



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : **Selmane Mohammed Mustapha**
Elamin

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Identification, Prédiction et Résolution
problème chargement de liquide dans Région Hassi R'mel**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
BOUARAR Fahima	MCB	Président
HADJADJ Asma	MCB	Examinateur
MERIGUI Khaled	MCB	Rapporteur

Promotion : 2025/ 2026

Remerciements :

Je tiens avant tout à exprimer ma profonde gratitude envers Allah, qui m'a donné la force et la détermination nécessaires pour mener à bien ce travail. J'adresse également mes sincères remerciements et ma reconnaissance à mon encadrant de mémoire, M. Merigui Khaled, pour ses précieux conseils.

Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à l'ensemble des professeurs du département de génie gazier, qui ont contribué à notre formation académique tout au long de notre parcours universitaire.

Enfin, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce travail, ainsi qu'à tous ceux qui m'ont soutenu et encouragé dans cette entreprise académique.

Dédicaces

Je dédie cet ouvrage avant tout à mes chers parents, en reconnaissance de leurs grands sacrifices et de leur soutien constant. Je le dédie également à mon frère et mes sœurs et à tous les membres de ma chère famille.

Je dédie en outre cet ouvrage à mes chers amis, chacun d'eux individuellement,

Titre du mémoire : Identification, Prédiction et Résolution problème chargement de liquide dans Region Hassi r mel

Nom : Selmane

Prénom :Mohammed Mustapha elamin

Encadreur : Merigui Khaled

Résumé :

Le chargement de liquide est un problème opérationnel majeur qui réduit la productivité des puits de gaz. Il se produit lorsque du liquide s'accumule dans le tubing ou le tubage, ce qui fait chuter la vitesse du gaz en dessous d'une valeur critique. Cela empêche le gaz de soulever le liquide jusqu'à la surface, entraînant une accumulation d'une contre-pression hydrostatique qui dépasse la pression de formation.

Ce travail donne toutes les informations importantes sur le sujet du chargement de liquide lui-même et résume les méthodes artificielles pour résoudre ce problème, l'objectif principal de cette étude est d'identifier et de prédire le début de chargement de liquide dans le puits et vise à résoudre ce problème par l'application de la velocity string et le boosting . Les résultats montrent en outre que l'utilisation de velocity string fonctionne pour retarder l'apparition de chargement de liquide mais ne le résout pas finalement ; c'est une solution à court terme. De plus, le boosting abaisse la pression de tête de puits et permet aux liquides d'être déchargés du puits. Par conséquent, il pourrait garder le puits libre de liquides pendant longtemps

Mots-clés: Chargement de Liquide; Puits de Gaz; Vitesse Critique; Prédiction; Méthodes Artificielles; velocity string; boosting

Memory title : Identification, Prédiction et Résolution problème de chargement de liquide dans Région Hassi r'mel

Name:Selmane

First name :Mohamed Mustapha Elmamin

Directed by: Merigui Khaled

Abstract :

Liquid loading is a major operational problem that reduces the productivity of gas wells. It occurs when liquid accumulates in the tubing, causing the gas velocity to drop below a critical value. This prevents the gas from lifting the liquid to the surface, resulting in a buildup of hydrostatic backpressure that exceeds the formation pressure.

This work provides all the important information on the subject of liquid loading itself and summarizes the artificial methods for addressing this problem. The main objective of this study is to identify and predict the onset of liquid loading in the well and aims to solve this problem through the application of velocity strings and boosting. The results further show that the use of velocity strings works to delay the onset of liquid loading but does not ultimately resolve it; it is a short-term solution. Moreover, boosting lowers the wellhead pressure and allows liquids to be discharged from the well. Therefore, it could keep the well liquid-free for extended periods.

Keywords: Liquid loading;; Gas well; Critical velocity; Prediction; Artificial methods; velocity string; boosting

عنوان المذكرة: تحديد مشاكل تحميل السوائل والتنبؤ بها وحلها في منطقة حاسي الرمل

المؤطر: مريقي خالد

الإسم: محمد مصطفى الامين

اللقب: سلمان

ملخص:

يُعدّ تراكم السوائل مشكلة تشغيلية رئيسية تُقلّل من إنتاجية آبار الغاز. يحدث هذا التراكم عندما تتراكم السوائل في أنابيب الإنتاج، مما يؤدي إلى انخفاض سرعة الغاز إلى ما دون قيمة حرجية. يمنع هذا الغاز من رفع السوائل إلى السطح، مما ينتج عنه تراكم ضغط هيدروستاتيكي عكسي يتجاوز ضغط التكوين.

يُقدّم هذا العمل جميع المعلومات المهمة حول موضوع تراكم السوائل نفسه، ويُلخّص الطرق الاصطناعية لمعالجة هذه المشكلة. الهدف الرئيسي لهذه الدراسة هو تحديد بداية تراكم السوائل في البئر والتنبؤ بها، ويهدف إلى حلّ هذه المشكلة من خلال استخدام أنابيب زيادة السرعة وتقنية تعزيز الضغط.

تُظهر النتائج أيضًا أن استخدام أنابيب زيادة السرعة يُؤخّر بداية تراكم السوائل، ولكنه لا يحلّ المشكلة نهائيًا؛ فهو حلّ قصير الأجل. علاوة على ذلك، تُخفّض تقنية تعزيز الضغط ضغط رأس البئر، مما يسمح بتصريف السوائل من البئر. وبالتالي، يُمكنها إبقاء البئر خاليًا من السوائل لفترات طويلة.

الكلمات المفتاحية: تراكم السوائل؛ بئر غاز؛ السرعة الحرجة؛ التنبؤ؛ الطرق الاصطناعية؛ أنابيب زيادة السرعة. تعزيز

Nomenclature

A	Zone de section de tuyau, [m ²]
D	Diamètre de Tubing, [m]
dp/dx	Gradient de pression, [Pa/m]
E	Entraînement des gouttelettes, [-]
f	Facteur de frottement, [-]
g	Accélération de la gravité, [m/s ²]
p	Pression, [Pa]
p _{wf}	Pression de fond [Psia]
p _{wh}	Pression tête de puits [Psia]
P _r	Réservoir [psi]
T _r	Réservoir Température (C°)
Re	Nombre de Reynolds, [-]
v _{sg}	Vitesse superficielle du gaz, [m/s]
v _{sl}	Vitesse superficielle du liquide, [m/s]
α	Fraction volumique de gaz in situ
β	Moitié de l'angle confirmé par la périphérie mouillée par le liquide dans un écoulement stratifié, [°]
δ	Épaisseur du film, [m]
μ	Viscosité, [cP]
Φ	Circonférence du tuyau, [°]
ρ	Densité, [kg/m ³]
σ	Tension superficielle, [N/m]
τ	Contrainte de cisaillement, [Pa]

θ Angle du tuyau par rapport à l'horizontale, [°]

Q_g Gas Flow Rate [MMscf/d]

Q_{cg} Critical Gas Rate [Mmscf/d]

Abréviations

MMscf	Million standard cubic feet de gaz ;
WHP	Wellhead Pressure
FLT	Flow line Temperature
PVT	Pression, Temperature, Volume
API	American Petroleum Institute
STB	Stock Tank Barrel
IPR	The Inflow Performance Curve;
VLP	Vertical Lift Performance;
TPR	Tubing Performance Relation
TPC	Tubing Performance Curve
GLR	Gas Liquid Ration ;
ESP	Pompe Electrique Submersible ;
PCP	Pompe à Cavité Progressive ;
SRP	Sucker rod Pompe
TVDSS	Total Vertical Depth Sub Sea;
WGR	Water Gas Ration;
MDDbrt	Measured Depth Below Rotary Table;
TD	Total Depth;
TVDbrt	True Vertical Depth Below Rotary Table;
PPM	Parties Par Million;
BHP	Bottom Hole Pressure;
ID	Inside Diameter;

SSD	Sliding Sleeve Door
TRSCSSV	Tubing Retrievable Safety Valves
BHA	Bottom hole assembly
RIH	Running in hole
VS	Velocity String
FLT	Flow line temperature
WH	Well head

Liste des tableaux

Tableau I. 1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel ..	6
Tableau I. 2 Niveaux « Triasiques » du réservoir de gaz de Hassi R'mel	7
Tableau I. 3 Les niveaux des perforations puits HR057	8
Tableau III. 1 Modifications de la corrélation de Turner	28
Tableau III. 2 Présence ou pas de liquid loading dans les puits HR041- HRC057- HR126- HR107	36
Tableau IV. 1 Comparaison entre les résultats de l'application de la Velocity String.....	53

Liste des figures

Figure I. 1 Organization du champs de Hassi R'meL	6
Figure I. 2 Profile de production du puits HR057	9
Figure I. 3 Historique de la Pression de tête du puits HR057	9
Figure I. 4 Profil de production pour le puits qui a souffré du liquid loading. Adapté par Fernandez et al.	11
Figure I. 5 Évolution du WGR dans le champ de Hassi R'mel.....	12
Figure II. 1 Procès de chargement de liquide [5]	17
Figure II. 2 Les différents schémas d'écoulement multiphasique.	19
Figure II. 3 la courbe de déclin d'un puit avec chargement de liquide	21
Figure II. 4 Indication de pression dans le casing et le tubing de production	22
Figure II. 5 Gradient de pression d'un puits avec chargement de liquide	23
Figure II. 6 Effet du régime d'écoulement sur la chute de pression à l'orifice – Mist flow (L).....	24
Figure III. 1 Transport de gouttelettes de liquide dans un flux de gaz vertical	29
Figure III. 2 Localisation de l'intervalle du liquid loading HR041.....	33
Figure III. 3 Localisation de l'intervalle du liquid loading HRC057	34
Figure III. 4 Localisation de l'intervalle du liquid loading HR126.....	35
Figure III. 5 Localisation de l'intervalle du liquid loading HR107.....	35
Figure IV. 2 Périodes d'écoulement alternées/fermeture.....	40
Figure IV. 3 Effet de compression	41
Figure IV. 4 Système Velocity string.....	42
Figure IV. 5 Installation de Plunger lift.....	42
Figure IV. 6 Les différents cycles du système plunger lift [11]	43
Figure IV. 7 Principe de fonctionnement d'un swab cup pour la déliquification mécanique d'un puits de gaz	45
Figure IV. 8 Pompes submersibles électriques (ESP)	46
Figure IV. 9 Pompes à tige (Sucker Rod Pump)	47
Figure IV. 10 Pompes à cavité progressive (PCP)	48
Figure IV. 11 Gas-lift intermittent et continue	49
Figure IV. 12 Le principe de fonctionnement de la mousse.....	50
Figure IV. 13 L'application de Velocity String en Utilisant le Pipesim	52
Figure IV. 14 Les résultats de l'application de la Velocity String.....	53
Figure IV. 15 Prédiction de liquid loading sans Velocity String - HR057	54
Figure IV. 16 Prédiction de liquid loading avec Velocity String - HR057	55
Figure IV. 17 Effet de la réduction de la WHP sur le liquid loading et le débit critique	59

Table des matières

Remerciements	I
Dédicaces.....	II
Nomenclature.....	III
Abréviations.....	IV
Liste des tableaux.....	V
Liste des figures.....	VI
Table des matières.....	VII
Introduction Générale	2
<i>Chapitre I :Présentation et analyse de production du champs Hassi R'mel</i>	
I.1 Présentation du champ de Hassi R'mel	5
I.1.1 Caractéristiques du réservoir et fluides in situ du champ gazier de Hassi R'mel...	6
I.1.2. La structure géologique du champ gazier de Hassi R'mel :	6
I.1.3 Problèmes rencontrés lors de l'exploitation du champ gazier de Hassi R'mel	7
I.1.4 État actuel des puits de gaz de Hassi R'mel	7
I.2. Le choix de puits candidat du champ gazier de Hassi R'mel pour l'étude de chargement en liquides :	8
I.2.1 L'historique de puits HR057 :	8
I.2.2 Historique de production et de pression tête de puits HR057 :.....	9
I.2.3. Interprétations du déclin de production :	9
I.3 L'effet du problème de Liquid Loading sur le déclin de débit	10
I.3.1 Le mode d'intermittence :	11
I.4 Problème de Liquid loading dans le champ de Hassi R'mel :.....	11
I.4.1. Production d'eau des puits de gaz de Hassi R'mel :	11
I.4.2. Identification de l'engorgement liquide dans les puits de gaz de Hassi R'mel	12
I.5. Conclusion :	13
<i>Chapitre II :Généralité sur le problème de liquid loading</i>	
II.1 Introduction	16
II.2 Phénomène de Liquid Loading.....	16
II.3 Les Facteurs qui entrainant une charge de liquide	17
II.4 Configuration d'écoulement polyphasique	18
II.4.1 Ecoulement annulaire (Annular-Mist Flow) :	18
II.4.2 Écoulement transition (Transition - Churn Flow) :	18

II.4.3 Écoulement en bouchon (Slug Flow) :	19
II.4.4 Écoulement à bulles (Bubble Flow) :	19
II.5 Les sources d'eau	19
II.5.1 Coning d'eau	20
II.5.2 Eau d'aquifère	20
II.5.3 Eau de formation libre	20
II.5.4 Production d'eau à partir d'une autre zone	20
II.5.5 Condensation d'eau	20
II.5.6 Condensation d'hydrocarbures :	20
II.6 Identification de liquide loading dans les puits de gaz	21
II.6.1 L'analyse de la courbe de déclin de production	21
II.6.2 La différence de pression entre le tubing et annulaire	22
II.6.3 Le gradient de pression (augmentation du niveau de liquide dans un puits)	22
II.6.4 La vitesse critique de chargement du liquide	23
II.6.5 L'apparition de bouchons liquides à la surface du puit	23
II.6.6 L'arrêt production de liquide complètement	24
II.6 Diminution de la température en tête de puit	24
II.7 Problèmes liés à la charge de liquide	24
II.8 Conclusion	25
Chapitre III :Modélisation et Prédiction du Liquid Loading	
Concept de Vitesse Critique	27
Facteurs Influençant la Vitesse Critique	27
Modèles de Prédiction de la Vitesse Critique	28
Modèle de Turner :	30
Concept de débit critique :	31
Détection du liquid loading à l'aide du logiciel Pipesim	32
Dans ce cas, entre 1955,5 m et 2184,8 m (liner 4'' 1/2) :	33
Les conséquences directes sont :	33
Conclusion :	36
Chapitre IV :Résolution de problème liquid loading dans les puits de gaz	
IV.1 INTRODUCTION	38
IV.2 Solutions préventives pour les problèmes de chargement de liquide	38
IV.2.1 Méthodes pour maintenir l'écoulement naturel (utilisation de l'énergie du puits)	39

Compression :	40
Plunger lift :	42
Swab cup.....	44
IV.2.2 Méthodes de levage artificiel (Énergie externe) :	45
II.3- Le gaz lift :	48
II.3.1- Types d'activation par gaz lift :	48
IV.3. Évaluation du Velocity String pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel :	50
IV.3.1 La décision d'installer un velocity string.....	50
IV.3.2 Installation du velocity string.....	51
IV.3.3 Le Software utilisé	51
IV.3.4 Modélisation de puits avec PIPESIM	52
IV.3.5 Résultats de l'application de la Velocity String	53
IV.3.6 Avantages et inconvénients de l'utilisation de la velocity string :	55
IV.4. Évaluation du boosting pour résoudre le problème de liquid loading dans le puits HR057 :	56
IV.4.1 Décision de réduction de la pression de tête :	56
IV.4.2 L'impact du boosting sur le puits HR057 :	57
IV.3. Conclusion :	59
Conclusion Générale	61
Références bibliographiques	64

Introduction générale

Introduction Générale

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

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

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

Actuellement, ce problème est l'un des plus importants défis rencontrés dans les puits de gaz du champ de Hassi R'mel. La probabilité de chargement de liquide dans ce champ, due à une forte production d'eau, aux conditions spécifiques du réservoir et au diamètre important de la colonne de production (7 pouces), est cruciale et nécessite des recherches approfondies.

Cette étude porte sur l'identification et la prédiction des problèmes de chargement de liquide dans les puits de gaz du champ de Hassi R'mel, ainsi que sur les différentes méthodes permettant de prévenir ou de résoudre ce problème afin de maintenir le débit de production et d'allonger la durée de vie du puits.

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

- o Identifier les problèmes de chargement de liquide dans les puits de gaz ;
- o Identifier les différents symptômes des problèmes de chargement de liquid ;
- o Simuler les performances de production du puits de gaz en présence de chargement de liquide;
- o Résoudre ce problème après sa prédiction en utilisant un velocity string et boosting

Ce travail a été divisé en quatre chapitres :

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

Chapitre 2 : Généralité sur le problème de liquide loading

Chapitre 3 : Modélisation et Prédiction du Liquid Loading

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

Chapitre I :

Présentation et analyse de production du champs Hassi R'mel

I.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 km².

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)

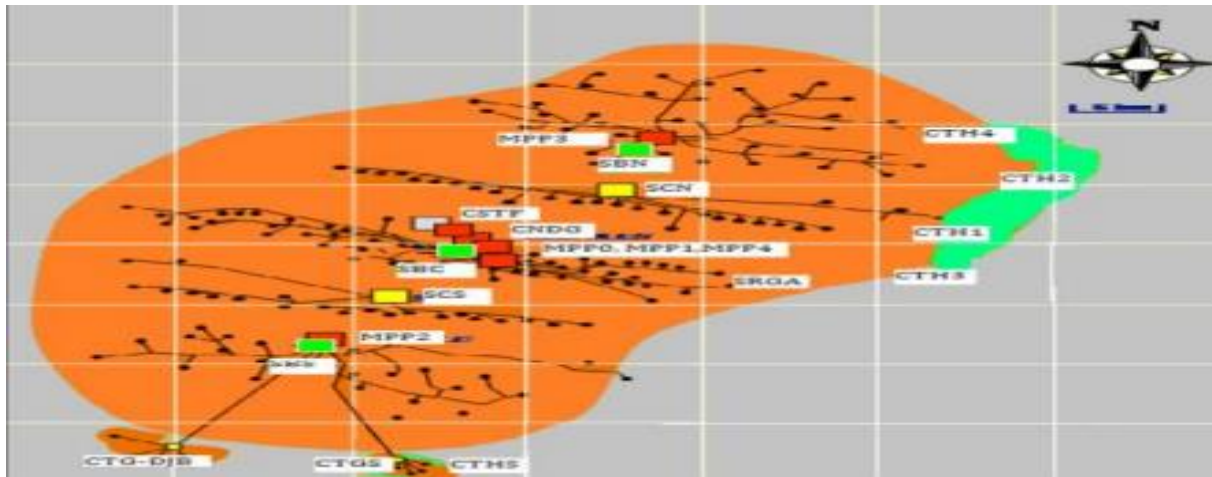


Figure I. 1 Organization du champs de Hassi R'mel

I.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 I. 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 ²)
	Température de réservoir	900 C°
	Profondeur de référence	-1450 m
	Pression de rosée	311.1 (kgf/cm ²)
Gas à Condensat	Facteur de volume initial	0.004022 (rm ³ /sm ³)
	Facteur de compressibilité initial	0.9603
	Richesse en condensat	210 (g/l)
	Richesse GPL	94 (g/l)
	Densité du condensat	68 API°
	Densité du gaz brut	0.2457 (g/cm ³)
Eau de formation	Densité	1.155 (g/cm ³)
	Salinité	330 (g/l)

I.1.2. La structure géologique du champ gazier de Hassi R'mel :

La structure du champ est un anticlinal avec un pendage de 0,56°, de l'ordre de 10 m/km, orienté nord-ouest. Le principal réservoir producteur est le Trias supérieur argilo-gréseux (TAGS), situé à une profondeur moyenne de 2 200 m ; il est constitué de trois niveaux réservoirs (A, B et C) comme indiqué dans le tableau.

Tableau I. 2 Niveaux « Triasiques » du réservoir de gaz de Hassi R'mel

Niveaux des réservoirs	A	B	C
Faciès	Grès fin	Medium to Fine Sandstone	Medium to Coarse Grain with Quartz
Épaisseur moyenne (m)	11 à 34	0 à 25	0 à 60
Perméabilité moyenne (md)	250	200	800
Porosité moyenne (%)	16	15	16
Teneur moyenne initiale en eau Saturation (%)	18.5	20.5	16.5

I.1.3 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.

I.1.4 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 MMsm³/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

MMsm³/j. Elle est assurée par 57 puits injecteurs : 29 puits dans la zone nord et 28 puits dans la zone sud.

I.2. Le choix de puits candidat du champ gazier de Hassi R'mel pour l'étude de chargement en liquides :

À partir des données historiques des puits de condensat de gaz du champ de Hassi R'mel, nous avons sélectionné le puits HR057 pour cette étude. Selon des informations internes fournies par les ingénieurs de production et de réservoir du champ de Hassi R'mel, ce puits a été parmi les premiers à présenter récemment des signes de remplissage en liquide. Il constitue un exemple typique des premiers signes de remplissage en liquide dans les puits de gaz de Hassi R'mel.

I.2.1 L'historique de puits HR057 :

Le puits HR057 est un puits de gaz naturel situé dans le champ de Hassi R'mel en Algérie, opéré par la société Sonatrach.

Tableau I. 3 les niveaux des perforations puits HR057

Formations traversées	Niveau A	Niveau B	Niveau C
Top	2138	2167	2195
Bottom (m)	2154	2180	2224
Epaisseur	16	13	29
Perforation	2138-2140.5 2141.5-2145.5 2147-2148.5 2150-2152.5	2166.8-2170.8 2171.2-2178	2198.5-2205.3 2212-2216.5 2218-2224 Isolé le bas de C

Le puits est foré du 14/08/1973 au 21/10/1973 complété par tubing 5" & liner 7". Le 16/02/1978 a été perforé en trois niveaux A & B & C, ce puits a été initialement mis en service le 23/06/1978, marquant le début d'une longue histoire de production gazière fructueuse. Le puits repris en Work Over du 21/05/2001 au 30/07/2001 pour un changement de tubing 7" par un tubing 5". Le 06/04/2008 le puits a été fermé à cause de salinité élevée, Après les enregistrement PLT & RST les deux intervalles inférieures du niveau C ont été isolé par un plug MPBT (côte 2210.5m). Le puits remis en service le 08/05/2009.

I.2.2 Historique de production et de pression tête de puits HR057 :

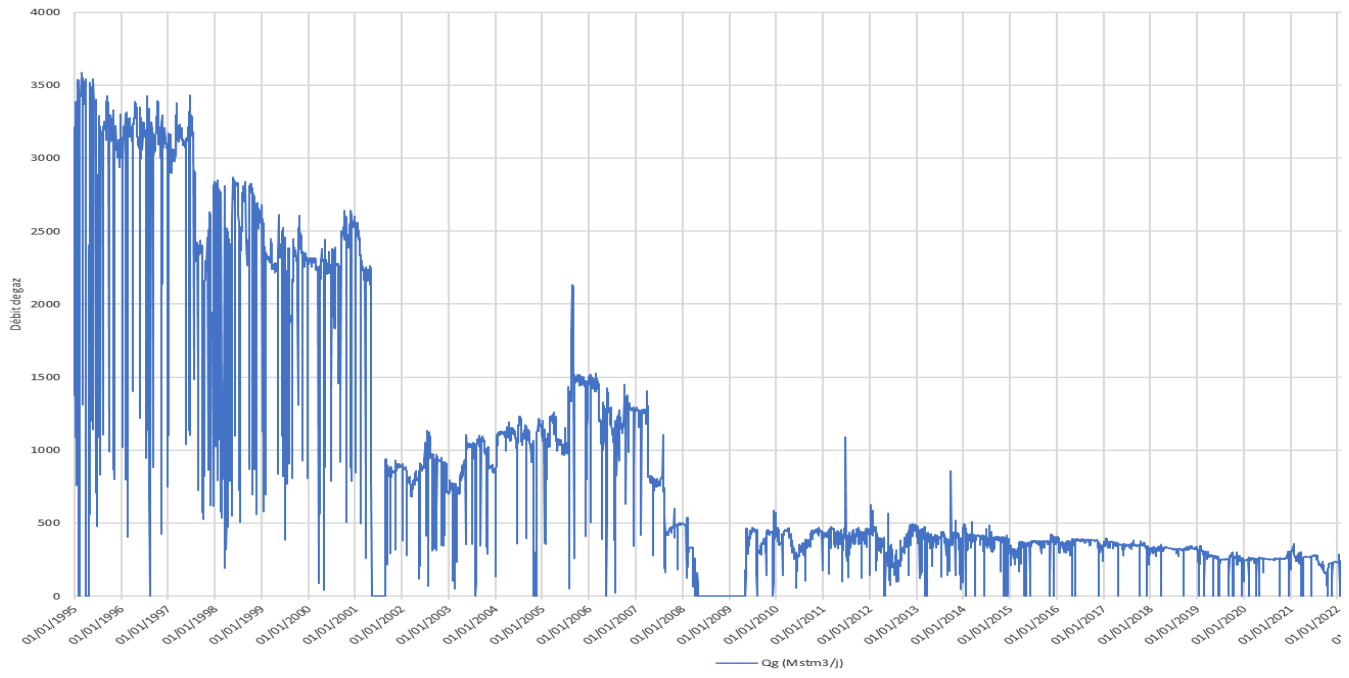


Figure I. 2 Profile de production du puits HR057

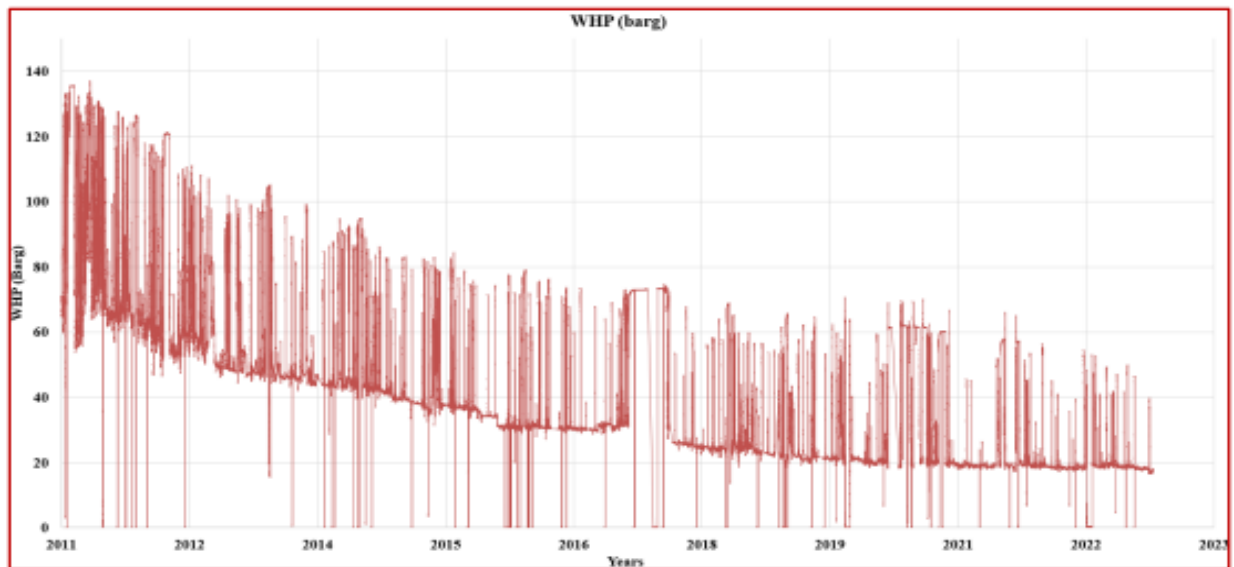


Figure I. 3 Historique de la Pression de tête du puits HR057

I.2.3. Interprétations du déclin de production :

La figure ci-dessus montre le profil de débit de gaz (en milliers mètres cubes standard par jour, Sm^3/j) de puits HR057 de 1995 à 2022.

Le profil de production de puits s'étend de 1995 à 2022, montre des fluctuations significatives au fil des ans. La production a atteint un pic en 1995, suivi d'un déclin général

avec des périodes d'instabilité notables. En observant le graph, on constate la présence des différentes phases de production :

- La production démarre à un niveau élevé en 1995 et se stabilise entre 1995 et 1997 avant de commencer à décliner entre 1997 et 2001 pourrait indiquer un épuisement rapide des réserves ou des problèmes techniques.
- Une chute de production entre 2001 et 2002 après un work over puis une augmentation de production du 2002 à 2008 à cause d'un changement de tubing 7" à 5".
- Une chute de production entre 2008 et 2009 car le puits est fermé à cause de salinité très élevée.
- Du 2009 à 2018 la production est stable (l'effet de boosting).
- A partir du 2018 jusqu'à 2022 la production a commencé à se dégradé à cause de problème de chargement de liquide.

En résumé, le puits a connu un déclin de production substantiel, ponctué de périodes d'instabilité prononcée, en particulier. 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.

I.3 L'effet du problème de Liquid Loading sur le déclin de débit

À partir des conclusions précédentes suggérant le problème du chargement de liquide et la courbe de production, nous pouvons 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

Cette figure indique 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 HR057.

I.3.1 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.

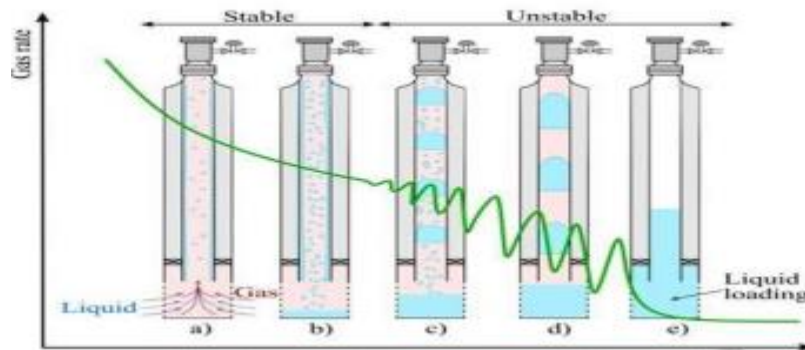


Figure I. 4 Profil de production pour le puits qui a souffert du liquid loading. Adapté par Fernandez et al.

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.

I.4 Problème de Liquid loading dans le champ de Hassi R'mel :

Cette section présente les différents symptômes permettant d'identifier la présence de liquide. Dans certains puits de gaz du champ de Hassi R'mel.

I.4.1. Production d'eau des puits de gaz de Hassi R'mel :

Comme mentionné précédemment, l'eau coproductrice de gaz provient de différentes sources. Les principales sources d'eau de production dans les puits de gaz du champ de Hassi

R'mel sont l'eau de condensation, l'eau de conifcation et l'eau salée de la formation (saumure). L'afflux d'eau provenant de la formation est dû à :

- la proximité de l'aquifère (GWC) avec le réservoir producteur
- Le réservoir présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques qui facilitent le drainage de l'eau vers le réservoir.
- Le réservoir présente des fractures naturelles qui facilitent le drainage de l'eau vers le réservoir.

Dans les puits de gaz traditionnels, l'eau produite est remontée à la surface avec le gaz.

La figure 1.5 illustre l'évolution de l'eau libre du producteur, représentée par le rapport eau/gaz (WGR), pour les différentes zones du champ de Hassi R'mel.

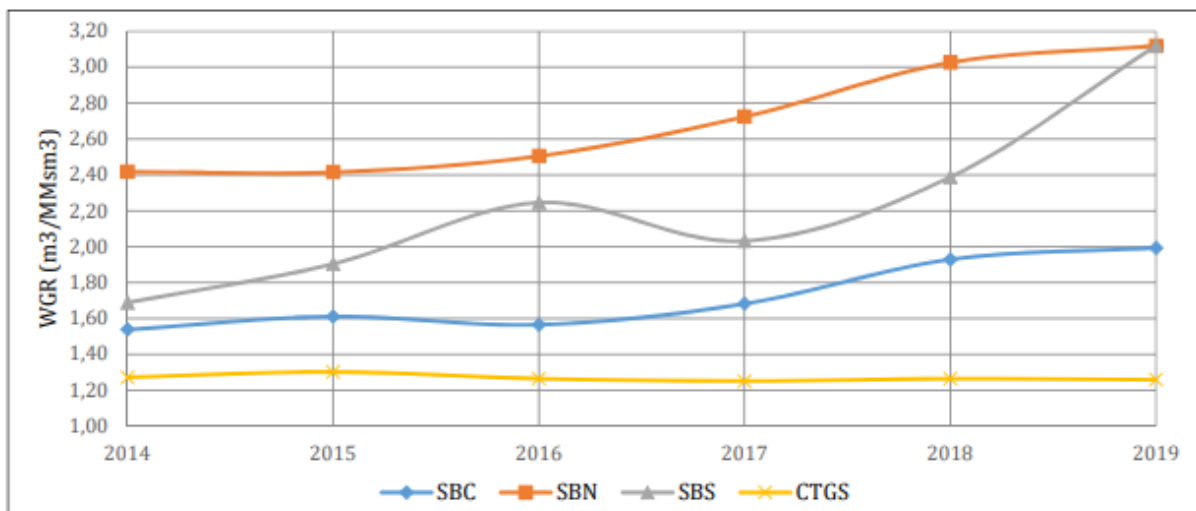


Figure I. 5 Évolution du WGR dans le champ de Hassi R'mel.

I.4.2. Identification de l'engorgement liquide dans les puits de gaz de Hassi R'mel

Le problème d'engorgement liquide dans les puits de gaz de Hassi R'mel est dû à l'accumulation de condensats d'hydrocarbures, de condensats d'eau et d'eau salée libre dans les puits. Ce problème est apparu récemment dans les puits de gaz de Hassi R'mel ; après la baisse de pression du réservoir, la vitesse du fluide dans la tubulure diminue. Finalement, la vitesse du gaz dans la tubulure de production n'est plus suffisante pour remonter intégralement les liquides coproduits à la surface. L'engorgement liquide n'entraîne pas toujours un arrêt de production. Un puits engorgé peut continuer à produire pendant une longue période. Si l'engorgement liquide est détecté et réduit, des débits de production plus élevés peuvent être atteints.

Comme nous l'avons déjà mentionné, plusieurs méthodes permettent d'identifier l'apparition de l'engorgement liquide dans les puits de gaz ; D'après l'expérience de terrain, le problème de l'engorgement en liquide des puits de gaz de Hassi R'mel est démontré par les points suivants :

- Suite aux résultats des diagraphies RPM ou RST, le contact eau-gaz augmente dans le réservoir C (le contact eau-gaz est supposé avec une coupure S_w à 60 %).
- Suite aux résultats des essais de puits, certains puits du champ de Hassi R'mel, notamment dans la zone sud, produisent de l'eau à forte salinité ; cela entraîne la fermeture de ces puits.
- Sur la base des résultats des outils de diagraphie utilisés pour localiser le point d'entrée d'eau, une méthode appropriée de coupure de l'eau indésirable est utilisée. Un bouchon de pont est installé pour isoler la zone de production d'eau.
- Le signe le plus important de l'engorgement en liquide du puits de gaz de Hassi R'mel est la baisse du débit de production, appelé débit métastable (un terme introduit par Van Gool et Currie, 2007) , auquel le puits continue de produire malgré l'engorgement.

Avant l'engorgement, le puits produit à un débit stable. Dès le début de l'engorgement, un débit métastable apparaît, caractérisé par une diminution du débit de production et une baisse de la pression en tête de tubage.

-Après la détection de ce débit métastable, le puits est fermé temporairement. Durant cette fermeture, le gaz continue de s'écouler dans le puits et la pression du réservoir autour du puits peut augmenter jusqu'à un point critique. À la réouverture du puits, celui-ci peut alors se décharger. Le puits peut alors produire brièvement, mais se remplit rapidement à nouveau et cesse de produire.

- Après la réouverture du puits (opération de démarrage) vers la torche, des signes d'eau productrice apparaissent dans le borbier (apparition de bouchons de liquide en surface). Cette eau productrice L'eau est le résultat de l'eau chargée dans la colonne de production, ce qui a provoqué la diminution de la production.

I.5. Conclusion :

La région de hassi r'mel souffre d'un grand problème de chargement de liquide dans le tubing de poduction. Ce problème est survenu à cause de la baisse de pression du réservoir, la vitesse du fluide dans le tubing diminue. Finalement, la vitesse du gaz dans le tubing de

production n'est plus suffisante pour transporter entièrement les liquides à la surface. Cela nous amène à maintenir le puits à un faible débit de production pour ramener une certaine quantité de liquide à la surface par le gaz.

Chapitre II :

Généralité sur le problème de liquid loading

II.1 Introduction

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

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

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

II.2 Phénomène de Liquid Loading

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

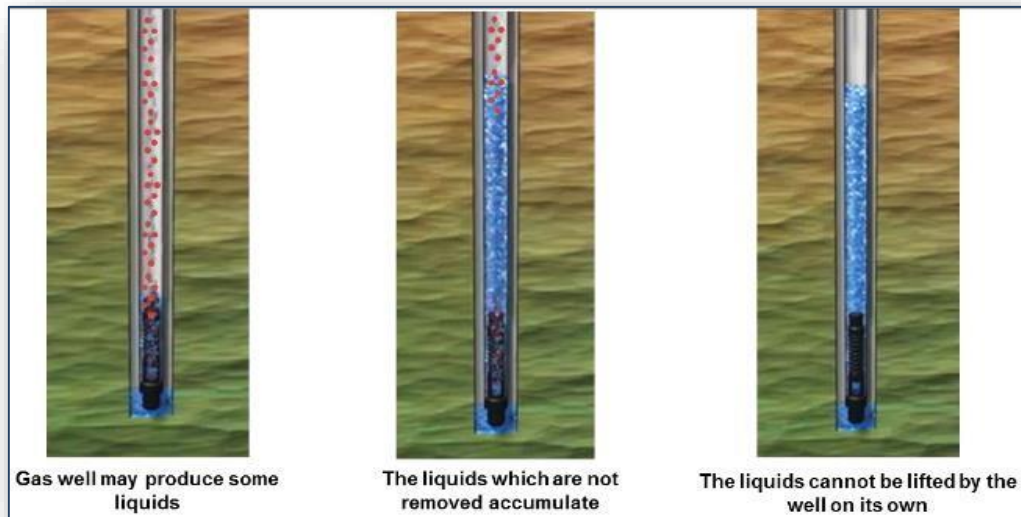


Figure II. 1 Procès de chargement de liquide [5]

II.3 Les Facteurs qui entraînant une charge de liquide

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

- **Chute de pression réservoir avec le temps :** La chute de pression est inévitable car elle est l'une des principales forces motrices provoquant l'écoulement de fluide dans les puits et les réservoirs. Cependant, une chute de pression excessive ou rapide avec le temps, qui peut se produire en raison de production, les dommages et des complétions inadéquates, pourraient conduire à un épuisement rapide de l'énergie du réservoir, qui pourrait ne pas être suffisante pour soulever les liquides qui s'accumulent au fond du puit.

- **Pression de tête de puit élevée :** Si la pression est très élevée et égale à la pression au fond, le fluide au fond du puit peut ne pas pouvoir s'écouler vers la surface, permettant ainsi à la masse du fluide à accumuler

- **Mauvaise complétion des puits :** La connaissance des caractéristiques du réservoir et du fluide facilite la conception optimale de la complétion des puits. Un dimensionnement

inadéquat des paramètres de complétion tels que la taille des tubing, l'intervalle de perforation, les restrictions de surface et souterraines et réseau de collecte pourrait contribuer de manière significative au problème de liquide loading.

- **Rapport condensat-gaz CGR élevé :** Ceci est particulier aux réservoirs de gaz humide et de gaz condensat. Lorsque le rapport liquide/gaz augmente dans le flux du puit, la capacité de transport du gaz diminue, permettant ainsi à la majorité des liquides de s'accumuler au fond du puit. Cela peut imposer une contre-pression sur la formation et éventuellement tuer le puit.

- **Fuites, channelling et coning d'eau :** Les fuites proviennent de défauts inhérents au réservoir et au puit, ou de l'usure. Pour écoulement channelling, l'eau recherchera toujours le chemin de moindre résistance (canalisation à travers les fractures qui relient l'aquifère et le réservoir), et s'écoulent dans le puit par les fuites. Le gaz naturel étant soluble dans l'eau, les gaz dissous peuvent augmenter la masse de la phase liquide, réduisant ainsi la capacité de charge de la phase vapeur. [6]

II.4 Configuration d'écoulement polyphasique

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

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

II.4.1 Ecoulement annulaire (Annular-Mist Flow) :

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

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

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

II.4.3 Écoulement en bouchon (Slug Flow) :

Le gaz se présente sous forme de gros bouchons dans le liquide, mais la phase dominante et continue est le liquide. Les bouchons de gaz peuvent provoquer des chutes du gradient de pression, donc à la fois le liquide et le gaz déterminent le gradient de pression. [8]

II.4.4 Écoulement à bulles (Bubble Flow) :

Le tubing dans le puit est presque entièrement rempli de liquide. Le gaz est présent sous forme de petites bulles dans le liquide, ce qui peut entraîner des chutes de pression dans le liquide, réduisant le gradient de pression le long du puit. Cependant, le liquide est la phase continue le long du tubing et détermine complètement le gradient de pression, bien que la présence de bulles de gaz puisse entraîner des chutes de pression [4].

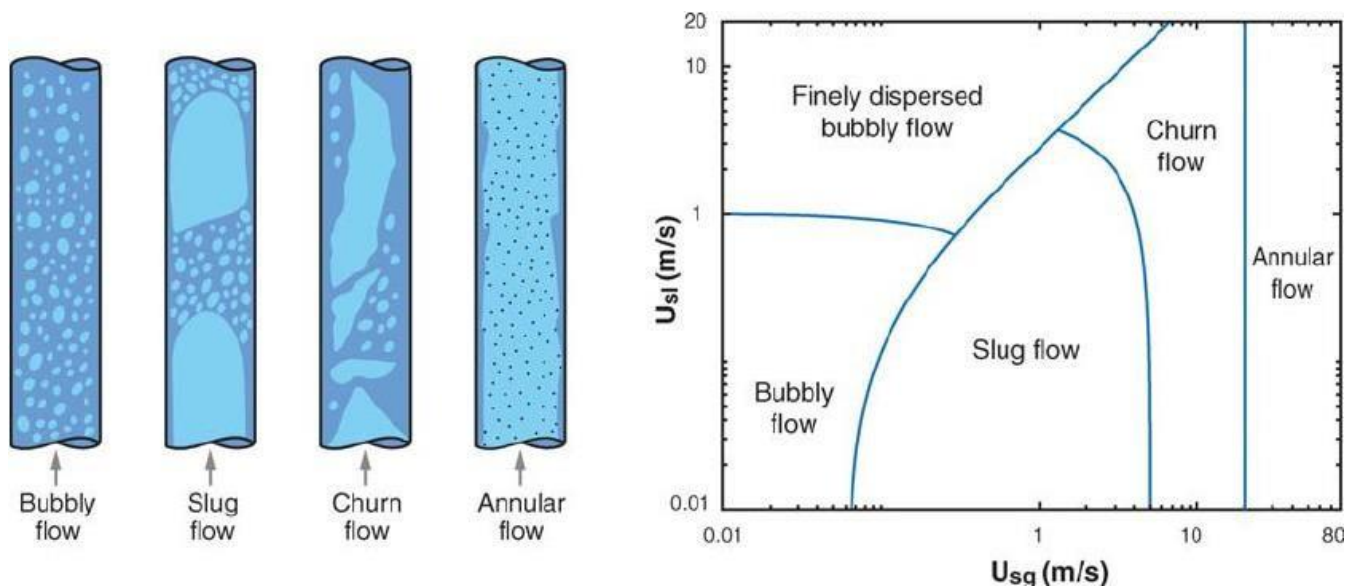


Figure II. 2 Les différents schémas d'écoulement multiphasique.

II.5 Les sources d'eau

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

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

II.5.1 Coning d'eau

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

II.5.2 Eau d'aquifère

Si le réservoir possède un mécanisme d'entraînement par nappe phréatique, la nappe phréatique qui soutient la pression du gaz produit finira par atteindre les perforations et pénétrer dans le puit. Ce phénomène est également appelé entrée d'eau. Une fois que l'eau atteint le puit, les problèmes de chargement liquide augmenteront et la pression du réservoir commencera à chuter de manière plus prononcée, car le mécanisme d'entraînement s'épuise avec le gaz produit. [7]

II.5.3 Eau de formation libre

L'eau peut également être produite avec le gaz à partir des mêmes perforations, s'il y a de l'eau libre dans le réservoir. [8]

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

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

II.5.5 Condensation d'eau

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

II.5.6 Condensation d'hydrocarbures :

Comme l'eau, les hydrocarbures peuvent également pénétrer dans le puit avec le gaz produit en phase vapeur. À mesure que la solution gazeuse s'écoule vers la surface, les

hydrocarbures à l'état vapeur peuvent commencer à se condenser lorsque les conditions descendent en dessous du point de rosée et éventuellement commencer à se condenser [10]

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

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

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

L'analyse du déclin permet de quantifier l'impact du liquid loading sur la production de gaz en observant les changements de débit et de pression au fil du temps. En surveillant ces paramètres, les opérateurs peuvent détecter les signes de liquid loading et prendre des mesures pour atténuer ses effets. [5]

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

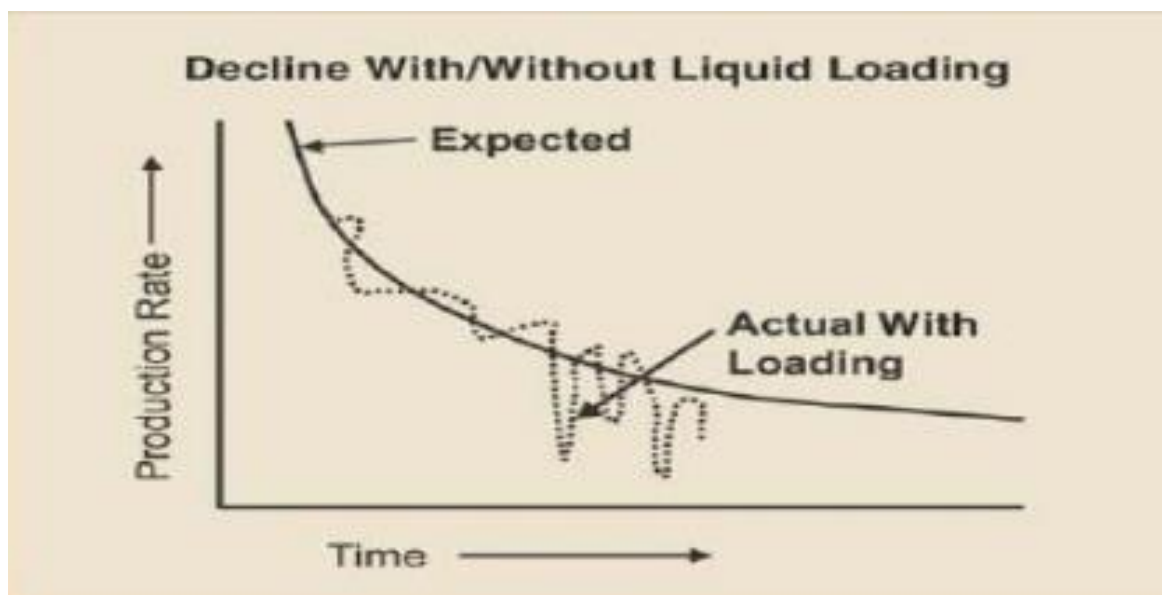


Figure II. 3 la courbe de déclin d'un puit avec chargement de liquide

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

Une fois que les liquides commencent à s'accumuler au fond du puit, le puit va commencer à subir une diminution de la pression du tubing tandis que la pression du tubage va augmenter. L'augmentation de la pression du tubage est due à la percolation du gaz du réservoir dans l'espace annulaire, lorsque le tubing est chargé de liquides, tandis que la diminution de la pression du tubing est due à l'augmentation de la rétention de liquide dans le tubing. Ce symptôme est observé dans les puits complétés sans packers, Les packers sont utilisés pour l'isolation zonale et également pour boucher l'espace annulaire entre le tubage et le tubing afin de garantir que l'écoulement se fait uniquement à travers le tubing. [4]

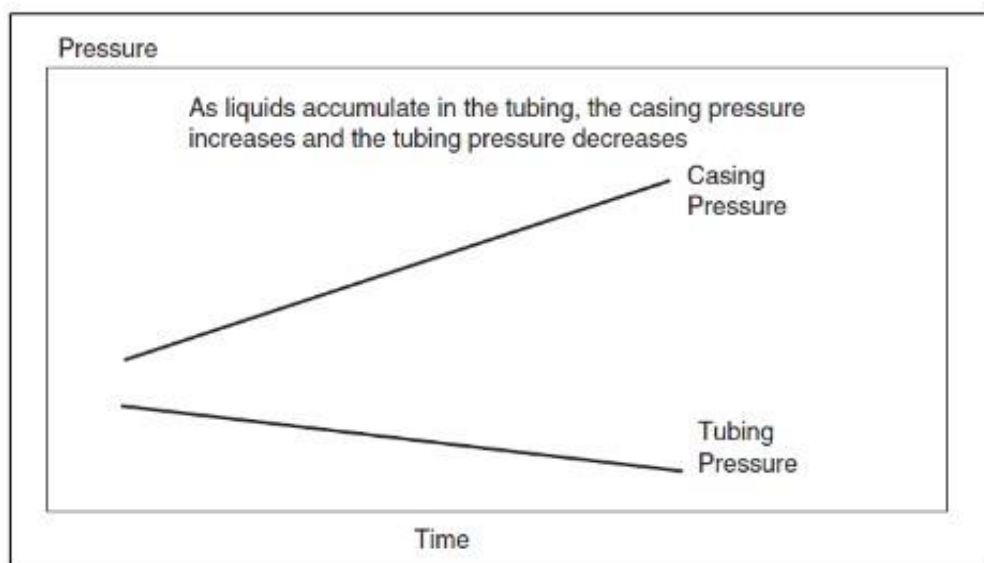


Figure II. 4 Indication de pression dans le casing et le tubing de production

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

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

Les enregistrements peuvent être utilisées pour construire un graphique du gradient de pression, qui est une fonction de la densité du fluide dans le puit à cette profondeur spécifique.

La courbe du gradient de pression construite présentera un changement brusque lorsque le fluide dans le puit se transformera en liquide à partir du gaz, car la densité des liquides est beaucoup plus élevée que celle des gaz occupant le puit. Le graphique de pression par rapport à la profondeur donnera également le niveau de liquide, puisque le point où le changement abrupt se produit est essentiellement le point où le liquide est accumulé dans le puit [11].

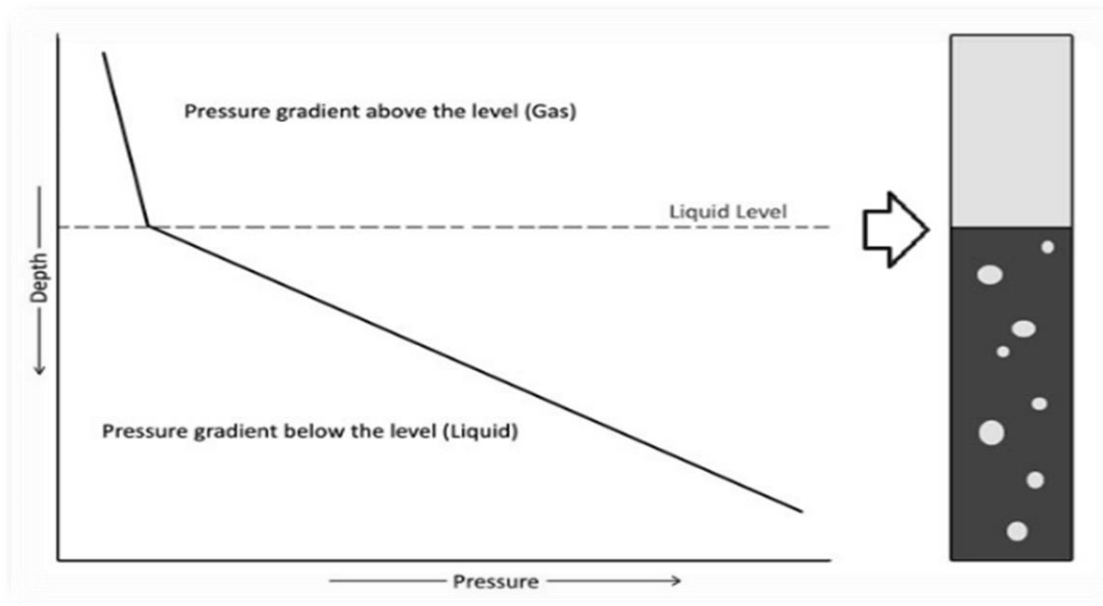


Figure II. 5 Gradient de pression d'un puit avec chargement de liquide

II.6.4 La vitesse critique de chargement du liquide

L'apparition de liquid loading dans le puit de gaz commence lorsque la vitesse du gaz, qui transporte les gouttelettes de liquide à la surface, diminue par rapport à un seuil minimal, appelé vitesse critique. La vitesse critique est généralement définie comme la vitesse minimale de gaz dans le tubing requis pour déplacer les gouttelettes liquides vers le haut. [12]

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

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

commencent à s'accumuler dans le puit et/ou la conduite d'écoulement et sont produits de manière erratique à mesure que certains liquides atteignent la surface sous forme de slug. [13]

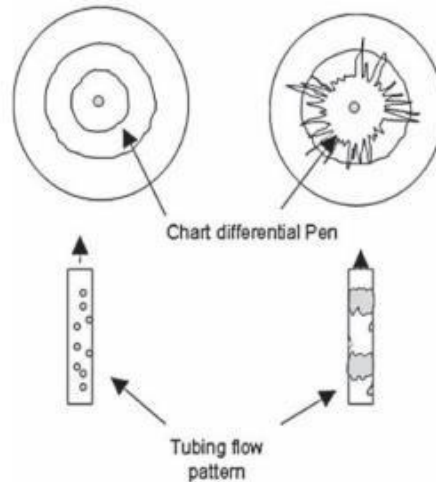


**Figure II. 6 Effet du régime d'écoulement sur la chute de pression à l'orifice
– Mist flow (L)vs. Slug flow (R) in the tubing**

II.6.6 L'arrêt production de liquide complètement

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

II.6 Diminution de la température en tête de puit

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

II.7 Problèmes liés à la charge de liquide

- Diminution de la production et risque d'arrêt complet.
- Possibilité de dommages à la formation en raison des variations de débit et de pression.
- Risque de corrosion du tubage en raison de l'accumulation de liquides.

- Le levage artificiel devient obligatoire, impliquant des coûts supplémentaires.

II.8 Conclusion

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

Chapitre III :

Modélisation et Prédiction du Liquid Loading

La prédiction de l'apparition du phénomène de liquid loading dans les puits de gaz constitue un enjeu crucial pour optimiser la production et prévenir toute perte d'efficacité. Le liquid loading survient lorsque la vitesse du gaz dans le puits devient trop faible pour entraîner les gouttelettes de liquide vers la surface. Cette accumulation de liquide engendre une contre-pression sur la formation, pouvant entraîner un arrêt complet de la production si aucune mesure corrective n'est mise en place.

Différents modèles ont été développés pour estimer la vitesse critique du gaz, en dessous de laquelle le liquid loading apparaît. Ces modèles s'appuient sur diverses hypothèses relatives à la forme et à la vitesse terminale des gouttes de liquide, ainsi qu'aux régimes d'écoulement à l'intérieur du puits

Concept de Vitesse Critique

La vitesse critique est un indicateur fondamental pour détecter 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. Si la vitesse du gaz chute en dessous de ce seuil critique, les gouttelettes ou le film liquide commencent à s'accumuler, provoquant une augmentation de la pression hydrostatique et pouvant entraîner une instabilité du puits.

Facteurs Influençant la Vitesse Critique

La vitesse critique dépend de plusieurs paramètres clés notamment :

- **Les densités du gaz et du liquide** : La différence de densité entre le gaz et le liquide influence la force gravitationnelle qui agit sur les gouttes de liquide. Plus cette différence est grande, plus il est facile pour le gaz de soulever et d'entraîner le liquide vers la surface.
- **Les viscosités du gaz et du liquide** : La viscosité détermine la résistance à l'écoulement des fluides. Une viscosité plus élevée dans le liquide augmente la force nécessaire pour déplacer les gouttes, tandis que la viscosité du gaz affecte la capacité du flux gazeux à pousser ces gouttes vers le haut.
- **La tension superficielle** : Elle agit à la surface des gouttes de liquide, influençant leur forme et leur capacité à se séparer ou à adhérer aux parois du tubage. Une tension superficielle élevée tend à maintenir les gouttes intactes, ce qui peut rendre leur transport plus difficile.

- **Le diamètre du tubage** : Un diamètre plus grand modifie la vitesse du gaz pour un même débit volumique et affecte la distribution des phases dans le puits. Il influence également la taille des gouttes qui peuvent se former et leur interaction avec les parois.
- **L'angle d'inclinaison** : L'inclinaison du puits modifie la composante de la force gravitationnelle agissant sur le liquide et peut faciliter ou compliquer son écoulement vers la surface, affectant ainsi la vitesse critique nécessaire pour empêcher l'accumulation.

Ces facteurs agissent ensemble en influençant l'équilibre entre les forces ascendantes exercées par le flux de gaz et les forces descendantes dues à la gravité et aux propriétés du liquide. Cet équilibre détermine la vitesse minimale du gaz requise pour assurer une évacuation continue du liquide et éviter le liquid loading.

Modèles de Prédiction de la Vitesse Critique

Plusieurs modèles ont été élaborés afin d'estimer la vitesse critique dans les puits de gaz, prenant en considération les divers facteurs influents. Parmi les modèles les plus couramment utilisés figurent :

- Le modèle de Turner (1969)
- Le modèle de S (1991)
- Le modèle de Nosseir (2000)
- Le modèle de Li (2001)

Tableau III. 1 Modifications de la corrélation de Turner

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

Turner et al. Ont été les premiers à proposer une corrélation pour prédire le chargement en liquide dans les puits à gaz. Ils ont mis au point un modèle de gouttelettes où la vitesse critique du gaz détermine si les gouttelettes montent (vitesse supérieure à la critique) ou descendent (vitesse inférieure).

Le modèle indique que le chargement en liquide résulte de la chute des gouttelettes de liquide dans le flux de gaz. Une gouttelette en chute libre dans une colonne de gaz est soumise à deux forces opposées : la force de traînée du gaz (F_{drag}) vers le haut, et la force gravitationnelle due au poids de la gouttelette (F_{weight}) vers le bas (Lea et al., 2011). La gouttelette montera si $F_{drag} > F_{weight}$, et descendra si $F_{drag} < F_{weight}$. Lorsque ces forces sont égales, la gouttelette atteint sa vitesse terminale. [13]

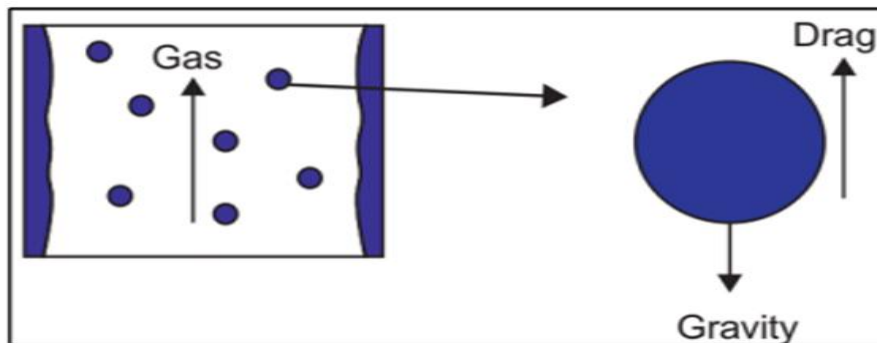


Figure III. 1 Transport de gouttelettes de liquide dans un flux de gaz vertical

Modèle de Turner:

Le modèle de Turner a développé deux variantes de corrélations : l'une pour le transport de l'eau et l'autre pour le condensat. Les équations fondamentales établies par Turner se sont révélées sous-estimer la vitesse critique à partir des données de puits disponibles. Afin de mieux correspondre à l'ensemble des données mesurées sur le terrain, Turner a ajusté les équations théoriques en augmentant la vitesse requise de 20 %. Après cet ajustement empirique de 20 %, la vitesse critique pour le condensat et pour l'eau a été présentée comme suit : [10]

$$V_{C.condensate} = \frac{4.02(45-0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (III.1)$$

$$V_{C.water} = \frac{5.62(67-0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (III.2)$$

P : pressure (psi)

$V_{C.condensate}$, $V_{C.water}$: la vitesse critique pour le condensat et l'eau (ft/s)

L'équation théorique de la vitesse critique (ou terminale) V_t , nécessaire pour soulever une goutte de liquide, est donnée par :

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{\frac{1}{4}}(\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{\frac{1}{2}}} \quad (III.3)$$

V_t : vitesse terminale de la goutte de liquide (ft/s)

σ : tension interfaciale, prise égale à 60 (dynes/cm)

ρ_l : densité de la phase liquide (lbm/ft³)

ρ_g : densité de la phase gazeuse (lbm/ft³)

Cette équation permet de prédire la vitesse critique minimale nécessaire pour transporter les liquides dans un puits vertical. Elle est le plus souvent utilisée à la tête du puits, où P représente la pression d'écoulement à la tête du puits. Lorsque le puits produit à la fois de l'eau et du condensat, Turner recommande d'utiliser la corrélation développée pour l'eau, car celle-ci est plus lourde et nécessite une vitesse critique plus élevée.

Concept de débit critique :

Bien que la vitesse critique soit le facteur déterminant, on considère généralement les puits de gaz en termes de débit de production plutôt qu'en vitesse dans le tubage.

Ces équations peuvent être facilement converties en une forme plus pratique en calculant un débit critique du puits. À partir de la vitesse critique V_c le *débit critique de gaz* Q_{cg} peut être calculé par :

$$Q_{cg} = \frac{V_c A}{B_g} \quad (\text{III.4})$$

B_g Est le facteur volumique du gaz, défini comme suit :

$$B_g = \frac{ZTP_{sc}}{PT_{sc}} \quad (\text{III.5})$$

En substituant les conditions standards, avec une pression $P_{sc} = 14,65$ psi et une température $T_{sc} = 520^\circ\text{R}$ le débit critique de gaz peut s'écrire comme suit :

$$Q_{cg} = \frac{3.06 PV_c A}{(T+460)Z} \quad (\text{III.6})$$

$$A = \frac{\pi d_t^2}{4 \cdot 12^2} \quad (\text{III.7})$$

Q_{cg} : *débit critique de gaz (MMscf/jour)*

T : *température en surface ($^\circ\text{F}$)*

A : *section transversale du tubage (ft^2)*

P : *pression en surface (psi)*

d_t : *diamètre intérieur du tubage (pouces)*

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.

- Si le liquid loading velocity ratio < 1  Pas de liquid loading
- Si le liquid loading velocity ratio > 1  Occurrence du liquid loading

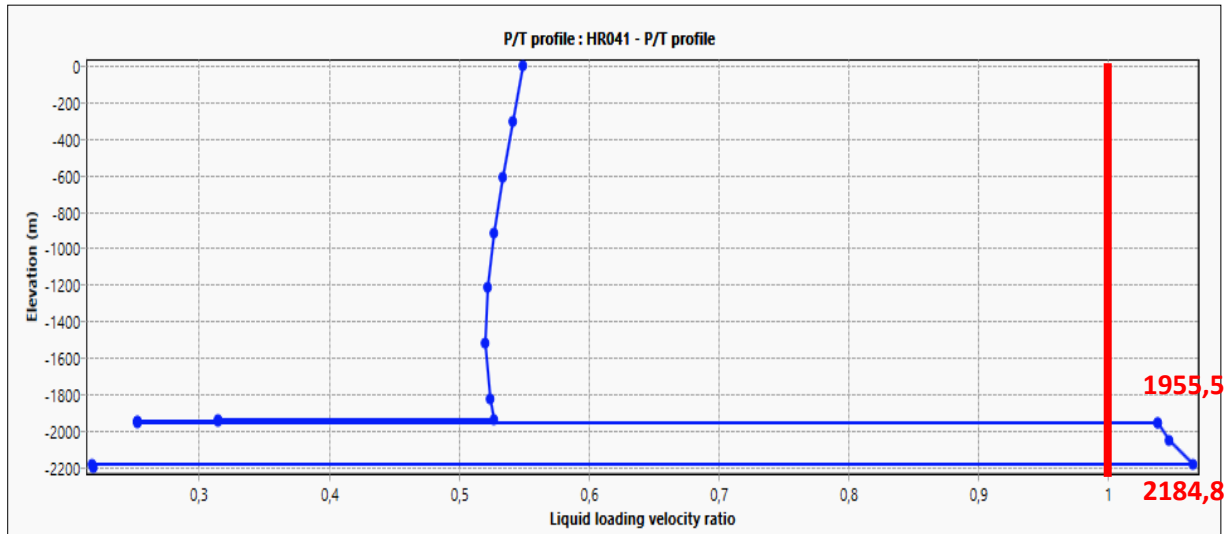
Pipesim utilise l'analyse nodale pour déterminer les trois principaux paramètres du Liquid Loading le long du profil du puits. Ces paramètres sont :

- 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.

HR041**Figure III. 2 Localisation de l'intervalle du liquid loading HR041**

- Quand le liquid loading velocity ratio (LLVR). Est supérieur à 1, cela signifie que la vitesse réelle du gaz dans le puits est insuffisante pour entraîner les liquides vers la surface. Autrement dit, les liquides (eau ou condensat) commencent à s'accumuler au fond du puits ou dans la colonne de production.

Dans ce cas, entre 1955,5 m et 2184,8 m (liner 4''1/2) :

Le ratio > 1 indique que la vitesse critique n'est pas atteinte

Donc le gaz n'a pas assez d'énergie pour transporter les liquides

Cela entraîne une accumulation progressive de liquide dans cet intervalle

Les conséquences directes sont :

- Augmentation de la contre-pression sur la formation
- Diminution du débit de gaz produit
- Risque de blocage partiel ou total du puits si le phénomène s'aggrave

On peut donc conclure que cette zone constitue une zone critique de chargement en liquide, nécessitant éventuellement une intervention (comme : réduction du diamètre via Velocity string, injection de mousse, ou Gas lift) pour rétablir un écoulement efficace.

HRC057

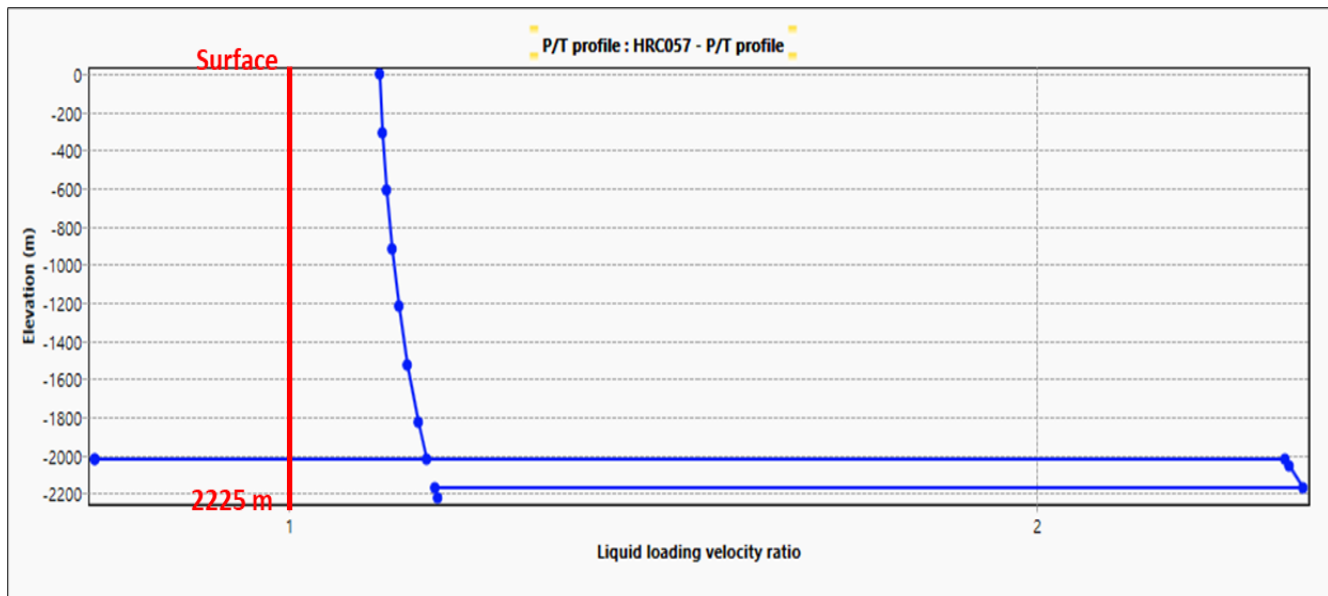


Figure III. 3 Localisation de l'intervalle du liquid loading HRC057

On constate que le liquid loading velocity ratio est supérieur à 1 sur la totalité de la colonne de production. Cela indique que la vitesse réelle du gaz reste inférieure à la vitesse critique nécessaire pour assurer le transport des liquides vers la surface. Par conséquent, les liquides produits s'accumulent progressivement le long du tubing, ce qui entraîne une augmentation de la contre-pression au fond du puits, une diminution du débit de gaz et un risque de chargement total du puits. Ainsi, le phénomène de liquid loading est présent sur toute la colonne de production, nécessitant la mise en place de solutions adaptées pour améliorer l'écoulement.

HR126

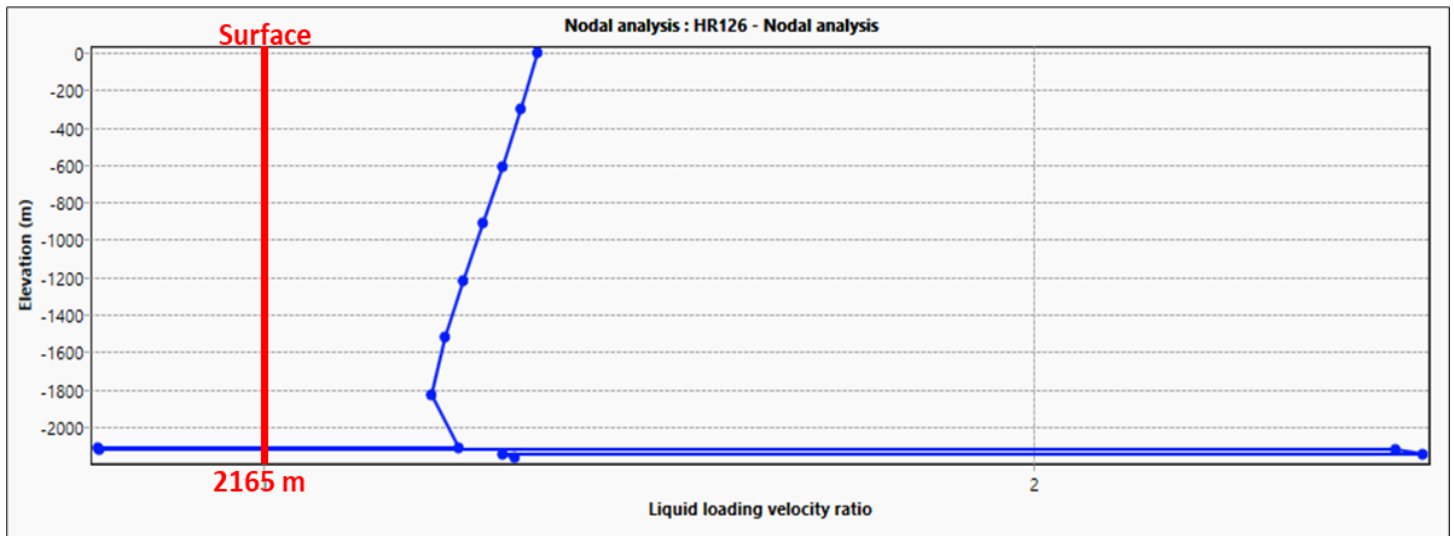


Figure III. 4 Localisation de l'intervalle du liquid loading HR126

On observe que le **liquid loading velocity ratio** est supérieur à 1 sur toute la colonne de production, ce qui indique que la vitesse du gaz est insuffisante pour assurer le transport des liquides vers la surface. Par conséquent, une accumulation de liquides se produit le long de cet intervalle, traduisant la présence du phénomène de *liquid loading*.

HR107

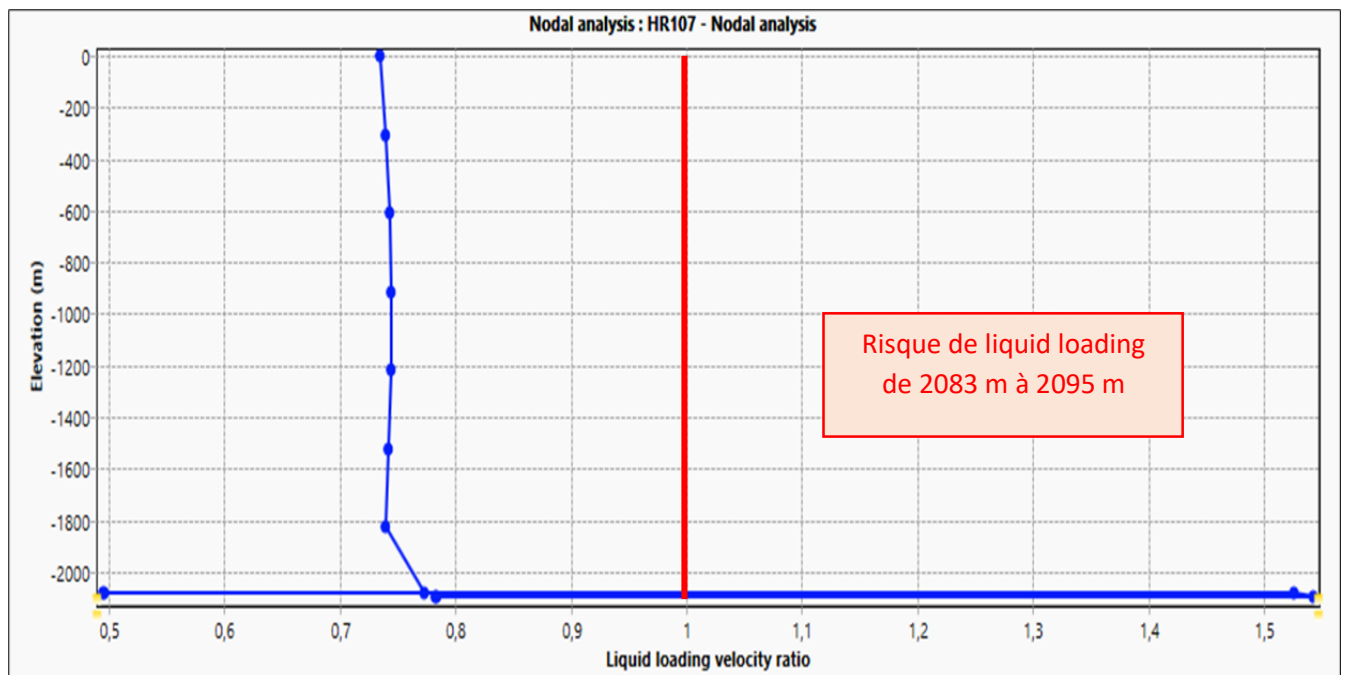


Figure III. 5 Localisation de l'intervalle du liquid loading hr107

On constate que le rapport **liquid loading velocity** est supérieur à 1 entre les profondeurs 2083 m et 2095 m (casing 9’’5/8), ce qui indique que la vitesse du gaz est insuffisante pour entraîner les liquides vers la surface. En conséquence, ces derniers s’accumulent dans cet intervalle, provoquant une augmentation de la contre-pression au fond du puits et une réduction du débit de gaz. Cette zone peut ainsi être considérée comme une section critique où le phénomène de *liquid loading* est bien établi, pouvant affecter la performance globale du puits et nécessite des actions correctives pour rétablir un écoulement efficace.

**Tableau III. 2 Présence ou pas de liquid loading dans les puits
HR041- HRC057- HR126- HR107**

Puits	Présence ou pas de liquid loading (m)
HR041	Présence du liquid loading sur l’intervalle [1955,5 - 2184,8]
HRC057	Présence du liquid loading sur la totalité de la colonne de production
HR126	Présence du liquid loading sur la totalité de la colonne de production
HR107	Présence du liquid loading sur l’intervalle [2083 – 2095]

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 **HR041**, **HRC057**, **HR126** et **HR107** a permis de mettre en évidence la méthodologie adoptée pour anticiper l’apparition du phénomène en fonction de la profondeur.

En conclusion, Les résultats obtenus ont également permis d’identifier les zones critiques le long de la colonne de production où la vitesse du gaz devient insuffisante pour assurer le transport des liquides. Cette approche contribue ainsi à une meilleure compréhension du comportement des puits et à l’optimisation des stratégies d’exploitation afin de limiter les effets du *liquid loading* et maintenir une production stable et durable à long terme.

Chapitre IV :

Résolution de problème liquid loading dans les puits de gaz

IV.1 INTRODUCTION

Une fois que le problème de chargement de liquide est détecté ou prévu, il est important de trouver une solution adaptée pour réduire son impact sur la production de gaz. Plusieurs solutions doivent être étudiées et comparées pour choisir la meilleure, afin d'optimiser la production du puits. Ce chapitre explique les bases des différentes méthodes pour éviter ou résoudre ce problème. Il présente aussi des solutions connues et les compare pour trouver celle qui convient le mieux à chaque cas. L'objectif est de choisir la meilleure solution pour améliorer la performance du puits de gaz..



IV.2 Solutions préventives pour les problèmes de chargement de liquide

Des techniques ont été développées pour résoudre les problèmes de chargement en liquide. La plupart visent à augmenter la vitesse du gaz ou à remonter artificiellement l'eau afin de retarder et réduire ce phénomène. Ces techniques se divisent en deux groupes : celles qui utilisent l'énergie naturelle du puits pour faire remonter les liquides, et celles qui font appel à une source d'énergie externe. Elles peuvent être employées seules ou combinées.

-Certaines technologies de levage artificiel ont une plage de fonctionnement limitée, il est donc essentiel de bien connaître les débits de liquide pour concevoir des solutions adaptées. Parmi les autres facteurs importants à considérer, on trouve :

- La configuration du puits (type de tubage, inclinaison, profondeur)
- Les conditions d'écoulement (pression et température en fond et en surface, gravité des gaz, présence de CO_2 et H_2S , gradients et débits critiques)
- L'infrastructure disponible (puits onshore ou offshore, accès à l'énergie)

Ces éléments permettent de choisir la méthode de déliquification la plus efficace pour chaque cas afin d'assurer une production optimale.

IV.2.1 Méthodes pour maintenir l'écoulement naturel (utilisation de l'énergie du puits)

A.Réduction du diamètre de la Duse :

La réduction de la taille du Duse augmente la vitesse du gaz et facilite l'évacuation des liquides, la gestion de la pression en tête de puits améliore le drainage et assure un écoulement stable.

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

Cycling d'un puit nécessite la surveillance exacte des données fondamentales du puit (taux de production, température en tête de puit, pression en tête de puit). Cette méthode implique la fermeture d'un puit de gaz qui souffre d'une charge de liquide à un moment approprié, pour le laisser augmenter la pression, puis la production du puit vers un système basse pression. Pendant la période d'arrêt, le puit crée une pression (accumulation de gaz) dans la région proche du puit qui est chargée à partir du réservoir. Lors de l'ouverture du puit, cette pression accrue pourrait soulever certains des liquides qui obstruent la production de gaz pendant une courte période et gagner ainsi du temps jusqu'à ce qu'une colonne de liquide de hauteur suffisante se soit accumulée à nouveau pour impacter la production de gaz. À ce moment, le puit devrait déjà être fermé. [14]

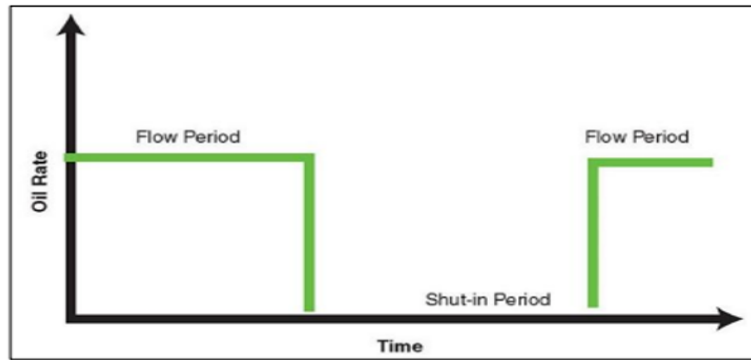


Figure IV. 1 Périodes d'écoulement alternées/fermeture

C.Torchage :

Pour tenter de redémarrer les puits de gaz, il est possible de réduire au maximum la pression en ouvrant un puits jusqu'à l'atmosphère. Le principal effet du torchage est de supprimer toute contre-pression au niveau des têtes de puits. Cette baisse de pression « supplémentaire » peut permettre de rétablir la production d'un puits de gaz. Cependant, cette pratique n'est pas acceptable de manière régulière pour des raisons environnementales. [15]

D.Compression :

La compression consiste à maintenir l'écoulement naturel en réduisant la pression de tête du puits. En abaissant la pression de tête, la pression d'écoulement au fond du puits diminue et le drawdown augmente, ce qui entraîne une amélioration du débit de gaz. [07] Bien que l'utilisation de compresseurs ne permette pas d'améliorer significativement le débit de gaz, elle contribue à augmenter la vitesse du tubing, prolongeant ainsi la durée de vie du puits. [16] La compression, associée à une réduction de la pression en surface, est généralement la méthode principale utilisée dans les premières phases de vie d'un puits de gaz pour prévenir le chargement de liquide, et dans certains cas, elle peut être la seule technique d'extraction artificielle utilisée.

Cependant, la compression peut également être utilisée pour améliorer l'efficacité d'autres méthodes d'extraction artificielle pour la déliquéfaction, telles que le moussage, le Gas lift, le pompage et Velocity string. La Figure IV-7 illustre l'effet avantageux de la réduction de la pression de tête du puits grâce à l'application d'un compresseur. La relation de performance d'écoulement (IPR) reste constante, tandis que les courbes de performance de levage vertical (VLP) se déplacent vers le bas lorsque la pression de tête diminue, ce qui entraîne des taux de production plus élevés au point d'intersection.

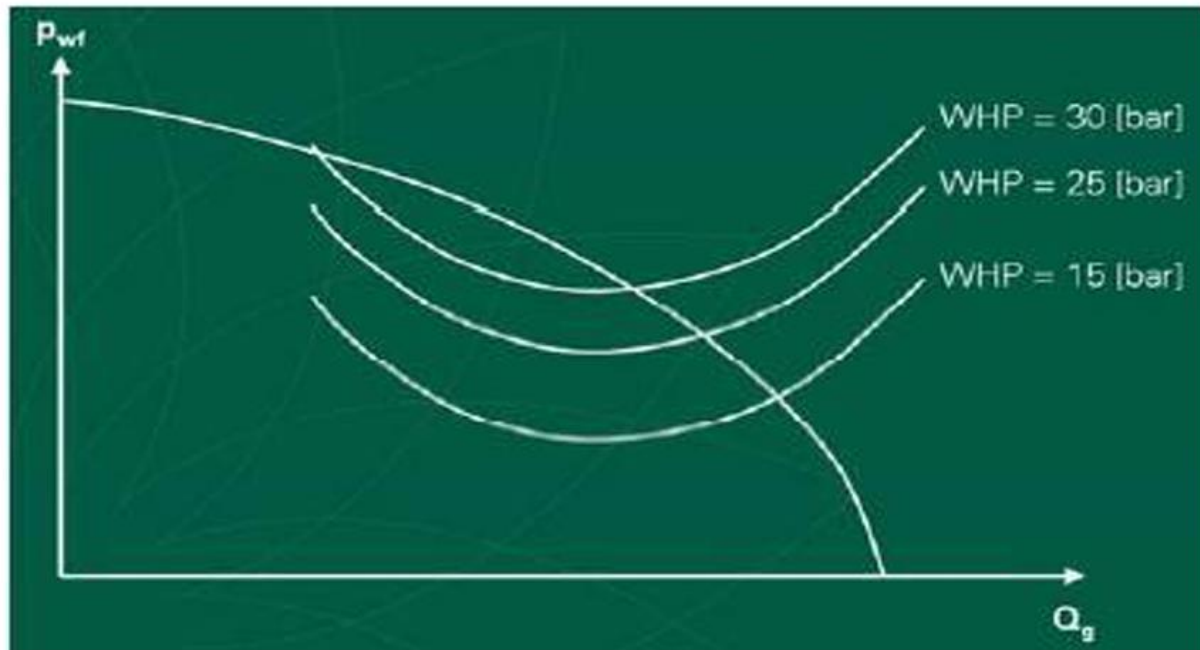


Figure IV. 2 Effet de compression

E.Velocity String :

Le Velocity String est un tubing de diamètre réduit installé à l'intérieur du tubing de production principal pour augmenter la vitesse du gaz et dépasser la vitesse critique nécessaire à l'élimination continue des liquides. En réduisant la section d'écoulement, il permet de soulever les liquides accumulés au fond du puits et de prévenir le blocage du flux de gaz. L'installation peut s'étendre jusqu'à la surface ou partiellement dans le tubage existant. Cependant, cette solution restreint la complétion, réduit le débit global et ne prolonge la durée de vie du puits que temporairement. [17]

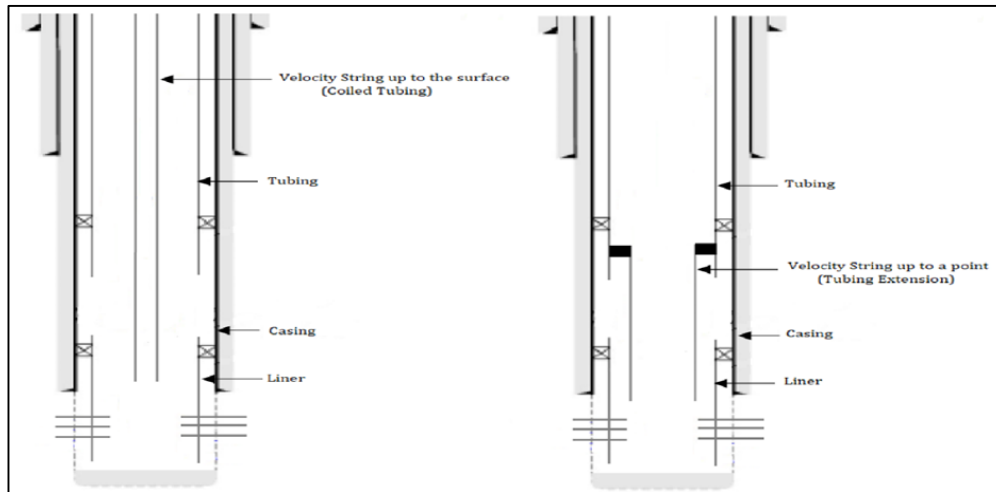


Figure IV. 3 Système Velocity string

F.Plunger lift :

Le Plunger lift est une technique très efficace pour exploiter les puits de gaz présentant des problèmes de liquide. Elle est basée sur un piston entraîné par l'énergie propre du réservoir qui soulève le liquide hors d'un puits pendant une production intermittente. Le processus comprend des périodes alternées de débit et d'arrêt pour permettre l'accumulation de pression, le piston et les liquides sont soulevés à l'aide de la pression du gaz accumulée dans la colonne de production et, si disponible dans l'annulaire.

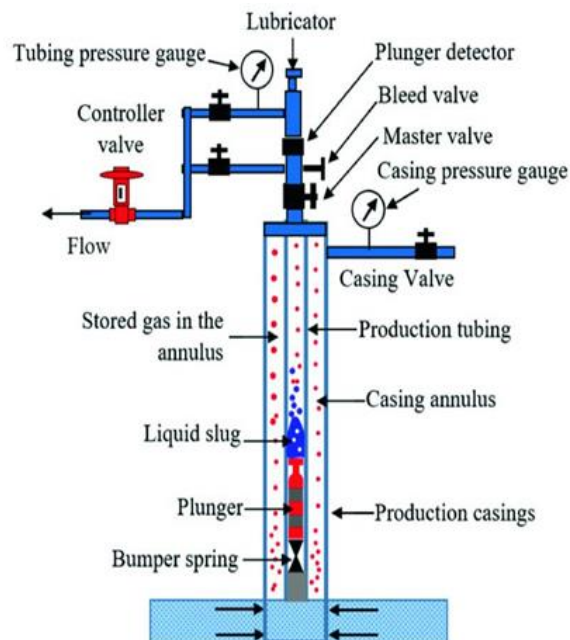


Figure IV. 4 Installation de Plunger lift

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 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. [18]

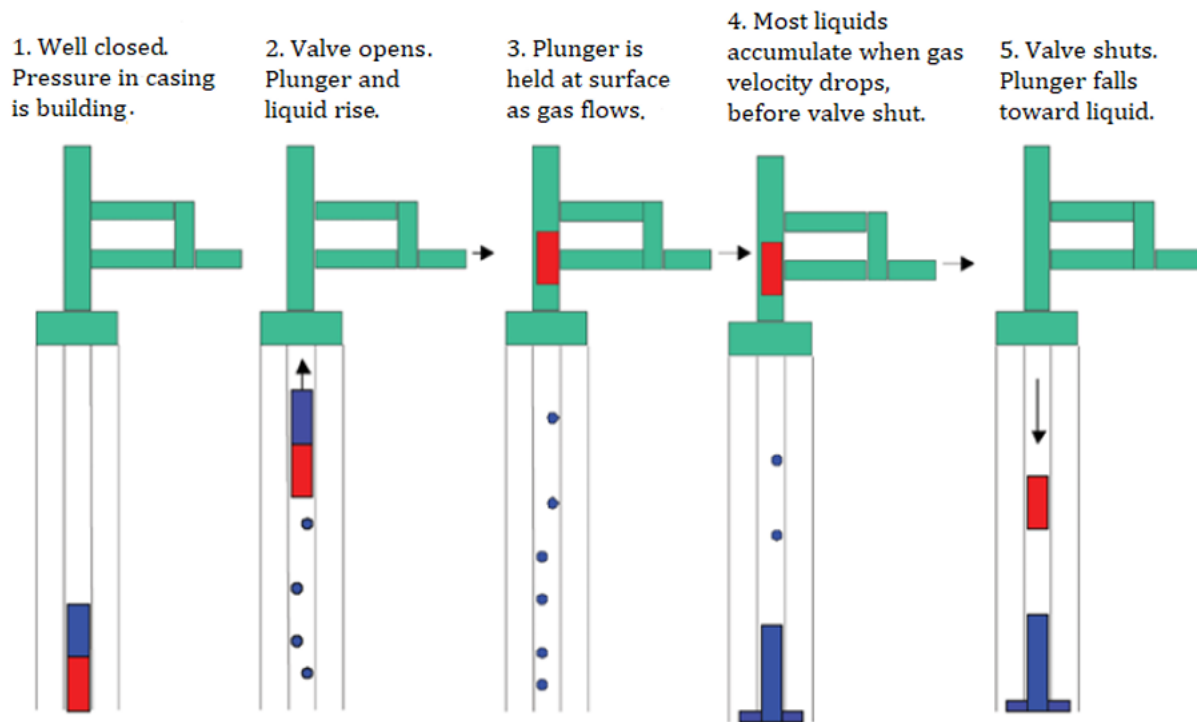


Figure IV. 5 Les différents cycles du système plunger lift [11]

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.

J.Well rocking : Consiste à injecter Azote N₂ (Gas inerte) avec grand débit pour déplacer l'eau accumulée au fond du puit vers la formation ce qui peut entraîner une diminution de la pression hydrostatique mais cette méthode peut endommager le réservoir.

H.Swab cup

Au lieu de purger un puits non productif vers l'atmosphère, il est possible d'éliminer mécaniquement les liquides responsables de la contre-pression exercée sur la formation. Cette opération est réalisée à l'aide d'un outil appelé swab cup, fixé à un câble de wireline.

Lors de l'intervention, le swab cup est descendu jusqu'à une profondeur déterminée dans la colonne de liquide. Il est essentiel de bien maîtriser cette profondeur afin d'éviter de dépasser la limite de résistance à la traction du câble lors de la remontée, ce qui nécessite une estimation précise du niveau de fluide.

Une fois la profondeur cible atteinte, l'outil est remonté vers la surface. Durant cette remontée, le swab cup se dilate et crée une étanchéité relative, permettant ainsi de remonter la majorité des liquides situés au-dessus de lui. Toutefois, en pratique, une certaine quantité de fluide redescend toujours en raison d'une étanchéité imparfaite.

Par conséquent, l'opération doit souvent être répétée plusieurs fois pour obtenir un résultat satisfaisant. L'élimination d'un volume suffisant de liquide peut permettre de relancer la production du puits de gaz.

Dans les puits à très faible débit, le swabbing peut être utilisé comme méthode continue de déliquéfaction. Néanmoins, dans ce cas, d'autres techniques de levage artificiel s'avèrent généralement plus performantes.

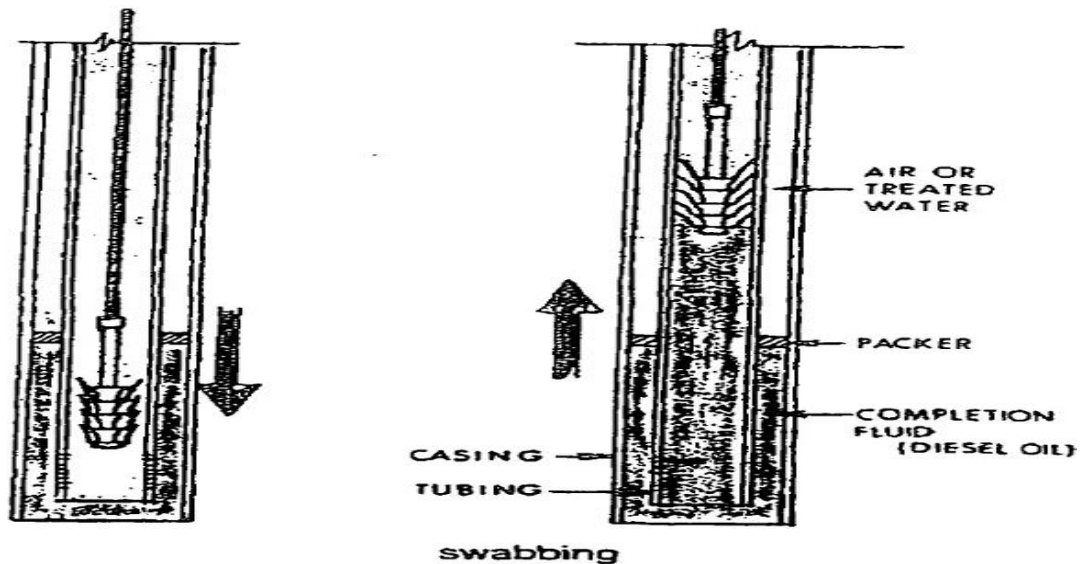


Figure IV. 6 Principe de fonctionnement d'un swab cup pour la déliquification mécanique d'un puits de gaz

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

A. Pompes pour le déchargement des puits de gaz

Il existe plusieurs types de pompes, tels que les pompes submersibles électriques (ESP), les pompes à tige, les pompes hydrauliques et les pompes à cavité progressive. Ces pompes fonctionnent en extrayant le liquide du puits et en le transportant vers la surface à travers des tubes enroulés ou des conduites fines.

L'utilisation des pompes est une méthode efficace pour décharger les puits de gaz chargés de liquide. En retirant les liquides accumulés, elles contribuent à rétablir le débit de gaz et à augmenter les taux de production.

Cependant, bien que performantes, les pompes peuvent être coûteuses et nécessiter un entretien régulier. Leur usage peut également accroître le risque de défaillance et entraîner des interruptions de production. Il est donc essentiel d'évaluer soigneusement les conditions du puits ainsi que les avantages et coûts potentiels avant d'opter pour cette solution.

D'autres méthodes de déchargement, comme le levage par injection de gaz ou le levage à piston, doivent aussi être considérées en fonction des caractéristiques spécifiques du puits.

[04]

B.Pompes submersibles électriques (ESP)**Principe de fonctionnement :**

Une pompe électrique est immergée dans la colonne de liquide. Le moteur submersible entraîne une série d'étages de turbine qui aspirent le liquide et le poussent vers la surface à travers le tubage.

Avantages : Gestion de hauts débits de liquide, fonctionnement quasi-continu.

Limites : Coût élevé, sensibilité aux particules solides et à l'usure.

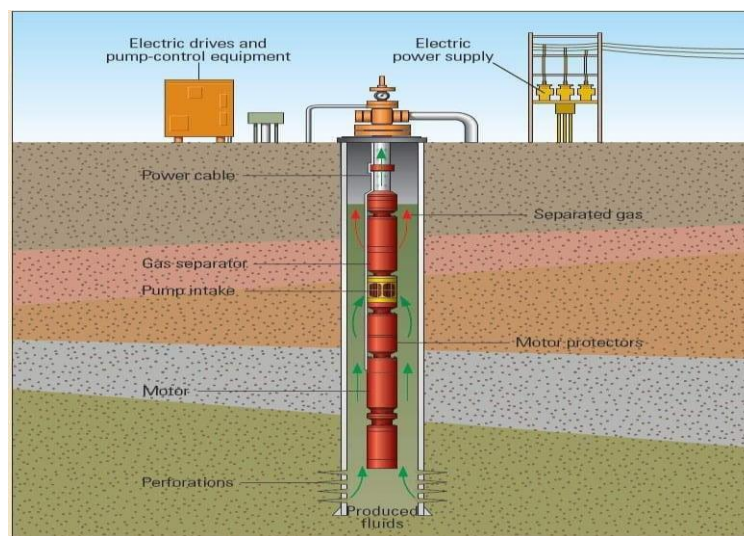


Figure IV. 7 Pompes submersibles électriques (ESP)

C.Pompes à tige**Principe de fonctionnement :**

Une tige relie la tête de puits à un piston ou clapet situé dans le fond. Le mouvement alternatif de la tige crée une action de pompage qui élève le liquide vers la surface.

Avantages : Bonnes pour débits faibles à moyens, réglables selon les conditions du puits.

Limites : Capacité de débit limitée, entretien mécanique fréquent.

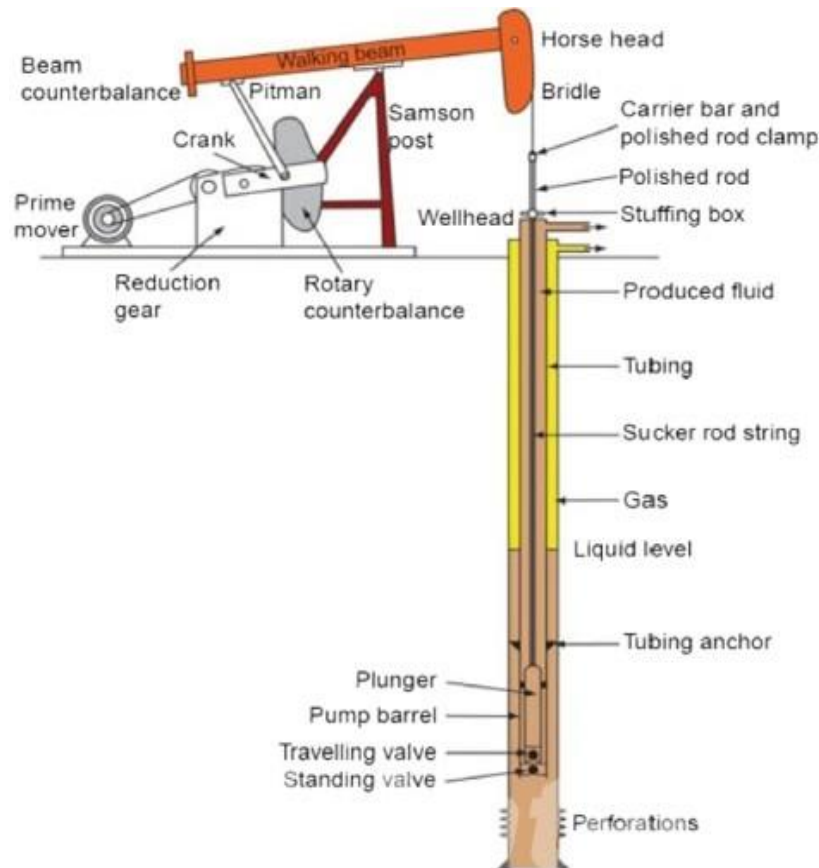


Figure IV. 8 Pompes à tige

D.Pompes hydrauliques

Principe de fonctionnement :

Un fluide moteur sous pression actionne un piston ou un rotor qui déplace le liquide du bas du puits vers la surface.

Avantages : Adaptées aux puits profonds et aux liquides visqueux ou chargés.

Limites : Dépendance à un système hydraulique externe et nécessité de contrôle précis de pression.

E.Pompes à cavité progressive (PCP)

Principe de fonctionnement :

Un rotor excentrique tourne à l'intérieur d'un stator élastique, créant des cavités qui déplacent le liquide vers la surface de manière continue.

Avantages : Efficaces avec liquides visqueux ou contenant des solides.

Limites : Moins adaptées aux très hauts débits et aux gaz purs.

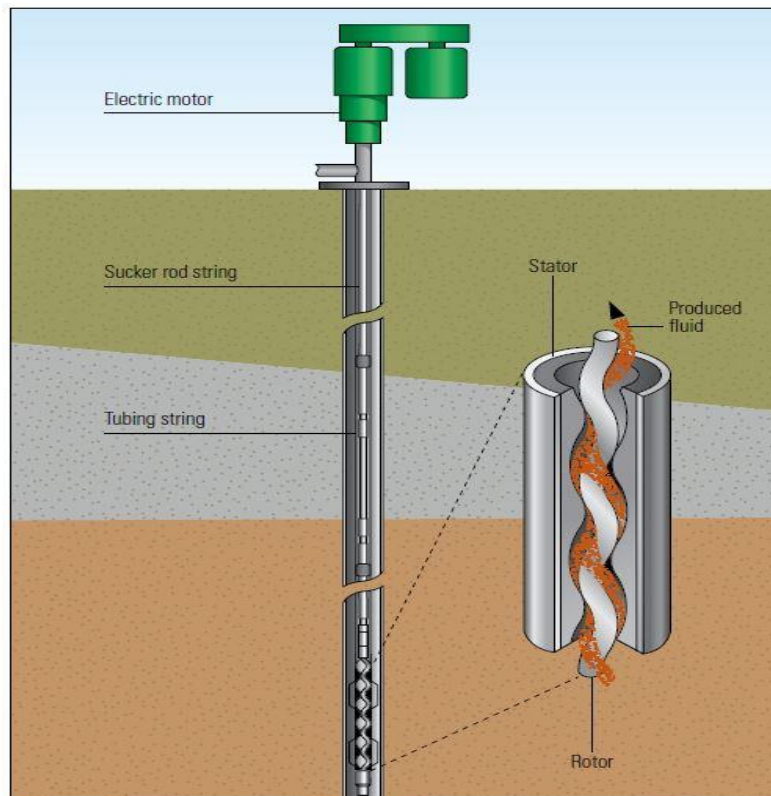


Figure IV. 9 Pompes à cavité progressive (PCP)

II.3- Le gaz lift :

Le gaz-lift constitue l'un des moyens artificiels qui nous permet de remettre le puits non ou insuffisamment éruptifs, en service par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, par réduction de la masse volumique (poids) du fluide produit à partir de point d'injection de gaz. [19]

II.3.1- Types d'activation par gaz lift :

Selon le mode d'injection :

- Injection continue.
- Injection intermittente

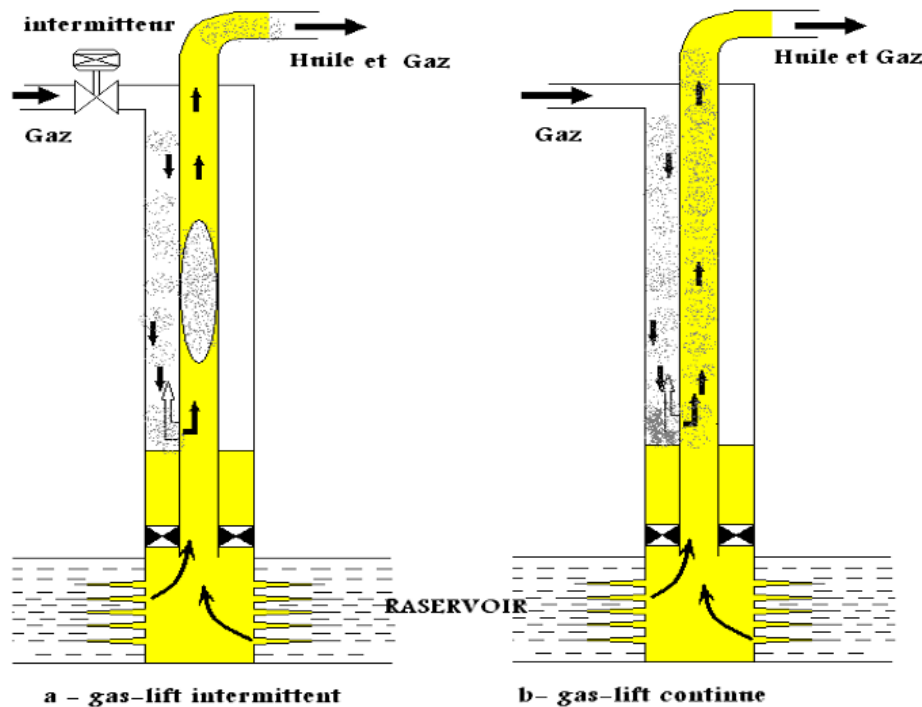


Figure IV. 10 Gas-lift intermittent et continue

Selon le type de complétion :

- Complétions pour gaz-lift direct (les vannes SPM)
- Gaz lift indirecte : Tubing concentrique (Concentric tubing string).

En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile

Considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

- Gaz lift en circuit fermé.
- Gaz lift en circuit ouvert. [20]

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

Le foam lift (levage par mousse) est une méthode simple utilisée dans les puits de gaz qui accumulent des liquides. Elle consiste à injecter des produits chimiques appelés agents moussants ou tensioactifs afin d'améliorer la production et maintenir la durée d'exploitation du puits. Ces produits agissent en réduisant la tension interfaciale entre le gaz et le liquide, ce qui permet la formation de mousse sous l'effet du flux de gaz.

La mousse formée contient des bulles de gaz qui diminuent la densité du liquide et facilitent son transport vers la surface. En plus, elle réduit la pression dans la colonne de liquide et diminue la vitesse critique du gaz nécessaire pour soulever les fluides. Cette méthode est particulièrement efficace pour les puits à faible débit où les liquides s'accumulent facilement. [21]

Comparée aux autres techniques de levage artificiel, l'utilisation des agents moussants est une solution économique et facile à mettre en œuvre, surtout lorsque le puits contient une grande quantité d'eau. [22]

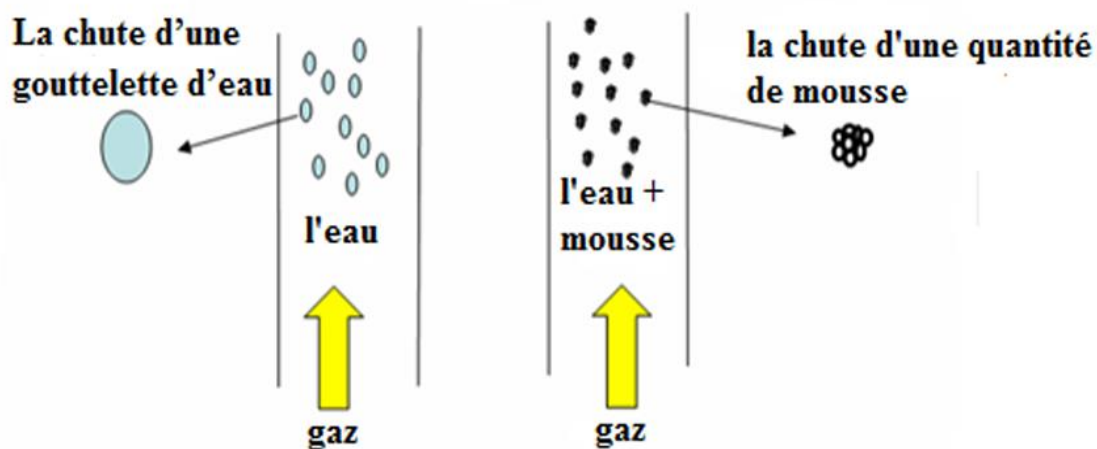


Figure IV. 11 Le principe de fonctionnement de la mousse

IV.3. Évaluation du Velocity String pour résoudre le problème de liquid loading dans les puits de gaz de Hassi R'mel :

IV.3.1 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 HR057 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 HR057 réalisées à l'aide du logiciel Pipesim, sont présentées dans cette section. De même, cette technique sera appliquée aux autres puits étudiés.

IV.3.2 Installation du velocity string

Le velocity string est installé depuis l'extrémité du tubing jusqu'au sommet des perforations (extension du 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).

IV.3.3 Le Software utilisé

*Durant le travail on focusse principalement sur le logiciel pipesim :

-Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

-Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir).
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire).
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur).

-Application du logiciel PIPESIM

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

-Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance).

- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits

IV.3.4 Modélisation de puits avec PIPESIM

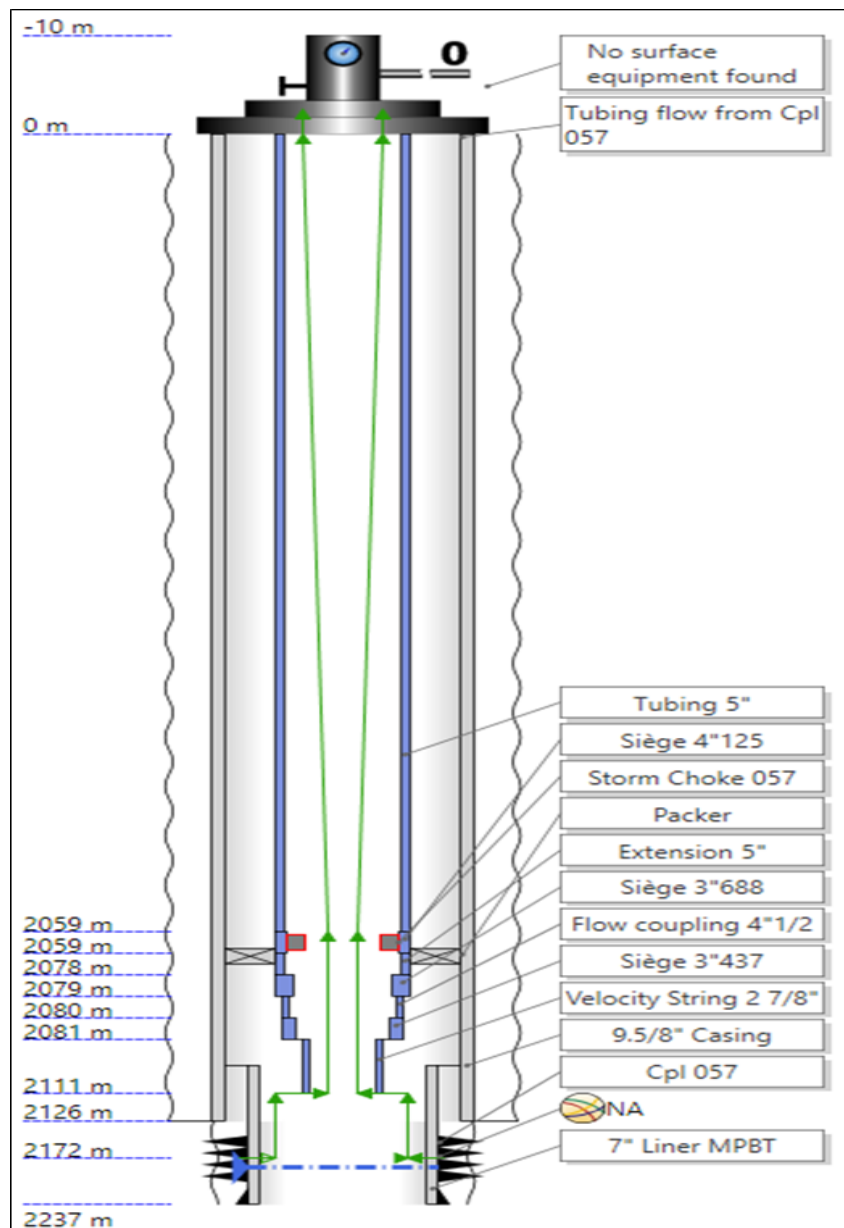


Figure IV. 12 L'application de Velocity String en Utilisant le Pipesim

IV.3.5 Résultats de l'application de la Velocity String

Nous effectuons une analyse nodale afin de sélectionner une taille optimale de la velocity string qui réduit l'impact de chargement de liquide. Les diamètres extérieurs des velocity string et les résultats obtenus par l'analyse nodale dans ce puits sont présentés dans le tableau .

Tableau IV. 1 Comparaison entre les résultats de l'application de la Velocity String

Taille de vs	Qg (e3sm3/d)	Qcg (e3sm3/d)	Observations
Tbg 5"(etat actuel)	338	450	LLVR>1:présence des dépôts des liquides dans l'intervalle entre end tubing et tête liner
3"1/2	346	247	LLVR>1
2"7/8	342	248	LLVR<1

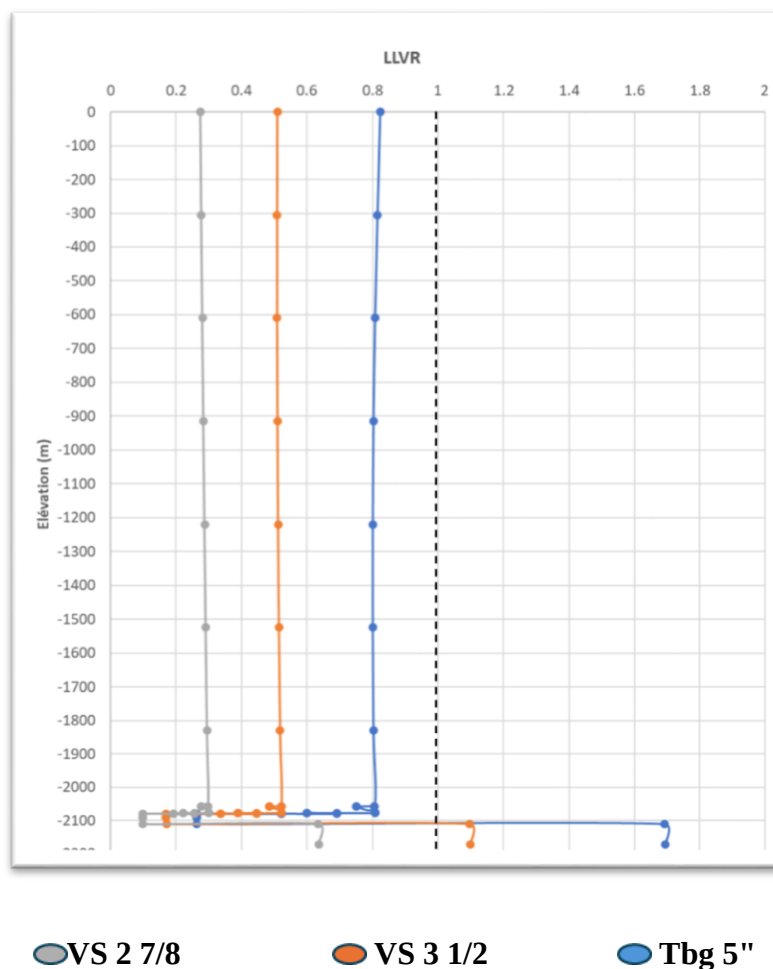


Figure IV. 13 les résultats de l'application de la Velocity String

- Les configurations examinées ne présentent que une configuration avec un LLVR inférieur à 1, à savoir la mise en place d'une velocity string de diamètre 2"7/8.
- 1. Alors si le puits devrait être doté d'une velocity string, une velocity string de diamètre de 2"7/8 serait la plus appropriée.
- 2. L'installation d'un tubing avec un diamètre réduit pourrait probablement restreindre le débit de gaz en raison de sa petite section transversale, mais maintenir une courbe de déclin stable est plus important que d'augmenter la production quotidienne de gaz pour une courte période.

En utilisant la velocity string de 2"7/8 et en supposant un WGR et un GOR constants à des fins de prévision et la pression en tête de puits restera inchangée pour les puits HR057, les résultats de la prédiction de la charge en liquide sont présentés dans les figures

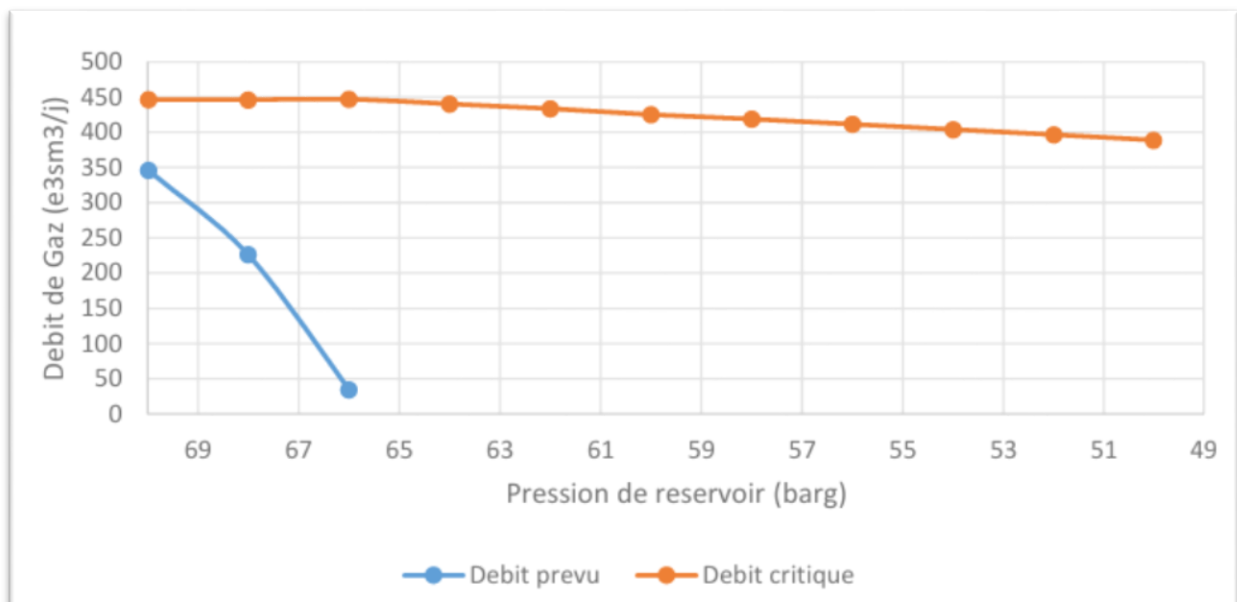


Figure IV. 14 Prédiction de liquid loading sans Velocity String - HR057

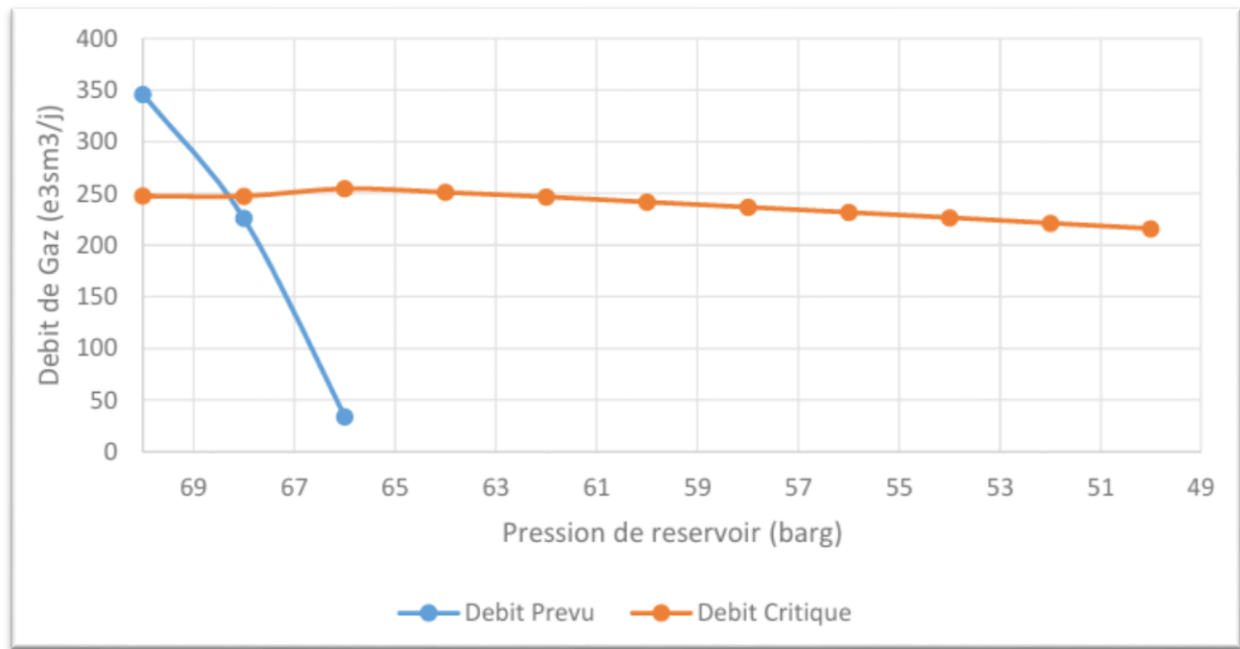


Figure IV. 15 Prédiction de liquid loading avec Velocity String - HR057

Les figures ci-dessus montrent clairement que le velocity string n'est qu'une solution temporaire pour gérer le liquid loading dans le puits HR057. La courbe de déclin de production reste relativement rapide, indiquant que le problème de liquid loading réapparaîtra rapidement malgré la présence du velocity string.

IV.3.6 Avantages et inconvénients de l'utilisation de la velocity string :

Il existe des avantages et des inconvénients liés à la velocity string qu'il convient d'évaluer :

Voici quelques avantages :

- L'installation d'une velocity string est un type de construction très simple et peu coûteux.
- L'installation d'une velocity string en tant qu'extension de tubage est très simple et peu coûteuse (pas besoin d'un Workover) comparée à la réduction du diamètre du tubage (nécessitant une Workover).
- Comparativement à la réduction du diamètre du tubage ou à l'installation de la velocity string jusqu'à la surface, l'installation d'une velocity string en tant qu'extension du tubage permet de maintenir la fonctionnalité du SSSV et aucun matériel technique ne traverse le puits, ce qui permet d'éviter les problèmes lors des interventions ultérieures.

Voici quelques inconvénients de la corde de vélocité :

- Bien que l'utilisation d'une velocity string retarde l'arrivée de liquide, après un certain temps de production, cette arrivée de liquide se produise, entraînant une diminution, voire un arrêt de la production. Par conséquent, l'installation d'une velocity string ne constitue qu'une solution à court terme

et non une solution définitive.

- Les outils de test et les coiled tubing ne peuvent pas être utilisés dans les tubing de plus petit diamètre et dans la velocity string de plus petite taille jusqu'à la surface.

- Si le tubing le plus petit se bouche, il ne peut plus l'essuyer et il se peut même qu'il ne puisse plus le soulever à l'azote.

- Lorsque la pression du réservoir est très basse et que le réservoir s'épuise, les méthodes de levage doivent être privilégiées plutôt que l'installation d'une velocity string de plus petit diamètre, car une colonne de tubage de plus petit diamètre deviendra insuffisante après un court laps de temps.

Remarque : Alors 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.

IV.4. Évaluation du boosting pour résoudre le problème de liquid loading dans le puits HR057 :**IV.4.1 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/cm². 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/cm² ; la deuxième est prévue pour 2027, avec une pression d'entrée abaissée à 10 kg/cm². 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 déliquéfication 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.

IV.4.2 L'impact du boosting sur le puits HR057 :

Concrètement, on pourrait envisager de réduire la WHP du puits HR057 de sa valeur actuelle de 48,7 bar jusqu'à une valeur cible de 30 bar, 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 HR057 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 HR057. Ainsi, le velocity string et le boosting constituent des leviers intéressants pour gérer le liquid loading à court et moyen terme dans le puits HR057, 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 HR057. 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 bar, 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 bar. À cette pression, le débit de gaz prévu est nettement supérieur au débit critique, réduisant ainsi considérablement le risque de chargement de liquide.

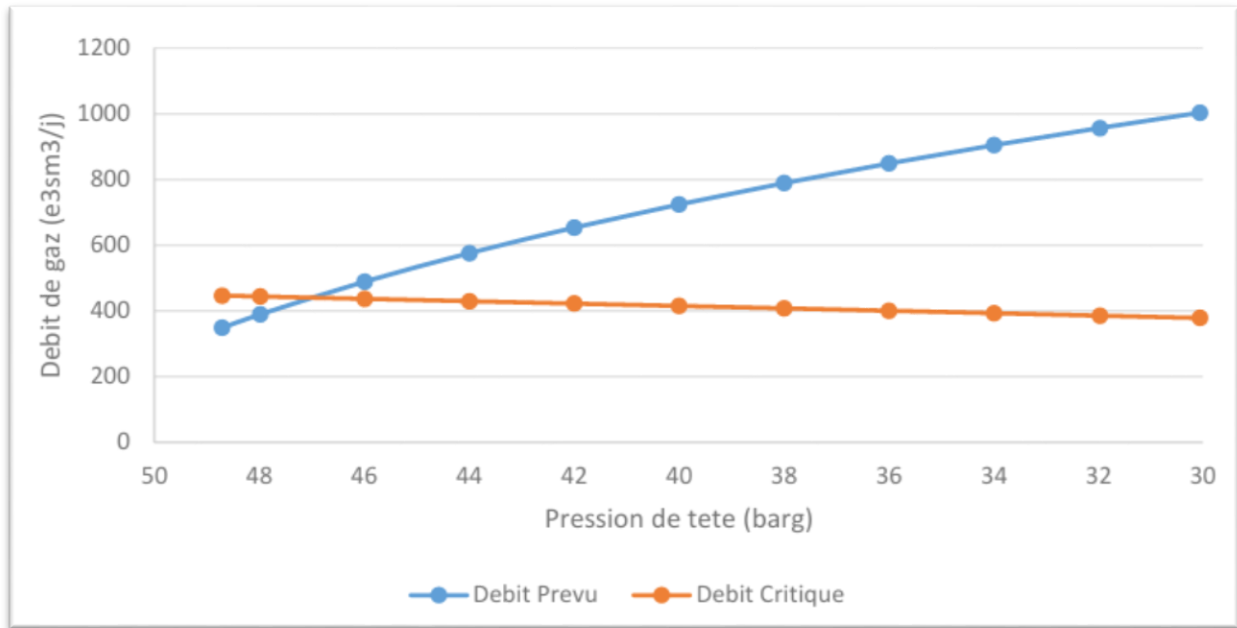


Figure IV. 16 Effet de la réduction de la WHP sur le liquid loading et le débit critique

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.

IV.3. Conclusion :

Dans ce chapitre, différentes méthodes analytiques ont été abordées. Parmi ces méthodes, deux techniques ont été envisagées pour le champ de Hassi R'mel : l'installation d'une velocity string et l'application de boosting. Sachant que la déplétion du réservoir est la principale cause de l'accumulation de liquide, la modification de la section transversale d'écoulement par l'installation d'une velocity string sous le tubage d'extrémité s'avère bénéfique à court terme. Cependant, le boosting peut souvent constituer la solution la plus économique pour maintenir les puits déliquifiés, permettant ainsi d'obtenir des débits de production plus élevés à des pressions de surface plus faibles.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Le but de cette étude était d'identifier et de prédire le début de la charge liquide dans les puits de gaz, et de résoudre ce problème par une ou plusieurs méthodes de portance artificielle que l'on souhaite manipuler avec elle (la méthode de la chaîne de vitesse et de la suralimentation). Afin de le satisfaire, l'étude de cas a été appliquée dans des puits de condensat gazeux du champ de Hassi R'mel à l'aide du logiciel Pipesim. Les conclusions suivantes ont été tirées sur la base de ces travaux:

- Le chargement de liquide est inévitable et pas toujours évident dans les puits de gaz lorsqu'il se produit; si un puits est chargé, il peut encore produire longtemps avant son obturation.
- La plupart des puits de gaz auront une charge de liquide à un moment donné au cours de la vie productive du puits.
- La reconnaissance de la charge liquide provient des symptômes du puits, de la vitesse critique et/ou de l'analyse nodale.
- La principale source de la charge liquide dans les puits de gaz du Hassi R'mel est l'eau salée de la formation.
- Le principal indicateur de la charge de liquide dans le champ de Hassi R'mel est le taux de production plus faible et la diminution de la pression de la tête du tube. Si ces signes apparaissent, le puits se fermera pendant un certain temps, et lorsqu'il sera rouvert, il produira brièvement puis mourra à nouveau. Mais, si le puits est rouvert vers la torche (réduction de la pression en tête de puits), le puits produira pendant longtemps.
- D'après l'analyse nodale, le puits HR041 et le puits HR126 et le puits HRC057 et le puits HR107 se chargent de liquide.
- La prédiction de l'apparition de la charge de liquide a été le moyen le plus efficace de gérer ou de contrôler son apparition.
- L'emplacement le plus probable de la charge initiale de liquide se situe entre le tube d'extrémité et la perforation (gros tubage) en raison de la faible vitesse du gaz.
- Le diamètre intérieur du tube est la variable la plus importante pour déterminer le taux de chargement critique du liquide et le début du chargement du liquide.
- VS de diamètre 2 7/8 est une taille appropriée pour le puits HR057

Conclusion générale

- L'utilisation de velocity string permet de retarder l'apparition de la chargement de liquide, mais ne la résout pas finalement; l'installation de la chaîne de vitesse sera une solution à court terme.
- Le boosting abaisse la pression de la tête de puits, augmente la vitesse et permet de décharger les liquides du puits. Par conséquent, il pourrait garder le puits exempt de liquides pendant longtemps.

Recommandations

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

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

Références bibliographiques

Références bibliographiques

1. Rapport de Production [Report]. - Hassi R'mel : [s.n.], Avril 2024
2. Internal Information of Hassi R'mel Field, Sonatrach, 2019 Internal Information of Hassi R'mel Field, Sonatrach, 2019.
3. X. Liu, Et al, Liquid Loading in Gas wells: from Core-Scale Transient Measurement to Coupled Field-Scale Simulations, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 157, pp. 1056-1066, 2017.
4. E. K. Bouw, Analysis of End of Field Life: Techniques and Predicting Liquid Loading Using Artificial Neural Networks, Master Thesis: Petroleum Engineering, Delft University of Technology, Netherlands, 2017.
5. O. Binli, Overview of Solutions to Prevent Liquid Loading Problems in Gas Wells, Master Thesis: Petroleum and Natural Gas Engineering, Middle East Technical University, Ankara, Turkey, 2009.
6. Amieibibama Joseph B.Eng., M.Eng., M.Sc. 2016, Investigation of Liquid Loading Phenomena in Gas Wells
7. J. F. Lea, H. V. Nickens, and M. R. Wells. Gas Well Deliquification. Elsevier, 2008.
8. C. M. Kukowitsch, Completion Options to Overcome Liquid Loading in Tail End Production Phase of Gas Wells, Master Thesis: Petroleum Production and Processing, Leoben University, Austria, 2013
9. Y. D. Nallaparaju, P. Deendayal, Prediction of Liquid Loading in Gas Wells, SPE paper 155356: presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA, 2012.
10. M. H. Yaqoup, Prediction of Liquid Loading in Gas well and solve it by Using Velocity String, Bachelor Thesis: Petroleum Engineering, Sudan University, Sudan, 2016.
11. Henry V. Nickens et Mike R. Wells, Gas Well Déliquification deuxième édition 2008, chapitre I1 Recognizing symptoms of liquid loading in gas well: Drop in tubing pressure with rise in casing pressure, Elsevier's Science & Technology Rights.
12. P. M. Ikpeka, M. O. Okolo, Li and Turner Modified Model for Predicting Liquid Loading in Gas Wells, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 9, pp. 1971-1993, 2018.

Références bibliographiques

13. Study of Identifying Liquid Loading in Gas Wells and Deliquification Techniques
Subhashini Sankar¹, S. Arul karthi² 1- Department of Petroleum Engineering, VISTAS,
Deemed to be University, Chennai.
14. T. R. Neves, R. M. Brimhall, Elimination of Liquid Loading in Low Productivity Gas Wells,
SPE paper 18833: presented at the Production Operations Symposium, Oklahoma, USA, 1989.
15. Natural Gas STAR Production Technology Transfer Workshop “Managing Venting for
Liquids Unloading” eid Smith Senior Climate Advisor – BP Denver, Colorado – February
16. A. Joseph, Et al, Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells, SPE paper
167603: presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos,
Nigeria, 2013.
17. E. Khomehchi, Et al, A Case Study to Optimum Selection of Deliquification Method for
Gas Condensate Well Design: South Pars Gas Field, Ain Shams Engineering Journal, vol. 7,
pp. 847-853, 2016.
18. J. F. Lea, H. V. Nickens, Solving Gas Well Liquid Loading Problems, SPE paper 72092,
2004.
19. Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods. 1984
20. J.D. Clegg, S. M. Buccaram, .N.W. Hein Jr., Recommendations and Comparisons
21. United States Environmental Protection Agency, 2010, Inventory of U.S. Greenhouse Gas
Emissions and Sinks, 1990—2008, U.S. EPA #430- R-10-606 (April 2010).
22. Wells, M., 2003, Gas Well Deliquification, Elsevier, USA.