

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**

**BOUARROUDJ Mohammed Moundhir Moussa**  
**BOUZROURA Djabir**

**Filière : Hydrocarbures**

**Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures**

---

**Identification, Prédiction et Résolution problème**  
**chargement de liquide dans Region In Salah**

---

Devant le jury composé :

Mr. GARECHE MOURAD  
Mr.ZERAIBI Nour Eddine  
Mr. SAIFI Reda

Docteur  
Professeur  
Docteur

UMB-Boumerdes  
UMB-Boumerdes  
UMB-Boumerdes

Président  
Encadrant  
Examineur

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

# *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 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, Ce mémoire de master a été réalisée au niveau de IN SALAH GAS. Nous tenons à remercier Mr M.MELLAL, Mr S.YALAOUI, Surtout Mr HOUSSAM EDDINE BEHLUOCHET et tous les ingénieurs pour la disponibilité, la confiance, les conseils, l'encadrement et le soutien moral.

Nous remercions également Guemou Mohsin Abdelellah ,Moncef Djaghloul et Mohamed Amin Fadel pour leurs conseils et leur assistance.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des enseignants du département Gisements Miniers et Pétroliers et Pr HAMADA BOUDJEMA Doyen de la faculté des Hydrocarbures et de la chimie

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

# *Dédicace*

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail à l'être le plus cher de ma vie, mes parents (BOUARROUDJ BOUBEKEUR et GUECHI REBIHA) et ma sœur qui se souciaient de mes études et de mon bien-être, je ne trouve pas assez des mots pour leur exprimer mon amour et mes remerciements.

A mes amis BOUAICHA Mohamed Abdelkaïoum , BICHA Nassim , FERHAT Imad Eddine, MOUHEB Aziz , BOUROUBA Mohamed , et HADAD Bilal « Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) » ce qui m'a beaucoup aidé pour mon mémoire de fin d'études

A tous ceux qui me sont chers et qui ont su me soutenir quand j'en avais besoin.

Sans oublier les enseignants de Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers kasdi Merbah Ouargla

BOUARROUDJ MOHAMMED MOUNDHIR MOUSSA

# *Dédicace*

Mes parents qui se souciaient de mon éducation et de mon bien-être,

je ne trouve pas assez de mots pour exprimer mon amour et mes remerciements.

A mon cher frère et ma chère sœur.

à mes amis Bakdi wail ,Arar nassim , gana Abdelhalim

Toumi Mohamed Ibrahim, Benkhira zaki ,Beta mazigh. ,ghani Habib

## ملخص :

يعد تحميل السائل مشكلة تشغيلية رئيسية تقلل من إنتاجية آبار الغاز. ويحدث ذلك عندما يتراكم السائل في الأنابيب ، مما يتسبب في انخفاض سرعة الغاز إلى ما دون القيمة الحرجة. وهذا يمنع الغاز من رفع السائل إلى السطح، مما يؤدي إلى تراكم الضغط الخلفي الهيدروستاتيكي الذي يتجاوز ضغط التكوين. يعد التنبؤ الدقيق بتحميل السائل أمراً بالغ الأهمية ولكنه صعب، حيث أن النماذج الرياضية الحالية بها أخطاء متفاوتة.

توفر هذه الدراسة تحليلاً متعمقاً لتحديد مشاكل تحميل السائل في آبار الغاز في حقل الغاز والتنبؤ بها وحلها. تركز الدراسة على التأثير الكبير لتحميل السائل على إنتاج الغاز وتسلط الضوء على ضرورة استراتيجيات الإدارة الاستباقية. ومن خلال فحص طرق الكشف المختلفة، تؤكد على أهمية التحديد المبكر وتشخيص المشكلات.

يكشف التقييم المقارن لنماذج التنبؤ عن فعالية نموذج كولمان وآخرين في التنبؤ بدقة بمعدلات تدفق الغاز الحرجة. يتم اقتراح حلول عملية، مثل تحسين أحجام الأنابيب وتنفيذ تقنيات الضغط، للتخفيف من تحديات تحميل السائل وزيادة كفاءة إنتاج الغاز إلى أقصى حد، بالنسبة لمحلول الرغوة فإنه يظل حلاً مؤقتاً مع حل الايقاف دوري. بشكل عام، توفر هذه الدراسة معرفة قيمة للصناعة، مما يعزز إنتاج الغاز الأمثل، ويقلل وقت التوقف عن العمل، ويحسن الأداء العام في هذا المجال.

**الكلمات الرئيسية:** تحميل السائل؛ حقل غاز؛ آبار الغاز؛ السرعة الحرجة؛ كولمان وآخرون. نموذج؛ تعريف؛ تنبؤ؛ دقة؛ حلول عملية.

## Résumé :

Le chargement de liquide est un problème opérationnel majeur qui réduit la productivité des puits de gaz. Il se produit lorsque du liquide s'accumule dans le tubing ou le tubage, ce qui fait chuter la vitesse du gaz en dessous d'une valeur critique. Cela empêche le gaz de soulever le liquide jusqu'à la surface, entraînant une accumulation d'une contre-pression hydrostatique qui dépasse la pression de formation. La prédiction précise du chargement de liquide est cruciale mais difficile, car les modèles mathématiques actuels présentent des inexactitudes variables.

Cette étude fournit une analyse approfondie de l'identification, de la prédiction et de la résolution des problèmes de liquid loading dans les puits du champ gazier.

L'étude focalise sur l'impact substantiel de la charge liquide sur la production de gaz et souligne l'impératif de stratégies de gestion proactive. En examinant diverses méthodes de détection, elle insiste sur l'importance de l'identification précoce et du diagnostic des problèmes.

L'évaluation comparative des modèles de prédiction révèle l'efficacité du modèle Coleman et al 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 , pour le solution de foam il reste un solution temporaire avec cyclic. 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.

**Mots-clés :** Chargement de Liquide ; Champ gazier ; Puits de Gaz ; Vitesse Critique; Coleman et al. Modèle; Identification; Prediction; Resolution ; Solutions pratiques.

## **Abstract:**

Liquid loading is a major operational challenge that reduces the productivity of gas wells. It occurs when liquid accumulates in the tubing or casing, causing the gas velocity to drop below a critical threshold. This decrease in velocity prevents the gas from lifting the liquid to the surface, resulting in an accumulation of hydrostatic backpressure exceeding the formation pressure. Accurately predicting liquid loading is crucial but difficult due to inaccuracies in current mathematical models.

The study provides a thorough analysis of identifying, predicting, and resolving liquid loading issues in gas wells within a gas field. It emphasizes the significant impact of this phenomenon on gas production and underscores the need for proactive management strategies. By evaluating various detection methods, it highlights the crucial importance of early identification and diagnosis of problems.

Furthermore, comparative evaluation of prediction models reveals the effectiveness of the Coleman et al. model in accurately predicting critical gas rates. Practical solutions, such as optimizing tubing size and implementing compression techniques, are recommended to mitigate liquid loading challenges and maximize gas production efficiency. However, it is noted that the use of foam remains a temporary solution with cycles. Overall, this study provides valuable insights to the gas industry, promoting optimized gas production, reduced downtime, and enhanced overall performance in the gas field concerned.

**Keywords:** Liquid Loading; Gas Field; Gas Wells; Critical Velocity; Coleman et al. Model; Identification; Prediction; Resolution; Practical Solutions.

# Contents

Introduction Générale .....	1
Chapitre I : Analyse et Historique de Production du champ REG .....	4
I.1    Introduction .....	4
I.2    Présentation du champ REG .....	4
I.3    Historique des Puit 12, Puit 13, Puit 24 et Puit 25 .....	5
I.3.1    Puit 12 .....	5
I.3.2    Puit 13 .....	7
I.3.3    Puit 24 .....	7
I.3.4    Puit 25 .....	9
I.4    Conclusion .....	10
Chapitre II : Généralité sur le problème de liquid loading .....	12
II.1    Introduction .....	12
II.2    Phénomène de Liquid Loading .....	12
II.3    Les Facteurs qui entraînant une charge de liquide .....	13
II.4    Configuration d'écoulement polyphasique .....	13
II.4.1    Écoulement annulaire (Annular-Mist Flow) : .....	14
II.4.2    Écoulement transition (Transition - Churn Flow) : .....	14
II.4.3    Écoulement en bouchon (Slug Flow) : .....	14
II.4.4    Écoulement à bulles (Bubble Flow) : .....	14
II.5    Les sources d'eau .....	15
II.5.1    Coning d'eau .....	15
II.5.2    Eau d'aquifère .....	15
II.5.3    Eau de formation libre .....	15
II.5.4    Production d'eau à partir d'une autre zone .....	15
II.5.5    Condensation d'eau .....	15
II.5.6    Condensation d'hydrocarbures .....	15
II.6    Identification de liquide loading dans les puits de gaz .....	16
II.6.1    L'analyse de la courbe de déclin de production .....	16
II.6.2    La différence de pression entre le tubing et annulaire .....	16
II.6.3    Le gradient de pression (augmentation du niveau de liquide dans un puits) .....	17
II.6.4    La vitesse critique de chargement du liquide .....	18
II.6.5    L'apparition de bouchons liquides à la surface du puit .....	18
II.6.6    L'arrêt production de liquide complètement .....	19
II.1    Diminution de la température en tête de puit .....	19



II.7	Problèmes liés à la charge de liquide .....	19
II.8	Conclusion .....	19
Chapitre III : Identification et Prédiction de problème liquid loading .....		21
III.1	Introduction .....	21
III.2	Concepts de débit critique .....	21
III.3	Diagnostic de chargement du liquide à l'aide Analyse Nodale .....	32
III.4	Analyse graphique .....	33
III.5	Résultats et Discussion .....	34
III.6	Conclusion .....	45
Chapitre IV : Résolution de problème liquid loading dans les puits de gaz .....		47
IV.1	Introduction .....	47
IV.2	Solutions préventives pour les problèmes de chargement de liquide .....	47
IV.2.1	Méthodes de maintien d'écoulement naturel (énergie de réservoir) : .....	47
IV.2.2	Méthodes de levage artificiel (Énergie externe) : .....	51
IV.3	Les Software utilisé .....	53
IV.4	Application du levage assisté par mousse pour résoudre le problème de chargement de liquide dans les puits de gaz ISG .....	53
IV.5	Évaluation du Tubing sizing (VS) pour résoudre le problème chargement liquide dans Puit 12 et 24 .....	54
IV.5.1	Étude de cas Puit 12 : (déjà installer VS 2"7/8) : .....	54
IV.5.2	Étude de cas Puit 24 : .....	57
IV.6	L'impact de compression pour résoudre le problème de chargement de liquide dans ISG Gas .....	60
IV.7	Étude de simulation pour le champ de gaz .....	62
IV.8	Étude Économique .....	64
IV.9	Conceptions et exigences opérationnelles pour l'installation vs puit 24 .....	65
IV.10	Conclusion .....	66
Conclusion générale .....		68
Références bibliographiques .....		70

## Liste des Figures

Fig I-1 : Situation géographique d'ISG .....	4
Fig I-2 : Historique de production du Puit 12 de 2018 à 2023 .....	5
Fig I-3 : La pression statique du puit 12 .....	6
Fig I-4 : Historique de production du Puit 13 de 2018 à 2023 .....	7
Fig I-5: Historique de production du Puit 24 de 2018 à 2023 .....	8
Fig I-6: La pression statique du puit 24 .....	8
Fig I-7: Historique de production du Puit 25 de 2018 à 2023 .....	9
Fig II-1 : Procès de chargement de liquide [5] .....	12
Fig II-2 : Les différents schémas d'écoulement multiphasique [Lea et al., 2008]. .....	14
Fig II-3 : la courbe de déclin d'un puit avec chargement de liquide.....	16
Fig II-4 : Indication de pression dans le casing et le tubing de production .....	17
Fig II-5 : Gradient de pression d'un puis avec chargement de liquide .....	18
Fig III-1 : Transport de gouttelettes de liquide dans un flux de gaz vertical.....	22
Fig III-2 : Forme du mouvement des gouttes entraînées dans le gaz à grande vitesse (Li, et al., 2001) .....	24
Fig III-3 : Vitesse critique du gaz en fonction de l'angle d'inclinaison par rapport à la verticale (Belfroid et al., 2008).....	25
Fig III-4 : Comparaison des modèles de vitesse [20] .....	25
Fig III-5 : Écoulement annulaire liquide-gaz dans le puit (Kelkar, et al., 2015). [16] ...	26
Fig III-6: Géométrie de l'écoulement annulaire.....	27
Fig III-7: Variation de la contrainte de cisaillement interfaciale avec l'épaisseur du film liquide à différents débits de liquide.....	28
Fig 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, inclinaison différente du tuyau ( $\theta=90^\circ$ est vertical) observé par Paz (1994).....	29
Fig III-9: Schéma de l'épaisseur du film uniforme et non uniforme (Kelkar et al. 2015)	30
Fig III-10: Répartition de l'épaisseur du film autour de la position circonférentielle d'un tuyau pour différents angles de déviation du tuyau. ....	31
Fig III-11: Schéma du gradient de pression totale observé sur un tuyau vertical. D'après Zabararas et al. (1986). ....	32
Fig III-12: System nodal analysis. ....	33
Fig III-13: IPR/VLP avec Turner .....	33
Fig III-14: Comparaison du débit de gaz réel et débit critique.....	34
Fig III-15: Matrice de confusion pour les modèles de prédictions.....	37
Fig III-16 : Performance de puit 12 avec vitesse de turner.....	39
Fig III-17: vitesse de gas et Turner en fct MD .....	40
Fig III-18: Performance de puit 24 avec vitesse de Turner .....	41
Fig III-19 : vitesse de gas et turner en fct MD.....	42
Fig III-20 : IPR/TPR/Turner velocity Flag .....	43
Fig III-21: Turner et al. (1969) prediction results.....	44
Fig III-22: Coleman et al. (1991) prediction results .....	44
Fig III-22: Barnea et al. (1991) prediction results .....	45
Fig IV-1 : Périodes d'écoulement alternées/fermeture.....	48
Fig IV-2 : velocity string .....	49
Fig IV-3: Installation de Plunger lift .....	50
Fig IV-5 :Effet de surface compresseur.....	50

Fig IV-6 : ESP/PCP/SRP .....	51
Fig IV-7 : Les types des Completions de Gas Lift .....	52
Fig IV-8 : Liquid Foaming Agent.....	53
Fig IV-9: Effet de foam sur liquide loading .....	54
Fig IV-10: Nodal Analysis de puit 12 avec diffèrent ID .....	55
Fig IV-11 : Débits réels vs débits critiques pour Puit 12.....	56
Fig IV-12 : Résultats après l'installation de Velocity String puit 12 .....	57
Fig IV-13 : Nodal Analysis puit 24 avec diffèrent ID .....	58
Fig IV-14 : Débits réels vs débits critiques pour Puit 24.....	59
Fig IV-15 : Effet de la compression sur l'analyse nodale du système pour puit 24.....	60
Fig IV-16 : L'effet de la compression sur la prédiction et le débit critique de Turner pour puit 24 .....	61
Fig IV-17 : carte isopach de champ gazier .....	62

## Liste des Tableaux

Tableau III-1 : Données de 14 puits de gaz .....	35
Tableau III-2: Modèles de débit de gaz critique. ....	35
Tableau III-3: Résumé des prédictions et des identifications. ....	36
Tableau III-4 : Mesures de performances du modèle. ....	38
Tableau IV-1 : L'impact de VS sur le chargement du liquide puit 12 .....	56
Tableau IV-2 : L'impact de VS sur le chargement du liquide puit 24 .....	58
Tableau IV-3 : L'impact de compression sur le chargement du liquide puit 24 .....	61
Tableau IV-4 : Effets des différentes solutions pour puit 24 sur la production totale du champ.....	63
Tableau IV-5 : Débit moy produise par chaque méthode durant la période d'étude.....	63
Tableau IV-6 : Effets des différentes solutions sur Pression Réservoir .....	63

## Nomenclature

### Latin letters

A	Zone de section de tuyau, [m <sup>2</sup> ]
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 <sup>2</sup> ]
p	Pression, [Pa]
pwf	Pression de fond [Psia]
pwh	Pression tête de puits [Psia]
Pr	Reservoir Pressure [psi]
Tr	Reservoir Temperature (C°)
Re	Nombre de Reynolds, [-]
vsg	Vitesse superficielle du gaz, [m/s]
vsl	Vitesse superficielle du liquide, [m/s]

### Greek letters

$\alpha$	Fraction volumique de gaz in situ
$\beta$	Moitié de l'angle confirmé par la périphérie mouillée par le liquide dans un écoulement stratifié, [°]
$\delta$	Épaisseur du film, [m]
$\mu$	Viscosité, [cP]
$\Phi$	Circonférence du tuyau, [°]
$\rho$	Densité, [kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Tension superficielle, [N/m]
$\tau$	Contrainte de cisaillement, [Pa]
$\theta$	Angle du tuyau par rapport à l'horizontale, [°]
Qg	Gas Flow Rate [MMscf/d]
Qcg	Critical Gas Rate [Mmscf/d]

## **Abréviations**

MMscf	Million standard cubic feet de gaz ;
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
TPC	Tubing Performance Curve
GLR	Gas Liquid Ration ;
ESP	Pompe Electrique Submersible ;
PCP	Pompe à Cavité Progressive ;
SRP	Sucker rod Pompe
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;
SSD	Sliding Sleeve Door
TRSCSSV	Tubing Retrievable Safety Valves
CT	Coiled tubing
BHA	Bottom hole assembly
RIH	Running in hole
VS	Velocity String
FLT	Flow line temperature
WH	Well head

# Introduction Générale

---

## Introduction Générale

Le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie importante dans le monde, étant utilisé dans de nombreuses industries et activités économiques.

Lors la production des puits de gaz, Cette dernière est le plus souvent associé à une phase liquide. Ces liquides proviennent de plusieurs sources, notamment l'eau de formation, l'huile/eau de condensat et l'eau interstitielle.

L'eau de formation envahissant le puit est la source la plus courante. L'accumulation de liquide coproduits avec le gaz au fond du puit lors de la production de gaz lorsque l'énergie de transport ne peut plus le transporter vers la surface (Conséquence de chute de pression réservoir) est appelée chargement de liquide. Le chargement de liquide est l'un des problèmes majeurs auxquels sont confrontés les puits de gaz. Et la cause principale de ce phénomène est que dans la période ultérieure de la production du puit de gaz, la pression du réservoir s'épuise et le débit de gaz produit diminue jusqu'à ce que le gaz atteigne un état critique, moment auquel le chargement de liquide commence. Au début du chargement de liquide, le débit de gaz n'est pas suffisant pour entraîner complètement les liquides associés à la surface et les liquides commencent à s'accumuler au fond du puit. Ensuite, le chargement de liquide créera une contre-pression accrue sur la formation et réduira la différence de pression de production, ce qui diminuera le débit de gaz et tuera même le puit de gaz. Afin de réduire l'effet du chargement de liquide sur la production de gaz, les problèmes de chargement doivent être diagnostiqués à temps et traités correctement et efficacement. Par conséquent, une identification et une prévision précises de la charge de liquide dans le puit sont très importantes car elles permettront de prendre les mesures nécessaires et de concevoir la solution appropriée pour éviter la charge de liquide et prolonger la durée de vie du puit. Pour cette raison, de nombreuses options de levage correctrices ont été développées pour relever ce défi ; Certaines solutions de déchargement s'appuient sur l'énergie naturelle existante du système, tandis que d'autres fournissent une énergie supplémentaire pour faire remonter les liquides à la surface.

Dernièrement, ce problème actuel constitue l'un des principaux défis des puits ISG. La probabilité de chargement de liquide dans ce domaine en raison de sa production d'eau élevée, des conditions spécifiques du réservoir et le grand tubing de production 7" de diamètre, est très importante et doit être l'une des recherches les plus essentielles.

Cette étude porte sur l'identification, prédiction et résolution des problèmes de chargement de liquide dans les puits de gaz et les différentes méthodes pour prévenir ou éliminer ce problème afin de maintenir le taux de production et prolonger la durée de vie des puits.

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

- Identifier le problème de chargement de liquide dans les puits de gaz
- Identifier les différents signes de problème
- Simuler les performances de production des puits dans des conditions de chargement de liquide



- 
- Utiliser logiciel Prosper et autre méthode pour identifier et prédire le début de la charge liquide
  - Pour résoudre ce problème après l'avoir prédit en utilisant Velocity String et un compresseur de surface.

Ce travail a été divisé en quatre chapitres :

**Chapitre 1 :** Analyse et Historique de Production du champ REG ISG

**Chapitre 2 :** Généralité sur le problème de liquide loading

**Chapitre 3 :** Identification et Prédiction de problème liquid loading

**Chapitre 4 :** Résolution de problème liquid loading dans les puits de gaz

Chapitre 1 :  
Analyse et Historique de  
Production du champ  
REG ISG

## Chapitre I : Analyse et Historique de Production du champ REG

### I.1 Introduction

Le projet In Salah Gas était une coentreprise entre Sonatrach (35%), BP (33,15%) et Statoil (31,85%) et Actuellement entre Sonatrach (35%), Eni (33,15%) et Equinor (31,85%). Trois gisements gaziers, à savoir Krechba, Téguentour et Reg, ont été développés lors de la première phase du projet ISG. La première phase a atteint sa première production en juillet 2004 et produit actuellement au rythme de neuf milliards de mètres cubes par an. [1]

Le projet In Salah Southern Fields (ISSF) constitue la deuxième phase du projet ISG qui implique le développement des quatre gisements gaziers restants, dont Garet, EL Befinat, Hassi Moumene, In Salah et Gour Mahmoud. Le projet contribuera à maintenir la production à des niveaux de plateau lorsque la production des trois champs existants diminuera. Le projet ISSF a démarré en février 2011 et le démarrage des quatre champs restants a débuté en février 2016. Le projet devrait générer 14,1 millions de mètres cubes par jour. [1]

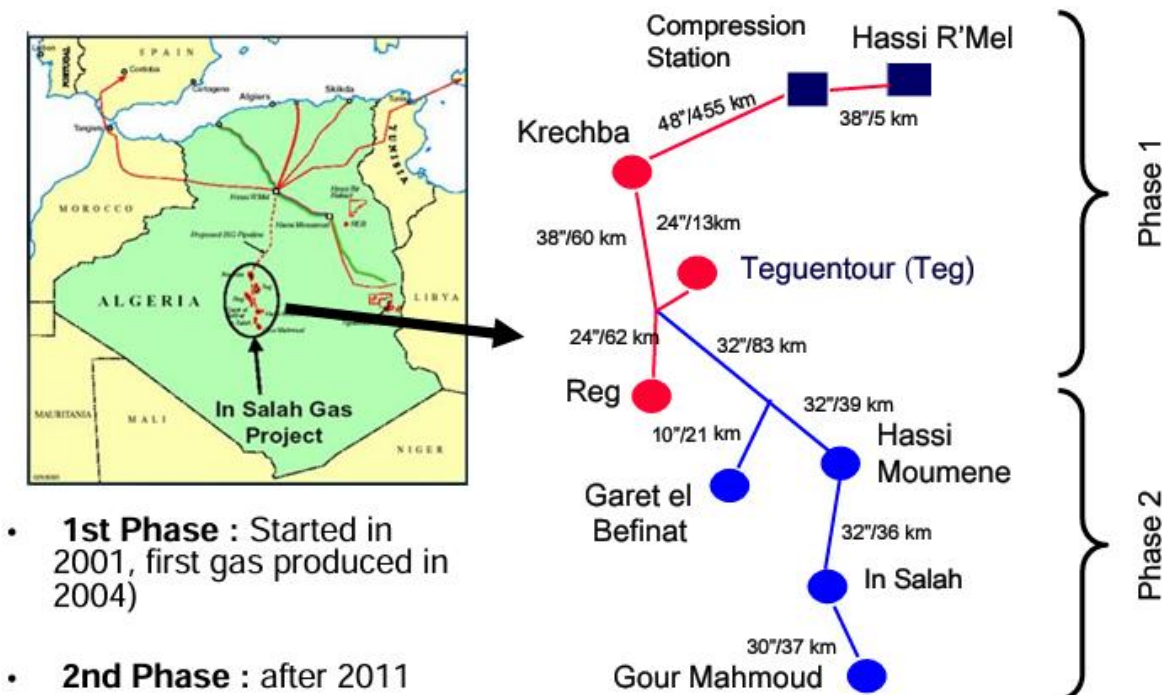


Fig I-1 : Situation géographique d'ISG

Le projet ISG est le troisième plus grand développement gazier du pays.

### I.2 Présentation du champ REG

Parmi les nombreux champs gaziers à travers l'Algérie, le champ gazier de Reg représente un actif significatif, contribuant de manière substantielle à la chaîne d'approvisionnement énergétique. Le champ Reg Gas se situe dans les blocs 344 et 343 de

la Willaya de Tamanrasset. La structure Reg est un anticlinal d'inversion allongé NW-SE à haut relief dans l'axe du bassin d'Ahnet.

La majorité de la production de gaz d'In Salah Gas (ISG) provient de ce champ, qui se caractérise par des très grandes réserves, Le champ Reg compte au total 14 puits producteurs de gaz.[2]

### I.3 Historique des Puit 12, Puit 13, Puit 24 et Puit 25

#### I.3.1 Puit 12

Le puit 12 a été foré avec l'Enafor 19 à 00h00 le 4 novembre 2003 à une profondeur totale de 1906 MDbrt (1892,7 mTVDbrt).

Décembre 2003. Les trois réservoirs gréseux ciblés du D55 (Emsien), D40 (Siegénien) et D30 (Gedinnien) ont été perforé. Les résultats des tests de puit ont indiqué un taux de production d'environ 60 MMscf/j de gaz sec à 1250 psia WHFP.

L'emplacement du puit 12 se trouve sur le flanc structurel sud-ouest du piège Reg et a été sélectionné dans une zone de perméabilité renforcée par fracture prévue dans le réservoir D55 (Emsien). Les horizons du réservoir se trouvent entièrement dans le dévonien et constituent une gamme de faciès marins et fluviaux peu profonds.

L'objectif principal du programme de puits verticaux puit 12 était de forer et de compléter le puit en tant que producteur de gaz et d'acquérir des données sur le réservoir et le forage.

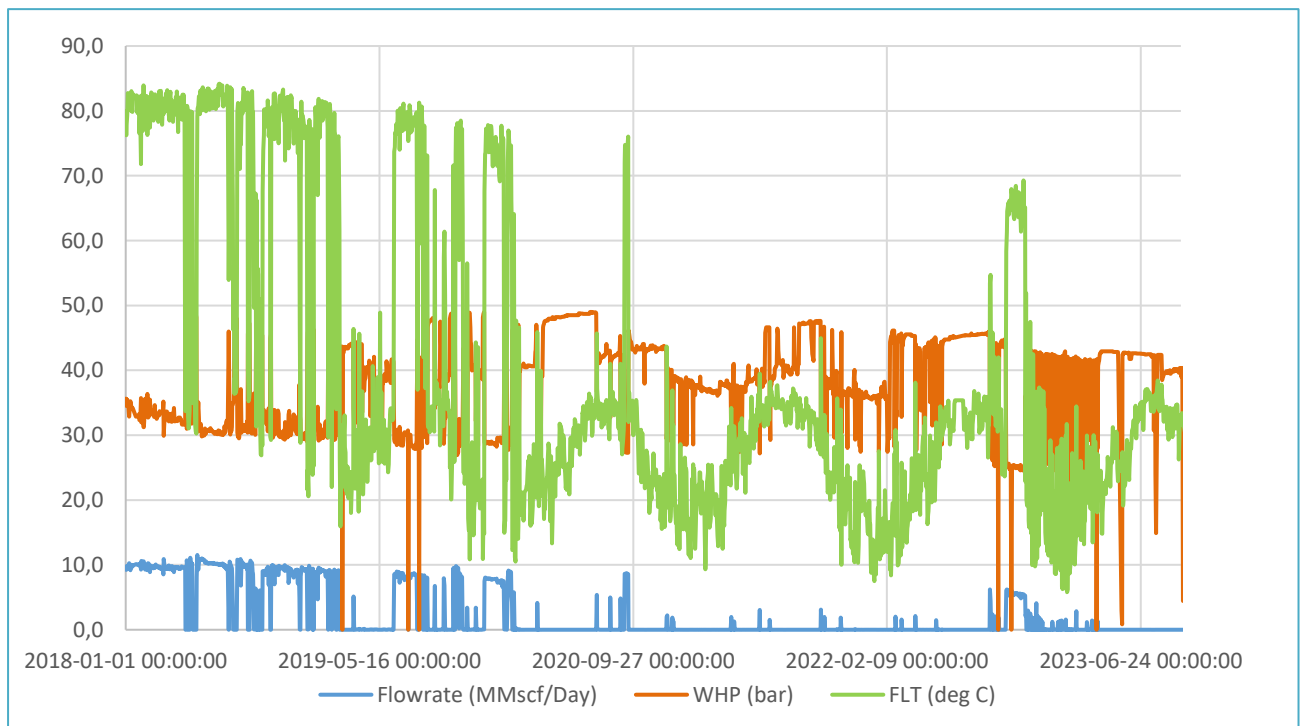


Fig I-2 : Historique de production du Puit 12 de 2018 à 2023

D'après Fig ci-dessus, nous remarquons que le puit12 produisait avec une production stable qui est d'environ 10 (MMscf/Day). Pendant cette période, la pression en tête du puit

reste assez constante, à environ 35 bars. Ensuite, le débit de gaz déminue a causé la chute de pression de réservoir et le débit de chargement de liquide est atteint (a cause l'accumulation de liquide au fond de puit on remarque la diminution FLT).

Le liquide continue de s'accumuler au fond du puit jusqu'à la formation de la colonne d'eau.

Pour éliminer cette colonne d'eau, le puit a été basculé vers le contrôle de production à arrêt (cyclic). Le puit a donc été fermé pendant une courte période (6-8 heures). Pendant la période d'arrêt, le gaz continue de s'écouler dans le puit et dans la région proche du puit, avec une certaine augmentation de la pression.

Lors de la réouverture du puit (opération de lancement), il s'est déchargé et a produit avec un débit méta-stable mais il s'est rapidement chargé et meurt à nouveau. Ensuite, il a été fermé pendant une autre période de cyclic. La phase ou Pt élevé et Q nul c'est la phase de fermeture.

Les mesures de pression du puit dynamique ou statique sont probablement la méthode la plus précise pour évaluer le niveau du liquide dans un puit de gaz. Les pressions mesurées à des profondeurs précises permettent d'établir le gradient de pression, qui est directement lié à la densité du milieu et à la profondeur. D'après les études de pression statique, une colonne d'eau s'est accumulée jusqu'au sommet de 1857.5 MWLD, comme illustré dans la figure ci-dessous.

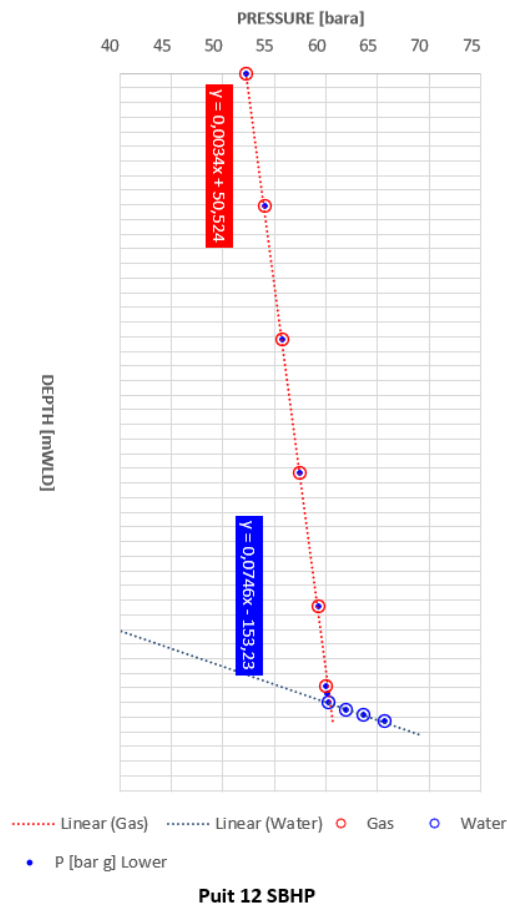


Fig I-3 : La pression statique du puit 12

### I.3.2 Puit 13

Puit13 était le deuxième des dix puits de production de gaz prévus sur le développement de Reg Field. L'objectif du programme du puits de développement Reg Field est de fournir des puits capables de produire du gaz à un débit horaire maximal de 325 (MMscf/j) et de maintenir un débit de production de champ durable de 280 MMscf/j.

L'objectif principal du programme de puit 13 est de compléter le puit en tant que producteur de gaz, tout en donnant au réservoir toutes les chances de fournir une production à son potentiel maximum.

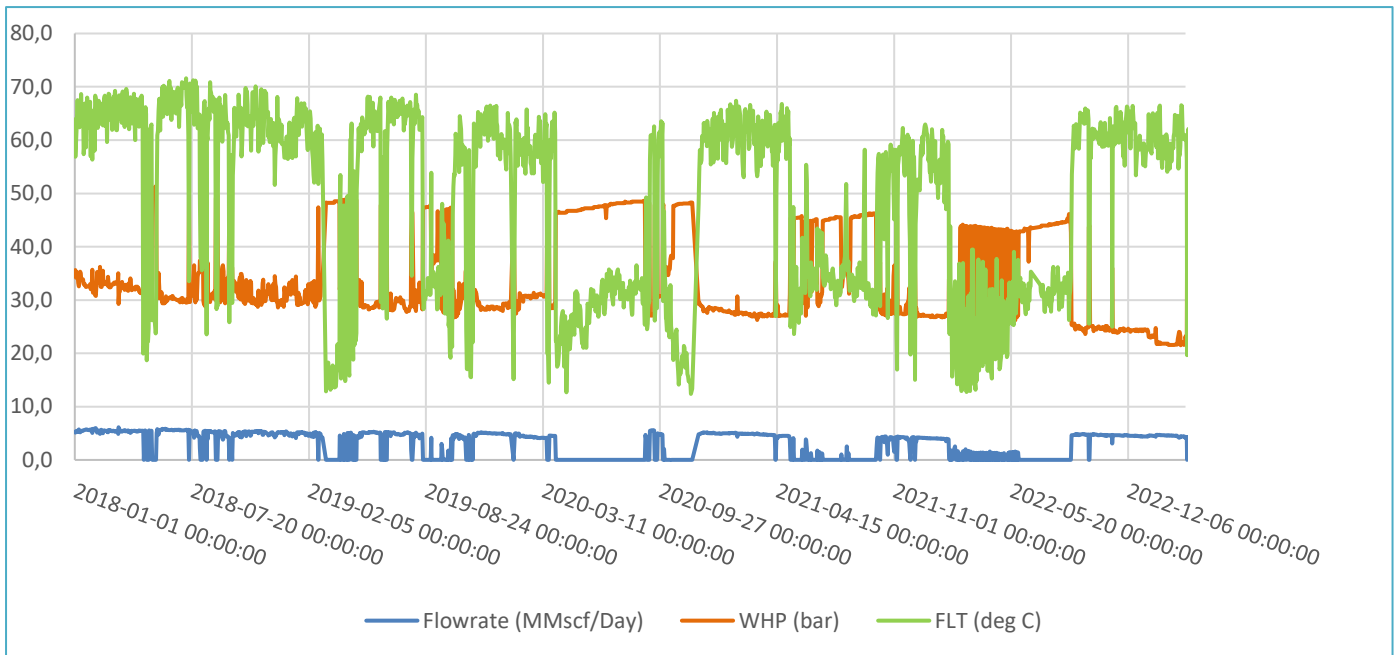


Fig I-4 : Historique de production du Puit 13 de 2018 à 2023

D'après Fig ci-dessus, on constate que le puit 13 a produit avec un débit stable d'environ 6 MMscf/d et une pression tête de 25-30 bars, les périodes où FLT faible, débit est nul et haute pression tête, le puit est fermé suite à des interventions ou à une maintenance du CPF.

### I.3.3 Puit 24

Puit 24 a été foré et complété en tant que producteur de gaz au cours du quatrième trimestre 2008. Le puit est un producteur mixte de D-30, D-40 et D-55. Il complété avec tubing de 7 pouces. Les performances du puit ont chuté en 2016. Comme le puit n'était pas en mesure de maintenir la pression correspondante dans la conduite d'écoulement, il a été fermé. Les tentatives de redémarrage du puit n'ont pas abouti

Le puit a été ouvert plusieurs fois après le curage vers le CPF. il apparaît que ce puit n'est pas en mesure de supporter la pression actuelle en aval sur la canalisation : les débits de gaz démarrent à partir de 6 kSm<sup>3</sup>/j (215 M scf/j) et diminuent progressivement.

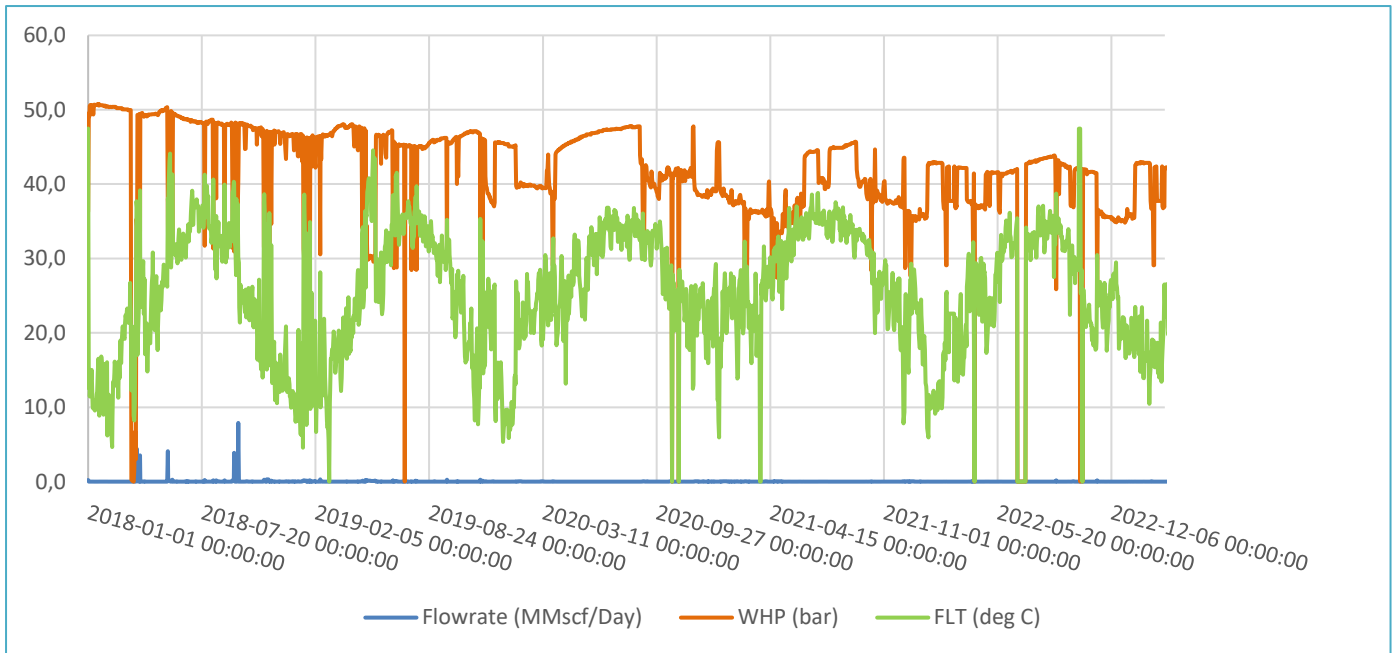


Fig I-5: Historique de production du Puit 24 de 2018 à 2023

Sur la base Fig ci-dessus, nous remarquons que le Puit 24 ne produisait pas en raison du problème de chargement d'eau au fond de puit (diminution FLT), l'énergie naturelle du réservoir n'est pas suffisante pour acheminer l'eau condensé à la surface malgré l'opération de cyclic ; Ils ont donc décidé de fermer ce puit (WHP=FLP).

Les études de pression statique SBHP ont montré qu'une colonne d'eau s'est accumulée jusqu'au sommet de 1822 MWLD ou plus. Comme le montre Fig ci-dessous :

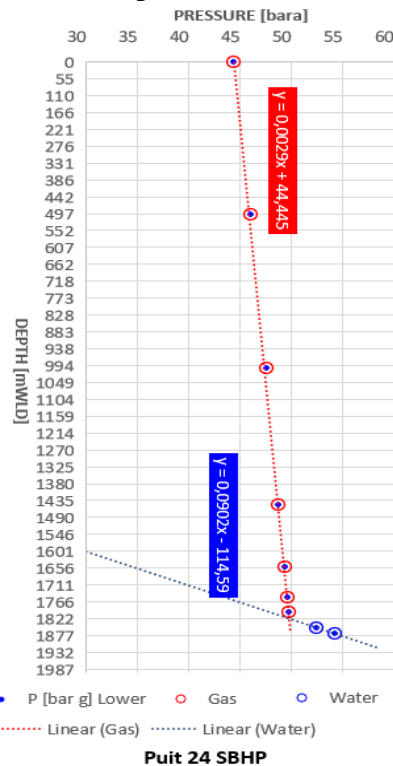


Fig I-6: La pression statique du puit 24

### I.3.4 Puit 25

Le Puit 25 est situé sur le flanc ouest de la structure Reg, à environ 1 km au sud-est du Puit 14 et à 2,6 km au sud-ouest du Puit 13.

Les zones productives sont, comme pour les puits Reg précédents, les grès des réservoirs D55, Lower D40 et Upper et Lower D30. La production des fractures à tous les niveaux du réservoir devrait contribuer à la production du puit.

Le puit a été foré avec Enafor Rig # 19 le 3 octobre 2012 et foré sans incident majeur jusqu'à une profondeur totale de 1965 m MDbrt le 3 novembre 2012, juste au-dessus des 30 m requis dans les mudstones interstratifiés et les grès mineurs du Dévonien inférieur D20. Ce puit est complété avec tubing 7 pouces et installée avec le sabot à 1964 m MDbrt

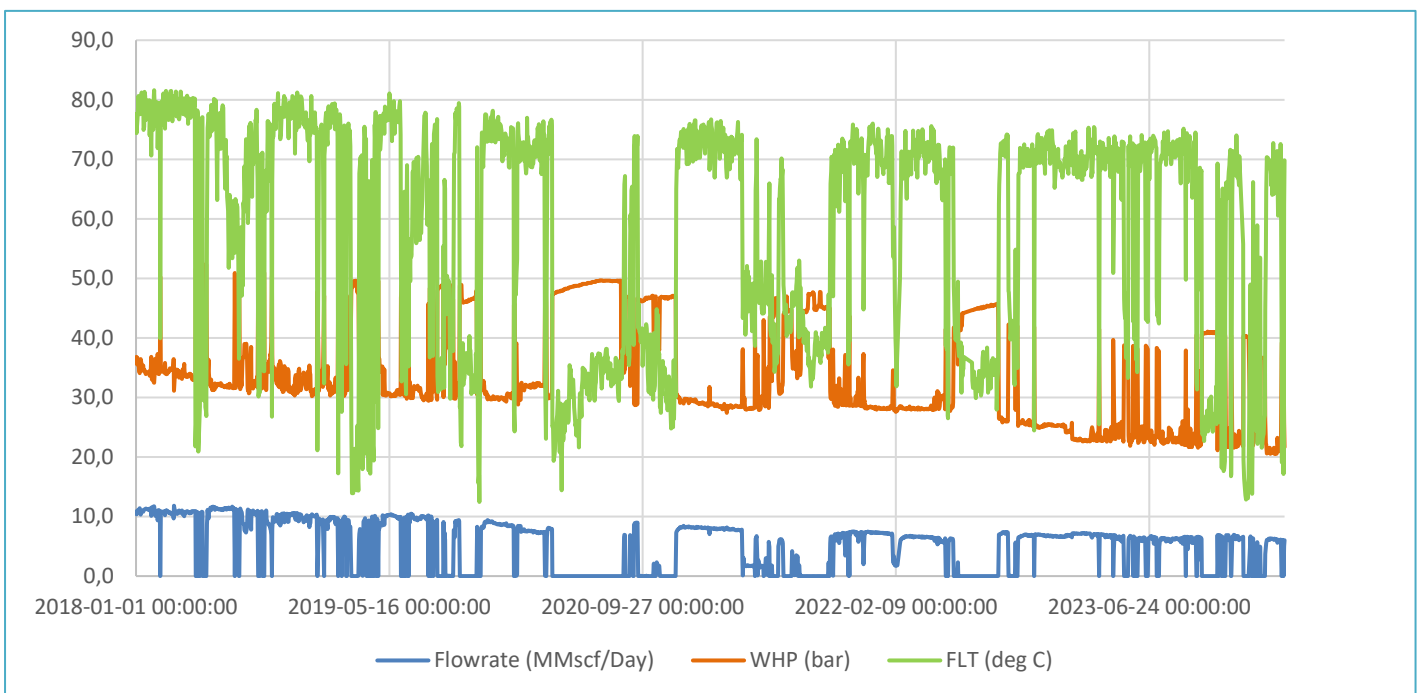


Fig I-7: Historique de production du Puit 25 de 2018 à 2023

Selon l'illustration ci-dessus, il est observé que le puit 25 a produit avec un débit constant d'environ 10-15 MMscf/d et une pression de tête 40-20 bars. Lorsque FLT faible, le débit de production est nul ou à haute pression de tête le puit est fermé en raison des interventions ou une maintenance du CPF.



## I.4 Conclusion

L'accumulation de condensat d'eau dans le fond des puits ISG entraîne un problème de chargement de liquide.

Ce problème est survenu récemment après la baisse de pression du réservoir, la vitesse du fluide dans le tubing diminue. Finalement, la vitesse du gaz dans le tubing de production n'est plus suffisante pour transporter entièrement les liquides coproduits à la surface.

Le chargement de liquide ne provoquera pas nécessairement une absence de production. En cas de charge, un puit peut continuer à produire pendant une longue période. Lorsque identifiée et réduit le problème du chargement de liquide, on obtient des débits de production plus élevés.

Les points suivants démontrent le problème du chargement de liquide dans les puits de gaz IS :

- Basé sur les résultats des outils de diagraphie (PLT ou SBHP).
- Le signe le plus important de charge de liquide est le taux de production plus faible. Avant le chargement du liquide, le puit produit à un rythme stable. Lorsque le chargement du liquide commence, il existe un taux méta-stable (un terme introduit par Van Gool et Currie (2007), auquel le puit produit encore, même si le chargement en liquide se produit) auquel le taux de production est inférieur et la pression de la tête de puit diminue.
- Après la détection du flux de gaz méta-stable, le puit est fermé pendant une courte période "cyclic".
- Pendant la période d'arrêt, le gaz continue de s'écouler dans le fond de puit (s'accumuler), la pression autour du puit augmente jusqu'à un point tel que, lorsque le puit est rouvert, il peut se décharger.

Il s'agit d'une solution temporaire. Dans notre étude, nous approfondirons le problème du chargement d'eau, étudierons les techniques pour le prédire, ainsi que les solutions les plus efficaces pour y remédier,

Chapitre 2 :  
Généralité sur le  
problème de liquid  
loading

## Chapitre II : Généralité sur le problème de liquid loading

### II.1 Introduction

L'accumulation de liquide représente l'un des problèmes principaux rencontrés par les puits de gaz. En règle générale, au début de l'exploitation d'un gisement, la pression est suffisante pour extraire simultanément les liquides avec le gaz. Cependant, au fil du temps, la diminution de la pression du réservoir entraîne une baisse du débit, ce qui réduit les vitesses de gaz. Les liquides extraits s'accumulent alors dans le puit, créant une pression hydrostatique supplémentaire qui s'oppose à la pression de formation.

Le chargement de liquide peut se produire pour des puits à perméabilité élevée ou faible, les différences dépendent de la taille de la colonne de tubage, de la pression en surface et de la quantité et la densité des liquides produits avec le gaz.

Dans ce chapitre, nous examinerons les origines et les signes du chargement de liquide, car cela permettra de prendre les mesures appropriées et de développer des solutions pour prévenir le remplissage de liquide et prolonger la durée de vie du puit.

### II.2 Phénomène de Liquid Loading

Quand un puit de gaz est en exploitation, la pression dans le réservoir de gaz est initialement élevée, facilitant le transport des liquides associés vers la surface en raison de la vitesse suffisante du gaz dans le tubing. Toutefois, au fil des années, la pression dans le réservoir diminuera progressivement, ce qui entraînera une diminution de la vitesse du gaz. Cette réduction de la vitesse peut alors ne plus être suffisante pour transporter efficacement tous les liquides produits vers la surface [3]. Dans cette condition, les liquides produits s'accumuleront dans le fond de puit, imposant une contre-pression supplémentaire (pression hydrostatique élevée) contre la formation qui peut affecter de manière significative la capacité de production (elle réduira la capacité de production jusqu'à ce que le puit cesse de produire). [4]

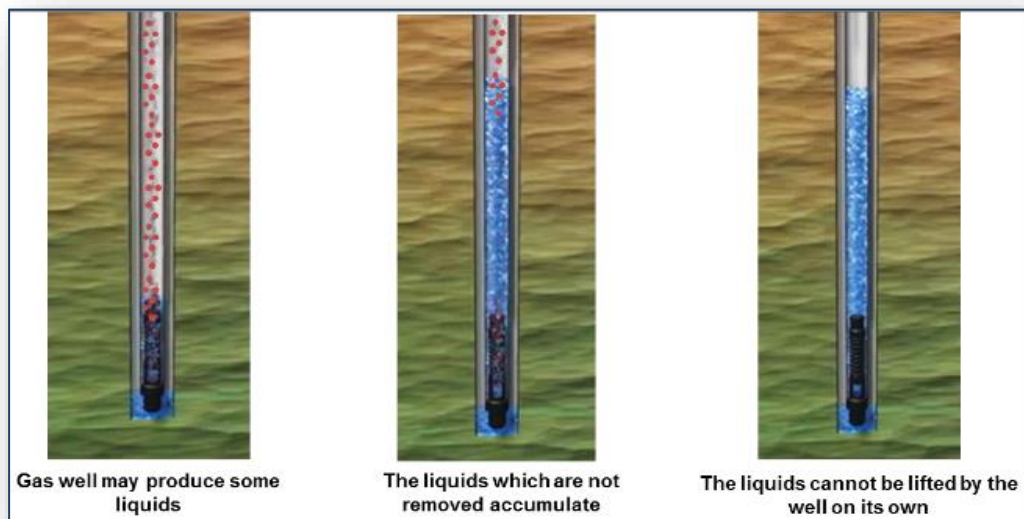


Fig II-1 : Procès de chargement de liquide [5]

### II.3 Les Facteurs qui entraînant une charge de liquide

Bien que le chargement de liquide soit un phénomène naturel, une production précoce et massive de liquide pourrait être causée par une complétion de puit mal conçue ou par de mauvaises pratiques de production telles qu'un prélèvement excessif au-delà du taux optimal pour un puit particulier, ou les deux. D'autres facteurs importants qui peuvent contribuer au chargement de liquide dans les puits de gaz, notamment les chutes de pression ; la pression élevée à la tête de puit ; le rapport condensat/gaz élevé [6]. L'impact de ces facteurs est brièvement discuté ci-dessous.

- **Chute de pression réservoir avec le temps :** La chute de pression est inévitable car elle est l'une des principales forces motrices provoquant l'écoulement de fluide dans les puits et les réservoirs. Cependant, une chute de pression excessive ou rapide avec le temps, qui peut se produire en raison de production, les dommages et des complétions inadéquates, pourraient conduire à un épuisement rapide de l'énergie du réservoir, qui pourrait ne pas être suffisante pour soulever les liquides qui s'accumulent au fond du puit.
- **Pression de tête de puit élevée :** Si la pression est très élevée et égale à la pression au fond, le fluide au fond du puit peut ne pas pouvoir s'écouler vers la surface, permettant ainsi à la masse du fluide à accumuler
- **Mauvaise complétion des puits :** La connaissance des caractéristiques du réservoir et du fluide facilite la conception optimale de la complétion des puits. Un dimensionnement inadéquat des paramètres de complétion tels que la taille des tubing, l'intervalle de perforation, les restrictions de surface et souterraines et réseau de collecte pourrait contribuer de manière significative au problème de liquide loading.
- **Rapport condensat-gaz CGR élevé :** Ceci est particulier aux réservoirs de gaz humide et de gaz condensat. Lorsque le rapport liquide/gaz augmente dans le flux du puit, la capacité de transport du gaz diminue, permettant ainsi à la majorité des liquides de s'accumuler au fond du puit. Cela peut imposer une contre-pression sur la formation et éventuellement tuer le puit.
- **Fuites, channelling et coning d'eau :** Les fuites proviennent de défauts inhérents au réservoir et au puit, ou de l'usure. Pour écoulement channelling, l'eau recherchera toujours le chemin de moindre résistance (canalisation à travers les fractures qui relie l'aquifère et le réservoir), et s'écoulent dans le puit par les fuites. Le gaz naturel étant soluble dans l'eau, les gaz dissous peuvent augmenter la masse de la phase liquide, réduisant ainsi la capacité de charge de la phase vapeur.

[6]

### II.4 Configuration d'écoulement polyphasique

Pour comprendre les impacts des liquides dans un puit de gaz, il est essentiel de saisir l'interaction entre les phases liquide et gazeuse dans les conditions d'écoulement.

Quatre régimes d'écoulement sont présentés pour un écoulement multiphasique, ils sont déterminés par la vitesse et la quantité relative de phase gazeuse et liquide. [7] Un puit de gaz peut passer par l'un ou l'ensemble de ces régimes d'écoulement au cours de sa durée de vie.

**II.4.1 Écoulement annulaire (Annular-Mist Flow) :**

Il se produit à des vitesses de gaz élevées, dans lesquelles le gaz est la phase continue et le liquide est présent sous forme de gouttelettes dispersées dans le gaz et dans un film mince sur la paroi du tubing [4].

**II.4.2 Écoulement transition (Transition - Churn Flow) :**

Lorsque la vitesse du gaz diminue, l'écoulement passe d'une phase liquide continue à une phase gazeuse continue. Une partie du liquide peut être entraînée sous forme de gouttelettes dans le gaz. Le gaz domine le gradient de pression, mais le liquide reste significatif. [5]

**II.4.3 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. [8]

**II.4.4 Écoulement à bulles (Bubble Flow) :**

Le tubing dans le puit 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 puit. Cependant, le liquide est la phase continue le long du tubing et détermine complètement le gradient de pression, bien que la présence de bulles de gaz puisse entraîner des chutes de pression [4].

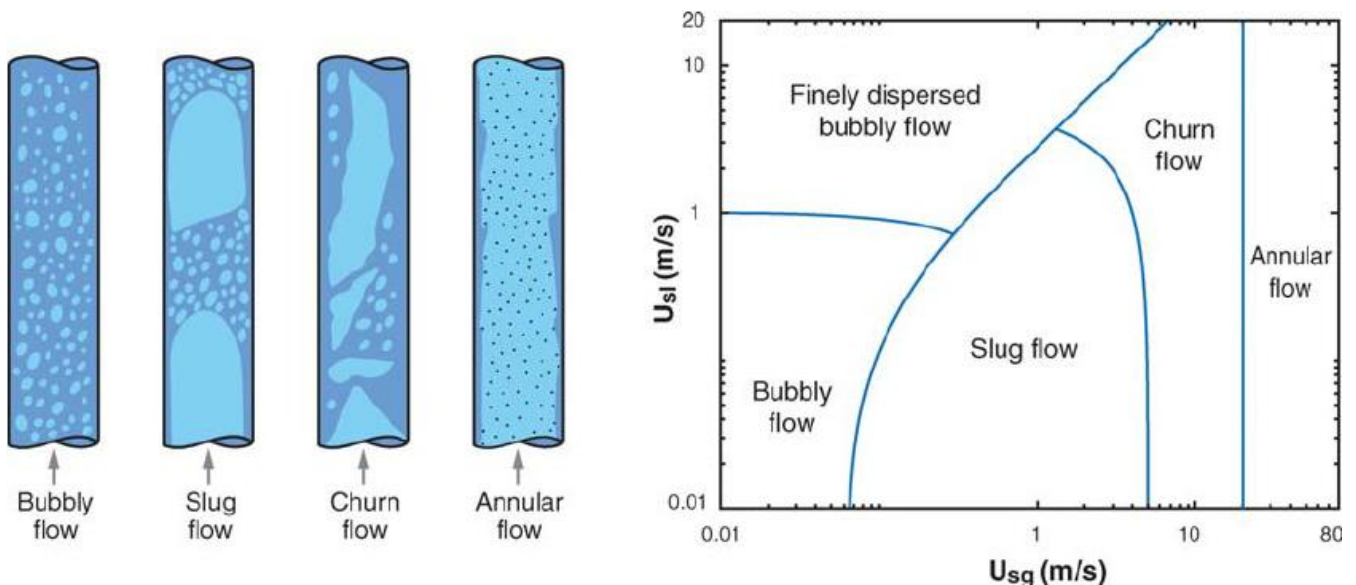


Fig II-2 : Les différents schémas d'écoulement multiphasique.

## **II.5 Les sources d'eau**

De nombreux puits de gaz produisent non seulement du gaz mais aussi des liquides. Ces liquides peuvent être de l'eau libre, du condensat d'eau et/ou du condensat d'hydrocarbures.

Si la pression du réservoir a diminué en dessous du point de rosée, du condensat/Eau est produit avec le gaz sous forme liquide ; si la pression du réservoir est supérieure au point de rosée, le condensat entre dans le puit en phase vapeur avec le gaz et retombe sous forme liquide dans la tubulure ou séparateur lorsque la pression chute. [9] Les liquides produits avec le gaz peuvent avoir plusieurs sources en fonction des conditions et des types de réservoir à partir duquel le gaz est produit :

### **II.5.1 Coning d'eau**

Si le débit de gaz du puit est suffisamment élevé, cela peut entraîner une pression de déclin élevée suffisamment pour extraire la production d'eau d'une zone sous-jacente, même si les perforations ne s'étendent pas jusqu'à la zone sous-jacente. Les puits horizontaux réduisent généralement cet effet. [7]

### **II.5.2 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 puit. Ce phénomène est également appelé entrée d'eau. Une fois que l'eau atteint le puit, 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. [7]

### **II.5.3 Eau de formation libre**

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. [8]

### **II.5.4 Production d'eau à partir d'une autre zone**

Il est possible de produire des liquides à partir d'une autre zone, soit avec une complétion à trou ouvert, soit dans un puits comportant plusieurs sections perforées. [8]

### **II.5.5 Condensation d'eau**

Le gaz naturel présent dans le réservoir peut être saturé si les conditions sont propices à ce que l'eau s'y dissolve. Dans ce cas, l'eau entrera dans le puit sous forme de vapeur dissoute dans le gaz naturel et il n'y aura pas ou très peu d'eau dans la phase liquide au fond, près des perforations. Au fur et à mesure que la solution s'écoule à travers la colonne de production, l'eau commencera à se condenser si les conditions de température et de pression dans le puit descendent en dessous du point de rosée. L'eau condensée s'accumulera au fond du puit. [10]

### **II.5.6 Condensation d'hydrocarbures :**

Comme l'eau, les hydrocarbures peuvent également pénétrer dans le puit avec le gaz produit en phase vapeur. À mesure que la solution gazeuse s'écoule vers la surface, les hydrocarbures à l'état vapeur peuvent commencer à se condenser lorsque les conditions descendent en dessous du point de rosée et éventuellement commencer à se condenser [10]

## II.6 Identification de liquide loading dans les puits de gaz

Un puit peut continuer à produire pendant une période prolongée malgré le chargement du liquide. Cependant, en identifiant et en atténuant le chargement en liquide des taux de production plus élevés sont obtenus, Les indicateurs de chargement en liquide comprennent les éléments suivants :

### II.6.1 L'analyse de la courbe de déclin de production

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. [5]

Caractéristiquement, la courbe de déclin typique d'un puit de production de gaz sec devrait être une courbe exponentielle lisse à mesure que le réservoir se vide avec le temps. Pendant le déclin de la courbe, des changements brusques et des fluctuations indiquent un chargement liquide possible en fond de trou en raison du comportement d'écoulement irrégulier causé par des bouchons de liquide. Fig II-3 montre la courbe de déclin attendue et les fluctuations possibles dues au chargement liquid

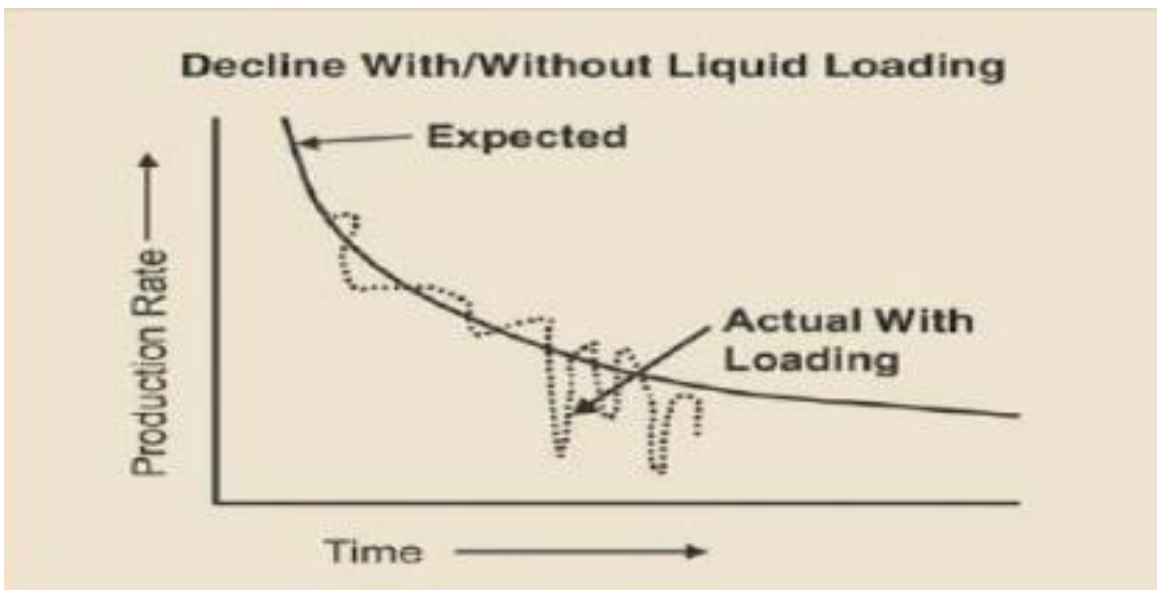


Fig II-3 : la courbe de déclin d'un puit avec chargement de liquide

### II.6.2 La différence de pression entre le tubing et annulaire

Une fois que les liquides commencent à s'accumuler au fond du puit, le puit va commencer à subir une diminution de la pression du tubing tandis que la pression du tubage va augmenter. L'augmentation de la pression du tubage est due à la percolation du gaz du réservoir dans l'espace annulaire, lorsque le tubing est chargé de liquides, tandis que la diminution de la pression du tubing est due à l'augmentation de la rétention de liquide dans le tubing. Ce symptôme est observé dans les puits complétés sans packers, Les packers sont utilisés pour l'isolation zonale et également pour boucher l'espace annulaire entre le tubage et le tubing afin de garantir que l'écoulement se fait



uniquement à travers le tubing. [4]

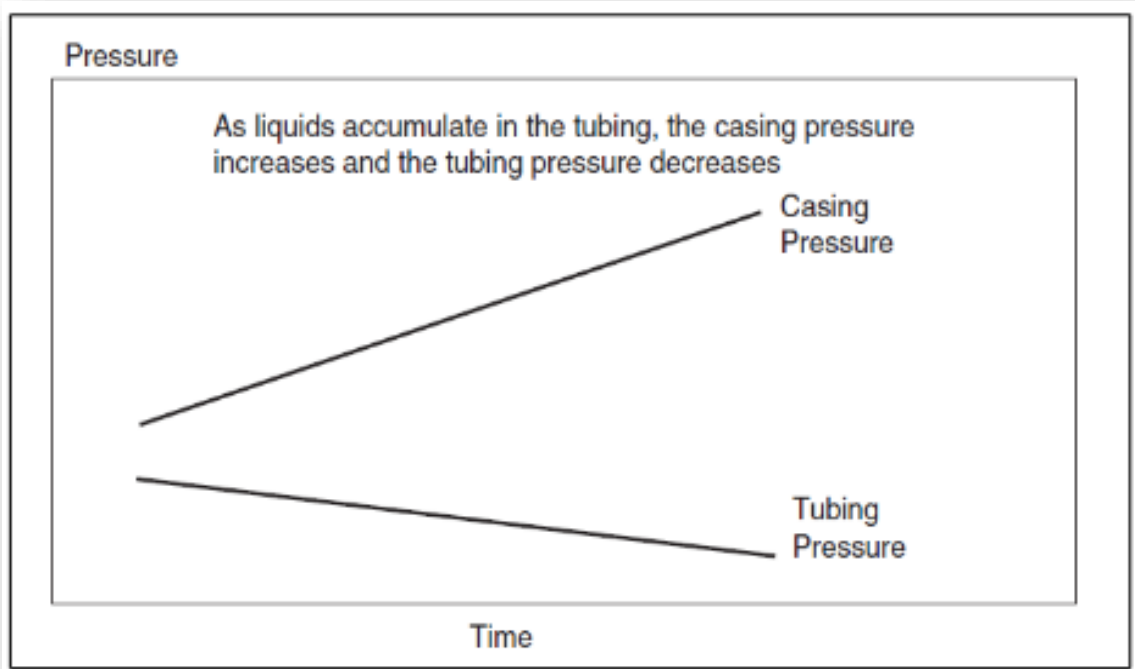


Fig II-4 : Indication de pression dans le casing et le tubing de production

### II.6.3 Le gradient de pression (augmentation du niveau de liquide dans un puits)

L'augmentation du niveau de liquide dans un gaz en circulation est un autre indicateur de liquid loading. L'augmentation du niveau de liquide peut être déterminée à l'aide de relevés de pression ou d'un instrument de mesure acoustique du niveau de liquide. Les relevés de pression (également appelés relevés de gradient de pression) mesurent la pression en fonction de la profondeur lorsque le puit est soit fermé, soit en circulation, en utilisant un manomètre de fond. Deux types de relevés de pression sont réalisés dans les puits de gaz : les relevés de pression en circulation et les relevés de pression statique. Le gradient de pression mesuré est une fonction directe de la densité du fluide et de la profondeur [7].

Les enregistrements peuvent être utilisées pour construire un graphique du gradient de pression, qui est une fonction de la densité du fluide dans le puit à cette profondeur spécifique. La courbe du gradient de pression construite présentera un changement brusque lorsque le fluide dans le puit se transformera en liquide à partir du gaz, car la densité des liquides est beaucoup plus élevée que celle des gaz occupant le puit. Le graphique de pression par rapport à la profondeur 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 puit [11].



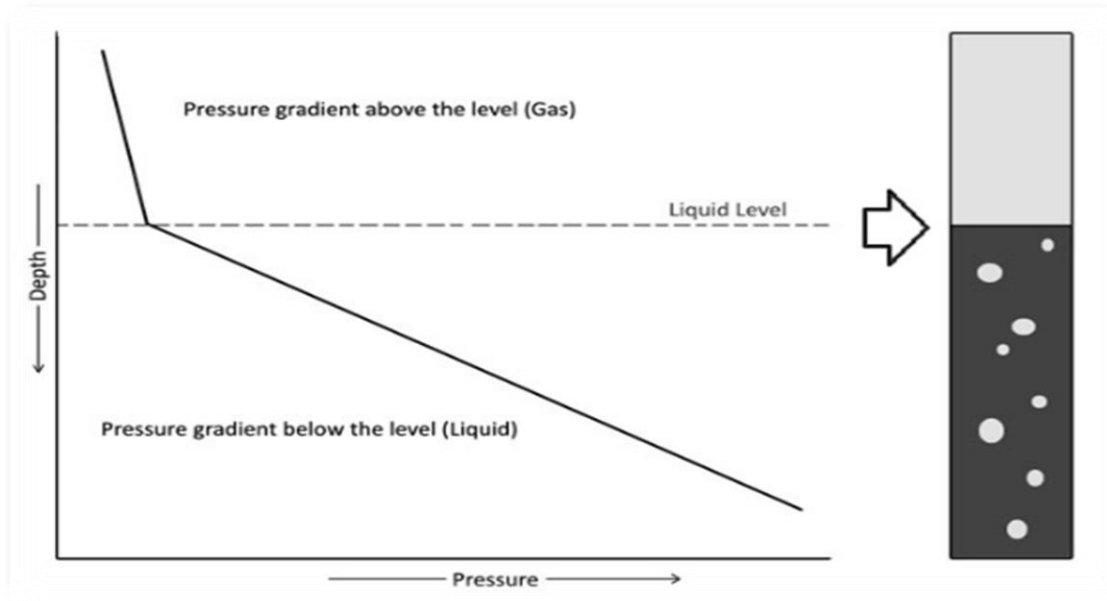


Fig II-5 : Gradient de pression d'un puits avec chargement de liquide

#### II.6.4 La vitesse critique de chargement du liquide

L'apparition de liquid loading dans le puit 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. La vitesse critique est généralement définie comme la vitesse minimale de gaz dans le tubing requis pour déplacer les gouttelettes liquides vers le haut. [12]

#### II.6.5 L'apparition de bouchons liquides à la surface du puit

L'une des méthodes les plus courantes pour détecter la charge de liquide consiste à mesurer le débit de gaz à travers un Débitmètre déprimogène à orifice au fil du temps. Généralement, lorsqu'un puit produit des liquides sans problèmes de chargement, les liquides sont produits dans le flux de gaz sous forme de petites gouttelettes (mist flow) et ont peu d'effet sur la chute de pression à l'orifice. Cependant, lorsque le bouchon de liquide passe à travers l'orifice, la densité élevée du bouchon de liquide provoque un pic de pression. Un pic de pression sur un tracé de chute de pression d'un orifice indique généralement que des liquides commencent à s'accumuler dans le puit et/ou la conduite d'écoulement et sont produits de manière erratique à mesure que certains liquides atteignent la surface sous forme de slug. [13]

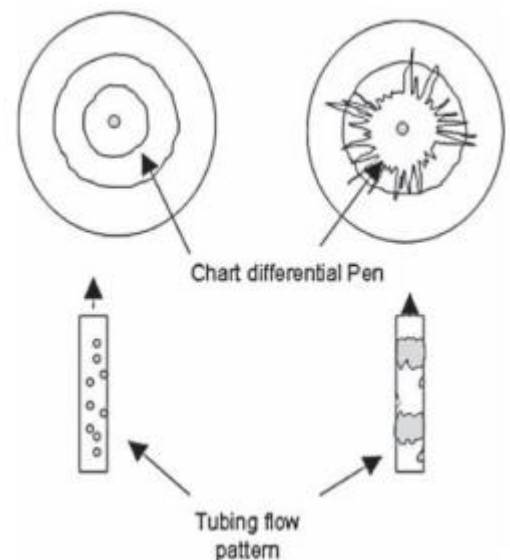


Fig II-6 : Effet du régime d'écoulement sur la chute de pression à l'orifice – Mist flow (L) vs. Slug flow (R) in the tubing

### **II.6.6 L'arrêt production de liquide complètement**

L'accumulation continue de liquides au fond du puit peut entraîner l'arrêt complet du levage des liquides à la surface. Cela se produit lorsque le débit de production de gaz a considérablement diminué à un niveau incapable de transporter les liquides accumulés vers la surface. À ce point, le gaz ne fait que s'échapper par le liquide accumulé et produit à un débit de production réduit à la surface, tandis que le liquide reste au fond du puit. [10]

#### **II.1 Diminution de la température en tête de puit**

Tout comme la température du réservoir, la température à la tête de puit est relativement constante, même s'il existe un effet de refroidissement considérable lorsque le fluide de réservoir s'écoule vers la surface (La détente de joule thomson au niveau WH et l'absence de liq). Cependant, une baisse significative de la température à la tête de puit au fil du temps est un autre indicateur que le chargement de liquide est en cours. [6]

### **II.7 Problèmes liés à la charge de liquide**

- Diminution de la production et risque d'arrêt complet.
- Possibilité de dommages à la formation en raison des variations de débit et de pression.
- Risque de corrosion du tubage en raison de l'accumulation de liquides.
- Le levage artificiel devient obligatoire, impliquant des coûts supplémentaires.

### **II.8 Conclusion**

En conclusion, ce chapitre s'est axé sur l'importance d'identifier et de réduire de manière précise les problèmes d'accumulation de liquide dans les puits de gaz, qui pouvant entraîner une diminution du débit de production. La détection précoce de ce phénomène est cruciale. Bien que des approches traditionnelles telles que l'évaluation du gradient de pression et l'analyse des courbes de déclin soient couramment employées, elles peuvent nécessiter des ressources substantielles. Ainsi, l'étude des schémas d'écoulement et l'application de concepts tels que la vitesse critique permet de prédire et de gérer efficacement le liquid loading dans les puits de gaz.

Chapitre 3 :  
Identification et  
Prédiction de problème  
liquid loading

## **Chapitre III : Identification et Prédiction de problème liquid loading**

### **III.1 Introduction**

Le chargement de liquide est considéré comme un problème pour les puits de gaz, car il diminue et même arrête la production de gaz. Lorsque le phénomène de chargement de liquide se produit dans les puits de gaz, le fluide qui s'accumule dans le puit déclenche une augmentation persistante de la contre-pression de la formation, générant ainsi une diminution du taux de production de gaz. Dans le cas où le fluide agrégé atteint un volume important, la production de gaz s'arrêtera, et si le fluide recueilli n'est pas retiré à temps, le puit sera inondé et abandonné, provoquant une énorme perte financière pour l'entreprise productrice. Par conséquent, l'identification et la prédiction du chargement de liquide plus tôt pourraient être un avantage car cela nous conduira de prendre des mesures heureuses pour éviter ou réduire ce résultat non bénéfique. Depuis les années 60s jusqu'à nos jours, les chercheurs n'ont cessé de construire des modèles et d'améliorer ceux existants pour anticiper et distinguer le chargement de liquides dans les puits de gaz. [14]

### **III.2 Concepts de débit critique**

Au début de la thèse, la charge de liquide a été définie comme l'incapacité du puit à remonter les liquides vers la surface, entraînant une accumulation de liquides au fond. Dans ce chapitre, le paramètre principal qui influence le processus d'élimination du liquide est discuté. La vitesse à l'intérieur de la colonne de production et le régime d'écoulement sont responsables du mouvement ascendant des liquides vers la surface. Une certaine vitesse est nécessaire pour déplacer les liquides vers le haut, principalement contre la gravité. Cette certaine vitesse est la vitesse critique. Il existe de nombreuses équations et modèles différentes qui permettent de calculer la vitesse critique dans différentes conditions

Ces modèles permettraient d'identifier les puits qui souffrent d'une charge de liquide et d'empêcher une charge liquide supplémentaire. [15]

Ces modèles qui sont essentiellement basés sur la vitesse critique de transport du gaz et le débit sont divisés en deux ensembles de modèles : le modèle d'écoulement de film et le modèle de gouttelette de liquide.[14]

#### **III.2.1 Modèle de gouttelette liquide**

Le modèle de gouttelette de liquide entraînées dérivé de Turner et al. (1969) est la méthode la plus connue pour prédire le début du chargement de liquide dans les puits de gaz. Le modèle suggère que le chargement de liquide se produit en raison de la chute des gouttelettes de liquide dans le noyau de gaz. Une gouttelette tombant librement dans une

Colonne de gaz est soumise à deux forces : La force de traînée du gaz ( $F_{drag}$ ) agissant vers le haut et une force gravitationnelle due au poids des gouttelettes ( $F_{weight}$ ) agissant vers le bas (Lea et al. 2011). La force de traînée et la force due au poids de la gouttelette sont données dans l'éq (1) et (2) respectivement. La gouttelette se déplacera vers le haut uniquement si  $F_{drag} > F_{weight}$  et vers le bas si  $F_{drag} < F_{weight}$ . Lorsque ces deux forces sont égales, une vitesse terminale est atteinte. [16]

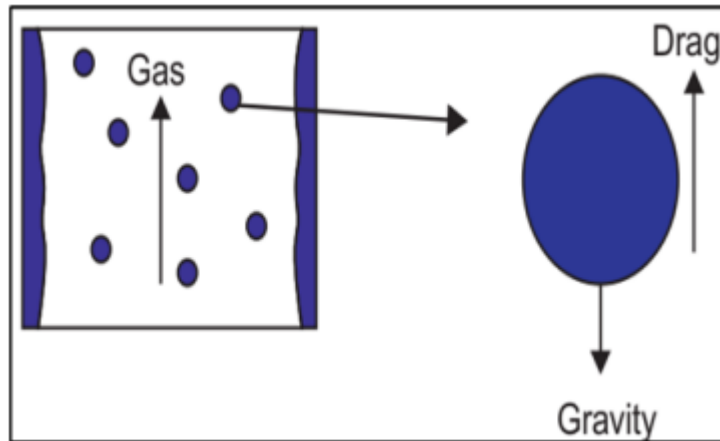


Fig III-1 : Transport de gouttelettes de liquide dans un flux de gaz vertical

$$F_{drag} = C_d \times \frac{\pi d^2}{4} \times \frac{\rho_g V_g^2}{2} \dots\dots\dots(1)$$

$$F_{weight} = (\rho_L - \rho_g) \times \frac{4}{3} \times \pi \times \left(\frac{d}{2}\right)^3 \times g \dots\dots\dots(2)$$

Où  $C_d$  est coefficient de traînée,  $d$  [m] est le diamètre des gouttelettes,  $\rho_g$  et  $\rho_L$  est la masse volumique du gaz et du liquide respectivement [kg/m<sup>3</sup>],  $V_g$  est la vitesse du gaz [m/s].

Turner et al. (1969) ont calculé une vitesse terminale du gaz nécessaire pour suspendre une gouttelette liquide dans un flux de gaz en faisant l'équation entre Eq. (1) et (2)

( $F_{drag} = F_{weight}$ ). La vitesse terminale résultante  $V_{g,T}$  [m/s] est indiquée dans Eq (3). [16]

$$V_{gt} = 3.617 \times \sqrt{\frac{d \times (\rho_L - \rho_g)}{C_d \times \rho_g}} \dots\dots\dots (3)$$

Cette équation nécessite de connaître le diamètre des gouttelettes. Pour les gouttelettes entraînées dans un flux gazeux, la dépendance peut être décrite par le nombre de Weber sans dimension, la valeur critique du nombre de Weber pour un liquide tombant librement varie de 20 à 30 (Asheim, 2017). Après avoir examiné cette fourchette, Turner et al. (1969) ont supposé que le nombre de Weber de 30 corresponde au diamètre de la plus grosse gouttelette. [17]

$$We = \frac{\rho_g \times V_{gc}^2 \times d}{\sigma} = 30 \dots\dots(4)$$

Pour les gouttelettes sphériques et la région turbulente qui constituent toujours la condition de fonctionnement des puits de gaz,  $C_d$  est relativement constant avec le nombre de Reynolds et se stabilise à 0,44. Remplacement de l'éq (4) par (3) dans les conditions indiquées ci-dessus :

$$V_{sgc} = 5.465 \times \frac{[\sigma(\rho_L - \rho_g)]^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots (5)$$

Où  $V_{sgc}$  est la vitesse superficielle critique du gaz [m/s],  $\sigma$ , est la tension interfaciale [N/m].

$V_{sgc}$  peut être calculé en unités de champ en remplaçant le coefficient du modèle (5,465) par 1,53 et  $\sigma$  [dynes/cm] tandis que  $\rho L$  et  $\rho g$  en [lbm/ft<sup>3</sup>] [16]

La vitesse critique Eq. (5) calculée par Turner et al. (1969) a été testé par rapport aux données de terrain et s'est avéré correspondre à 66 des 90 puits testés. Pour améliorer la correspondance des données de terrain, ils ont ajouté un ajustement de 20 % à l'équation originale pour tenir compte du nombre de Weber.

L'éq (6) donne la nouvelle vitesse critique après un ajustement à la hausse de 20 %.[16]

$$V_{sgc} = 6.558 \times \frac{[\sigma(\rho L - \rho g)]^{\frac{1}{4}}}{\rho g^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots (6)$$

Ils ont testé l'équation (6) par rapport aux données de terrain et il s'est avéré qu'elle correspondait à 77 des 90 puits testés.

Turner et al. ont donc conclu qu'un ajustement à la hausse de 20 % est nécessaire pour améliorer la correspondance des données du puits. Pour calculer  $V_{sg-Critical}$  en unités de champ, un coefficient du modèle remplacé par 1,92 et toutes les autres entrées dans les unités de terrain.

La raison pour laquelle la méthode de Turner est populaire que tous les paramètres nécessaires à l'équation prédictive peuvent être facilement obtenus à la tête de puit, ce qui est très pratique pour les opérateurs.

Simplification du modèle de gouttelette de Turner, P: pression tête (psi) , T en deg F

$$V_{c. \text{ condensat}} = \frac{4.02 \times (45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots(7)$$

$$V_{c. \text{ water}} = \frac{5.62 \times (67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots(8)$$

Et le debit critique : Pst = 14.7 Psi ; Tst =520 R

$$Qg = \frac{V_{cg} * A}{Bg} \dots\dots\dots(9)$$

$$Bg = \frac{P_{st} * Z * T}{P * T_{st}} \dots\dots\dots(10)$$

$$Qg \text{ (MMscf/D)} = \frac{3.067 * P * V_{cg} * A}{(T + 460) * Z} \dots\dots\dots(11)$$

De nombreux chercheurs ont apporté des améliorations et des modifications au modèle de gouttelettes de Turner et al. (1969) [18], Coleman et al. (1991) ont utilisé le modèle original de Turner avec leurs données de puits et ont trouvé une correspondance raisonnable, tandis que le modèle ajusté de Turner ne correspondait pas à leurs données de puits. Par conséquent, ils ont conclu qu'un ajustement à la hausse de 20 % n'est pas nécessaire pour les puits de gaz à faible débit avec des pressions de la tête inférieures à 500 psia.[16]

L'équation de Coleman est présentée dans l'équation (12) et (13) :

$$V_C = 4.434 \times \frac{(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots(12)$$

$$V_C = \frac{1.593 * \sigma^{\frac{1}{4}} * (\rho L - \rho g)^{0.25}}{\rho g^{0.5}} \dots\dots\dots(13)$$

Nosseir et al. Se sont concentrés sur l'impact des régimes d'écoulement et changements

des conditions d'écoulement sur la charge des puits de gaz. Le modèle de Turner suppose que 0,44 pour « Cd » dans des régimes d'écoulement laminaire, transition et turbulent, qui à leur tour déterminent l'expression de la force de traînée et donc la vitesse critique. En comparant, Nossier a observé que les valeurs du modèle de Turner ne correspondaient pas aux données réelles pour les écoulements fortement turbulents. Nossier a donc proposé un coefficient « Cd » de 0,2 au lieu de 0,44 pour l'écoulement turbulent [19]. L'équation proposée par Nossier est présentée comme l'éq (14) :

$$V_c = 21.3 \times \left( \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g^2} \times \sigma \right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots(14)$$

Le modèle de Turner suppose une forme sphérique de la gouttelette entraînée dans le flux de gaz. Cependant, sous une vitesse de gaz élevée, une goutte de liquide se déforme en une forme ellipsoïdale, comme la Fig III-2, en raison de la différence de pression entre la partie avant et arrière de la goutte . Pour tenir compte de la déformation de la gouttelette de liquide entraînée sous un gaz à grande vitesse, Li et al. (2001) ont déduit un nouveau modèle pour calculer la vitesse critique requise pour le déchargement continu des puits de gaz. Le modèle a donné une vitesse critique inférieure à celle du modèle conventionnel de Turner. [16]

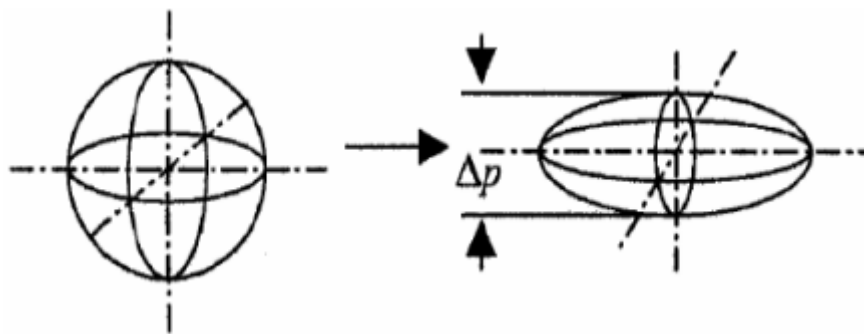


Fig III-2 : Forme du mouvement des gouttes entraînées dans le gaz à grande vitesse (Li, et al., 2001)

$$V_c = \frac{2.5 \times \sigma^{0.25} \times (\rho_L - \rho_g)^{0.25}}{\rho_g^{0.25}} \dots\dots\dots(15)$$

Belfroid et al. (2008) ont modifié le modèle de Turner pour tenir compte de l'effet de l'inclinaison du puit. Ils ont déclaré que le taux critique de gaz est plus faible pour les grandes inclinaisons par rapport à la verticale puisque l'effet de la gravité est réduit. De plus, de grands angles d'inclinaison épaississent le film liquide au bas de la section transversale du tube plutôt qu'au sommet, ce qui entraîne une augmentation du débit de gaz critique. Le taux de gaz critique le plus élevé se produit dans la plage moyenne de l'angle d'inclinaison (environ 30° par rapport à la verticale). [16]

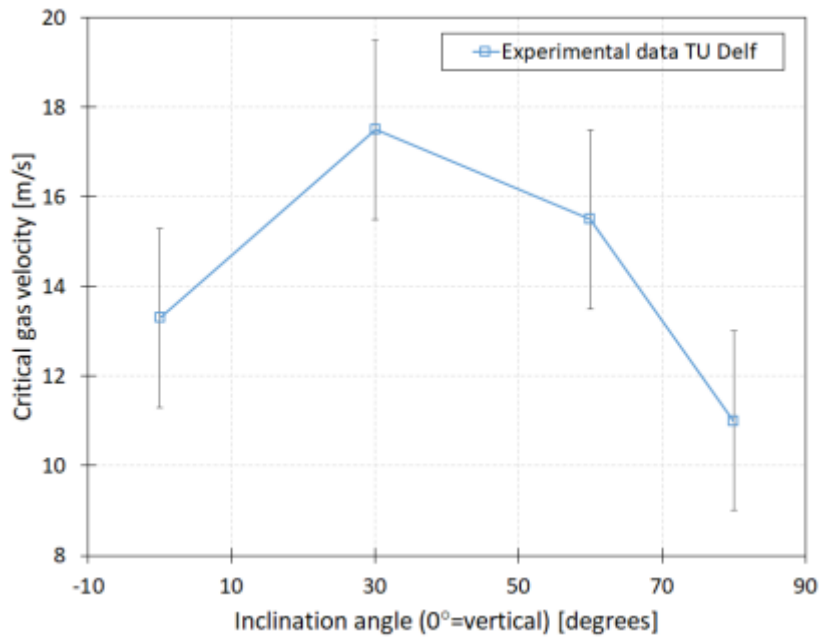


Fig III-3 : Vitesse critique du gaz en fonction de l'angle d'inclinaison par rapport à la verticale (Belfroid et al., 2008)

La vitesse superficielle critique du gaz (m/s) proposée par Belfroid et al. (2008) est donnée :

$$V_c = 3.1 \times A \times \sqrt{\rho g} \times \left[ \sigma \times (\rho L - \rho g)^{\frac{1}{4}} \right] \times \frac{(\sin(1.7\beta))^{0.38}}{0.74} \dots\dots\dots(16)$$

Où A est la surface du tube [m<sup>2</sup>] et β est l'angle d'inclinaison [degrés] par rapport à l'horizontale.

"Remarque : De nombreuses équations ont été développées sur la base de Turner, mais dans ce chapitre, les méthodes les plus populaires sont mentionnées".

Fig III-4 présente les valeurs critiques calculées par différents modèles pour les mêmes données le modèle de Turner produit la valeur de vitesse critique la plus conservatrice. [20]

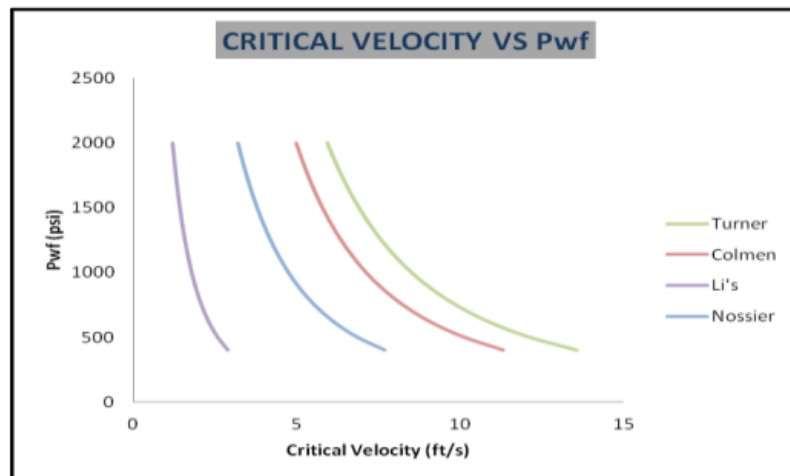


Fig III-4 : Comparaison des modèles de vitesse [20]

Même si le modèle des gouttelettes est simple et facile, il existe des preuves expérimentales et de terrain qui montrent une prévisibilité limitée [18]



### III.2.2 Modèles basés sur un film liquide

Le modèle de film liquide (modèle d'inversion de film liquide), suppose que le liquide est transporté sous forme de film se déplaçant à le long des parois du conduit tout en le noyau de gaz s'écoule au centre. L'accumulation de liquide dans le puit commence lorsque le film de liquide ne peut plus remonter à la surface. [18]

Le modèle d'inversion du film liquide a également été étudié par Turner et al. (1969). Leur analyse était basée sur le profil de vitesse du film liquide lors de son déplacement vers le haut à l'intérieur d'un tube. Les prédictions du modèle d'inversion du film ne représentaient pas les conditions de chargement par rapport à celles du modèle de gouttelette. Par conséquent, ils ont conclu que le mécanisme de transport des liquides n'est pas contrôlé par le mouvement du film liquide. Cette conclusion est contraire à celle de (Belfroid et al. 2008 ; Luo, 2013 et Shekhar et al. 2016) qui ont conclu que le chargement de liquide résulte de l'inversion du film liquide plutôt que l'inversion des gouttelettes de liquide.

Les limites du modèle gouttelettes de Turner ont déclenché les études sur les modèles d'inversion de film liquide. Les modèles de film sont basés sur la transition du modèle d'écoulement comme critère pour le début du chargement de liquide. [15]

**Barnea (1986,1987) :** a proposé un modèle unifié pour analyser la transition de l'écoulement annulaire à l'écoulement en slug.

En régime d'écoulement annulaire, le film liquide s'écoule le long des parois du tuyau et le gaz s'écoule au centre, comme le montre la Fig III-5. La transition de l'écoulement annulaire à l'écoulement par bouchons se produit lorsque le noyau de gaz est bloqué par des grumeaux liquides. Il existe deux mécanismes qui déclenchent la transition annulaire-slug, le premier est l'instabilité du film liquide qui restreint les configurations d'écoulement annulaire stables, le deuxième est le blocage spontané du noyau de gaz dû à l'augmentation de l'apport de liquide dans le tubing. La cause la plus dominante de l'apparition d'un chargement de liquide est l'instabilité du film liquide, puisque l'apparition du deuxième mécanisme est associée à un débit de liquide très élevé qui n'existe généralement pas dans la plupart des puits de gaz (Kelkar & Sarica, 2015).

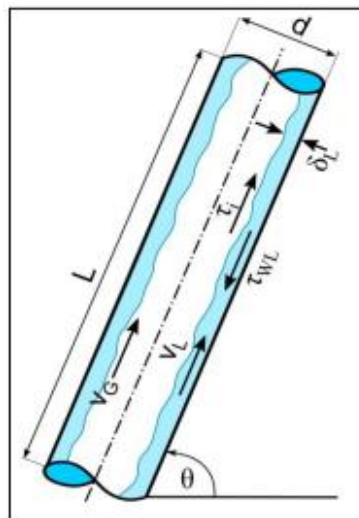


Fig III-5 : Écoulement annulaire liquide-gaz dans le puit (Kelkar, et al., 2015). [16]

Pour simplifier le modèle, Barnea a supposé que l'épaisseur du film soit uniforme pour tous les angles de déviation du tuyau et que le liquide s'écoule sous forme de film le long des parois du tuyau sans gouttelettes entraînées dans le noyau de gaz. [16]

L'analyse du changement de cisaillement interfacial du film liquide a été réalisée en construisant séparément un équilibre de quantité de mouvement sur le film liquide et le noyau gazeux l'éq (17) et (18) en considérant un écoulement en régime permanent. [16]

Bilan de quantité de mouvement pour le noyau gazeux :

$$-AG \times \frac{dP}{dz} - \tau I \times SI - \rho G \times AG \times g \times \sin\theta = 0 \dots\dots\dots(17)$$

Bilan de quantité de mouvement pour le film liquide :

$$-AL \times \frac{dP}{dz} - \tau L \times SL + \tau I \times SI - \rho L \times AL \times g \times \sin\theta = 0 \dots\dots\dots(18)$$

L'équation (17) et (18) peuvent être combinés pour éliminer le gradient de pression. L'équation de quantité de mouvement combinée est présentée dans l'équation (19) :

$$\tau I \times SI \times \left( \frac{1}{AL} + \frac{1}{AG} \right) - \tau L \times \frac{SL}{AL} - (\rho L - \rho G) \times g \times \sin\theta = 0 \dots\dots\dots(19)$$

La contrainte de cisaillement entre les parois du liquide et du tuyau est donnée par :

$$\tau L = fL \times \frac{\rho L \times UL^2}{2} \dots\dots\dots(20)$$

$$fL = CL \times \left( \frac{DL \times UL}{\nu L} \right)^{-n} \dots\dots\dots(21)$$

$$DL = 4 \times \frac{AL}{S} \dots\dots\dots(22)$$

AL, AG, SL et SI dépendent du flux annulaire géométrie :

$$\tilde{\delta} = \frac{\delta}{D} \dots\dots\dots(23)$$

$$SL = \pi \times D \dots\dots\dots(24)$$

$$SI = \pi \times D \times (1 - 2\tilde{\delta}) \dots\dots\dots(25)$$

$$AL = \pi \times D^2 \times (\tilde{\delta} - \tilde{\delta}^2) \dots\dots\dots(26)$$

$$AG = \pi \times D^2 \times \left( \frac{1}{2} - \tilde{\delta} \right)^2 \dots\dots\dots(27)$$

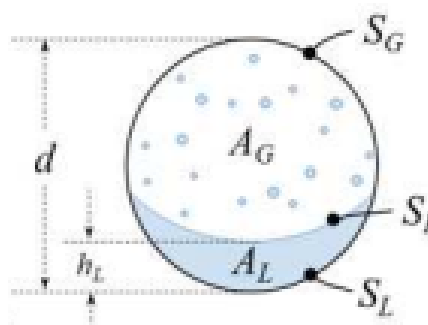


Fig III-6: Géométrie de l'écoulement annulaire

Où AL et AG sont respectivement l'aire de la section transversale de la phase liquide et gazeuse [m<sup>2</sup>] ; SL et SI sont respectivement la longueur circonférentielle du liquide et de l'interface dans le puit [m] ;  $\tilde{\delta}$  l'épaisseur de film sans dimension, D est le diamètre du tuyau [m],  $\theta$  est l'angle entre le puit et l'horizontale [°] , Ul vitesse respective du liquide ,  $\nu_l$  viscosity cinématique

En substituant les relations géométriques et l'expression de la contrainte de cisaillement du liquide dans l'équation (19) et en réarrangeant pour la contrainte de cisaillement

interfaciale liquid-gas, on obtient :

$$\tau I = g \times (\rho L - \rho G) \times D \times \text{Sin}\theta \times (\tilde{\delta} - \tilde{\delta}^2) \times (1 - 2\tilde{\delta}) + \frac{1}{32} \times CL \times \rho L \times \left(\frac{\rho L \times D}{\mu L}\right)^{-n} \times (VLS)^{2-n} \times \left[\frac{(1 - 2\tilde{\delta})}{(\tilde{\delta} - \tilde{\delta}^2)^2}\right] \dots\dots (28)$$

La contrainte de cisaillement interfaciale fournie par la phase gazeuse est obtenue à partir de l'équation empirique de Wallis (1969) :

$$\tau I = 0.5 \times fl \times \rho g \times \frac{VSG^2}{(1 - 2\tilde{\delta})^4} \dots\dots\dots(29)$$

$$fl = fg \times (1 + 300\tilde{\delta}) \dots\dots\dots(30)$$

$$fg = Cg \times \left(\frac{VSG \times \rho g \times D}{\mu g}\right)^{-m} \dots\dots\dots(31)$$

$Cg = CL = 0,046$  pour un écoulement turbulent et  $Cg = CL = 16$  pour un écoulement laminaire,  $m = n = 0,2$  pour un écoulement turbulent et  $m = n = 1$  pour un écoulement laminaire.

Dans l'équation. (28), la contrainte de cisaillement interfaciale ( $\tau I$ ) est fonction de la vitesse superficielle du liquide ( $VLS$ ) et de l'épaisseur du film sans dimension ( $\tilde{\delta}$ ). La résolution de  $\tau I$  nécessite  $VLS$  et  $\tilde{\delta}$  comme entrées. La meilleure idée est de tracer la contrainte de cisaillement interfaciale en fonction de l'épaisseur du film sous forme sans dimension ( $\tilde{\tau}''I = \tau I / g(\rho L - \rho G) D \text{Sin}\theta$  vs  $\tilde{\delta}$ ). Cela aide à détecter la transition annulaire-slugs et le changement du cisaillement interfacial avec la vitesse superficielle du liquide.

Pour un ensemble donné de conditions opérationnelles, un tracé de  $\tilde{\tau}''I$  en fonction de  $\tilde{\delta}$  à différentes vitesses superficielles du liquide, la série de courbes représentées sur Fig III-7 est obtenue. Le point minimum pour chacune des courbes correspond au point de transition de l'écoulement annulaire - intermittent/slugs (Taitel et al. 1982). Les solutions à gauche du point de transition représentent l'écoulement annulaire (stable) tandis que celles à droite représentent l'écoulement en bouchon (instable). L'épaisseur du film au point minimum est l'épaisseur critique du film ( $\tilde{\delta}T$ ). Après avoir obtenu  $\tau I$  et  $\tilde{\delta}T$  au point de transition, la vitesse superficielle du gaz peut être calculée en substituant  $\tau I$  et  $\tilde{\delta}T$  dans l'équation. (29).

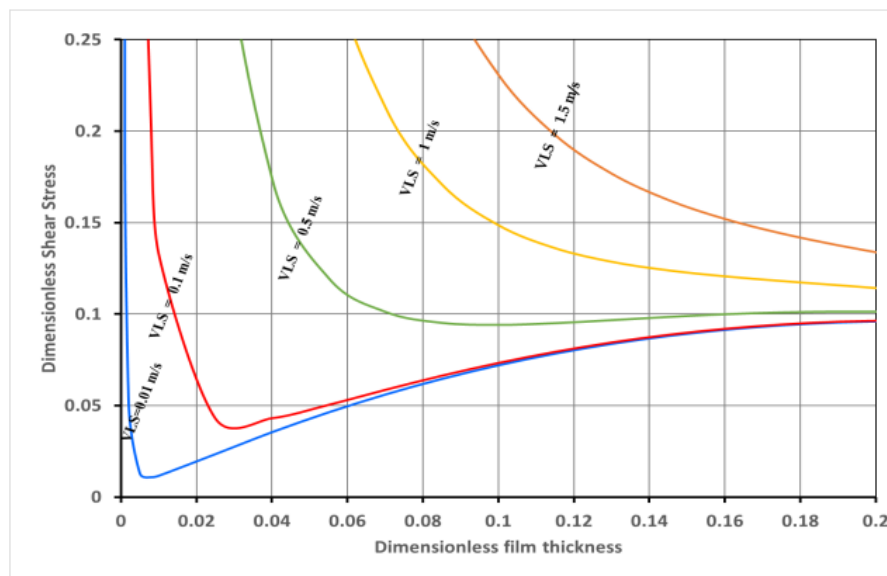


Fig III-7: Variation de la contrainte de cisaillement interfaciale avec l'épaisseur du film liquide à différents débits de liquide

L'épaisseur critique du film au point de transition d'écoulement annulaire-slug peut également être obtenue en dérivant l'équation (28) par rapport à  $\delta l$  et équivaut à 0, ce qui donne l'équation suivante :

$$g(\rho_l - \rho_g)D \sin \beta [(1 - 2\delta l)^2 - 2(\delta l - \delta l^2)] - \frac{1}{16} Cl \times \rho_l \times \left(\frac{D\rho_l}{\mu_l}\right)^{-n} \times (vSl)^{2-n} \left[\frac{(\delta l - \delta l^2) + (1 - 2\delta l)^2}{(\delta l - \delta l^2)^3}\right] = 0 \dots (32)$$

L'équation (32) donne l'épaisseur du film au minimum de la courbe  $\delta l$ , pour une  $vsl$  donnée. en résolvant simultanément les équations (28) et (29) avec  $\delta l$ , qui satisfait l'équation (32), on obtient la valeur de  $vsg$  à la frontière de transition.

En 1994, **Paz** a effectué des recherches expérimentales et théoriques sur l'écoulement annulaire biphasé 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 de la conduite s'approche des conditions horizontales, la phase liquide a tendance à s'accumuler au fond de la conduite. Il en résulte un film liquide plus épais en bas et un film plus mince en haut (Fig III-8).

Ils ont conclu que l'angle d'inclinaison affecte fortement l'épaisseur du film liquide ( $\delta$ ) prouvant l'hypothèse de Barnea erronée. [16]

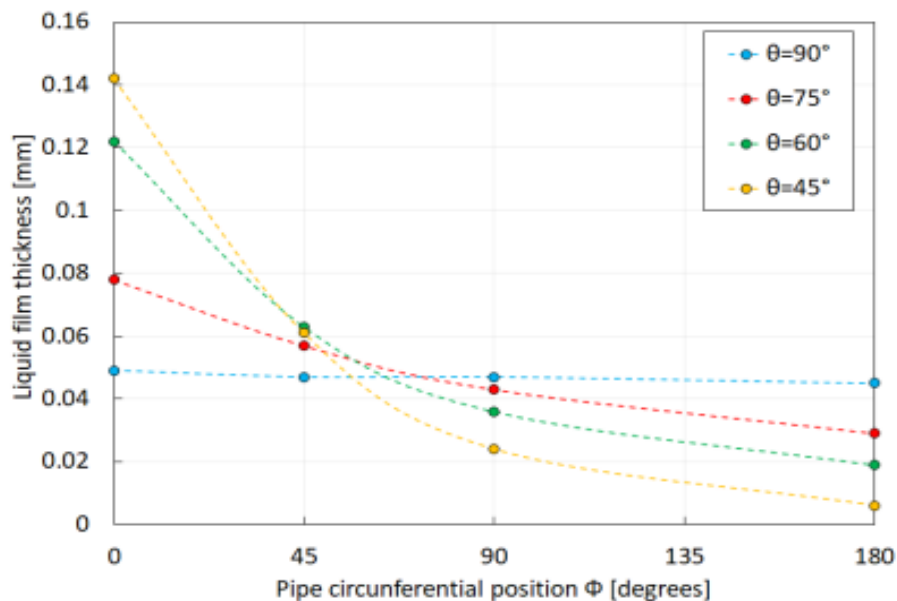


Fig III-8 : Distribution de l'épaisseur du film liquide autour de la circonférence du tuyau ( $\Phi=0^\circ$  au bas du tuyau) pour  $vsg=18,29$  m/s,  $vsl=0,0124$  m/s, inclinaison différente du tuyau ( $\theta=90^\circ$  est vertical) observé par Paz (1994)

**Luo et al. (2014)** ont proposé un modèle pour tenir compte des limites imposées par le modèle de Barnea. Trois modifications ont été apportées :

En utilisant le facteur de frottement interfacial de Fore et al. (2000) entre le film liquide et le noyau de gaz au lieu de la corrélation de Wallis (1969):

$$f_l = 0.005 \times \left[ 1 + 300 \times \left( \left( 1 + \frac{17,500}{Re} \right) \times \frac{\delta}{D} - 0.0015 \right) \right] \dots (33)$$

Utilisation d'une épaisseur de film non uniforme pour différents angles de déviation du tuyau. Ceci a été réalisé en comparant des modèles uniformes et non uniformes d'épaisseur de film montrés dans la Fig III-9.

Pour une épaisseur de film uniforme, la surface de l'épaisseur de film uniforme et non uniforme est donnée par :

$$A_1 = \pi \times D \times \delta_c \dots\dots(34)$$

$$A_2 = 0.5 \times [\delta(0, \theta) + \delta(\pi, \theta)] \times \pi D \dots\dots(35)$$

Où D est le diamètre du tuyau,  $\delta_c$  est l'épaisseur constante du film liquide,  $\delta(0, \theta)$  est l'épaisseur du film liquide au sommet du tubing et  $\delta(\pi, \theta)$  est l'épaisseur du film liquide au fond du tubing

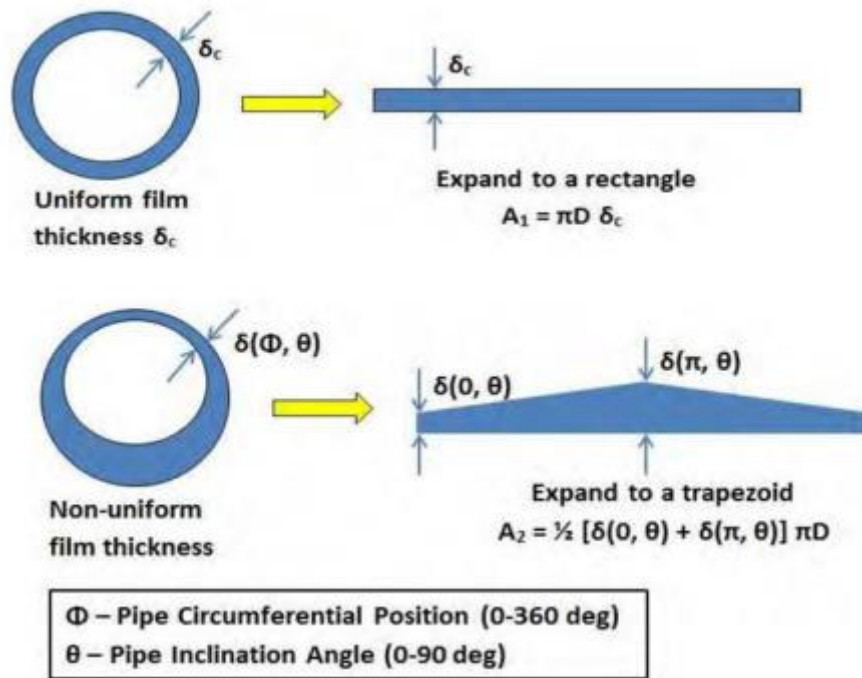


Fig III-9: Schéma de l'épaisseur du film uniforme et non uniforme (Kelkar et al. 2015)

$A_1$  est égal à  $A_2$ , l'épaisseur constante du film a été exprimée par :

$$\delta_c = 0.5 \times [\delta(0, \theta) + \delta(\pi, \theta)] \dots\dots(36)$$

La répartition de l'épaisseur du film autour de la position circonférentielle du tuyau pour différents angles de déviation du tuyau est indiquée à Fig III-10 et peut être obtenue en utilisant Eqn (37) et (38).

$$\delta(\Phi, \theta) = (1 - \alpha \theta \cos \Phi) \delta_c \dots\dots (37)$$

$$\alpha = \{0.0287 \text{ si } 0 \leq \theta < 30 \text{ et } 0.55\theta^{-0.868} \text{ si } 30 \leq \theta \leq 90\} \dots\dots(38)$$

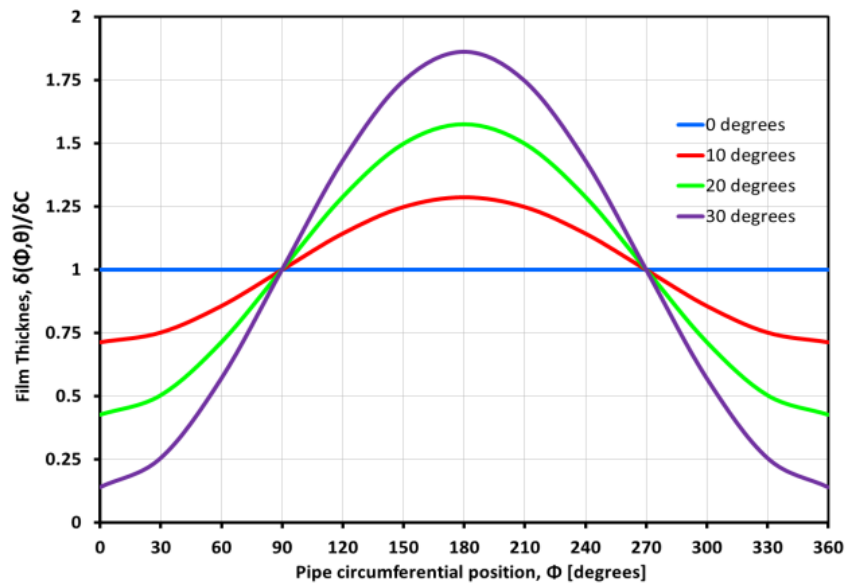


Fig III-10: Répartition de l'épaisseur du film autour de la position circonférentielle d'un tuyau pour différents angles de déviation du tuyau.

Pour incorporer le modèle de Luo et al. (2014) d'épaisseur de film variable dans le Barnea (1986,1987), d'abord, l'épaisseur critique de film  $\delta T$  est calculée à partir de Eqn. (32). Il s'agit de l'épaisseur maximale du film au point de transition qui initiera la charge de liquide. Pour calculer la vitesse critique dans les puits déviés,  $\delta T$  est converti en  $\delta c$  en utilisant Eqn. (37) où  $\delta(\Phi, \theta) = \delta T$ .

Plus tard, **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.

$$\delta(\varphi, \theta) = \left[ 1 - \frac{(1 - e^{-0.088\theta})}{(1 + e^{-0.088\theta})} \times \cos \theta \right] \times \delta_{avgL} \dots\dots\dots (39) ; \text{ tel que :}$$

$$\delta_{avgL} = 0.5 \times (1 + e^{-0.088\theta}) \times \delta_{gmax} \dots\dots\dots (40)$$

$$f_i = 0.005 \{ 1 + [340(1 + \cos \theta) \delta_{avgL}] \} \dots\dots\dots (41)$$

Pour calculer la vitesse critique du gaz, ils estiment l'épaisseur maximale du film  $\delta_{gmax}$  pour la contrainte de cisaillement requise, puis convertissent l'épaisseur du film en utilisant la relation donnée dans l'équation (40). Par la suite, leur  $\delta_{avgL}$  corrigé est remplacé par l'équation (28) de Barnea (1986), pour la détermination de la vitesse superficielle critique du gaz.

**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 = 1.06 où :

$$v_{g*} = v_g \times \rho_g^{0.5} \times [gD(\rho_l - \rho_g)]^{-0.5} \dots\dots\dots (42)$$

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. Fig III-11 illustre le comportement de la pression du puits de gaz en fonction de la vitesse du gaz.

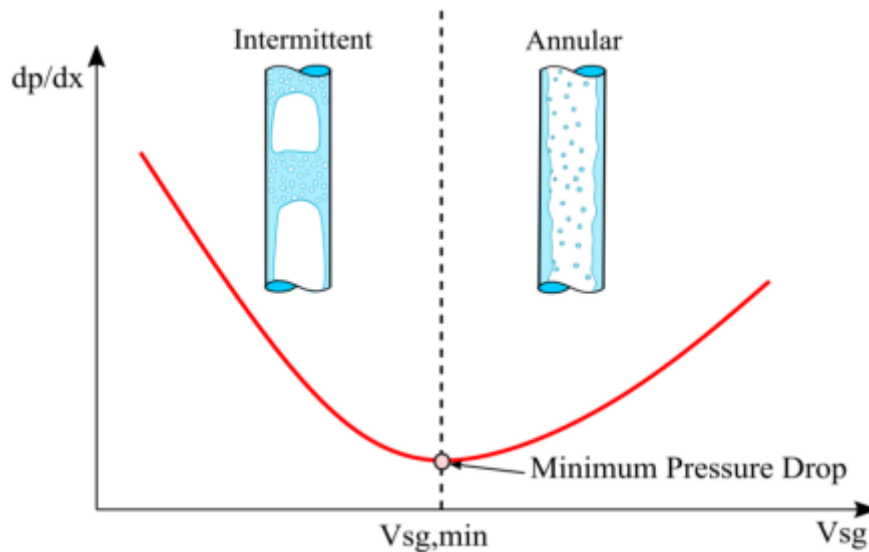


Fig III-11: Schéma du gradient de pression totale observé sur un tuyau vertical. D'après Zabarar et al. (1986).

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. [18]

### III.3 Diagnostic de chargement du liquide à l'aide Analyse Nodale

Étant donné que les équations de débit de gaz critiques ne donnent qu'une idée simple des taux minimaux, la charge de liquide peut être déterminée par analyse nodale ; L'analyse nodale sera plus détaillée puisqu'elle prend en compte le chemin d'écoulement complet des fluides du réservoir à la tête de puit.

L'analyse nodale divise le système en deux sous-systèmes à un certain emplacement appelé point nodal. L'un de ces sous-systèmes considère l'afflux du réservoir vers le point nodal sélectionné (IPR), l'IPR montre la relation entre la pression de fond du trou ( $P_{wf}$ ) et l'écoulement du puit ( $Q_g$ ) tandis que l'autre sous-système considère l'écoulement sortant du point nodal vers la surface. (TPR), TPR montre la relation entre la chute de pression dans le train de tubes et la valeur de la pression de surface. Chaque sous-système donne une courbe différente tracée sur le même graphique pression-débit. Ces courbes sont appelées respectivement courbe inflow et outflow . Le point d'intersection de ces deux courbes désigne le point de fonctionnement optimal où les valeurs de pression et de débit sont égales pour les deux courbes. [21]

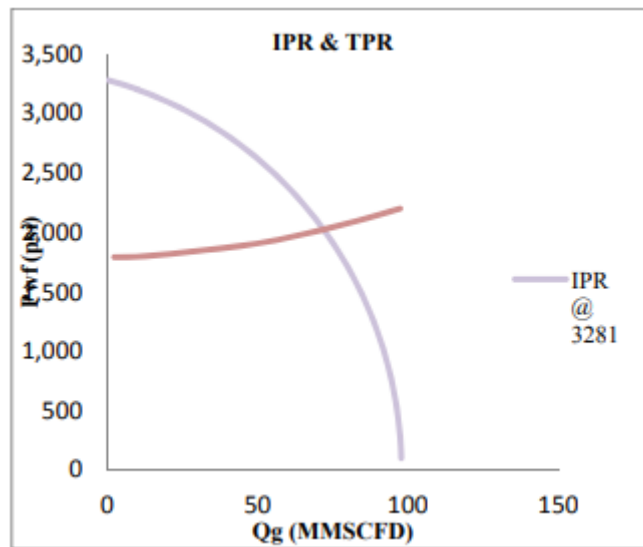


Fig III-12: System nodal analysis.

Lorsque la courbe du débit critique selon modèle de Turner est également tracée sur le même graphique, cela nous permet de mieux comprendre le moment où le chargement de liquide se produira et nous donne une idée de si nous opérons dans des conditions sûres ou non.

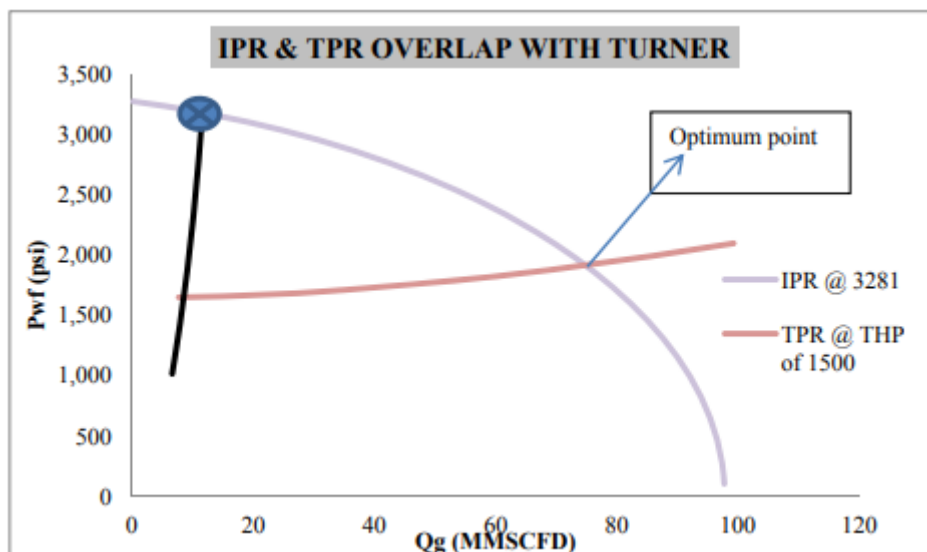


Fig III-13: IPR/VLP avec Turner

En regardant Fig III-13, le point d'intersection de puits se trouve à droite de l'intersection de Turner et l'IPR, nous opérons donc dans la zone de sécurité.

#### III.4 Analyse graphique

Les représentations graphiques de l'état de chargement des puits de gaz sont triées sur un graphique où l'axe vertical représente le débit de gaz réel et l'axe horizontal représente



le débit de gaz critique calculé. À partir du graphique, les points représentant les puits de gaz à l'état Unloading doivent être situés au-dessus de la ligne de référence (ligne de 45°). Si l'un de ces points tombe sur le côté supérieur de la ligne de référence et la touche, le puit de gaz correspondant connaîtra bientôt le phénomène de liquid loading si aucune solution n'est utilisée pour le contrer ou l'atténuer sur ces puits. En ce qui concerne les points tracés sur le graphique représentant les puits à l'état Loaded, une prédiction précise devrait les localiser sous la ligne de référence. Pour tous les points placés sous la ligne de référence et qui la touchent, le phénomène de chargement vient de commencer sur ces puits, et une action immédiate de pressurisation de ces puits éliminera le phénomène de chargement et les puits produiront à nouveau à un taux élevé pendant une longue période.

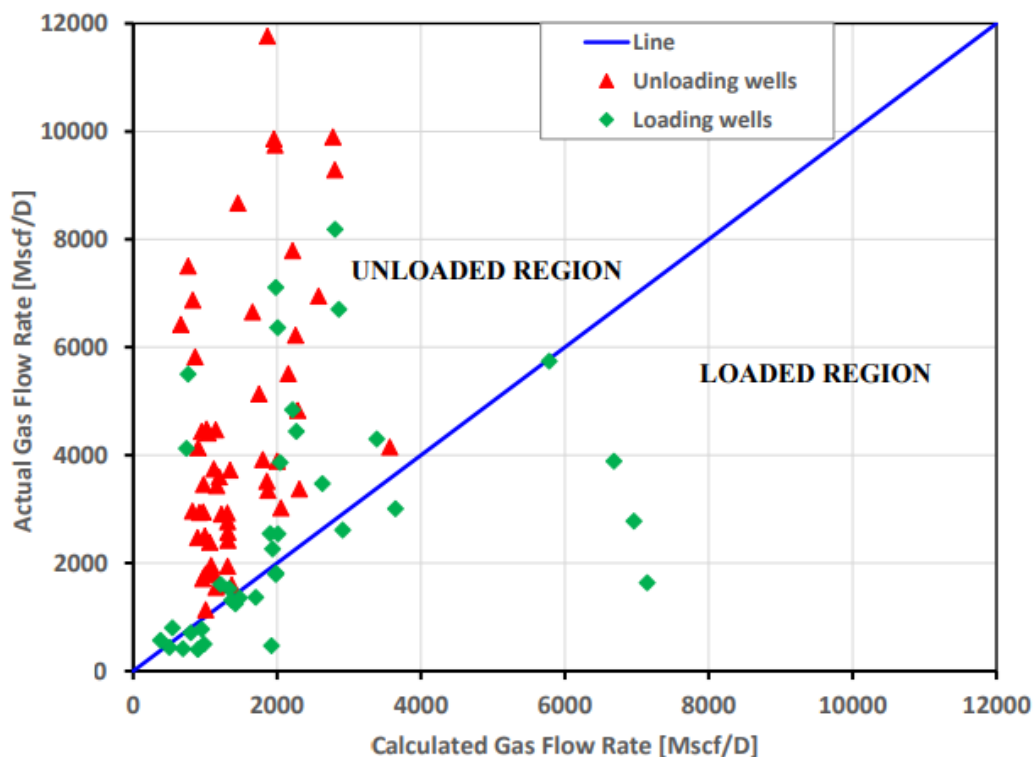


Fig III-14: Comparaison du débit de gaz réel et débit critique

Les cas où les puits L classés comme UL sont des cas à mauvaise prédiction

### III.5 Résultats et Discussion

Les données ont été collectées à partir d'un total de 14 puits de gaz situés dans un champ gazier pour authentifier l'efficacité des modèles présentés.

Cet ensemble de données comprend un éventail de paramètres, notamment la pression de tête de puit variant de 22,0 barg à 36,3 barg, un angle de déviation des puits constant de 90 degrés (tous les puits étant considérés comme verticaux), des débits de production de gaz variant de 0 MMSCFD à 27,6 MMSCFD, et un diamètre de tubing de 7" pour chaque puit individuel. De plus, les mesures de température de la conduite de flux se situent dans la plage de 26,0°C à 73,7°C. Parmi ces données, 12 puits ont été identifiés comme des puits unloaded, tandis que 2 puits ont été classés comme des puits loaded. Le résumé de ces données est présenté dans le Tableau III-1 :

Well	Wellhead pressure (BARG)	Wellhead temperature (°C)	ID (Inch)	Actual gas production (MMscf/d)	Gas wells accumulating state
Well 12	23,0	54,6	6.276	3,1	Loading
Well 13	22,6	64,4	6.276	6,4	Non-loading
Well 14	23,4	53,9	6.276	16,4	Non-loading
Well 15	23,3	55,4	6.276	7,6	Non-loading
Well 16	23,7	60	6.276	11,8	Non-loading
Well 17	23,8	53	6.276	16,7	Non-loading
Well 18	23,3	55,2	6.276	11,9	Non-loading
Well 19	22,1	50,3	6.276	5,4	Non-loading
Well 20	22	59,7	6.276	6	Non-loading
Well 21	22,1	52,1	6.276	7,7	Non-loading
Well 22	24,9	47,6	6.276	27,6	Non-loading
Well 23	24,2	50,2	6.276	20,4	Non-loading
Well 24	36,3	26,0	6.276	0	Loading
Well 25	23,4	73,7	6.276	7,0	Non-loading

Tableau III-1 : Données de 14 puits de gaz

Pour évaluer l'état de chargement dans ces puits donnés, des comparaisons sont effectuées entre le débit de gaz actuel (Q) et le débit de gaz critique calculé (Qcr). Par conséquent, un puit de gaz est identifié comme :

- Unloaded si la différence  $\Delta Q$  du débit de gaz critique au débit de gaz réel est égale ou inférieure à zéro ( $Q_{cr} - Q \leq 0$ ) ;
- Loaded si  $\Delta Q$  est supérieur à zéro ( $\Delta Q > 0$ ).

Well	Actual gas production (MMscf/d)	Turner critical flow rate (MMscf/d)	Coleman critical flow rate (MMscf/d)	Barnea critical flow rate (m <sup>3</sup> /d)
Well 12	3,1	5,873662	4,634131	5,628871
Well 13	6,4	5,652911	4,459965	5,375134
Well 14	16,4	5,941414	4,687585	26,55192
Well 15	7,6	5,895274	4,651183	5,682544
Well 16	11,8	5,860879	4,624046	5,695431
Well 17	16,7	6,006646	4,739051	26,65079
Well 18	11,9	5,896714	4,652319	5,681871
Well 19	5,4	5,837792	4,605831	5,488669
Well 20	6	5,657103	4,463273	5,308158
Well 21	7,7	5,808757	4,582923	5,465101
Well 22	27,6	6,243424	4,925861	28,95686
Well 23	20,4	6,102097	4,814359	26,76768
Well 24	0	8,068122	6,365489	9,552009
Well 25	7,0	5,595361	4,414561	5,411304

Tableau III-2: Modèles de débit de gaz critique.

L'évaluation de la précision des modèles (Turner, Coleman et Barnea ) est effectuée sur les données de 14 puits de gaz. Les résultats sont présentés dans le tableau III-2 et III-3

PR : Prediction Results

Compressibility Factor  $Z = 0,9979$ ,  $A = 0.21472 \text{ ft}^2$

Well	Turner		Coleman		Barnea		Field Test status
	$\Delta Q$ (MMscf/d)	PR	$\Delta Q$ (MMscf/d)	PR	$\Delta Q$ (MMscf/d)	PR	
Well 12	2,8	L	1,5	L	2,5	L	L
Well 13	-0,7	UL	-1,9	UL	-1,0	UL	UL
Well 14	-10,5	UL	-11,7	UL	10,1	L	UL
Well 15	-1,7	UL	-3,0	UL	-1,9	UL	UL
Well 16	-6,0	UL	-7,2	UL	-6,1	UL	UL
Well 17	-10,7	UL	-12,0	UL	10,0	L	UL
Well 18	-6,0	UL	-7,3	UL	-6,2	UL	UL
Well 19	0,5	L	-0,8	UL	0,1	L	UL
Well 20	-0,3	UL	-1,5	UL	-0,7	UL	UL
Well 21	-1,9	UL	-3,1	UL	-2,2	UL	UL
Well 22	-21,4	UL	-22,7	UL	1,4	L	UL
Well 23	-14,3	UL	-15,6	UL	6,4	L	UL
Well 24	8,1	L	6,4	L	9,6	L	L
Well 25	-1,4	UL	-2,6	UL	-1,6	UL	UL

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

### 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. [22]

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) et Coleman et al. (1991) 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 FL".
- Si le statut prédit par les modèles est "Unloaded" et que le statut réel du puits est "Loaded", le cas est étiqueté "False Unloaded FU".

Les résultats obtenus à partir des prédictions des modèles sur l'ensemble de données de test (comprenant 14 échantillons) sont présentés dans la matrice illustrée Fig III-15

Turner		Coleman		Barnea	
TL= 2	FL=1	TL= 2	FL=0	TL= 2	FL=5
TU=11	FU=0	TU=12	FU=0	TU=7	FU=0

Fig III-15: Matrice de confusion pour les modèles du prédictions.

Le modèle de Turner présente une performance supérieure en classifiant avec précision 13 puits/mesures sur le terrain comme True Loaded (2) et True Unloaded (11). De même, le modèle de Coleman affiche des résultats améliorés en classant correctement 14 puits/mesures sur le terrain comme True Loaded (2) et True Unloaded (12). Les deux modèles représentent la théorie du modèle de gouttelettes liquides avec différentes modifications. Cependant, ils montrent toujours une sous-prédiction en classant incorrectement 1 puits/mesures sur le terrain comme False loading.

En revanche, le modèle de Barnea a réussi à prédire correctement le statut du puits dans 9 mesures (2 puits True Loaded et 7 puits True Unloaded), mais a mal classé 5 mesures ( False Loaded).

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. [22]

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.

$$F1\_score = 2 \times \frac{\text{Precision} \times \text{Recall}}{\text{Precision} + \text{Recall}}, \text{ Donc : } F1\_score = \frac{2 \times TL}{2 \times TL + FL + FU}$$

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. [22]

Names	FU	FL	TU	TL	Precision	Recall	Accuracy	F1_Score
Turner	0	1	11	2	0,66666667	1	0,92857143	0,8
Coleman	0	0	12	2	1	1	1	1
Barnea	0	5	7	2	0,28571429	1	0,64285714	0,4444

Tableau III-4 : Mesures de performances 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 Coleman comme le meilleur modèle avec une précision de 1, D'un autre côté, le modèle de Turner a une précision de 0,66 mais a correctement prédit 11 puits UI sur 12. En regardant le recall, les trois modèles sont égaux.

Lorsqu'on utilise le F1-score, la métrique qui prend à la fois la précision et le recall en compte, le modèle de Coleman surpasse tous les autres modèles avec un score de 1, suivi du modèle de Turner avec un score de 0,8, puis viennent les modèles de Barnea 0.44 qui présentent la théorie du film liquide.

- **Nodal Analysis :**

A partir des résultats de simulation PROSPER qui basé sur analyse nodale, on peut déterminer l'état du puit (les puits 12 et 24 ont le problème de chargement liquide):

Pour puit 12 :

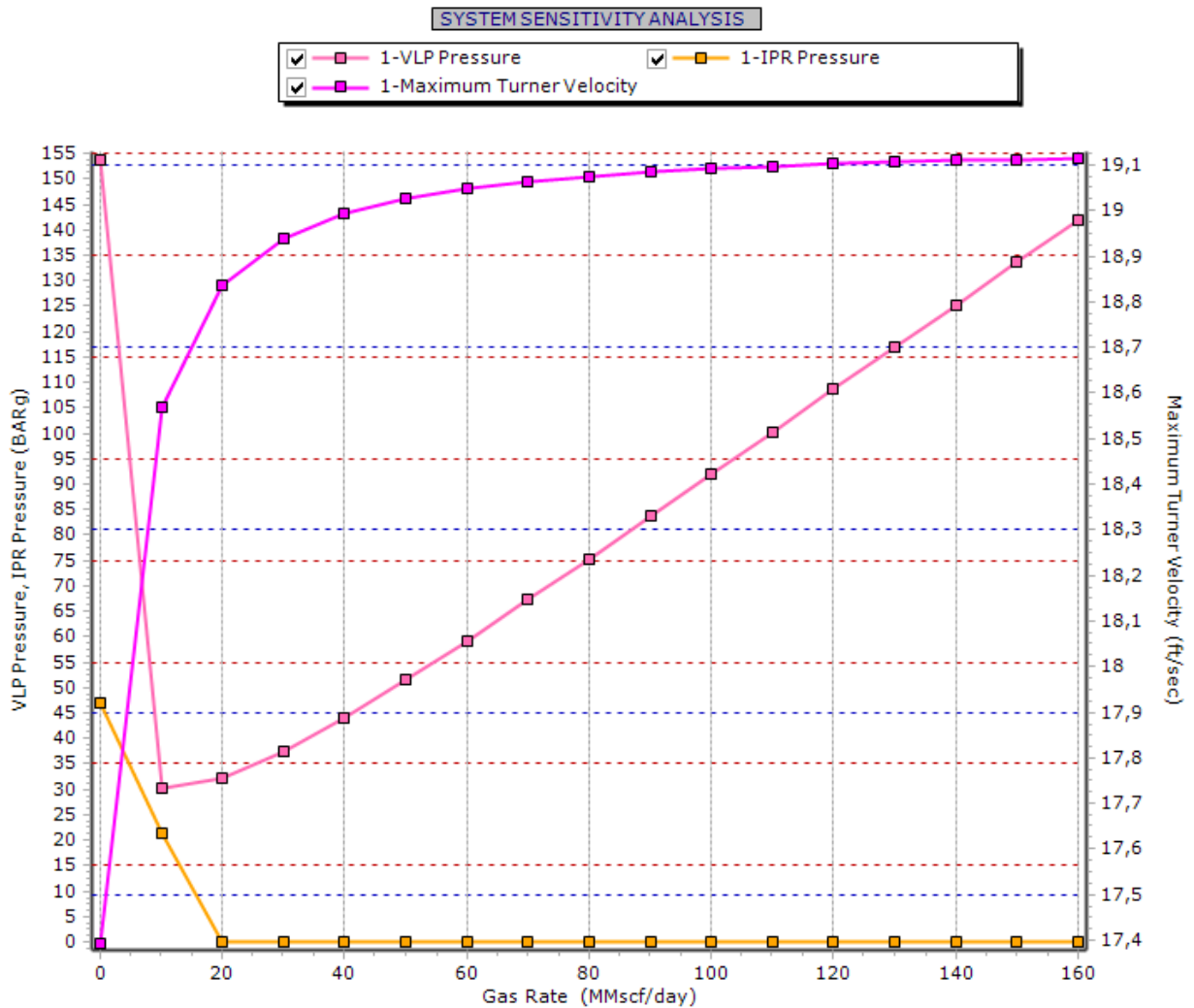


Fig III-16 : Performance de puit 12 avec vitesse de turner

D'après Fig III-16, nous constatons qu'il n'y a pas d'intersection entre IPR et TPR cause de hold up d'eau élevé (WGR élevé) qui augment  $\Delta P$  hydrostatique, intersection entre turner et IPR indique  $Q_c = 5$  MMscf/d

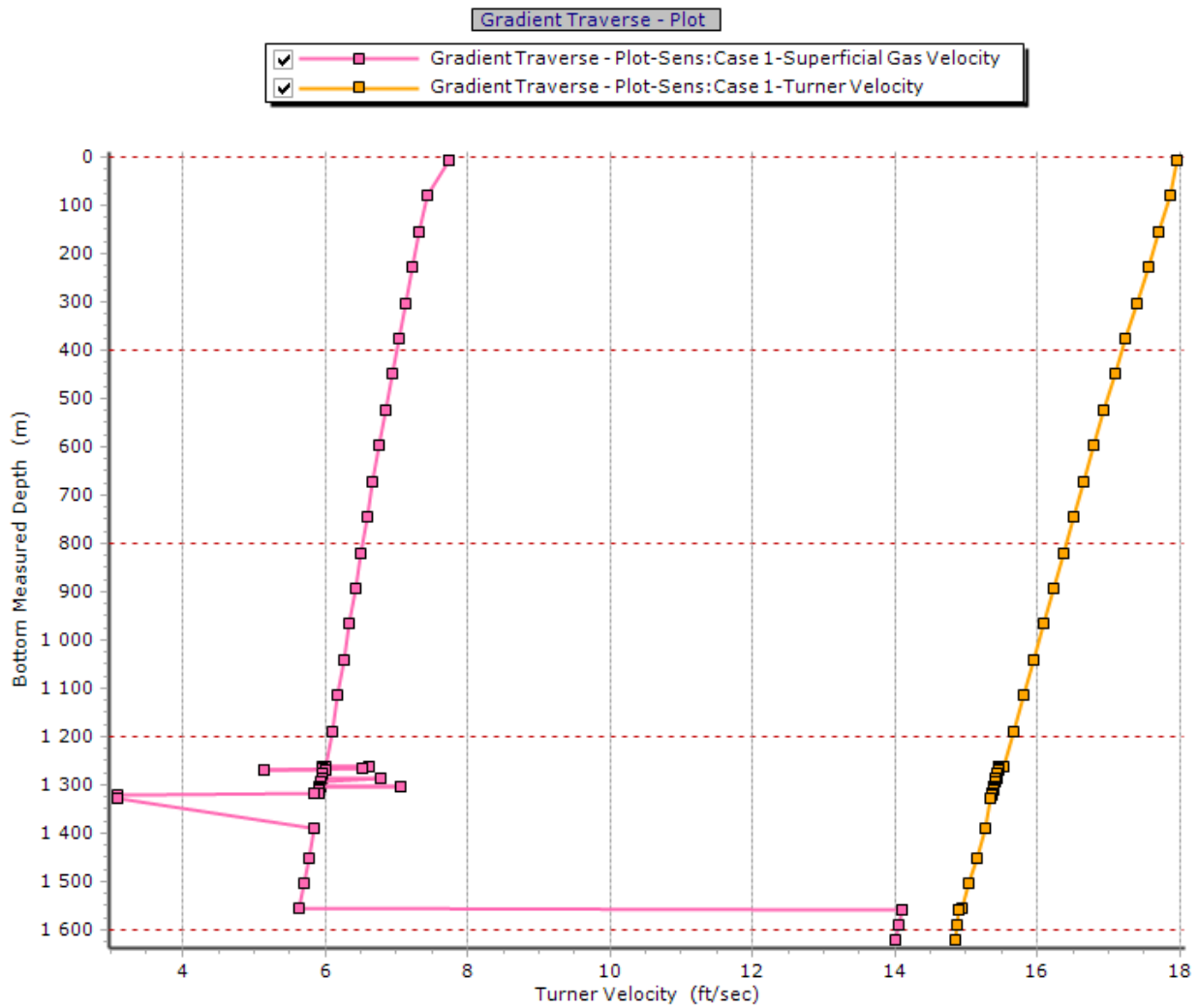


Fig III-17: vitesse de gas et Turner en fct MD

Fig III-17 : confirme le problème de chargement d'eau pour puit 12 car la vitesse de gas est toujours inferieur a la vitesse de turner (vitesse minimal nécessaire pour remonter bouchon d'eau) , comme le Q calcule le débit turner critique à l'intervalle de 5 MMcf/d et vitesse de 15-16 ft/sc.

Pour puit 24 :

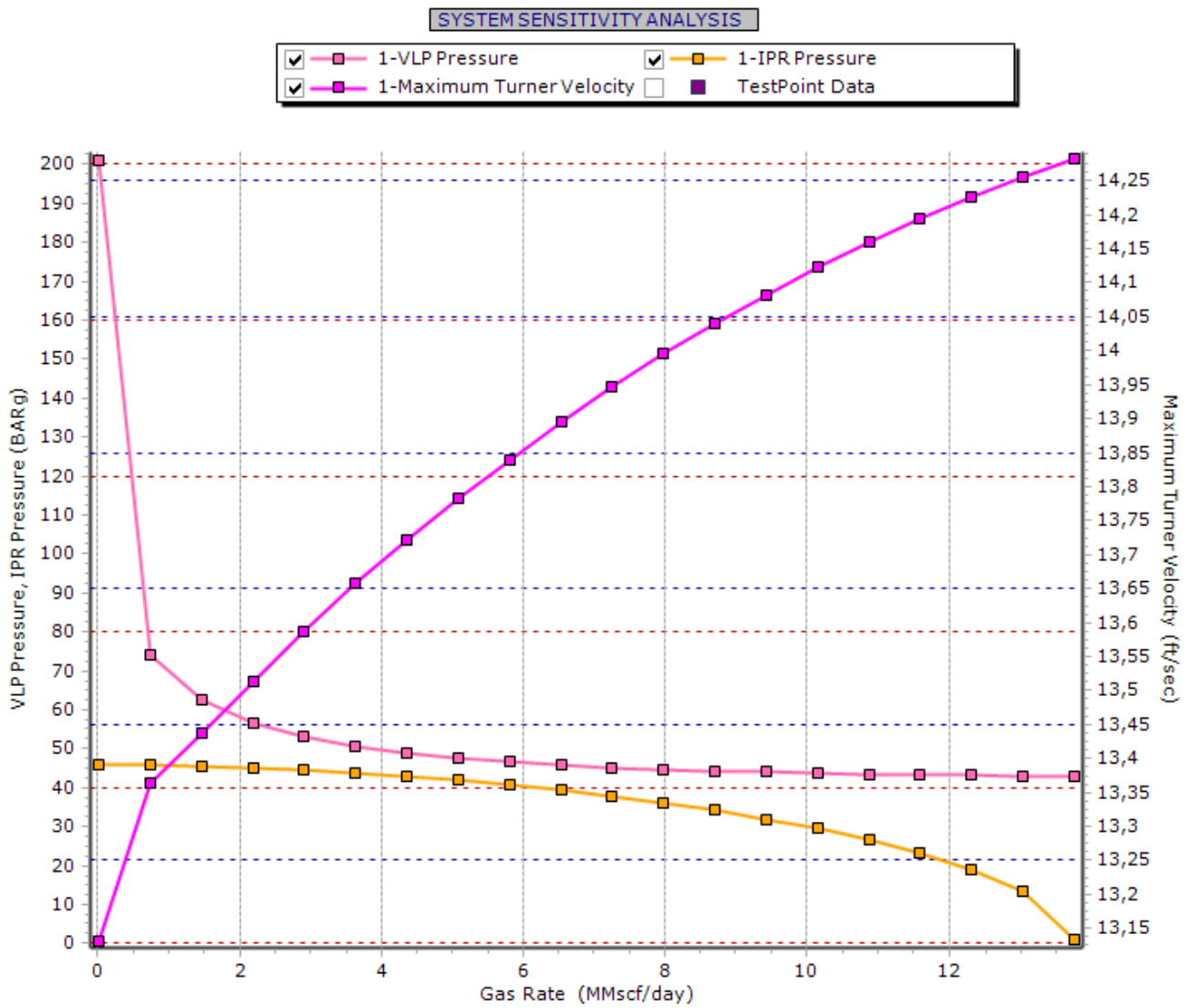


Fig III-18: Performance de puit 24 avec vitesse de Turner

Il n'y a pas d'intersection entre IPR et TPC a cause de WGR élevé qui augment  $\Delta P$  hydrostatique et à cause de P tété (36.5 barg) qui exècres grand contre pression sur la formation.



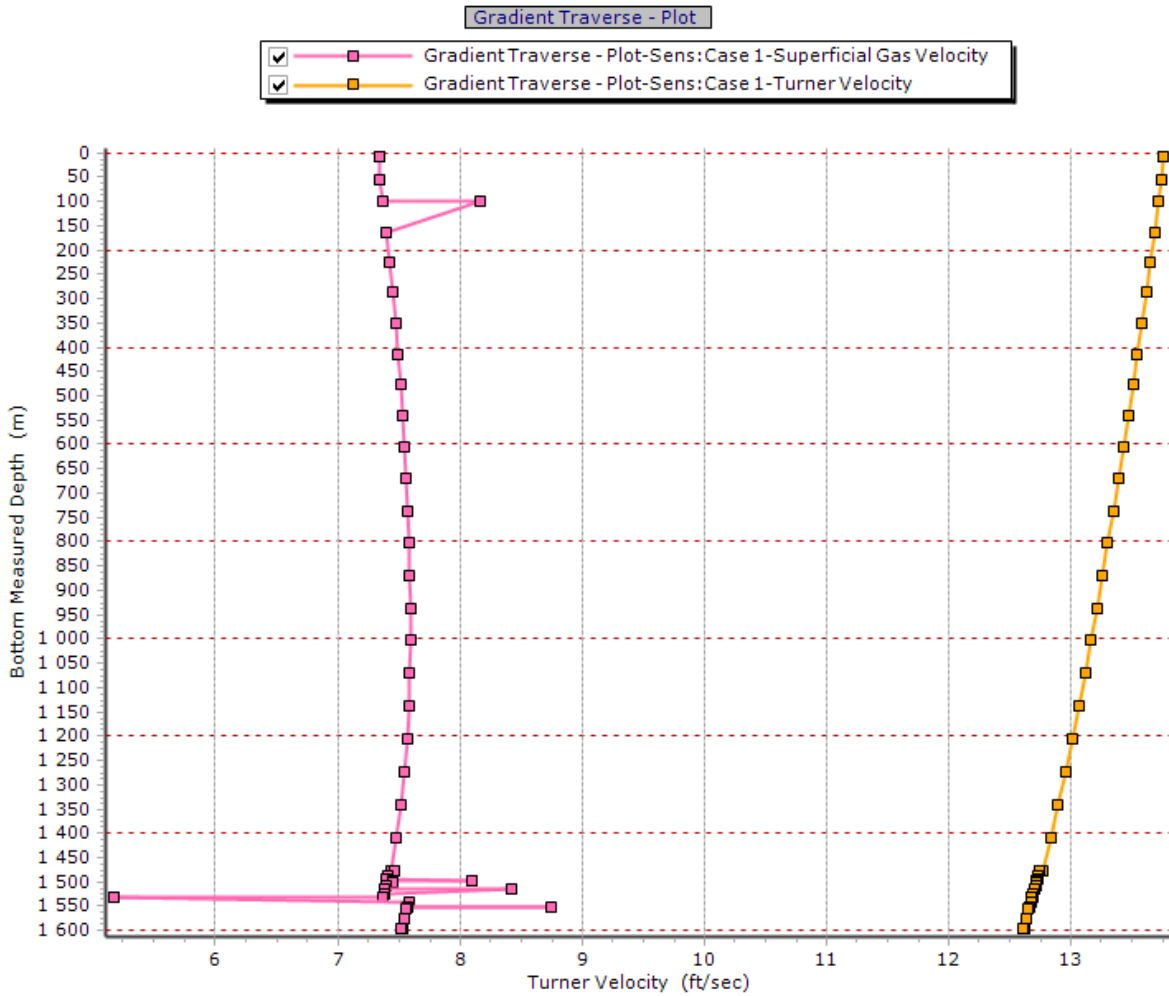


Fig III-19 : vitesse de gas et turner en fct MD

Fig ci-dessus confirme le problème de chargement d'eau pour puit 24 car la vitesse de gas est toujours inferieur a la vitesse de turner (vitesse minimal nécessaire pour remonter bouchon d'eau) , comme le vitesse turner calcule  $V_{sg}$  a l'intervalle de 12-13 ft/sc .

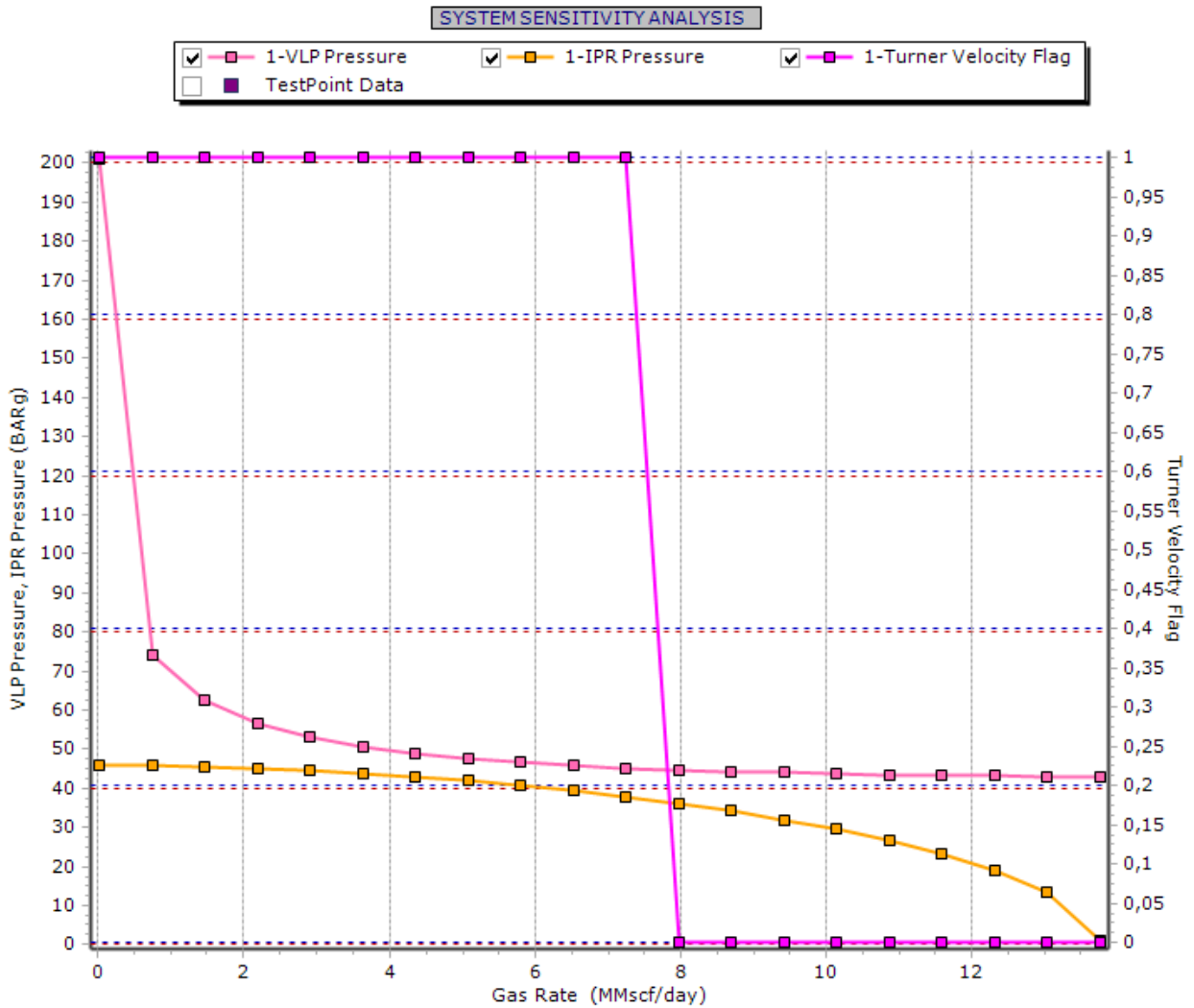


Fig III-20 : IPR/TPR/Turner velocity Flag

Si point de fonctionnement dans zone ou TVF 1 c'est t a dire qu'il y a le problème de chargement mais si point fct dans zone ou TVF égale 0 il n ya pas de problème, et QCritique 8 MMscf/d comme le calculer.

- Analyse graphique :

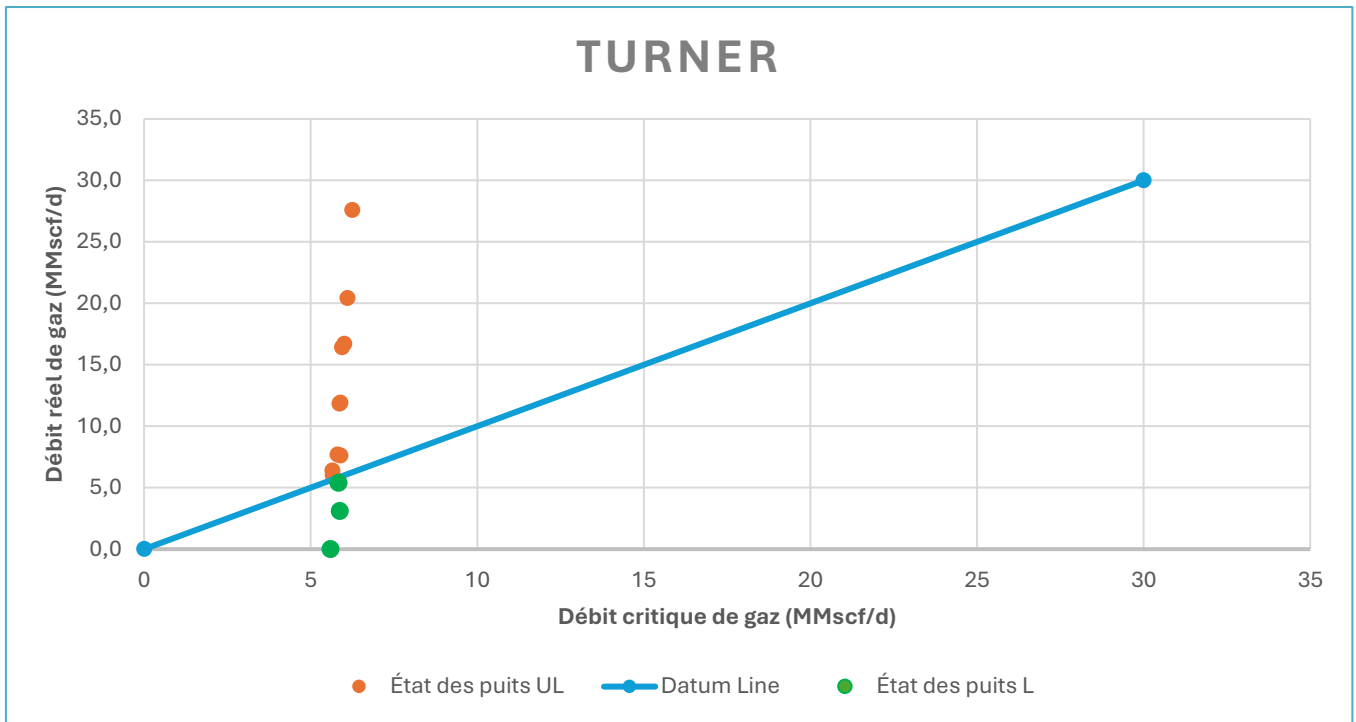


Fig III-21: Turner et al. (1969) prediction results

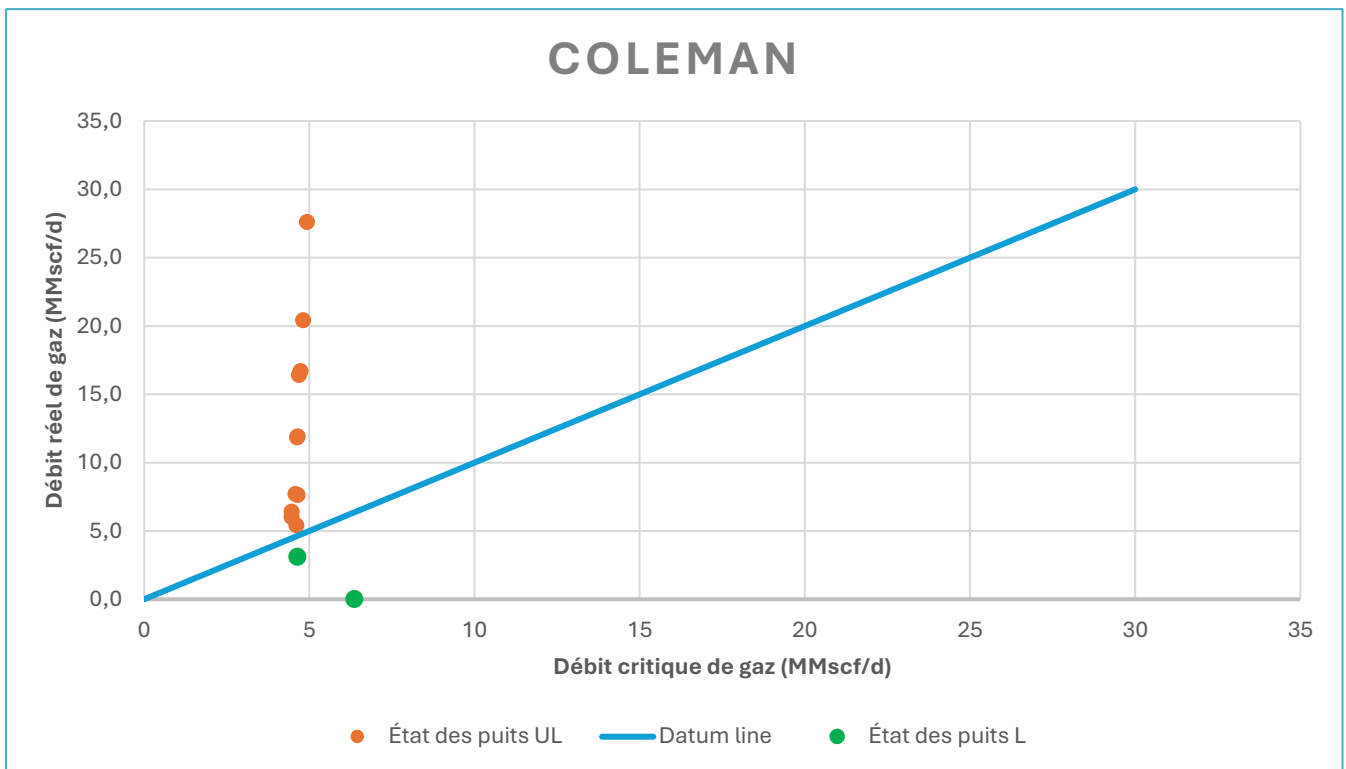


Fig III-22: Coleman et al. (1991) prediction results

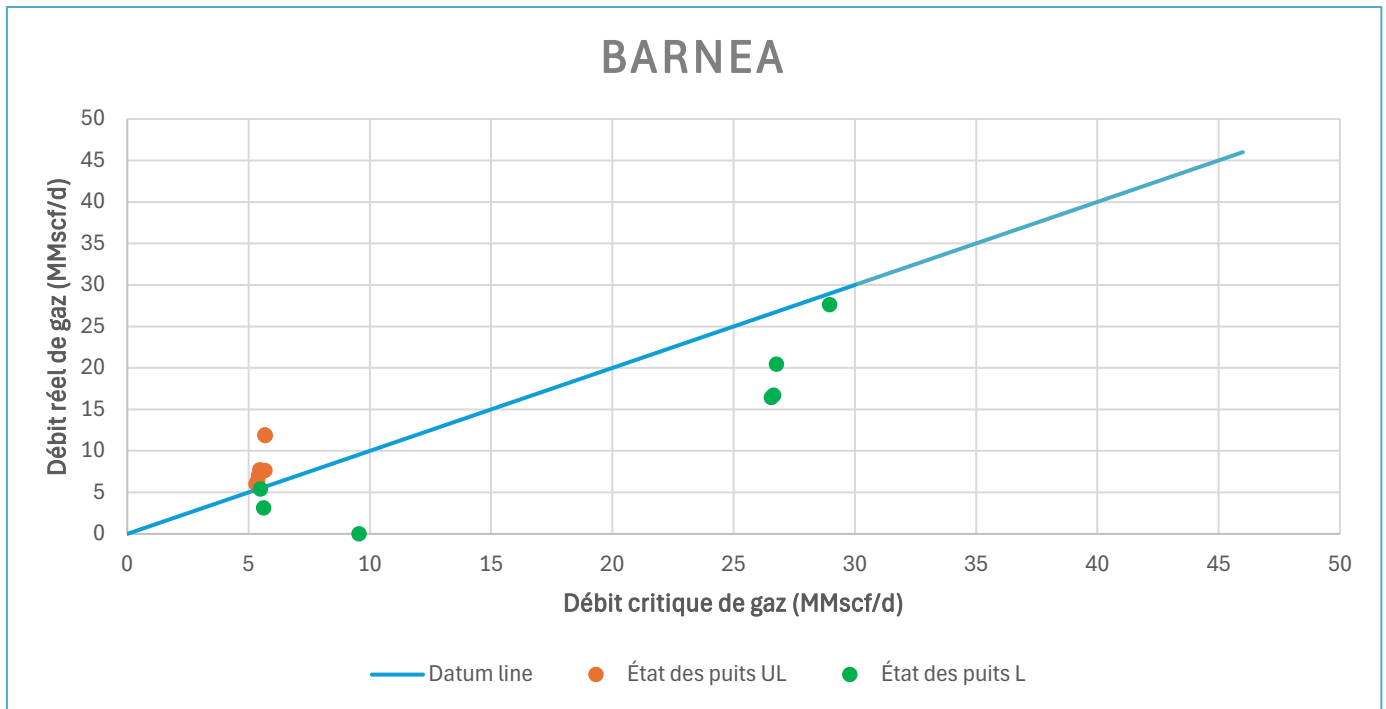


Fig III-23: Barnea et al. (1991) prediction results

### III.6 Conclusion

En résumé, l'évaluation comparative des modèles a révélé que modèle de Barnea, représentant la théorie du film liquide, a mauvaise-estimation de vitesse critique du gaz, entraînant une mauvaise classification des puits. En revanche, le modèle de Colmen et Turner 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 Colmen 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.

Pour software PROSPER, il utilise Turner équation pour estimer taux critique,

En conclusion, le chapitre s'est concentré sur la prédiction de la charge liquide à l'aide de l'analyse nodale et du taux critique.

Prédire l'heure et les conditions dans lesquelles le chargement de liquide commence nous aide à prendre des mesures précoces pour l'empêcher de conduire à une utilisation appropriée des ressources.

Chapitre 4 :  
Résolution de problème  
liquid loading dans les  
puits de gaz

## Chapitre IV : Résolution de problème liquid loading dans les puits de gaz

### IV.1 Introduction

Une fois que le problème de liquid loading est identifié et/ou prédit, et afin de réduire les effets du chargement de liquide sur la production de gaz, il est important de concevoir une solution appropriée pour y faire face. Différentes solutions doivent être évaluées et comparées pour trouver le meilleur plan d'action lorsqu'il s'agit des puits présentant de problème de chargement de liquide afin d'obtenir la récupération ultime de gaz la plus élevée possible pour le puit. 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, des 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 Solutions préventives pour les problèmes de chargement de liquide

De nombreux types de techniques de lifting ont été développés jusqu'à présent. La plupart des techniques se concentrent sur l'augmentation de la vitesse du gaz et sur l'élévation artificielle de l'eau pour retarder et réduire l'apparition du chargement de liquide. Ces techniques de déliquification peuvent être subdivisées en deux catégories, à savoir les méthodes qui utilisent l'énergie des fluides du puit pour soulever les liquides à la surface et les méthodes qui utilisent une source d'énergie externe pour soulever les liquides. Ces méthodes peuvent être utilisées seules ou en combinaison de deux ou plusieurs. Comme certaines technologies de levage artificiel ont une plage de fonctionnement étroite, il est crucial de surmonter le problème de l'information sur les taux de liquide afin que les technologies de liquéfaction puissent être conçues correctement. D'autres facteurs cruciaux dans la technologie de levage artificiel sont :

- Configuration du puits (tubage et tubing, l'inclinaison, la profondeur)
- Conditions d'écoulement des puits (pression de fond statique et fluide, température de fond statique et fluide, pression superficielle, gravité des gaz, présence de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>S, gradient d'écoulement et taux critiques)
- Infrastructure (puits onshore ou offshore, disponibilité de l'énergie)

#### IV.2.1 Méthodes de maintien d'écoulement naturel (énergie de réservoir) :

- Réduire choke size :

Lorsque nous réduisons la taille de la duse, nous ajoutons une perte de pression supplémentaire avec friction qui déplace VLP vers le haut (réduit  $Q_c$  et augmente  $V_g$ ).

- Cycling (périodes d'écoulement alternées/fermeture) :

Cycling d'un puit nécessite la surveillance exacte des données fondamentales du puit (taux de production, température en tête de puit, pression en tête de puit). Cette méthode implique la fermeture d'un puit de gaz qui souffre d'une charge de liquide à un moment approprié, pour le laisser augmenter la pression, puis la production du puit vers un système

basse pression. Pendant la période d'arrêt, le puit crée une pression (accumulation de gaz) dans la région proche du puit qui est chargée à partir du réservoir. Lors de l'ouverture du puit, cette pression accrue pourrait soulever certains des liquides qui obstruent la production de gaz pendant une courte période et gagner ainsi du temps jusqu'à ce qu'une colonne de liquide de hauteur suffisante se soit accumulée à nouveau pour impacter la production de gaz, À ce moment, le puit devrait déjà être fermé. [23]

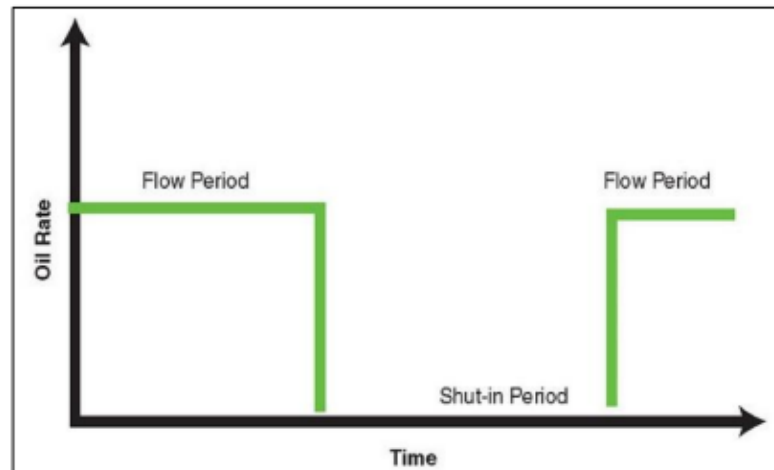


Fig IV-1 : Périodes d'écoulement alternées/fermeture

- Torchage :

Afin d'essayer de redémarrer les puits de gaz, une option est d'atteindre un rabattement maximal de la pression en ouvrant un puit jusqu'à l'atmosphère. Le principal effet obtenu par torchage est l'élimination de toute contre-pression sur les têtes de puits. Cette chute de pression « supplémentaire » pourrait mener à la réussite du rétablissement d'un puit de gaz, mais sur une base régulière, elle n'est pas acceptable sur le plan environnemental.[24]

- Well rocking :

Consiste à injecter Azote N<sub>2</sub> (gas inerte) avec grand débit pour déplacer l'eau accumulée au fond du puit vers la formation ce qui peut entraîner une diminution de la pression hydrostatique mais cette méthode peut endommager le réservoir.

- Réduction ID (velocity string) :

La vitesse à laquelle le gaz circule dans le tubing détermine la capacité à soulever des liquides. Lorsque la vitesse d'écoulement du gaz dans un puit n'est pas suffisante pour déplacer les fluides du réservoir, les liquides s'accumulent dans le fond du puit et finissent par bloquer l'écoulement du gaz depuis le réservoir. Une option pour surmonter la charge de liquide consiste à installer des tubes de production de plus petit diamètre ou « velocity string ». La section transversale du conduit à travers lequel le gaz est produit détermine la vitesse d'écoulement et peut être critique pour contrôler la charge de liquide. Une velocity string réduit la section transversale de l'écoulement et augmente la vitesse d'écoulement, permettant ainsi l'élimination du liquide. [25]

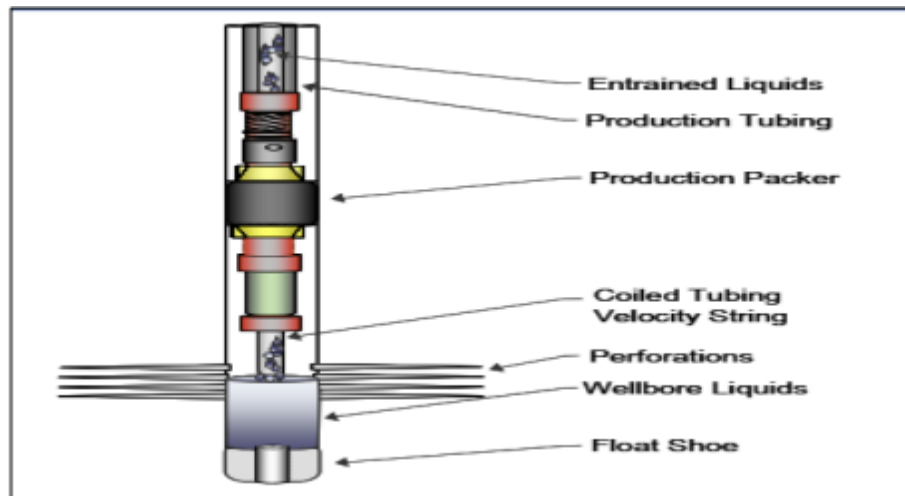


Fig IV-2 : velocity string

- 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 puit. 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.

Fig illustre le cycle de levage par piston. La pression augmente progressivement dans la tubulure avec le piston positionné au fond du puit. Ensuite, le puit 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 puit. 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 puit. Les installations de levage par piston fonctionnent généralement mieux sans packer dans le puit. 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. [26]



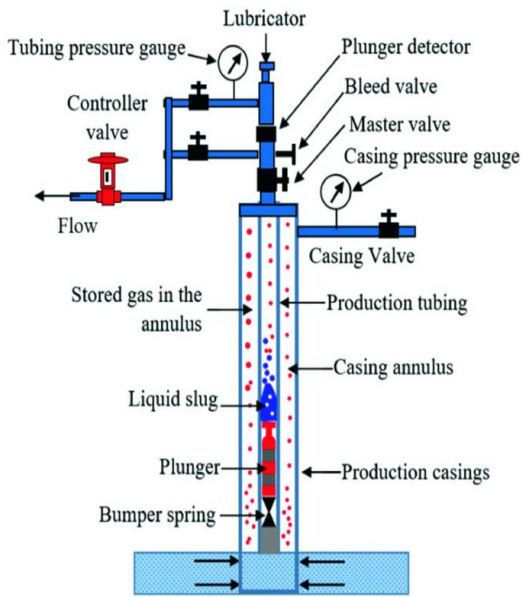


Fig IV-3: Installation de Plunger lift

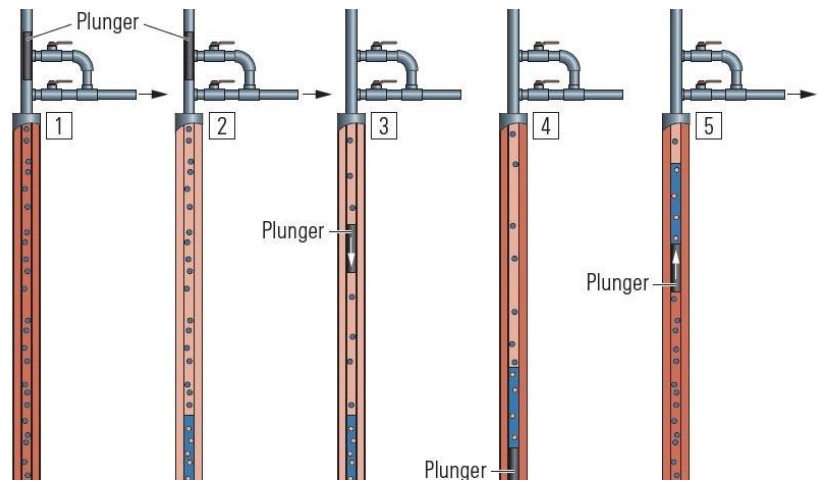


Fig IV-4: cycles du système plunger lift

- Compresseur de surface :

La compression consiste à maintenir l'écoulement naturel en réduisant la pression de tête du puit. En abaissant la pression de tête, la pression d'écoulement au fond du puit diminue et le drawdown augmente, ce qui entraîne une amélioration du débit de gaz. 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 puit. 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 puit 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. Fig illustre l'effet avantageux de réduction de la pression de tête du puit 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 (TPC) se déplacent vers le bas lorsque la pression de tête diminue, ce qui entraîne des taux de production plus élevés au point d'intersection. [27]

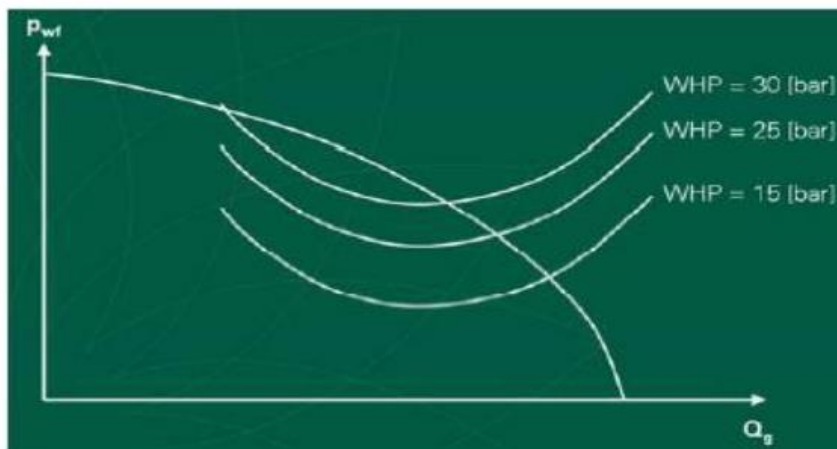


Fig IV-5 :Effet de surface compresseur

## IV.2.2 Méthodes de levage artificiel (Énergie externe) :

- Pompes :

Il existe différents types de pompes, par exemple ESP (pompes submersibles électriques), pompes à tige et pompes hydrauliques, pompe à cavité le mécanisme pompe le liquide hors du puits et à travers des tubes enroulés ou minces à l'unité de surface. L'utilisation de pompes peut être une méthode efficace pour décharger les puits de gaz chargés de liquide. Les pompes peuvent être utilisées pour retirer les liquides accumulés du puits, ce qui peut aider à rétablir le débit de gaz et augmenter les taux de production

Bien que les pompes puissent être efficaces pour décharger les puits de gaz, elles peuvent également être coûteuses et nécessiter un entretien. En outre, l'utilisation de pompes peut augmenter le risque de défaillance et de temps d'arrêt de l'équipement. Par conséquent, il est important d'évaluer soigneusement les conditions du puits ainsi que les avantages et les coûts potentiels avant de décider d'utiliser des pompes pour décharger les puits de gaz chargés de liquide. D'autres méthodes de déchargement, telles que le levage à gaz ou le levage à piston, doivent également être envisagées en fonction des conditions spécifiques du puit. [5]

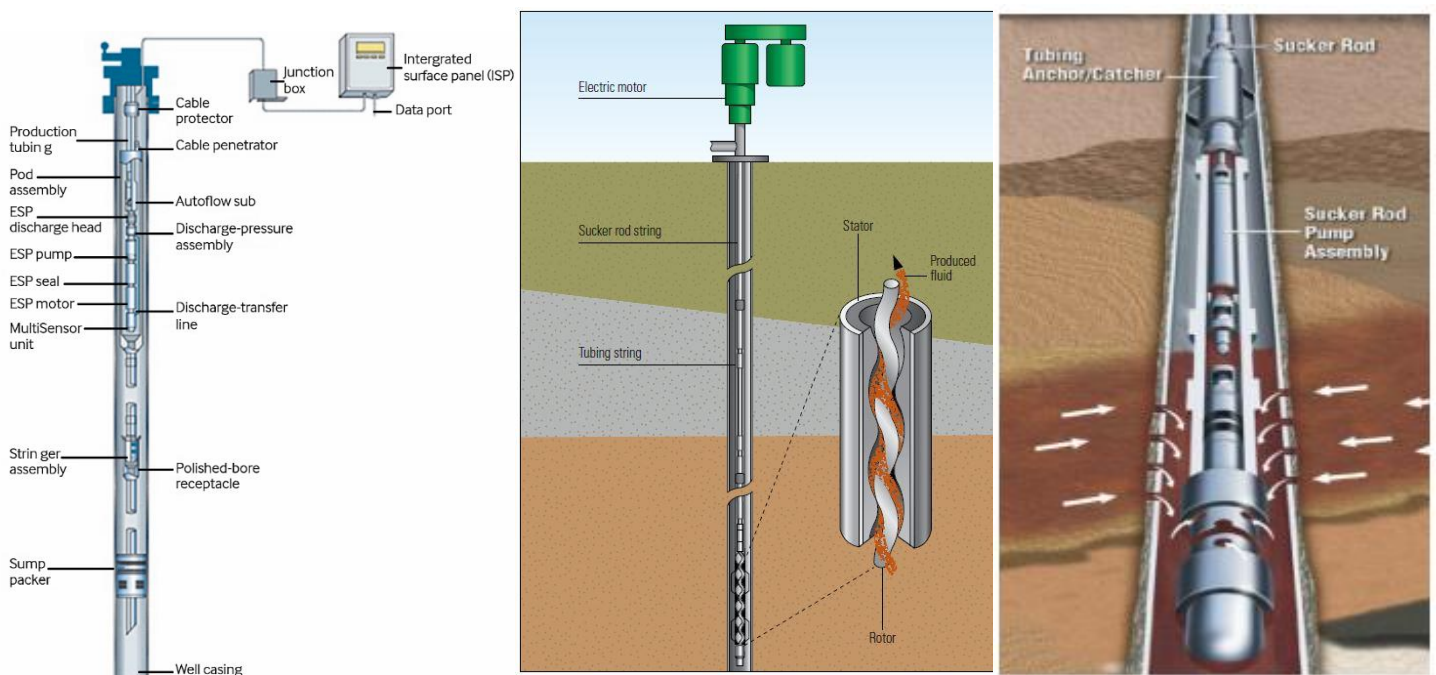


Fig IV-6 : ESP/PCP/SRP

- Gaz lift :

Le gaz lift est un moyen largement adopté 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. [28] Contrairement aux pompes, les systèmes de gaz lift ne sont pas entravés par une production à Gas-to-Liquide 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. [25]

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 Fig

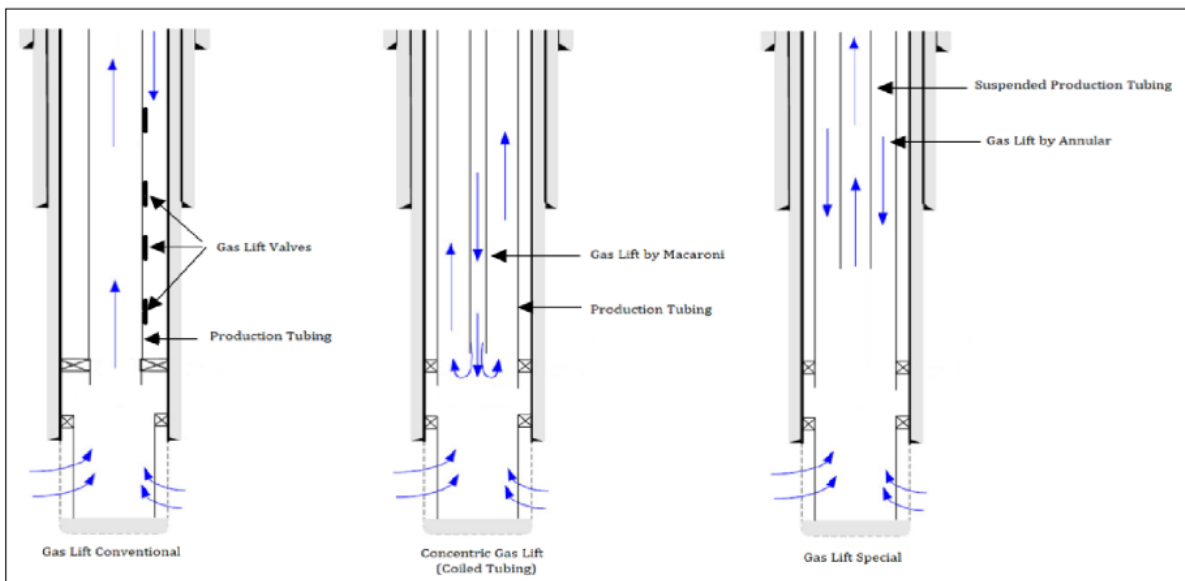


Fig IV-7 : Les types des Completions de Gas Lift

- **Produit chimique :**

Pour réduire la densité des liquides, plusieurs agents chimiques (tensioactifs/mousseurs) sont disponibles (par exemple, mousseurs liquides, bâtons de savon). En principe, ces agents conduisent à une réduction de la tension interfaciale, provoquant ainsi un moussage à l'aide du flux de gaz. Les bulles formées dans le liquide diminuent la densité du liquide et réduisent la pression à la tête de la colonne de liquide. [29]

L'utilisation de mousse produite par les tensioactifs peut être efficace pour les puits de gaz qui accumulent du liquide à faible vitesse, la mousse réduit la densité et la tension superficielle de la colonne de fluide, ce qui réduit la vitesse de gaz critique nécessaire pour soulever les fluides à la surface et facilite l'élimination des liquides du puits.

Par rapport à d'autres méthodes de levage artificiel, les agents moussants sont l'une des applications les moins coûteuses pour le déchargement des puits de gaz. Les agents moussants fonctionnent mieux si le fluide dans le puits contient au moins 50 % d'eau. [30]

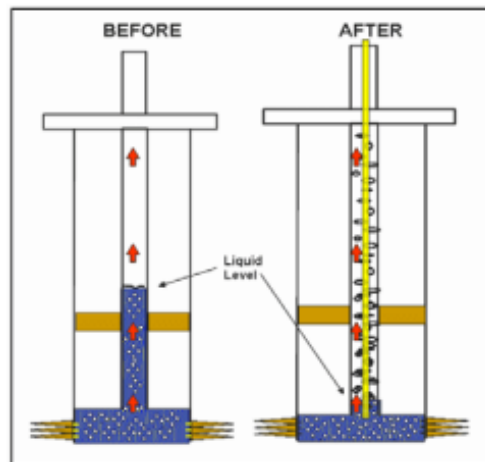


Fig IV-8 : Liquid Foaming Agent.

**Mais dans notre projet on va concentrer sur les solutions : chimique (foam), surface compresseur et réduction ID (velocity string)**

### IV.3 Les Software utilisé

Durant le travail on focusse principalement sur deux logiciels :

- **PROSPER (Production and Systems Performance)** : PROSPER est largement utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour concevoir et optimiser les performances des puits, des puits simples aux puits multilatéraux. Le logiciel est capable de modéliser et d'optimiser la plupart des types de méthodes de complétion de puits et de levage artificiel. L'analyse nodale est utilisée pour effectuer une analyse de sensibilité pour différentes conditions de fonctionnement, permettant des calculs précis et de meilleurs résultats [31] PROSPER génère des modèles distincts pour chaque composant du système de puits (PVT, IPR , TPC), qui peuvent être vérifiés grâce à l'appariement des performances pour garantir l'exactitude. Dans l'ensemble, PROSPER est un outil essentiel pour maximiser la production et l'efficacité dans l'industrie pétrolière et gazière.
- **PETREL RI** : Petrel est une plateforme logicielle utilisée dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière. Il permet à l'utilisateur d'interpréter les données sismiques, d'effectuer une corrélation de puits, de créer des modèles de réservoir, de visualiser les résultats de simulation de réservoir, de calculer des volumes, de produire des cartes et de concevoir des stratégies de développement pour maximiser l'exploitation du réservoir. Les risques et les incertitudes peuvent être évalués tout au long de la durée de vie du réservoir. Bien que certaines autres sociétés de services pétroliers fassent appel aux services de ce logiciel, Petrel est développé et construit par SLB.

### IV.4 Application du levage assisté par mousse pour résoudre le problème de chargement de liquide dans les puits de gaz ISG

Comme nous disons dans la partie précédent, la mousse est utilisée pour réduire la densité de liquide et la tension interfaciale donc minimisé la vitesse de gas nécessaire pour remonté le bouchon de liquide, Un puit X avec un problème de chargement de liquide, est déjà appliqué la solution de mousse (Soap sticks dropped), les résultats sont présentés dans Fig :

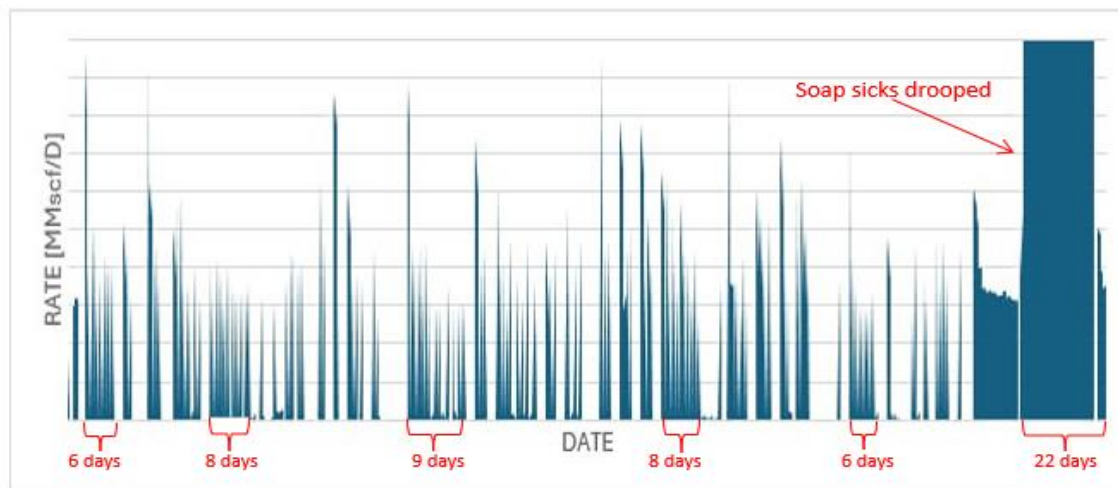


Fig IV-9: Effet de foam sur liquide loading

D'après Fig , il y a une production instable pendant 6 à 9 jours à l'environ de 5MMscf/D avec des arrêts (cyclic), mais après l'utilisation de Soap sticks dropped il produise avec débit stable 5MMscf/D pendant 22 jours .

#### IV.5 Évaluation du Tubing sizing (VS) pour résoudre le problème chargement liquide dans Puit 12 et 24

Malgré que levage par mousse est une solution pour chargement liquide mais il reste un solution temporaire, dans cette section, nous étudions l'application du Velocity String comme remède pour résoudre le problème de chargement de liquide pour puit 12 et 24.

##### Objectifs

L'objectif de l'installation de Velocity String est d'installer de tube avec un diamètre plus petit que la colonne de production à l'intérieur du tubing existant de 7 pouces afin d'atténuer le problème de chargement de liquide et de maintenir le débit de gaz du Puit 12, 24 à un débit de gaz stable.

**Justification :** Les Puits 12 et 24 ne produisent pas dans les conditions actuelles d'exploitation en pression. La complétion existante de 7 pouces ne fournit pas une vitesse suffisante pour soulever la vapeur d'eau qui se condense au fond du puit.

##### IV.5.1 Étude de cas Puit 12 : (déjà installer VS 2"7/8) :

En supposant que la pression de tête reste inchangée à 23 Barg, nous effectuons une analyse nodale pour sélectionner une taille de VS optimale qui réduit l'impact du chargement de liquide.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 1.995" à 4.919" (Diamètre intérieur), les résultats obtenus sont donnés dans Tableau IV-1 :



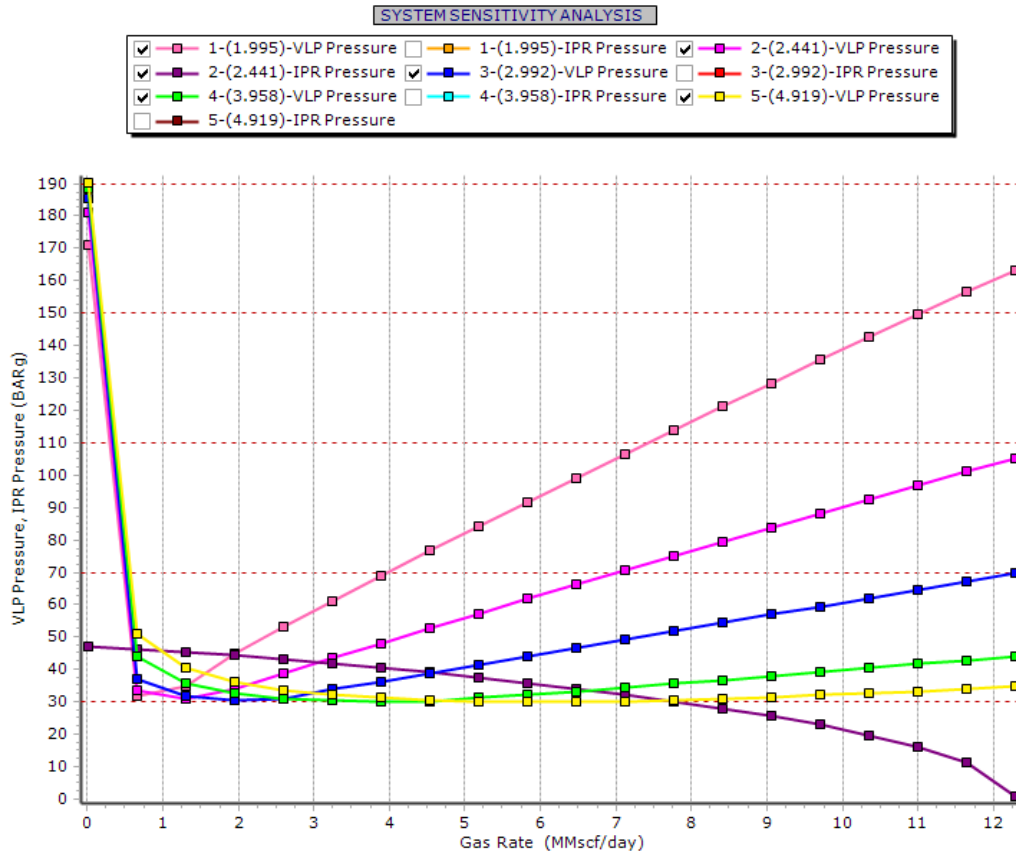


Fig IV-10: Nodal Analysis de puit 12 avec différent ID

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.

Puit 12		
ID (inch)	Gas rate (MMscf/Day)	Turner rate (MMscf/Day)
1,995 (2"3/8)	1,94	0,593511832
2,441 (2"7/8)	3,01	0,888544413
2,992 (3"1/2)	4,61	1,33495541
3,958 (4"1/2)	6,73	2,336120074
4,919 (5"1/2)	7,76	3,608255037
6.276 (7")	3,1	5,87366

Tableau IV-1 : L'impact de VS sur le chargement du liquide puit 12

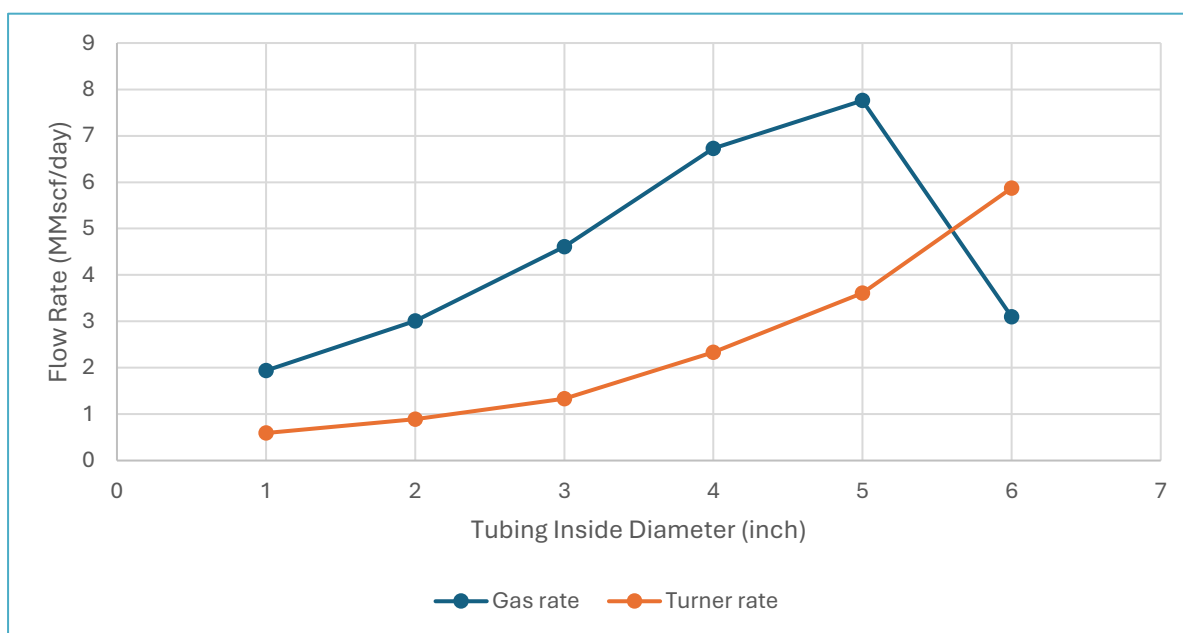


Fig IV-11 : Débits réels vs débits critiques pour Puit 12

Fig IV-11 montre la comparaison des débits réels avec les débits critiques Turner. dans ce cas, il a été observé que le remplacement du tubing actuel par un tubing de taille de 4,919 " 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" (2 7/8) 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.

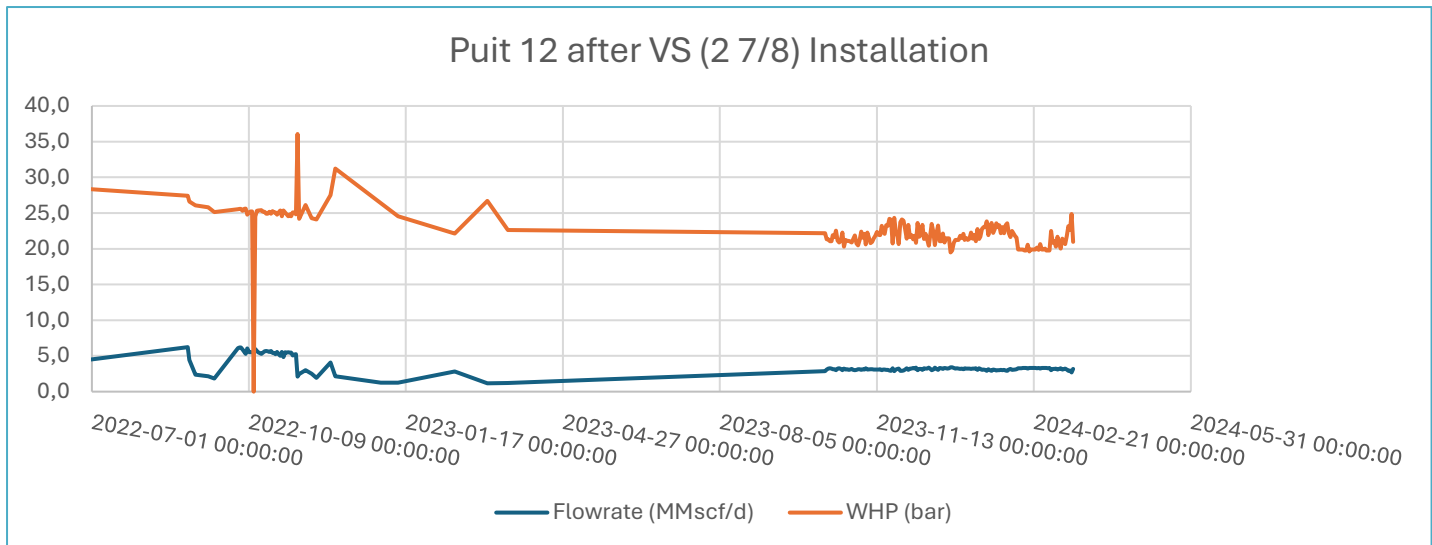
**Résultats de VS puit 12 :**

Fig IV-12 : Résultats après l'installation de Velocity String puit 12

**Résultats et discussion :**

Après l'installation de VS sur le puit 12, le puit a fourni un débit de gaz constant de 3 (Mmscf/jour) sans fluctuations et une pression de tête de puit stable de 21 bar). L'installation de la chaîne de vitesse dans le puits 12 a conduit à une transformation remarquable des résultats de production. Auparavant, le puit produisait à un taux instable. les résultats de l'installation correspondent aux résultats de la simulation .

**IV.5.2 Étude de cas Puit 24 : (Dans les prochaines sections, nous nous concentrerons sur Puit 24) :**

En supposant que la pression de tête reste inchangée à 32 Barg , nous effectuons une analyse nodale pour sélectionner une taille de VS optimale qui réduit l'impact du chargement de liquide.

les courbes de TPR sont tracées pour différentes tailles de tubing allant de 1.995" à 4.919" (Diamètre intérieur) , les résultats obtenus sont donnés dans le Tableau .



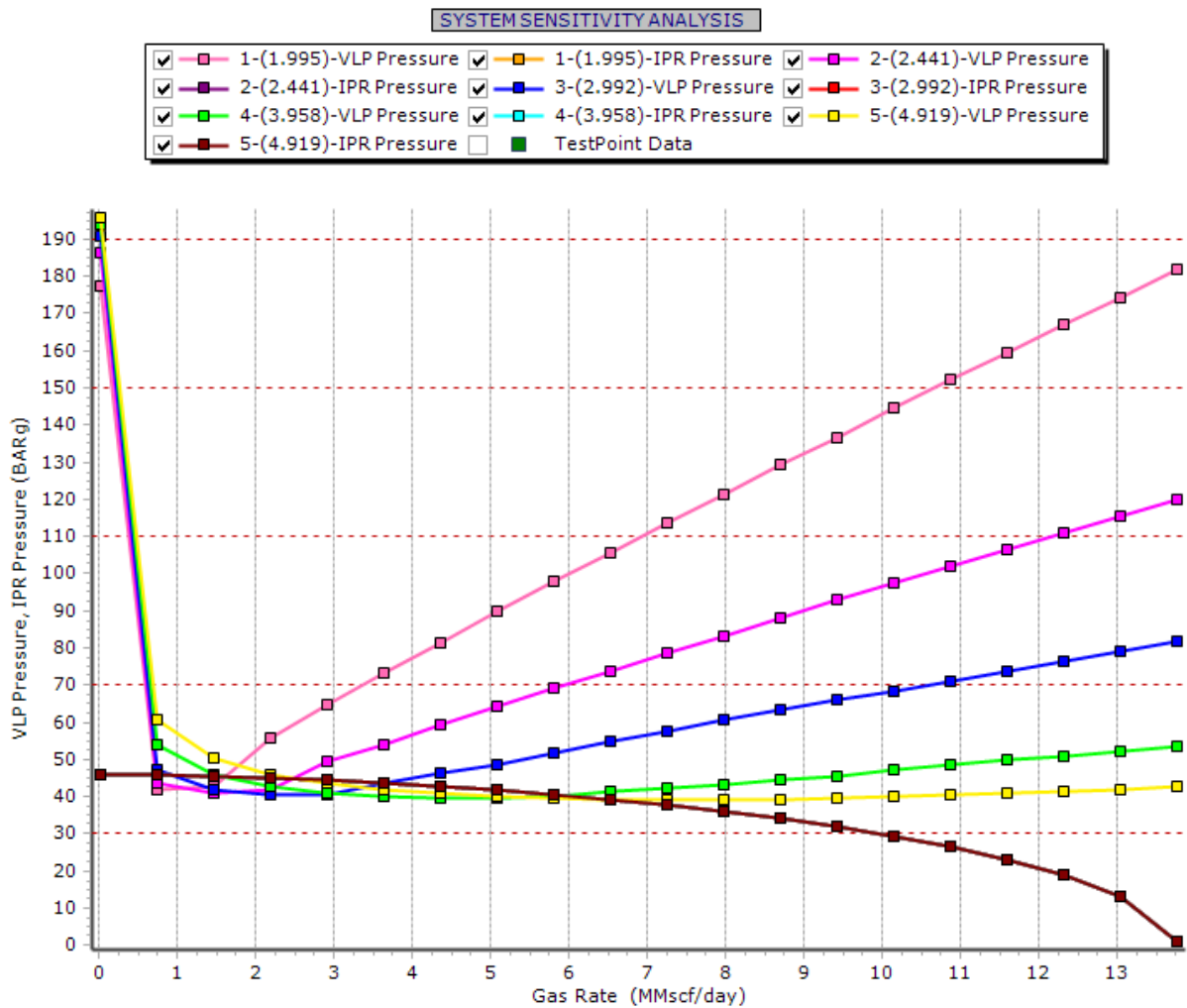


Fig IV-13 : Nodal Analysis puit 24 avec diffèrent ID

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.

Puit 24		
ID	Gas rate (MMscf/Day)	Turner rate (MMscf/Day)
1,995 (2"3/8)	1,65	0,815253924
2,441 (2"7/8)	2,7	1,220513694
2,992 (3"1/2)	3,66	1,833708407
3,958 (4"1/2)	6	3,208918429
4,919 (5"1/2)	6,54	4,956336028
6.276 (7")	0	8,068122

Tableau IV-2 : L'impact de VS sur le chargement du liquide puit 24

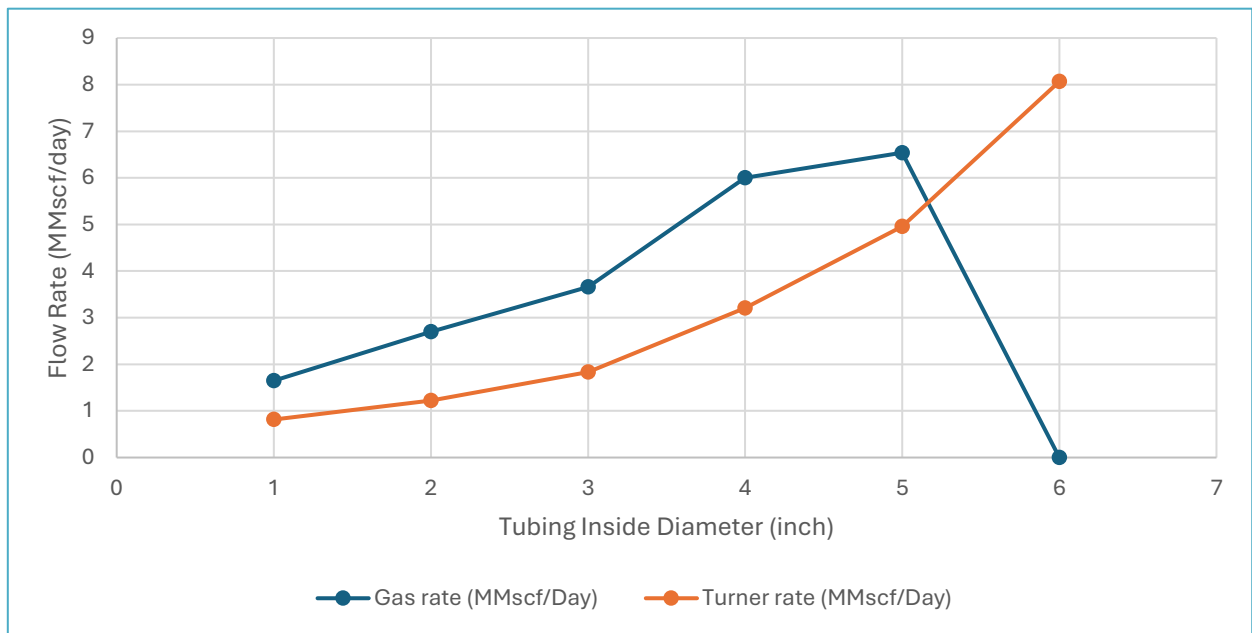


Fig IV-14 : Débits réels vs débits critiques pour Puit 24

Fig IV-14 montre la comparaison des débits réels avec les débits critiques Turner. Dans ce cas, il a été observé que le remplacement du tubing actuel par un tubing de taille de 4,919 " 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" (2 7/8) 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.

- Avantages et inconvénients de l'utilisation de VS :
  - L'installation vs est un type de construction très simple et peu coûteux par rapport aux autres solutions au problème de chargement de liquide.
  - L'installation vs comme extension d'un tube est très simple et peu coûteuse (pas besoin de Workover) par rapport à la diminution de la taille du tube (nécessité d'un Workover).

Certains des inconvénients sont :

- Bien que l'utilisation d'une vs retarde le chargement du liquide, après un certain temps de production, il peut arriver que le chargement du liquide apparaisse et que la production diminue ou même s'arrête à nouveau. Ainsi, l'installation de Velocity String sera une solution à court terme et non une solution définitive.
- Les outils de test et coiled tubing ne peuvent pas être acheminés dans le tube plus petit et dans vs de plus petite taille jusqu'à la surface.

### IV.6 L'impact de compression pour résoudre le problème de chargement de liquide dans ISG Gas

Dans cette section, nous évaluons l'efficacité de la compression en tant que solution pour résoudre le problème d'accumulation de liquide dans IS Gas, 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 puit ce qui entraîne une de la vitesse du gaz, permettant ainsi une meilleure élimination des liquides accumulés au fond du puit. L'élimination des liquides et la diminution de la pression au fond du puit exposent davantage de gaz dans le réservoir à la production, ce qui était initialement indisponible.

Nous appliquons un système d'analyse nodale au puit afin d'évaluer l'effet de la réduction de la pression de tête sur le soulèvement potentiel actuel et les résultats futurs attendus de la compression. Nous supposons WGR constants à des fins de prédiction et la pression du réservoir restera une contrainte inchangée

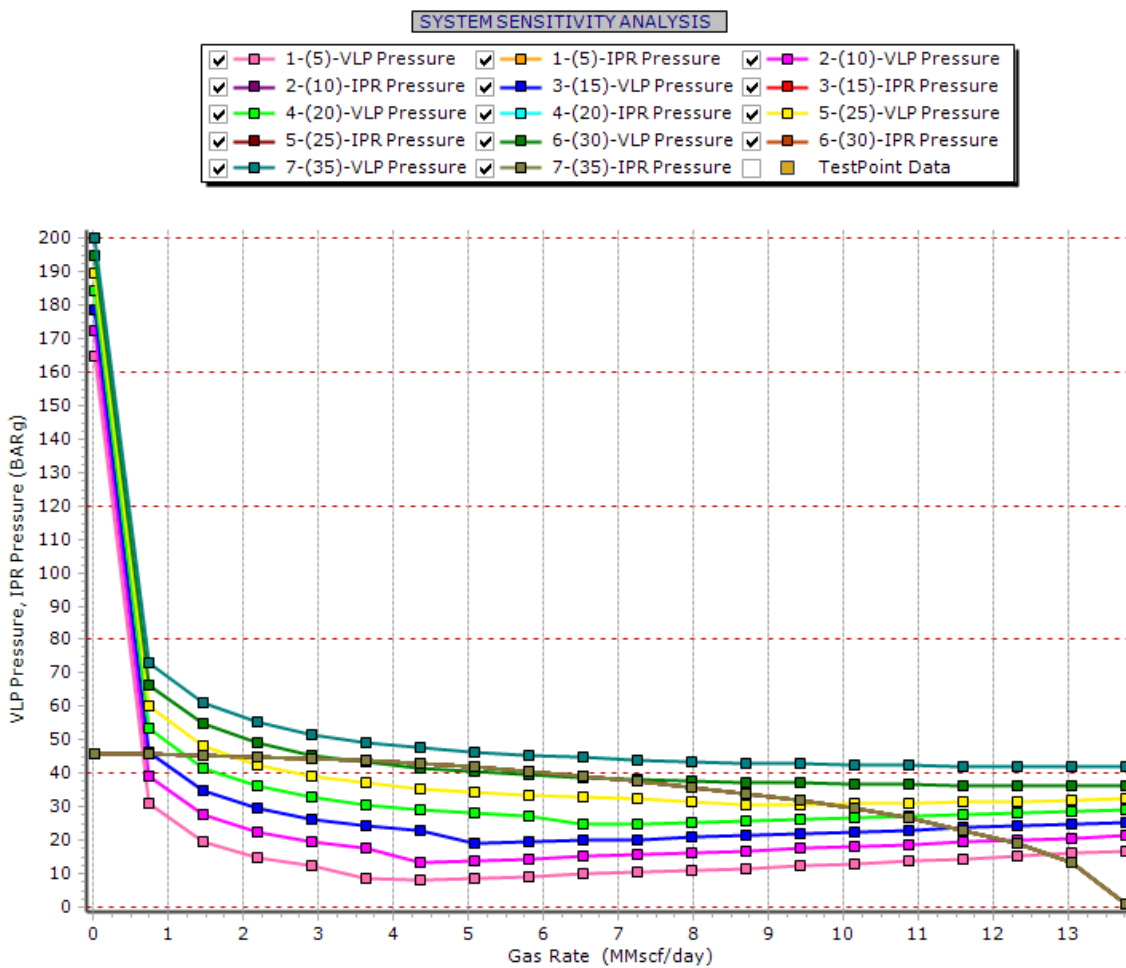


Fig IV-15 : Effet de la compression sur l'analyse nodale du système pour puit 24

On peut voir que l'IPR reste fixe, le VLP diminue avec la diminution de la pression à la tête de puit et l'intersection montre 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 puit. À mesure que les liquides sont éliminés, la pression hydrostatique dans le tubing diminue, ce qui entraîne une réduction significative de la pression de fond du puit et une amélioration subséquente de la production. Cette technique de compression s'avère être une solution pour maintenir le puit exempt de liquides pendant une période prolongée. De plus, la Fig démontre que le puit atteint la stabilité avec une pression de surface réduite. Pour visualiser cela davantage, les points de solution obtenus à partir de la prédiction du puit par l'analyse nodale et le débit critique calculé à l'aide de la méthode de Turner peuvent être tracés, comme le montre la Fig IV-16

Puit 24		
WHP (Barg)	Gas rate (MMscf/Day)	Turner rate (MMscf/Day)
5	12,7	3,009393901
10	12,1	4,252340026
15	11,5	5,203629003
20	10,7	6,003536549
25	9,7	6,706445123
30	6,9	7,340268467
35	0	7,921601893

Tableau IV-3 : L'impact de compression sur le chargement du liquide puit 24

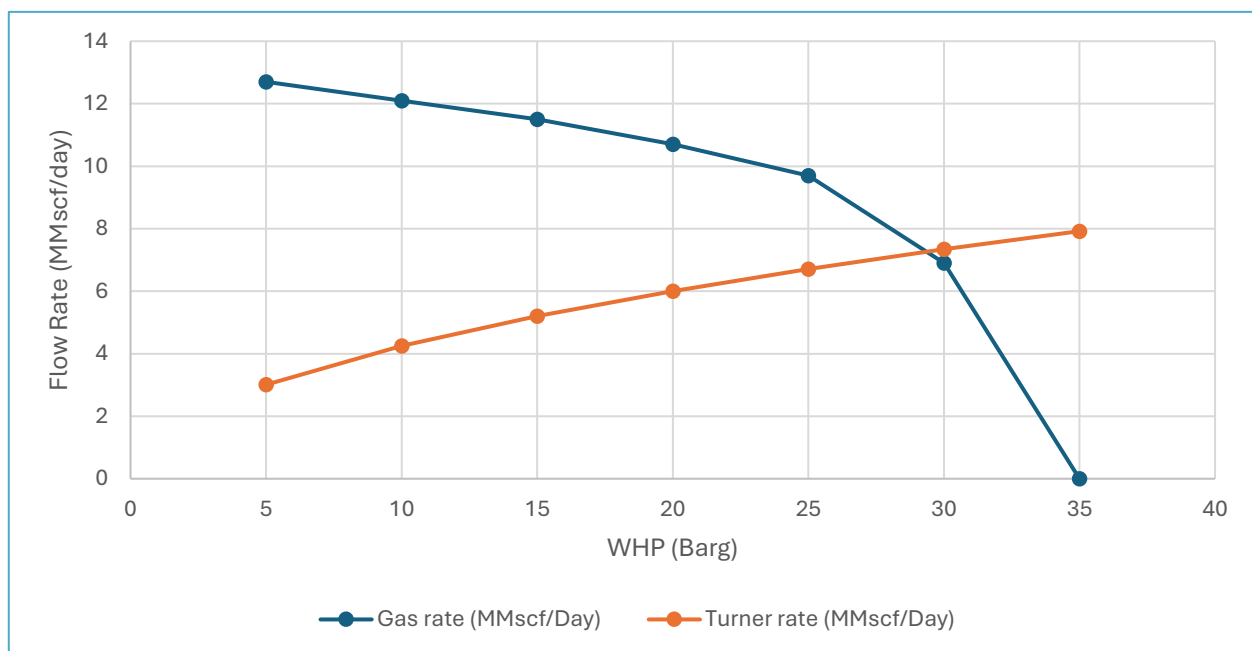


Fig IV-16 : L'effet de la compression sur la prédiction et le débit critique de Turner pour puit 24

On voit sur cette Fig que la pression en tête de puit doit être réduite à environ 28 bar pour décharger le puit, sous cette pression le débit prédit est supérieur au débit critique. Cependant, un débit supplémentaire peut être obtenu en réduisant davantage la pression.

Par conséquent, la compression en tête de puit prolonge la durée de vie des puits de gaz, 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'élites, en fournissant des taux de production plus élevés à des pressions plus faibles.

#### IV.7 Étude de simulation pour le champ de gaz

La simulation du réservoir qui contient 14 puits, a été réalisée par Sonatrach, et les résultats présentés sont le résultat de leur expertise et de leurs ressources. Notre rôle dans ce projet a été principalement axé sur l'analyse et l'interprétation des données fournies par Sonatrach, plutôt que sur la réalisation de la simulation elle-même.

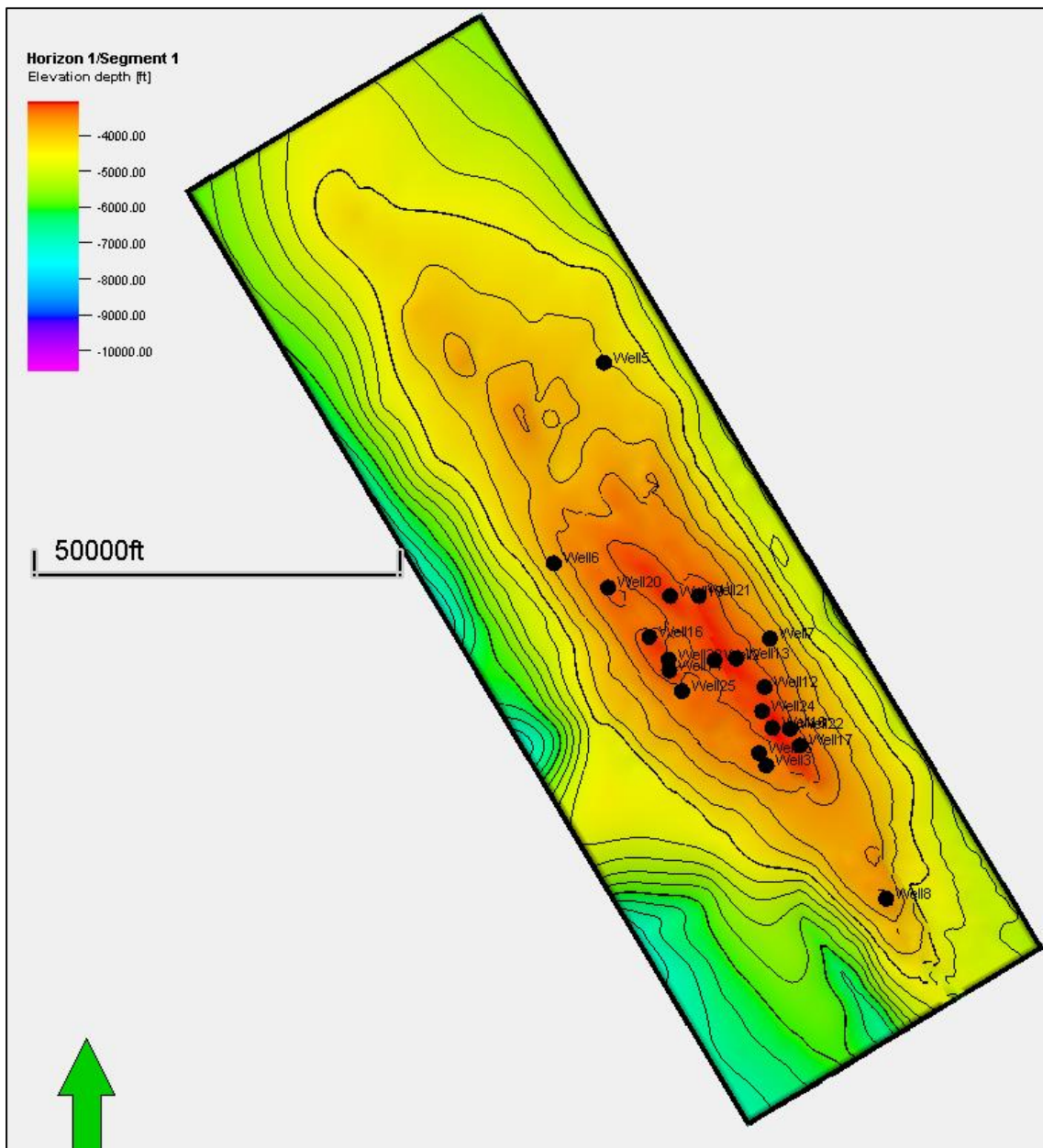


Fig IV-17 : carte isopach de champ gazier

Durant cette simulation nous avons comparé les effets des différentes solutions pour puit 24 sur la production du champ complète, les résultats présente dans les tableaux suivants

Note : les résultats de simulation de 31/03/2024 au 01/01/2027 fin de contrat.

### 1. FOPT (Field Oil Production Total “accumulation”) :

DN: do nothing (puit 24 est fermer )

Cases	Velocity string / diameter (inch)	critical rate MSCF/d	THP (Bars)	FOPT BCF	Additional volume BCF
<b>REG_Mar24_FC_DN</b>	-	-		1659,10464	0
<b>FC_REG_24_REG24_VS2.44</b>	2,44 (2" 7/8)	800	20	1661,137792	2,03
<b>FC_REG_24_REG24_VS2.99</b>	2,99 (3" 1/2)	1202	20	1661,700736	2,60
<b>FC_REG_24_REG24_VS3.95</b>	3,95 (4" 1/2)	1999	20	1662,308864	3,20
<b>FC_REG_24_REG24_VS4.919</b>	4,919 (5" 1/2)	2796	20	1662,601216	3,50
<b>FC_REG_24_REG24_VS1.995</b>	1,995 (2" 3/8)	405	20	1660,574336	1,47
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_20</b>	6,276 (7")	4788	20	1662,421376	3,32
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_15B</b>	6,276 (7")	3991	15	1663,733504	4,63
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_10B</b>	6,276 (7")	3194	10	1664,606464	5,50

Tableau IV-4 : Effets des différentes solutions pour puit 24 sur la production totale du champ

### 2. FOPR (Field Oil Production Rate):

Cas	Q moy [MSCF/d]
<b>REG_Mar24_FC_DN</b>	109471,9
<b>FC_REG_24_REG24_VS2.44</b>	111274,5
<b>FC_REG_24_REG24_VS2.99</b>	111773,7
<b>FC_REG_24_REG24_VS3.95</b>	112312,6
<b>FC_REG_24_REG24_VS4.919</b>	112571,7
<b>FC_REG_24_REG24_VS1.995</b>	110775
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_20B</b>	112414,1
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_15B</b>	114349,8
<b>FC_REG_24_REG24_VS6.276_10B</b>	113575,6

Tableau IV-5 : Débit moy produise par chaque méthode durant la période d'étude

### 3. FPR (Field Reservoir Pressure):

Cas	RP (31/03/2024) [psi]	RP (01/01/2027) [psi]	Déclin de pression [psi]
REG_Mar24_FC_DN	798,4199	666,5813	131,83856
REG_Mar24_REG24_VS1995	798,4199	664,6851	133,7348
REG_Mar24_REG24_VS244	798,4199	663,9559	134,46399
REG_Mar24_REG24_VS299	798,4199	663,2284	135,19147
REG_Mar24_REG24_VS395	798,4199	662,443	135,97687
REG_Mar24_REG24_VS4919	798,4199	662,0656	136,35431
REG_Mar24_REG24_VS6276_20B	798,4199	662,3042	136,11566
REG_Mar24_REG24_VS6276_10	798,4199	659,4708	138,9491
REG_Mar24_REG_24VS6276_15	798,4199	660,6008	137,81903

Tableau IV-6 : Effets des différentes solutions sur Pression Réservoir



D'après les tableaux, nous remarquons qu'il y aura une augmentation de FOPT (Additional volume) et FOPR avec l'augmentation de taille VS avec différence de déplétion faible 3 Psi, sauf le cas de 7 inch avec THP 20 bar FOPT, FOPR faible que les autres à cause de Qc élevé qui requiert un débit de production plus élevé à 4.788 MMSCF/d pour remonter le bouchon de liq; pour les deux derniers cas 7 inch avec THP 15 et THP 10 (compression) se sont les deux solutions qui donnent le meilleur résultat avec Additional volume de 4,63 et 5,50 BCF successivement mais une déplétion de pression réservoir plus grande que les autres.

Donc pour le choix de la meilleure solution il y a des considérations à prendre en compte :

- Compresseur est loué à la journée, compte tenu de la nature de la zone (elle est vaste et il y a des endroits difficiles d'accès), sans oublier le coût des ouvriers et le coût de l'entretien.
- Plus VS est grand, plus la vitesse du gaz nécessaire pour monter l'eau est grande donc Qc plus élevé
- Un diamètre VS de 3' 1/2 ou plus nécessite un processus de W.O pour l'installer donc plus de temps et d'argent.
- Sans oublier que VS 2' 7/8 est disponible, moins cher, facile à installer, et le temps d'installation court et donne un débit plus grand que 2' 3/8,

## IV.8 Étude Économique

Le coût estimé de VS 2' 7/8 est presque 2 millions USD.

Prix de gaz dans le marché dans période 2024/2027 moyen de 5000 \$ / 1 MMCF.

- NPV : La valeur actuelle nette (VAN) est la différence entre la valeur actuelle des entrées de trésorerie et la valeur actuelle des sorties de trésorerie sur une période donnée. [33]

$$NPV = -Initial\ Investment + \text{cash flow}$$

$$NPV = -2 * 10^6 + 5000 * 2.03 * 10^3 = 8.15MM\$$$

VAN positive indique que le projet rentable et crée de la valeur

- Return on Investment : Le retour sur investissement (ROI) ou retour sur coûts (ROC) est le rapport entre le revenu net (sur une période) et l'investissement (coûts résultant d'un investissement de certaines ressources à un moment donné). Un retour sur investissement élevé signifie que les gains de l'investissement se comparent favorablement à son coût. En tant que mesure de performance, le retour sur investissement est utilisé pour évaluer l'efficacité d'un investissement ou pour comparer l'efficacité de plusieurs investissements différents.[32] En termes économiques, c'est une façon de relier les bénéfices au capital investi.

$$ROI = \frac{Gains - Investment\ Costs}{Investment\ Costs}$$

$$ROI = \frac{(5000 * 2.03 * 10^3) - 2 * 10^6}{2 * 10^6} = 4.075$$

Le pourcentage est positif donc les rendements dépassent le coût total de l'opération.

- Le terme payback période fait référence au temps nécessaire pour récupérer le coût d'un investissement. En termes simples, il s'agit de la durée pendant laquelle

un investissement atteint un seuil de rentabilité.[34]

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Cost of Investment}}{\text{Average Annual Cash Flow}}$$

$$\text{Payback Period} = \frac{2 \cdot 10^6}{1039 \cdot 5000} = 0.385 < 1 \text{ année (presque 5 mois)}$$

#### IV.9 Conceptions et exigences opérationnelles pour l'installation vs puit 24

- La dimension de velocity string à installer est : 2 7/8" (épaisseur de paroi de 0,156").
- Le bas de vs devrait se situer à 1 580 m MDbrt. La sélection de la profondeur est basée sur la distance aux principaux intervalles de production (près du réservoir supérieur D-55).
- Le VS sera réglé sur un CT Packer. En dessous du TRSCSSV existant à 110 mbrt — la fonctionnalité de cette vanne sera conservée.
- Le matériau sélectionné doit avoir une durée de vie cible au moins jusqu'à la fin de la licence et résister aux conditions d'exploitation prévues (fluides produits et d'intervention, contraintes mécaniques).
- VS s'étendra du haut de l'intervalle de production jusqu'à 100+/-m en dessous du THF, où elle sera suspendue dans un packer en dessous du TRSCSSV existant.
- Il y aura un Nipple au-dessus du CT Packer pour définir une sécurité contrôlée sous la surface ambiante. Vanne en cas de panne TRSCSSV existante.
- Un SSD sera installé sous le CT Packer pour fournir un chemin de circulation en cas tuez le puit.
- Au moins deux nipples sont nécessaires pour pouvoir boucher le puit, suspendre les jauges et pour la corrélation de profondeur.
- Velocity String doit pouvoir être récupérée pour de futures interventions complètes ou des activités de re-completion
- Le puits doit produire uniquement via VS et non via VS et annulaire en même temps.

Installation de Velocity String :

1. Préparation du terrain
2. Effectuer Slickline Drifts, corrosion des tubes (MTD) et des tests d'intégrité des têtes de puits.
3. Montez l'équipement CT.
4. Installer l'équipement sécurité
5. Préparation et tests du BHA
6. RIH VS
7. Réglez le CT Packer à 100 m
8. Testez le VS
9. Faites circuler le N2 dans le puit de levage (si nécessaire)
10. Rig Down l'équipement CT



11. well flow pour nettoyer et tester les performances via le séparateur WT
12. Démontez tout l'équipement
13. Retournez bien à la production

#### **IV.10 Conclusion**

En conclusion, ce chapitre s'est concentré sur les méthodes théoriques pour résoudre les problèmes de charge d'eau et leur application pratique sur les puits candidats. Parmi ces méthodes, deux techniques ont été prévues à appliquer ; installation d'une VS et d'une application de compression. en mettant l'accent sur l'optimisation de la taille du tubing et l'application de la compression en tant que techniques planifiées pour puit 24.

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 puit 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 puit, 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 de ISG. le travail a été divisée en quatre chapitres, chacun se concentrant sur un aspect spécifique du problème.

Les conclusions suivantes ont été tirées de ces travaux :

- La charge liquide est inévitable et pas toujours évidente dans les puits de gaz lorsqu'elle se produit ; si un puit est chargé, il peut encore produire longtemps avant d'être fermé.
- La plupart des puits de gaz connaîtront un chargement de liquide à un moment donné au cours de la durée de vie productive du puit.
- La détermination du début de chargement de liquide est basée sur les signes du puit, la vitesse critique et l'analyse nodale.
- La principale source de charge liquide dans les puits de gaz d'ISG est la condensation d'eau.
- Le principal indicateur de la charge de liquide dans le champ ISG est le taux de production plus faible et la diminution de la pression de tête. Si ces signes apparaissent, le puit se fermera pendant un certain temps et, lorsqu'il sera rouvert, il produira brièvement puis mourra à nouveau. Mais si le puit est réouvert vers torche (réduction de la pression en tête de puit), le puit produira longtemps.
- Prédire l'apparition de la charge liquide a été le moyen le plus efficace de gérer ou de contrôler son apparition.
- L'emplacement le plus probable du chargement initial du liquide se situe entre l'extrémité du tubing et la perforation en raison de la faible vitesse du gaz.
- L'utilisation la théorie de vitesse critique ( $V_{min}$  pour remonter l'eau accumuler) et de l'analyse nodale pour prédire l'apparition d'une charge d'eau constitue une stratégie efficace pour gérer son apparition. Il est essentiel d'avoir une compréhension globale du comportement du puit grâce à des informations détaillées pour prendre des décisions éclairées lors de la mise en œuvre de méthodes de déliquification pour résoudre le problème.
- Modèle de Colmen a montré une précision pour prédire les débit critique
- Le diamètre intérieur du tube est variable la plus importante pour déterminer le taux de charge de liquide critique et le début de la charge de liquide.
- VS de diamètre 2 7/8 est une taille appropriée pour puit24.
- L'utilisation d'une VS permet de retarder l'apparition du chargement de liquide mais ne le résout pas définitivement ; l'installation de VS sera une solution à court terme.
- Le boosting abaisse la pression à la tête de puit, augmentant la vitesse et permettant aux liquides d'être déchargés du puit. Par conséquent, il pourrait garder le puit exempt de liquides pendant une longue période.

### Recommandations

Les principales recommandations suivantes sont faites en ce qui concerne les travaux futurs pour la sélection d'options correctives contre le problème de chargement de liquide dans les puits de gaz du champ ISG :

- Un diagnostic précoce de la charge en eau et l'identification des sources d'eau peut être très efficaces pour prévenir les pertes associées à la charge en eau.
- la sélection de la taille de tubing optimale peut être une solution à long terme pour le chargement de liquide.
- Si l'élévation artificielle n'est pas encore disponible, des périodes d'arrêt (cyclic) prolongées peuvent être nécessaires pour déliquifier le puit
- Il existe d'autres solutions permanentes pour le chargement de liquide qui peuvent être utilisées comme : Plongeur Lift et Gas Lift

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 ISG. 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 "REG.

## Références bibliographiques

1. BP annonce le début de production au projet gazier In Salah Gas, (19/02/2016)
2. Internal Information of REG Field, SONATRACH, -BP-EQUINOR 2019.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. Amieibibama Joseph B.Eng., M.Eng., M.Sc. 2016, Investigation of Liquid Loading Phenomena in Gas Wells
7. J. F. Lea, H. V. Nickens, and M. R. Wells. Gas Well Deliquification. Elsevier, 2008.
8. 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
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Study of Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques Subhashini Sankar<sup>1</sup>, S. Arul karthi<sup>2</sup> 1- Department of Petroleum Engineering, VISTAS, Deemed to be University, Chennai
14. IPTC-19855-Abstract Liquid Film Mode for Prediction and Identification of Liquid Loading in Vertical Gas Wells Arnold Landjobo Pagou and Xiaodong Wu, China University of Petroleum Beijing
15. Lea J. et al.: "Gas Well Deliquification: Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems", Gulf Professional Publishing, Elsevier, p. 1, pp. 10 – 33, 2003.
16. Evaluation of Models to Predict Liquid Loading in Gas wells Trondheim-Norway, August 2018
17. Hinze J.O.: "Fundamentals of the Hydrodynamic Mechanism of Splitting in Dispersion Processes", AIChE Journal, September 1, no. 3, p. 289, 1955.
18. Vieira C (2020) Modelling and Experimental Study on the Production of Gas Wells with Associated Liquid. NTNU, Norway
19. J.F. Lea Jr., "Gas Well Operation with Liquid Production", SPE-11583-MS, SPEAIME Conference, Dallas, Texas, 1983

20. Steven Oude, Craig Adelizzi, "Foam Assisted Lift" Short Course by Nalco Champion
21. SPE 155356 Prediction of Liquid Loading in Gas wells Yashaswini Devi Nallaparaju, Pandit Deendayal Petroleum University, India
22. Evaluation of Liquid Loading in Gas Wells Using Machine Learning
23. 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.
24. Natural Gas STAR Production Technology Transfer Workshop "Managing Venting for Liquids Unloading" eid Smith Senior Climate Advisor – BP Denver, Colorado – February
25. E. Khomehchi, 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.
26. J. F. Lea, H. V. Nickens, Solving Gas Well Liquid Loading Problems, SPE paper 72092, 2004.
27. 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.
28. J. F. Lea, Et al, Gas Well Deliquification, Second Edition: Elsevier, Burlington, USA, 2008.
29. United States Environmental Protection Agency, 2010, Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990—2008, U.S. EPA #430- R-10-606 (April 2010).
30. Wells, M., 2003, Gas Well Deliquification, Elsevier, USA.
31. K. Rashid, W. Bailey, and B. Couët, "A survey of methods for gas-lift optimization," Model. Simul. Eng., vol. 2012, 2012, doi: 10.1155/2012/516807.
32. "Return On Investment – ROI", Investopedia as accessed 8 January 2013
33. LibreTexts Mathematics. "Business Math (Olivier); 15.1, Net Present Value
34. Farris, Paul W.; Neil T. Bendle; Phillip E. Pfeifer; David J. Reibstein (2010). Marketing Metrics: The Definitive Guide to Measuring Marketing Performance. Upper Saddle River, New Jersey: Pearson Education, Inc. ISBN 0-13-705829-2. The Marketing Accountability Standards Board (MASB) endorses the definitions, purposes, and constructs of classes of measures that appear in Marketing Metrics as part of its ongoing Common Language: Marketing Activities and Metrics Project.

Ce travail a été réalisé avec l'aide HADAD Bilal « Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) »