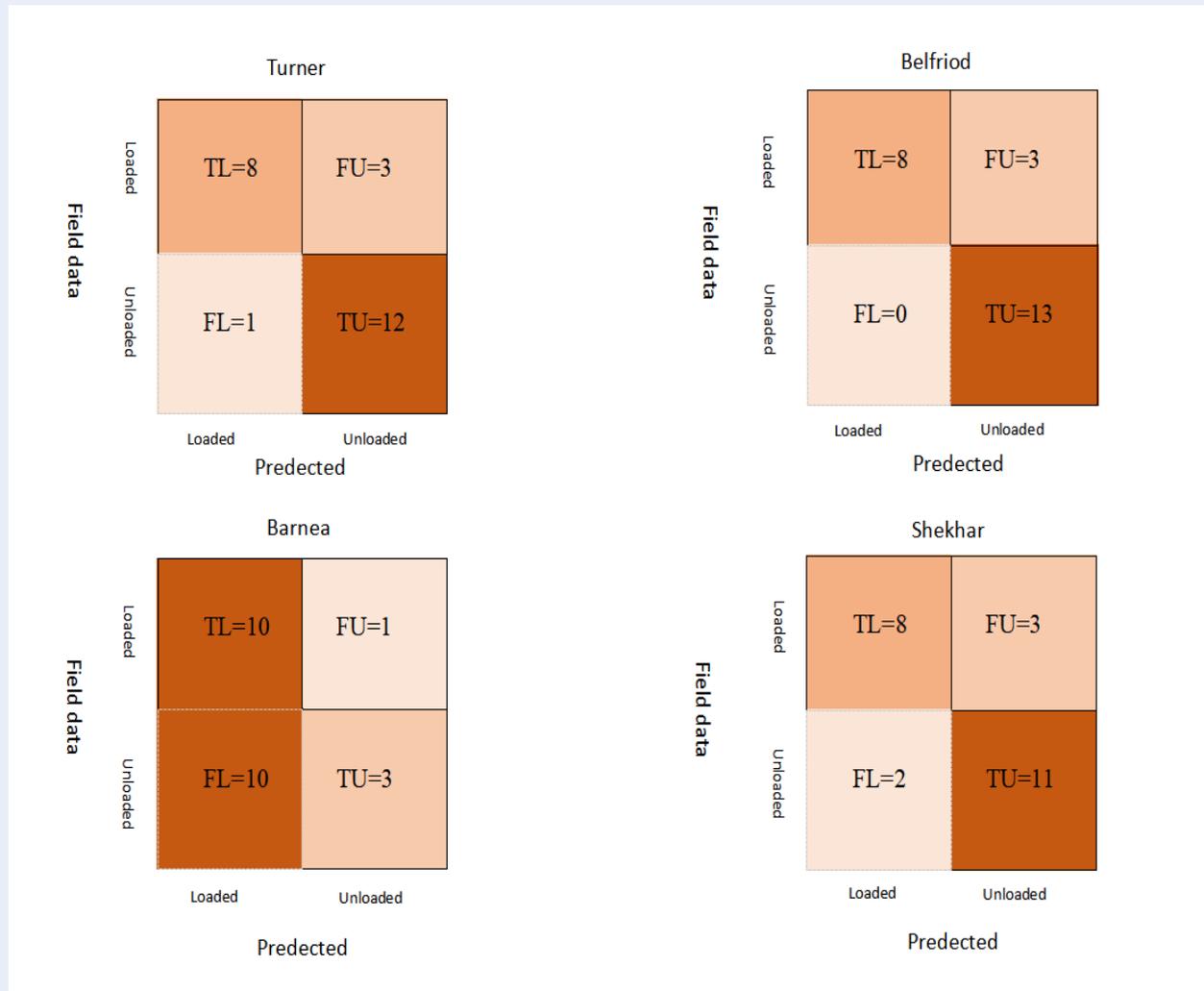


Figure III-11 : Matrice de confusion pour les prédictions du modèle.

En revanche, le modèle de Turner présente une performance légèrement supérieure en classifiant avec précision 20 puits/mesures sur le terrain comme True Loaded (8) et True Unloaded (12). De même, le modèle de Belfriod affiche des résultats améliorés en classant correctement 21 puits/mesures sur le terrain. Les deux modèles représentent la théorie du modèle de gouttelettes liquides avec différentes modifications et surpassent le modèle d'entraînement de film. Cependant, ils montrent toujours une sous-prédiction en classant incorrectement au moins 3 puits/mesures sur le terrain comme False Unloading. Cette mauvaise classification pourrait entraîner un retard dans les alertes d'intervention pour réduire le liquid loaded, car ces puits sont faussement considérés comme s'écoulant normalement alors que le processus de liquid loaded est déjà en cours.

Pour comparer davantage les résultats, le tableau suivant présente les métriques souvent utilisées pour les problèmes de classification :

Précision : $\frac{TL}{TL+FL}$ utilisée lorsque l'objectif principal est d'être très sûr de la prédiction.

Elle donne également un aperçu du nombre de puits prédits comme loaded qui sont effectivement loaded.

Recall: $\frac{TL}{TL+FU}$ utilisé lorsque la prédiction des puits chargés est une priorité, car il donne la proportion de puits correctement classés parmi les puits loaded dans le champ.

Accuracy : $\frac{TL+TU}{TL+FL+TU+FU}$, c'est le ratio des prédictions correctes sur le nombre total de puits. L'accuracy peut ne pas être la meilleure métrique à utiliser lorsque les données sont déséquilibrées (le nombre de puits loaded par rapport aux puits unloaded n'est pas égal), ce qui est le cas pour certains ensembles de données (37 cas loaded et 17 cas unloaded). Par exemple, si un modèle prédit que tous les puits sont loaded, il aurait une accuracy de 0,74, ce qui n'est pas utile sur le terrain même si cela semble élevé.

Pour surmonter les inconvénients de l'accuracy et obtenir un équilibre entre la précision et le recall, le **F1-score** est introduit, qui prend la moyenne harmonique de la précision et du recall.

$$F1_score = 2 \times \frac{Precision \times Recall}{Precision + Recall}$$

donc :

$$F1_score = \frac{TL}{TL + 0.5 \times (FL + FU)}$$

Étant donné que le score **F1-score** à la fois la précision et le Recall en compte, tout modèle ayant une faible valeur pour chacun d'entre eux aurait également une faible valeur de F1-score, en prenant la valeur la plus élevée de F1-score comme référence pour déterminer quel modèle est le meilleur.

NAME	FALSE Unloaded	FALSE Loaded	TRUE Unloaded	TRUE Loaded	Precision	Recall	Accuracy	F1-Score
Turner	3	1	12	8	0.8889	0.7273	0.8333	0.8000
Belfroid	3	0	13	8	1.0000	0.7273	0.8750	0.8421
Barnea	1	10	3	10	0.5000	0.9091	0.5417	0.6452
Shekhar	3	2	11	8	0.8000	0.7273	0.7917	0.7619

Table III-4 : Métriques de performance du modèle.

Pour évaluer les résultats, comparer chaque métrique individuellement peut conduire à des résultats erronés. Par exemple, si l'on regarde uniquement la précision, on choisirait le modèle de Belfroid comme le meilleur modèle avec une précision de 1, mais en réalité, il n'a pu prédire que 8 puits loaded sur un total de 11. D'un autre côté, le modèle de Barnea a une précision de 0,50 mais a correctement prédit 10 puits loaded sur 11. En regardant le recall, le modèle de Barnea a le score le plus élevé de 0,972, surpassant clairement les autres modèles. Comme mentionné précédemment, le recall est utilisé lorsque la capture des puits loaded est une priorité. Cependant, il n'est toujours pas très utile lorsqu'il est utilisé seul, car un modèle qui prédit que tous les puits sont loaded aurait un recall de 1 et serait toujours non

fonctionnel. La métrique d'accuracy indique que le modèle de Belfroid est le meilleur modèle, mais le résultat peut ne pas être très éclairant car l'ensemble de données n'est presque pas symétrique. Lorsqu'on utilise le F1-score, la métrique qui prend à la fois la précision et le recall en compte, le modèle de Belfroid surpasse tous les autres modèles avec un score de 0,875, suivi du modèle de Turner avec un score de 0,83, puis viennent les modèles de Barnea et Shekhar qui présentent la théorie du film liquide.

III.4.3 Analyse graphique pour prédire le phénomène de chargement des puits de gaz

Prédire le statut du puits est crucial, mais prédire quand le puits commencera à se charger est tout aussi vital, voire plus. Sur un graphique, le statut de chargement des puits de gaz est représenté visuellement, avec l'axe vertical indiquant le débit réel de gaz et l'axe horizontal représentant le débit critique de gaz calculé. Pour effectuer des prédictions précises, les points représentant les puits de gaz à l'état Unloading doivent être positionnés au-dessus de la ligne de référence (ligne des 45°). Si l'un de ces points tombe sur la ligne de référence ou la dépasse sans mesures correctives mises en œuvre, le puits de gaz correspondant connaîtra bientôt le phénomène de liquid loading. À l'inverse, pour les points tracés sur le graphique pour représenter les puits à l'état Loaded, une prédiction précise les placerait en dessous de la ligne de référence. Lorsque ces points sont situés sous la ligne de référence et la touchent, le phénomène de chargement vient de commencer dans ces puits, et une action immédiate de pressurisation de ces puits éliminera le phénomène de liquid loading, permettant ainsi aux puits de produire à nouveau à un débit élevé pendant une longue période

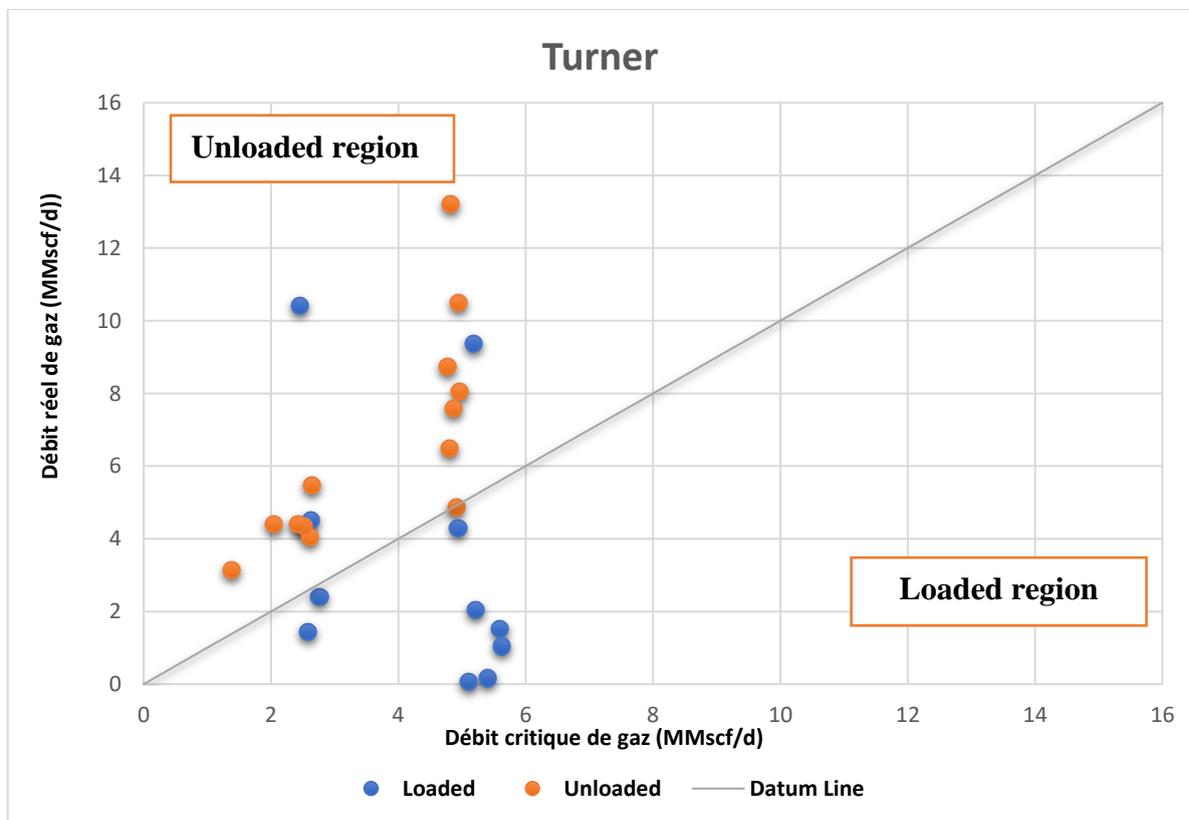


Figure III-12: Turner et al. (1969) prediction results.

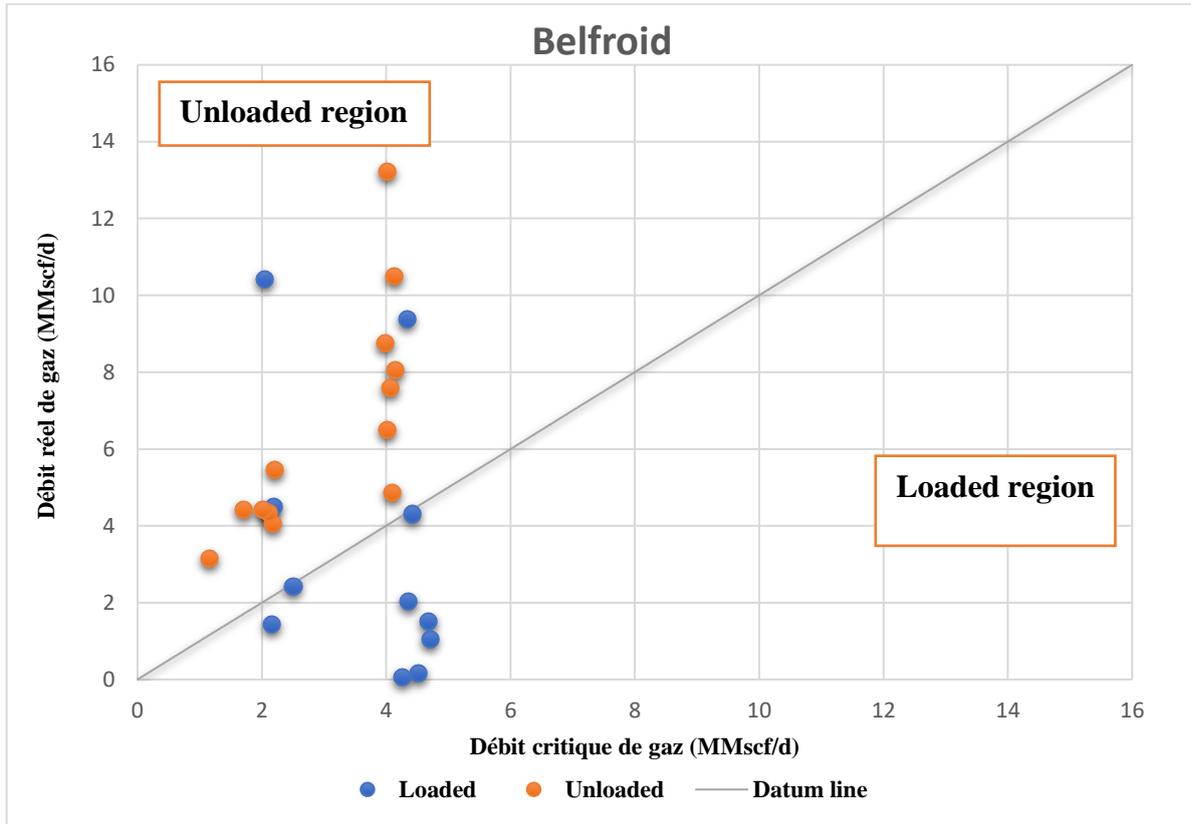


Figure III-13: Belfroid et al. (2008) prediction results.

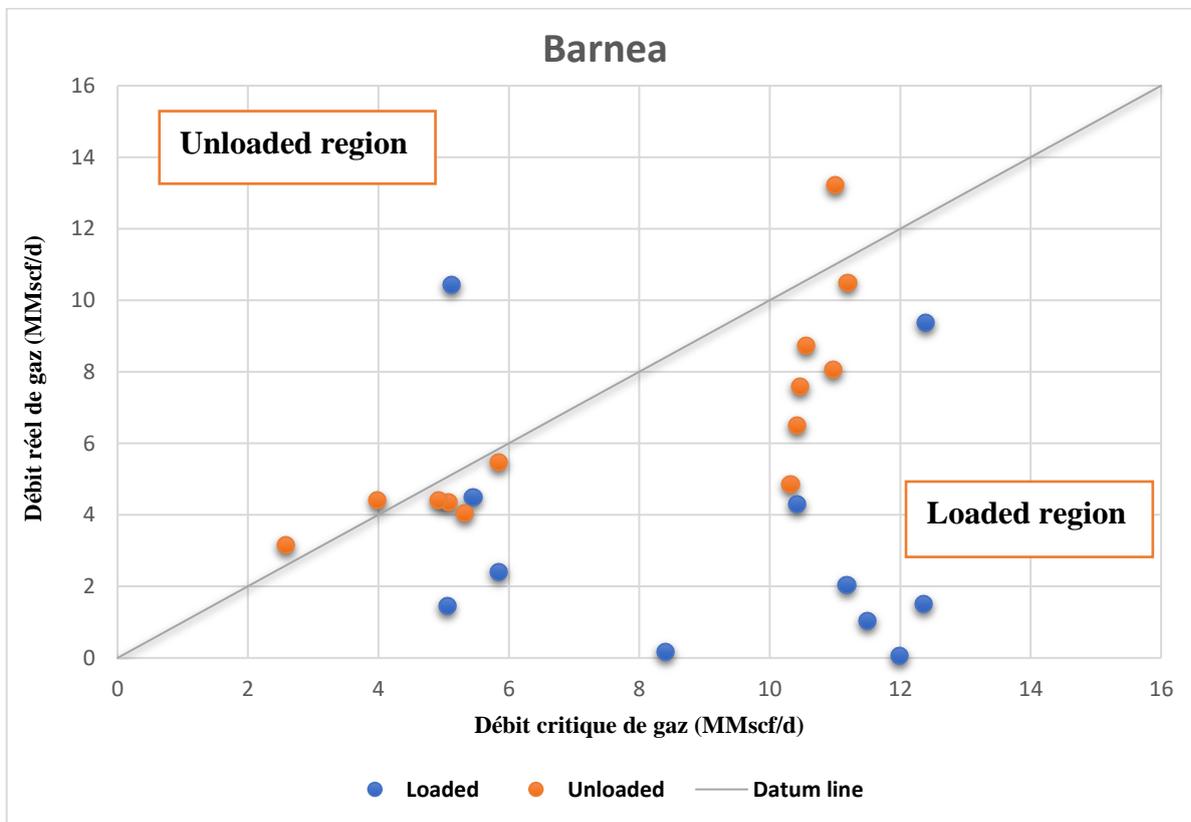


Figure III-14: Barnea et al. (1987) prediction results.

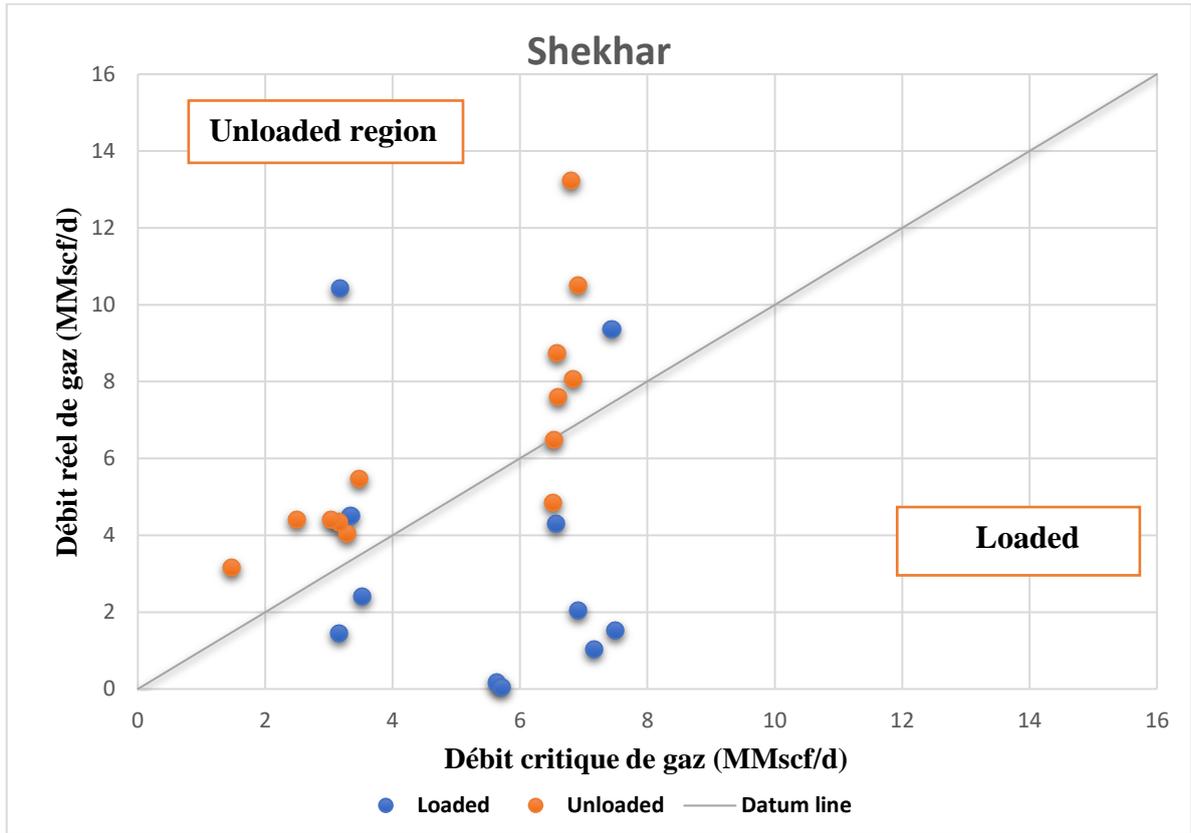


Figure III-15: Shekhar et al. (2017) prediction results.

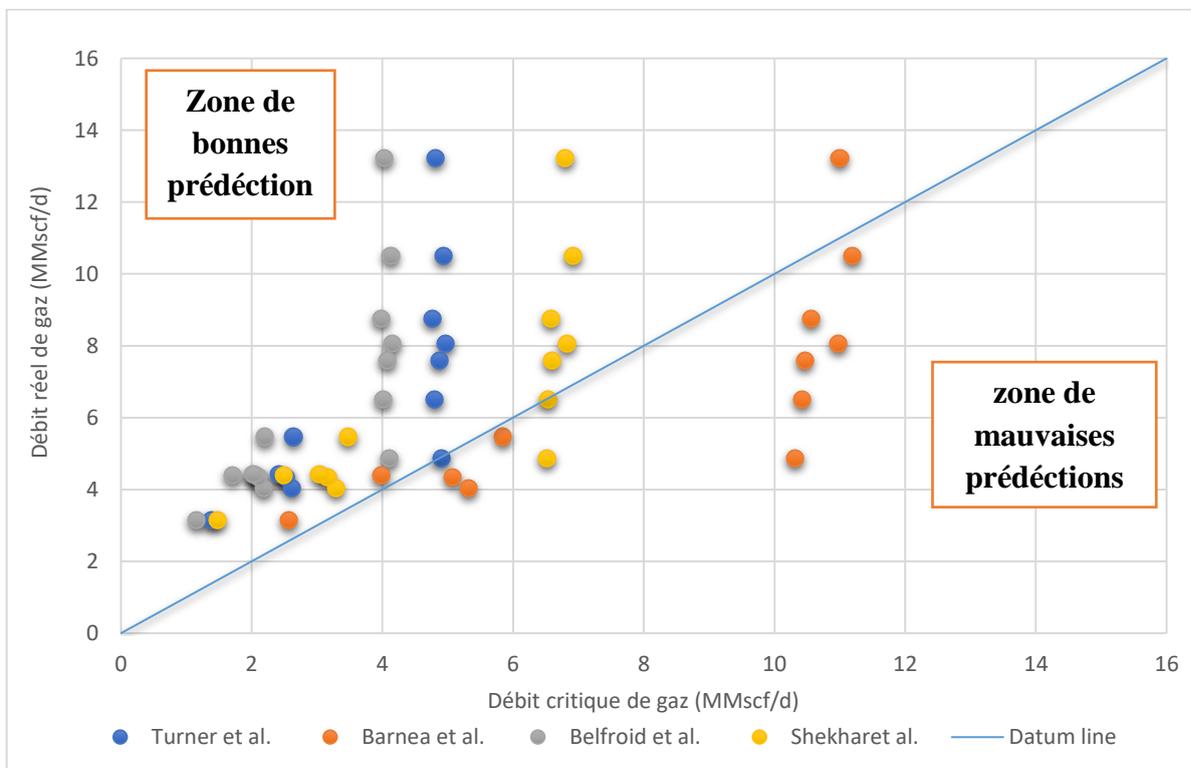


Figure III-16: Prédiction et précision de l'identification des modèles de puits à gaz 'Unloaded'.

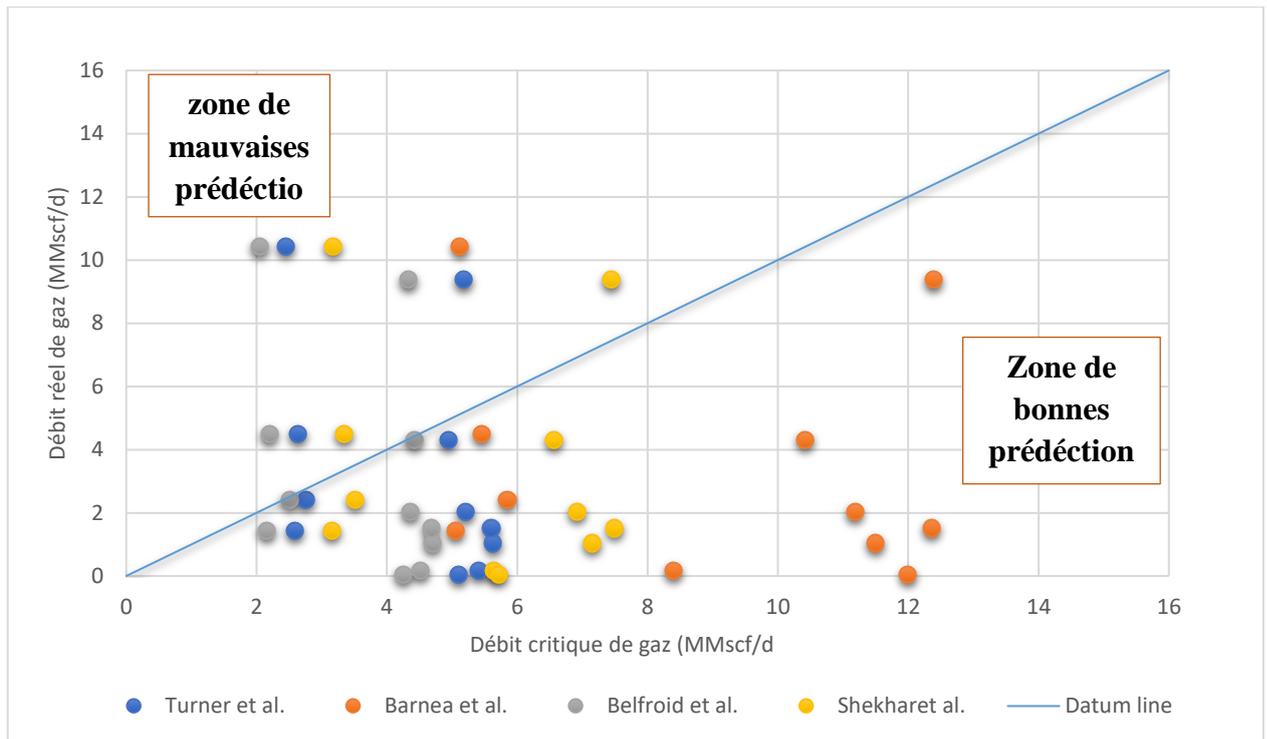


Figure III-17: Prédiction et précision de l'identification des modèles de puits à gaz 'Loaded'

Les figures III-12 à III-17 présentent les débits critiques prédits par différents modèles par rapport aux débits observés sur le terrain. Le graphique illustrant les prédictions des modèles de Barnea et Shekhar confirme l'observation précédente selon laquelle ces modèles ont tendance à sous-estimer la vitesse critique du gaz. Cela est évident car les puits sont placés dans la région de chargement sur le graphique, même s'ils sont en réalité déchargés.

En revanche, le graphique illustrant les résultats des prédictions du modèle de Belfroid démontre une concordance étroite entre les valeurs prédites et les résultats observés. La majorité des points se trouvent dans la région correcte, ce qui indique l'exactitude du modèle dans la prédiction des débits critiques du gaz.

III.5 Conclusion

En résumé, l'évaluation comparative des modèles a révélé que les modèles de Barnea et Shekhar, représentant la théorie du film liquide, ont sous-estimé la vitesse critique du gaz, entraînant une mauvaise classification des puits et des alertes retardées. En revanche, le modèle de Belfroid a montré une précision plus élevée dans la prédiction des débits critiques du gaz, démontrant une meilleure concordance entre les valeurs prédites et observées.

Sur la base des mesures de performance analysées, notamment la précision, le recall, l'accuracy et le F1-score, le modèle de Belfroid s'est révélé être le meilleur performeur dans ce champ de gaz spécifique. Cependant, il est important de reconnaître que ces conclusions sont spécifiques à l'ensemble de données et au contexte de l'étude, et des recherches et validations supplémentaires dans différents champs de gaz ou conditions peuvent être nécessaires.

En avançant, l'accent se déplace vers la résolution du défi de liquid loading dans ce

champ de gaz spécifique. En exploitant les connaissances acquises grâce à l'évaluation des modèles, les prochaines étapes consistent à développer des stratégies et à mettre en œuvre des mesures pour atténuer les effets de liquid loading. Cela implique d'explorer des approches pratiques, d'intégrer des technologies avancées et d'optimiser la production de gaz pour minimiser les perturbations et améliorer l'utilisation globale du champ de gaz.

En conclusion, cette étude fournit des aperçus précieux sur l'évaluation comparative des modèles et leur performance dans la prédiction du phénomène de liquid loading dans les puits de gaz. Les résultats contribuent aux connaissances existantes et peuvent éclairer les processus de prise de décision dans l'industrie du gaz, conduisant finalement à une utilisation plus efficace des champs de gaz.

Chapitre

IV

**Analyse de différentes approches
d'élimination du liquide loading sur le
puits de gaz TEG 23**

IV Chapitre IV : Analyse de différentes approches d'élimination du liquide loading Sur le puits de gaz TEG 23

IV.1 Introduction

Une fois que le problème de liquid loading dans les puits de gaz est identifié ou prédit, il devient crucial de mettre en place une solution efficace pour atténuer son impact sur la production de gaz. Évaluer et comparer diverses solutions est essentiel pour déterminer la meilleure voie à suivre et maximiser la récupération globale de gaz à partir du puits. Ce chapitre offre un aperçu complet des fondements théoriques sous-tendant différentes méthodes curatives et préventives pour résoudre le chargement liquide dans les puits de gaz. De plus, deux solutions ou mesures correctives bien connues seront examinées et évaluées afin d'identifier l'approche la plus adaptée aux cas spécifiques. En entreprenant cette analyse, l'objectif est de déterminer la meilleure solution pour relever le défi du liquid loading et assurer une performance optimale du puits de gaz.

IV.2 Analyse nodale du système

L'énergie du réservoir est nécessaire pour produire l'effluent jusqu'à la surface. Le taux de production peut être influencé par la taille du tubing, subsurface safety valve installée au fond du puits ou à la surface, les pertes de pression le long du tubing et dans chaque composant du puits. Une modification de l'une des restrictions au niveau du puits affectera le taux de production. Pour déterminer la performance globale du puits, tous les composants sont considérés comme une unité ou un système total. L'outil utilisé pour l'analyse de la performance du puits est l'analyse Nodal du système. Cette dernière divise le système total en deux sous-systèmes à un emplacement spécifique appelé point nodal. [7] Le point nodal peut être situé n'importe où dans le système. Cependant, en pratique, il est très courant de placer un point nodal au fond du puits (à la profondeur de perforation médiane).[14]

Un sous-système traite le flux dans le réservoir, depuis la zone de drainage jusqu'aux perforations donc l'écoulement du fluide dans le support poreux. On appelle "The Inflow Performance curve" (IPR). L'autre sous-système étudie uniquement le flux des perforations à la tête du puits, indépendamment du flux dans la formation. On appelle "Vertical Lift Performance"(VLP).[23][16]

Les deux courbes se croisent pour obtenir le point de fonctionnement du puits. La performance combinée d'une analyse nodale (voir la figure IV-1) est souvent utilisée comme outil pour optimiser les équipements de production et de calibrage. La méthode d'analyse sera utilisée pour sélectionner le diamètre du tubing de production ainsi que d'autres paramètres.

À un moment donné de la vie du puits, il y a toujours deux pressions qui restent fixes et ne dépendent pas du débit. L'une de ces pressions est la pression moyenne du réservoir P_r , et l'autre est la pression de sortie du système. La pression de sortie est généralement la pression du séparateur P_{sep} , mais si le puits est contrôlé par une surface choke la pression de sortie fixe peut être la pression de tête de puits P_{wh} . [7]

Une fois que le nœud est sélectionné, la pression du nœud est calculée dans les deux directions à partir de la pression fixe :

- inflow vers le nœud : $P_{nœud} = P_r - \Delta P$ (composants en amont).
- outflow depuis le nœud : $P_{nœud} = P_{sep} + \Delta P$ (composants en aval).

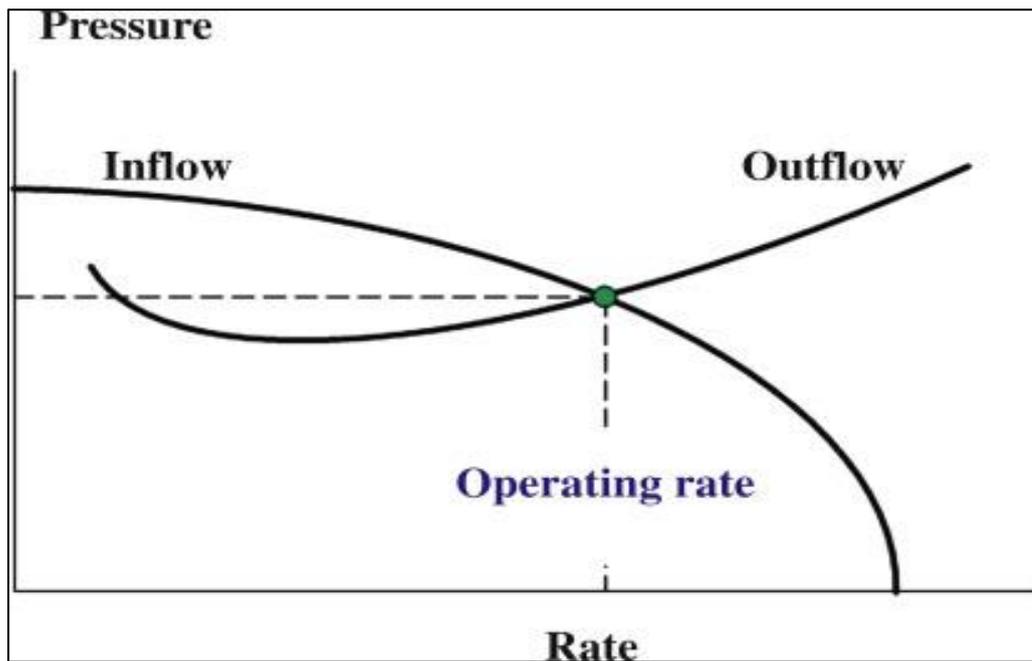


Figure IV-1: System nodal analysis.

IV.3 Solutions préventives pour les problèmes de Liquid loading

Un large éventail de techniques de levage correctives a été développé pour résoudre le problème du Liquid loading. Ces techniques visent principalement à améliorer la vitesse du gaz et utilisent des stratégies artificielles de levage de l'eau pour retarder et réduire au minimum le début du liquid loading. Ces techniques de déliquéfaction peuvent être catégorisées en deux groupes principaux : les méthodes qui utilisent l'énergie inhérente des fluides du puits pour remonter les liquides à la surface, et les méthodes qui s'appuient sur des sources d'énergie externes pour le levage des liquides. Ces approches peuvent être mises en œuvre individuellement ou en combinaison, en fonction des besoins spécifiques du puits.

IV.3.1 Méthodes pour maintenir l'écoulement naturel afin de prévenir le chargement liquide (énergie du puits)

Les principales techniques utilisées pour contrôler et gérer le chargement liquide en utilisant l'énergie inhérente du puits sont les suivantes :

IV.3.1.1 Plunger lift :

Le Plunger lift est une technique très efficace pour exploiter les puits de gaz présentant des problèmes de liquide. Elle consiste à utiliser un piston ou un plongeur mobile pour faciliter la remontée du gaz tout en minimisant le reflux de liquide. Le processus comprend des périodes alternées de débit et d'arrêt pour permettre l'accumulation de pression. Le levage par piston peut utiliser l'énergie naturelle du puits. En fermant la vanne de production, le piston et les liquides sont soulevés à l'aide de la pression du gaz accumulée dans la colonne de production et, si disponible, dans l'annulaire. [11]

La figure (IV-3) illustre le cycle de levage par piston. La pression augmente

progressivement dans la tubulure avec le piston positionné au fond du puits. Ensuite, le puits s'ouvre et l'expansion du gaz annulaire soulève le piston et le liquide jusqu'à la surface. Le gaz continue de s'écouler pendant que le piston reste à la surface. Lorsque le débit de gaz diminue, les liquides commencent à s'accumuler dans le puits. La vanne est alors fermée, ce qui fait descendre le piston jusqu'au ressort amortisseur. Ce cycle peut être ajusté en continu à l'aide d'un contrôleur de levage par piston.

La pression qui s'accumule dans l'annulaire pendant la phase d'arrêt du cycle sert de source d'énergie principale pour amener le piston et le liquide à la surface, ainsi qu'une certaine arrivée d'écoulement du puits. Les installations de levage par piston fonctionnent généralement mieux sans packer dans le puits. Bien que certains puits à piston puissent fonctionner avec un packer, cela nécessite une pression de puits plus élevée et un rapport gaz/liquide (GLR) plus élevé. [11]

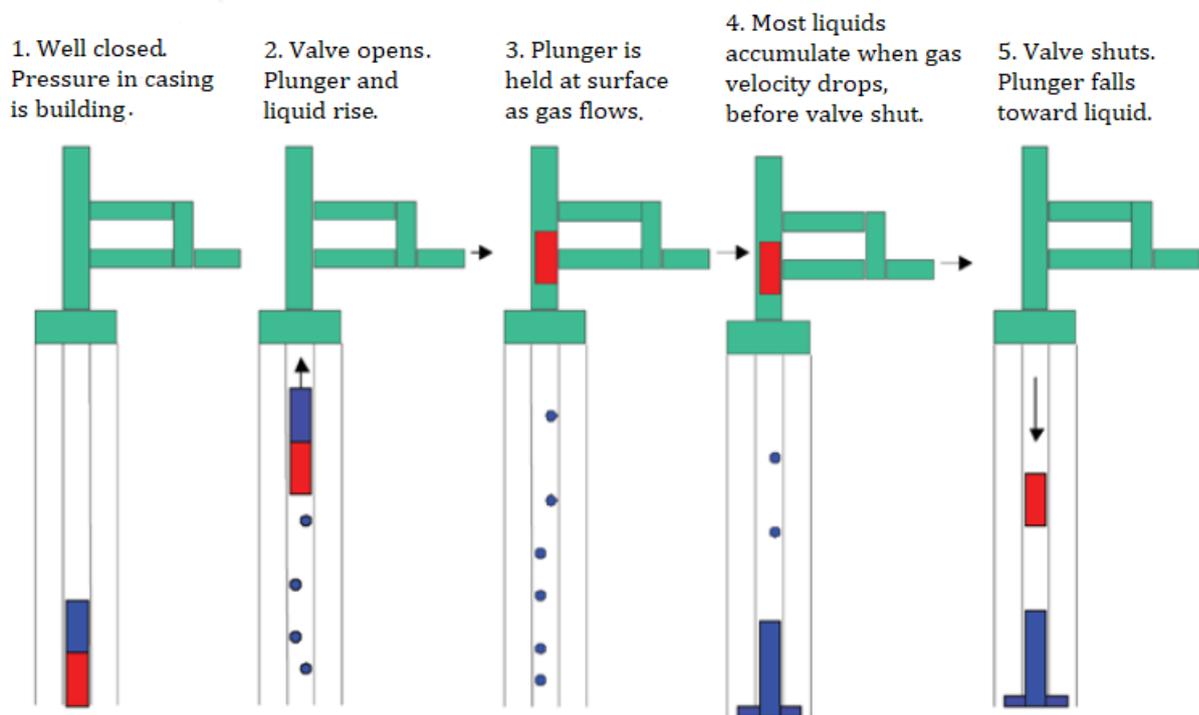


Figure IV-2: Les différents cycles du système plunger lift [8]

IV.3.1.2 Velocity String :

Velocity String est essentiellement un tubage de diamètre réduit installé à l'intérieur du tubage de production d'origine de plus grand diamètre. Il est utilisé comme mesure corrective, car la réduction de la surface d'écoulement du gaz entraîne une augmentation de la vitesse, dépassant ainsi la vitesse critique nécessaire pour l'élimination continue des liquides produits dans le puits. [6] L'application peut varier car l'installation du Velocity String peut aller jusqu'à la surface ou simplement jusqu'à un certain point dans le tubage de production actuel, comme on peut le voir dans la Figure (IV-5). Malheureusement, cela entraîne une réalisation de compléation plus restrictive, ce qui étrangle efficacement le puits et réduit le débit global. En plus d'une capacité d'écoulement réduite, les Velocity Strings ne peuvent prolonger la durée

de vie d'un puits que pendant une période limitée.

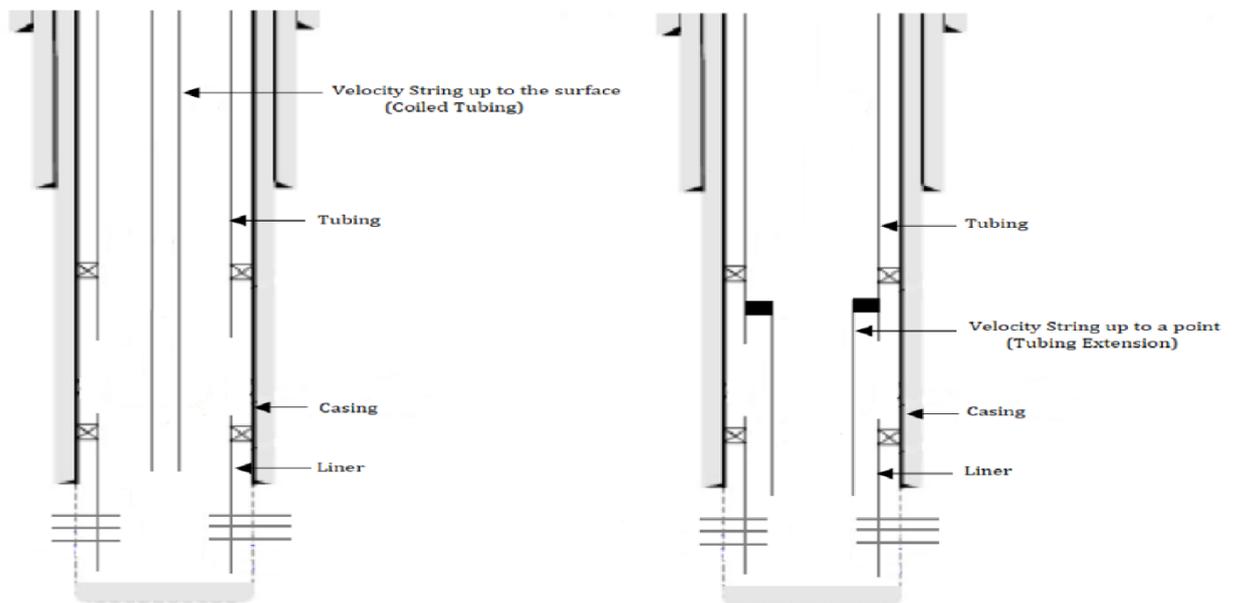


Figure IV-3 : Système velocity string [6]

IV.3.1.3 Cycling (périodes d'écoulement alternées/fermeture) :

Le Cycling d'un puits de gaz nécessite une surveillance minutieuse des données essentielles telles que le débit de production, la température de tête de puits et la pression de tête de puits. Cette méthode consiste à fermer périodiquement un puits de gaz souffrant d'un liquid loading à des intervalles appropriés, permettant ainsi l'accumulation de pression, puis à produire le puits dans un système basse pression. Pendant la période de fermeture, la pression s'accumule dans la zone proche du puits lorsque le gaz est chargé depuis le réservoir. [2] Lorsque le puits est rouvert, cette pression accrue peut temporairement soulever une partie des liquides qui entravent la production de gaz, offrant ainsi un bref répit jusqu'à ce qu'une colonne de liquide suffisante se reconstitue et recommence à affecter la production de gaz. Il est crucial de fermer le puits avant que la colonne de liquide n'atteigne une hauteur critique. [20]

IV.3.1.4 Tubing Sizing

Le Tubing Sizing fait partie des diverses solutions temporaires disponibles pour remédier au liquid loading dans les puits de gaz. Il consiste à modifier le diamètre du tubage pour le réduire, ce qui réduit la surface d'écoulement effective et augmente la vitesse du gaz. Les courbes de performance du tubage peuvent être utilisées pour sélectionner la taille optimale du tubage. Cette technique est considérée comme temporaire car, à mesure que la pression du réservoir diminue, il peut arriver un moment où le transport des liquides à travers le tubage devient difficile. Le coût de reconditionnement peut être prohibitif, ce qui en fait une option moins favorable parmi les possibilités disponibles pour décharger les puits de gaz. [20] Avant l'installation, il convient de prendre en compte avec soin les coûts de mise en œuvre et d'exploitation, qui doivent être mis en balance avec les revenus attendus générés par l'utilisation de cette méthode.

IV.3.1.5 Compression :

La compression consiste à maintenir l'écoulement naturel en réduisant la pression de tête du puits. En abaissant la pression de tête, la pression d'écoulement au fond du puits diminue et le drawdown augmente, ce qui entraîne une amélioration du débit de gaz. [18] Bien que l'utilisation de compresseurs ne permette pas d'améliorer significativement le débit de gaz, elle contribue à augmenter la vitesse du tubing, prolongeant ainsi la durée de vie du puits. [1]

La compression, associée à une réduction de la pression en surface, est généralement la méthode principale utilisée dans les premières phases de vie d'un puits de gaz pour prévenir le chargement de liquide, et dans certains cas, elle peut être la seule technique d'extraction artificielle utilisée. Cependant, la compression peut également être utilisée pour améliorer l'efficacité d'autres méthodes d'extraction artificielle pour la déliquéfaction, telles que le moussage, le Gas lift, le pompage et velocity string. La Figure IV-7 illustre l'effet avantageux de la réduction de la pression de tête du puits grâce à l'application d'un compresseur. La relation de performance d'écoulement (IPR) reste constante, tandis que les courbes de performance de levage vertical (VLP) se déplacent vers le bas lorsque la pression de tête diminue, ce qui entraîne des taux de production plus élevés au point d'intersection.

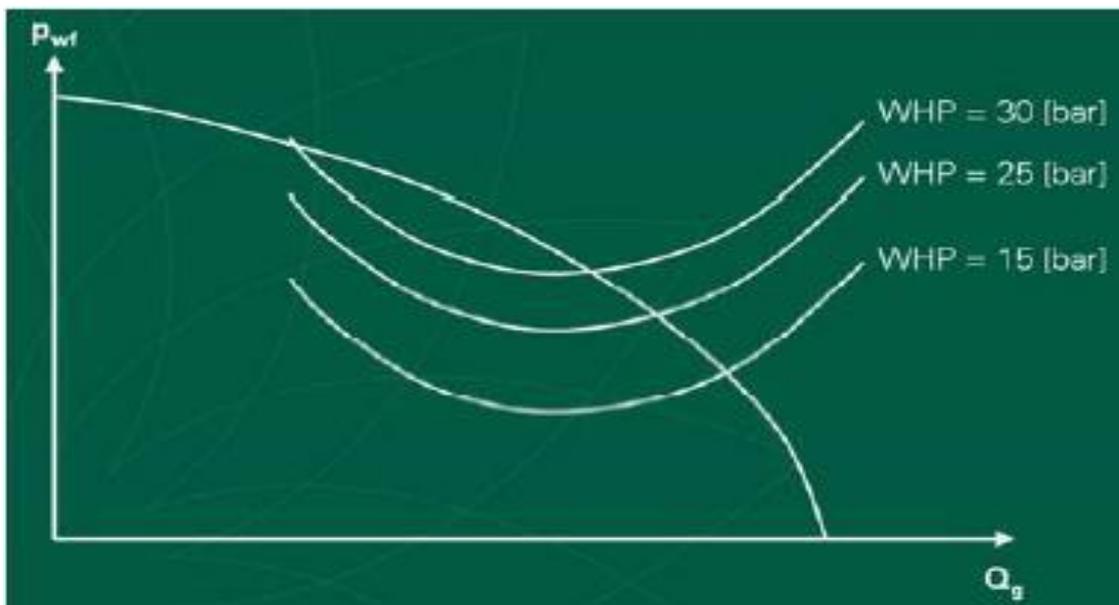


Figure IV-4 : Effet de compression

IV.3.2 Méthodes de levage artificiel (Énergie externe) :

Diverses techniques de levage artificiel ont été utilisées pour résoudre le problème du liquide loading. Les principales méthodes utilisées pour contrôler et gérer le liquide loading sont les suivantes :

IV.3.2.1 Pompes :

L'une des solutions efficaces pour lutter contre le liquide loading dans les puits de gaz est l'utilisation de pompes. Il existe plusieurs types de pompes qui peuvent être utilisées, notamment les pompes submersibles électriques (ESP), les pompes à tiges et les pompes hydrauliques. Ces pompes fonctionnent en extrayant le liquide du puits et en le transportant

vers l'unité de surface à travers un tubage en bobine ou étroit. La figure (IV-8) offre une représentation visuelle de ce mécanisme de pompage. En utilisant des pompes, les liquides accumulés peuvent être efficacement éliminés du puits, résolvant ainsi le problème de liquid loading. Chaque type de pompe présente des avantages et des considérations uniques, et la sélection de la pompe appropriée dépend de divers facteurs tels que les conditions du puits, les exigences de production et la faisabilité économique. [25]

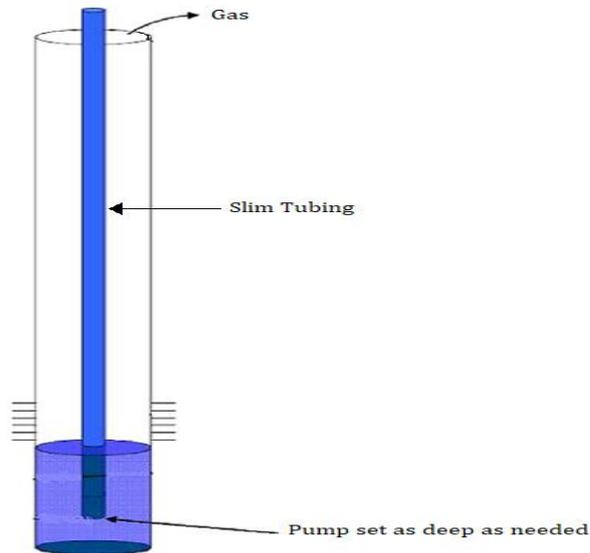


Figure IV-5 : Application de pompes de fond pour le liquide loading

IV.3.2.2 Gaz lift :

Le gaz lift est une méthode largement adoptée qui consiste à injecter du gaz externe à haute pression dans le tubage de production, de préférence au point d'injection le plus profond possible. Dans les puits de gaz, ce gaz supplémentaire complète le gaz de formation, réduisant la pression de fond en écoulement et allégeant le gradient d'écoulement dans le tubage. Par conséquent, l'afflux de fluides produits est augmenté. Pour assurer un assèchement efficace des puits de gaz, le volume de gaz injecté est soigneusement calculé pour dépasser le débit de levage liquide critique lorsqu'il est combiné avec le gaz de formation. [10] Contrairement aux pompes, les systèmes de gaz lift ne sont pas entravés par une production à Gas-to-Liquid Ratio (GLR) élevé et sont considérés comme étant proches de l'écoulement naturel. Cependant, l'un des principaux défis associés à l'application du gaz lift dans les puits de gaz est l'allocation du gaz à des groupes de puits. [6]

En pratique, il existe deux techniques principales de gaz lift largement utilisées dans l'industrie : le gaz lift continu et le gaz lift intermittent (système logique automatisé). Ces techniques peuvent être mises en œuvre à l'aide d'un tubing classique avec plusieurs mécanismes de vanne ou avec des applications de coiled tubing, comme le montre la figure (IV-9).

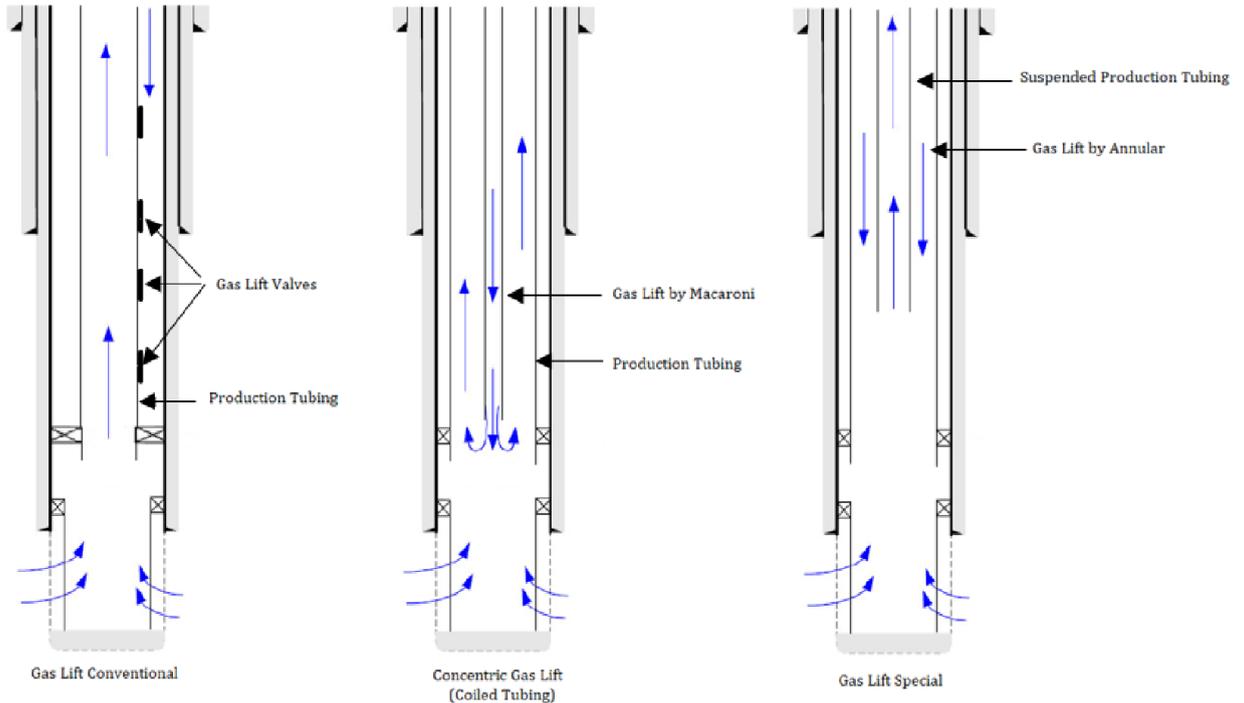


Figure IV-6: Types de Gas lift

IV.3.2.3 Technique d'assistance par mousses lift (foam assisted lift FAL)

L'assistance par Mousses Lift, est une méthode qui consiste à injecter des produits chimiques dans les puits de gaz chargés par les liquides, afin de prolonger la période d'extraction et améliorer la productivité du puits. [20]

Ces produits chimiques sont des agents moussants (ou bien des tensions actifs) employés pour porter l'eau à l'extérieur du puits. L'objectif de l'utilisation des mousses est de créer une adhérence moléculaire entre les phases Gaz – Liquide et de maintenir leur stabilité dans une marge de temps utile pour que le liquide s'accumule et se transporte en surface sous l'état moussant. [20]

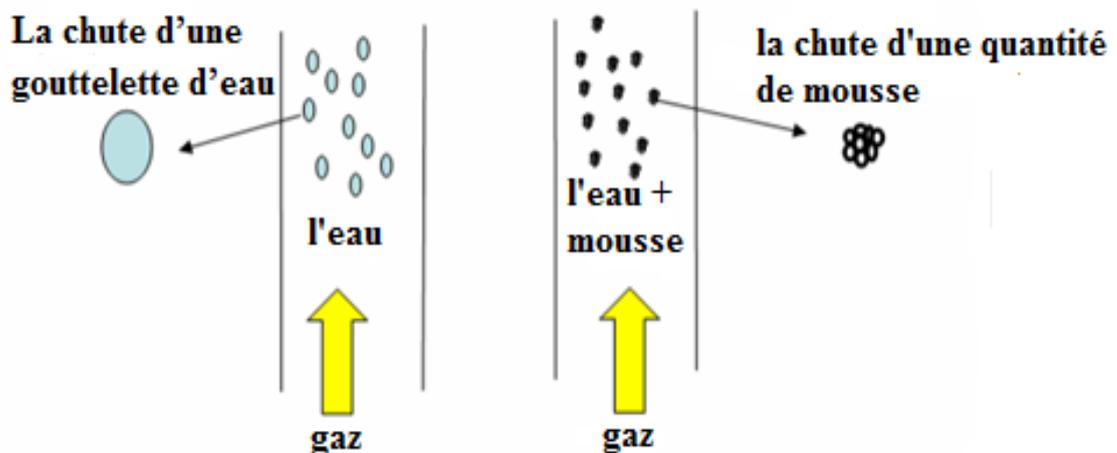


Figure IV-7: Le principe de fonctionnement de la mousse

IV.4 Quantification d'eau produite du puits Teg23:

Plusieurs technologies ont été développées afin de contrôler les venues d'eau indésirables, mais leurs mécanismes doivent être identifiés afin de concevoir une intervention efficace. D'après la diagraphie de production en octobre 2011, qui a confirmé la présence d'une colonne d'eau au niveau du haut du réservoir D30, le suivi de l'eau produite de Teg-23 est devenu impérative pour optimiser la production du puits. [9]

Les résultats de water teste de l'année 2022 sont répartis dans le tableau ci-dessous

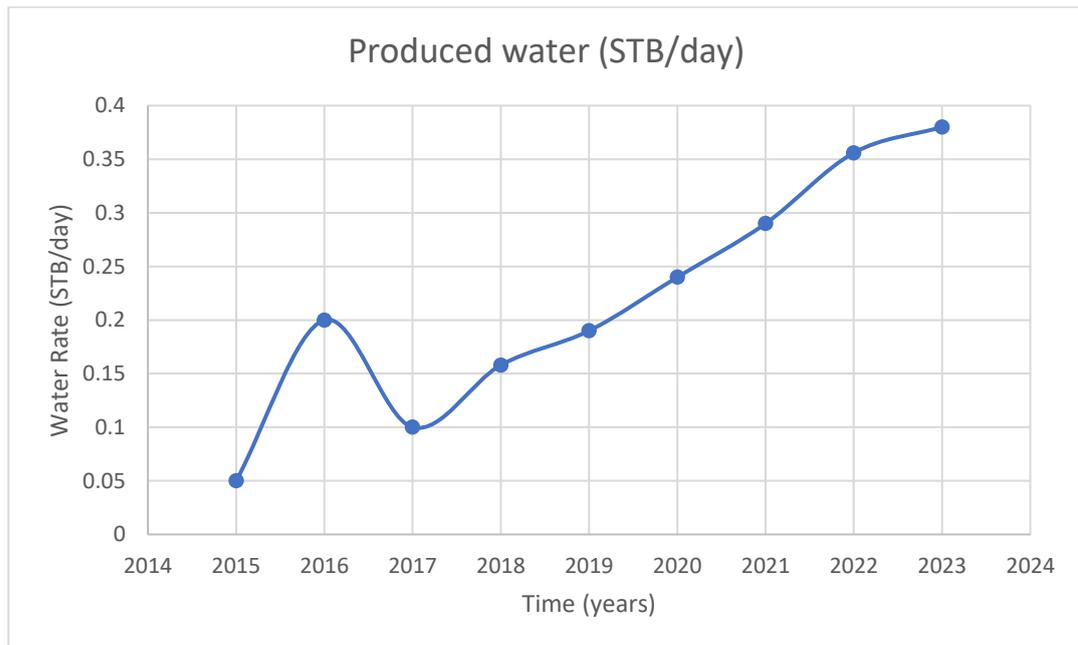


Figure IV-8: Résultat de water Test TEG 23. [19]

L'utilisation du logiciel Prosper (Production and Systems Performance) pour analyser les performances du système de production.

Une fois qu'un modèle du système est réglé aux vraies données du champ, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modéliser le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées basées sur les données du modèle. [15]

La modélisation par PROSPER suivant les étapes principales :

- Options summary: Définir les options principales du Model ;
- PVT Data : Introduire les données des fluides
- IPR Data : Définir le modèle IPR
- Equipement : Introduire les données des équipements à savoir, la déviation du sondage, les équipements de surface et de fond de puits, le gradient géothermique et les capacités calorifiques moyennes.

IV.5 Modélisation du puits Teg-23

IV.5.1 Définition des Propriétés PVT

Les données PVT sont introduites dans le modèle représentées dans le tableau ci-dessous:

Gas Gravity	Separator Pressure (BARg)	condensate to Gas ratio (STB/MMscf)	Condensate Gravity (API)	Water to Gas Ratio (STB/MMSCF)	Water Salinity (ppm)	% H2S	% CO2	% N2
0.645	85	0	50	0	180000	0	8.8	0.26

Table IV-1: Les données PVT .[9]

Le puits TEG 23 est un puits de gaz vertical situé à une profondeur significative et caractérisé par des défis de liquid loading modérés à importants. Il puise du gaz dans le même réservoir que d'autres puits à proximité. Le puits à une profondeur totale de 3028 mètres et son tube de production se compose de deux sections. La première section, de la tête de puits à une profondeur de 1694.1 mètres, a un diamètre extérieur de 7 pouces, tandis que la deuxième section, s'étendant d'une profondeur de 1694.1 mètres à 2756.1 mètres, a un diamètre extérieur de 5 pouces e. Pour assurer une étanchéité appropriée, un packer est installé à une profondeur de complétion de 2704.7 mètres dans l'annulaire du tubage de cuvelage. Ces détails fournissent un aperçu du puits TEG 23, en mettant l'accent sur sa profondeur, ses problèmes de liquid loading, sa configuration de tubage et l'installation du packer.[4]

À la lumière de ces indices, nous suggérons de réaliser une étude de pression afin de confirmer la présence de liquides dans le puits. Plusieurs études de pression, tant en conditions statiques qu'en conditions de production, ont été réalisées pour déterminer si le puits souffre réellement de liquid loading. Dans l'étude de pression n°1 (Figure IV-13), réalisée en conditions statiques à une profondeur de 3018 meters , il est clair qu'il y a une accumulation de liquide dans la colonne de production. Selon l'étude, le niveau statique de liquide dans le puits est de 2960 metres.[9]

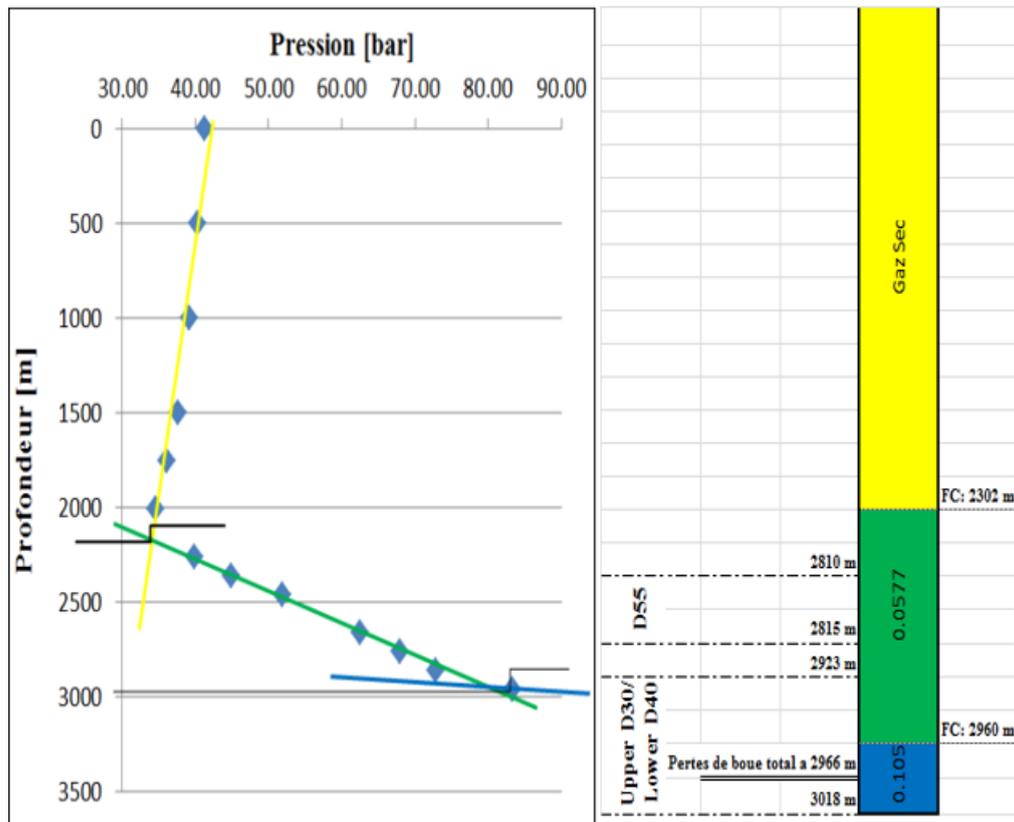


Figure IV-9: Étude de pression pour le TEG 23 montrant le niveau de liquide.[9]

Observation :

D'après le gradient de pression effectués tout au long de la production du puits Teg-18, On retrouve le plan de contact gaz / eau à partir de 2960 m minimum en Septembre 2022.

Ayant établi que le puits TEG 23 souffre de problèmes de liquide loading, il est impératif de maintenant se concentrer sur la mise en œuvre de solutions efficaces pour atténuer ce problème. Notre objectif sera de mettre en place des stratégies visant à résoudre le problème de liquide loading rencontré dans le puits.

IV.6 Évaluation du Tubing sizing pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de TEG :

Dans cette section, nous examinons l'efficacité du Tubing sizing en tant que solution pour atténuer le problème de liquide loading dans les puits de gaz de TEG.

IV.6.1 La décision de mettre en œuvre le Tubing sizing :

Pour résoudre le problème de liquide loading dans le champ de TEG, une décision délibérée a été prise d'installer un tubing de production de diamètre plus petit par rapport à la colonne de production. Ce choix stratégique réduit la surface de section d'écoulement, ce qui

entraîne une augmentation de la vitesse du gaz à l'intérieur du tubing. En conséquence, la vitesse plus élevée du gaz au fond du puits fournit une énergie accrue pour transporter le liquide à la surface, évitant ainsi son accumulation. En tant que mesure corrective, la technique de Tubing sizing a récemment été mise en œuvre dans le puits TEG 18 pour atténuer la perte de production de gaz causée par le liquid loading. Cette section présente l'application et l'évaluation de cette méthode, en utilisant le logiciel Prosper, pour le puits TEG 23, en mettant l'accent sur ses aspects techniques.

IV.6.2 Résultats de l'évaluation du Tubing sizing :

En supposant que la pression de tête reste inchangée à 17 psia, une analyse nodale avec les courbes de performance d'entrée et de sortie du tubing est réalisée. Les courbes de IPR sont tracées avec et sans les effets de turbulence, et les courbes de TPR sont tracées pour différentes tailles de tubing allant de 2,44" à 5,76" (Diamètre intérieur), y compris la taille actuelle du tubing. Les courbes générées de l'analyse nodale sont présentées dans la Figure 1.

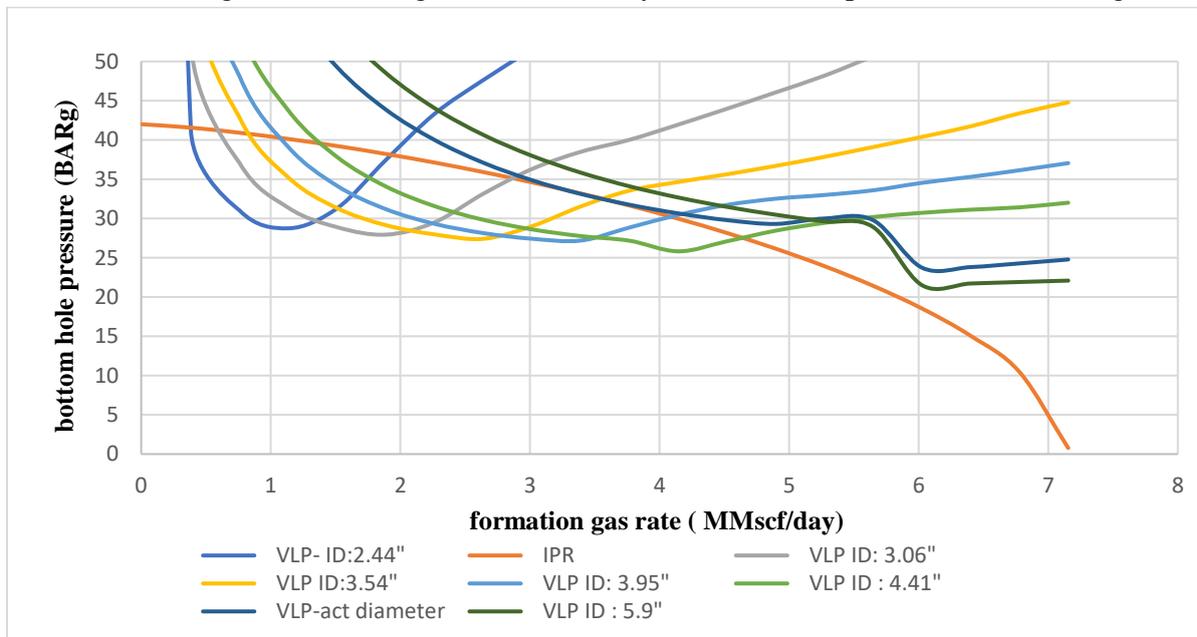


Figure IV-10 : Nodal Analysis for TEG-28 with Different Tubing Sizes

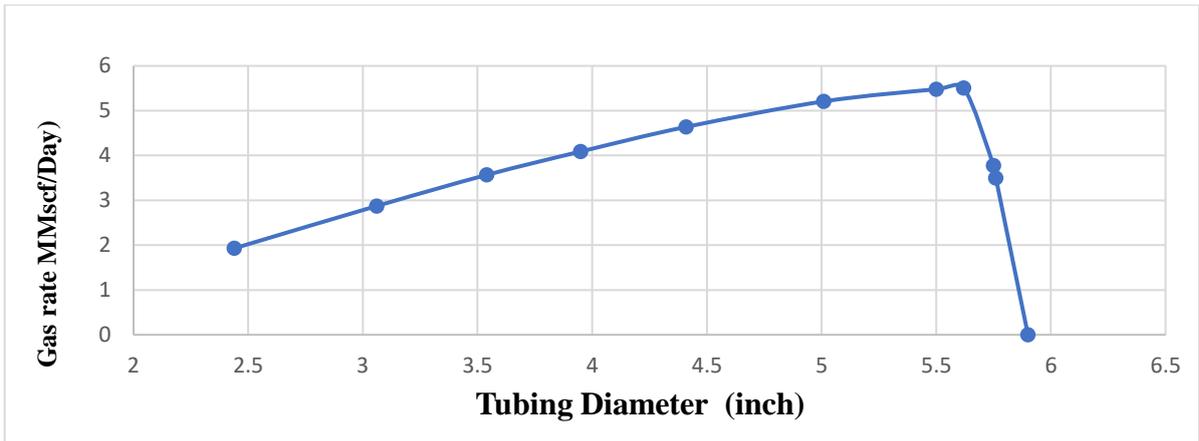


Figure IV-11 : Effet de Tubing sizing sur l'analyse nodale du système pour le puits TEG 18.

Évaluer minutieusement les implications de Tubing sizing en intégrant un tubing de plus petit diamètre par rapport aux tubing existants revêt une importance capitale. Notre analyse s'est concentrée sur l'étude de courbe IPR (Inflow Performance Relationship) et des courbes TPR (Tubing Performance Relation) pour différentes tailles de tubing. De manière significative, à mesure que le diamètre du tubing diminue, le débit de gaz diminue tandis que la vitesse du gaz augmente. Ce changement notable dans la dynamique de l'écoulement joue un rôle crucial dans la réduction efficace de l'occurrence de liquid loading.

En comparant l'analyse IPR-TPR avec les débits critiques nécessaires pour prévenir l'accumulation de liquide, nous pouvons déterminer l'efficacité du tubing proposé.

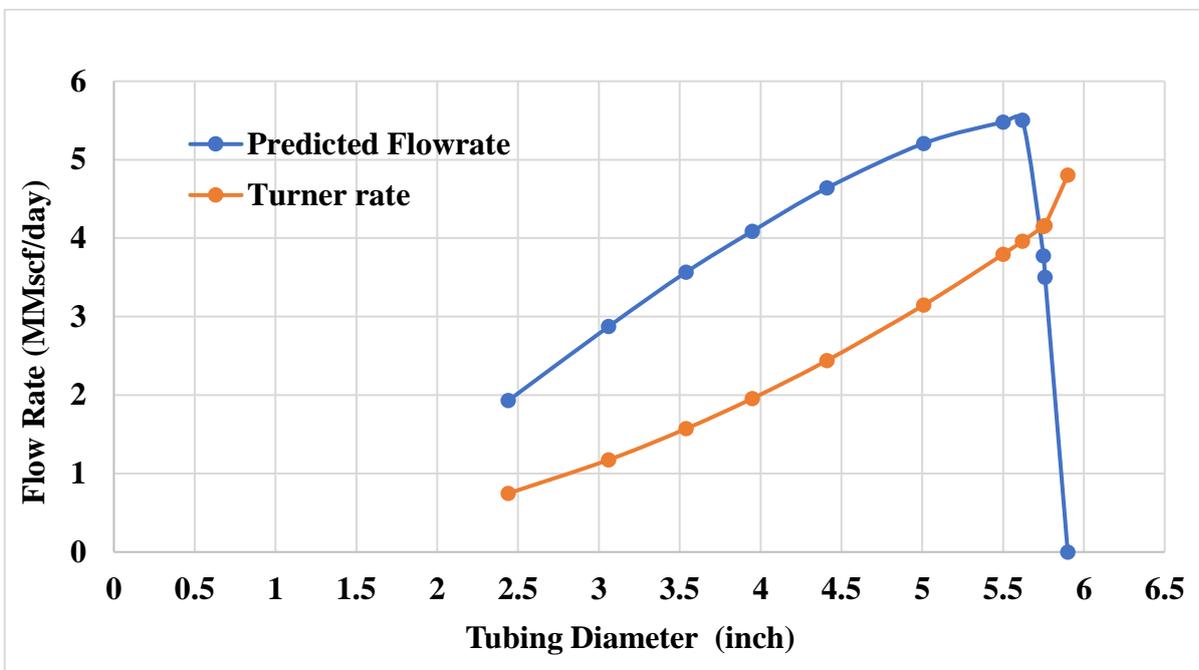


Figure IV-12: Débits réels vs débits critiques pour TEG-18.

La Figure 2 montre la comparaison des débits réels avec les débits critiques de Turner aux points de jonction des courbes IPR-TPR pour différentes tailles de tubing.

Dans ce cas, il a été observé que le remplacement du tubing actuel par un tubing de taille de 5,62" ou moins peut fournir la vitesse de gaz nécessaire, bien que les effets puissent être temporaires. Cependant, compte tenu de l'épuisement du réservoir comme principale cause de l'accumulation de liquide, une solution à long terme peut être obtenue en installant un tubing de diamètre de 2,44" ou moins.

L'installation d'un tubing avec un diamètre réduit pourrait probablement restreindre le débit de gaz en raison de sa petite section transversale, mais maintenir une courbe de déclin stable est plus important que d'augmenter la production quotidienne de gaz pour une courte période.

IV.7 L'efficacité de la compression pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de TEG

Dans cette section, nous évaluons l'efficacité de la compression en tant que solution pour résoudre le problème d'accumulation de liquide dans les puits de gaz de TEG.

À partir des éléments précédents, la compression est cruciale pour la production de tous les puits de gaz car c'est le principal moyen de transport et de traitement du gaz. La compression est également essentielle pour la déliquéfaction, en réduisant la pression de tête du puits ce qui entraîne une de la vitesse du gaz, permettant ainsi une meilleure élimination des liquides accumulés au fond du puits. L'élimination des liquides et la diminution de la pression au fond du puits exposent davantage de gaz dans le réservoir à la production, ce qui était initialement indisponible.

IV.7.1 Résultats de l'évaluation de l'application de la compression

Un système d'analyse nodale est utilisé pour évaluer l'impact de la réduction de la pression de tête sur le potentiel actuel de redressement et les résultats anticipés découlant de la compression. Dans cette évaluation, un rapport constant eau-gaz (WGR) est supposé à des fins prédictives, et la pression du réservoir reste inchangée en tant que contrainte. La Figure IV-18 fournit un exemple illustratif pour le puits TEG 18, montrant une représentation schématique de l'effet avantageux obtenu en réduisant la pression de tête de puits grâce à l'application de la compression.

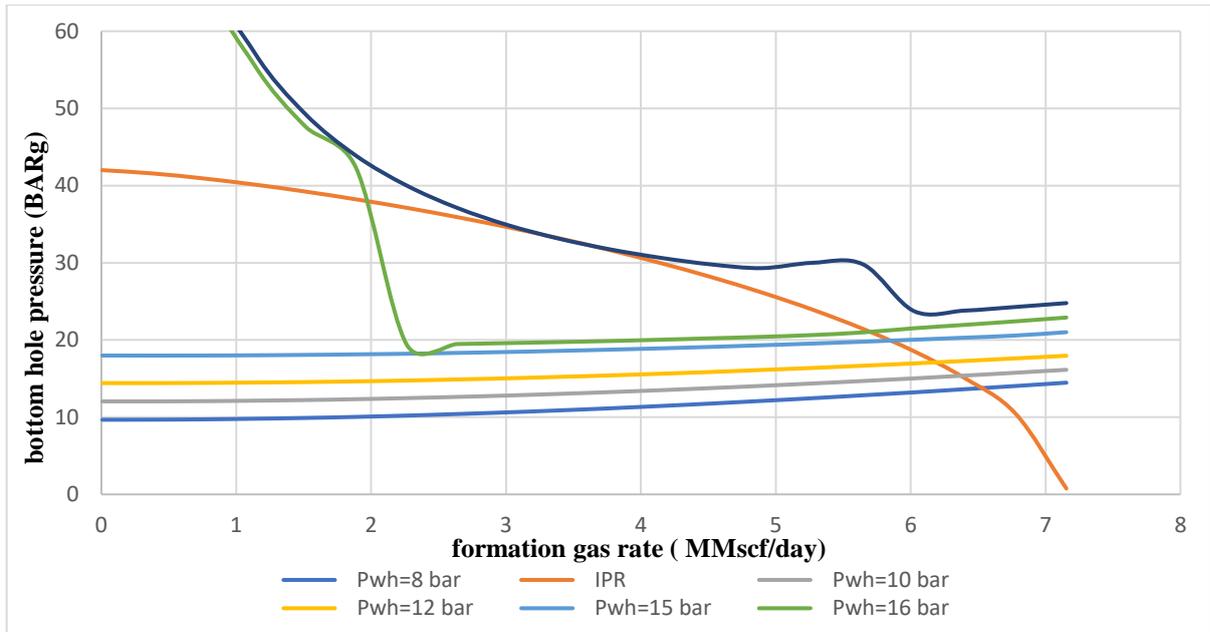


Figure IV-13: Nodal Analysis for TEG-23 with Different wellhead pressure

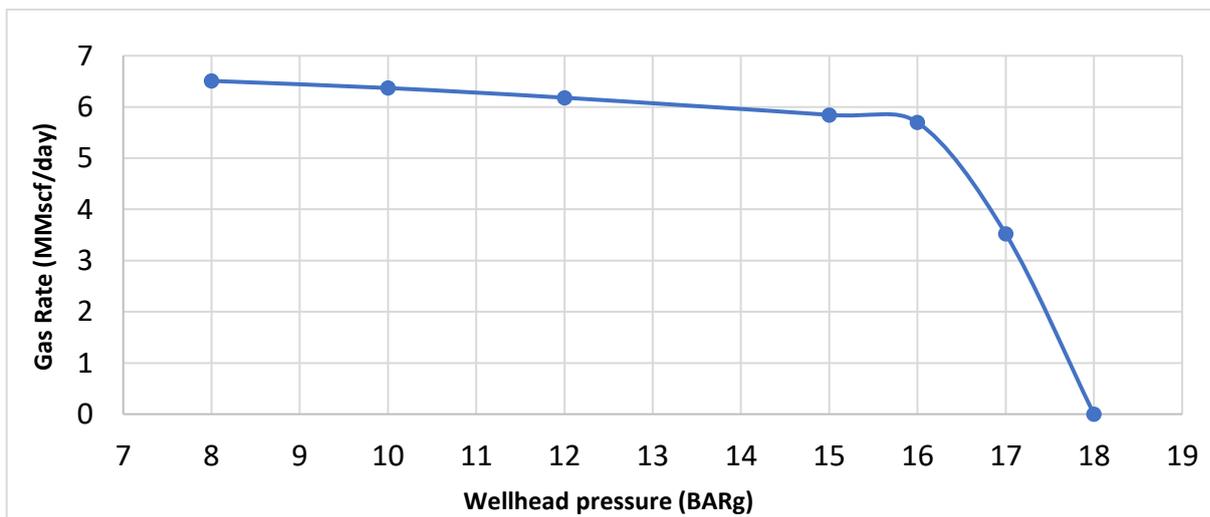


Figure IV-14 :Effet de la réduction de wellhead pressure sur l'analyse nodale du système pour le puits TEG 23.

L'analyse révèle que lorsque la pression de tête de puits diminue, la courbe IPR reste constante, tandis que les courbes VLP se déplacent vers le bas. L'intersection de ces courbes indique des taux de production plus élevés. L'application de la compression réduit efficacement la pression de tête du puits, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse du gaz et facilite le déchargement des liquides du puits. À mesure que les liquides sont éliminés, la pression hydrostatique dans le tubage diminue, ce qui entraîne une réduction significative de la pression de fond du puits et une amélioration subséquente de la production. Cette technique de compression s'avère être une solution rentable pour maintenir le puits exempt de liquides pendant une période prolongée sans nécessiter d'investissement en capital important. De plus, la Figure (IV-18) démontre que le puits atteint la stabilité avec une pression de surface réduite. Pour visualiser cela davantage, les points de solution obtenus à partir de la

prédiction du puits par l'analyse nodale et le débit critique calculé à l'aide de la méthode de Turner peuvent être tracés, comme le montre la Figure (IV-20).

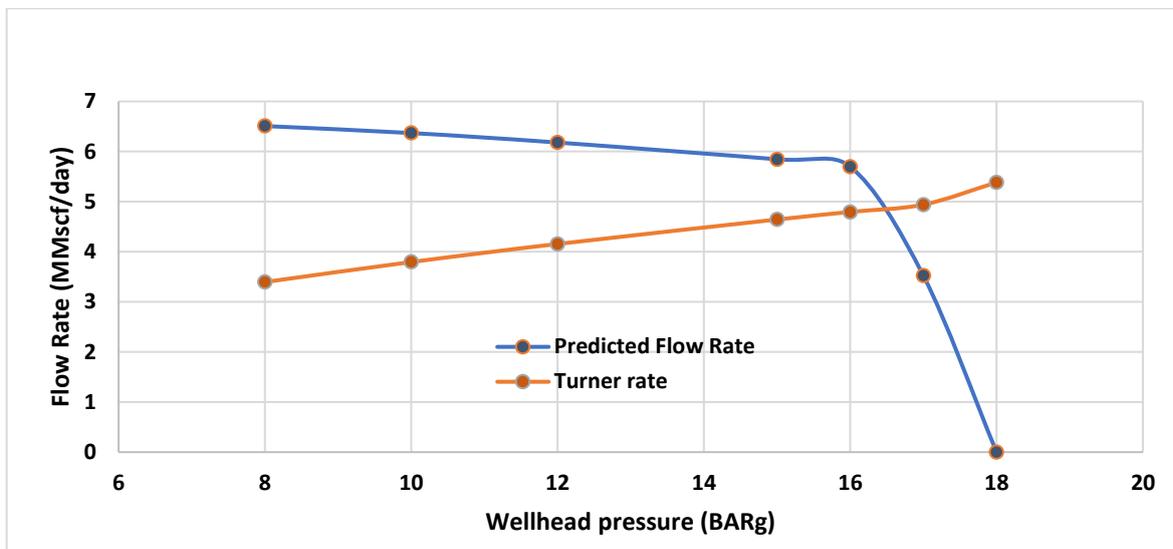


Figure IV-15: L'effet de la compression sur la prédiction et le débit critique de Turner pour le puits TEG 23.

La figure illustre clairement que pour décharger le puits, la pression de tête de puits doit être réduite à environ 16,5 bars ou moins. À ce niveau de pression, le débit prédit dépasse le débit critique, indiquant un déchargement réussi. Cependant, une réduction supplémentaire de la pression peut entraîner une amélioration supplémentaire du débit. Par conséquent, la mise en œuvre de la compression de la tête de puits s'avère être une stratégie efficace pour prolonger la durée de vie des puits de gaz tout en augmentant considérablement leur production.

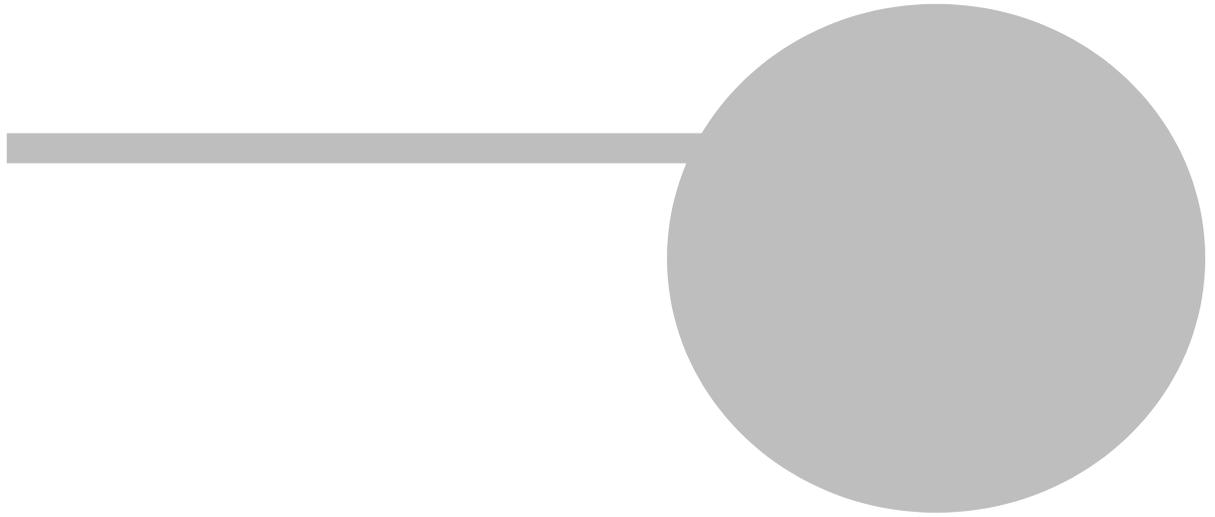
Le déchargement de liquide nécessite des investissements pour le compresseur et l'équipement associé ainsi que des coûts d'exploitation pour la maintenance et la puissance pour continuer à faire fonctionner le compresseur. Cependant, de nombreuses fois, la compression peut être le moyen le plus économique pour maintenir les puits d'écoulement, en fournissant des taux de production plus élevés à des pressions plus faibles.

IV.8 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a abordé diverses méthodes analytiques pour résoudre les problèmes de Liquid loading dans les puits de gaz TEG, en mettant l'accent sur l'optimisation de la taille du tubing et l'application de la compression en tant que techniques planifiées pour le champ TEG.

La sélection appropriée de la taille du tubing est cruciale pour une production de gaz efficace et une maximisation de la récupération. Les plus petites tailles de tubing ont été identifiées comme économiquement favorables à court terme, notamment lorsque le Liquid loading devient plus difficile en raison de la diminution de la pression du réservoir et de l'accumulation de liquides produits à partir du réservoir.

L'application de la compression est essentielle pour la déliquification, car elle réduit la pression de tête du puits et augmente la vitesse du gaz, ce qui entraîne des augmentations significatives des taux de production et des réserves. L'ampleur de cette augmentation peut varier de quelques pour cent à plusieurs fois les niveaux de production actuels. Il est important de noter que l'épuisement du réservoir est la cause principale du chargement de liquide, et la compression s'avère souvent être la méthode la plus efficace pour maintenir la déliquification du puits, offrant des taux de production plus élevés à des pressions de surface plus basses.



Conclusion générale

Conclusion générale

En conclusion, cette étude a abordé l'identification, la prédiction et la résolution des problèmes de liquid loading dans les puits de gaz du champ TEG. Le travail a été divisée en quatre chapitres, chacun se concentrant sur un aspect spécifique du problème.

Le premier chapitre a mis en lumière la diminution significative du volume de production dans le champ TEG, principalement attribuée à l'épuisement du réservoir et au problème de liquid loading. Il a souligné la corrélation entre l'accumulation d'eau et la diminution des débits de gaz.

Le deuxième chapitre a souligné l'importance de la détection précoce du liquid loading et a présenté des méthodes pour identifier et diagnostiquer le phénomène. Il a mis l'accent sur l'importance de comprendre les régimes d'écoulement et les calculs de vitesse critique pour prédire et gérer efficacement le liquid loading.

Le troisième chapitre a évalué différents modèles de prédiction du Liquid loading dans les puits de gaz et a identifié le modèle de Belfroid comme le meilleur performeur. Il a souligné la nécessité de modèles prédictifs précis et leur rôle dans l'anticipation des problèmes de liquid loading, tout en reconnaissant l'importance de recherches et de validations supplémentaires.

Le quatrième chapitre a discuté de différentes méthodes pour atténuer les problèmes de liquid loading, en mettant l'accent sur l'optimisation de la taille des tubes et la mise en œuvre de techniques de compression. Il a souligné l'importance d'une sélection adéquate des tubes et les avantages de la compression pour maintenir la déliquéfaction et améliorer la production de gaz.

Dans l'ensemble, cette étude a apporté une contribution significative à la compréhension et à la résolution des défis liés à liquid loading dans les puits de gaz du champ TEG. En fournissant des perspectives sur l'identification des problèmes, les modèles de prédiction et les techniques pratiques d'atténuation, cette étude constitue une ressource précieuse pour les professionnels de l'industrie et les chercheurs afin d'optimiser la production de gaz, de réduire les temps d'arrêt et d'améliorer les performances globales dans des champs de gaz similaires.

Les résultats de cette étude mettent en évidence l'importance d'une surveillance proactive, de modèles de prédiction précis et de prises de décision stratégiques pour résoudre les problèmes de liquid loading. Des recherches et des développements supplémentaires dans ce domaine continueront d'améliorer notre capacité à identifier, prédire et résoudre efficacement les problèmes de liquid loading, garantissant ainsi une production de gaz durable et efficace dans le champ TEG.

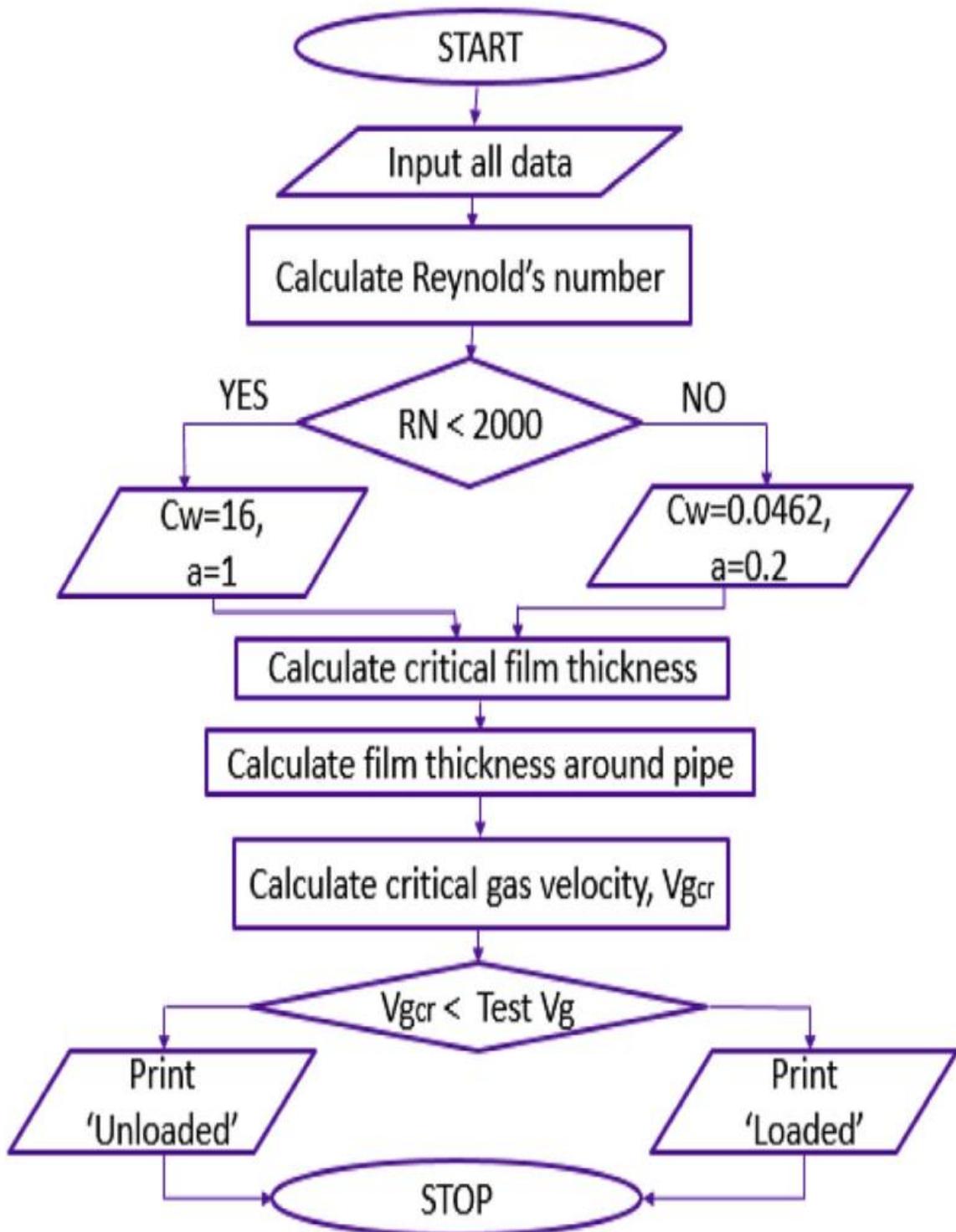
Références bibliographiques

1. A. Joseph, Et al, **Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells**, SPE paper 167603: presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, 2013.
2. C. H. Whitson, Et al, **Cyclic Shut-in Eliminates Liquid Loading in Gas Wells**, SPE paper 153073: presented at the EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 2012.
3. C. M. Kukowitsch, **Completion Options to Overcome Liquid Loading in Tail End Production Phase of Gas Wells**, Master Thesis: Petroleum Production and Processing, Leoben University, Austria, 2013.
4. Crabtree M , Bailey B., , Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. ; Water control, Oilfield review (2000)
5. E. K. Bouw, **Analysis of End of Field Life: Techniques and Predicting Liquid Loading Using Artificial Neural Networks**, Master Thesis: Petroleum Engineering, Delft University of Technology, Netherlands, 2017.
6. E. Khamehchi, Et al, **A Case Study to Optimum Selection of Deliquification Method for Gas Condensate Well Design: South Pars Gas Field**, Ain Shams Engineering Journal, vol. 7, pp. 847-853, 2016.
7. H. Dale Beggs, **Production Optimization Using Nodal Analysis**, OGCI, Oklahoma, USA, 1991.
8. Henry V. Nickens et Mike R. Wells, **Gas Well Déliquification deuxième édition 2008, chapitre II Recognizing symptoms of liquid loading in gas well: Drop in tubing pressure with rise in casing pressure**, Elsevier's Science & Technology Rights.
9. Internal Information of TEG Field, SONATRACH,-BP-EQUINOR 2019.
10. J. F. Lea, Et al, **Gas Well Deliquification**, Second Edition: Elsevier, Burlington, USA, 2008.
11. J. F. Lea, H. V. Nickens, **Solving Gas Well Liquid Loading Problems**, SPE paper 72092, 2004.
12. J. Li, Et al, **Prediction of Critical Gas Velocity of Liquid Unloading for Entire Well Deviation**, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.

13. M. H. Yaqoup, **Prediction of Liquid Loading in Gas well and solve it by Using Velocity String**, Bachelor Thesis: Petroleum Engineering, Sudan University, Sudan, 2016.
14. O. Binli, **Overview of Solutions to Prevent Liquid Loading Problems in Gas Wells**, Master Thesis: Petroleum and Natural Gas Engineering, Middle East Technical University, Ankara, Turkey, 2009.
15. Petroleum Experts IPM 2009
16. P. M. Ikpeka, M. O. Okolo, **Li and Turner Modified Model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells**, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 9, pp. 1971-1993, 2018.
17. Production Rapport, TEG, December 2023.
18. S. Sankar, S. A. karthi, **Study of Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques**, International Journal of Engineering Research and Technology, vol. 8, pp. 1434-1445, 2019.
19. Teg Produced Water 2012 site de TEG
20. T. R. Neves, R. M. Brimhall, **Elimination of Liquid Loading in Low Productivity Gas Wells**, SPE paper 18833: presented at the Production Operations Symposium, Oklahoma, USA, 1989.
21. X. Liu, Et al, **Liquid Loading in Gas wells : from Core-Scale Transient Measurement to Coupled Field-Scale Simulations**, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 157, pp. 1056-1066, 2017.
22. Y. D. Nallaparaju, P. Deendayal, **Prediction of Liquid Loading in Gas Wells**, SPE paper 155356: presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA, 2012.
23. Y. Nallaparaju, **Prediction of Liquid Loading**, 9th Biennial International Conference of Exposition on Petroleum Geophysics, Pandit Deendayal Petroleum University, Gujarat, India, 2012.
24. Vieira C (2020) **Modelling and Experimental Study on the Production of Gas Wells with Associated Liquid**. NTNU, Norway.
25. Z. Liu, L. E. Zerpa, **Preliminary Study of Liquid Loading Problems for Gas Hydrate Wells and Selection of Artificial Lift Methods**, SPE paper 180391: presented at the Western Regional Meeting, Alaska, USA, 2016.

Annexe A

Logic steps for flow pattern determination Barnea (1987)



Annexe B

Rig Name: ENAFOR 19
 RTE: 7.62 m
 RTE to hang off point: 7.73 m

Teg-23 Suspension Schematic - Final As Run

Note : All depths referenced to Enafor Rig 19 RTE = 7.62 mAGL

Well Data:

Hole Size	Depth (mDDbft)
24"	80.0
17½"	1092.0
12½"	1897.0
8½"	2806.0
6"	3023.0

Casing	Depth (mDDbft)
30"	12.0
18½"	76.0
13½"	1087.0
10½" x 9½" Cross Over	74.7
9½"	1893.0
7" Liner PBR Top	1742.0
7" Liner Shoe	2805.0
4½" Slotted Liner PBR Top	2749.0
4½" Slotted Liner Shoe	3022.0

Completion Summary:

	Depth (mDDbft)
7" TRSV	66.0
- 5.963" RPT Profile on TRSV	
7" Permanent DH Gauge	1718.5
X-over 7" x 5"	1734.4
Ratchet Latch - Shear Type	2698.7
7" MHP Packer	2699.4
3.813 R Nipple	2719.1
3.750" RN Nipple	2736.8
Bottom of 5" Tubing	2751.5

Reservoir Isolation:

Flapper Valve	2770.0
---------------	--------

Suspension Details:

TRSV closed
 BPV set in tubing hanger

Reservoir Sections:

D55	Top in Seq:	2811.4 mDDbft
	Bottom :	2817.1 mDDbft
Lwr D40 / Upr D30	Top in Seq:	2936.6 m DDbft
	Bottom (ID):	2995.7 mDDbft

Reservoir conditions:

D55	
Pressure	3592 Psia
Temperature	141 °C
D40/D30	
Pressure	3132 Psia
Temperature	147 °C

Initial: Ciro Aparicio 28-Feb-09
 Updated : G. Halliday 16-Nov-09
 Updated : M. Fothergill 08-Jan-10

