

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



Université M'Hamed Bougara de Boumerdes  
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**

Réalisé par

**DERRADJI Mustapha Taha**  
**ZEMMAL Akram Mourad**

**Filière : Hydrocarbures**

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

---

**Prévention et Traitement du Liquide Loading dans les Puits de Gas à condensat dans le champ de Hassi R'mel**

---

Devant le jury composé :

M. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
M. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
M. SAIFI Redha	Maitre-Assistant A	UMB-Boumerdes	Examineur

# Remerciement

Avant tout développement sur ce travail, il nous paraît indispensable de commencer notre mémoire par un remerciement. Louange à Allah, le Tout-Puissant, sans son soutien et sa miséricorde, ce mémoire n'aurait pas été possible. Nous le remercions pour la force, le courage et la sagesse qu'il nous a accordées tout au long de ce parcours académique.

Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadrant, **Pr. N. Zeraibi**, pour son encadrement bienveillant, sa disponibilité constante et pour nous avoir permis de sentir à l'aise tout au long de ce parcours.

Je souhaite également remercier chaleureusement les membres de mon jury, pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail et pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de ce mémoire.

Nos remerciements les plus sincères vont à **DERRADJI Mounir**, pour son aide inestimable et ses conseils avisés tout au long de notre parcours académique, et plus particulièrement durant la préparation de ce mémoire. Sa sagesse et son expérience ont été des atouts précieux pour nous guider.

Nous adressons un immense merci à **Boulares Omar, Boulares Elkacem et Hamdani Djeloul** pour leur aide ponctuelle et leur disponibilité exemplaire. Leur soutien et leur réactivité ont été d'une grande importance pour surmonter les défis rencontrés au cours de ce projet.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers nos amis proches, en particulier **Benchehaima Mohamed Amine**, pour leur soutien inestimable tout au long de ce projet. Leur présence constante et leur écoute attentive ont été une source de réconfort et de motivation. Nous sommes infiniment reconnaissants pour leur soutien moral et leur capacité à nous faire garder le sourire, même dans les périodes de doute. Leur amitié a rendu cette aventure plus légère et plus agréable.

Sur un plan plus personnel, nos sincères remerciements vont à nos familles, **DERRADJI** et **ZEMMAL**, pour leur amour inconditionnel, qui nous ont soutenus sans relâche et ont cru en nous tout au long de ce parcours. Leur patience et leur compréhension ont été des piliers essentiels qui nous ont permis de mener à bien ce projet. Ce travail est aussi le fruit de leurs efforts.

Un grand merci à l'équipe d'ingénieurs hautement qualifié de Sonatrach DP Hassi R'mel et surtout **Benlaib Boubakeur, Habibi Rachida, Kerrouche Mohamed, Kerrouchi Mustapha, Amokrane Yacine**, et surtout **Monsieur Bourourou** pour leur accueil sympathique et pour nous avoir permis de sentir à l'aise au sein de l'entreprise et surtout leur coopération professionnelle, et qui ont grandement enrichi notre travail. Leur collaboration a été essentielle pour la réussite de ce projet.

« À toutes et à tous, je voudrais dire merci du fond du cœur »

## Résumé

Ce mémoire de master traite du problème du liquid loading dans les puits de gaz matures du champ de Hassi R'mel en Algérie. Une méthodologie innovante combinant modélisation avancée (PIPESIM), Python et analyse des données de production est proposée pour optimiser la gestion du liquid loading et prolonger la durée de vie des puits. L'étude identifie le modèle de Turner comme le plus pertinent dans le champ de Hassi R'mel pour prédire l'apparition du phénomène et évalue l'efficacité des solutions de velocity string, d'extension de tubing et de boosting progressif pour le gérer à court et moyen terme. Les résultats soulignent la nécessité d'une approche de gestion intégrée et proactive, combinant ces solutions avec une planification à long terme des techniques de lift artificiel conventionnelles. Au-delà de son apport technique, ce mémoire met en lumière l'importance d'une exploitation durable et responsable des champs matures. Les méthodologies et recommandations proposées ouvrent des perspectives prometteuses pour l'optimisation de la prédiction et du traitement du liquid loading à l'aide de l'intelligence artificielle, contribuant ainsi à relever le défi de la production durable dans un contexte de ressources déclinantes.

**Mots-clés :** liquid loading, Hassi R'mel, modélisation, gestion intégrée, production durable. PIPESIM, Turner model.

## Abstract

This master's thesis addresses the problem of liquid loading in mature gas wells in the Hassi R'mel field in Algeria. An innovative methodology combining advanced modeling (PIPESIM), Python, and production data analysis is proposed to optimize liquid loading management and extend well life. The study identifies the Turner model as the most relevant for predicting the onset of the phenomenon in the field of Hassi R'mel and evaluates the effectiveness of velocity string, tubing extension, and progressive boosting solutions for managing it in the short and medium term. The results highlight the need for an integrated and proactive management approach, combining these solutions with long-term planning of conventional artificial lift techniques. Beyond its technical contribution, this thesis highlights the importance of sustainable and responsible exploitation of mature fields. The proposed methodologies and recommendations open up promising prospects for optimizing the prediction and treatment of liquid loading using artificial intelligence, thus contributing to meeting the challenge of sustainable production in a context of declining resources.

**Keywords:** liquid loading, Hassi R'mel, modeling, integrated management, sustainable production, PIPESIM, Turner Model.

## ملخص

تتناول هذه الأطروحة لدرجة الماستر مشكلة تجمع السوائل (liquid loading) في آبار الغاز الناضجة في حقل حاسي الرمل بالجزائر. تم اقتراح منهجية مبتكرة تجمع بين النمذجة المتقدمة باستخدام برنامج PIPESIM ، وبايثون، وتحليل بيانات الإنتاج لتحسين إدارة تجمع السوائل وإطالة عمر الآبار. تحدد الدراسة نموذج تيرنر (Turner model) كأكثر النماذج ملاءمة للتنبؤ ببداية الظاهرة في حقل حاسي الرمل، وتقيم فعالية حلول velocity string tubing ، و progressive boosting ، و extension، إلى نهج إدارة متكامل واستباقي، يجمع بين هذه الحلول والتخطيط طويل المدى لتقنيات الرفع الاصطناعي التقليدية. بالإضافة إلى مساهمتها التقنية، تبرز هذه الأطروحة أهمية الاستغلال المستدام والمسؤول للحقول الناضجة. تفتح المنهجيات والتوصيات المقترحة آفاقاً واعدة لتحسين التنبؤ بالتحميل السائل ومعالجته باستخدام الذكاء الاصطناعي، مما يساهم في مواجهة تحدي الإنتاج المستدام في سياق الموارد المتناقصة.

**الكلمات المفتاحية:** تجمع السوائل، حاسي الرمل، النمذجة، الإدارة المتكاملة، الإنتاج المستدام، PIPESIM، نموذج تيرنر.

# Table des matières

<i>Introduction Générale</i> .....	1
<i>Problématique</i> .....	3
<i>Objectifs</i> .....	4

## *Chapitre 1*

### *Présentation et analyse de production du champs Hassi R'mel*

1.1 Présentation du champ de Hassi R'mel .....	6
1.1.1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel .....	7
1.1.2 Problèmes rencontrés lors de l'exploitation du champ gazier de Hassi R'mel .....	7
1.1.3 État actuel des puits de gaz de Hassi R'mel .....	8
1.2 Analyse du déclin du réservoir .....	8
1.3 L'historique de production des puits HR022, HR023 et HR099 .....	9
1.3.1 HR099 : .....	9
1.3.2 HR022 : .....	11
1.3.3 HR023 : .....	12
1.3.4 Interprétations du déclin de production : .....	13
1.4 L'effet du problème de Liquid Loading sur le déclin de débit .....	13
1.4.1 Le mode d'intermittence .....	14

## *Chapitre 2*

### *Problèmes de Liquid Loading dans les puits de gas à condensat de Hassi R'mel*

2.1 Introduction .....	18
2.2 Causes de Liquid Loading.....	18
2.3 Mécanisme de formation du Liquid Loading.....	20
2.3.1 Inversion de l'écoulement des gouttelettes (Droplet Flow Reversal) .....	20
2.3.2 Inversion de l'écoulement du film liquide (Liquid Film Reversal) .....	21
2.3.3 Régimes d'écoulement associés.....	22
2.4 Types de Liquides Impliqués.....	24
2.4.1 Eau de formation .....	25
2.4.2 Condensats.....	25
2.4.3 Autres liquides.....	25
2.5 Problèmes causées par le Liquid Loading .....	26
2.6 Symptômes du Liquid loading dans les Puits de Gaz .....	26

2.6.1	Production erratique et Augmentation du taux de déclin.....	26
2.6.2	Baisse de la pression dans le tubing avec augmentation de la pression dans le casing .....	27
2.6.3	Gradient de Pression Montrant le Niveau de Liquide .....	28
2.6.4	Cessation de la production de liquides .....	29
2.6.5	Pics de Pression à l'Orifice .....	30
2.7	Problème de Liquid loading dans le champ de Hassi R'mel : .....	15

### ***Chapitre 3***

#### ***Modélisation des puits dans le champ de Hassi R'mel***

3.1	Présentation du logiciel Pipesim.....	32
3.2	Modélisation des puits candidats : .....	32
3.2.1	Complétions des puits : .....	33
3.2.2	Données PVT : .....	33
3.2.3	Modèle de réservoir (IPR) : .....	35
3.2.4	Choix de la corrélation d'écoulement vertical (VLP) : .....	35
3.2.5	Analyse nodale à l'aide des courbe IPR et VLP.....	36
3.3	Evaluation des modèles de débits critiques.....	38
3.3.1	Méthodologie d'évaluation des modèles de Liquid Loading .....	39
3.4	Evaluation des modèles à l'aide de la matrice de confusion .....	42
3.5	Conclusion.....	45

### ***Chapitre 4***

#### ***Modélisation, Identification et Prédiction du Liquid Loading dans le champ de Hassi R'mel***

4.1	Modélisation et Prédiction du Liquid Loading.....	47
4.1.1	Concept de Vitesse Critique.....	47
4.1.2	Modèle de Turner .....	49
4.1.3	Concept de débit critique : .....	49
4.2	Détection du liquid loading à l'aide du logiciel Pipesim .....	50
4.3	Prédiction du Liquid Loading dans les puits candidats à l'aide du Pipesim ...	53
4.4	Conclusion.....	57

### ***Chapitre 5***

#### ***Résolution des problèmes de Liquid Loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel***

5.1	Solutions de remédiation .....	60
5.1.1	Gas Lift.....	61
5.1.2	Injection de tensioactifs (foam).....	63
5.1.3	Surveillance .....	65



5.1.4	Swab cup .....	67
5.1.5	Dimensionnement du tubing (Velocity String).....	68
5.1.6	Extension du tubing.....	69
5.1.7	Pompe électrique immergée (ESP) .....	69
5.1.8	Plunger Lift .....	70
5.1.9	Compression.....	71
5.2	Évaluation du Velocity String et Tubing Extension pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel.....	73
5.2.1	La décision d'installer un velocity string .....	73
5.2.2	Installation du velocity string.....	73
5.2.3	Résultats de l'application du velocity string dans le puits HR099 .....	73
5.3	Évaluation du boosting pour résoudre le problème de liquid loading dans le puits HR099.....	76
5.3.1	Décision de réduction de la pression de tête :.....	76
5.3.2	L'impact du boosting sur le puits HR099 :.....	77
5.4	Conclusion.....	80
5.5	Facteurs aggravants .....	81
5.5.1	Hauts rapports condensat/gaz initiaux .....	81
5.5.2	Réservoir à condensation rétrograde.....	81
5.5.3	Géométrie de puits complexe .....	82
5.5.4	Eau de formation à forte salinité .....	82
5.5.5	Déclin rapide de la pression et de la production de gaz.....	83
5.5.6	Présence d'impuretés dans le gaz produit (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, azote).....	83
	<i>Conclusion générale</i> .....	<i>84</i>
	<i>Références</i> .....	<i>86</i>
	<i>Annexes</i> .....	<i>88</i>

# Liste des Figures

Figure 1.1 Organization du champs de Hassi R'mel.....	7
Figure 1.2 Pression de réservoir des puits HR099 et HR023.....	8
Figure 1.3 Profil de production du puits HR099.....	10
Figure 1.4 Historique de la Pression de tête du puits HR099 .....	10
Figure 1.5 Historique de la Pression de tête du puits HR022 .....	11
Figure 1.6 Profil de production du puits HR022.....	11
Figure 1.7 Historique de la Pression de tête du puits HR023 .....	112
Figure 1.8 Profil de production du puits HR023.....	112
Figure 1.9 Les fluctuations dans le débit production dans les dernières années.....	14
Figure 1.10. Évolution du WGR dans le champ de Hassi R'mel.....	15
Figure 1.11. Évolution du WGR dans le champ de Hassi R'mel.....	15
Figure 2.1. L'effet de l'angle d'inclinaison sur l'épaisseur maximale du film liquide ..	20
Figure 2.2. Mouvement des gouttelettes liquides.....	21
Figure 2.3. Mouvement du film liquide .....	21
Figure 2.4. Profil de base de l'écoulement diphasique dans le puits.....	23
Figure 2.5. Historique de vue d'un puit de gaz.....	24
Figure 2.6. Courbe de déclin comme indicateur de liquid loading (James et al. 2003:18) .....	27
Figure 2.7. Indicateurs de pression de tubage et de cuvelage .....	27
Figure 2.8. Schéma de sondage de pression pour déterminer le liquid loadinge (James et al. 2003 : 20).....	29
Figure 2.9. Impact du flux sur la chute de pression à l'orifice (flux de brouillard à gauche vs flux de bouchon à droite).....	30
Figure 3.1 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR023.....	37
Figure 3.3 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR022.....	37
Figure 3.2 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR099.....	37
Figure 3.4 Matrice de confusion des modèles de prédiction.....	43
Figure 4.1 Profile de Liquid Loading en fonction de la profondeur.....	52
Figure 4.2 Prédiction de liquid loading avec différentes WHP - HR022 .....	54
Figure 4.3 Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading - HR022 .....	55
Figure 4.4 Prédiction de liquid loading avec différentes WHP - HR023 .....	56
Figure 4.5 Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading - HR023 .....	57
Figure 5.1. Schéma de principe d'un système de gas lift dans un puits .....	61
Figure 5.2. Configurations de gas lift continu et intermittent.....	61
Figure 5.3. Des Puits en Cycling .....	66
Figure 5.4. Principe de fonctionnement d'un swab cup pour la déliquification mécanique d'un puits de gaz .....	67
Figure 5.5. Schema du Velocity String.....	68
Figure 5.6. Schema extension du tubing.....	69
Figure 5.7. Schéma d'une opération de levage par piston.....	70
Figure 5.8. Gaz nécessaire pour le Plunger Lift avec/sans packer dans le puits .....	71

Figure 5.9. Effet de la compression .....	72
Figure 5.10. Schema du puits HR099 avec Velocity String.....	73
Figure 5.11. Prédiction de liquid loading sans Velocity String - HR099 .....	75
Figure 5.12. Prédiction de liquid loading avec Velocity String - HR099 .....	75
Figure 5.13. Effet de la réduction de la WHP sur le liquid loading et le débit critique	78
Figure 5.14. Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading	
- HR099 .....	79
Figure 1. Schéma complète du puit HR099 .....	88
Figure 2. Schéma complète du puit HR023 .....	89
Figure 3. Schéma complète du puit HR022 .....	90

# Liste des Tableaux

Tableau 1.1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel .....	7
Tableau 3.1 Completions des puits candidats .....	33
Tableau 3.2 Composants de gaz bruts du champs de Hassi R'mel .....	34
Tableau 3.3 Données de production des puits candidats .....	34
Tableau 3.4. Erreur relative de la WHP de corrélations du VLP .....	36
Tableau 3.5 Résultats de l'analyse nodale des trois puits .....	38
Tableau 3.6 Résumé des paramètres d'un échantillon des puits de Hassi R'mel.....	39
Tableau 3.7 Débit critique de gaz des modèles.....	40
Tableau 3.8 Résumé des prédictions et des identifications de quelques puits (Voir annexe C pour le tableau complet) .....	42
Tableau 3.9 Métriques de performances du modèle .....	45
Tableau 4.1 Différents modèles de liquid loading .....	48
Tableau 4.2 Paramètres de liquid loading .....	51
Tableau 5.1 L'impact du Velocity String sur le Liquid Loading .....	74
Tableau 1 Résumé des paramètres d'un échantillon des puits de Hassi R'mel .....	91
Tableau 2 Résultat des prédictions et des identifications.....	93

# Abréviations

<b>BHP</b>	Bottom-Hole Pressure (Pression de fond de puits)
<b>ESP</b>	Electric Submersible Pump (Pompe électrique submersible)
<b>GLR</b>	Gas-Liquid Ratio (Rapport gaz-liquide)
<b>GOR</b>	Gas-Oil Ratio (Rapport gaz-huile)
<b>HRM</b>	Hassi R'mel
<b>ID</b>	Inside Diameter (Diamètre intérieur)
<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship (Courbe de performance d'écoulement entrant)
<b>LL</b>	Liquid Loading
<b>LLVR</b>	Liquid Loading Velocity Ratio (Rapport de vitesse de liquid loadinge)
<b>MMSCF</b>	Million Standard Cubic Feet (Million de pieds cubes standard)
<b>MPP</b>	Module Processing Plant (Module de traitement de gaz)
<b>PVT</b>	Pressure-Volume-Temperature (Pression-Volume-Température)
<b>VLP</b>	Vertical Lift Performance (Performance de levage vertical)
<b>WGR</b>	Water-Gas Ratio (Rapport eau-gaz)
<b>WHP</b>	Wellhead Pressure (Pression en tête de puits)
<b>LGR</b>	Liquid-Gas Ratio (Rapport liquide-gaz)
<b>LLVR<sub>m</sub></b>	Maximum liquid loading velocity ratio (Ratio de vitesse de chargement de liquide maximum)
<b>SCN</b>	North Compression Station (Station de Compression Nord)
<b>SBN</b>	North Boosting Station (Station de Surpression Nord)
<b>SBC</b>	Central Boosting Station (Station de Surpression Centrale)
<b>SRGA</b>	Associated Gas Recovery Station (Station de Récupération de Gaz Associé)
<b>CNDG</b>	National Gas Distribution Center (Centre National de Répartition du Gaz)

<b><i>CSTF</i></b>	Storage and Transfer Center (Centre de Stockage et de Transfert)
<b><i>SBS</i></b>	South Boosting Station (Station de Surpression Sud)
<b><i>CTG – DJB</i></b>	Djebel Bissa Gas Treatment Center (Centre de Traitement de Gaz de Djebel Bissa)
<b><i>CTG – Sud</i></b>	South Gas Treatment Center (Centre de Traitement de Gaz Sud)
<b><i>SCS</i></b>	South Compression Station (Station de Compression Sud)
<b><i>VS</i></b>	Velocity String
<b><i>WGR</i></b>	Water Gaz Ratio

# Nomenclature

<b><i>A</i></b>	Tubing cross-sectional area (Section transversale du tubing)
<b><i>C</i></b>	Well performance coefficient (Coefficient de performance du puits)
<b><i>CGR</i></b>	Condensate-Gas Ratio (Rapport condensat-gaz)
<b><i>d</i></b>	Tubing diameter (Diamètre du tubing)
<b><i>g</i></b>	Acceleration due to gravity (Accélération de la pesanteur)
<b><i>P</i></b>	Pressure (Pression)
<b><i>P<sub>r</sub></i></b>	Reservoir average pressure (Pression moyenne de réservoir)
<b><i>P<sub>wf</sub></i></b>	Flowing bottom-hole pressure (Pression de fond dynamique)
<b><i>P<sub>wh</sub></i></b>	Wellhead pressure (Pression de tête de puits)
<b><i>Q</i></b>	Flow rate (Débit)
<b><i>Q<sub>g</sub></i></b>	Gas flow rate (Débit de gaz)
<b><i>Q<sub>gc</sub></i></b>	Critical gas flow rate (Débit critique de gaz)
<b><i>Re</i></b>	Reynolds number (Nombre de Reynolds)
<b><i>T</i></b>	Temperature (Température)
<b><i>V</i></b>	Velocity (Vitesse)
<b><i>V<sub>c</sub></i></b>	Critical velocity (Vitesse critique)
<b><i>Wcut</i></b>	Water Cut (Taux de coupe d'eau)
<b><i>Z</i></b>	Gas compressibility factor (Facteur de compressibilité du gaz)

## Symboles grecs

<b><i>μ<sub>g</sub></i></b>	Gas viscosity (Viscosité du gaz)
<b><i>ρ<sub>g</sub></i></b>	Gas density (Masse volumique du gaz)

$\rho_l$	Liquid density (Masse volumique du liquide)
$\sigma_{g-l}$	Gas-liquid interfacial tension (Tension interfaciale gaz-liquide)

### Indices

$c$	Critical (Critique)
$g$	Gas (Gaz)
$l$	Liquid (Liquide)
$r$	Reservoir (Réservoir)
$sc$	Standard conditions (Conditions standard)
$wf$	Wellbore flowing (Fond de puits)
$wh$	Wellhead (Tête de puits)



# Introduction Générale

Dans un monde où la demande énergétique ne cesse de croître, l'industrie pétrolière et gazière joue un rôle crucial pour répondre aux besoins de la société moderne. Le gaz naturel, en particulier, est devenu une source d'énergie de premier plan, grâce à ses nombreux avantages en termes de rendement énergétique, de flexibilité d'utilisation et de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à d'autres combustibles fossiles. Pour satisfaire cette demande croissante, les compagnies pétrolières et gazières ont intensifié leurs efforts d'exploration et de production, en mettant en exploitation des gisements de plus en plus complexes et matures.

Cependant, cette production massive de gaz s'accompagne de défis techniques et économiques de taille. Au fur et à mesure que les réservoirs sont exploités, la pression du gisement diminue progressivement, entraînant une série de problèmes qui peuvent compromettre la productivité des puits et la récupération finale des ressources en place. Parmi ces problèmes, le phénomène de "liquid loading" est l'un des plus critiques pour les puits de gaz matures. Il se produit lorsque la vitesse du gaz dans le puits devient insuffisante pour entraîner les gouttelettes de liquide jusqu'à la surface, entraînant une accumulation progressive de liquides au fond du puits. Cette accumulation crée une contre-pression sur la formation, réduisant ainsi le débit de gaz et pouvant même conduire à l'arrêt complet de la production si aucune action corrective n'est entreprise.

Un autre défi majeur est le phénomène de "condensate banking", qui survient lorsque les hydrocarbures lourds présents dans le gaz se condensent dans le réservoir au voisinage du puits, en raison de la baisse de pression. Cette accumulation de condensats réduit la perméabilité relative au gaz et peut également entraîner une diminution significative de la productivité du puits.

Face à ces défis, les ingénieurs de production sont en première ligne pour trouver des solutions innovantes et efficaces permettant de maintenir une production de gaz optimale tout au long de la vie du gisement. Leur rôle est crucial pour développer et mettre en œuvre des stratégies de gestion des réservoirs, des technologies d'optimisation des puits et des méthodes de remédiation adaptées à chaque situation. Cela nécessite une compréhension approfondie des mécanismes physiques à l'origine des problèmes de liquid loading et de condensate banking, ainsi qu'une maîtrise des outils de modélisation et de simulation pour prédire et anticiper ces phénomènes.

Ce mémoire de master se propose d'étudier le problème spécifique du liquid loading dans les puits de gaz de la région de Hassi R'mel en Algérie, et d'explorer les solutions techniques et économiques pour y remédier. En s'appuyant sur une analyse détaillée des données de production et sur des modèles analytiques éprouvés, ce travail vise à développer une méthodologie pratique pour optimiser la gestion du liquid loading et prolonger la durée de vie productive des puits. Les résultats de cette étude pourront servir de base pour une stratégie de gestion intégrée du champ de Hassi R'mel, conciliant performance économique et responsabilité environnementale.

Selon les dernières statistiques, le champ de Hassi R'mel représente environ 60% des réserves de gaz naturel de l'Algérie, avec une production journalière de près de 100 millions de mètres cubes de gaz. Cependant, après plus de 50 ans d'exploitation, la pression moyenne du réservoir a chuté de plus de 50%, passant de 280 bar à 100 bars, et de nombreux puits sont désormais confrontés à des problèmes de liquid loading. Des études récentes ont montré que ces phénomènes pourraient réduire la production de gaz de 20 à 50% dans les prochaines années si aucune action n'est entreprise, mettant en péril la pérennité de cette ressource stratégique pour l'économie algérienne.

Dans ce contexte, l'optimisation de la production des puits matures de Hassi R'mel apparaît comme un enjeu crucial, tant sur le plan technique qu'économique et environnemental. Ce mémoire apportera une contribution significative à cet effort, en proposant des solutions concrètes et adaptées aux spécificités du gisement, basées sur une analyse rigoureuse des mécanismes en jeu et des meilleures pratiques de l'industrie. Les recommandations formulées permettront d'orienter les choix stratégiques de l'ingénieur et de maximiser la récupération des réserves de gaz, tout en minimisant l'empreinte environnementale de l'exploitation.

# Problématique

Dans un contexte de déclin naturel des champs de gaz matures, le phénomène de liquid loading constitue un défi majeur pour les opérateurs. L'accumulation de liquides au fond des puits, due à une vitesse de gaz insuffisante pour les entraîner jusqu'à la surface, peut drastiquement réduire la productivité et compromettre la rentabilité de l'exploitation. Cette problématique est particulièrement prégnante dans le champ de Hassi R'mel en Algérie, où la gestion du liquid loading est devenue un enjeu crucial pour assurer une production durable et optimale.

Dès lors, comment prédire et anticiper l'apparition du liquid loading dans les puits de gaz matures de Hassi R'mel ? Quelles sont les solutions techniques les plus efficaces pour y remédier, en tenant compte des spécificités du champ et de l'évolution des conditions de réservoir ? Comment intégrer ces solutions dans une stratégie de gestion proactive et globale, conciliant performance économique et responsabilité environnementale ?

# Objectifs

L'objectif principal de ce mémoire est de développer une méthodologie pratique et innovante pour optimiser la gestion du liquid loading et prolonger la durée de vie productive des puits de gaz matures dans le champ de Hassi R'mel.

Les objectifs spécifiques sont :

1. Modéliser de manière détaillée les performances des puits étudiés à l'aide du logiciel PIPESIM, en intégrant les données de production réelles et les caractéristiques du réservoir.
2. Évaluer et comparer différents modèles de calcul du débit critique de gaz, en utilisant des techniques avancées de validation croisée sous Python, permettant une analyse approfondie des performances prédictives et des métriques de classification, afin d'identifier le modèle le plus adapté aux spécificités du champ de Hassi R'mel.
3. Prédire l'apparition du liquid loading dans les puits étudiés et évaluer l'efficacité des solutions de velocity string et d'extension de tubing pour y remédier.
4. Analyser l'impact d'une stratégie de boosting progressive sur le retardement de l'échéance du liquid loading et l'optimisation de la production.
5. Proposer des recommandations pour une approche de gestion intégrée et proactive du liquid loading, combinant des solutions de court et moyen terme avec une planification à long terme des techniques de lift artificiel conventionnelles.

À travers ces objectifs, ce mémoire vise à apporter une contribution significative à la compréhension et à la gestion du liquid loading dans le contexte spécifique du champ de Hassi R'mel, tout en proposant des méthodologies innovantes et adaptées aux défis des champs de gaz matures.

# **Chapitre 1**

*Présentation et analyse de production du  
champs Hassi R'mel*

# 1 Chapitre 1 : Présentation et analyse de production du champs Hassi R'mel

## 1.1 Présentation du champ de Hassi R'mel

Le plus grand champ de gaz naturel d'Algérie, Hassi R'mel, est situé au centre du pays, au nord-ouest de Hassi Messaoud, à environ 535 km au sud de la capitale Alger, à une altitude d'environ 760 m. Il s'étend sur 80 km du nord au sud, 50 km d'est en ouest et couvre une superficie de 3200 km<sup>2</sup>.

Le géant champ gazier de Hassi R'mel est l'un des plus grands champs gaziers au monde; il détient des réserves prouvées d'environ 85 trillions de pieds cubes, soit plus de la moitié des réserves prouvées totales de gaz naturel de l'Algérie. Il a été découvert en 1956 par le forage du puits HR001 et est entré en production en 1961. Le champ est un réservoir de condensats de gaz avec une bordure pétrolière sur le flanc est, découverte en 1979. Le champ de gaz de Hassi R'mel est développé par trois zones de production (nord, centre et sud) séparées par deux zones de réinjection de gaz comme montré dans la figure (1.1) :

- *Zone Nord* : Elle se compose du module de traitement de gaz Nord MPP3 (Module Processing Plant), de la station de surpression Nord (SBN) et de la station de compression Nord (SCN).

- *Zone Centrale* : Elle se compose des modules de traitement de gaz Central MPP0, MPP1 et MPP4, de la station de surpression Centrale (SBC), de la station de récupération de gaz associé (SRGA), du centre national de répartition du gaz (CNDG) et du centre de stockage et de transfert (CSTF).

- *Zone Sud* : Elle se compose du module de traitement de gaz Sud MPP2, de la station de surpression Sud (SBS), de la station de compression Sud (SCS), du centre de traitement de gaz de Djebel Bissa (CTG-DJB) et du centre de traitement de gaz Sud (CTG-Sud).

La bordure pétrolière de Hassi R'mel est développée par quatre centres de traitement du pétrole (CTH1, CTH2, CTH3 et CTH4) et par le CTH-Sud pour Hassi R'mel Pétrole Sud, comme montré dans la figure (1.1).

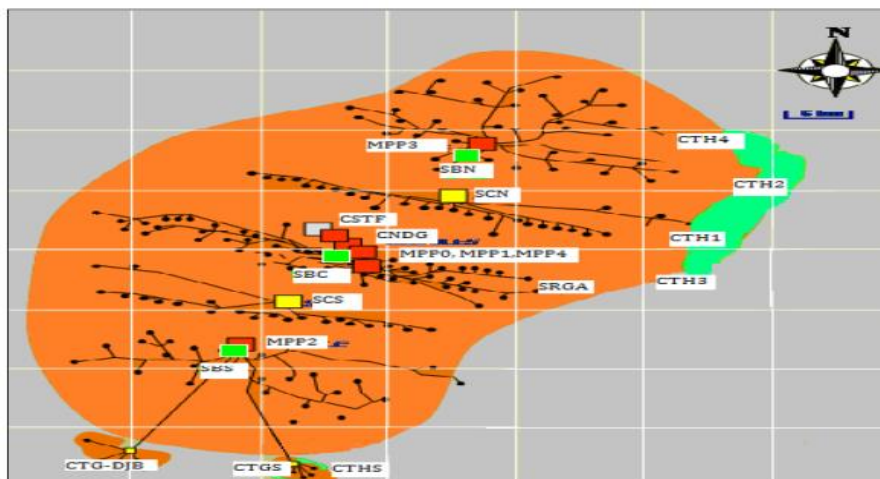


Figure 1.1 Organization du champs de Hassi R'mel

### 1.1.1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel

Les principales caractéristiques du réservoir et des fluides in situ du champ de Hassi R'mel sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1.1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel

Contact Régional	Contact Gaz/Huile	-1487 m
	Contact Gaz/Eau	-1500 m
Conditions Initiaux	Pression de réservoir	311.1 (kgf/cm <sup>2</sup> )
	Température de réservoir	900 C°
	Profondeur de référence	-1450 m
	Pression de rosée	311.1 (kgf/cm <sup>2</sup> )
Gas à Condensat	Facteur de volume initial	0.004022 (rm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )
	Facteur de compressibilité initial	0.9603
	Richesse en condensat	210 (g/l)
	Richesse GPL	94 (g/l)
	Densité du condensat	68 API°
Eau de formation	Densité	1.155 (g/cm <sup>3</sup> )
	Salinité	330 (g/l)

### 1.1.2 Problèmes rencontrés lors de l'exploitation du champ gazier de Hassi R'mel

Parmi les principaux problèmes liés à la production de gaz dans le champ de Hassi R'mel, on trouve l'afflux d'eau (production d'eau avec le gaz). L'eau salée saturée provient de la formation (aquifère naturel). Cette co-production d'eau peut entraîner plusieurs problèmes tels que la corrosion, la formation d'hydrates de gaz et le dépôt de tartre/sel. En raison de la forte salinité, le sel reste émulsifié avec le condensat avant le traitement final, ce qui représente un risque de dommage pour les installations de traitement du gaz. Ce problème (forte salinité) est l'une des principales raisons de la fermeture des puits.

Une autre contrainte de production est la percée de gaz sec (récupération du gaz réinjecté aux puits producteurs); ce phénomène est apparu sur certains puits producteurs situés à proximité des puits d'injection de gaz.

### 1.1.3 État actuel des puits de gaz de Hassi R'mel

Actuellement, la production quotidienne moyenne de gaz dans le champ de Hassi R'mel est d'environ 182 MMsm<sup>3</sup>/j. Cette production est assurée par 206 puits producteurs : 53 puits dans la zone nord, 100 puits dans la zone centrale, et 53 puits dans la zone sud. De plus, 5 puits sont fermés en raison de leur haute salinité et 3 puits sont fermés pour des problèmes techniques.

La réinjection quotidienne moyenne de gaz sec dans le champ de Hassi R'mel est d'environ 42 MMsm<sup>3</sup>/j. Elle est assurée par 57 puits injecteurs : 29 puits dans la zone nord et 28 puits dans la zone sud.

## 1.2 Analyse du déclin du réservoir

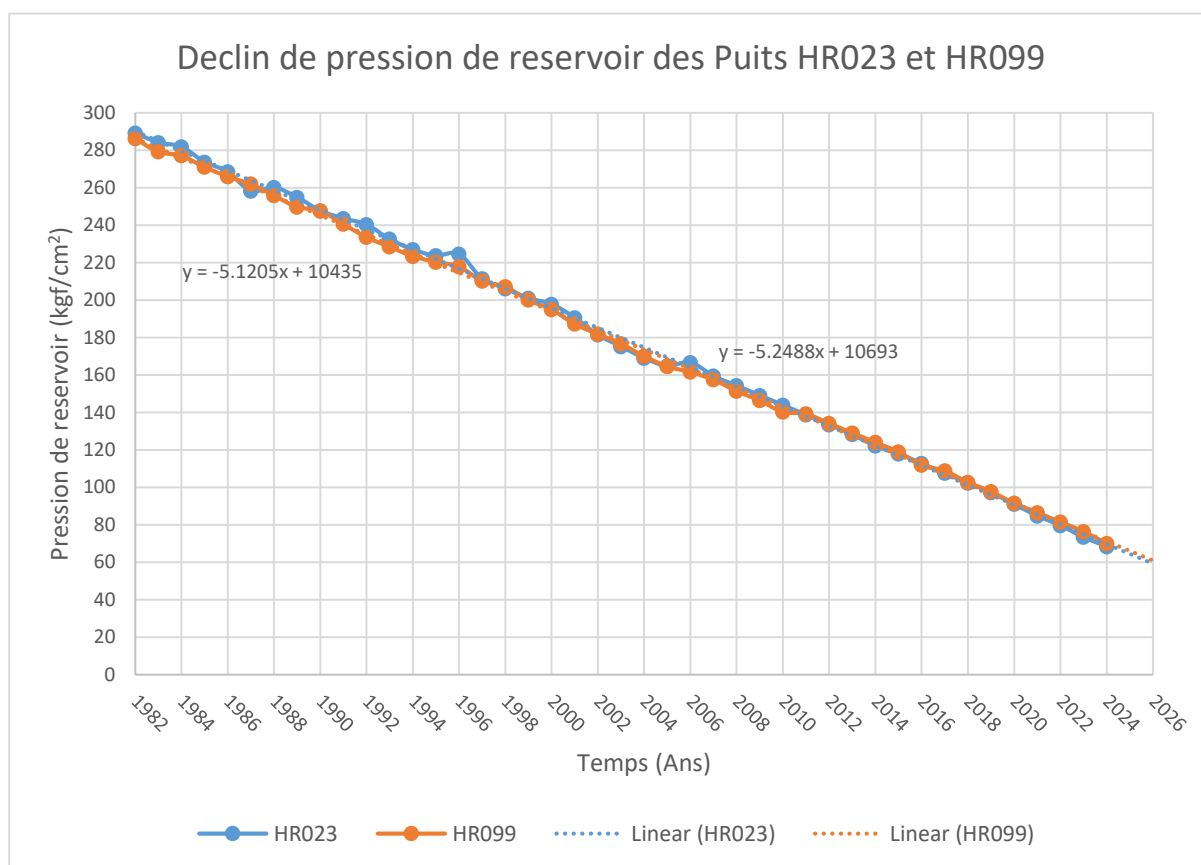


Figure 1.2 Pression de réservoir des puits HR099 et HR023

Le graphique représente le déclin de la pression du réservoir à Hassi R'mel entre 1982 et 2025, dans les deux puits HR099 et HR023 et leurs courbes de tendances linéaires respectives. La pression, mesurée en kgf/cm<sup>2</sup>, montre une diminution constante et linéaire au fil des années, autour de 5.12 à 5.25 kgf/cm<sup>2</sup>. Cette constance suggère une baisse annuelle moyenne de la pression, indépendante des spécificités locales des points



de mesure. La forte corrélation entre les points de données et les lignes de tendance linéaire renforce la fiabilité des mesures et la prédictibilité du phénomène observé.

Cette analyse linéaire permet de déterminer avec précision le taux de déclin de la pression du réservoir, ce qui est crucial pour des prévisions futures précises. Ce type d'analyse permet donc d'estimer quantitativement le taux de déclin de pression et de faire des prédictions à plus ou moins long terme, utiles pour anticiper la déplétion du réservoir et planifier la production.

### **1.3 L'historique de production des puits HR022, HR023 et HR099**

Sur la base des points précédents qui expliquent les indicateurs de liquid loading à partir des données historiques des puits de gaz à condensat du champ de Hassi R'mel, nous avons sélectionné un puits pour cette étude : HR099. En se basant sur les informations internes fournies par les ingénieurs de production et de réservoir du champ de Hassi R'mel, ce puits est considéré comme le premier à indiquer récemment la présence liquid loading. Le puits représente un exemple typique des signes d'alerte de liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel. De plus, en raison des données disponibles, nous avons sélectionné deux autres puits, nommés HR023 et HR022, pour comprendre et prévoir le problème de liquid loading.

#### **1.3.1 HR099 :**

Le puits HR099 est un puits de gaz naturel situé dans le champ de Hassi R'mel en Algérie HR099 opéré par la société Sonatrach, précisément aux coordonnées 3° 5' 36.3598" E et 32° 58' 20.0200" N. Équipé d'un appareil ENF3, ce puits a été initialement mis en service le 22/03/1977, marquant le début d'une longue histoire de production gazière fructueuse.

Atteignant une profondeur remarquable de 2257 mètres, le puits HR099 a été creusé dans la formation géologique connue sous le nom de « TRIAS ».

Ce puits a été complètement foré le 31/05/1977, après une période de forage intense avec une mise en service officielle le 27/01/1981 et une mise à jour récente le 09/05/2006, le puits HR099 a fait l'objet d'une attention constante et d'une maintenance régulière pour garantir une production optimale et durable.

HR099 produit dans la Série Inferieur de Hassi R'mel dont les profondeurs suivantes :

- A à partir de 2137.5 jusqu'à 2151 mTVDbrt
- B à partir de 2170.5 jusqu'à 2186.9 mTVDbrt
- C à partir de 2197 jusqu'à 2217 mTVDbrt

Voici les graphiques illustrant l'historique de production et l'évolution de la pression en tête du puits HR099 depuis son entrée en service :

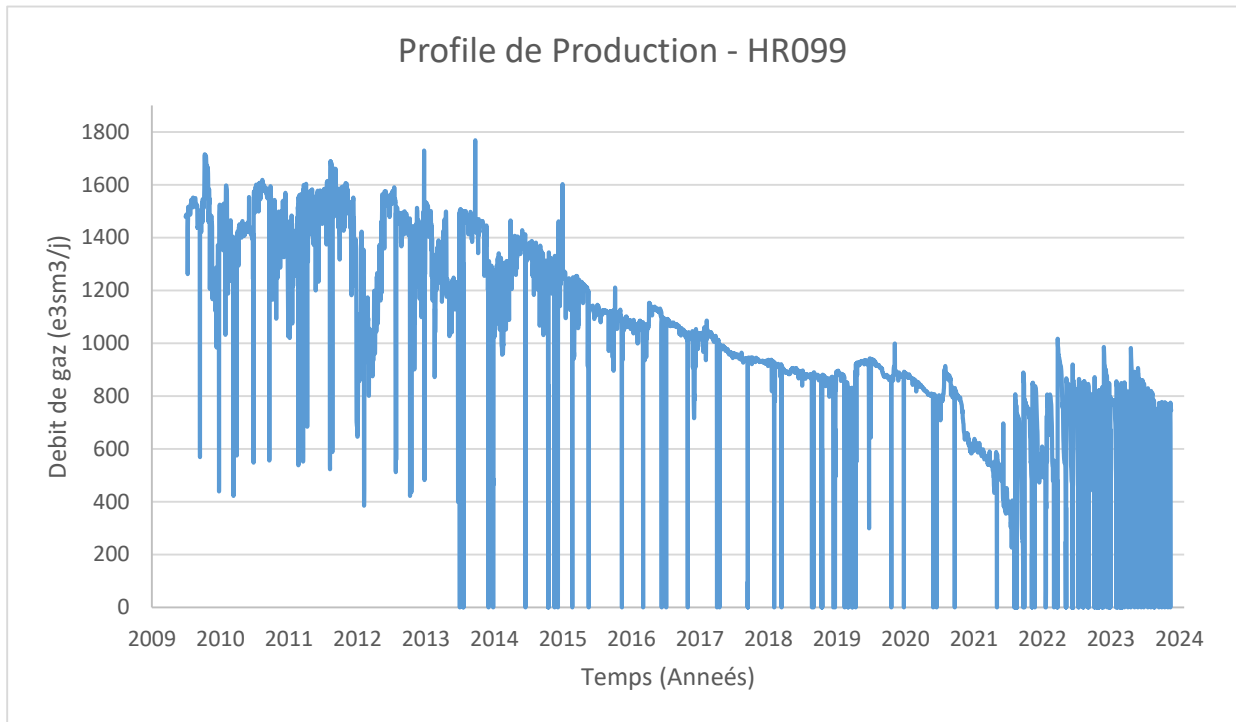


Figure 1.3 Profile de production du puits HR099

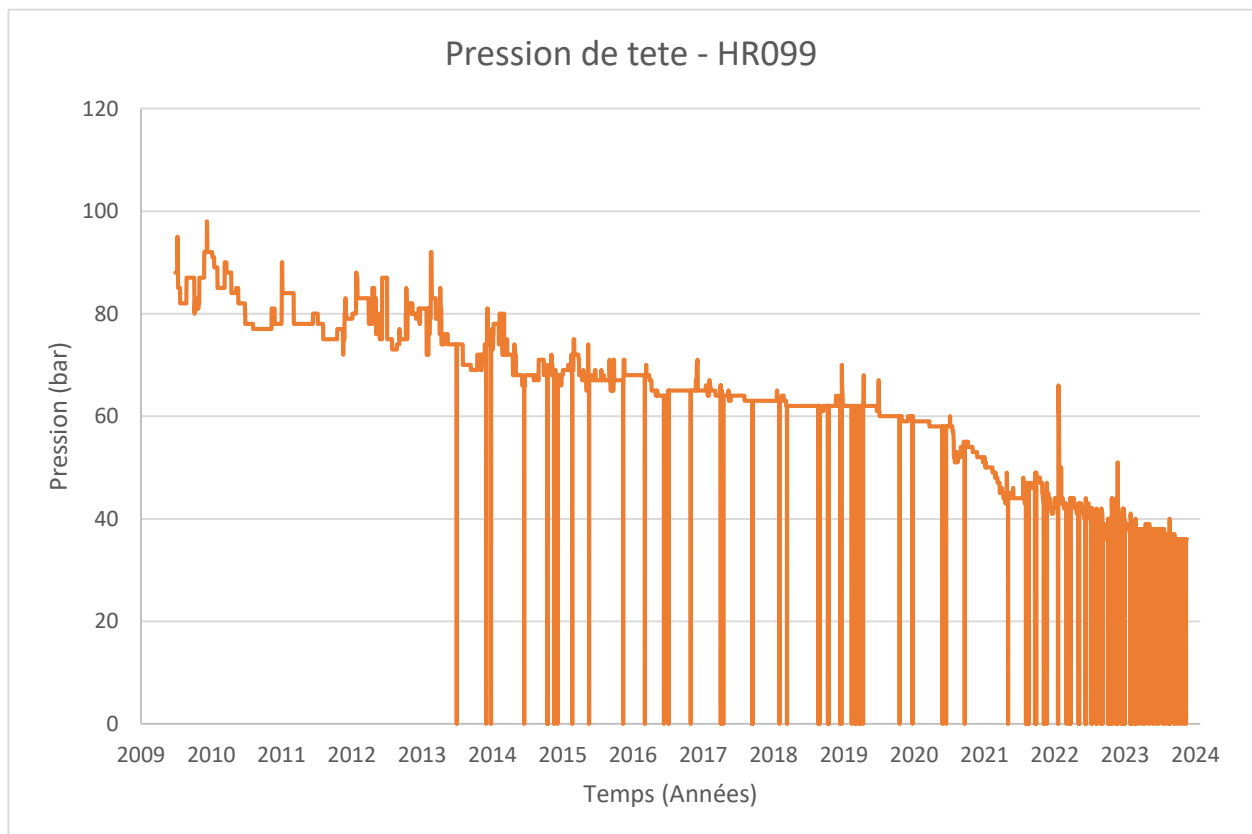


Figure 1.4 Historique de la Pression de tête du puits HR099

### 1.3.2 HR022 :

Le puits HR022 est un puits de gaz naturel situé dans le champ de Hassi R'mel en Algérie, opéré par la société Sonatrach, précisément aux coordonnées 3° 17' 22.8098" E et 32° 55' 4.73015" N. Équipé d'un appareil ASH14, ce puits a été initialement mis en service le 01/05/1974, marquant le début d'une longue histoire de production gazière fructueuse.

Atteignant une profondeur remarquable de 2208 mètres, le puits HR022 a été creusé dans la formation géologique connue sous le nom de "TRIAS".

Ce puits a été complètement foré le 28/08/1972, après une période de forage intense débutée le 25/07/1972. Avec une mise à jour récente le 09/05/2006, le puits HR022 a fait l'objet d'une attention constante et d'une maintenance régulière pour garantir une production optimale et durable. Le puits est actuellement relié au centre de collecte MOD0.

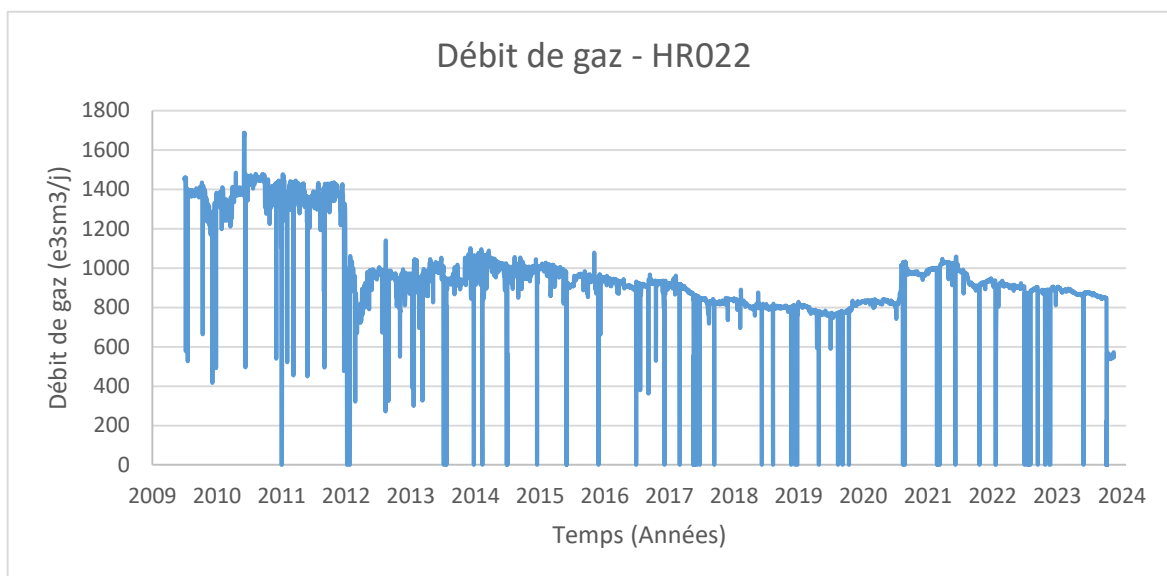


Figure 1.5 Profile de production du puits HR022

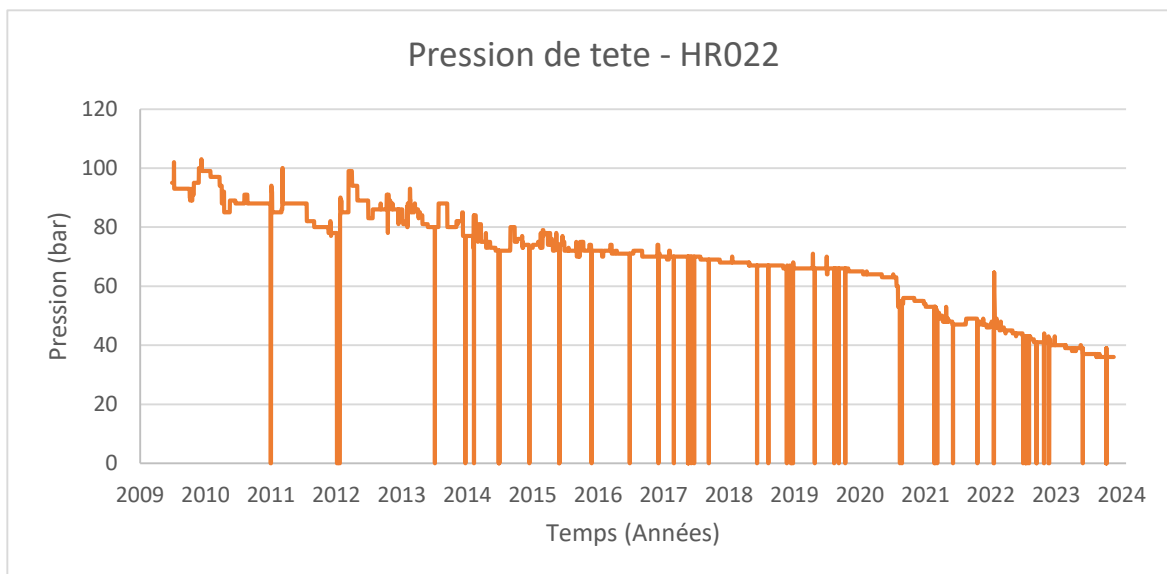


Figure 1.6 Historique de la Pression de tête du puits HR022

### 1.3.3 HR023 :

Le puits HR023 a été foré en 28/01/1974 dans la zone centre jusqu'à sa profondeur finale de 2235 mètres. Le niveau perforé de ce puits est le niveau C de 2168 m. Le puits a été mis en production en 23/06/1978 ; il avait un débit initial de gaz d'environ 1039.466 (milliers de mètres cubes standard par jour). Il était relié au MOD0. Le débit moyen actuel est d'environ 1000 (milliers de mètres cubes standard par jour). L'historique de production de ce puits est représenté dans la figure (1.8).

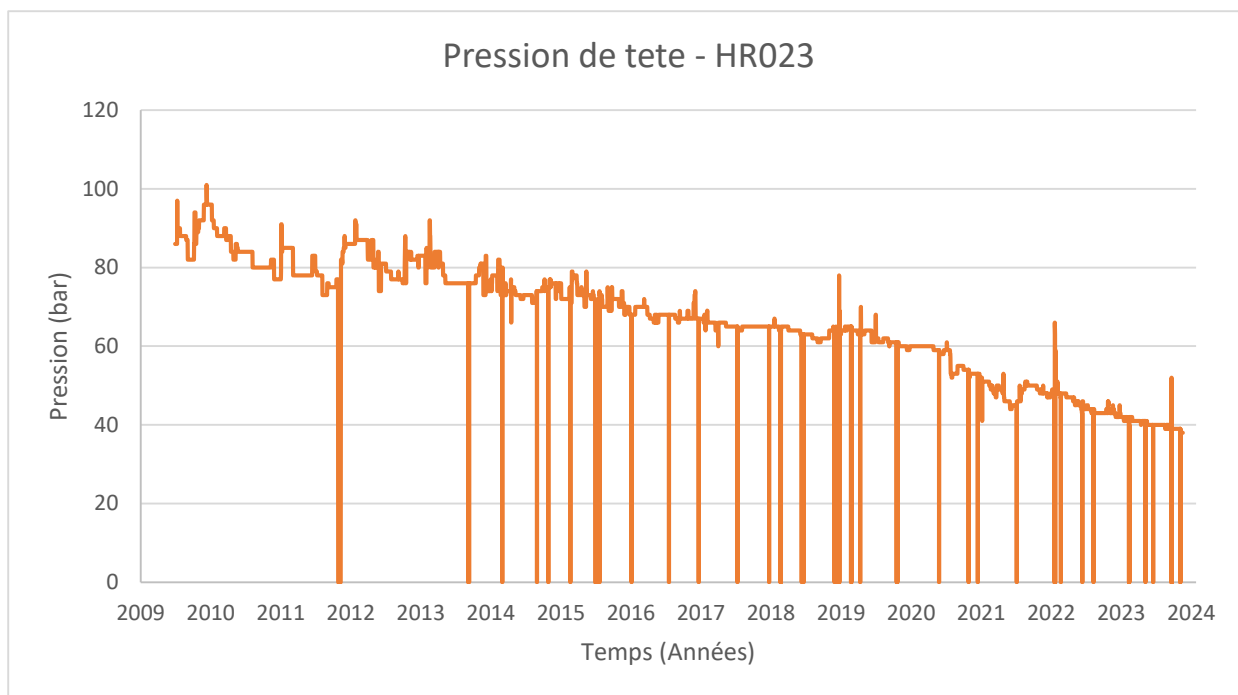


Figure 1.7 Historique de la Pression de tête du puits HR023

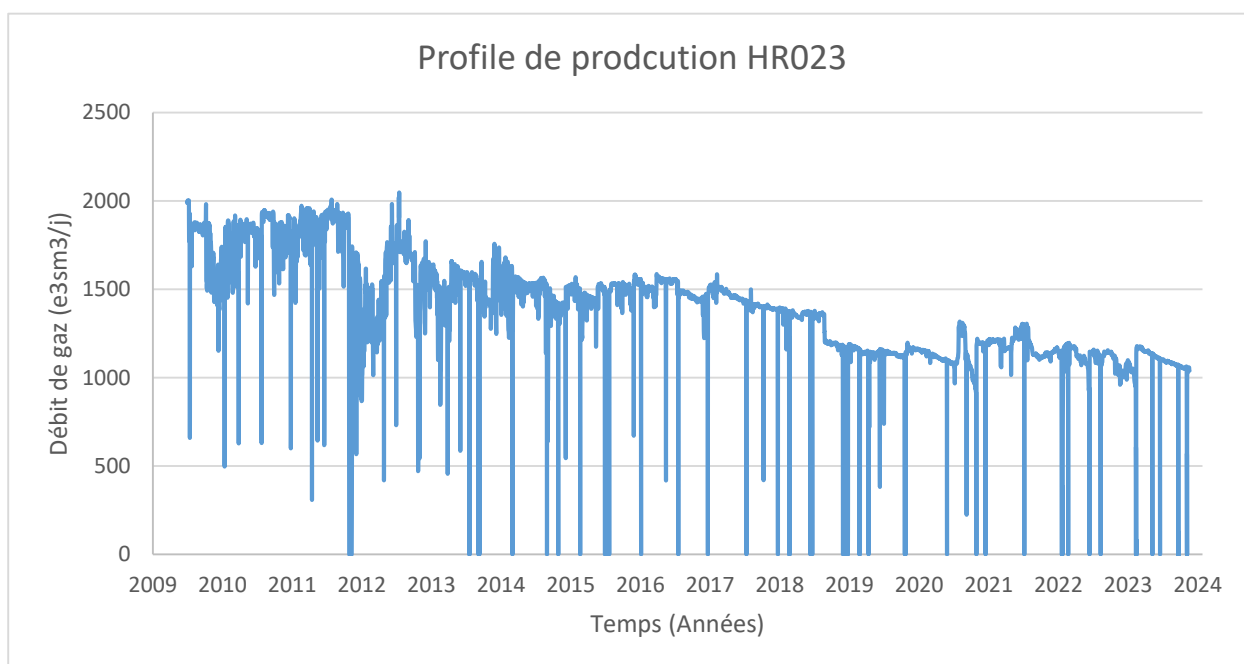


Figure 1.8 Profile de Production du puits HR023

### 1.3.4 Interprétations du déclin de production :

Les figures ci-dessus montrent le profil de débit de gaz (en milliers mètres cubes standard par jour, Sm<sup>3</sup>/j) des puits HR099, HR022, HR023 de 2009 à 2024.

Le profil de production des puits s'étend de 2009 à 2024, montrant des fluctuations significatives au fil des ans. La production a atteint un pic en 2010 à environ 1600 m<sup>3</sup>/j, suivi d'un déclin général avec des périodes d'instabilité notables. En observant le graph, on constate la présence des différentes phases de production

Phase 1 (2009-2012) :

- La production démarre à un niveau élevé en 2009, puis atteint un pic en 2010 avant de décliner rapidement.
- La forte baisse de production en 2011-2012 pourrait indiquer un épuisement rapide des réserves ou des problèmes techniques.

Phase 2 (2013-2021) :

- La production se stabilise relativement entre 2013 et 2015 autour de 400-500 m<sup>3</sup>/j.
- A partir de 2016, on observe une instabilité marquée avec des fluctuations importantes d'une année sur l'autre.
- Ces variations pourraient être dues à un fonctionnement intermittent du puits, potentiellement lié à des problèmes de chargement de liquide ou à des interventions fréquentes.

Phase 3 (2021-2024 | Après la phase 2 du boosting) :

- La production continue de montrer une instabilité significative, avec des hauts et des bas prononcés chaque année.
- La tendance générale semble être un déclin, malgré les rebonds temporaires.
- L'instabilité persistante suggère des défis opérationnels continus, nécessitant une surveillance et une optimisation attentives.

En résumé, les puits ont connu un déclin de production substantiel, ponctué de périodes d'instabilité prononcée, en particulier à partir de 2016. Une analyse plus approfondie des causes sous-jacentes (liquid loading, problèmes techniques, contraintes opérationnelles) serait bénéfique pour développer des stratégies d'atténuation appropriées et optimiser les performances futures du puits.

## 1.4 L'effet du problème de Liquid Loading sur le déclin de débit

À partir des conclusions précédentes suggérant le problème du chargement de liquide, nous pouvons tracer la courbe de tendance exponentielle et observer les perturbations de la production. Ensuite, on déduit que la zone d'instabilité, caractérisée par la perturbation de la production, peut être due à un problème de chargement de liquide

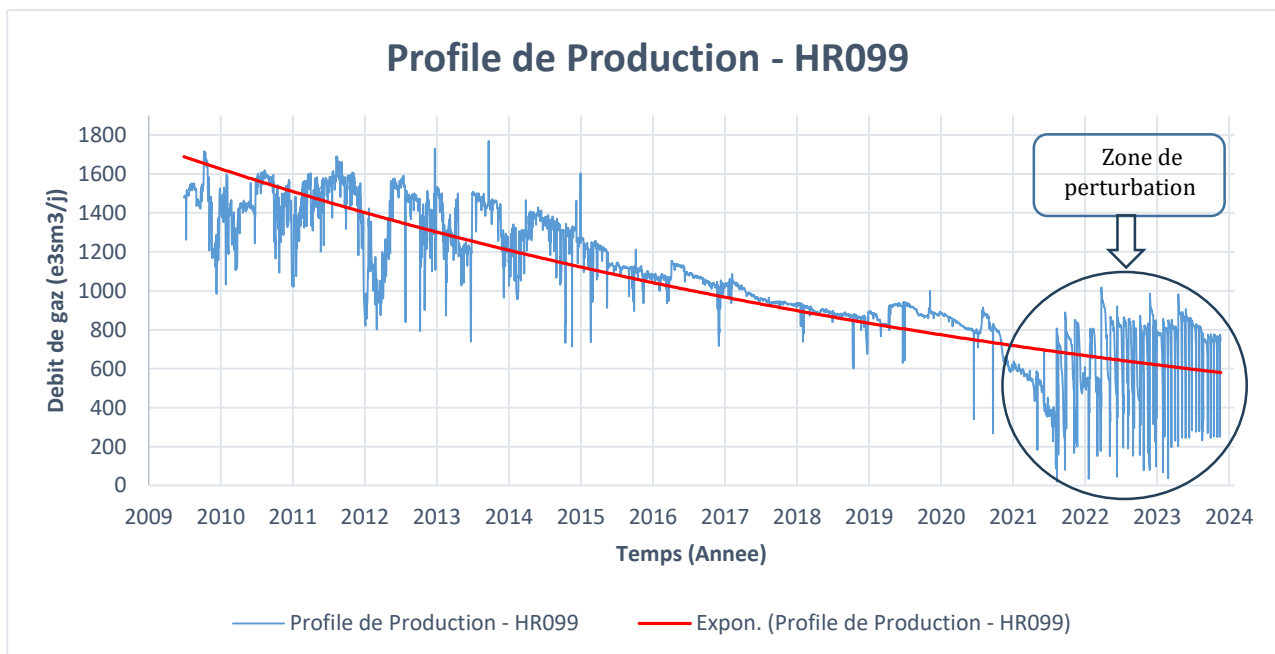


Figure 1.9 Les fluctuations dans le débit production dans les dernières années

Ces figures indiquent que pendant les dernières années, le débit n'est pas stable. On observe que le débit présente une fonction périodique : certains jours, le débit est maximal, et d'autres jours, il est minimal. Cela est dû au mode d'intermittence. Dans le champ de Hassi R'mel, certains puits sont passés en mode d'intermittence de production, vu leur énergie potentielle faible, ce qui provoque leur neutralisation, tels que les puits HR022, HR099 et HR023.

### 1.4.1 Le mode d'intermittence

Le mode de production en intermittence consiste à fermer le puits dès sa neutralisation pour lui donner le temps nécessaire pour reprendre son potentiel en pression, et lui permettre ainsi de produire pendant un certain temps. Nous remarquons également que le comportement de la courbe ressemble de près au comportement décrit dans la figure ci-dessous, qui est causé par un problème de liquid loading.

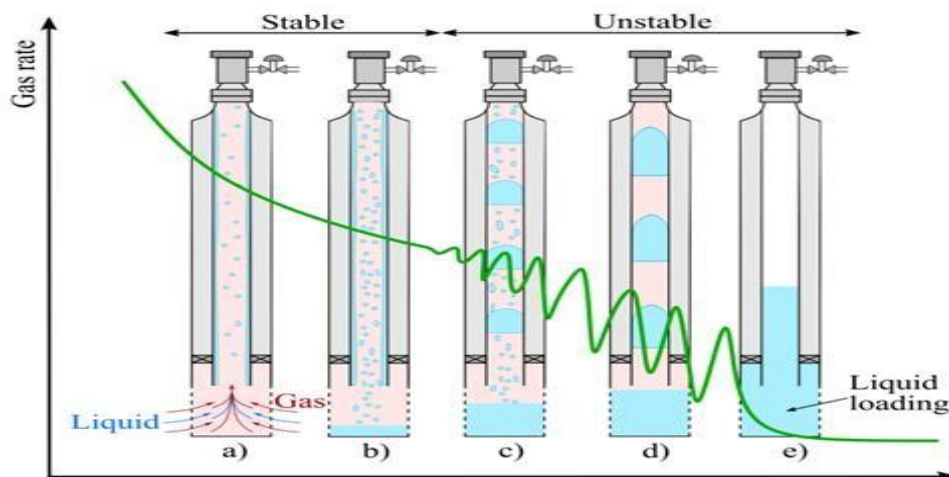


Figure 1.10 Profil de production pour les puits qui sont souffrés du liquid loading. Adapté par Fernandez et al. (2010)

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

### 1.5 Problème de Liquid loading dans le champ de Hassi R'mel :

Cette section présente les différents symptômes permettant d'identifier la survenue du liquid loading dans certains puits de gaz du champ de Hassi R'mel bien que ce problème est devenu rare ces dernières années grâce à la mise en œuvre de stratégies de boosting. Cependant, il est important de noter que la réduction de la pression de la tête résulté par le boosting peut également entraîner une augmentation de la production d'eau. Une production d'eau accrue, associée à des valeurs élevées du rapport eau-gaz (WGR) et de la watercut, peut représenter un risque important de Liquid Loading, même avec une pression de tête réduite.

Dans le champ de Hassi R'mel, le problème du liquid loading dans les puits de gaz est devenu rare ces dernières années grâce à la mise en œuvre de stratégies de boosting. Bien que le boosting ne vise pas principalement à résoudre les problèmes de liquid loading, il a un effet indirect sur leur atténuation en permettant une réduction supplémentaire du WHP si nécessaire.

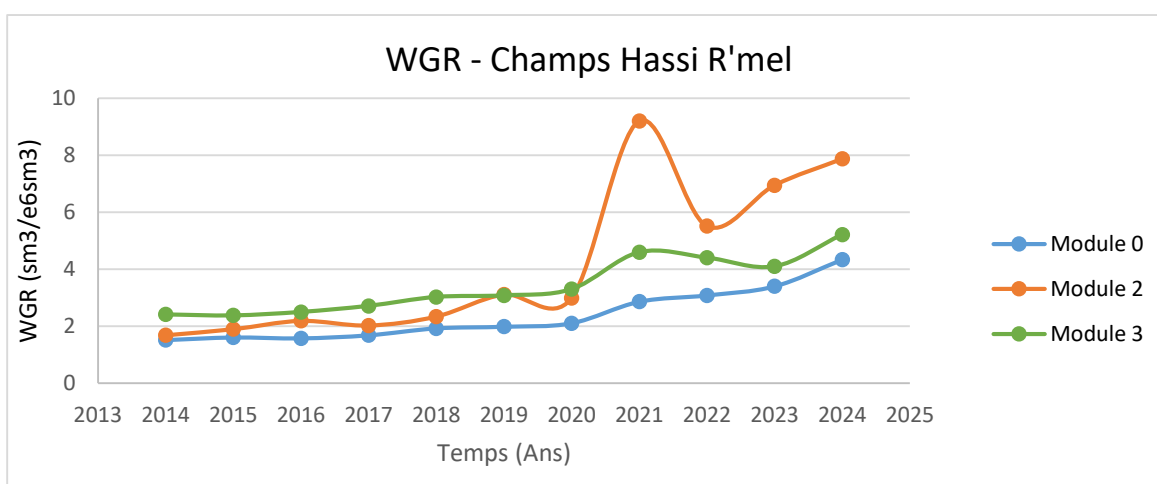


Figure 1.11. Évolution du WGR dans le champ de Hassi R'mel

Cependant, il est important de noter que la réduction du WHP par le boosting peut également entraîner une augmentation de la production d'eau, surtout dans le cas d'un réservoir pareil à celui de Hassi R'mel ou les bonnes caractéristiques pétro-physiques

d'un tel réservoir et la présence de fractures naturelles facilitent le drainage de l'eau vers le réservoir. Un rapport eau-gaz (WGR) élevé est souvent un indicateur clé du liquid loading, car il signifie qu'une quantité importante d'eau est produite avec le gaz. Dans le champ de Hassi R'mel, des valeurs élevées du WGR ont été observées dernièrement, comme la montre la figure ci-dessous. Cette production d'eau accrue, associée à une réduction du WHP, peut représenter un risque important de liquid loading.

Bien que le boosting ait considérablement réduit l'occurrence du liquid loading, il est essentiel de surveiller attentivement les indicateurs tels que le WGR. Une production d'eau excessive, exacerbée par une réduction supplémentaire du WHP, peut créer des conditions favorables au liquid loading, nécessitant ainsi des mesures d'atténuation supplémentaire



## **Chapitre 2**

*Problèmes de Liquid Loading dans le champ  
de Hassi R'mel.*

## 2 Chapitre 2 : Problèmes de Liquid Loading dans les puits de gaz à condensat de Hassi R'mel

### 2.1 Introduction

Dans le domaine de l'ingénierie pétrolière, le Liquid Loading représente un défi majeur pour la production efficace de gaz dans les puits de gaz naturel. Le Liquid Loading se manifeste par l'incapacité d'un puits de gaz producteur à éliminer les liquides coproduits du fond du puits. Les liquides s'écoulant sous forme de gouttelettes ou de film s'accumulent au fond du puits, imposant ainsi une contre-pression au niveau de la formation et entraînant une perte de pression de plus en plus importante dans le fond du puits. Le problème initié par la charge liquide se manifeste par une perte de capacité de productivité du puits, entraînant une diminution significative de la pression de tête de puits, ce qui, à son tour, conduit à l'arrêt de la production de gaz. Par conséquent, le problème de liquid loading réduit le taux de récupération ultime d'un puits de gaz.

Tant le renversement de l'écoulement de gouttelettes que le renversement de l'écoulement de film liquide ont été postulés comme le mécanisme sous-jacent de la charge liquide. Les deux mécanismes reposent principalement sur le diagnostic du problème dans des conditions d'écoulement au niveau de la tête de puits.

Pour évaluer correctement de tels puits, il devient crucial de comprendre :

- La vitesse à laquelle les phases se déplacent (par exemple, gaz, eau, condensat).
- Les débits de production volumétriques de chaque fluide (par exemple, gaz, eau, condensat).
- Les contraintes géométriques régissant l'écoulement des fluides à l'intérieur du puits de forage (par exemple, les zones de section transversale du tubage et du tubage de revêtement, l'espace annulaire).
- La méthodologie d'interprétation des changements de pression dans le tubage et/ou le tubage de revêtement.

### 2.2 Causes de Liquid Loading

Dans les puits de gaz, la charge liquide se produit lorsque le débit de gaz n'est pas suffisamment élevé pour soulever les liquides (par exemple, l'eau et/ou le condensat) jusqu'à la surface. Les ingénieurs sont souvent chargés d'identifier et de corriger ce type de problème de production par le biais de changements opérationnels (par exemple, réduction de la pression au tête de puits). De même, sur la base de l'expérience sur le terrain, les ingénieurs peuvent planifier à l'avance l'achèvement du puits et/ou choisir la taille du tubage pour résoudre les problèmes prévus de charge liquide.

Pendant l'écoulement ascendant vertical, en raison des effets de la flottabilité (différence de densité), il est prévu que le gaz s'écoule plus rapidement que le liquide. De

même, en fonction de leurs vitesses respectives, le gaz et le liquide présenteront différentes distributions topologiques à l'intérieur du tuyau, connues sous le nom de schémas d'écoulement.

À des vitesses de gaz élevées, le gaz tend à se déplacer vers le centre du tuyau, formant un tourbillon communément appelé noyau de gaz. Le liquide est alors poussé hors du noyau de gaz et sur la paroi du tuyau, formant un film. De plus, en raison du fort cisaillement à l'interface film gaz-liquide, le film liquide est constamment atomisé sous forme de gouttelettes transportées dans le noyau de gaz, tandis que certaines sont déposées à nouveau dans le film. Ce schéma d'écoulement est connu sous le nom d'écoulement annulaire-mist et il est celui préféré dans les puits de gaz qui produisent des liquides.

Lorsque la vitesse du gaz diminue, le film liquide commence à relier le noyau de gaz et le liquide près de la paroi du tuyau commence à retomber. Cela conduit progressivement à de nouveaux schémas d'écoulement tels que le churn, le slug et finalement le bubble flow (la vitesse de gaz la plus basse). La quantité de liquide par section de tuyau le long du puits est connue sous le nom de rétention de liquide et varie en fonction du schéma d'écoulement en cours. Cela a également un impact sur les pertes de pression qui doivent être correctement estimées le long du puits.

Au fil du temps, une présence croissante de liquide dans le puits peut créer une zone de recirculation qui génère une pression excessive au niveau du sable qui peut entraver ou, si elle est suffisamment élevée, arrêter complètement la production de gaz. C'est communément appelé charge liquide.

L'angle d'inclinaison des pipelines ou des puits joue un rôle significatif dans la détermination des tendances de reflux et du comportement du film liquide le long des parois du tube. Initialement, la vitesse critique du gaz augmente avec une augmentation de l'angle d'inclinaison, favorisant ainsi le liquid loading en raison de la force gravitationnelle accrue exercée sur le film liquide. En revanche, l'épaisseur maximale du film liquide diminue avec une augmentation de l'angle d'inclinaison (voir Figure 2), entraînant une réduction de la vitesse du gaz requise pour son transport. Par conséquent, la vitesse critique du gaz connaît une augmentation initiale suivie d'un déclin lorsque l'angle d'inclinaison passe d'horizontal à vertical.

Le diamètre du tube a principalement un impact sur l'épaisseur maximale du film. Des diamètres de tube réduits correspondent à des épaisseurs de film plus petites, induisant ainsi un renversement du film liquide à une vitesse superficielle de gaz plus basse. Par conséquent, des diamètres de tube plus petits sont associés à des vitesses critiques de gaz plus basses, atténuant ainsi le risque de liquid loading.

La pression du système influence principalement la densité du gaz extrait. Des pressions élevées produisent des gaz plus denses, améliorant ainsi leur capacité à

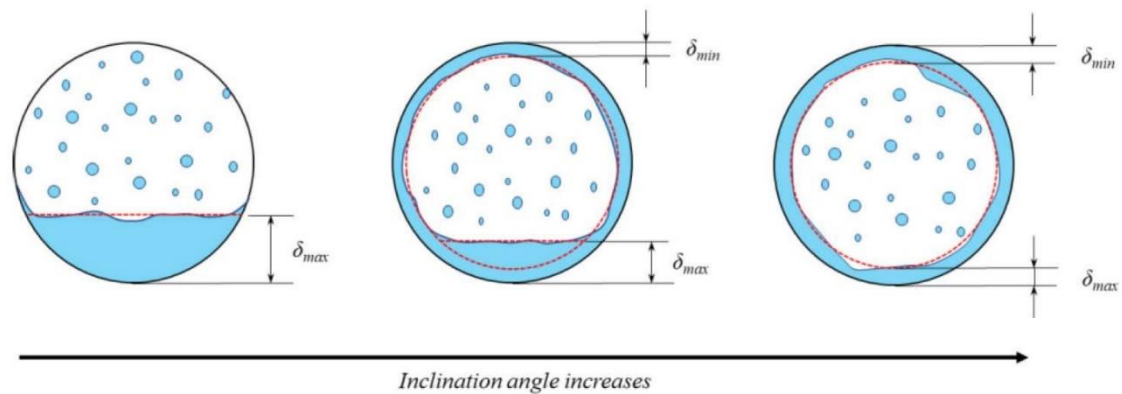


Figure 2.1. L'effet de l'angle d'inclinaison sur l'épaisseur maximale du film liquide

interagir avec le liquide à travers les contraintes de cisaillement aux interfaces de phase. Par conséquent, cela réduit la vitesse critique du gaz et retarde le début du liquid loading.

## 2.3 Mécanisme de formation du Liquid Loading

Le liquid loading dans les puits de gaz est un phénomène complexe résultant de l'interaction entre les phases gazeuse et liquide lors de leur écoulement ascendant dans le puits. Les principaux mécanismes sous-jacents sont l'inversion de l'écoulement des gouttelettes de liquide et l'inversion de l'écoulement du film liquide le long de la paroi du tubage. Ces mécanismes, étroitement liés aux différents régimes d'écoulement diphasique observés, sont gouvernés par un ensemble de paramètres clés tels que les vitesses des phases, leurs propriétés physiques, ainsi que les caractéristiques géométriques du puits. Une compréhension approfondie de ces mécanismes et des régimes associés est essentielle pour appréhender les risques de liquid loading, ses conséquences sur la production et envisager des stratégies de remédiation adaptées.

### 2.3.1. Inversion de l'écoulement des gouttelettes (Droplet Flow Reversal)

Le phénomène d'inversion de l'écoulement des gouttelettes est le principal mécanisme responsable du liquid loading dans les puits de gaz. Initialement, lorsque la vitesse du gaz est suffisamment élevée, les gouttelettes de liquide sont entraînées vers le haut par les forces de traînée exercées par l'écoulement gazeux. Cependant, lorsque la vitesse du gaz diminue en dessous d'une valeur critique, les forces de traînée deviennent trop faibles pour compenser le poids des gouttelettes. Un équilibre s'établit alors entre la force de traînée ascendante et la force de gravité descendante, donnant lieu à une vitesse de glissement nulle pour les gouttelettes. En deçà de cette vitesse critique, les gouttelettes commencent à redescendre par gravité, s'accumulant progressivement au fond du puits. Ce mécanisme est régi par plusieurs facteurs, notamment la vitesse du gaz, le diamètre et la densité des gouttelettes, la viscosité du liquide, ainsi que la géométrie du puits

## Liquid transport in a vertical gas well

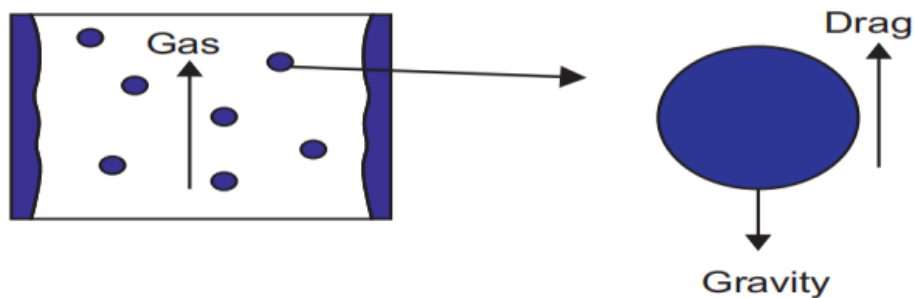


Figure 2.2. Mouvement des gouttelettes liquides.

(diamètre, inclinaison). Des modèles mécanistes ont été développés pour prédire cette vitesse critique en fonction de ces différents paramètres.

### 2.3.2. Inversion de l'écoulement du film liquide (Liquid Film Reversal)

Lorsque les vitesses de gaz sont élevées, on observe généralement un écoulement annulaire où le liquide s'écoule sous forme d'un film mince le long de la paroi du tubage, tandis que le gaz circule dans un noyau central. Ce film liquide est maintenu par les forces de cisaillement à l'interface gaz-liquide. Cependant, lorsque la vitesse du gaz diminue, ces forces de cisaillement deviennent insuffisantes pour compenser les forces gravitationnelles et de tension interfaciale agissant sur le film. On assiste alors à une désintégration progressive du film, qui commence à se fragmenter en grosses vagues liquides descendantes. Si la vitesse du gaz continue à diminuer, ces vagues finissent par se regrouper en poches de liquide qui descendent de manière intermittente (slug flow). L'inversion complète du film liquide, avec un détachement total de la paroi, est favorisée

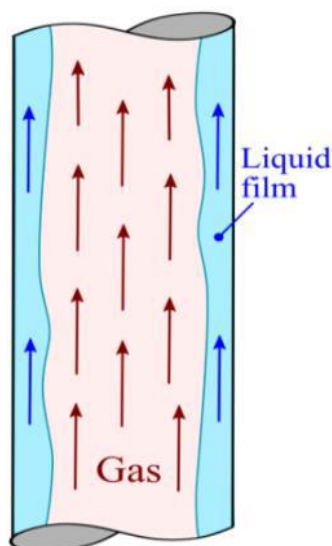


Figure 2.3. Mouvement du film liquide

par une faible tension interfaciale, une forte rugosité de la paroi, ainsi que dans les puits déviés ou horizontaux où les effets de gravité sont prépondérants.

### 2.3.3. Régimes d'écoulement associés

Les mécanismes d'inversion des gouttelettes et du film liquide sont intimement liés aux différents régimes d'écoulement diphasique rencontrés dans les puits de gaz. À hautes vitesses de gaz, on observe un écoulement annulaire avec un film liquide le long de la paroi. Lorsque la vitesse diminue, on passe à un régime agité (churn flow) caractérisé par de grosses vagues liquides chaotiques. En diminuant encore la vitesse, ces vagues se regroupent en longues poches de liquide séparées par des bulles de gaz (slug flow). Enfin, à très faibles vitesses, on atteint le régime à bulles dispersées (bubble flow) où le gaz est piégé sous forme de petites bulles dans une phase liquide continue. La transition entre ces différents régimes est régie par des cartes d'écoulement diphasique qui délimitent leurs domaines d'existence en fonction des vitesses superficielles de gaz et de liquide, mais aussi des propriétés des fluides (densités, viscosités, tensions interfaciales) et de la géométrie du puits. Une bonne compréhension de ces régimes est cruciale pour prédire les risques de liquid loading.

#### 2.3.1.1 Flow Patterns

La compréhension des schémas d'écoulement diphasique gaz-liquide est essentielle pour analyser le phénomène de Liquid Loading dans les puits de gaz. En effet, la répartition des phases et leurs vitesses relatives influencent directement les gradients de pression, les pertes de charge et les mécanismes d'inversion d'écoulement qui peuvent conduire à l'accumulation de liquides au fond du puits. Cette section présente les quatre principaux régimes d'écoulement vertical observés dans les puits de gaz - écoulement à bulles, à bouchons, transition slug-annulaire et annulaire-brouillard - et discute de leur évolution au cours de la vie du puits en fonction des conditions de production.

**Bubble Flow:** Le tubage est presque entièrement rempli de liquide. Du gaz libre se présente sous forme de petites bulles, remontant dans le liquide. Le liquide entre en contact avec la paroi et les bulles ne servent qu'à réduire la densité. Illustré dans la figure 2.4.

**Slug Flow:** Les bulles de gaz s'agrandissent en remontant et se regroupent en bulles plus grandes, puis en poches. La phase liquide reste la phase continue. Un film liquide autour des poches peut descendre. Le gradient de pression est significativement affecté à la fois par le gaz et le liquide.

**Slug-Annular Transition:** L'écoulement passe d'une phase liquide continue à une phase gazeuse continue. Certains liquides peuvent être entraînés sous forme de gouttelettes dans le gaz. Le gaz domine le gradient de pression, mais le liquide reste significatif.

**Annular-Mist Flow:** Écoulement Annulaire-Brouillard : La phase gazeuse est continue et la plupart du liquide est entraîné dans le gaz sous forme de brouillard. La paroi du tuyau est recouverte d'un mince film de liquide, mais le gradient de pression est principalement déterminé par l'écoulement de gaz.

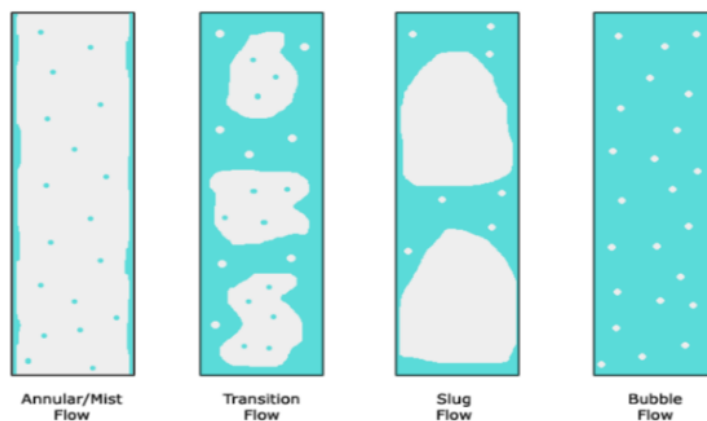


Figure 2.4. Profil de base de l'écoulement diphasique dans le puits.

La Figure 2.4 illustre de manière schématique les profils de base de l'écoulement diphasique dans un puits vertical. Elle permet de visualiser clairement la distribution des phases liquide et gazeuse dans la conduite pour chaque régime d'écoulement. On peut notamment observer la transition progressive d'un écoulement à phase liquide continue avec des bulles de gaz dispersées (bubble flow) vers un écoulement à phase gazeuse continue avec des gouttelettes de liquide entraînées (annular-mist flow) à mesure que la vitesse du gaz augmente.

Au cours de la vie d'un puits, l'un ou tous ces régimes d'écoulement peuvent survenir. Au début, le puits a un débit de gaz élevé, ce qui signifie que le régime d'écoulement est en écoulement en brouillard dans le tubage; certainement, en dessous de l'extrémité du tubage jusqu'aux perforations médianes, le régime d'écoulement peut également être en bulle, transition ou poche. Après quelques années, lorsque la production diminue, le régime d'écoulement change également des perforations à la surface en raison de la vitesse du gaz décroissante. En outre, la production de liquide augmentera également à mesure que la production de gaz diminue. Plus haut dans le puits, l'écoulement restera en régime d'écoulement en brouillard tant que les conditions ne changent pas à la surface, entraînant un régime d'écoulement en transition. À ce stade de la production, le puits change pour une production fluctuante, aboutissant à un régime d'écoulement en poche en raison du débit de gaz toujours en baisse. Il est possible que l'écoulement en poche à la surface change à nouveau pour un taux de production stable lorsque le débit de gaz chute encore plus. Cela peut se produire lorsque le débit de gaz est trop faible pour porter les liquides à la surface et donc ne fait que remonter à travers la colonne de liquide. Il est possible que le puits soit en mesure de fonctionner pendant longtemps et que du gaz soit produit à travers les liquides, avec des liquides remontant à la surface, bien qu'il soit dans un état de chargement. Néanmoins, des mesures correctives doivent être prises

suffisamment tôt pour éviter la baisse supplémentaire du puits et finalement empêcher le puits de mourir.

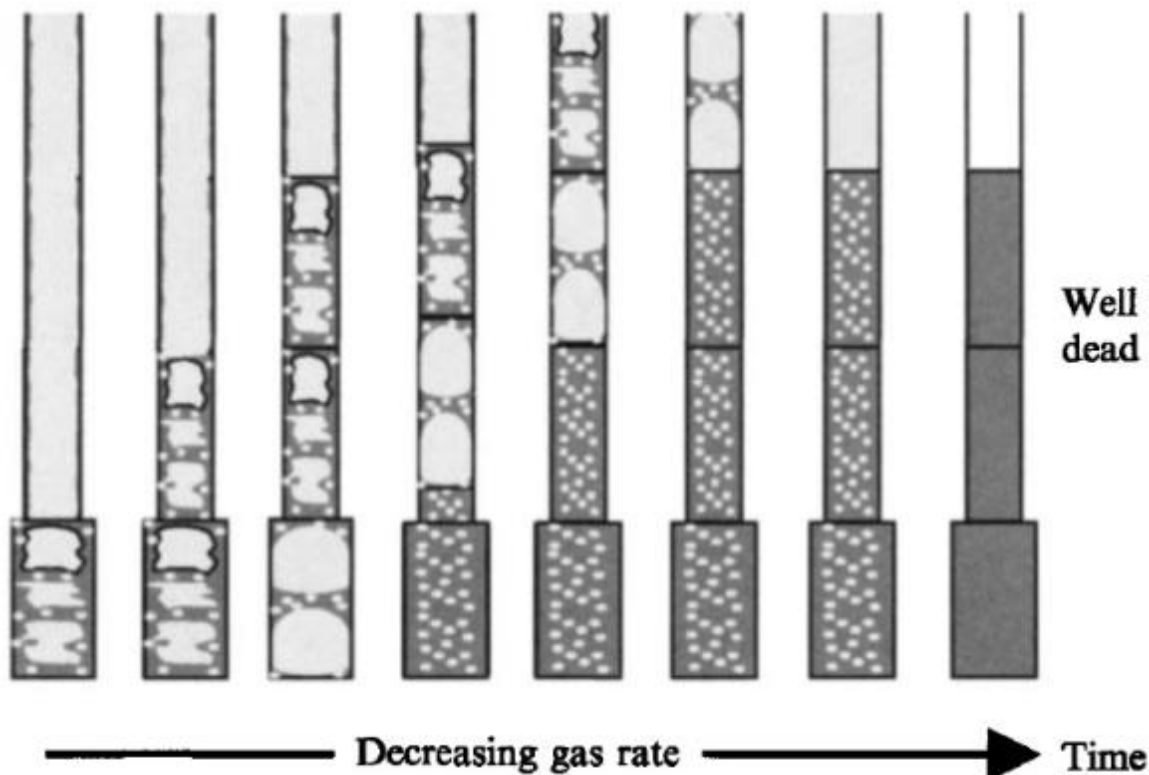


Figure 2.5. Historique de vue d'un puits de gaz

La Figure 2.5 présente l'historique type de production d'un puits de gaz, mettant en évidence l'évolution des régimes d'écoulement au cours du temps. On constate qu'au début de la vie du puits, les vitesses de gaz élevées favorisent un écoulement annulaire-brouillard stable. Puis, avec le déclin de la production de gaz et l'augmentation des venues de liquides, on observe une transition progressive vers les régimes d'écoulement slug et à bouchons, caractérisés par une production fluctuante et des risques accrus de liquid loading. Cette figure illustre bien la nécessité d'adapter les méthodes de deliquification au régime d'écoulement en place pour maintenir une production stable.

## 2.4. Types de Liquides Impliqués

Dans les puits de gaz, plusieurs types de liquides peuvent être co-produits avec le gaz et contribuer au phénomène de liquid loading. La nature et les propriétés de ces différents liquides influencent grandement les mécanismes d'inversion d'écoulement ainsi que les régimes diphasiques rencontrés. Il est donc essentiel de bien caractériser leur composition afin de mieux appréhender leurs interactions avec la phase gazeuse et d'optimiser les stratégies de gestion du liquid loading.



### 2.4.1. Eau de formation

L'eau de formation, également appelée eau connée ou eau interstitielle, est naturellement présente dans les formations géologiques poreuses et peut être produite avec le gaz. Sa composition chimique varie considérablement selon l'âge et l'origine de la formation rocheuse, avec des teneurs variables en sels dissous tels que le NaCl, le CaCl<sub>2</sub>, etc. Cette salinité de l'eau influe directement sur ses propriétés physiques comme la densité et la viscosité, impactant ainsi son comportement lors de l'écoulement diphasique avec le gaz. De plus, la présence d'eau de formation hautement salée peut favoriser la formation d'émulsions stables avec les hydrocarbures liquides légers, complexifiant davantage l'écoulement.

### 2.4.2. Condensats

Les condensats sont des hydrocarbures liquides légers initialement présents sous forme gazeuse dans le réservoir. Lorsque les conditions de pression et de température changent durant la remontée du fluide, ces composés se condensent pour former un liquide organique communément appelé "low dropout". Les propriétés physico-chimiques des condensats (densité, viscosité, tension interfaciale) dépendent grandement de leur composition, elle-même liée aux caractéristiques de la roche-mère et du réservoir. La présence de condensats peut considérablement compliquer la gestion du liquid loading en raison de leur faible mouillabilité vis-à-vis de l'eau et de leur tendance à former des bancs stagnants dans les parties basses du puits.

### 2.4.3. Autres liquides

Outre l'eau de formation et les condensats, d'autres types de liquides peuvent être rencontrés dans les puits de gaz comme les émulsions stables eau-huile, les débris solides issus de l'érosion ou de la dégradation des équipements de production, ou encore les fluides de complétion et de fracturation hydraulique résidant dans le puits. Bien que généralement présents en moindres quantités, ces liquides peuvent avoir des impacts significatifs sur la rhéologie globale de l'écoulement diphasique gaz-liquide et doivent être pris en compte lors des études de diagnostic et de remédiation du liquid loading. Leur caractérisation physico-chimique permettra de mieux comprendre leurs interactions avec les autres phases et de sélectionner les traitements appropriés.

Une connaissance approfondie de la nature et des propriétés distinctives de ces différents liquides est donc primordiale pour anticiper leur comportement dans les conditions d'écoulement du puits. Cela permet de mieux appréhender les mécanismes sous-jacents du liquid loading, d'identifier les régimes diphasiques à risque, et de dimensionner les stratégies de gestion adéquates pour assurer une production de gaz optimale et durable.

## 2.5 Problèmes causées par le Liquid Loading

Liquid loading peut entraîner un écoulement erratique, par à-coups et une diminution de la production. Le puits peut finir par s'épuiser si les liquides ne sont pas continuellement évacués. Souvent, lorsque les liquides s'accumulent dans un puits, le puits produit simplement à un rythme inférieur à celui attendu.

Si le débit de gaz est suffisamment élevé pour éliminer la majeure partie ou la totalité des liquides, la pression d'écoulement du tubage au niveau de la formation et le débit de production atteindront un équilibre stable. Le puits produira à un rythme qui peut être prédit par la courbe de la relation de production d'arrivée de réservoir (IPR) (voir chapitre 3).

Si le débit de gaz est trop faible, le gradient de pression dans le tubing devient important en raison de l'accumulation de liquide, entraînant une augmentation de la pression sur la formation. Lorsque la contre-pression sur la formation augmente, le débit de production de gaz du réservoir diminue et peut chuter en dessous du débit critique requis pour éliminer le liquide. Davantage de liquides s'accumuleront dans le puits de forage et l'augmentation de la pression au fond du trou réduira encore la production de gaz et pourra même tuer le puits.

En fin de vie d'un puits, du liquide peut stagner au-dessus des perforations avec le gaz qui bulle à travers le liquide jusqu'à la surface. Dans ce scénario, le puits se comporte comme s'il produisait avec peu ou pas de liquide amené à la surface. Si ce comportement est observé sans connaissance de l'historique du puits, on pourrait supposer que le puits n'est pas chargé en liquide mais seulement un faible producteur.

Tous les puits de gaz qui produisent des liquides, qu'ils soient dans des formations à haute ou basse perméabilité, finiront par connaître un chargement de liquide avec l'épuisement du réservoir. Même les puits avec des rapports gaz-liquide (GLR) très élevés et de faibles débits de liquide peuvent se charger si la vitesse du gaz est faible. Cette condition est typique des puits de gaz dans des formations très compactes (à faible perméabilité) qui produisent à de faibles débits de gaz et ont de faibles vitesses de gaz dans le tubage. Certains puits peuvent être complétés et produire des quantités considérables de gaz à travers de grands tubages, mais peuvent être chargés en liquide dès le premier jour de production.

## 2.6 Symptômes du Liquid loading dans les Puits de Gaz

Nous allons ici expliquer certains signes qui nous indiquent la survenue du chargement du puits. Certains de ces signes peuvent être observés plus clairement que d'autres. James et al. (2003, p.13-23) ont discuté de ces symptômes.

### 2.6.1 Production erratique et Augmentation du taux de déclin

La forme de la courbe de déclin d'un puits peut indiquer des problèmes de liquid loading en profondeur. Les courbes de déclin doivent être analysées au fil du temps, en

recherchant des changements dans la tendance générale. La figure 1.2 montre deux courbes de déclin. La courbe de déclin de type exponentiel lisse est caractéristique d'une production normale de gaz uniquement, en tenant compte de l'épuisement du réservoir. La courbe fortement fluctuante est indicative du liquid loading dans le fond de puits.

## 2.6.2 Baisse de la pression dans le tubing avec augmentation de la pression dans le casing

Si des liquides commencent à s'accumuler au fond du puits de forage, la tête de pression supplémentaire sur la formation abaisse la pression de surface dans le tubage. De plus, à mesure que la production de liquide augmente, le liquide ajouté dans le tubage

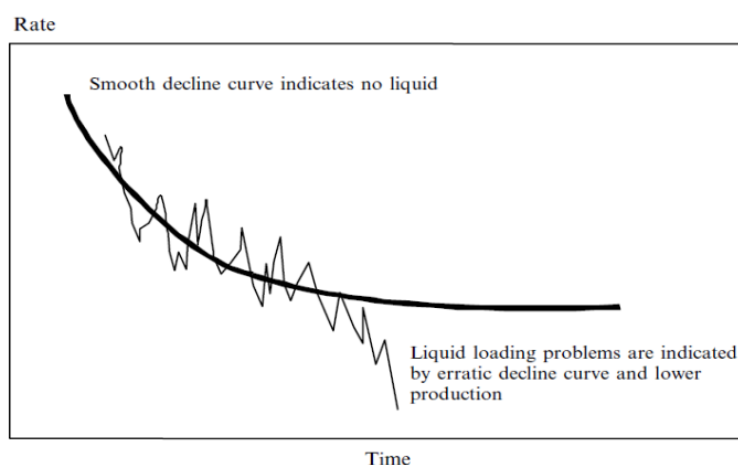


Figure 2.7. Courbe de déclin comme indicateur de liquid loading (James et al. 2003:18)

### Liquid Accumulation in Tubing

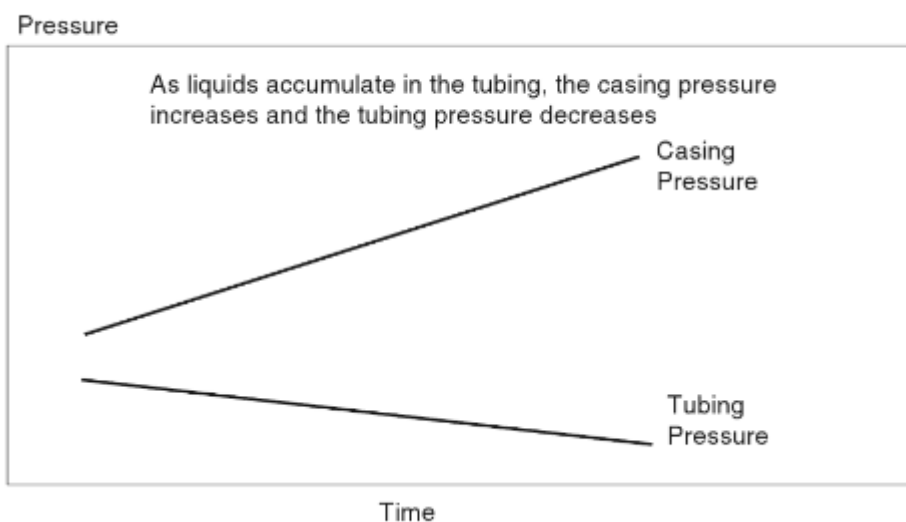


Figure 2.6. Indicateurs de pression de tubage et de cuvelage

transporté par le gaz (rétention de liquide) augmente le gradient dans le tubage et fournit à nouveau plus de contre-pression contre la formation, réduisant ainsi la pression de surface dans le tubage. Dans les complétions sans packer où ce phénomène peut être observé, la présence de liquides dans le tubage se manifeste par une augmentation de la

pression de surface dans le tubage, car les fluides amènent le réservoir vers un point de production à débit plus faible et à pression plus élevée. Lorsque le gaz est produit à partir du réservoir, le gaz percole dans l'annulaire de tubage du tubage. Ce gaz est exposé à la pression de formation plus élevée, ce qui entraîne une augmentation de la pression de surface dans le tubage.

En fin de compte, les estimations du gradient de pression du tubage peuvent être faites dans un puits en écoulement sans obturateur en mesurant la différence de pression entre le tubing et le casing. Dans un puits de production sans obturateur, le gaz libre se séparera des liquides dans le puits et montera dans l'annulus. Le niveau de fluide dans un puits en écoulement restera abaissé à la profondeur d'admission du tubage sauf en cas de "heading" ou de présence d'une fuite de tubage.

Pendant le "heading", le niveau de liquide dans l'annulus monte périodiquement au-dessus puis retombe au niveau d'admission du tubage. Cependant, dans un puits en écoulement, la différence entre les pressions du tubing et du casing est un indicateur de la perte de pression dans le tubage de production. Le poids de la colonne de gaz dans le casing peut être calculé facilement. En comparant la différence de pression entre la cuve et le tubage avec un gradient de gaz sec pour le puits, on peut estimer le gradient de tubage plus élevé dû à l'accumulation de liquides ou au chargement du tubage.

### 2.6.3 Gradient de Pression Montrant le Niveau de Liquide

Les sondages de pression en puits en écoulement ou statique sont probablement la méthode la plus précise disponible pour déterminer le niveau de liquide dans un puits de gaz et donc si le puits est chargé en liquides. Les sondages de pression mesurent la pression en fonction de la profondeur du puits, soit en étant fermé, soit en écoulement. Le gradient de pression mesuré est une fonction directe de la densité du milieu et de la profondeur, et pour un fluide statique unique, la pression en fonction de la profondeur devrait être presque linéaire.

Étant donné que la densité du gaz est nettement inférieure à celle de l'eau ou du condensat, la courbe du gradient mesuré présentera un changement brutal de pente lorsque l'outil rencontrera du liquide stagnant dans le tubage. Ainsi, le sondage de pression fournit un moyen précis pour déterminer le niveau de liquide dans le puits de forage. Si le niveau de liquide est supérieur aux perforations, des problèmes de chargement de liquide sont indiqués.

La figure 2.8 illustre le principe de base associé au sondage de pression. Notez que les débits de production de gaz et de liquide peuvent modifier les pentes mesurées par le sondage, donnant un gradient de gaz plus élevé en raison de la présence de certains liquides dispersés et un gradient de liquide plus faible en raison de la présence de gaz dans le liquide. Notez également que le niveau de liquide dans un puits de gaz fermé peut être mesuré de manière acoustique en tirant un niveau de liquide dans le tubage.

Le fluide dans le tubage d'un puits qui produit à la fois des liquides et des gaz présente un régime d'écoulement diphasique complexe qui dépend du débit et de la quantité de chaque phase constituante présente. Les données de sondage de pression en écoulement obtenues en écoulement diphasique ne sont pas nécessairement linéaires comme indiqué précédemment. Lorsque le gradient de pression mesuré n'est pas linéaire mais montre une pression continuellement croissante avec la profondeur, les données de gradient de pression seules ne suffisent pas pour déterminer si le liquid loadinge devient en fait un problème.

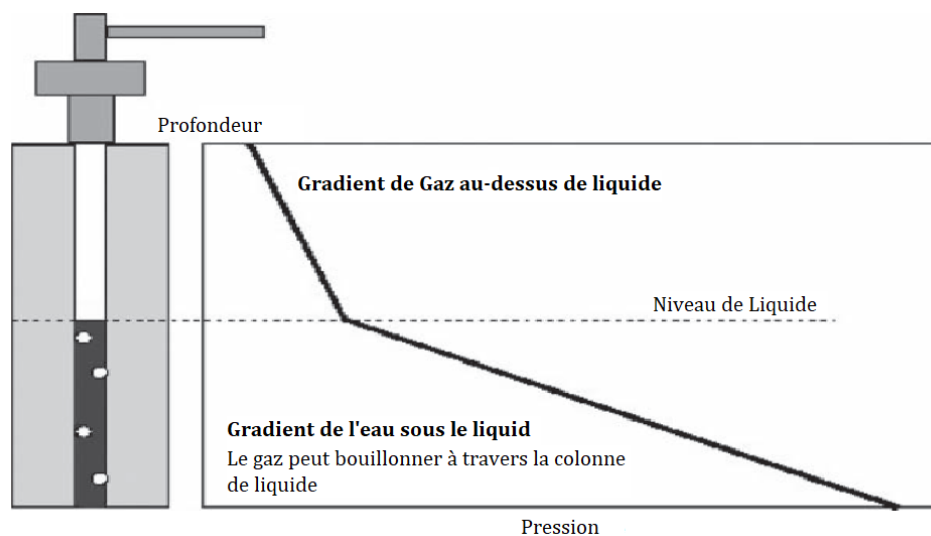


Figure 2.8. Schéma de sondage de pression pour déterminer le liquid loadinge (James et al. 2003 : 20).

#### 2.6.4 Cessation de la production de liquides

Certains puits de gaz à débit élevé produisent initialement des liquides pendant un certain temps, puis diminuent progressivement à des débits beaucoup plus faibles. Lorsque la production de gaz diminue, la production de liquides peut également cesser. Dans de tels cas, le puits produit du gaz à des débits inférieurs au seuil critique nécessaire pour transporter les liquides à la surface. Par conséquent, les liquides s'accumulent de plus en plus dans le puits, tandis que le gaz ne fait que remonter à travers eux. Selon la pression du puits et l'ampleur de l'accumulation de liquides, il n'y a que deux résultats possibles : soit le puits cesse de s'écouler complètement, soit le gaz parvient à remonter à travers le liquide jusqu'à la surface. Dans les deux scénarios, le débit de gaz dans le puits diminue à un niveau où les liquides ne peuvent pas être transportés dans le tubage. Pour identifier de telles réponses à faible débit dans un puits, deux approches sont disponibles. La première consiste à calculer la vitesse critique minimale dans le tubage, tandis que la deuxième consiste à déterminer la vitesse minimale de gaz nécessaire pour transporter les liquides à la surface.

### 2.6.5 Pics de Pression à l'Orifice

Une méthode couramment utilisée pour identifier les problèmes de chargement de liquide sur le terrain consiste à utiliser un système de collecte de données automatisé ou un enregistreur de pression à deux stylos. Ces dispositifs enregistrent les données de production ou, plus précisément, enregistrent le débit de gaz à travers un orifice au fil du temps. Dans les cas où un puits produit des liquides sans rencontrer de problèmes de chargement, les liquides se présentent sous forme de petites gouttelettes dans le flux de gaz (flux de brouillard), exerçant un impact minimal sur la chute de pression à l'orifice. Cependant, lorsqu'un bouchon de liquide de densité relativement élevée passe à travers l'orifice, cela provoque un pic de pression. Ces pics, lorsqu'ils sont tracés par rapport aux chutes de pression à l'orifice, indiquent l'accumulation de liquides dans le puits et/ou le flux. Ils indiquent également que les liquides sont produits de manière intermittente à la surface sous forme de bouchons. La Figure 2.9 illustre un tel tracé, généré par un enregistreur à deux stylos. À gauche, un puits est représenté produisant normalement en flux de brouillard, tandis qu'à droite, un puits aux premiers stades de problèmes de chargement de liquide (flux de bouchon) est montré.

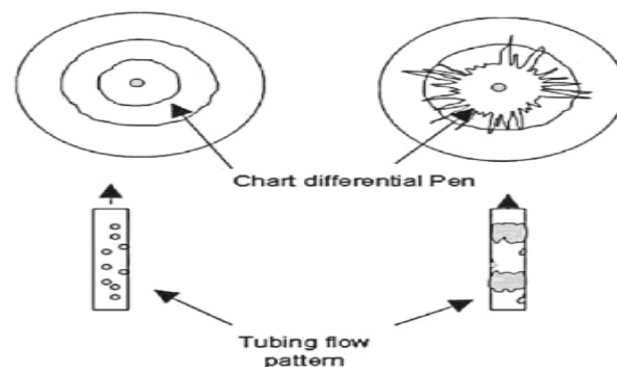


Figure 2.9. Impact du flux sur la chute de pression à l'orifice (flux de brouillard à gauche vs flux de bouchon à droite)

## **Chapitre 3**

*Modélisation des puits dans le champ de Hassi  
R'mel*

## 3 Chapitre 3 : Modélisation des puits dans le champ de Hassi R'mel

La modélisation des puits est une étape essentielle pour traiter efficacement le problème du liquid loading et optimiser leur performance. Dans cette étude, nous utiliserons le logiciel PIPESIM de Schlumberger pour modéliser quatre puits candidats du champ de Hassi R'mel (HR055, HRD023, HR104 et HR101). Cet outil puissant nous permettra de construire des modèles détaillés intégrant les caractéristiques clés des puits et d'analyser leur comportement pour identifier les risques de liquid loading.

### 3.1 Présentation du logiciel Pipesim

Pipesim est un logiciel de simulation d'écoulement polyphasique en régime permanent développé par Schlumberger, utilisé pour la conception et l'analyse de diagnostic des systèmes de production pétrolière et gazière. Il permet de modéliser l'écoulement polyphasique du réservoir à la tête de puits, ainsi que d'analyser les performances des conduites et des installations de surface pour générer une analyse complète du système de production.

### 3.2 Modélisation des puits candidats :

Dans le cadre de cette étude, nous utiliserons Pipesim pour modéliser quatre puits candidats sélectionnés (HR055, HRD023, HR104 et HR101) afin d'étudier le phénomène de liquid loading. La construction d'un modèle de puits dans Pipesim implique plusieurs aspects clés :

- La complétion du puits, décrivant la configuration des tubings et des équipements
- Les données PVT caractérisant le comportement des fluides produits
- Le modèle de réservoir (IPR) représentant les performances de l'écoulement des fluides du réservoir au puits
- Le choix de la corrélation d'écoulement vertical (VLP) adaptée aux conditions de puits
- Le tracé des courbes d'écoulement entrant (IPR) et sortant (VLP) pour analyser leur point d'intersection et optimiser la production

En intégrant ces différents éléments dans des modèles Pipesim détaillés pour chaque puits, nous serons en mesure de mieux comprendre leur comportement, d'identifier d'éventuels problèmes de liquid loading et de proposer des stratégies d'optimisation ciblées. Cette approche de modélisation rigoureuse, rendue possible par les puissantes fonctionnalités de Pipesim, constituera une base solide pour améliorer les performances des puits et la gestion du champ de Hassi R'mel.



### 3.2.1 Complétions des puits :

Le modèle de puits à concevoir avec Pipesim comprend une partie représentant la modélisation physique du puits. Les données de complétion nécessaires à la création de notre modèle de puits sont résumées dans le tableau 3.1. (Voir annexe A pour le model complet du puits réalisé par PIPESIM)

*Tableau 3.1 Completions des puits candidats*

Puits	Equipements	Profondeur (m)		Diamètre Extérieur (in)	Diamètre Intérieur (in)
		de	à		
HR023	Casing 9"5/8	0	2129	9.625	8.681
	Tubing 7"	0	2054.03	7	6.184
	Liner 7"	2090	2235	7	6.184
	Siege 4"313	2074.52	2074.98	5.5	4.313
HR022	Casing 9"5/8	0	2127	9.625	8.681
	Tubing 7"	0	2051.5	7	6.184
	Liner 7"	2093.5	2209.5	7	6.184
	Siege 4"313	2074.53	2074.99	5.5	4.313
HR099	Casing 9"5/8	0	2126	9.625	8.435
	Tubing 7"	0	2073.53	7	6.184
	Liner 7"	2089.7	2257	7	6.276
	Siege 4"313	2073.53	2073.99	6.098	4.313

### 3.2.2 Données PVT :

Pour obtenir un modèle fiable représentant l'exactitude maximale du débit dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle à utiliser est le modèle de fluide compositionnel.

La modélisation de fluide compositionnel implique la définition des fractions molaires pour chaque composant moléculaire de la fraction pétrolière. Le tableau 3.2 présente les données nécessaires pour créer ce modèle.

*Tableau 3.2 Composants de gaz bruts du champs de Hassi R'mel*

Composants	Fraction Molaire
Eau(H <sub>2</sub> O)	0.075
Methane (C1)	80.715
Ethane (C2)	7.358
Propane (C3)	2.872
Isobutane (iC4)	0.601
Butane (nC4)	1.077
Isopentane (iC5)	0.36
Pentane (nC5)	0.484
Hexane (C6)	0.593
Helium (He)	0.169
Nitrogen (Ne)	5.307
Dioxyde de Carbon (CO <sub>2</sub> )	0.16
Heptane plus (C7+)	0.229

Pour créer le modèle compositionnel, nous avons besoin d'autres données de production. Ces données sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

*Tableau 3.3 Données de production des puits candidats*

	HR099	HR022	HR023
GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	232480.5	75728.5	148147.4
LGR (sm <sup>3</sup> /MMsm <sup>3</sup> )	55.91359	14.06895	7.576566
Wcut (%)	92.30699	6.140351	10.90909
WGR (sm <sup>3</sup> /MMsm <sup>3</sup> )	51.61	0.86	0.83

### 3.2.3 Modèle de réservoir (IPR) :

L'IPR (Inflow Performance Relationship) caractérise la capacité du réservoir à fournir des fluides au puits en fonction de la pression de fond.

Pour nos puits de gaz candidats, nous avons utilisé la méthode de contre-pression (Backpressure) pour calculer l'IPR. Cette méthode, couramment employée pour les puits de gaz, relie le débit de production à la différence entre la pression de réservoir moyenne et la pression de fond dynamique (PWF). L'équation de base de la méthode de contre-pression est :

$$q = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Où :

$q$  est le débit de gaz

$C$  est le coefficient de performance du puits

$P_r$  est la pression moyenne du réservoir

$P_{wf}$  est la pression de fond dynamique

$n$  est l'exposant de contre-pression (généralement 0.5 pour les réservoirs de gaz)

En intégrant les paramètres spécifiques à nos puits, tels que la perméabilité, l'épaisseur de la zone productive et le rayon de drainage, nous pouvons générer les courbes IPR représentant la performance d'écoulement du réservoir vers le puits. Ces courbes seront ensuite combinées aux courbes de performance de la remontée (VLP) pour effectuer l'analyse nodale et optimiser la production.

### 3.2.4 Choix de la corrélation d'écoulement vertical (VLP) :

Le fluide produit au fond du puits doit s'écouler jusqu'à la surface en surmontant la somme de la pression en tête de tubing, de la pression hydrostatique due au fluide en écoulement, des forces de frottement dues à l'écoulement dans le tubing et de toute autre perte d'énergie. L'écoulement du fond du puits jusqu'à la tête de puits est décrit par la relation de performance de levage vertical (VLP). La VLP dépend de nombreux facteurs, notamment les propriétés PVT des fluides, la profondeur du puits, la taille du tubing, la pression de surface, la teneur en eau et le rapport gaz/huile (GOR).

Pour construire un modèle de puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement vertical adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne l'erreur la plus faible par rapport aux données mesurées. Pipesim offre une multitude de corrélations pour modéliser la VLP, parmi lesquelles nous citons :

- La corrélation de Beggs et Brill Original (BBO)
- La corrélation de Beggs et Brill Révisée (BBR)
- La corrélation de Duns et Ros (DR)
- La corrélation de Hagedorn et Brown (HB)
- La corrélation de Mukherjee et Brill (MB)

Étant donné le manque de données, en particulier la pression d'écoulement du puits ( $P_{wf}$ ), nous allons tirer parti de la disponibilité des données de pression en tête de puits ( $P_{wh}$ ) et procéder comme suit pour déterminer la corrélation verticale appropriée :

- Entrer les données de puits précédentes en plaçant le nœud au fond du puits.
- Entrer le débit de gaz.
- Choisir la pression de sortie (pression de tête de puits) comme variable à calculer.
- Sélectionner les corrélations ci-dessus comme corrélations d'écoulement vertical.
- À partir des courbes générées, nous aurons une pression de tête de puits pour chaque corrélation.
- La corrélation la plus adéquate est celle qui donne une pression de tête de puits proche de celle mesurée.

Le tableau (3.4) donne les résultats des différentes corrélations citées ci-dessus.

Tableau 3.4. Erreur relative de la WHP de corrélations du VLP

		BBO	BBR	DR	HBR	MB
HR099	$P_{wh}$ Mesuré	48.75281	48.75281	48.75281	48.75281	48.75281
	$P_{wh}$ Calculé	47.5407	47.09684	38.61968	48.3205	54.06843
	$E_r$ (%)	2.49%	3.40%	20.78%	0.89%	10.90%
HR023	$P_{wh}$ Mesuré	37.98183	37.98183	37.98183	37.98183	37.98183
	$P_{wh}$ Calculé	36.24055	33.32798	36.46382	35.50212	37.80267
	$E_r$ (%)	4.58%	12.25%	4.00%	6.53%	0.47%
HR022	$P_{wh}$ Mesuré	36.01199	36.01199	36.01199	36.01199	36.01199
	$P_{wh}$ Calculé	35.26858	33.74898	34.08936	33.54585	35.61801
	$E_r$ (%)	2.06%	6.28%	5.34%	6.85%	1.09%

D'après le tableau ci-dessus, nous constatons que la corrélation de Hagedorn et Brown Révisé donne la pression de tête de puits la plus proche des valeurs mesurées pour le puits HR099. Par conséquent, cette corrélation sera utilisée pour le calcul des pertes de pression dans les tubings de ce puits. Dans le même contexte, la corrélation de Mukherjee et Brill sera utilisée pour les puits HR022 et HR023.

### 3.2.5 Analyse nodale à l'aide des courbe IPR et VLP

Dans le but d'étudier la performance actuelle de nos puits et de déterminer leur point de fonctionnement (débit de gaz  $Q_g$  et pression de fond  $P_{wf}$ ), nous allons tracer les courbes d'afflux (IPR) et d'écoulement (VLP) pour chaque puits. Ces deux courbes relient la pression d'écoulement en fond de puits au débit de production en surface. L'IPR représente ce que le réservoir peut fournir au fond du puits, tandis que la VLP représente ce que le puits peut délivrer à la surface. L'intersection entre les deux courbes donne le point de fonctionnement.

Nous fixons la pression de sortie comme étant la pression de tête de puits ( $P_{wh}$ ). Les figures ci-dessous illustrent les courbes IPR et VLP pour les puits HR022, HRD023 et

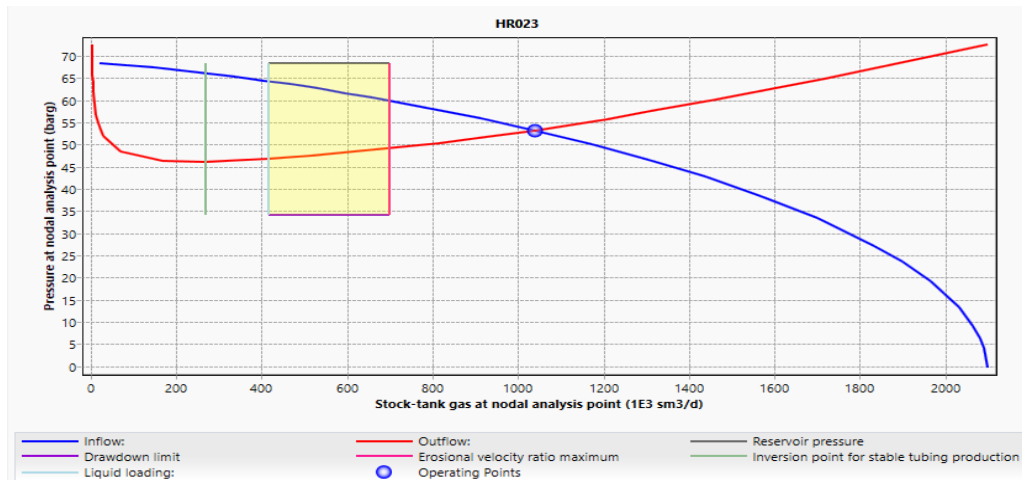


Figure 3.1 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR023

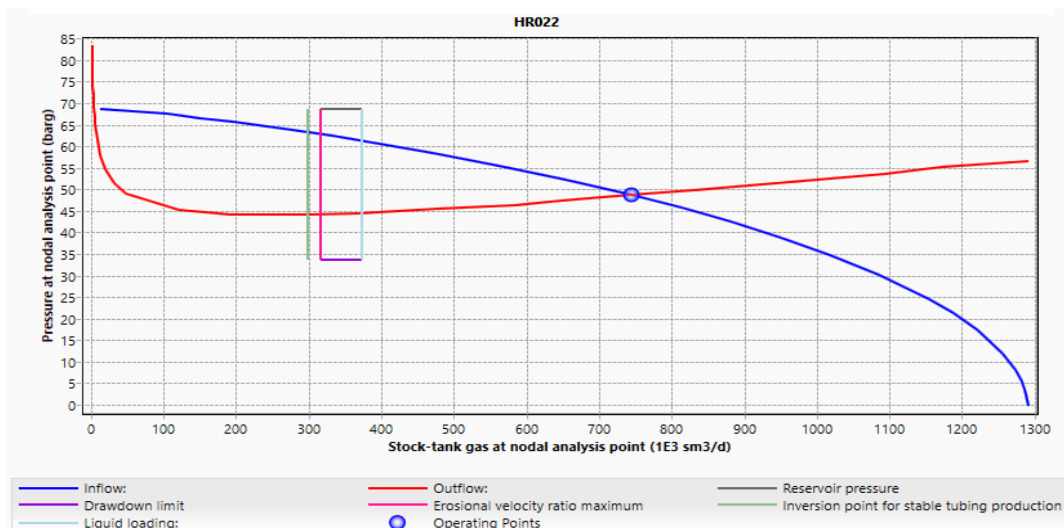


Figure 3.2 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR022

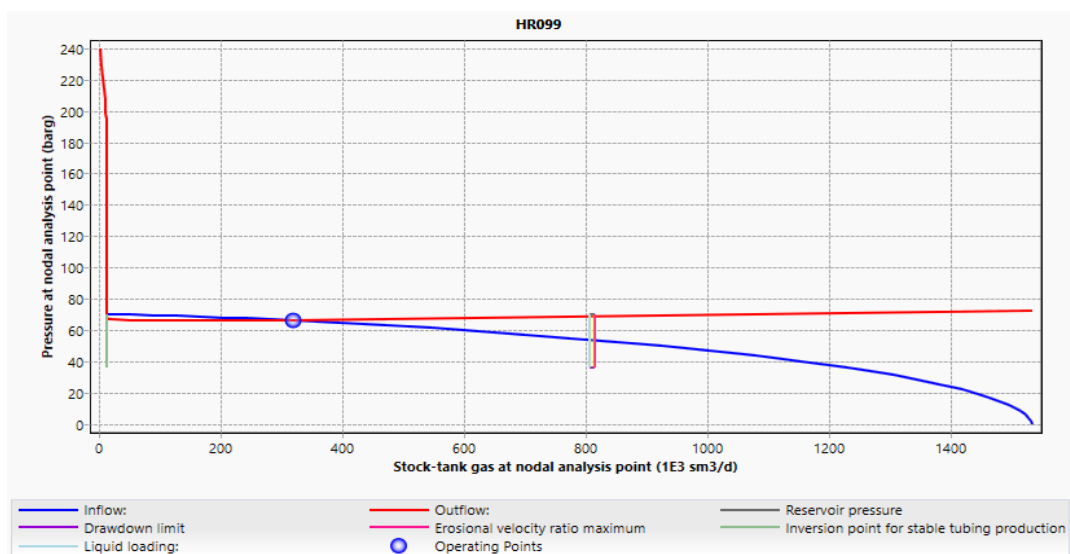


Figure 3.3 Intersection des courbes IPR et VLP du puits HR099

HR099.

À partir de ces courbes, nous déterminons la pression d'écoulement en fond de puits ( $P_{wf}$ ) et le débit de gaz ( $Q_g$ ) correspondant au point de fonctionnement, comme indiqué dans le tableau (3.5).

En comparant les débits de production réels actuels de gaz (746.028  $e^3sm^3/j$  pour HR022, 1039.466  $e^3sm^3/j$  pour HRD023 et 320.621  $e^3sm^3/j$  pour HR099) avec ceux obtenus par Pipesim (745.0277  $e^3sm^3/j$  pour HR022, 1040.312  $e^3sm^3/j$  pour HRD023 et 319.8086  $e^3sm^3/j$  pour HR099), qui sont très proches, nous nous assurons que les modèles construits représentent les puits avec une précision suffisante.

*Tableau 3.5 Résultats de l'analyse nodale des trois puits*

	$Q_g$ ( $e^3sm^3/j$ )	$P_r$ (bar)	$P_{wh}$ (bar)	$P_{wf}$ (bar)
<b>HR099</b>	319.8086	69.98207	48.75281	66.0043
<b>HR023</b>	1040.312	68.34801	37.98183	53.15603
<b>HR022</b>	764.7735	68.85822	36.01199	47.84034

En conclusion, l'analyse nodale a été utilisée pour définir le modèle de puits et ajuster les données de production réelles au comportement simulé du puits. Une fois le modèle créé et vérifié pour reproduire le comportement actuel, une analyse de sensibilité sera effectuée pour identifier, prédire et résoudre le problème de chargement de liquide, ainsi que pour évaluer le comportement futur des puits.

### 3.3 Evaluation des modèles de débits critiques

Les données de cette étude ont été recueillies à partir d'un total de 43 puits de gaz situés dans le champ de Hassi R'mel. Cet ensemble de données complet englobe un large éventail de paramètres, notamment des pressions de tête de puits allant de 31 bar à plus de 150 bar, un angle de déviation constant de 90 degrés pour tous les puits (considérés comme verticaux), des débits de production de gaz variant de 170  $e^3sm^3/j$  à 1040  $e^3sm^3/j$ , et des diamètres de tubing de 6"184 pour chaque puits individuel.

Après une analyse minutieuse des données collectées, il a été déterminé que 28 des 43 puits étaient classés comme des puits non chargés (unloaded), tandis que les 15 puits restants étaient classés comme des puits chargés (loaded). Cette distinction a été faite sur la base d'un examen approfondi des différents paramètres et de leurs valeurs respectives pour chaque puits.

Pour faciliter une compréhension plus approfondie de l'ensemble des données, un résumé des informations collectées a été compilé et présenté dans le Tableau 3.6. Ce tableau fournit un résumé concis des paramètres clés pour une sélection de puits représentatifs, y compris la pression de tête de puits, l'angle de déviation du puits, le débit

de production de gaz, le diamètre du tubage. (Voir annexe B pour les données complètes pour l'ensemble des 43 puits)

La large gamme de valeurs observées pour chaque paramètre souligne la diversité des puits étudiés et la nature complexe du processus de production de gaz. La variation des pressions de tête de puits, des débits de production de gaz et des diamètres de tubage, en particulier, suggère que chaque puits possède des caractéristiques uniques qui influencent ses performances et sa contribution globale à la capacité de production du champ gazier.

*Tableau 3.6 Résumé des paramètres d'un échantillon des puits de Hassi R'mel*

Nom de puits	Angle d'inclinaison	Diamètre intérieur de tubing	Pression de tête (bar)	Débit réel de gaz ( $e^3sm^3/j$ )	Etat actuelle de puits
HR022	90	6.184	36.012	745.028	unloaded
HR023	90	6.184	38	1040.31	unloaded
HR099	90	6.184	48.7528	319.809	Loaded
HR066	90	6.184	36	454	unloaded
HR521	90	6.184	102	806.54	unloaded
HR055	90	6.184	33	402	unloaded
HR101	90	6.184	43.2	965	unloaded
HR104	90	6.184	44.01	628	unloaded
HRS002	90	6.184	105	214	unloaded
HR051	90	6.184	49	141.21	Loaded
HR053	90	6.184	49.3	171.1	Loaded

### 3.3.1 Méthodologie d'évaluation des modèles de Liquid Loading

Pour déterminer l'état de chargement des puits de gaz, une comparaison est effectuée entre le débit de gaz actuel ( $Q_g$ ) et le débit critique de gaz calculé ( $Q_{gc}$ ). Cette évaluation permet de classer les puits de gaz en deux catégories distinctes :

- **Puits non chargés (Unloaded)** : Lorsque le débit critique prédit par les modèles mathématiques est supérieur au débit réel observé sur le terrain, la différence  $\Delta Q$  entre le débit critique de gaz et le débit réel de gaz est égale ou inférieure à zéro ( $Q_{gc} - Q_g \leq 0$ ). Dans ce cas, le puits est considéré comme étant dans un état "non chargé", ce qui indique que le débit de gaz est suffisant pour assurer une production efficace sans accumulation excessive de liquide dans le puits.
- **Puits chargés (Loaded)** : À l'inverse, lorsque le débit critique prédit par les modèles est inférieur au débit réel observé sur le terrain, la valeur  $\Delta Q$  devient supérieure à zéro ( $\Delta Q > 0$ ). Cette situation indique que le puits est dans un état "chargé", ce qui signifie que le débit de gaz n'est pas suffisant pour évacuer

efficacement les liquides accumulés dans le puits, entraînant ainsi une réduction de la production et des problèmes opérationnels potentiels.

### Résultats et discussions

Afin de déterminer le débit critique de gaz dans le champ gazier étudié (Hassi R'mel), plusieurs modèles mathématiques ont été utilisés, notamment ceux proposés par Turner et al. (1969), Barnea et al. (1987), Belfroid et al. (2008) et Shekhar et al. (2017). Les résultats numériques obtenus à partir de ces différents modèles sont présentés de manière détaillée dans le Tableau 3.7 et le Tableau 3.8.

Ces tableaux offrent une vue d'ensemble complète des valeurs de débit critique calculées pour chaque puits, ainsi que des informations complémentaires telles que les paramètres d'entrée utilisés dans chaque modèle. Les résultats sont organisés de manière claire et concise, permettant une analyse approfondie et une comparaison aisée des performances des différents modèles.

L'examen attentif de ces résultats permet de tirer des conclusions pertinentes sur l'applicabilité et la précision des modèles utilisés dans le contexte spécifique du champ gazier de Hassi R'mel. Les discussions qui en découlent mettent en lumière les forces et les faiblesses de chaque approche, ainsi que les facteurs clés qui influencent la prédiction du débit critique de gaz.

*Tableau 3.7 Débit critique de gaz des modèles*

<i>Nom de puits</i>	<i>Débit réel (<math>e^3sm^3/j</math>)</i>	<i>Débit critique de Turner (<math>e^3sm^3/j</math>)</i>	<i>Débit critique de Shekhar (<math>e^3sm^3/j</math>)</i>	<i>Débit critique de Belfroid (<math>e^3sm^3/j</math>)</i>	<i>Débit critique de Barnea (<math>e^3sm^3/j</math>)</i>
<i>HR022</i>	745.028	211.615	365.3627	176.86	718.833
<i>HR023</i>	1040.31	217.254	387.8555	181.57	803.027
<i>HR099</i>	319.809	321.6904	440.5228	205.34	955.105
<i>HR066</i>	454	211.58	365.875	176.83	721.116
<i>HR521</i>	806.54	241.419	505.5902	201.77	1062
<i>HR055</i>	402	139.741	300.1291	116.79	616.149
<i>HR101</i>	965	159.485	337.5964	133.29	724.054
<i>HR104</i>	628	161.601	347.1263	135.06	735.584
<i>HRS002</i>	141.21	170.688	367.6407	142.65	776.703
<i>HR051</i>	171.1	171.197	368.6421	143.08	780.567
<i>HR053</i>	171.04	171.091	369.2363	142.99	780.096
<i>HR032</i>	452.12	147.047	310.4805	122.89	665.894
<i>HR016</i>	214	246.908	523.6701	206.35	1152.13
<i>HR062</i>	523.12	145.025	301.847	121.20	649.404
<i>HR063</i>	441.31	151.004	319.4643	126.20	686.228



<i>Nom de puits</i>	<i>Débit réel (e3sm3/j)</i>	<i>Débit critique de Turner (e3sm3/j)</i>	<i>Débit critique de Shekhar (e3sm3/j)</i>	<i>Débit critique de Belfroid (e3sm3/j)</i>	<i>Débit critique de Barnea (e3sm3/j)</i>
HR077	532.12	137.826	294.8776	115.19	619.759
HR083	821.32	144.036	303.1677	120.38	647.389
HR100	785.21	150.426	316.4187	125.72	635.484
HR040	21.9447	26.5842	33.6718	22.22	55.4217
HR043	11.8077	19.3004	19.20565	16.13	31.3792
HR049	16.0834	10.5313	10.58482	8.80	16.0978
HR068	20.1608	22.3891	22.24504	18.71	36.8913
HR067	12.5156	14.1088	16.75169	11.79	26.9286
HR014	55.4706	30.2127	35.48323	25.25	64.4504
HR017	85.2022	101.736	162.9057	85.03	301.883
HR112	117.51	99.6011	161.3578	83.24	302.226
HRC065	245.554	40.6448	38.88895	33.97	65.7957
HRS004	188.413	46.3484	43.63177	38.74	73.3953
HR072	145.43	48.8159	45.32808	40.80	75.5055
HR073	110.913	50.3704	46.11322	42.10	75.9575
HR085	126.6	32.6284	38.84907	27.27	69.6848
HR094	43.8895	32.5827	38.26602	27.23	67.2583
HR064	51.0817	31.7562	37.46495	26.54	66.1227
HR092	67.5331	30.1058	35.79276	25.16	63.5882
HRC071	83.5032	27.4759	32.94212	22.96	58.6429
HR036	35.3098	39.6638	44.69395	33.15	82.7318
HR088	37.1786	38.1993	43.07297	31.92	79.2977
HR109	38.3962	41.2203	46.24081	34.45	84.1635
HRS003	38.651	47.5711	53.09958	39.76	97.3722
HR102	45.5035	33.8844	38.12869	28.32	68.1413
HR079	162.533	164.616	334.3399	137.58	585.584
HR042	183.87	168.26	359.8763	140.62	746.225
HR046	190.12	170.28	364.2576	142.31	757.344

Tableau 3.8 Résumé des prédictions et des identifications de quelques puits (Voir annexe C pour le tableau complet)

Nom de puits	Etats actuel de puits	Turner		Shekhar		Belfroid		Barnea	
		$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP
HR022	NC	-533.41	NC	-379.66	NC	-568.17	NC	-26.194	NC
HR023	NC	-823.06	NC	-652.46	NC	-858.74	NC	-237.28	NC
HR099	C	1.8904	C	120.714	C	-114.47	NC	635.297	C
HR066	NC	-242.42	NC	-88.125	NC	-277.17	NC	267.116	C
HR521	NC	-565.12	NC	-300.95	NC	-604.77	NC	255.455	C
HR055	NC	-262.26	NC	-101.87	NC	-285.21	NC	214.149	C
HR101	NC	-805.52	NC	-627.4	NC	-831.71	NC	-240.95	NC
HR104	NC	-466.4	NC	-280.87	NC	-492.94	NC	107.584	C
HRS002	NC	29.4778	C	226.431	C	1.44	C	635.493	C
HR051	C	0.09708	C	197.542	C	-28.02	NC	609.467	C
HR053	C	0.05052	C	198.196	C	-28.05	NC	609.056	C

NC : Non Chargé

C : Chargé

EP : Etat prédit

### 3.4 Evaluation des modèles à l'aide de la matrice de confusion

La matrice de confusion est un outil puissant couramment utilisé dans le domaine de Machine Learning et les analyses statistiques des données et pour évaluer les performances des modèles de classification. Cette matrice résume les prédictions d'un modèle en les comparant aux étiquettes réelles des données de test, permettant ainsi d'identifier les types d'erreurs commises et d'obtenir un aperçu global de la performance du modèle.

Dans le cadre de cette étude, l'objectif principal était de comparer et d'identifier le modèle le plus performant parmi ceux proposés par Turner et al. (1969), Barnea et al. (1987), Belfroid et al. (2008) et Shekhar et al. (2017) pour une utilisation optimale dans le champ de Hassi R'mel et pour une décision correcte du choix du logiciel de simulation. Pour atteindre cet objectif, la méthode de la matrice de confusion a été mise en œuvre à l'aide du langage de programmation Python, offrant ainsi une approche systématique et automatisée pour l'analyse des résultats.

Les étapes suivantes ont été entreprises pour obtenir une comparaison complète et déterminer le modèle le plus adapté au champ de gaz :

- Lorsque le statut prédit par les modèles correspond au statut réel du puits, qu'il soit "Loaded" ou "Unloaded", le cas est respectivement étiqueté "True Loaded TL" ou "True Unloaded TU".
- Lorsque le statut prédit par les modèles diffère du statut réel du puits, le cas est étiqueté soit "False Loaded" (statut prédit "Loaded" mais réellement "Unloaded"), soit "False Unloaded" (statut prédit "Unloaded" mais réellement "Loaded").

Les résultats obtenus à partir des prédictions des modèles sur l'ensemble de données de test, comprenant 43 échantillons, ont été synthétisés dans une matrice de confusion illustrée à la Figure 3.4. Cette représentation visuelle offre une compréhension claire et immédiate des performances de chaque modèle, permettant une comparaison aisée avec les observations réelles sur le terrain.

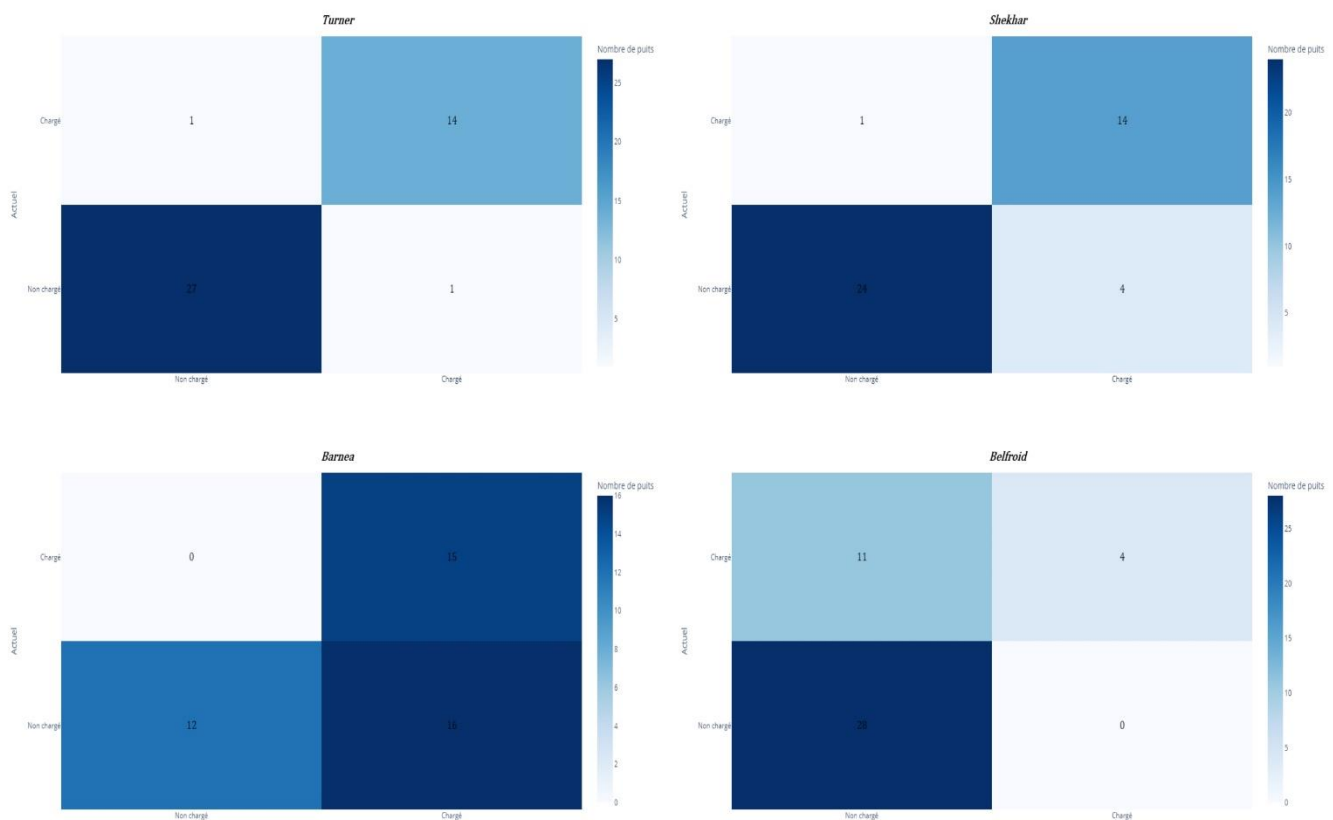


Figure 3.4 Matrice de confusion des modèles de prédiction

L'analyse approfondie de la matrice de confusion a révélé des résultats intéressants. Par exemple, Le modèle Turner a bien performé, classant correctement 41 puits/mesures sur le terrain (14 Vrai chargé et 27 Vrai Non chargé). Cependant, il a mal classé 2 puits (1 Faux chargé et 1 False Non chargé), ce qui suggère une légère sous-estimation de la vitesse critique du gaz, entraînant des alertes tardives.

Le modèle Shekhar a présenté des performances presque similaires à celui de Turner, avec 38 puits classés correctement (14 Vrai chargé et 24 Vrai Non chargé) et 5 puits mal

classés (1 False Non chargé et 4 Faux chargé), indiquant également une tendance à sous-estimer la vitesse critique.

L'utilisation de Python pour la mise en œuvre de la matrice de confusion a permis une analyse efficace et automatisée des résultats, facilitant ainsi la comparaison des performances des différents modèles. Cette approche a mis en évidence les forces et les faiblesses de chaque modèle dans le contexte spécifique du champ de gaz étudié, fournissant ainsi des informations précieuses pour guider les décisions d'exploitation et d'optimisation de la production.

En conclusion, la matrice de confusion s'est avérée être un outil puissant pour évaluer et comparer les performances des modèles de prédiction du liquid loading dans le champ de gaz étudié. L'utilisation de Python a permis une analyse automatisée et efficace des résultats, mettant en lumière les limites des modèles basés sur la théorie du film liquide dans ce contexte spécifique. Ces résultats soulignent l'importance d'une évaluation rigoureuse des modèles et de leur adéquation avec les conditions réelles du terrain pour une gestion optimale de la production de gaz.

Pour comparer davantage les performances des modèles, plusieurs métriques couramment utilisées pour les problèmes de classification ont été calculées et présentées dans le tableau 3.8.

- **La précision** : définie comme  $\frac{TL}{TL+FL}$ , est utilisée lorsque l'objectif principal est d'être très confiant dans la prédiction. Elle donne un aperçu de la proportion de puits correctement prédits comme loaded parmi tous les puits prédits comme loaded.
- **Le recall** : calculé par  $\frac{TL}{TL+FU}$ , est particulièrement utile lorsque la détection des puits chargés est une priorité, car il indique la proportion de puits loaded correctement identifiés parmi tous les puits réellement loaded dans le champ.
- **L'accuracy** : donnée par  $\frac{TL+TU}{TL+FL+TU+FU}$ , représente la proportion de prédictions correctes sur le nombre total de puits. Cependant, elle peut être trompeuse lorsque les données sont déséquilibrées, comme c'est le cas ici avec 37 puits loaded et seulement 17 puits unloaded. Un modèle qui prédirait tous les puits comme loaded aurait une accuracy de 0,74, ce qui semble élevé mais n'est pas utile en pratique.

Pour pallier les limites de l'accuracy et trouver un équilibre entre précision et recall, le F1-score est introduit. Il est calculé comme la moyenne harmonique de la précision et du recall :

$$F1_{score} = 2 \times \frac{Precision \times Recall}{Precision + Recall}$$

qui peut être simplifié en :

$$F1_{score} = \frac{TL}{TL + 0.5 \times (FL + FU)}$$

Le F1-score prenant en compte à la fois la précision et le recall, un modèle avec une faible valeur pour l'un de ces deux critères aura nécessairement un F1-score bas. Le modèle avec le F1-score le plus élevé est donc considéré comme le meilleur.

*Tableau 3.9 Métriques de performances du modèle*

<i>Modèle</i>	<i>Vrai Chargé</i>	<i>Vrai Non chargé</i>	<i>Faux chargé</i>	<i>Faux non chargé</i>	<i>précision</i>	<i>recall</i>	<i>accuracy</i>	<i>F1_Score</i>
<i>Turner</i>	14	27	1	1	0.933	0.933	0.9534	0.933
<i>Shekhar</i>	14	24	4	1	0.778	0.933	0.8837	0.8484
<i>Belfroid</i>	4	28	0	11	1	0.266	0.7441	0.4210
<i>Barnea</i>	15	12	16	0	0.4838	1	0.6279	0.6521

Le modèle Turner se démarque par des scores élevés et équilibrés pour la précision (0,933), le rappel (0,933) et le F1-score (0,933). Il a très bien classé à la fois les puits chargés et non chargés, avec peu de faux positifs ou négatifs.

Le modèle Shekhar a obtenu un excellent rappel de 0,933, similaire à Turner, mais une précision plus faible de 0,778. Cela suggère qu'il a tendance à sur-prédire les puits chargés, avec davantage de faux positifs. Son F1-score de 0,8484 reste cependant correct.

A l'inverse, le modèle Belfroid a une précision parfaite de 1 mais un très faible rappel de 0,266. Cela signifie qu'il ne commet aucun faux positif mais rate une grande partie des vrais positifs. Son F1-score médiocre de 0,42105 reflète ces performances déséquilibrées.

Enfin, le modèle Barnea se distingue par un rappel parfait de 1 mais une précision très basse de 0,483870. Il détecte tous les puits chargés mais au prix d'un nombre élevé de faux positifs, nuisant fortement à sa précision et son F1-score (0,65217).

En résumé, le modèle Turner semble le plus équilibré et performant globalement selon les métriques. Shekhar a aussi de bons résultats malgré plus de faux positifs. Belfroid est très précis mais manque de rappel, tandis que Barnea maximise le rappel au détriment de la précision. Le choix du meilleur modèle dépendra des priorités, mais Turner semble offrir le meilleur compromis global.

### 3.5 Conclusion

En conclusion, l'analyse nodale a été utilisée pour définir le modèle de puits et ajuster les données de production réelles au comportement simulé du puits. Une fois le modèle créé et vérifié pour reproduire le comportement actuel, une analyse de sensibilité sera effectuée pour identifier, prédire et résoudre le problème de chargement de liquide, ainsi que pour évaluer le comportement futur des puits. De plus, l'évaluation des différents modèles de calcul du débit critique de gaz à l'aide de Python et des techniques avancées de validation croisée a montré que le modèle de Turner était le mieux adapté au champ de Hassi R'mel. C'est pourquoi nous avons choisi d'utiliser le logiciel PIPESIM, qui intègre le modèle de Turner, pour la modélisation et la prédiction du liquid loading dans les puits étudiés

# **Chapitre 4**

*Identification et Prédiction du Liquid Loading  
dans le champ de Hassi R'mel*

## 4 Chapitre 4 : Modélisation, Identification et Prédiction du Liquid Loading dans le champ de Hassi R'mel

### 4.1 Modélisation et Prédiction du Liquid Loading

La prédiction de l'apparition du liquid loading dans les puits de gaz est un enjeu majeur pour optimiser la production et éviter les pertes de productivité. Le liquid loading se produit lorsque la vitesse du gaz dans le puits devient insuffisante pour entraîner les gouttes de liquide jusqu'à la surface. L'accumulation de liquide qui en résulte exerce une contre-pression sur la formation et peut conduire à l'arrêt total de la production si aucune action corrective n'est entreprise.

Plusieurs modèles ont été développés pour prédire la vitesse critique de gaz en-dessous de laquelle le liquid loading apparaît. Ces modèles reposent sur des hypothèses différentes concernant la forme et la vitesse terminale des gouttes de liquide, ainsi que sur les régimes d'écoulement dans le puits. Cette section présente en détail les principaux modèles de prédiction de la vitesse critique, en explicitant leurs équations constitutives et leurs limites d'applicabilité.

#### 4.1.1 Concept de Vitesse Critique

La vitesse critique est un paramètre clé pour déterminer l'apparition du liquid loading dans les puits de gaz. Elle représente la vitesse minimale de gaz requise pour maintenir une évacuation continue des liquides hors du puits. Lorsque la vitesse du gaz descend en dessous de cette valeur critique, les gouttelettes ou le film de liquide commencent à s'accumuler, entraînant une augmentation de la pression hydrostatique et une instabilité potentielle du puits. Cette section introduit le concept de vitesse critique et son rôle dans le phénomène de liquid loading.

##### 4.1.1.1 Importance de la Vitesse Critique

Le concept de vitesse critique est essentiel pour comprendre et prédire l'apparition du liquid loading dans les puits de gaz. Lorsque la vitesse du gaz dans le puits descend en dessous de la valeur critique, la force de traînée ascendante exercée par le gaz devient insuffisante pour soulever les gouttelettes ou le film de liquide jusqu'à la surface. Cela entraîne une accumulation de liquide, une augmentation de la pression hydrostatique et une instabilité potentielle du puits, voire un arrêt complet de la production.

##### 4.1.1.2 Facteurs Influençant la Vitesse Critique

La vitesse critique dépend de plusieurs facteurs, notamment :

- Les densités du gaz et du liquide
- Les viscosités du gaz et du liquide
- La tension superficielle
- Le diamètre du tubage
- L'angle d'inclinaison

Ces facteurs influencent l'équilibre entre les forces ascendantes et descendantes agissant sur la phase liquide, et déterminent ainsi la vitesse minimale de gaz requise pour une évacuation continue des liquides.

#### 4.1.1.3 Modèles de Prédiction de la Vitesse Critique

Plusieurs modèles ont été développés pour estimer la vitesse critique dans les puits de gaz, en tenant compte des différents facteurs d'influence. Parmi les modèles les plus largement utilisés, on peut citer :

1. Le modèle de Turner (1969)
2. Le modèle de S (1991)
3. Le modèle de Nosseir (2000)
4. Le modèle de Li (2001)

Tableau 4.1 Différents modèles de liquid loading

Auteurs	Modifications de la corrélation de Turner
Turner et al. 1969	Création de l'équation Turner largement acceptée
Coleman et al. 1991	Suggéré de ne pas utiliser le facteur de correction de 20% pour les puits de gaz à basse pression
Nosseir et al. 2000	Prise en compte des influences des différents régimes d'écoulement
Li et al. 2002	Intégration de la forme des gouttelettes
Veeken et al. 2003	Définition du concept de rapport de Turner
Guo et al. 2006	Prise en compte de l'énergie cinétique minimale requise pour l'écoulement du gaz
Belfroid et al. 2008	Étude des effets liés à l'inclinaison du puits
Sutton et al. 2010	Utilisation de propriétés PVT plus réalistes
Zhou et Yuan, 2010	Inclusion de la concentration en gouttelettes de liquide dans les puits de gaz
Veeken et al. 2010	Développement d'une expression spécifique pour les puits de gaz offshore
Luan et He, 2012	Prise en compte du phénomène de retournement des gouttelettes lors de leur remontée dans le gaz

Ces modèles diffèrent dans leurs hypothèses, leur complexité et leur domaine d'applicabilité. Le choix du modèle approprié dépend des conditions spécifiques du puits et du régime d'écoulement. Une discussion plus détaillée de ces modèles et de leur application sera fournie dans le chapitre dédié à la prédiction du liquid loading.



Le concept de vitesse critique est crucial pour comprendre et prédire l'apparition du liquid loading dans les puits de gaz. Il représente la vitesse minimale de gaz requise pour maintenir une évacuation continue des liquides et prévenir l'instabilité du puits. Plusieurs facteurs influencent la vitesse critique, et divers modèles ont été développés pour estimer sa valeur. Dans les prochains chapitres, nous explorerons comment ce concept peut être appliqué pour diagnostiquer et atténuer les problèmes de liquid loading dans les opérations réelles de puits de gaz.

#### 4.1.2 Modèle de Turner

Turner, Hubbard et Dukler, après avoir étudié les observations précédentes, ont proposé deux modèles physiques pour l'élimination des liquides dans les puits de gaz. Les modèles sont basés sur : (1) le mouvement du film liquide le long des parois du tuyau et (2) les gouttelettes de liquide entraînées dans le noyau de gaz à haute vitesse. Ils ont utilisé des données de terrain pour valider chacun des modèles et ont conclu que le modèle de gouttelettes entraînées pouvait mieux prédire le débit minimum nécessaire pour soulever les liquides des puits de gaz. En effet, le modèle de film ne fournit pas une définition claire des débits adéquats et inadéquats, contrairement au modèle de gouttelettes entraînées lorsqu'il est comparé aux données de terrain. Un débit est jugé adéquat si le débit observé est supérieur à celui prédit par le modèle, et inadéquat dans le cas contraire. De plus, le modèle de film indique que la vitesse minimale de soulèvement dépend du rapport gaz-liquide, alors qu'aucune dépendance de ce type n'existe dans la plage de production de liquide associée aux données de terrain de la plupart des puits de gaz (1 - 130 bbl/MMSCF).

L'équation théorique de la vitesse critique  $V_t$  pour soulever une goutte de liquide est :

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\sqrt{\rho_g}} \text{ ft/sec}$$

Les expressions de Turner (avec un ajustement à la hausse de 20% pour s'adapter aux données), en field units, sont :

- Pour l'eau :

$$V_{c,w} = 5.304 \frac{(67 - 0.0031)^{1/4}}{\sqrt{0.0031P}}$$

- Pour le condensat :

$$V_{c,cond} = 4.03 \frac{(45 - 0.0031)^{1/4}}{\sqrt{0.0031P}}$$

#### 4.1.3 Concept de débit critique :

Bien que la vitesse critique soit le facteur clé pour prédire le liquid loading, les opérateurs de puits de gaz raisonnent davantage en termes de débits de production. Une

simple équation permet heureusement de convertir aisément cette vitesse en un débit de gaz critique, plus pragmatique sur le terrain.

Le calcul débute par la relation de base reliant le débit  $Q_{cg}$  à la vitesse  $V_c$  et au facteur volumique du gaz  $B_g$  :

$$Q_{cg} = \frac{V_c \cdot A}{B_g}$$

Ce dernier représente l'expansion du gaz depuis les conditions du réservoir jusqu'aux conditions de surface. Mais en exploitant les conditions standards (pression de 14,65 psi et température de 520°R), on peut exprimer ce débit critique de manière encore plus opérationnelle :

$$Q_{cg} = \frac{3.06 P V_c \cdot A}{(T + 460)Z}$$

Ici, la section  $A$  du tubing est simplement liée à son diamètre intérieur  $d_t$  par  $A = \frac{\pi d_t^2}{4 \times 12^2}$ . Quant aux autres variables, il s'agit de la température  $T$  et de la pression  $P$  en tête de puits.

En définitive, cette formule pratique permettra aux ingénieurs de calculer rapidement le débit de gaz en-deçà duquel le puits risque de se charger en liquides indésirables. Une valeur essentielle à connaître pour préserver la production en toute sécurité.

## 4.2 Détection du liquid loading à l'aide du logiciel Pipesim

L'utilisation de Pipesim permet d'effectuer des calculs de Liquid Loading pour chaque tâche, et ces résultats sont disponibles sous forme de graphiques et de rapports. Basé sur l'équation de Turner pour le calcul de la vitesse critique, Pipesim calcule un ratio de vitesse de liquid loading (LLVR). Ce ratio est obtenu en divisant la vitesse minimale de levage (vitesse terminale ou critique) par la vitesse du fluide. Un LLVR supérieur à 1 indique un risque de Liquid Loading, car cela signifie que le fluide s'écoule à une vitesse inférieure à la vitesse minimale requise pour soulever les liquides et prévenir leur accumulation.

Pipesim utilise l'analyse nodale pour déterminer les trois principaux paramètres du Liquid Loading le long du profil du puits. Ces paramètres sont :

- Le débit de gaz critique de Liquid Loading (Débit de gaz critique).
- La vitesse de Liquid Loading (vitesse critique).
- Le ratio de vitesse de Liquid Loading (LLVR).

Mais Pipesim ne s'arrête pas là. Le logiciel exploite l'analyse nodale pour caractériser finement le profil de liquid loading le long du puits. Grâce à ces informations essentielles, les ingénieurs peuvent ainsi surveiller les zones à risque et mettre en œuvre les parades adéquates pour assurer une production pérenne, sans Liquid Loading préjudiciable.

Comme mentionné précédemment, en utilisant le système d'analyse nodale, les corrélations verticales sélectionnées permettent de calculer la pression, le débit de gaz,

ainsi que les vitesses des gaz et des liquides à des profondeurs incrémentielles, de la surface au fond du puits. Les profils de vitesse critique du gaz et de taux critique ont ensuite été calculés en utilisant l'équation de Turner. Le tableau présente les résultats du débit de gaz opérationnel, du taux critique maximum et du ratio maximum de vitesse de liquid loading pour chaque puits candidat.

La condition de chargement du puits de gaz est déterminée en comparant le taux critique avec le débit de gaz opérationnel actuel. Si le débit opérationnel est supérieur au taux critique, cela signifie que le puits est déchargé ; sinon, il est chargé.

*Tableau 4.2 Paramètres de liquid loading*

	$Q_g(e^3m^3/j)$	$Q_{cg}(e^3m^3/j)$	$LLVRm$
<b>HR099</b>	319.8086	465.552	1.455721
<b>HR022</b>	764.7735	370.2159	0.4840857
<b>HR023</b>	1040.312	447.6186	0.4302734

D'après ce tableau et en comparant le débit de gaz opérationnel avec le débit critique, on peut voir que le débit opérationnel est inférieur au débit critique de gaz pour le puits HR099. De plus, le rapport de vitesse de liquid loadinge (LLVR) est supérieur à 1, ce qui signifie que la vitesse réelle du gaz est inférieure à la vitesse critique de liquid loadinge. Par conséquent, le puits HR099 est loaded.

Dans le même contexte, on peut observer à partir de ce tableau que le débit opérationnel est supérieur au débit critique de gaz pour éviter le liquid loadinge pour les puits HR022 et HR023. De plus, le rapport de vitesse de liquid loadinge est inférieur à 1. Ainsi, il n'y a pas de risque de début de liquid loadinge dans ces conditions.

Pour déterminer où le liquid loading se produira dans le profil du puits, nous traçons le profil du rapport de vitesse de liquid loading LLVR en fonction de la profondeur. Ces courbes seraient tracées à partir des données obtenues de Pipesim.

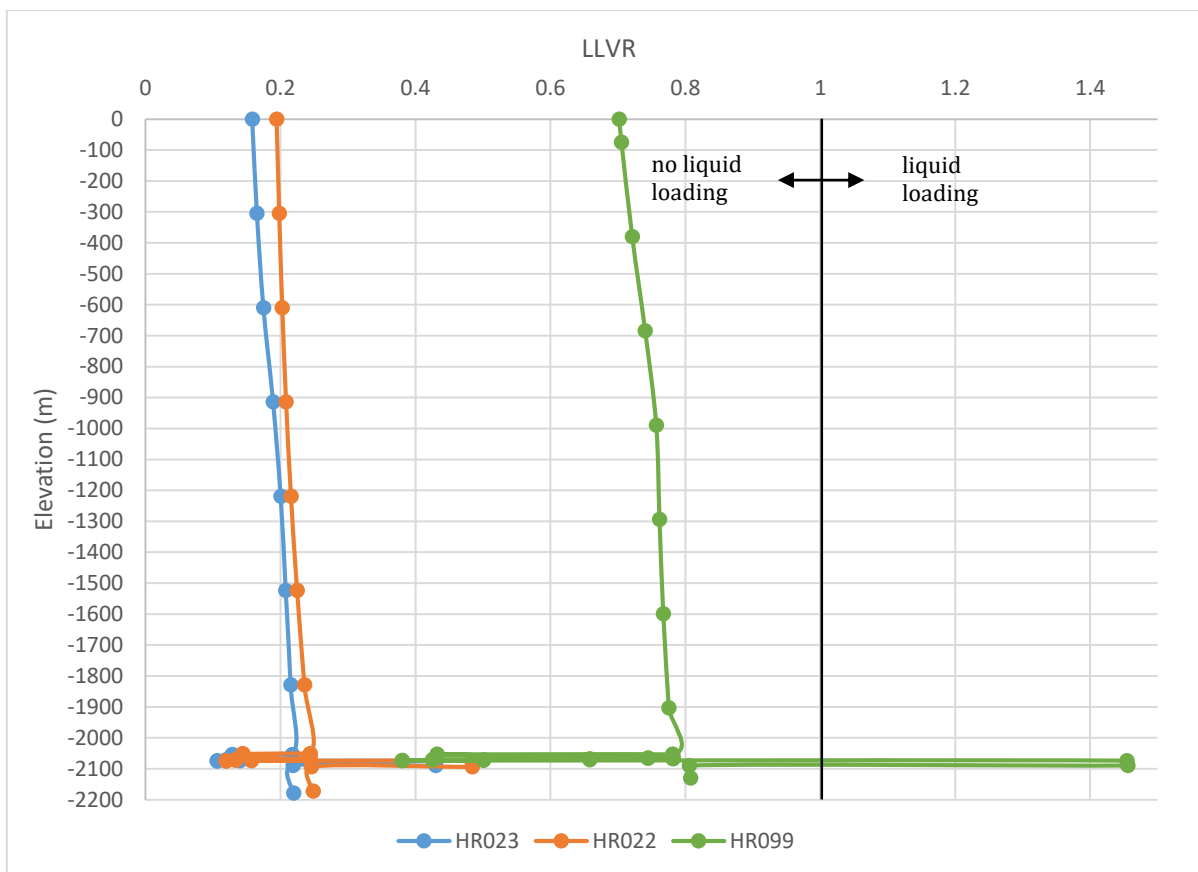


Figure 4.1 Profil de Liquid Loading en fonction de la profondeur

En examinant ces profils, on constate que pour le puits HR099, la vitesse critique est plus élevée que la vitesse du gaz (LLVR est supérieur à 1) à certains points de la colonne du puits, provoquant l'accumulation de liquide à ces profondeurs (2073.99m – 2089.7m). Cela signifie que la vitesse du gaz change d'un point à l'autre dans le tubing même si le débit de gaz est constant.

Dans ces conditions, seule une partie du liquide co-produit peut-être évacuée, tandis que l'autre partie s'accumule au fond du puits. L'accumulation de liquides au fond des puits apparaît dans la section entre l'extrémité du tubage et la tête liner, où la section est la plus grande et la vitesse du fluide la plus faible.

Ainsi, nous en déduisons que, à mesure que le diamètre du tubage augmente, le débit de gaz nécessaire pour soulever les liquides sera plus élevé que celui requis lorsqu'on utilise un diamètre plus petit. En effet, une augmentation du diamètre entraîne une augmentation de la section, ce qui nécessite plus d'énergie pour une efficacité optimale.

Pour les puits HR022 et HR023, les graphes de profil de Liquid Loading montrent que le LLVR reste inférieur à 1 tout au long de la profondeur du puits, Cela signifie un passage du fond jusqu'à la tête sans accumulation de liquide, ce qui indique que la vitesse du gaz est suffisante pour éviter toute accumulation de liquide. Par conséquent, les liquides sont transportés efficacement du fond vers la tête du puits, garantissant ainsi une production sans problème de liquid loading pour ces puits. On constate également que le LLVR des puits HR023 et HR022 augmente dans la même section où le diamètre est élargi (entre la

tête du liner et l'extrémité du tubing). Cette augmentation est due à la réduction de la vitesse du gaz dans les zones à diamètre plus grand, ce qui montre l'importance de prendre en compte les changements de diamètre dans les calculs de liquid loading.

Dans la pratique, il est donc recommandé d'effectuer les calculs de liquid loading pour toutes les sections du tubing où le diamètre varie. En règle générale, pour un tubing de diamètre constant, si la vitesse critique est acceptable au fond de la colonne, elle le sera sur toute la longueur. Cette vigilance sur les variations de vitesse en fonction du diamètre est primordiale. Elle permet d'identifier précisément les zones à risque et de mettre en place des mesures préventives adaptées pour éviter le chargement indésirable. Une approche minutieuse qui contribue à optimiser la productivité du puits sur le long terme.

### **4.3 Prédiction du Liquid Loading dans les puits candidats à l'aide du Pipesim**

Lorsqu'une prévision précise du débit est réalisée, le moment du liquid loading peut être prédit. Dans cette section, nous allons prédire le début du liquid loading (l'année où le liquid loading se produira) dans le puits HR022. Nous traçons les débits de gaz prévus et les débits de gaz critiques par rapport à la pression du réservoir pour chaque puits, comme illustré dans la figure suivante. Les débits critiques sont calculés sur la base du critère de Turner, tandis que les débits de gaz prévus sont calculés en fonction de l'IPR pour chaque pression de réservoir prédite (nous avons supposé que le gradient de pression du réservoir est de  $5 \text{ kg/cm}^2/\text{an}$ ).

Nous supposons un WGR constant et un GOR constant pour les besoins de la prévision, mais nous prendrons en compte la réduction de la pression à la tête de puits (WHP) offerte par le boosting pour compenser le déclin de pression du réservoir. Nous observerons alors à quel moment il ne sera plus possible de réduire la WHP pour atténuer le liquid loading. Lorsque le débit prévu tombe en dessous du débit critique de Turner, une alerte de liquid loading est déclenchée.

Nous procéderons à la prédiction du début du liquid loading pour le puits HR022. En utilisant les données de simulation obtenu par Pipesim ou les débits critiques sont calculés selon l'équation de Turner tandis que les débits de gaz prévus sont calculés en fonction de l'IPR pour chaque pression de réservoir prévue, nous pourrions déterminer le moment précis où le puits commencera à éprouver des problèmes de liquid loading. La figure suivante montrera les courbes prévisionnelles du débit de gaz et du débit critique correspondantes à chaque pression de tête par rapport à la pression du réservoir.

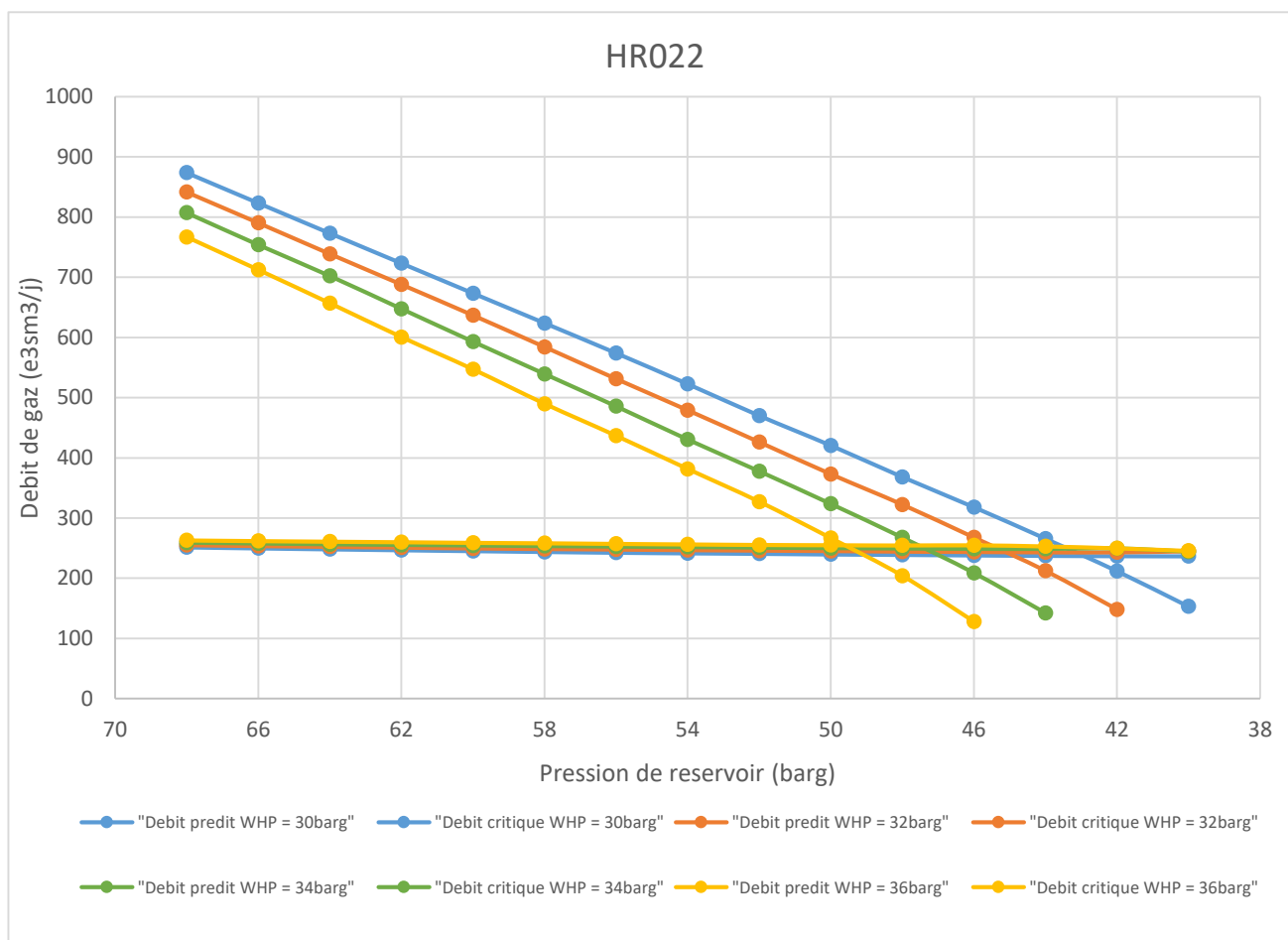


Figure 4.2 Prédiction de liquid loading avec différentes WHP - HR022

La figure ci-dessus montre à quelle pression de réservoir le liquide commencera à s'accumuler en fonction des différentes pressions de tête. Nous pouvons déduire le moment (la date ou après combien de temps) où le chargement de liquide débutera en se basant sur le déclin de la pression du gisement (5 kgf/cm<sup>2</sup>/an). Cela aide à prédire précisément le moment pour planifier des solutions avant l'occurrence du problème.

Les courbes de débit de gaz prédit montrent une tendance décroissante avec la diminution de la pression du réservoir. Chaque courbe correspond à une pression de tête spécifique (30 barg, 32 barg, 34 barg, et 36 barg). Les courbes de débit critique, qui restent relativement stables, indiquent le seuil en dessous duquel le liquid loading commence.

En observant l'intersection des courbes de débit de gaz prédit et de débit critique, nous pouvons identifier le point où le débit prédit tombe en dessous du débit critique, signalant ainsi le début du liquid loading. En observant cette la figure, nous pouvons déduire que le puits commencera à se charger de liquides en 2028 si la pression de tête est maintenue à 36 barg. Grâce au boosting, qui offre une réduction supplémentaire de la pression de tête, le temps au-delà duquel le puits commencera à se charge des liquides peut être vaguement prolongé en ajustant la pression de la tête jusqu'à l'arrive à la pression minimale qui assure un flux jusqu'au CPF. La figure ci-dessous combine les graphes de la première figure pour illustrer comment la réduction de la pression de tête (grâce au

boosting) peut éliminer le problème de chargement de liquide et étendre le temps de liquid loading.

Nous maintenons une pression de tête stable (36 barg) au début car cela aide à réduire le risque d'augmentation de la production d'eau lorsque la pression baisse. Cependant, la réduction de la pression sera nécessaire à un certain point pour éliminer le risque de liquid loading.

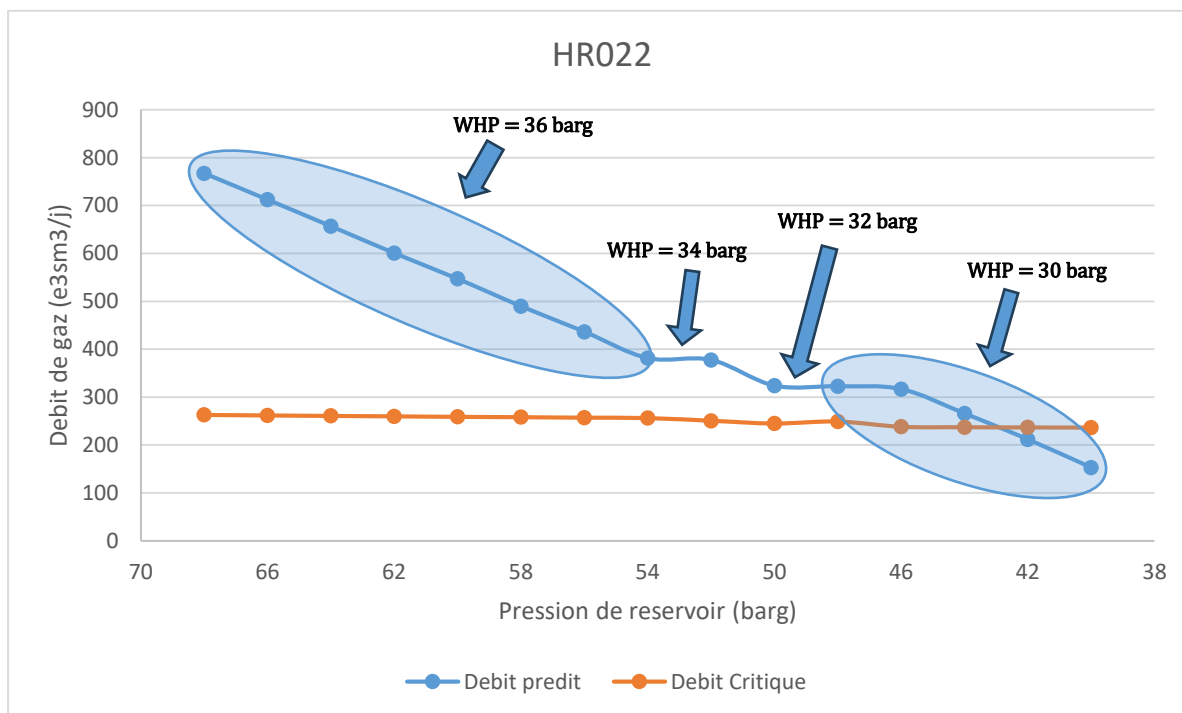


Figure 4.3 Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading – HR022

En réduisant progressivement la WHP, nous pouvons retarder le point d'intersection des courbes de débit de gaz prédit et de débit critique, retardant ainsi l'occurrence du liquid loading. Ces graphes permettent de planifier de manière proactive les interventions nécessaires pour éviter le chargement de liquide. Cet ajustement et cette réduction progressive de la WHP a retardé l'occurrence de liquid loading par 1.2 an, ce qui signifie que ce puits commencera à se charger au milieu de l'année 2029. En prévoyant précisément le moment du chargement de liquide et en optimisant la WHP grâce au boosting, nous pouvons atténuer les risques et assurer une production continue et efficace.

Pour le puits HR023, Les courbes de débit de gaz prévu montrent une tendance décroissante similaire à celle observée pour le puits HR022, chaque courbe correspondant à une pression de tête spécifique (30 barg, 32 barg, 34 barg, 36 barg et 38 barg). Les débits critiques restent relativement stables, indiquant le seuil en dessous duquel le liquid loading commence.

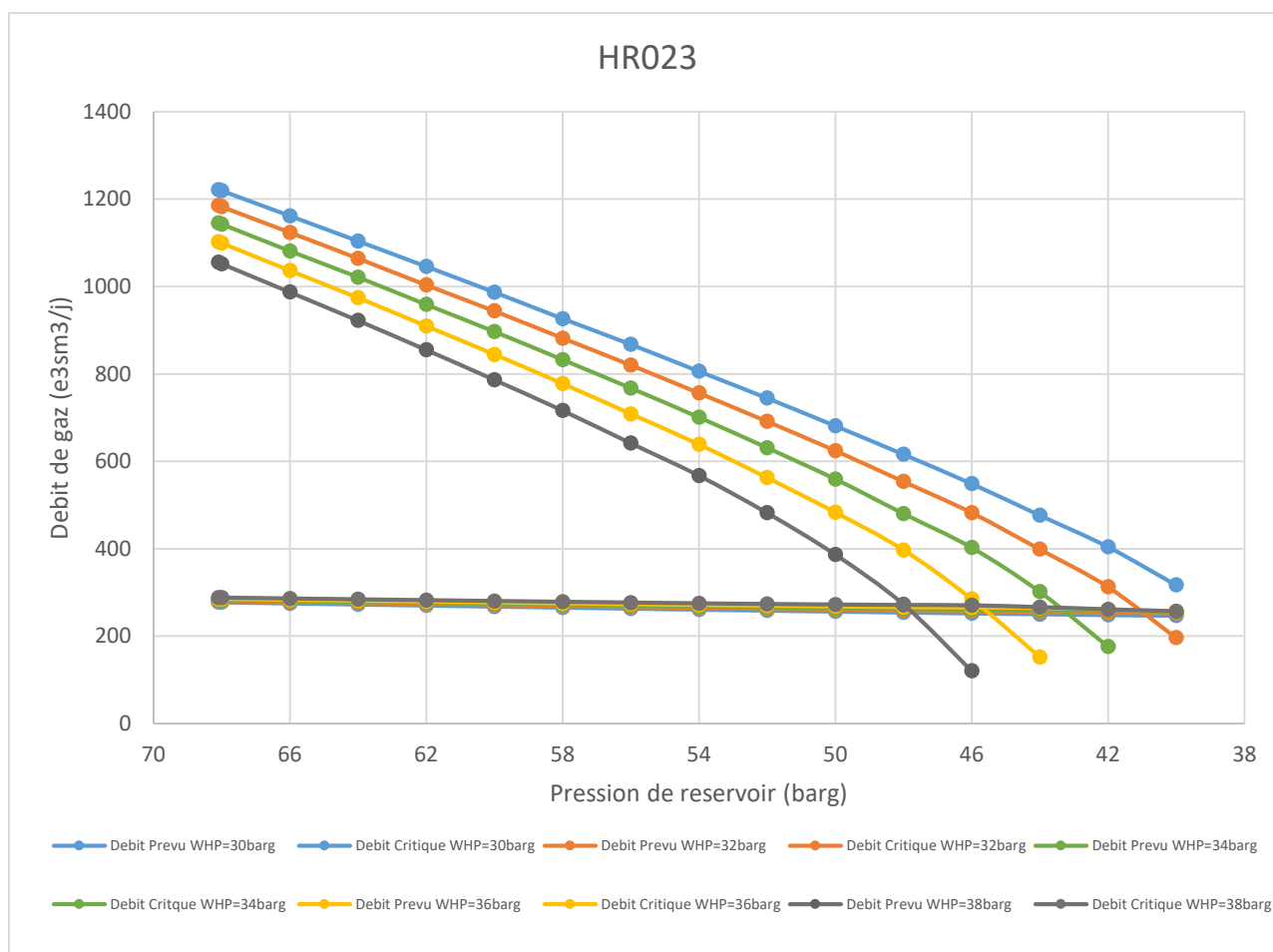


Figure 4.4 Prédiction de liquid loading avec différentes WHP - HR023

En examinant l'intersection des courbes de débit de gaz prévu et de débit critique sur le premier graphique, nous pouvons identifier le début du liquid loading pour chaque pression de tête. Par exemple, si la pression de tête est maintenue à 38 barg le point d'intersection entre les courbes de débit prévu et de débit critique se produit lorsque la pression du réservoir atteint environ 48 barg. Sachant que la pression de réservoir actuel (Mai 2024) est 68.1 barg et que le taux de déclin soit de 5 barg/an, le puits HR023 commencera à se charger de liquides dans environ 4 ans, soit aux alentours de 2028.

Pependant, le figure ci-dessous montre comment le boosting et la réduction progressive de la pression de tête peuvent retarder l'apparition du liquid loading. En commençant avec une pression de tête de 38 barg puis en la réduisant par paliers jusqu'à 30 barg au fur et à mesure que la pression du réservoir décline, on repousse le point d'intersection des courbes de débit prévu et critique.

Avec cette stratégie de réduction progressive de la pression de tête, le puits HR023 ne commencera à subir un liquid loading que lorsque la pression du réservoir atteindra environ 38.5 barg, soit vers la fin du 2029 en supposant le même taux de déclin. Cela représente un délai d'environ 2 ans par rapport au scénario à pression de tête constante de 38 barg.



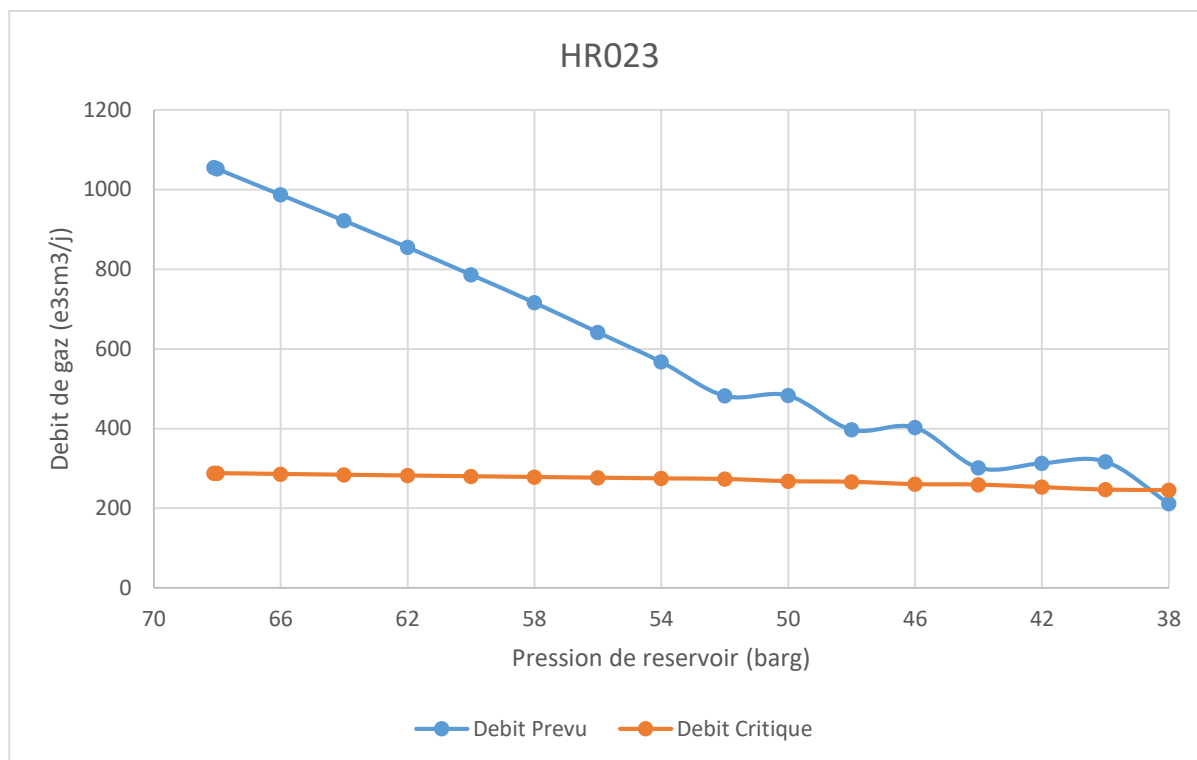


Figure 4.5 Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading – HR023

En résumé, le puits HR023 est actuellement non chargé mais le liquid loading devrait commencer vers 2028 si la pression de tête est maintenue à 38 barg. Cependant, l'optimisation de la pression de tête par boosting progressif permet de repousser cette échéance jusqu'en 2030 environ, offrant un délai précieux pour planifier d'autres mesures si nécessaire.

## 4.4 Conclusion

Ce chapitre a démontré l'importance de l'identification et de la prédiction du liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel, en utilisant le logiciel de simulation Pipesim. L'analyse des puits HR022 et HR023 a mis en évidence la méthodologie utilisée pour anticiper l'apparition du liquid loading en fonction des conditions de pression de tête et de l'évolution de la pression du réservoir.

En comparant les courbes de débit de gaz prévu, générées par les simulations Pipesim en tenant compte des caractéristiques spécifiques des puits, avec les courbes de débit critique basées sur le modèle de Turner, il est possible d'identifier le moment où le liquid loading est susceptible de se produire. Cette approche prédictive permet aux opérateurs de planifier de manière proactive les interventions nécessaires pour atténuer les effets néfastes de l'accumulation de liquide dans les puits.

L'étude a également souligné le rôle crucial du boosting dans la gestion du liquid loading à Hassi R'mel. En réduisant progressivement la pression de tête pour compenser la diminution de la pression du réservoir, il est possible de repousser significativement l'apparition du liquid loading. Les exemples des puits HR022 et HR023 ont montré que l'optimisation de la pression de tête par boosting peut retarder le début du liquid loading

de plusieurs années, offrant ainsi une marge de manœuvre précieuse pour la mise en place de solutions à plus long terme.

Cependant, il est important de noter que le boosting n'est pas une solution permanente et que d'autres mesures devront être envisagées lorsque la pression du réservoir aura atteint un niveau critique. C'est pourquoi l'identification précoce des puits à risque, comme le puits HR099 déjà affecté par le liquid loading, est essentielle pour développer des stratégies de traitement adaptées.

En conclusion, l'utilisation de Pipesim pour la prédiction du liquid loading s'avère être un outil précieux pour optimiser la production des puits de gaz de Hassi R'mel. En combinant cette approche prédictive avec une analyse approfondie des solutions potentielles, les opérateurs peuvent élaborer des plans de gestion efficaces pour minimiser l'impact du liquid loading et assurer une exploitation durable du champ. Les résultats de ce chapitre soulignent l'importance d'une surveillance continue et d'une anticipation proactive des problèmes de liquid loading pour maintenir des niveaux de production optimaux à long terme.

# **Chapitre 5**

*Résolution des problèmes de Liquid Loading  
dans les puits de gaz de Hassi R'mel*

## 5 Chapitre 5 : Résolution des problèmes de Liquid Loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel

### 5.1 Solutions de remédiation

Le liquid loading est un problème courant dans les puits de gaz, mais quelles sont les meilleures solutions pour y remédier ? Il n'existe pas de solution universelle. En principe, toutes les technologies d'élévation artificielle déjà utilisées dans les puits de pétrole peuvent être considérées comme des techniques de déliquification des puits de gaz. Cependant, diverses circonstances doivent être prises en compte lors de la planification de l'installation d'une technologie d'élévation artificielle dans un puits de gaz. Les principaux facteurs influençant le succès de l'application des technologies de déliquification sont la connaissance précise ou l'estimation des débits de production de gaz et de liquide ainsi que la composition du liquide produit. Cette tâche est souvent difficile, car dans les puits chargés de liquide, tous les liquides ne sont pas nécessairement produits jusqu'à la surface. Certaines technologies d'élévation artificielle ayant une plage de fonctionnement étroite, il est crucial de surmonter le problème du manque d'informations sur les débits de liquide afin de concevoir correctement les technologies de déliquification.

D'autres facteurs essentiels dans la conception d'une technologie d'élévation artificielle sont :

- La configuration du puits (informations sur le tubage et le cuvelage, l'inclinaison, la profondeur, la possibilité de reconditionnement, la possibilité d'un écoulement annulaire, les exigences en matière de vannes de sécurité sous-surface)
- Les conditions d'écoulement du puits (pression et température statiques et dynamiques de fond de puits, pression de surface, gravité du gaz, présence de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S, gradient d'écoulement et débits critiques)
- L'infrastructure (puits onshore ou offshore, disponibilité de l'énergie et du gaz haute pression)

Tous ces facteurs ont un impact significatif sur la conception et l'applicabilité des technologies de déliquification et peuvent être déterminants pour le succès ou l'échec d'une méthode d'élévation artificielle dans un puits de gaz. En général, toutes les technologies de déliquification existantes peuvent être classées dans l'une des quatre catégories suivantes :

- Gas Lift
- Chimique
- Surveillance
- Mécanique

### 5.1.1 Gas Lift

Le gas lift est l'une des méthodes les plus couramment utilisées pour la remédiation du liquid loading dans les puits de gaz. Cette technique consiste à injecter du gaz sous pression dans le tubing de production afin d'alléger la colonne de fluide et de faciliter son transport jusqu'à la surface. Le gaz injecté se mélange au fluide de formation et réduit sa

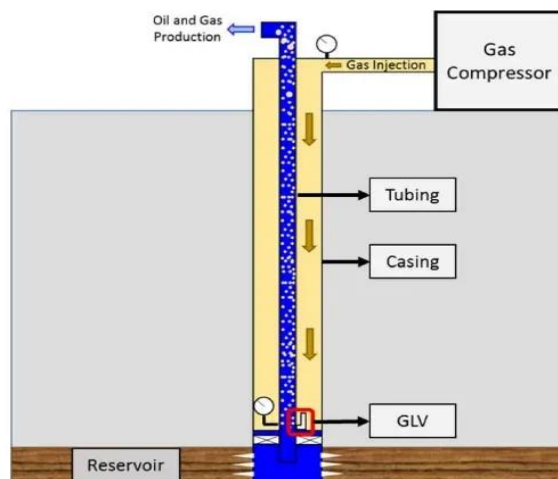


Figure 5.1. Schéma de principe d'un système de gas lift dans un puits

densité apparente, diminuant ainsi les pertes de charge et augmentant la vitesse d'écoulement.

#### 5.1.1.1 Principe de la méthode et mécanismes de soulèvement

Le gas lift peut être mis en œuvre selon différentes configurations, en fonction des caractéristiques du puits et des objectifs de production :

- **Gas lift continu** : le gaz est injecté en continu à un débit constant via une valve de gas lift située en bas du tubing. Cette configuration est adaptée aux puits à forte productivité et permet de maintenir une vitesse d'écoulement élevée en permanence.
- **Gas lift intermittent** : le gaz est injecté de manière cyclique, alternant des phases d'injection et de production. Cette configuration est plus adaptée aux puits à faible productivité ou forte teneur en liquide. Elle permet d'optimiser la quantité de gaz injecté et de réduire les coûts opératoires.
- **Gas lift par circulation** : le gaz est injecté via une conduite séparée (Gas Lift Line) et circule dans l'annulaire entre le tubing et le casing. Cette configuration permet un meilleur contrôle du point d'injection et une plus grande flexibilité opératoire.



Figure 5.2. Configurations de gas lift continu et intermittent

Dans tous les cas, le dimensionnement du système de gas lift (débit et pression d'injection, profondeur et espacement des valves) doit être optimisé en fonction des conditions de pression et de température du puits, ainsi que des caractéristiques des fluides produits (rapport gaz-liquide, viscosité, salinité, etc.). Des modèles de simulation numérique et des essais sur puits permettent d'ajuster ces paramètres pour maximiser l'efficacité du soulèvement.

#### **5.1.1.2 Critères de conception et d'installation**

La mise en place d'un système de gas lift nécessite une étude préalable approfondie du puits et de ses performances de production. Les principaux critères à prendre en compte sont :

- La productivité du puits et le débit de gaz naturel disponible pour l'injection
- La pression et la température de fond ainsi que leurs évolutions au cours de la vie du puits
- Les caractéristiques des fluides produits (masse volumique, viscosité, GOR, teneur en eau et en condensats)
- La géométrie du puits (diamètres et longueurs du tubing et du casing, profondeur des perforations)
- Les infrastructures de surface disponibles pour la compression et le traitement du gaz

À partir de ces données, les ingénieurs conçoivent le système de gas lift en déterminant le nombre, le type et le positionnement des valves ainsi que les débits et pressions d'injection optimaux. Les valves de gas lift sont généralement installées dans des manchettes spéciales (side pocket mandrels) intégrées au tubing de production. Leur ouverture et fermeture peuvent être contrôlées depuis la surface par des lignes de commande hydrauliques ou pneumatiques.

L'installation d'un système de gas lift requiert généralement une intervention sur puits (workover) pour descendre le tubing équipé des valves et des mandrels. Cette opération peut s'avérer complexe et coûteuse, en particulier dans les puits déviés ou offshore. Une planification rigoureuse et l'utilisation d'équipements spécifiques (vannes de sécurité, packers, outils de pose de valves) sont nécessaires pour garantir la sécurité et l'intégrité du puits.

#### **5.1.1.3 Avantages et limitations**

- Le gas lift présente plusieurs avantages pour la remédiation du liquid loading dans les puits de gaz :
- C'est une méthode flexible et adaptable, qui peut être mise en œuvre dans une grande variété de conditions de puits et de production.
- Elle permet un contrôle continu du débit et une optimisation en temps réel des paramètres d'injection.
- Elle ne comporte pas de pièces mobiles dans le puits, ce qui réduit les risques de défaillance mécanique et les coûts de maintenance.

- Elle est compatible avec la plupart des méthodes de production artificielle (pompes, plungers) et peut être combinée pour une efficacité accrue.

Cependant, le gas lift présente aussi certaines limitations :

Il nécessite une source de gaz comprimé, ce qui peut représenter un coût opératoire important, surtout si le gaz doit être réinjecté après traitement.

Son efficacité peut être réduite dans les puits à très faible pression ou forte teneur en liquide, où l'énergie fournie par le gaz peut être insuffisante pour soulever les fluides jusqu'en surface.

Il peut favoriser la formation d'hydrates ou de dépôts de tartre au niveau des valves, nécessitant des traitements chimiques ou des interventions de maintenance.

Son dimensionnement et son pilotage nécessitent une bonne connaissance des conditions de fond et une surveillance continue des performances, ce qui peut représenter un défi dans les puits matures ou peu instrumentés.

Malgré ces limitations, le gas lift reste l'une des solutions les plus robustes et éprouvées pour la remédiation du liquid loading dans les puits de gaz. Sa polyvalence et sa capacité d'adaptation en font un outil de choix pour maintenir ou restaurer la productivité des puits matures, en particulier lorsque les conditions de pression et de température deviennent critiques. Les avancées récentes en matière de modélisation numérique, de surveillance en temps réel et de contrôle intelligent des puits ouvrent de nouvelles perspectives pour optimiser encore davantage les performances et la rentabilité du gas lift dans le contexte de la production de gaz mature.

### **5.1.2 Injection de tensioactifs (foam)**

L'injection de tensioactifs est une méthode chimique de remédiation du liquid loading qui consiste à introduire dans le puits des agents de surface (surfactants) pour générer une mousse stable en présence des fluides produits. Cette mousse agit comme un fluide de viscosité et de densité intermédiaires entre le gaz et le liquide, facilitant ainsi le transport des liquides vers la surface.

#### **5.1.2.1 Principe de la méthode et mécanismes d'action**

Les tensioactifs sont des molécules amphiphiles qui s'adsorbent à l'interface gaz-liquide et réduisent la tension superficielle. En présence d'une agitation ou d'un cisaillement suffisant, comme celui généré par l'écoulement du gaz dans le tubing, ces molécules stabilisent la dispersion de bulles de gaz dans la phase liquide, formant ainsi une mousse.

Cette mousse présente plusieurs propriétés intéressantes pour la remédiation du liquid loading :

- Elle a une densité apparente plus faible que le liquide seul, ce qui réduit la pression hydrostatique dans le tubing et favorise l'écoulement vers la surface.

- Elle a une viscosité effective plus élevée que le gaz seul, ce qui augmente les forces de cisaillement à la paroi et favorise l'entraînement des films liquides.
- Elle agit comme un fluide "piston" qui pousse les accumulations de liquide vers la surface de manière plus efficace qu'un écoulement gazeux turbulent.

L'efficacité de la mousse dépend de plusieurs facteurs, notamment le type et la concentration du tensioactif, la salinité et la composition des fluides produits, la température et la pression dans le puits, ainsi que le débit et la vitesse du gaz. Un dimensionnement adéquat du traitement tensioactif est donc essentiel pour optimiser la génération et la stabilité de la mousse.

#### 5.1.2.2 Critères de sélection des puits candidats

L'injection de tensioactifs est particulièrement adaptée aux puits de gaz présentant les caractéristiques suivantes :

- Un rapport gaz-liquide (GLR) élevé, typiquement supérieur à 1000 pi<sup>3</sup>/bbl, assurant une agitation suffisante pour générer la mousse.
- Une pression de fond suffisante pour maintenir la stabilité de la mousse, généralement supérieure à 500 psi.
- Une teneur en eau élevée (> 50%) dans les liquides produits, les tensioactifs étant plus efficaces en présence d'une phase aqueuse continue.
- Une température de fond modérée (< 200°F), les tensioactifs pouvant se dégrader à haute température.
- Une faible teneur en huile et en solides, qui peuvent déstabiliser la mousse ou colmater les équipements de surface.

Avant de mettre en place un traitement tensioactif, il est recommandé de réaliser des essais en laboratoire pour sélectionner le type et la concentration optimale de tensioactif en fonction des fluides produits et des conditions du puits. Des tests d'écoulement en boucle (flow loop) peuvent également être réalisés pour évaluer l'efficacité de la mousse dans des conditions proches de celles du puits.

#### 5.1.2.3 Avantages et limitations

L'injection de tensioactifs présente plusieurs avantages pour la remédiation du liquid loading:

- C'est une méthode relativement simple et peu coûteuse à mettre en œuvre, ne nécessitant pas d'intervention lourde sur le puits.
- Elle peut être adaptée à différents types de puits et de fluides produits en ajustant le type et la concentration de tensioactif.
- Elle est efficace pour des puits à forte teneur en eau, où les méthodes mécaniques (plunger lift, pompes) peuvent être moins performantes.
- Elle peut être combinée avec d'autres méthodes (gas lift, velocity strings) pour une efficacité accrue.

Cependant, l'injection de tensioactifs présente aussi certaines limitations :



- Son efficacité peut être réduite dans les puits à faible GLR ou à forte teneur en huile, où la génération de mousse est plus difficile.
- Elle nécessite un approvisionnement continu en tensioactif et un suivi régulier des performances, ce qui peut représenter un coût opératoire non négligeable.
- Les tensioactifs peuvent interagir avec les fluides de la formation et causer des problèmes de compatibilité ou de précipitation, nécessitant une sélection et des tests préalables.
- La mousse peut causer des problèmes de traitement en surface (émulsions, moussage excessif) si elle n'est pas correctement contrôlée et désactivée.

Malgré ces limitations, l'injection de tensioactifs reste une option intéressante pour la remédiation du liquid loading, en particulier dans les puits à forte teneur en eau où les méthodes mécaniques sont moins efficaces. Les avancées récentes dans la formulation de tensioactifs plus stables et plus compatibles avec les fluides produits ouvrent de nouvelles perspectives pour étendre le champ d'application de cette méthode et optimiser ses performances à long terme.

### 5.1.3 Surveillance

La surveillance est une méthode générale qui peut être appliquée à chaque puits pour la déliquéfaction, mais son utilisation est limitée dans le temps ; il arrive un moment dans la vie d'un puits où ces méthodes ne le remettent plus en service. La surveillance peut être largement classée en deux grandes catégories : **Le Cycling** et **le Venting**.

#### 5.1.3.1 Cycling

Cycler un puits implique de surveiller de près des données fondamentales telles que le débit de production, la température de la tête de puits, la pression de tête de puits et, si possible, des données en fond de puits. L'objectif est de fermer un puits de gaz souffrant de liquid loading au bon moment, de permettre à la pression de monter, puis de le rouvrir. Pendant la période de fermeture, deux changements surviennent dans le puits : la colonne liquide hydrostatique se vide partiellement dans le réservoir (observable par une augmentation de la pression de la tête de puits), et le puits accumule de la pression dans la région près du puits, en étant "chargé" depuis le réservoir. Lors de la réouverture du puits, la pression accrue peut temporairement soulever une partie des liquides obstruant la production de gaz, ce qui permet au puits de gagner du temps jusqu'à ce qu'une colonne liquide suffisante se soit à nouveau accumulée pour affecter la production de gaz - à ce moment-là, le puits devrait déjà être fermé. Des essais sont nécessaires pour déterminer le moment optimal de fermeture, ainsi que les durées des périodes d'écoulement et de fermeture. Si le timing optimal est atteint, cette méthode peut être très efficace, potentiellement doubler la production de gaz, comme l'ont montré les expériences. Cependant, il est nécessaire de surveiller les changements dans les paramètres du puits et d'ajuster en conséquence les temps de fermeture et de production.

La Figure 9 illustre un exemple de la manière dont le cycle d'un puits a plus que doublé la production de gaz dans un puits de gaz en mer. La ligne verte représente le débit de

production de gaz, le jaune symbolise la température de la tête de puits et le bleu indique la pression de tête de puits.

Le cycle peut être tenté dans tous les puits, quel que soit leur environnement et leur achèvement. Cependant, dans les puits fortement affectés par le chargement de liquide (puits inactifs), d'autres méthodes doivent être utilisées pour les réactiver avant de

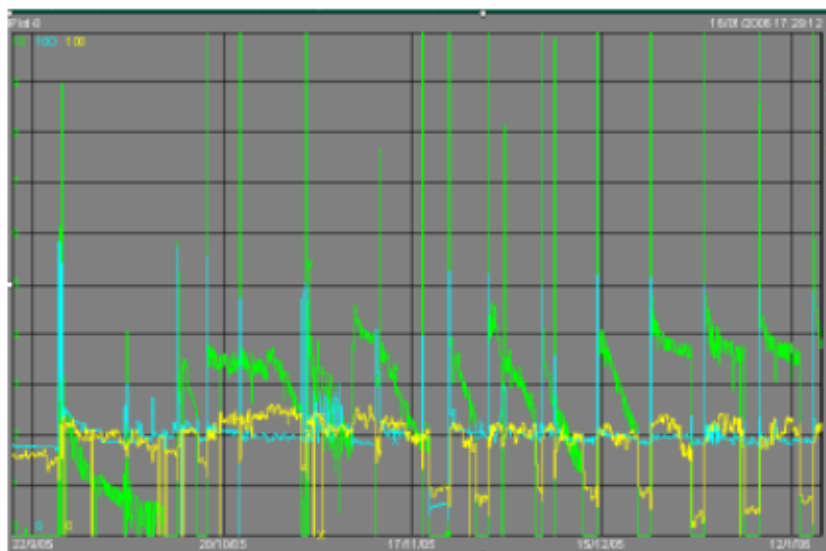


Figure 5.3. Des Puits en Cycling

tenter d'améliorer leur performance par le cyclage. Finalement, il vient un moment dans la vie d'un puits où le cyclage ne produit plus de résultats positifs, auquel cas des méthodes de levage artificiel doivent être employées. Les durées typiques de cyclage vont de quelques heures à plusieurs jours de périodes de fermeture, et de quelques heures à plusieurs semaines de périodes de production.

### 5.1.3.2 Venting

Pour tenter de ranimer les puits de gaz inactifs, une option consiste à atteindre une dépression maximale de pression en ouvrant un puits à l'atmosphère. L'effet principal obtenu par la purge est l'élimination de toute contre-pression sur les têtes de puits. Cette chute de pression "supplémentaire" pourrait permettre de redonner vie à un puits de gaz, mais sur une base régulière, elle n'est pas acceptable d'un point de vue environnemental. Le même effet de purge peut être obtenu en reliant temporairement un puits de gaz à un système basse pression ou en réduisant la contre-pression à l'aide d'un compresseur. De plus, une autre option acceptable sur le plan environnemental est de purger un puits dans un récipient dépressurisé, de manière à ce que tous les fluides produits et le gaz soient contenus dans le récipient. La purge est une méthode applicable à tous les types de puits et est indépendante du type de complétion et de l'emplacement du puits. Cependant, pour "purger" de manière respectueuse de l'environnement, des conduites temporaires peuvent devoir être installées pour diriger le contenu du puits vers un récipient ou un système basse pression.

À mesure que les puits déclinent davantage, la purge pourrait devoir devenir une opération plus fréquente et il viendra un moment où la purge ne ranimera pas un puits chargé de liquide.

Dans un tel cas, des méthodes de levage artificiel doivent être utilisées pour récupérer toutes les réserves associées à un puits de gaz.

#### 5.1.4 Swab cup

Plutôt que de purger un puits non productif dans l'atmosphère, il est également possible d'essayer de retirer mécaniquement le fluide qui crée une contre-pression sur la formation. L'outil utilisé pour cette opération est appelé une "**swab cup**", qui est attachée à un câble de wireline. Pendant l'intervention avec le câble de wire line, le swab cup est descendue à une profondeur spécifique dans la colonne de fluide, en veillant à ne pas dépasser la résistance à la traction du câble lors de la remontée. Par conséquent, une connaissance précise du niveau de fluide est essentielle. Une fois que la swab cup atteint la profondeur souhaitée, elle est retirée du puits, retirant théoriquement la plupart des liquides au-dessus d'elle en s'élargissant et en formant un joint d'étanchéité. Cependant, en pratique, un certain retour en arrière se produit toujours car le joint ne peut pas être complètement étanche à l'air. L'opération peut devoir être répétée plusieurs fois. Il est important de noter que le retrait d'assez de liquide du puits de gaz peut entraîner son démarrage. Dans les puits de très faible production, le balayage peut devoir être utilisé

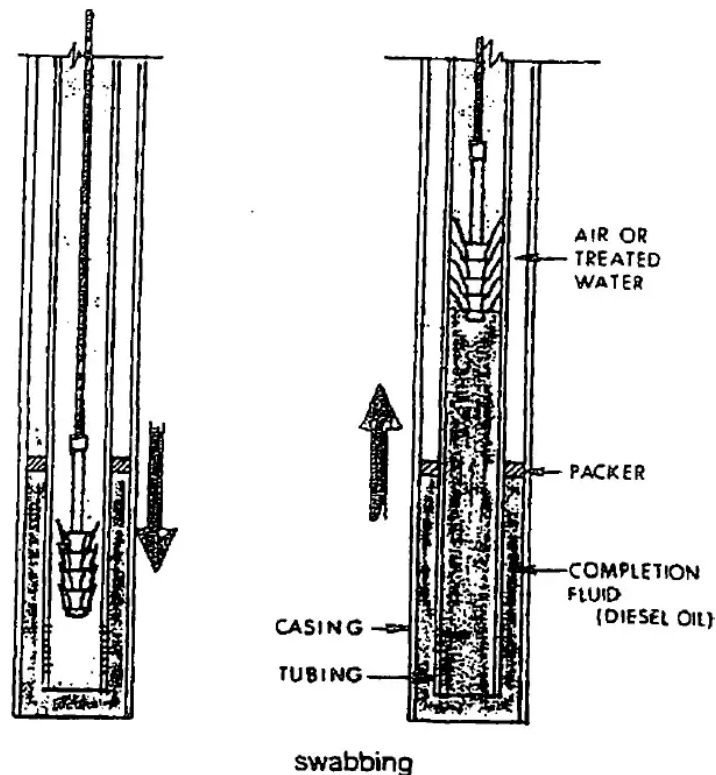


Figure 5.4. Principe de fonctionnement d'un swab cup pour la déliquification mécanique d'un puits de gaz

comme méthode de déliquéfaction continue. Cependant, dans de tels cas, d'autres méthodes de levage artificiel sont plus efficaces.

### 5.1.5 Dimensionnement du tubing (Velocity String)

Le début du liquid loading est lié à un certain débit critique. Le débit critique au-dessus duquel un puits de gaz doit produire pour éviter le liquid loading est lié à la section transversale du conduit d'écoulement, qui est elle-même proportionnelle au carré du rayon du conduit d'écoulement. En fait, cela signifie qu'une réduction du diamètre du tuyau par un facteur de 2 (la moitié de la taille du tuyau) ferait en fait diminuer le débit critique nécessaire pour maintenir un puits de gaz déchargé par un facteur de 4. Cette idée est le principe de base derrière les colonnes de vitesse : à mesure que la production de gaz diminue, un conduit plus petit est installé pour maintenir le puits de gaz déchargé. La Figure 10 montre le schéma d'installation d'une colonne de vitesse, où il devient évident que dans les puits équipés d'une vanne de sécurité subsurface (SSSV), la colonne de vitesse doit être suspendue sous la SSSV.

Lors de l'installation d'une colonne de vitesse dans des puits morts avec une colonne de fluide présente, il convient de prendre en considération que la même quantité de liquide dans un diamètre d'écoulement plus petit occupe "plus de hauteur", ce qui signifie que la pression hydrostatique sur la formation à partir du même volume de fluide dans le puits sera plus élevée. Dans de telles circonstances, la production doit être démarrée avec une autre méthode, comme l'introduction de gaz azote par bullage dans le puits et le déplacement d'une partie du liquide dans la formation, ce qui réduit la hauteur hydrostatique. D'autres méthodes pour remettre un tel puits en production sont le levage

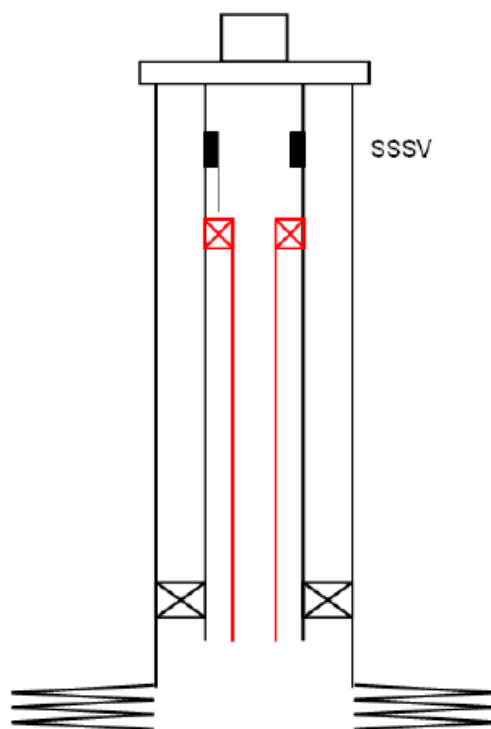


Figure 5.5. Schéma du Velocity String

de gaz par tubing enroulé ou le dégazage. Il existe un bilan mitigé de l'installation de colonnes de vitesse dans l'industrie. La conception de la colonne de vitesse est cruciale, car elle peut agir comme un étranglement sur un puits de gaz si elle est conçue trop petite et peut avoir un effet négligeable si elle est conçue trop grande.

### 5.1.6 Extension du tubing

Certains puits de gaz ont une section de liner particulièrement longue, dans laquelle des débits de gaz élevés seraient nécessaires pour maintenir cette section du puits chargée. Cependant, surtout dans le cas des puits de gaz en déclin, ces débits pourraient ne pas être atteints et les puits souffriraient d'une détérioration de la production due au liquid loading. Pour surmonter ce problème, le tubage peut être prolongé dans le liner, ce

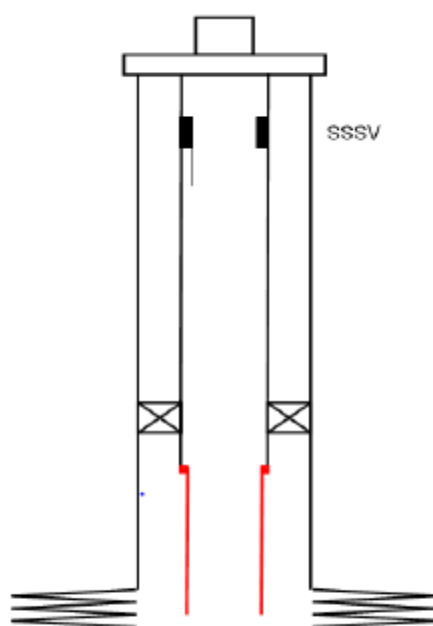


Figure 5.6. Schema extension du tubing

qui a le même effet qu'une colonne de vitesse comme décrit précédemment. La Figure 11 montre un schéma simplifié d'une extension de tubage : Avant de prolonger le tubage, il est nécessaire d'obtenir des informations sur l'état du puits et la possibilité de production de sable. Une production élevée de sable pourrait limiter l'installation d'une extension de tubage afin d'éviter le cimentage du tubage, qui pourrait être causé par la production de sable du puits.

### 5.1.7 Pompe électrique immergée (ESP)

Une pompe électrique immergée est une pompe centrifuge à plusieurs étages entraînés par un moteur électrique. Les fluides de puits et le gaz sont aspirés au-delà du moteur, ce qui entraîne une action de refroidissement dans la pompe. Le refroidissement du moteur est crucial pour augmenter la longévité du système ESP. Les roues à aubes confèrent de l'énergie cinétique au fluide et les diffuseurs dirigent le flux vers la roue à aubes suivante et convertissent l'énergie cinétique en énergie potentielle (pression). Le

nombre d'étages détermine la quantité de pression produite ; la pression et le débit sont interconnectés. La puissance nécessaire pour entraîner une pompe est directement liée à la densité du fluide. Étant donné qu'une ESP a besoin que le fluide soit refroidi, elle ne peut pas manipuler des quantités excessives de gaz libre ; les pompes traditionnelles ne peuvent manipuler que jusqu'à 30 [%] de gaz libre. Les développements récents dans la technologie des ESP, où de grosses bulles de gaz sont "coupées" à l'entrée de la pompe de sorte qu'entre les plus petites bulles de gaz il y a aussi une certaine quantité de liquide exerçant une action de refroidissement sur la pompe, ont repoussé cette "limite de gaz libre" dans l'enveloppe de 50 à 70 [%]. Bien que les ESP ne soient pas la technologie principale dans la déliquéfaction des puits de gaz, elles peuvent être très bien utilisées dans les puits de gaz avec une production d'eau excessive. De plus, des moyens de diriger uniquement le liquide vers l'entrée de l'ESP existent, permettant au gaz de contourner la pompe.

Les ESP peuvent être utilisées dans divers environnements, cependant, elles n'ont pas une grande histoire pour les applications de déliquéfaction des puits de gaz.

### 5.1.8 Plunger Lift

Le fonctionnement du Plunger lift est l'une des technologies de déliquéfaction de puits de gaz les plus largement utilisées et réussies. Le fonctionnement peut être mieux décrit en examinant le schéma illustré dans la Figure 12.

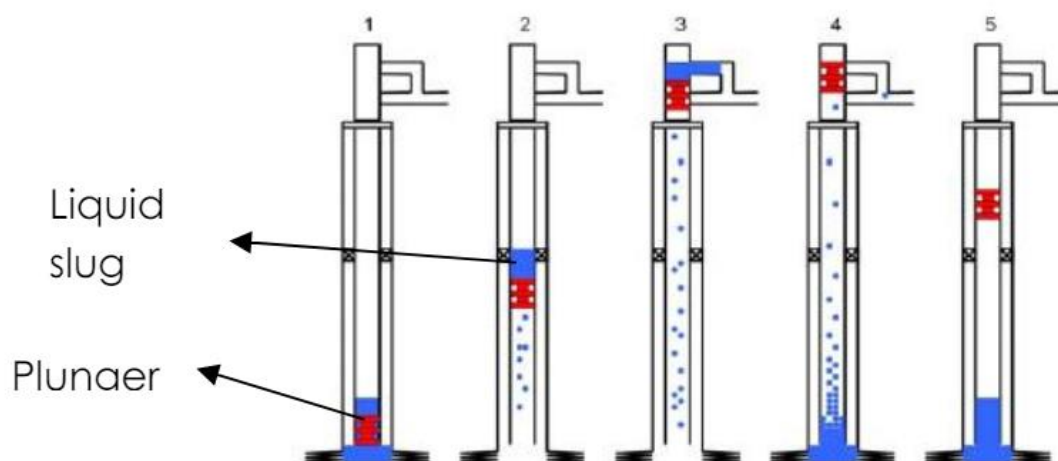


Figure 5.7. Schéma d'une opération de levage par piston

Un plunger est un piston entraîné par l'énergie propre du puits. C'est un dispositif qui soulève le liquide hors d'un puits pendant une production intermittente. Sur le schéma 1, le puits est fermé, la pression dans l'annulaire tubage-tubing augmente. Une fois que suffisamment de pression s'est accumulée, le puits est ouvert (voir croquis 2), et le piston soulève le fluide qui s'est accumulé au-dessus de lui jusqu'à la surface. Le retour des liquides est empêché par la turbulence du gaz dans la zone de dégagement entre le tubage

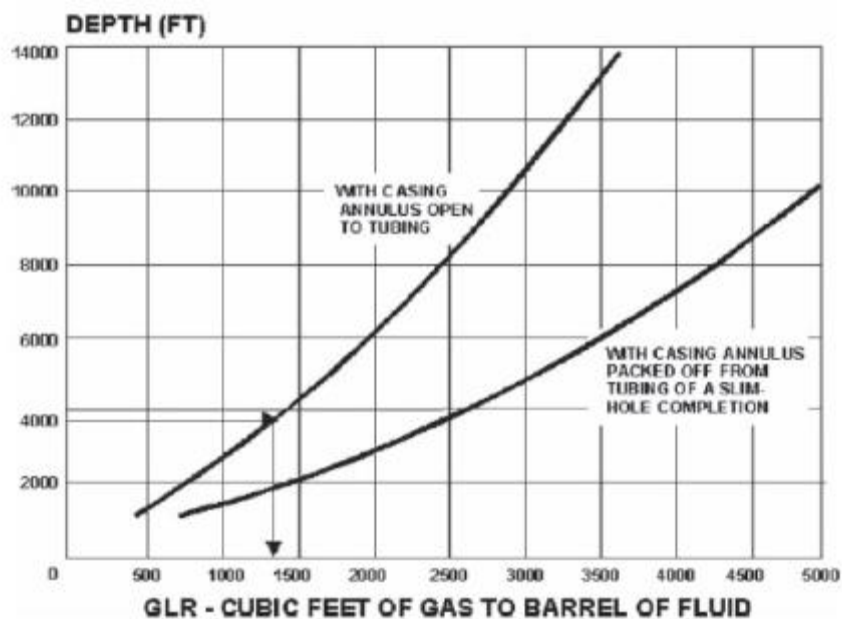


Figure 5.8. Gaz nécessaire pour le Plunger Lift avec/sans packer dans le puits

et le plunger. Le plunger est poussé vers la surface par l'énergie propre du puits qui s'est accumulée pendant la période de fermeture. Une fois que le plunger arrive à la surface (croquis 3), il est maintenu dans un lubrificateur. Le gaz est produit jusqu'à ce que le puits commence à se charger de liquide (croquis 4), moment auquel le puits est fermé et le plunger est libéré (croquis 5). Le plunger tombe au fond du puits et contourne le liquide. Une fois que suffisamment de pression s'est à nouveau accumulée, le cycle recommence.

Le système de plunger fonctionne bien pour les puits de gaz ayant des problèmes de liquid loading tant que le puits a un rapport gaz-liquide suffisant et une pression pour soulever le plunger et les bouchons de liquide. Les avantages du système de levage à piston (plunger lift) sont :

- Il fonctionne bien avec un tubage plus gros, ce qui évite la nécessité de réduire la taille du tubage,
- plunger lift peut produire le puits jusqu'à son épuisement et maintenir une courbe de déclin normale,
- Diminution de la pression moyenne au fond de trou BHA, entraînant une production plus élevée,
- Fournit un bon contrôle des hydrates et de la paraffine.

### 5.1.9 Compression

La compression est une technique essentielle pour la déliquéfaction des puits de gaz, car elle permet de réduire la pression de tête de puits et d'augmenter la vitesse du gaz. En abaissant la pression de tête, la pression d'écoulement au fond du puits diminue, ce qui entraîne une augmentation du drawdown. La réduction des pressions de production au fond du puits et des pressions de tête, grâce à la compression, peut entraîner une

augmentation substantielle de la production et des réserves, allant de quelques pourcents à plusieurs fois la production actuelle.

Bien que l'utilisation de compresseurs ne permette pas toujours d'améliorer significativement le débit de gaz, elle contribue à augmenter la vitesse du tubing, prolongeant ainsi la durée de vie du puits. La compression est généralement la méthode principale utilisée dans les premières phases de vie d'un puits de gaz pour prévenir le liquid loading, 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 le velocity string.

Toutefois, cette technique présente certaines limites. L'augmentation de la production nécessite un investissement pour le compresseur et les équipements associés, ainsi que des coûts d'exploitation pour l'entretien et l'énergie nécessaires au fonctionnement du compresseur. De plus, les limitations du réservoir, telles que la percée de sable et l'augmentation du coning d'eau avec l'augmentation du drawdown, imposent une restriction sur la limite inférieure de pression de tête de puits autorisée par l'application du compresseur. Néanmoins, la compression reste souvent le moyen le plus économique de maintenir les puits déliquéfiés, offrant des taux de production plus élevés à des pressions plus basses.

Dans la Figure 2.15, un schéma illustre l'impact avantageux de la réduction de la pression de tête de puits grâce à l'application d'un compresseur. L'IPR reste constant, tandis que les VLPs "descendent" avec la diminution de la pression de tête de puits, ce qui se traduit par des taux de production plus élevés à l'intersection.

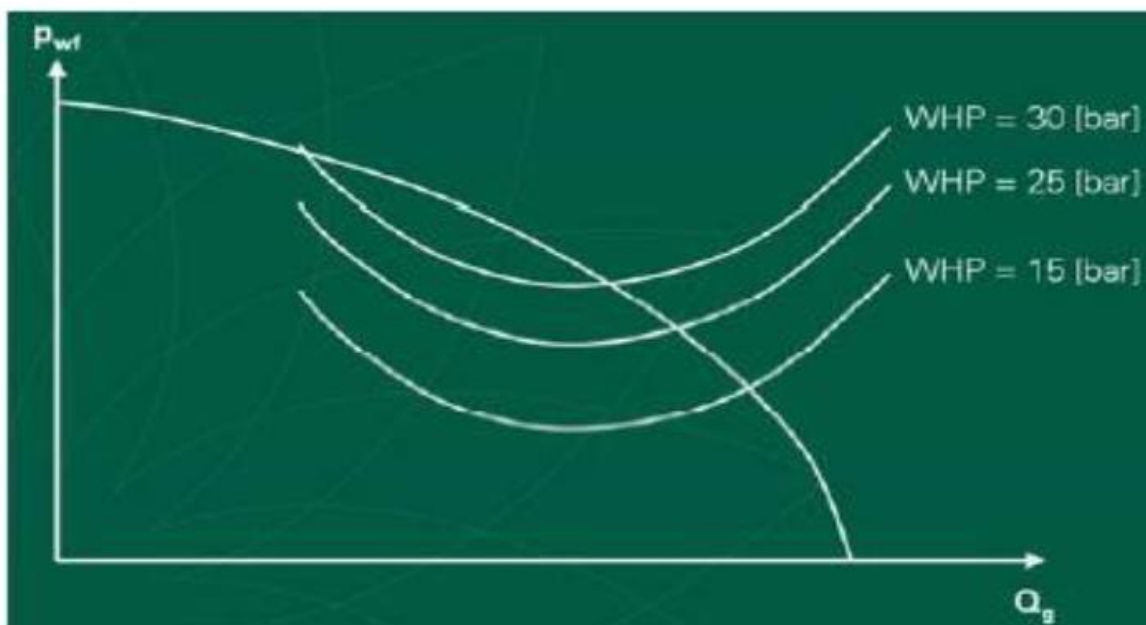


Figure 5.9. Effet de la compression



## 5.2 Évaluation du Velocity String et Tubing Extension pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel

### 5.2.1 La décision d'installer un velocity string

L'objectif de l'installation d'un velocity string de diamètre inférieur à celui de la colonne de production est de réduire la section transversale d'écoulement. En diminuant cette section, la vitesse du gaz dans le tubing augmente. Ainsi, plus la vitesse du gaz au fond du puits est élevée, plus l'énergie disponible pour transporter le liquide jusqu'à la surface est importante. De cette façon, le liquide ne peut plus s'accumuler au fond du puits.

C'est pour cette raison que récemment, sur le champ de Hassi R'mel, la technique du velocity string a été appliquée comme méthode curative dans le puits HR055 afin de réduire les pertes de production de gaz après l'apparition du liquid loading. La mise en œuvre et l'évaluation technique de cette méthode pour le puits HR055, réalisées à l'aide du logiciel Pipesim, sont présentées dans cette section. De même, cette technique sera appliquée aux autres puits étudiés.

### 5.2.2 Installation du velocity string

Le velocity string est installé depuis l'extrémité du tubing jusqu'au sommet des perforations (extension du tubing), comme illustré sur la figure. Comparé à un velocity string allant jusqu'à la surface (coiled tubing), le velocity string suspendu dans le tubing de production existant répond aux exigences des normes futures. Un critère majeur était de garantir la sécurité du puits en maintenant la fonctionnalité de la SCSSSV (Surface-controlled SubSurface Safety Valve).

### 5.2.3 Résultats de l'application du velocity string dans le puits HR099

Pour déterminer la taille optimale du velocity string afin de réduire l'impact du liquid loading dans le puits HR099, une analyse nodale a été réalisée. Parmi les tailles de tubing disponibles (diamètres extérieurs de 2"7/8 et 4"1/2), les résultats dans le tableau ci-dessous ont montré que le velocity string de 4"1/2 permettait d'obtenir le débit de gaz journalier le plus élevé. De plus, avec cette taille, le débit critique pour l'apparition du liquid loading est le plus faible. Le puits HR099 pourra donc produire plus longtemps sans problème.

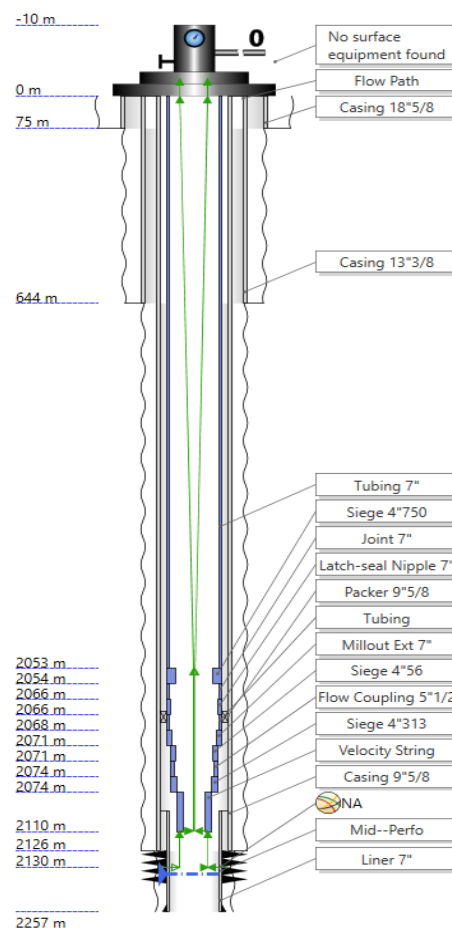


Figure 5.10. Schema du puits HR099 avec Velocity String

Tableau 5.1 L'impact du Velocity String sur le Liquid Loading

HR099						
Sans VS	Velocity String 2"7/8			Velocity String 4"1/2		
LLVRm	$Q_g(e^3m^3/j)$	$Q_{cg}(e^3m^3/j)$	LLVRm	$Q_g(e^3m^3/j)$	$Q_{cg}(e^3m^3/j)$	LLVRm
1.2737	332.4254	247.8851	0.7456863	345.763	247.4297	0.7156051

Après avoir modélisé le comportement du puits HR099 avec chacune de ces configurations à l'aide du logiciel Pipesim, il est apparu clairement que le velocity string de diamètre 4"1/2 offrait les meilleures performances. En effet, c'est avec cette taille que nous avons obtenu le débit de gaz journalier le plus élevé. De plus, le débit critique en dessous duquel le liquid loading se produit est plus faible avec cette dimension de velocity string qu'avec l'autre taille testée ou qu'en l'absence de velocity string. Cela signifie concrètement que le puits HR099 équipé d'un velocity string de 4"1/2 pourra produire plus longtemps sans être affecté par les problèmes d'accumulation de liquide.

Pour quantifier l'amélioration apportée, nous avons comparé le rapport de vitesse de liquid loading (LLVR) avant et après l'installation du velocity string de 4"1/2. Les résultats sont sans appel : le LLVR a diminué de façon très nette après la mise en place du velocity string, ce qui démontre son efficacité pour réduire le liquid loading dans le puits HR099.

Cependant, il est important de garder à l'esprit que même si l'utilisation du velocity string permet de repousser l'apparition du liquid loading, il ne s'agit pas d'une solution miracle qui réglerait le problème une fois pour toutes. Il faut s'attendre à ce qu'après une certaine période de production, malgré la présence du velocity string, le liquid loading finisse par se manifester à nouveau. La production risque alors de diminuer, voire de s'interrompre complètement si aucune action corrective n'est entreprise. L'installation du velocity string ne doit donc être considérée que comme une mesure temporaire, une solution de court terme pour maintenir la production du puits HR099.

Il faut également être conscient de certaines limitations inhérentes à l'utilisation d'un tubing de petit diamètre comme le velocity string. Par exemple, il ne sera pas possible de descendre des outils de test ou des coiled tubing dans un tubing étroit. De plus, si malgré la présence du velocity string, le liquid loading apparaît et que du liquide s'accumule dans le fond du tubing, il sera très difficile, voire impossible, de le retirer par swabbing ou par injection d'azote.

En conclusion, lorsque la pression du réservoir devient très faible et que le réservoir s'épuise, ce qui est le cas du puits HR099, il est sans doute préférable d'envisager directement la mise en œuvre de techniques de lift artificiel plutôt que de se contenter d'installer un tubing de diamètre réduit. En effet, dans ces conditions de pression très basse, le bénéfice apporté par le velocity string risque d'être de courte durée.

Ainsi, même si l'installation d'un velocity string de 4"1/2 peut aider à gérer temporairement le liquid loading dans le puits HR099, il faudra rapidement envisager d'autres solutions de lift artificiel si l'on veut maintenir la production de ce puits à long terme de manière pérenne.

Les figures ci-dessous montrent clairement que le velocity string n'est qu'une solution temporaire pour gérer le liquid loading dans le puits HR099. Même si le débit initial après l'installation du velocity string est plus élevé que sans velocity string, la courbe de déclin de production reste relativement raide, indiquant que le problème de liquid loading réapparaîtra rapidement malgré la présence du velocity string.

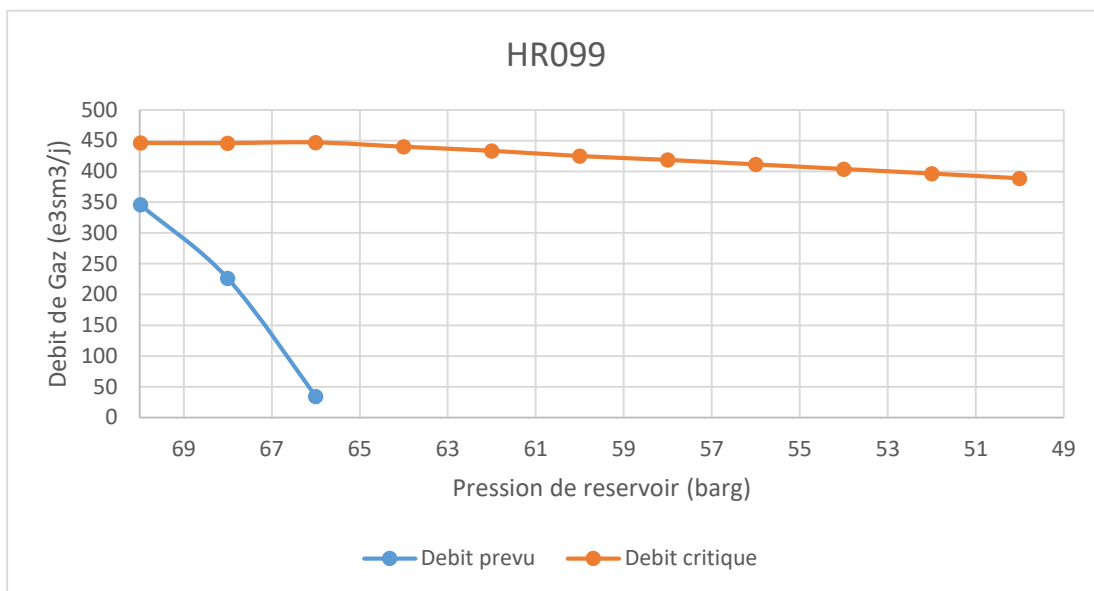


Figure 5.11. Prédiction de liquid loading sans Velocity String - HR099

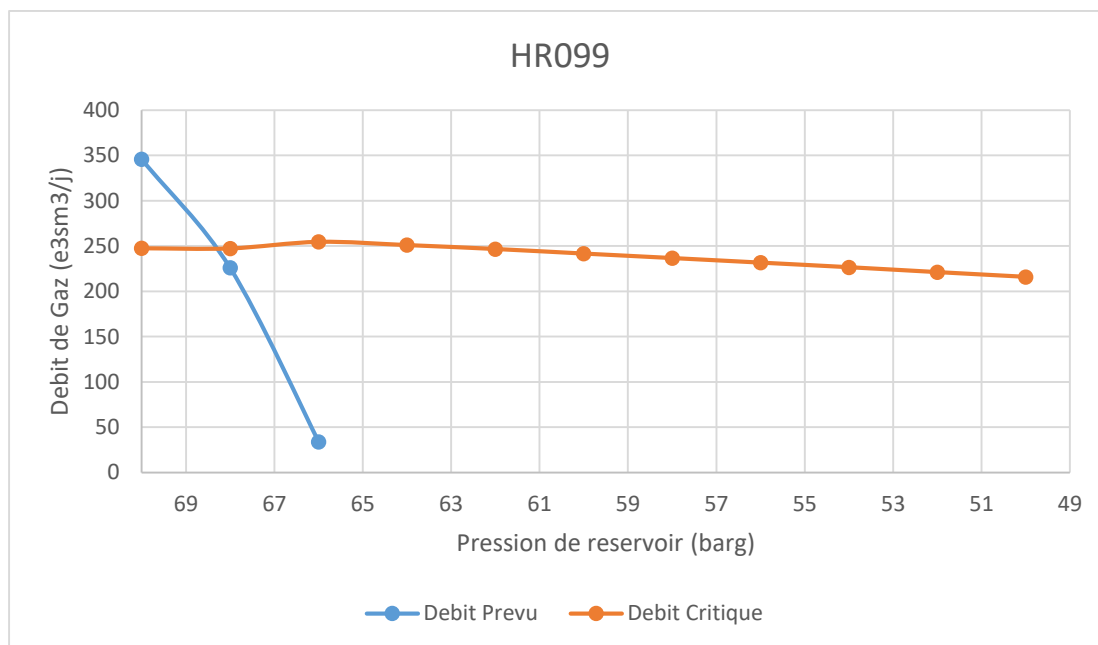


Figure 5.12. Prédiction de liquid loading avec Velocity String - HR099

Pour prolonger l'effet bénéfique du velocity string et maintenir une production stable plus longtemps, il est essentiel de combiner cette technique avec une stratégie de réduction progressive de la pression de tête de puits (WHP) par boosting. En effet, en

diminuant la WHP, on augmente la vitesse du gaz dans le tubing, ce qui améliore l'évacuation des liquides et retarde l'apparition du liquid loading.

## 5.3 Évaluation du boosting pour résoudre le problème de liquid loading dans le puits HR099

### 5.3.1 Décision de réduction de la pression de tête :

L'historique de production du champ gazier de Hassi R'mel, depuis sa mise en exploitation initiale jusqu'à ce jour, montre une baisse progressive de la pression du réservoir. D'un autre côté, les unités de traitement du gaz (MPP) sont conçues pour fonctionner avec une pression d'entrée supérieure à 100 bars. Compte tenu de ces deux paramètres, le boosting est devenu une nécessité incontournable.

C'est pourquoi, à partir de 2004, trois stations de boosting (compression) ont été mises en place : SBN, SBC et SBS. Ces compresseurs ont été installés entre les puits producteurs et le collecteur d'entrée des MPP, afin de réélever la pression du gaz brut au-dessus de 100 bars et de permettre ainsi son traitement.

Précédemment, la pression d'entrée du boosting (phase deux) est d'environ 56 kgf/cm<sup>2</sup>. Mais avec l'épuisement progressif du champ et la pression d'entrée du boosting qui a atteint sa limite de fonctionnement, une nouvelle phase de boosting a été envisagée. Ce projet de phase trois a été planifié en deux étapes : la première était supposée se dérouler en 2019 mais a effectivement eu lieu en 2021, avec une pression d'entrée de 24 kg/cm<sup>2</sup> ; la deuxième est prévue pour 2027, avec une pression d'entrée abaissée à 10 kg/cm<sup>2</sup>.

Il ressort clairement de ce qui précède que la compression est absolument cruciale pour la production de tous les puits de gaz, car c'est le principal moyen de transporter et de traiter le gaz. Mais le boosting joue également un rôle vital pour la déliquéfaction des puits, en permettant de réduire la pression de tête de puits et d'augmenter la vitesse du gaz.

En effet, en abaissant la pression au niveau de la tête de puits, on favorise l'expulsion des liquides accumulés au fond de l'alésage. De plus, l'augmentation de la vitesse d'écoulement du gaz dans le tubing facilite l'entraînement des gouttelettes de liquide vers la surface. Ainsi, le boosting contribue activement à prévenir l'apparition du liquid loading et à maintenir des conditions de production stables dans les puits.

On comprend donc que pour un champ mature comme Hassi R'mel, où la pression du réservoir ne cesse de décliner au fil des années, la mise en œuvre d'une stratégie de boosting adaptative est indispensable pour optimiser la récupération des réserves. En ajustant en continu les paramètres de boosting en fonction de l'évolution des performances des puits, on peut espérer prolonger significativement leur durée de vie productive et maximiser la rentabilité globale du champ.

### 5.3.2 L'impact du boosting sur le puits HR099 :

Concrètement, on pourrait envisager de réduire la WHP du puits HR099 de sa valeur actuelle de 48,7 barg jusqu'à une valeur cible de 30 barg, en procédant par paliers successifs. Chaque palier de réduction de la WHP permettrait de redonner un "coup de fouet" à la production en déliquéfiant le puits, et de maintenir ensuite un débit stable plus élevé grâce à l'effet combiné du velocity string et de la pression de tête réduite.

Bien entendu, il faudra surveiller attentivement l'évolution des paramètres de production après chaque palier de réduction de la WHP, afin de s'assurer que le puits ne produit pas trop d'eau et que les équipements de surface restent dans leurs limites de fonctionnement. La stratégie de réduction de la WHP devra être ajustée en fonction du comportement réel du puits.

En optimisant ainsi la synergie entre le velocity string et le boosting, on peut espérer prolonger significativement la période de production stable du puits HR099 avant que le liquid loading ne devienne à nouveau problématique. Cela permettra de maximiser la récupération de gaz à partir de ce puits mature, où la pression de réservoir est déjà très basse.

Néanmoins, il faut garder à l'esprit que même cette approche combinée ne sera efficace que pour un temps. À un moment donné, la pression du réservoir sera devenue si faible que même avec un velocity string et une WHP minimale, il ne sera plus possible de maintenir une production stable. Il faudra alors envisager des méthodes de lift artificiel plus complexes et plus coûteuses, comme le gas lift ou les pompes, pour continuer à exploiter le puits HR099. Ainsi, le velocity string et le boosting constituent des leviers intéressants pour gérer le liquid loading à court et moyen terme dans le puits HR099, mais ils devront inévitablement s'inscrire dans une stratégie de gestion du liquid loading adaptée à l'état de maturité avancée du réservoir, incluant le recours ultérieur à des techniques de lift artificiel conventionnelles.

#### a) Évaluation de l'effet de la réduction de la WHP sur la production et le risque de liquid loading

Le graphique ci-dessous illustre l'impact de la réduction de la pression de tête (WHP) sur le chargement de liquide pour le puits HR099. Les deux courbes montrent le débit de gaz prévu et le débit critique en fonction de la pression de tête.

On observe que le débit de gaz prévu augmente de manière significative à mesure que la pression de tête diminue. Initialement, lorsque la pression de tête est de 48 barg, le débit de gaz prévu est légèrement inférieur au débit critique, ce qui indique un risque potentiel de chargement de liquide à cette pression.

Cependant, à mesure que la pression de tête diminue, le débit de gaz prévu dépasse rapidement le débit critique. Cette tendance continue avec la réduction de la WHP, jusqu'à atteindre une différence notable lorsque la pression de tête est abaissée à 30 barg. À cette pression, le débit de gaz prévu est nettement supérieur au débit critique, réduisant ainsi considérablement le risque de chargement de liquide.

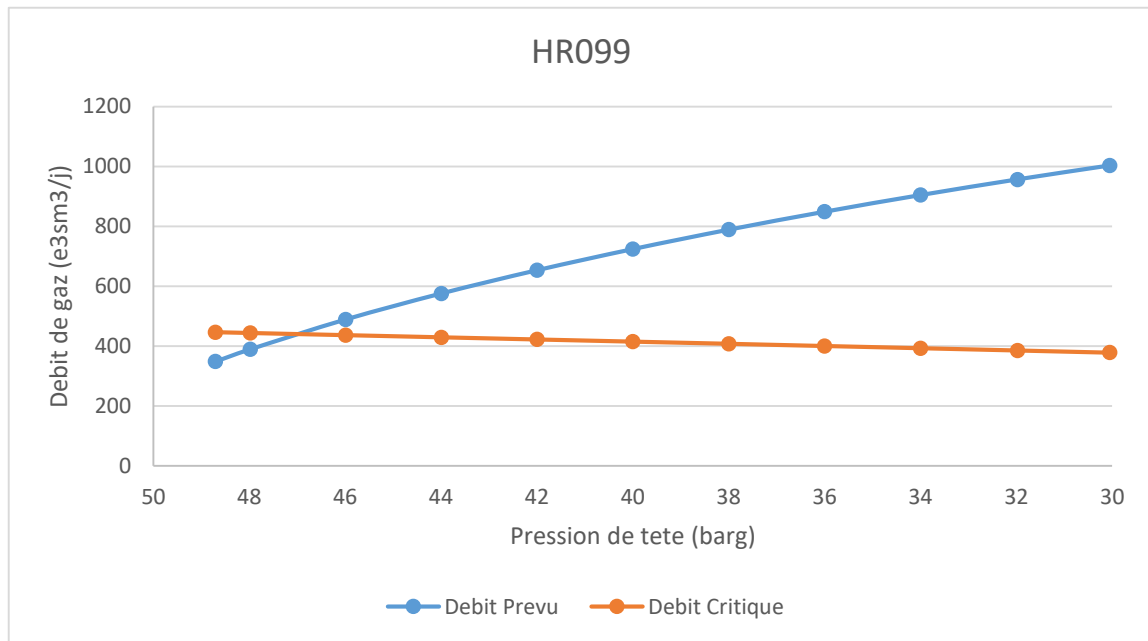


Figure 5.13. Effet de la réduction de la WHP sur le liquid loading et le débit critique

En résumé, ce graphique montre clairement que la réduction de la pression de tête a un impact positif sur le débit de gaz, en augmentant ce dernier et en minimisant le risque de liquid loading. La courbe de débit critique reste relativement stable, indiquant un seuil constant de risque de chargement de liquide, mais le débit prévu augmente de manière significative avec la réduction de la WHP, surtout lorsqu'elle est à son niveau le plus bas. Cela souligne l'importance de la gestion de la pression de tête pour maintenir une production de gaz efficace et éviter les problèmes associés au chargement de liquide.

## b) Prédiction de la durée d'efficacité du boosting pour gérer le liquid loading

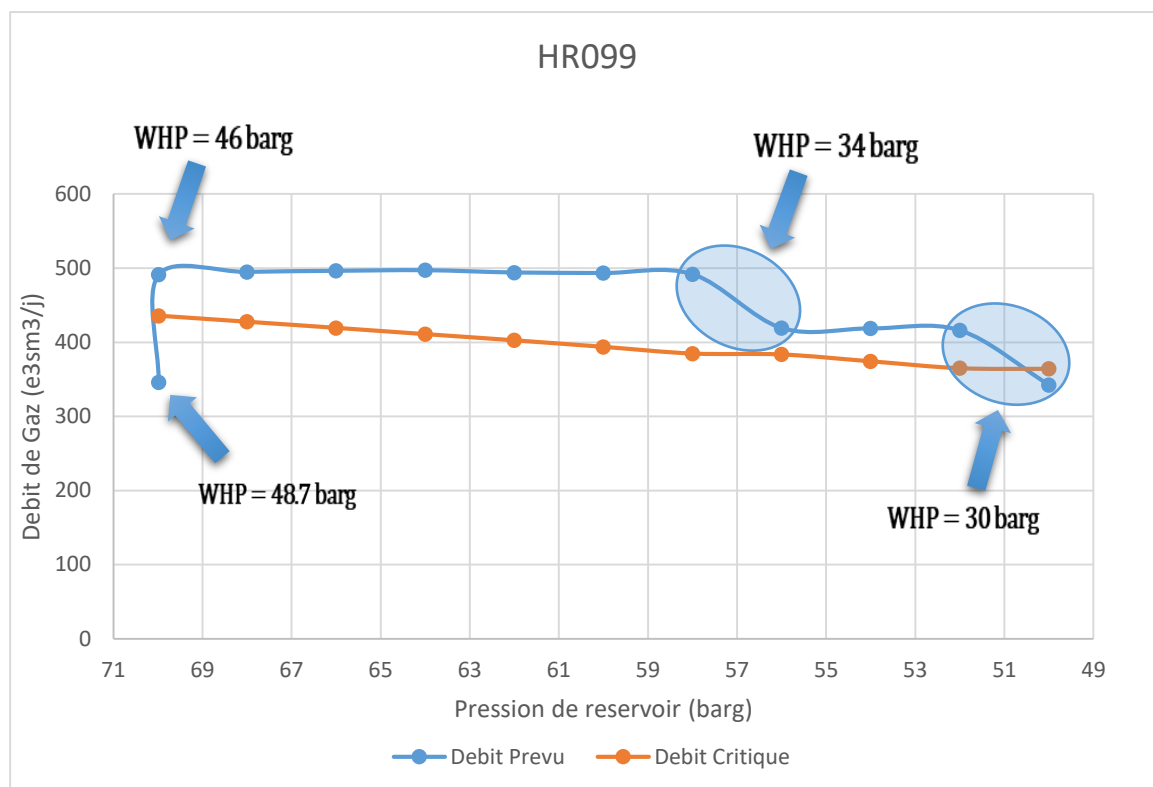


Figure 5.14. Ajustement de la WHP pour une meilleure prédiction de liquid loading – HR099

Le graphique présente l'évolution du débit de gaz (en m<sup>3</sup>/jour) en fonction de la pression du réservoir (en barg) pour un puits nommé HR099. Il illustre comment l'ajustement de la pression en tête de puits (WHP) peut atténuer les problèmes de liquid loading et maintenir des débits stables à mesure que la pression du réservoir diminue au fil du temps.

Le puits a initialement rencontré des problèmes de liquid loading au point de départ. Pour y remédier, la pression en tête de puits a été réduite, ce qui a permis de résoudre le problème. À partir de ce moment-là, la pression en tête de puits a été ajustée pour maintenir un débit stable sans autres problèmes de liquid loading.

Le graphique démontre clairement ce processus. Alors que la pression du réservoir diminue de 71 barg à 49 barg, la pression en tête de puits est progressivement abaissée de 46 barg à 30 barg. Ainsi, le débit reste relativement stable, cela indique que le puits produit à un rythme régulier sans être entravé par le liquid loading.

Il est intéressant de noter que la réduction de la pression en tête de puits permet non seulement de maintenir un débit stable, mais aussi d'augmenter le différentiel de pression entre le réservoir et la tête de puits. Ce différentiel de pression accru favorise l'écoulement du gaz vers la surface, ce qui contribue à maintenir des débits stables malgré la baisse de pression du réservoir.

Le graphique montre également l'importance de surveiller en continu les performances du puits et d'ajuster la pression en tête de puits en conséquence. En effet, à mesure que la pression du réservoir diminue, il peut être nécessaire de procéder à des ajustements supplémentaires de la pression en tête de puits pour éviter le liquid loading et maintenir une production optimale.

En ce qui concerne le délai de l'apparition du liquid loading, sachant que la pression du réservoir diminue d'environ 5 barg par an, nous pouvons estimer le temps gagné grâce à l'ajustement de la pression en tête de puits. Sur le graphique, nous observons une baisse de pression du réservoir de 71 barg à 49 barg, soit une différence de 22 barg. Avec un déclin annuel de 5 barg, cela représente environ 4,4 ans. Autrement dit, en ajustant la pression en tête de puits, nous avons réussi à retarder l'apparition du liquid loading d'environ 4,4 ans, c'est-à-dire que le puits débutera à s'accumuler les liquid d'ici 2029, permettant ainsi au puits de maintenir une production stable pendant cette période.

Il ressort de cette analyse que l'optimisation de la stratégie de boosting est essentielle pour tirer le meilleur parti de cette solution de gestion du liquid loading. Il ne suffit pas de réduire la WHP au minimum dès le départ, car cela pourrait entraîner une production excessive d'eau et compromettre la rentabilité de l'exploitation.

Au contraire, il faut procéder par paliers successifs, en surveillant attentivement l'évolution des paramètres de production après chaque réduction de WHP. L'objectif est de maintenir à chaque palier un débit stable le plus élevé possible sans déclencher de venue d'eau, afin de maximiser la récupération de gaz.

Cette approche progressive permet également de s'adapter au comportement réel du puits, qui peut différer des prévisions théoriques. En ajustant la stratégie de boosting en fonction des réponses observées, on pourra identifier le meilleur compromis entre gain de production et contrôle des liquides pour le puits HR99.

## 5.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue différentes méthodes analytiques pour gérer le liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel, en mettant l'accent sur deux solutions particulièrement adaptées à ce champ mature : l'installation d'un velocity string et l'application du boosting.

L'étude du cas du puits HR99, déjà sévèrement affecté par le liquid loading, a montré que l'utilisation d'un velocity string de  $4''^{1/2}$  pouvait permettre de relancer la production à court terme en augmentant la vitesse d'écoulement du gaz. Cependant, cette solution seule ne suffit pas à résoudre durablement le problème dans ce réservoir déjà très déplété.

En combinant le velocity string avec une réduction progressive de la pression de tête de puits par boosting, on peut espérer prolonger significativement la période de production stable du puits HR99 avant que le liquid loading ne redevienne problématique. L'analyse nodale a montré qu'en abaissant la WHP de 48,7 barg à 30 barg par paliers, on pouvait repousser l'échéance du liquid loading de plusieurs années.



Il faut néanmoins garder à l'esprit que même cette approche combinée ne représente pas une solution définitive. À terme, la pression du réservoir deviendra si faible que même avec un velocity string et une WHP minimale, il ne sera plus possible de maintenir une production stable sans liquid loading. Il faudra alors envisager des techniques de lift artificiel plus lourdes pour continuer à exploiter les puits de Hassi R'mel.

Ainsi, la gestion du liquid loading dans un champ mature comme Hassi R'mel doit s'inscrire dans une stratégie globale et progressive, adaptée à l'état d'épuisement du réservoir. En combinant de manière optimale les solutions de velocity string et de boosting à court et moyen terme, et en anticipant le recours ultérieur à des méthodes de lift artificiel pour le plus long terme, on pourra maximiser la récupération de gaz et prolonger la vie productive du champ.

Cette étude de cas souligne l'importance d'une gestion intégrée et proactive du liquid loading dans les champs matures comme Hassi R'mel, combinant de manière optimale les solutions de court, moyen et long terme pour prolonger au maximum la vie productive des puits.

## **5.5 Facteurs aggravants**

### **5.5.1 Hauts rapports condensat/gaz initiaux**

Les gisements de gaz à condensat se caractérisent par des rapports condensat/gaz (CGR) élevés, souvent supérieurs à 50 bbl/MMSCF. Ces hydrocarbures liquides se forment lorsque le gaz se détend et se refroidit dans le réservoir et les installations de production. Leur présence en grandes quantités peut aggraver le phénomène de liquid loading de plusieurs manières. Tout d'abord, les condensats ont une viscosité et une tension interfaciale plus élevées que l'eau, ce qui rend leur entraînement par le flux gazeux plus difficile. Ils ont également tendance à s'accumuler dans les points bas du système de production, créant des bouchons liquides qui augmentent la perte de charge et réduisent la vitesse du gaz. Enfin, les condensats peuvent se mélanger à l'eau de formation pour former des émulsions stables, qui sont encore plus difficiles à entraîner et peuvent nécessiter un traitement de surface coûteux. La gestion des hauts CGR nécessite donc une attention particulière dans le design des installations de production et le choix des méthodes de remédiation du liquid loading, telles que les systèmes de gas lift ou les pompes submersibles spécialement conçues pour les fluides visqueux.

### **5.5.2 Réservoir à condensation rétrograde**

Les réservoirs à condensation rétrograde sont des gisements de gaz particuliers dans lesquels les hydrocarbures lourds se condensent dans le réservoir lorsque la pression devient inférieure à la pression de point de rosée. Ce phénomène se produit de manière contre-intuitive : alors que la pression diminue, la quantité de liquide dans le réservoir augmente, contrairement aux réservoirs classiques où la diminution de pression favorise la vaporisation des liquides. Cette accumulation de condensats au voisinage des puits peut gravement affecter leur productivité en réduisant la perméabilité relative au gaz et en augmentant les pertes de charge dans la zone de drainage. De plus, les condensats

rétrogrades ont souvent une composition et des propriétés (viscosité, tension interfaciale) qui les rendent difficiles à entraîner par le flux gazeux, aggravant ainsi le phénomène de liquid loading. La gestion de ces réservoirs nécessite des stratégies de production spécifiques, comme le maintien d'une pression élevée pour éviter la formation de condensats, ou l'injection de gaz miscibles pour re-vaporiser les liquides accumulés. Les techniques de remédiation du liquid loading doivent également être adaptées pour tenir compte de la nature particulière des fluides produits.

### **5.5.3 Géométrie de puits complexe**

La géométrie des puits joue un rôle crucial dans l'apparition et l'évolution du liquid loading. Les puits déviés ou horizontaux, en particulier, sont plus sensibles à ce phénomène en raison de la ségrégation des phases liquide et gazeuse sous l'effet de la gravité. Dans les sections faiblement inclinées, les liquides ont tendance à s'accumuler dans les points bas, créant des bouchons qui obstruent l'écoulement du gaz et augmentent la perte de charge. De plus, la présence de restrictions (liner, perforation) ou de changements de diamètre peut créer des zones de faible vitesse propices à l'accumulation de liquides. Les puits multilatéraux ou multi-zones sont également plus complexes à gérer, car les différences de pression et de production entre les branches peuvent conduire à des écoulements préférentiels et à une répartition inégale des liquides. La gestion du liquid loading dans ces géométries complexes nécessite une modélisation détaillée de l'écoulement polyphasique et une surveillance continue des profils de pression et de température pour détecter les zones d'accumulation. Les techniques de remédiation doivent être adaptées à la configuration spécifique du puits, en utilisant par exemple des velocity strings de petit diamètre dans les zones de faible inclinaison, ou des systèmes de gas lift sélectifs pour chaque branche d'un puits multilatéral.

### **5.5.4 Eau de formation à forte salinité**

La présence d'eau de formation à forte salinité peut aggraver le phénomène de liquid loading de plusieurs manières. Tout d'abord, l'eau salée a une densité plus élevée que l'eau douce, ce qui augmente la perte de charge hydrostatique dans le puits et réduit la vitesse du gaz nécessaire pour l'entraînement des liquides. De plus, la forte salinité peut favoriser la précipitation de sels (sulfates, carbonates) lors des changements de pression et de température dans le puits, conduisant à la formation de dépôts solides qui réduisent la section d'écoulement et augmentent la rugosité des parois. Ces dépôts peuvent également endommager les équipements de production (valves, pompes, séparateurs) et nécessiter des interventions de nettoyage coûteuses. Enfin, l'eau salée est plus corrosive que l'eau douce, ce qui peut accélérer la dégradation des tubages et des pipes de production, créant des points de faiblesse propices aux venues de liquide. La gestion des eaux à forte salinité nécessite donc une sélection rigoureuse des matériaux de complétion, ainsi que des traitements chimiques (inhibiteurs de corrosion, dispersants) pour prévenir la formation de dépôts. Les techniques de remédiation du liquid loading doivent également être choisies en tenant compte de la compatibilité des équipements avec les fluides corrosifs.

### 5.5.5 Déclin rapide de la pression et de la production de gaz

Le déclin naturel de la pression et de la production de gaz au cours de la vie d'un gisement est l'un des principaux facteurs conduisant à l'apparition du liquid loading. En effet, à mesure que la pression du réservoir diminue, la vitesse du gaz dans le puits décroît également, jusqu'à passer en dessous de la valeur critique nécessaire pour l'entraînement continu des liquides. Ce phénomène est d'autant plus marqué que le déclin est rapide, ne laissant pas le temps de mettre en place des mesures de remédiation progressives. Les gisements matures, caractérisés par de faibles pressions et des productions de gaz réduites, sont donc particulièrement vulnérables au liquid loading. Dans ces conditions, les techniques conventionnelles de gas lift ou de pompage peuvent s'avérer insuffisantes pour maintenir une production stable, et il peut être nécessaire d'envisager des solutions plus radicales comme la réduction du diamètre des tubages (velocity strings), la compression du gaz produit ou même la fermeture et l'abandon des puits les plus touchés. La gestion du liquid loading dans les gisements matures nécessite donc une surveillance continue des performances des puits et une stratégie d'intervention proactive pour anticiper et retarder au maximum l'apparition des symptômes critiques.

### 5.5.6 Présence d'impuretés dans le gaz produit (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, azote)

La présence d'impuretés dans le gaz produit, telles que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) ou l'azote (N<sub>2</sub>), peut avoir des effets néfastes sur le phénomène de liquid loading. En effet, ces composés peuvent interagir avec l'eau de formation pour former des acides (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) qui augmentent la corrosivité du milieu et favorisent la dégradation des équipements de production. De plus, le CO<sub>2</sub> et l'H<sub>2</sub>S peuvent se dissoudre dans les condensats et modifier leurs propriétés (densité, viscosité, tension interfaciale), rendant leur entraînement par le flux gazeux plus difficile. Enfin, la présence d'azote en grandes quantités peut diminuer le pouvoir calorifique du gaz et réduire sa valeur commerciale, tout en augmentant les coûts de traitement et de séparation. La gestion des impuretés nécessite donc une caractérisation précise de la composition du gaz produit et la mise en place de systèmes de traitement adaptés (unités d'adoucissement, de désulfuration, de décarbonatation). Les techniques de remédiation du liquid loading doivent également être choisies en tenant compte de la compatibilité des matériaux avec les gaz acides et de l'impact potentiel des impuretés sur les performances des équipements (corrosion des pompes, formation de dépôts dans les velocity strings, etc.).

## Conclusion générale

Ce mémoire de master s'est intéressé à l'un des défis majeurs de l'industrie pétrolière et gazière : le problème du liquid loading dans les puits de gaz matures, et plus particulièrement dans le champ de Hassi R'mel en Algérie. L'accumulation de liquides au fond des puits, due à une vitesse de gaz insuffisante pour les entraîner jusqu'à la surface, peut drastiquement réduire la productivité et même conduire à l'arrêt complet de la production si aucune action corrective n'est entreprise.

Face à cet enjeu crucial, notre étude a proposé une approche méthodologique pour optimiser la gestion du liquid loading et prolonger la durée de vie productive des puits de Hassi R'mel. En combinant une analyse approfondie des données de production, une modélisation détaillée des performances des puits avec le logiciel PIPESIM et une évaluation rigoureuse des différents modèles de prédiction du débit critique de gaz, nous avons pu développer des stratégies adaptées aux spécificités du champ.

L'un des points clés de notre démarche a été l'utilisation de PIPESIM pour identifier les risques de liquid loading et prédire son apparition dans les puits étudiés. Le choix de ce logiciel a été guidé par une analyse approfondie des différents modèles de calcul du débit critique de gaz, réalisée à l'aide de Python et de procédures de validation par échantillonnage stratifié. En utilisant une matrice de confusion et des métriques de performance telles que la précision, le rappel et le F1-score, nous avons pu identifier le modèle de Turner comme étant le plus adapté aux spécificités du champ de Hassi R'mel. PIPESIM intégrant ce modèle, il s'est avéré être l'outil le plus pertinent pour la modélisation détaillée des performances des puits et la prédiction de l'apparition du liquid loading.

Cette modélisation nous a permis d'évaluer l'efficacité des solutions de velocity string et d'extension de tubing pour résoudre le problème, tout en mettant en évidence l'importance d'une stratégie de boosting progressive pour repousser l'échéance du liquid loading.

Cependant, nos résultats ont également souligné que ces solutions ne représentent qu'un répit temporaire face à l'épuisement inéluctable du réservoir. À terme, même avec un velocity string et une pression de tête minimale, il ne sera plus possible de maintenir une production stable sans liquid loading. C'est pourquoi nous recommandons une approche de gestion intégrée et proactive, combinant des solutions de court et moyen terme avec une planification à long terme des techniques de lift artificiel conventionnelles.

Cette étude de cas souligne l'importance d'une surveillance continue et d'une anticipation des problèmes de liquid loading pour maintenir des niveaux de production optimaux dans les champs matures comme Hassi R'mel. En adaptant en permanence les stratégies de gestion aux conditions évolutives du réservoir, il est possible de maximiser la récupération de gaz et de prolonger significativement la vie productive des puits.

Au-delà de l'aspect technique, notre travail met également en lumière la nécessité d'une approche holistique, conciliant performance économique et responsabilité environnementale. En effet, l'optimisation de la production ne peut se faire au détriment de la sécurité des opérations et de la préservation des ressources naturelles. C'est tout l'enjeu d'une gestion durable des champs matures, qui doit guider les choix stratégiques des opérateurs.

En conclusion, ce mémoire apporte une contribution significative à la compréhension et à la gestion du liquid loading dans le contexte spécifique du champ de Hassi R'mel. Les méthodologies et recommandations proposées pourront servir de base pour le développement de stratégies de gestion intégrées, adaptées aux défis des champs matures. C'est en combinant expertise technique, innovation technologique et vision à long terme que l'industrie pétrolière et gazière pourra continuer à relever le défi de la production durable dans un contexte de ressources déclinantes.

# Références

1. **al. A. Joseph et** Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells [Conference] // Nigeria Annual International Conference and Exhibition. - Lagos, Nigeria : SPE Paper, 2013. - Vol. 167603.
2. **Amer Mustafa Adel** Velocity String for Intermittent Gas Wells Case Study [Conference] // OLGA & PIPESIM User Group Meeting. - 2020.
3. **Arnold Landjobo Pagou, Guoqing Han, Long Peng, Oumaima Dehdah, Virginie Gueyap Kamdem, Fatai Abimbola, Seth Anom Mccarthy, Hippolyte Fritz Tchomche, Iryna Harmash, Zhuldyz Kanturina** Liquid Loading prediction and identification model for vertical and inclined gas wells [Journal]. - [s.l.] : Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020. - Vol. 84.
4. **BİNLİ ÖZMEN** OVERVIEW OF SOLUTIONS TO PREVENT LIQUID-LOADING PROBLEMS IN GAS WELLS [Report]. - [s.l.] : THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES OF MIDDLE EAST TECHNICAL UNIVERSITY, 2009.
5. **Chemmakh A1, Tomomewo , Ling K and Shammari A** Evaluation of Liquid Loading in Gas Wells Using Machine Learning [Journal]. - North Dakota : UND Scholarly Commons, 2 13, 2023. - 1 : Vol. 7.
6. **Enos Masolwa Kasongi** Evaluation of Models to [Report]. - Trondheim-Norway : [s.n.], Aout 2018.
7. **Kukowitsch Caroline Manuela** Completion Options to Overcome Liquid Loading in the Tail End Production Phase of Gas Wells [Journal]. - [s.l.] : CHAIR OF PETROLEUM PRODUCTION AND PROCESSING, 2013.
8. **M. F. Riza, A. R. Hasan, C. S. Kabir** A Pragmatic Approach To Understanding [Report]. - [s.l.] : SPE Production & Operations, Aout 2016.
9. **Mahmoud Hassan Yaqoup, Mustafa Okasha At tijani, Mortada Ahmed Abdalla, Mohammed Hassan Omer** Prediction of Liquid Loading in Gas Well (A1), and Solve [Report]. - [s.l.] : Sudan University of Science & Technology College of Petroleum Engineering & Technology, 2016.
10. **MIRANDA TIENDA Isaac [et al.]** FLOW PATTERN ENHANCER SYSTEM FOR GAS WELLS WITH LIQUID LOAD GAS WELLS WITH LIQUID LOAD [Patent]. - 2013.
11. **Mittal Anurag** Basics of Gas Well Deliquification [Conference] // 9th European Gas Well Deliquification Conference. - Groningen : [s.n.], 2014.
12. **PARK HAN-YOUNG** DECISION MATRIX FOR LIQUID LOADING IN GAS WELLS FOR COST/BENEFIT ANALYSES OF LIFTING OPTIONS [Report]. - Texas : Texas A&M University, 2008.

13. **Peng Chang Bofeng Bai** An improved method of gas well deliquification using supersonic nozzle [Journal]. - [s.l.] : International Journal of Heat and Mass Transfer, 2017. - Vol. 108.
14. **Princewill Maduabuchi Ikpeka, Michael Onyinyechukwu Okolo** Li and Turner Modified model for Predicting Liquid Loading [Journal]. - [s.l.] : Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018.
15. Rapport de Production [Report]. - Hassi R'mel : [s.n.], Avril 2024.
16. **Ruiqing Ming and Huiqun He** A New Approach for Accurate Prediction of Liquid Loading of [Journal]. - [s.l.] : Hindawi - Journal of Chemistry, 2017. - Vol. 2017.
17. **Subhashini Sankar, S. Arul karthi** Strudy of Identifying Liquid Loading is Gas Wells and Deliquidfication Techniques [Journal]. - [s.l.] : International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), 2019. - 06 : Vol. 8.
18. **Xiao Chongyyang, Fu Heng, Cheng Leli, Pei Wenyu** Prediction of critical liquid loading time for water-producing gas wells: Effect of liquid drop rotation [Journal]. - Online : Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2022.
19. **Yashaswini Devi Nallaparaju** Prediction of Liquid Loading in Gas Wells [Conference] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - San Antonio, Texas : SPE, 2012.

# Annexe

## Annexe A – Schéma de complétion des puits

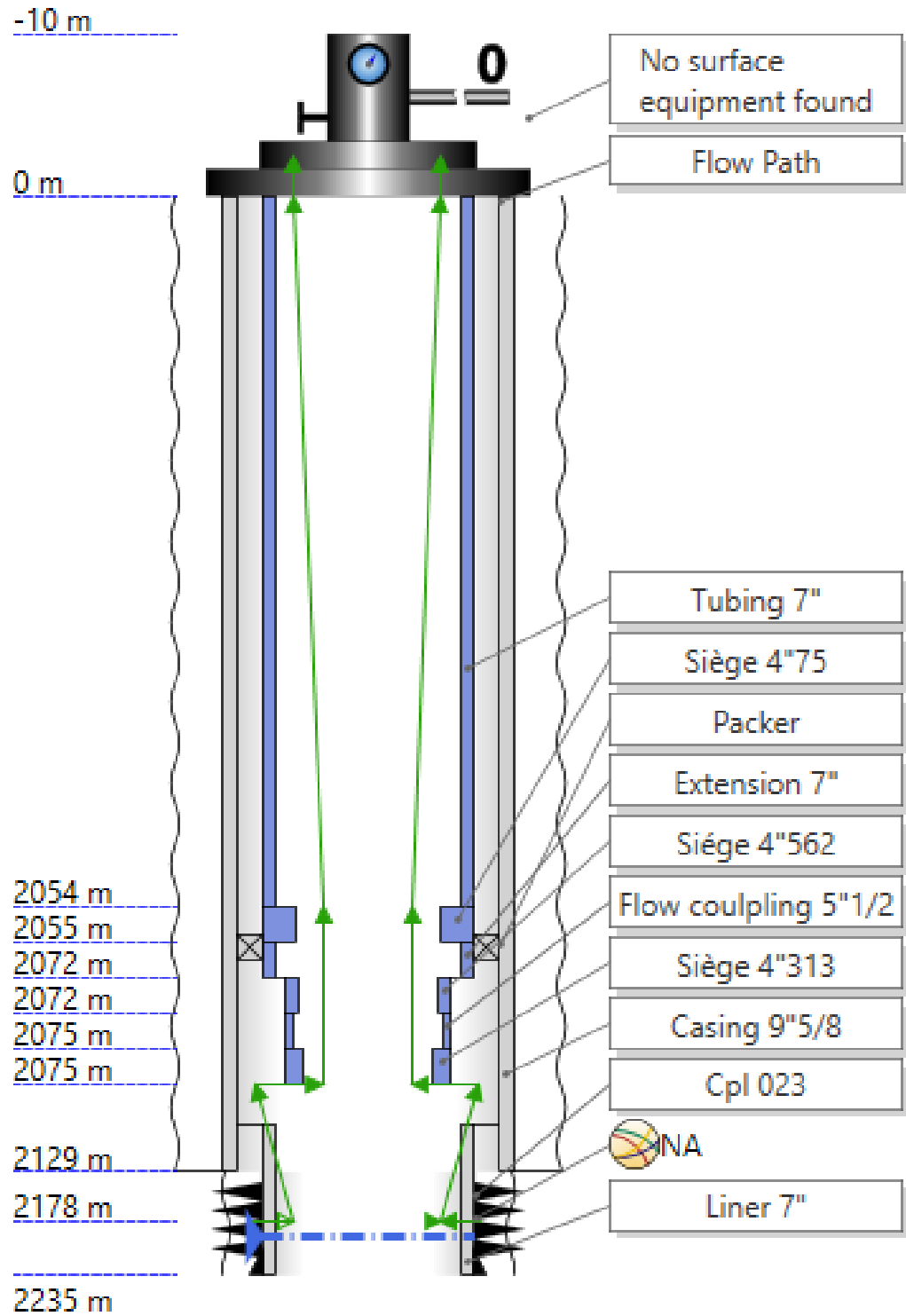


Figure 01. Schéma complète du puit HR099



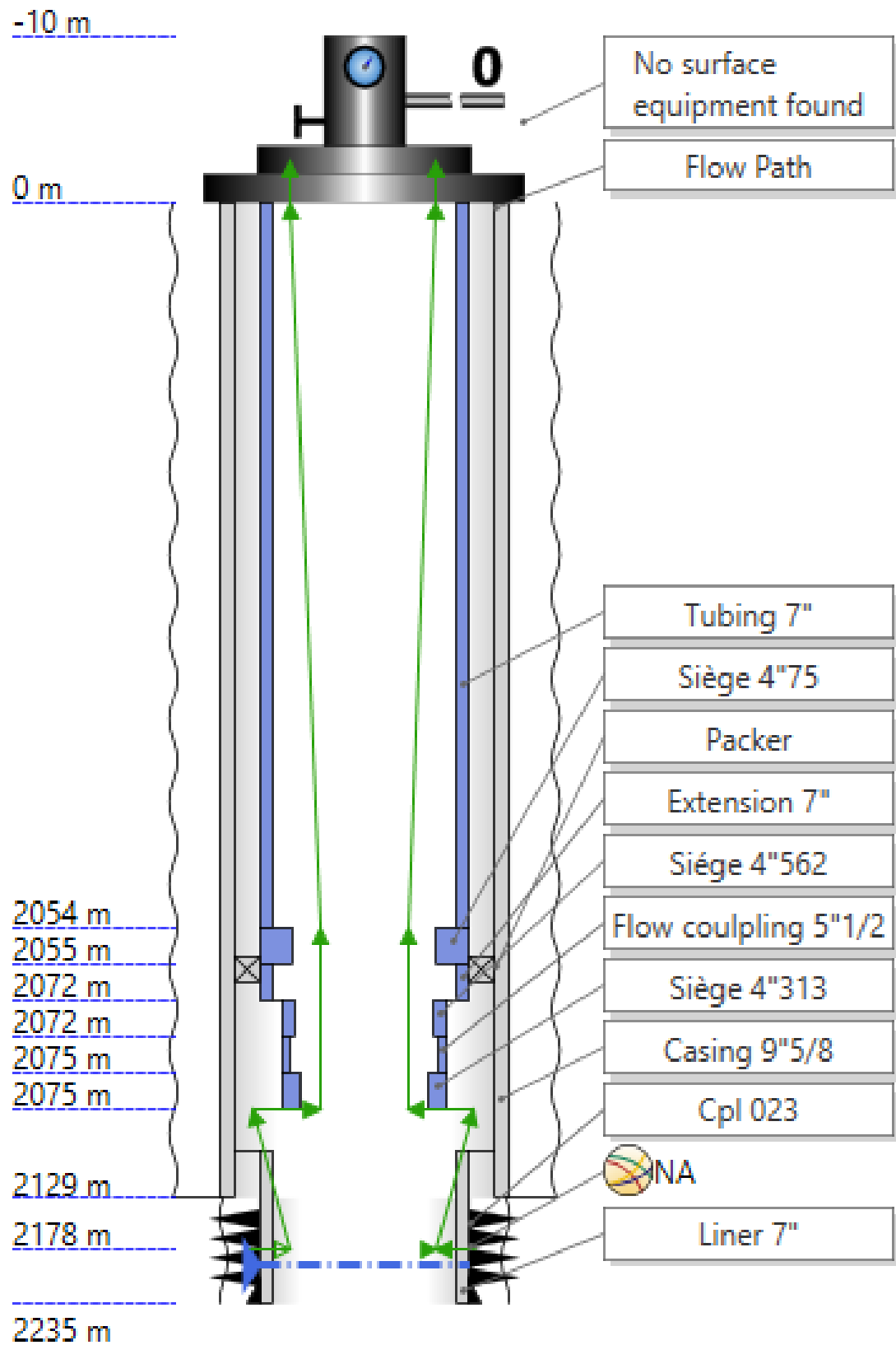


Figure 02. Schéma complète du puit HR023

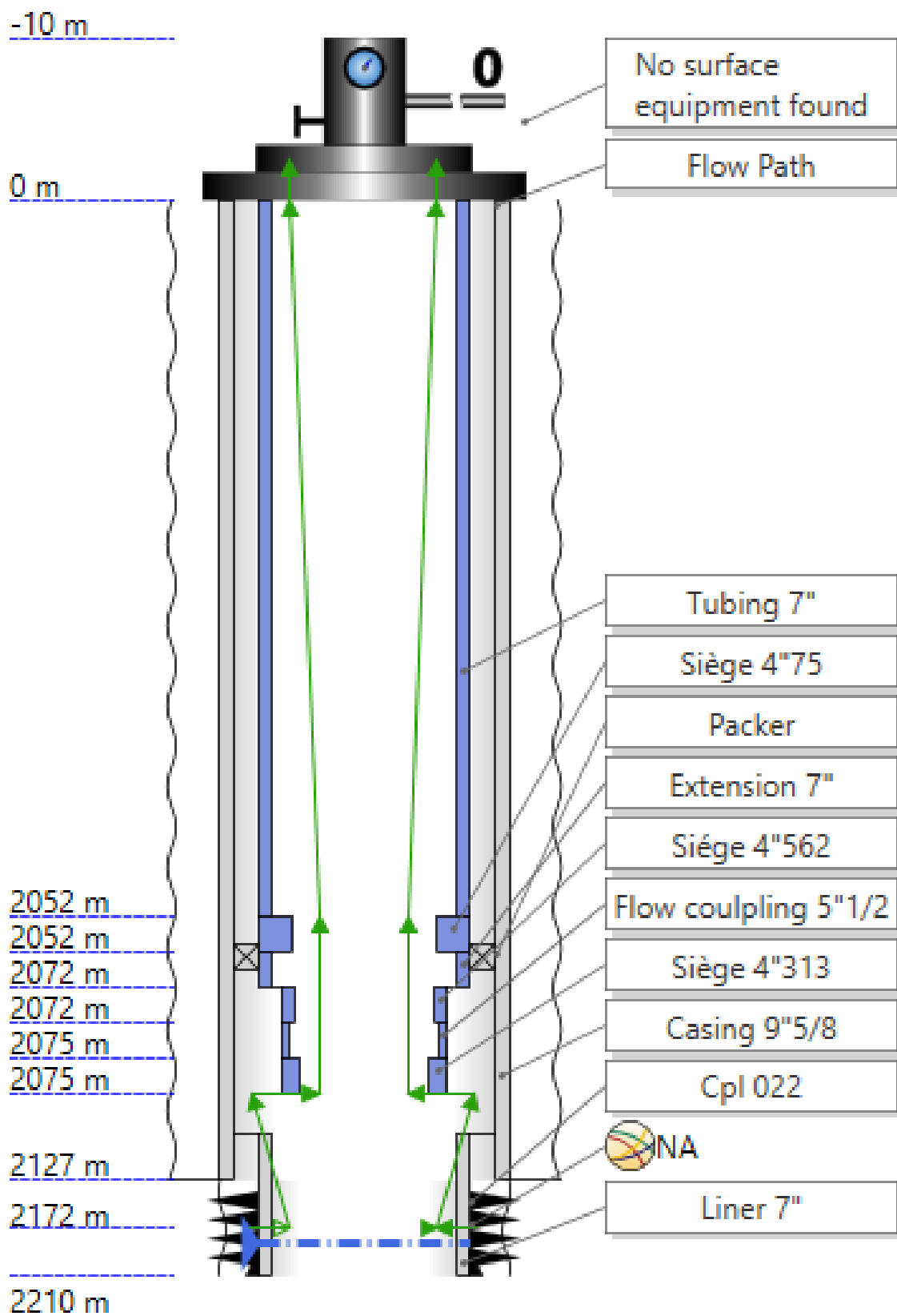


Figure 03. Schéma complète du puit HR022

## Annexe B – Paramètres des puits de Hassi R'mel

Tableau 00.1 Résumé des paramètres d'un échantillon des puits de Hassi R'mel

<i>Nom de puits</i>	<i>Angle d'inclinaison</i>	<i>Diamètre intérieur de tubing</i>	<i>Pression de tête (bar)</i>	<i>Débit réel de gaz (e<sup>3</sup>sm<sup>3</sup>/j)</i>	<i>Etat actuelle de puits</i>
HR022	90	6.184	36.012	745.028	unloaded
HR023	90	6.184	38	1040.31	unloaded
HR099	90	6.184	48.7528	319.809	Loaded
HR066	90	6.184	36	454	unloaded
HR521	90	6.184	102	806.54	unloaded
HR055	90	6.184	33	402	unloaded
HR101	90	6.184	43.2	965	unloaded
HR104	90	6.184	44.01	628	unloaded
HRS002	90	6.184	105	214	unloaded
HR051	90	6.184	49	141.21	Loaded
HR053	90	6.184	49.3	171.1	Loaded
HR032	90	6.184	49.04	171.04	Loaded
HR016	90	6.184	36	452.12	unloaded
HR062	90	6.184	35	523.12	unloaded
HR063	90	6.184	38	441.31	unloaded
HR042	90	6.184	48.07	183.87	unLoaded
HR046	90	6.184	49.26	190.12	unLoaded
HR077	90	6.184	32	532.12	unloaded
HR083	90	6.184	35	821.32	unloaded
HR100	90	6.184	39.02	785.21	unloaded
HR040	90	2.441	49.987	21.9447	Loaded
HR043	90	1.995	27.579	11.8077	Loaded
HR049	90	2.041	7.44634	16.0834	Loaded
HR068	90	1.995	37.2317	20.1608	Loaded
HR067	90	1.995	31.0264	12.5156	Loaded
HR014	90	1.995	153.477	55.4706	unloaded
HR017	90	3.958	109.627	85.2022	Loaded
HR112	90	3.958	104.8	117.51	unloaded
HRC065	90	1.995	126.519	245.554	unloaded
HRS004	90	1.995	166.922	188.413	unloaded
HR072	90	1.995	186.503	145.43	unloaded

<i>Nom de puits</i>	Angle d'inclinaison	Diamètre intérieur de tubing	Pression de tête (bar)	Débit réel de gaz (e <sup>3</sup> sm <sup>3</sup> /j)	Etat actuelle de puits
<i>HR073</i>	90	1.995	199.534	110.913	unloaded
<i>HR085</i>	90	1.995	174.231	126.6	unloaded
<i>HR094</i>	90	1.995	176.23	43.8895	unloaded
<i>HR064</i>	90	1.995	166.508	51.0817	unloaded
<i>HR092</i>	90	1.995	148.168	67.5331	unloaded
<i>HRC071</i>	90	1.995	121.692	83.5032	unloaded
<i>HR036</i>	90	2.441	52.4002	35.3098	Loaded
<i>HR088</i>	90	2.441	48.5391	37.1786	Loaded
<i>HR109</i>	90	2.441	56.6749	38.3962	Loaded
<i>HRS003</i>	90	2.441	75.9802	38.651	Loaded
<i>HR102</i>	90	2.441	38.0591	45.5035	unloaded
<i>HR079</i>	90	7.386	21.7185	162.533	Loaded

## Annexe C – Résultat des prédictions et des identifications

Tableau 0.2 Résultat des prédictions et des identifications

Nom de puits	Etats actuel de puits	Turner		Shekhar		Belfroid		Barnea	
		$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP
HR022	NC	-533.41	NC	-379.66	NC	-568.17	NC	-26.194	NC
HR023	NC	-823.06	NC	-652.46	NC	-858.74	NC	-237.28	NC
HR099	C	1.8904	C	120.714	C	-114.47	NC	635.297	C
HR066	NC	-242.42	NC	-88.125	NC	-277.17	NC	267.116	C
HR521	NC	-565.12	NC	-300.95	NC	-604.77	NC	255.455	C
HR055	NC	-262.26	NC	-101.87	NC	-285.21	NC	214.149	C
HR101	NC	-805.52	NC	-627.4	NC	-831.71	NC	-240.95	NC
HR104	NC	-466.4	NC	-280.87	NC	-492.94	NC	107.584	C
HRS002	NC	29.4778	C	226.431	C	1.44	C	635.493	C
HR051	C	0.09708	C	197.542	C	-28.02	NC	609.467	C
HR053	C	0.05052	C	198.196	C	-28.05	NC	609.056	C
HR032	C	-305.07	NC	-141.64	NC	-329.23	NC	213.774	C
HR016	NC	32.9084	C	309.67	C	-7.65	NC	938.129	C
HR062	NC	-378.1	NC	-221.27	NC	-401.92	NC	126.284	C
HR063	NC	-290.31	NC	-121.85	NC	-315.11	NC	244.918	C
HR042	NC	-15.61	NC	176.006	C	-43.25	NC	562.355	C
HR046	NC	-19.84	NC	174.138	C	-47.81	NC	567.224	C
HR077	NC	-394.29	NC	-237.24	NC	-416.93	NC	87.6392	C
HR083	NC	-677.28	NC	-518.15	NC	-700.94	NC	-173.93	NC
HR100	NC	-634.78	NC	-468.79	NC	-659.49	NC	-149.73	NC
HR040	C	4.6395	C	11.7271	C	0.27	C	33.477	C
HR043	C	7.49269	C	7.39797	C	4.32	C	19.5715	C
HR049	C	-5.552	NC	-5.4985	NC	-7.28	NC	0.01443	C
HR068	C	2.22829	C	2.08421	C	-1.45	NC	16.7305	C
HR067	C	1.59318	C	4.23611	C	-0.72	NC	14.4131	C
HR014	NC	-25.258	NC	-19.987	NC	-30.22	NC	8.97976	C
HR017	C	16.5339	C	77.7036	C	-0.18	NC	216.681	C
HR112	NC	-17.909	NC	43.8474	C	-34.27	NC	184.716	C

<i>Nom de puits</i>	<i>Etats actuel de puits</i>	<i>Turner</i>		<i>Shekhar</i>		<i>Belfroid</i>		<i>Barnea</i>	
		$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP	$\Delta Q$	EP
<i>HRC065</i>	NC	-204.91	NC	-206.67	NC	-211.59	NC	-179.76	NC
<i>HRS004</i>	NC	-142.06	NC	-144.78	NC	- 149.678	NC	-115.02	NC
<i>HR073</i>	NC	-60.542	NC	-64.8	NC	-68.82	NC	-34.955	NC
<i>HR072</i>	NC	-96.614	NC	-100.1	NC	-104.63	NC	-69.924	NC
<i>HR085</i>	NC	-93.971	NC	-87.751	NC	-99.33	NC	-56.915	NC
<i>HR094</i>	NC	-11.307	NC	-5.6234	NC	-16.66	NC	23.3689	C
<i>HR064</i>	NC	-19.325	NC	-13.617	NC	-24.54	NC	15.041	C
<i>HR092</i>	NC	-37.427	NC	-31.74	NC	-42.37	NC	-3.9449	NC
<i>HRC071</i>	NC	-56.027	NC	-50.561	NC	-60.54	NC	-24.86	NC
<i>HR036</i>	C	4.35408	C	9.38417	C	-2.16	NC	47.422	C
<i>HR088</i>	C	1.02073	C	5.89436	C	-5.25	NC	42.1191	C
<i>HR109</i>	C	2.82413	C	7.84461	C	-3.95	NC	45.7673	C
<i>HRS003</i>	C	8.92009	C	14.4485	C	1.11	C	58.7212	C
<i>HR102</i>	NC	-11.619	NC	-7.3748	NC	-17.18	NC	22.6379	C
<i>HR079</i>	C	2.08357	C	171.807	C	-24.96	NC	423.052	C

*NC : Non Chargé*

*C : Chargé*

*EP : Etat prédit*