

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de
la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

Mezani Youcef // Zebaghdi tadj Eddine

-THEME-

Conception d'un gaz lift continue d'un puits mort et augmentation de sa productivité

Soutenue le : 10 / 06 / 2026 devant la commission d'examen

Jures :

président	Mebrouk Ridha	Univ Ouargla
Examineur	Fifati Amria	Univ Ouargla
Rapporteur	Bouchireb Abdelouhab	Univ Ouargla

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Nous remercions Allah **سُبْحَانَهُ وَتَعَالَى**, Seigneur des mondes, qui nous as accordé la force, la patience et la guidance nécessaires à l'achèvement de ce travail universitaire. Nous Lui demandons d'accepter nos efforts, sincèrement pour Sa cause, et de bénir cette contribution à notre parcours de connaissance et de service.

Nous exprimons notre sincère gratitude au **Dr Bouchireb**, notre directeur de thèse, pour sa confiance, ses conseils constants et son précieux soutien tout au long de cette recherche. Son expertise et ses conseils ont été essentiels à la réussite de cette thèse.

Nous adressons également nos remerciements les plus sincères à notre codirectrice de thèse, pour sa perspicacité technique, ses remarques constructives et son aide constante à toutes les étapes de notre travail.

Nous sommes particulièrement reconnaissants président du jury.

Nous remercions examinateur, pour son temps, ses remarques et sa précieuse contribution à l'évaluation de cette thèse.

Nous tenons à remercier les enseignants et le personnel du Département de production d'hydrocarbures pour leur soutien académique et professionnel, leur dévouement à l'enseignement et pour nous avoir transmis les connaissances et les compétences qui ont façonné notre développement technique et scientifique.

Enfin, nous adressons nos sincères remerciements à l'équipe de la société **Sonatrach** pour son accueil chaleureux, sa collaboration et pour nous avoir offert l'opportunité d'appliquer nos connaissances dans un contexte industriel réel.

Nous prions Allah de bénir ce travail et de nous guider dans nos efforts futurs vers la connaissance, la sincérité et l'excellence.



Dédicace

"وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ عَلَيْهِ تَوَكَّلْتُ وَإِلَيْهِ أُنِيبُ"

Avant tout, je remercie Dieu le Tout-Puissant de m'avoir donné la force, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Je dédie ce modeste projet de fin d'études à mes très chers parents, qui ont toujours été présents à mes côtés, par leur amour, leurs sacrifices, leurs conseils et leurs encouragements permanents. Aucun mot ne saurait exprimer ma profonde gratitude et mon immense reconnaissance pour tout ce qu'ils ont fait pour moi. Que Dieu leur accorde une longue vie pleine de santé et de bonheur.

À ma famille,
pour son soutien moral, sa confiance et ses prières qui m'ont accompagné tout au long de mon parcours universitaire. Merci pour votre présence et votre affection inestimable.

À mes frères et sœurs,
pour leurs encouragements, leur aide et tous les moments de motivation qu'ils m'ont apportés.

À mes professeurs et particulièrement à mon encadreur, qui ont contribué à ma formation par leurs précieux conseils, leur patience et leurs connaissances. Je leur adresse mes sincères remerciements et mon profond respect.

À tous mes amis et collègues,
avec qui j'ai partagé des moments inoubliables durant mes années d'études, pour leur soutien, leur entraide et leur esprit d'amitié.

À toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je dédie enfin ce mémoire à tous ceux qui croient que le savoir, le travail et la persévérance sont les clés de la réussite.

Résumé

Notre travail a pour objectif, d'étudier sur l'optimisation de la production d'un puits pétrolier devenu inactif dans le champ de Hassi Messaoud. Avec le temps, l'augmentation importante de l'eau dans le puits a provoqué un arrêt de l'écoulement naturel du pétrole.

Pour relancer la production, une étude a été réalisée à l'aide du logiciel PIPESIM afin de concevoir un système de Gas Lift continu adapté au puits MD-204. Les simulations ont permis de déterminer les meilleures conditions de fonctionnement, notamment la profondeur d'injection, le nombre de valves et le débit optimal de gaz injecté.

Les résultats montrent qu'un débit d'injection de 1,1 MMscf/j permet de rétablir efficacement la production du puits avec une bonne performance en débit liquide et en production d'huile. Une analyse de sensibilité a également confirmé la fiabilité du système face aux variations de pression et de taux d'eau.

Cette étude souligne enfin l'importance des techniques d'activation artificielle pour prolonger la durée de vie des champs pétroliers matures et améliorer la récupération des hydrocarbures.

Summary

Our work aims to study the optimization of production from an inactive oil well in the Hassi Messaoud field. Over time, a significant increase in water in the well caused a cessation of natural oil flow.

To restart production, a study was conducted using PIPESIM software to design a continuous gas lift system adapted to the MD-204 well. Simulations allowed us to determine the best operating conditions, including the injection depth, the number of valves, and the optimal injected gas flow rate.

The results show that an injection flow rate of 1.1 MMscf/d effectively restores well production with good performance in terms of liquid flow and oil production. A sensitivity analysis also confirmed the system's reliability in the face of pressure and water content variations.

Finally, this study highlights the importance of artificial activation techniques for extending the lifespan of mature oil fields and improving hydrocarbon recovery.

ملخص

يهدف بحثنا إلى دراسة تحسين إنتاج بئر نفطية غير نشطة في حقل حاسي مسعود. مع مرور الوقت، أدى ارتفاع ملحوظ في نسبة الماء في البئر إلى توقف تدفق النفط الطبيعي.

لتصميم نظام PIPESIM لإعادة تشغيل الإنتاج، أجريت دراسة باستخدام برنامج سمحت لنا عمليات المحاكاة بتحديد MD-204 رفع غازي مستمر مكثف مع بئر أفضل ظروف التشغيل، بما في ذلك عمق الحقن، وعدد الصمامات، ومعدل تدفق الغاز الأمثل.

تظهر النتائج أن معدل تدفق حقن يبلغ 1.1 مليون قدم مكعب قياسي في اليوم يُعيد إنتاج البئر بكفاءة عالية من حيث تدفق السوائل وإنتاج النفط. كما أكد تحليل الحساسية موثوقية النظام في مواجهة تغيرات الضغط ومحتوى الماء.

وأخيرًا، تبرز هذه الدراسة أهمية تقنيات التنشيط الاصطناعي لإطالة عمر حقول

Mots clés

Optimisation de production , Hydrocarbures , Gas Lift continu , PIPESIM, Analyse nodale , Activation artificielle , Puits pétrolier , Hassi Messaoud , Débit d'injection , Water Cut (BSW) , Production d'huile , Sensibilité , Écoulement multiphasique ,Récupération des hydrocarbures

Keywords

Production optimization, Hydrocarbons, Continuous gas lift, PIPESIM, Nodal analysis, Artificial activation, Oil well, Hassi Messaoud, Injection flow rate, Water Cut (BSW), Oil production, Sensitivity, Multiphase flow, Hydrocarbon recovery

الكلمات المفتاحية

، تحليل العقد، PIPESIM تحسين الإنتاج، الهيدروكربونات، الرفع الغازي المستمر، برنامج التنشيط الاصطناعي، بئر نفط، حاسي مسعود، معدل تدفق الحقن، نسبة الماء في البئر، إنتاج النفط، الحساسية، التدفق متعدد الأطوار، استخلاص الهيدروكربونات

SOMMAIRE

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Sommaire.....	VI
Liste des figures.....	VII
Listes des tableaux.....	X
Abréviation.....	XI
Introduction.....	1

CHAPITRE I : Généralités sur la production pétrolière et leur méthodes

I.1 Introduction.....	3
I.2. Généralités sur les réservoirs pétroliers.....	4
I.3.Mécanismes de production.....	8
I.4.Productivité des puits.....	10
I.5 Méthodes d'activation artificielle.....	12
I.6. Introduction au Gas Lift.....	13
I.7.Conclusion.....	15

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

II.1.Introduction.....	16
II.2. Équipements du gas lift.....	16
II.2.1. Équipements de surface.....	17
II.2.2. Équipements de fond.....	18
II.2.2.1.Vannes de gas lift.....	18
II.2.2.2.Mandrins (SPM).....	19

SOMMAIRE

II.2.3. Principe de fonctionnement du gas lift.....	20
II.2.3.1. Gas lift continu.....	20
II.2.3.2. Gas lift intermittent.....	20
II.3. Différentes complétion de gas lift.....	21
II.3.1. Complétion pour gas lift direct.....	21
II.3.2. Complétion pour gas lift inverse.....	23
II.4. Conception d'un système de gas lift.....	25
II.4.1. Paramètres de conception.....	25
II.4.2. Espacement des vannes.....	26
II.4.3. Profondeur d'injection.....	26
II.4.4. Optimisation du débit de gaz injecté.....	27
II.5. Comportement du puits sous gas lift.....	27
II.5.1. Courbes VLP (Vertical Lift Performance)	28
II.5.2. Analyse nodale.....	29
II.6. Contraintes et limitations du gas lift.....	31
II.6.1. Disponibilité du gaz.....	31
II.6.2. Corrosion et dépôts.....	31
II.7. Conclusion.....	32

CHAPITRE III : application de gaz-lift a Hassi Messaoud

III.1. Introduction.....	33
III.2. Présentation de la région de Hassi Messaoud (HMD)	35
III.2.1. Situation géographique	35
III.2.2. Aspect géologique	36
III.2.3. Les champs de la région de HMD	37
III.2.4. Les propriétés des fluides du gisement	39
III.3. Le gaz-lift à Hassi Messaoud	40
III.3.1. Historique du gaz-lift à Hassi Messaoud	40

Sommaire

III.3.2. Le but du gaz-lift à Hassi Messaoud	41
III.3.3. Source du gaz-lift à Hassi Messaoud	41
III.3.4. Compositions du gaz-lift à Hassi Messaoud	42
III.3.6. Les problèmes liés au gaz-lift à Hassi Messaoud	44
III.5.Conclusion.....	45

CHAPITRE IV : modélisation et optimisation de système gas lift (étude de cas)

IV.1.Introduction.....	46
IV.2. Collecte des Données et Paramètres Fondamental.....	46
IV.2.1. Objectifs de la simulation et approche méthodologique.....	46
IV.2.2. Historique de forage et état actuel du puits	47
IV.2.3. Paramètres pétro physiques du réservoir (Cambrien).....	47
IV.2.4. Modélisation PVT et propriétés thermodynamiques du fluide	47
IV.2.5. Architecture mécanique de la complétion (Wellbore Equipment)	48
IV.3.. Diagnostic et Modélisation de l'État Initial (Puits Mort).....	49
IV.3.1 Évaluation de la Pression Hydrostatique et bilan d'énergie	49
IV.3.2 Construction du modèle sous PIPESIM.....	50
IV.3.3. Détermination de la courbe de (IPR) et (VLP).....	51
IV.3.4. Analyse Nodale avant activation	51
IV.4. Ingénierie et Conception du Système Gas Lift	51
IV.4.1. Critères de sélection et paramètres d'injection en surface	52
IV.4.2. Modélisation du gradient du gaz d'injection	52
IV.4.3. Processus de déchargement (Unloading Process)	52
IV.4.4. Calcul de l'espacement des mandrels.....	53
IV.4.5. Sélection des vannes de gas lift.....	53
IV.4.6.Validation de design sous PIPESIM.....	54
IV.5. Optimisation des Performances Post-Activation.....	54

IV.5.1. Établissement de la courbe de performance du Gas Lift (GLPC).....	54
IV.5.2. Analyse Nodale après activation et nouveau point de fonctionnement.....	54
IV.5.3. Évaluation du gain de production net et du rendement liquide	55
IV.5.4. Comparaison avant et après installation de gas lift.....	55
IV.6. Analyse de Sensibilité et Prévion du Comportement Futur.....	56
IV.6.1. Impactes de l'utilisation de gas lift	57
IV.6.2. analyse économique préliminaire.....	58
IV.6.3. Rosques opérationnels et mesures préventives.....	58
IV.7.conclusion.....	59
Conclusion Générale.....	XII
Recommandations.....	XIII
Références bibliographiques.....	XIV

Liste des figures

Figures	Page
Figure I.1 : les mécanismes de drainage	7
Figure I.2 : Méthodes d'activation artificielle	12
Figure I.3 : Types de Gas lift	14
Figure II.1 : Débit de fluide du réservoir à la sortie en fonction de, l'injection de gas lift	16
Figure II.2 : équipement de compression en surface	17
Figure II.3 : composition vannes de gas lift	18
Figure II.4 : Types des mandrines (SPM)	19
Figure II.5 : Principe de fonctionnement de gas lift	20
Figure II.6 : Complétion SPM cas du puit	21
Figure II.7 : Complétion chemisage 2"7/8	22
Figure II.8 : Complétion chemisage 2"7/8 avec dessalage	23
Figure II.9 : Complétion Tubing concentrique	23
Figure II.10: Gas lift double (dual gas lift)	24
Figure II.11 : La profondeur d'injection de gaz	26
Figure II.12 : Détermination du Qmax d'injection	27
Figure II.13 : courbes VLP et IRP	28
Figure II.14 : Les pertes de charge au cours de production	29
Figure II.15 : Les différentes positions possibles des nœuds	30
Figure III.1 : situation géographique de champ HMD	35

Figure III.3 : localisation de puit MD-204	38
Figure III.4 : Complétion GLS (A)	42
Figure III.5 : Complétion spéciale (B)	43
Figure III.6 : Complétion GLC	44
Figure IV.1 : complétion de puits HMD-204	48
Figure IV.2 : diagnostique par analyse nodale (VLP vs IRP)	50
Figure IV.3 : mécanisme d' injection de gaz et allègement de la colonne hydrostatique	52

Listes des tableaux

Tableaux	Page
Tableau I.1 : les méthodes d'activation artificielle	13
Tableau III.1 : Caractéristiques des principaux champs	39
Tableau III.2 : Les propriétés des fluide du gisement	39
Tableau III.3 : Compositions du gaz-lift à Hassi Messaoud	41
Tableau IV.1: caractéristiques de réservoir (HMD-204)	47
Tableau IV.2 : Données pour le Graphe d'Analyse Nodale	51
Tableau IV.3 : Résultats de simulation PIPESIM pour la GLPC	53
Tableau IV.4 : comparaison de production entre avant G.L et après	54
Tableau IV.5 : Évolution simulée par PIPESIM en fonction du BSW	55
Tableau IV.6 : Sensibilité PIPESIM à la baisse de pression du réservoir (Pr)	57

Abréviation

Abréviation	Signification
Bg	Facteur volumétrique de formation du gaz (m ³ /m ³)
BHP	La pression du fond de trou (bar)
Bo	Facteur volumétrique de formation (m ³ /m ³)
BP	Basse pression (bar)
COV	vannes opérées par le casing
D	Densité
Dg	Densité du gaz
FVF	Facteur volumétrique de formation (m ³ /m ³)
GOR	rapport volumique gaz/huile (m ³ /m ³)
H	Profondeur (m)
HP	Haute pression (bar)
IP	indice de productivité (b/j / psi)
K	Perméabilité (md)
Pb	Pression de bulle (bar)
Pwf	Pression du fond de puit (bar)
Pg	Pression de gisement (bar)
Pi	Pression initial de réservoir (bar)
Pr	Pression du réservoir (bar)
Ps	Pression du séparateur (bar)
Q	Débit (m ³ / j)
S	Skin (degré d'endommagement)
SPM	Side pocket mandrin
Sw	Saturation moyenne (%)
TOV	Vannes opérées par le tubing
VLP	Vertical left performance
Wc	le pourcentage de l'eau
Ws	Salinité de l'eau (ppm)
Ug	Viscosité du gaz (cpo)
Uo	Viscosité d'huile (cpo)
ΔP	Pertes de charge (bar)
Φ	Porosité (%)
SRP	Sucker Rod Pump
PCP	Progressing Cavity Pump



Introduction

Introduction

Introduction :

L'optimisation de la production des hydrocarbures constitue aujourd'hui un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière mondiale, dans un contexte marqué par la diminution progressive des réserves facilement exploitables et la nécessité d'améliorer le facteur de récupération des champs matures. Au cours de la vie productive d'un réservoir, la pression naturelle diminue progressivement, ce qui conduit à une réduction du débit de production et, dans certains cas, à l'arrêt complet de l'écoulement naturel du puits. Ces puits, communément appelés « puits morts », représentent un défi technique et économique important pour les opérateurs pétroliers.

Afin de maintenir ou de restaurer la production, le recours aux méthodes d'activation artificielle, communément appelées Artificial Lift, devient indispensable. Parmi ces méthodes, le Gas Lift occupe une place prépondérante, notamment dans les champs caractérisés par des conditions de production complexes, des débits élevés ou une forte présence de sable et d'eau. Le principe du Gas Lift repose sur l'injection de gaz à haute pression dans la colonne de production afin de réduire la densité du fluide et faciliter son écoulement vers la surface.

Le Gas Lift continu, en particulier, est largement utilisé pour la réactivation des puits morts et l'optimisation de leur productivité, grâce à sa flexibilité opérationnelle, sa fiabilité et sa capacité à s'adapter aux variations des conditions du réservoir. Toutefois, la conception d'un système de Gas Lift efficace nécessite une étude approfondie intégrant les paramètres réservoir, les caractéristiques des fluides, les conditions de surface ainsi que les contraintes économiques.

Dans ce contexte, le présent mémoire a pour objectif principal la conception d'un système de Gas Lift continu appliqué à un puits mort, dans le but d'augmenter sa productivité et d'améliorer sa performance globale. Cette étude repose sur une analyse nodale détaillée, une modélisation du comportement du puits ainsi qu'une optimisation des paramètres d'injection du gaz.

La méthodologie adoptée comprend l'étude théorique du Gas Lift, le diagnostic du puits candidat, la conception du système d'injection, la simulation numérique de la production et enfin l'évaluation technico-économique de la solution proposée.

Ce travail vise ainsi à contribuer à l'amélioration des stratégies d'exploitation des champs matures et à proposer une approche optimisée pour la remise en production des puits inactifs le comportement du puits ainsi qu'une optimisation des paramètres d'injection du gaz.

Introduction

La méthodologie adoptée comprend l'étude théorique du Gas Lift, le diagnostic du puits candidat, la conception du système d'injection, la simulation numérique de la production et enfin l'évaluation technico-économique de la solution proposée.

Ce travail vise ainsi à contribuer à l'amélioration des stratégies d'exploitation des champs matures et à proposer une approche optimisée pour la remise en production des puits inactifs

A decorative graphic of a scroll, rendered in a solid gold color. It features a vertical strip on the left side that curves at the top and bottom, and a horizontal strip at the top that also curves at its ends. The scroll is open, revealing a white rectangular area in the center where the text is located.

Chapitre I : Généralités sur La production pétrolière

CHAPITRE I : Généralités sur la production pétrolière

I.1 Introduction :

La production des hydrocarbures constitue une étape essentielle dans l'exploitation des réservoirs pétroliers, reposant initialement sur l'énergie naturelle présente dans le réservoir. Cette énergie permet aux fluides de remonter spontanément vers la surface, assurant ainsi une production efficace durant les premières phases d'exploitation, souvent caractérisées par des débits élevés et une rentabilité optimale. Toutefois, au fur et à mesure de l'exploitation, la pression du réservoir diminue progressivement en raison de la déplétion des fluides et de la dissipation de l'énergie naturelle, ce qui entraîne une baisse significative des performances de production.

Dans certains cas, cette diminution devient critique, rendant l'écoulement naturel insuffisant, voire impossible. Le puits cesse alors de produire de manière autonome, ce qui peut compromettre la rentabilité du champ pétrolier. Face à cette problématique, le recours à des techniques d'activation artificielle s'impose comme une solution incontournable pour prolonger la durée de vie des puits et optimiser la récupération des hydrocarbures.

Ainsi, ce chapitre a pour objectif de présenter les notions fondamentales liées à la production pétrolière, d'analyser les causes du déclin et de l'arrêt de production des puits, ainsi que de fournir un aperçu des principales méthodes d'Artificial Lift utilisées dans l'industrie, en mettant en évidence leur importance et leurs domaines d'application.

I.2. Généralités sur les réservoirs pétroliers :

I.2.2. Définition :

Un réservoir pétrolier peut être décrit comme une formation rocheuse située en profondeur, capable de stocker et de transmettre des fluides tels que l'huile, le gaz et l'eau. Cette roche contient un réseau tridimensionnel de pores interconnectés dans lesquels ces fluides sont accumulés. Pour que cette accumulation soit possible, le réservoir doit être recouvert par une roche

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

imperméable appelée roche couverture, qui empêche la fuite des hydrocarbures vers la surface. Deux propriétés fondamentales contrôlent le comportement d'un réservoir :

La porosité : qui représente la capacité de la roche à contenir des fluides. Elle correspond au volume des pores par rapport au volume total de la roche. Plus la porosité est élevée, plus la roche peut stocker d'hydrocarbures.

La perméabilité : qui traduit la capacité de la roche à laisser circuler ces fluides à travers son réseau poreux. Une bonne perméabilité est essentielle pour permettre la production.

Ainsi, un réservoir exploitable ne dépend pas uniquement de la présence d'hydrocarbures. Il doit également présenter une combinaison favorable de porosité, de perméabilité, d'une géométrie permettant le piégeage (appelée piège), et d'une couverture étanche assurant la conservation des fluides sur de longues périodes géologiques.

On peut aussi ajouter que l'hétérogénéité du réservoir (variations locales de porosité et de perméabilité) joue un rôle crucial dans la performance de production, rendant chaque réservoir unique et nécessitant des études détaillées avant exploitation.

I.2.3 Classification des réservoirs :

Les réservoirs pétroliers peuvent être classés selon plusieurs critères, notamment la nature des fluides qu'ils contiennent, le type de roche, et les mécanismes naturels qui assurent le déplacement des hydrocarbures.

a) Classification selon la nature des fluides :

Selon les conditions de pression et de température, ainsi que la composition des fluides, on distingue généralement trois grands types de réservoirs :

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

Réservoirs d'huile :

Dans ce cas, l'huile constitue la phase dominante. Elle peut être accompagnée d'un gaz dissous ou d'un chapeau de gaz libre. Le comportement de ce type de fluide varie selon sa composition, allant d'une huile lourde à une huile plus volatile.

Réservoirs gaz-condensat :

Ces réservoirs contiennent un gaz riche qui peut se transformer partiellement en liquide lors de la production, lorsque la pression diminue. Ce phénomène de condensation dans le réservoir, notamment près des puits, peut réduire la productivité et nécessite une gestion précise de la pression.

Réservoirs de gaz :

Le fluide est principalement gazeux, qu'il soit sec ou humide. Ces réservoirs présentent souvent une bonne récupération, mais restent très sensibles aux variations de pression, ce qui influence directement leur exploitation.

Cette classification est essentielle, car elle permet d'anticiper le comportement du réservoir au cours de la production et d'adapter les stratégies de développement.

b) Classification selon le type de roche :

La nature de la roche-réservoir influence fortement ses propriétés pétro physiques et son comportement :

Réservoirs gréseux (sandstones) :

Constitués de grains de quartz, de feldspaths et de fragments de roches, ces réservoirs présentent généralement une porosité inter granulaire bien développée. Ils sont souvent homogènes et offrent de bonnes conditions d'écoulement des fluides.

Réservoirs carbonatés :

Formés principalement de calcaires et de dolomies, ces réservoirs sont caractérisés par une grande complexité. La porosité peut être d'origine multiple

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

(inter granulaire, fissures, cavités), et leur hétérogénéité est souvent élevée en raison des processus de diagenèse tels que la dissolution ou la cimentation.

Réservoirs dans roches fines ou hybrides :

Ils comprennent des roches à très faible perméabilité comme les schistes ou les roches serrées. La porosité y est généralement très fine (micro à nano-échelle), ce qui limite l'écoulement naturel des fluides. Ces réservoirs sont souvent qualifiés de non conventionnels et nécessitent des techniques spécifiques comme la fracturation hydraulique pour être exploités.

On distingue ainsi deux grandes familles : les réservoirs conventionnels, relativement faciles à produire, et les réservoirs non conventionnels, qui demandent des technologies avancées et des investissements plus importants.

c) Classification selon les mécanismes de drainage :

Le drainage d'un réservoir dépend de l'énergie naturelle qui permet de déplacer les hydrocarbures vers les puits. Plusieurs mécanismes peuvent être observés :

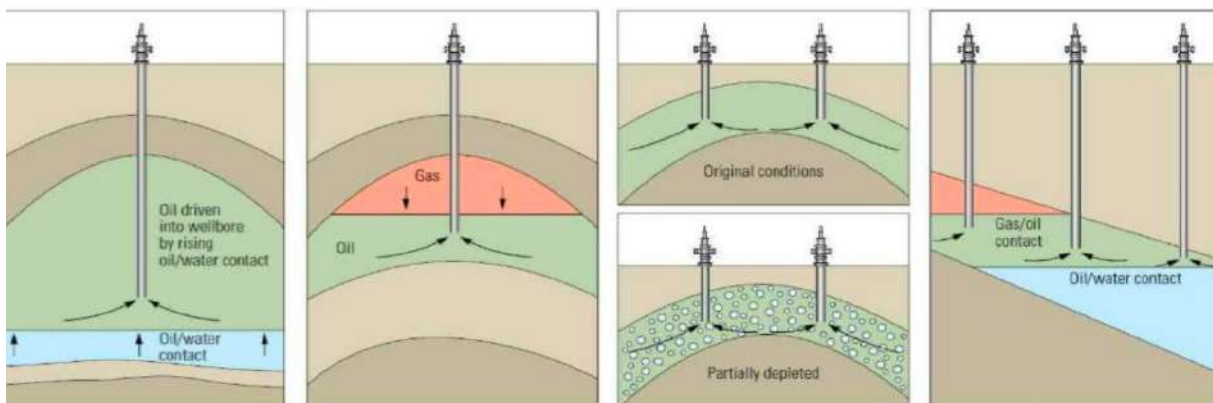


Figure I.1 : les mécanismes de drainage

Source : Vogel, J.V. (2006). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive

Drive par gaz en solution : Lorsque la pression diminue, le gaz dissous dans l'huile se libère et contribue à pousser les fluides. Ce mécanisme est généralement associé à une chute rapide de pression.

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

Drive par chapeau de gaz :

L'expansion d'un chapeau de gaz situé au-dessus de l'huile fournit une énergie supplémentaire, permettant un meilleur maintien de la pression par rapport au cas précédent.

Drive par aquifère :

L'eau provenant d'un aquifère adjacent ou sous-jacent envahit progressivement le réservoir, poussant l'huile vers les puits. Ce mécanisme permet souvent de maintenir la pression, mais entraîne une augmentation progressive de la production d'eau.

Drainage gravitaire :

Dans certains cas, la gravité joue un rôle dominant en provoquant la séparation verticale des phases (gaz en haut, huile au milieu, eau en bas), favorisant ainsi le déplacement naturel des fluides.

Drive combiné :

La plupart des réservoirs réels présentent une combinaison de plusieurs mécanismes, rendant leur comportement plus complexe à prévoir.

Dans les réservoirs naturellement fracturés, il est également important de considérer le rôle des fractures, qui peuvent constituer les principales voies d'écoulement, tandis que la matrice rocheuse assure principalement le stockage des hydrocarbures.

I.3.Mécanismes de production naturelle :

La production primaire se fait grâce à un ou plusieurs des mécanismes suivants :

I.3.1 Expansion de roche et de fluide (liquid and rock expansion drive) :

Quand la pression chute, les fluides légèrement compressibles (huile, eau) et la roche se détendent, ce qui libère un faible volume supplémentaire.

Facteur de récupération typique très faible, de l'ordre de 1–5 % de l'huile initiale en place (OOIP)

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

I.3.2 Solution gas drive (gaz dessous) :

Le gaz dissous dans l'huile se dégage lorsque la pression descend sous la pression de bulle, formant une phase gaz qui se dilate et pousse l'huile vers les puits .

Caractérisé par une chute rapide de pression, une augmentation continue du GOR puis une baisse de production.

Récupération typique : 10–30 % OOIP

I.3.3. Gas cap drive (drive par chapeau de gaz) :

Un chapeau de gaz libre surplombe l'huile. À mesure que la pression diminue, ce gaz se dilate et s'étend vers le bas, refoulant l'huile vers les puits

La pression diminue plus lentement que pour un pur solution gas drive, avec une récupération plus élevée, typiquement 30–40 % OOIP

I.3.4. Aquifer drive (water drive) :

Un aquifère latéral ou sous-jacent alimente le réservoir en eau. L'eau s'avance et déplace l'huile vers les puits à mesure que l'huile est produite

La pression reste longtemps proche de la pression initiale, mais la production finit par être limitée par l'arrivée d'eau (water cut croissant).

Facteur de récupération souvent autour de 50 % OOIP pour des aquifères forts

I.3.5. Gravitational drainage (drainage gravitaire) :

La ségrégation gravitaire fait descendre l'huile plus dense et monter le gaz plus léger ; combinée à une bonne connectivité verticale, elle permet un balayage efficace.

En conditions idéales, la récupération peut atteindre 50–80 % OOIP.

Chapitre I: Généralités sur la production pétrolière

Peut apporter un supplément de récupération, de l'ordre de 10 % ou plus d'OOIP dans certains cas

I.3.7. Combination drive (drive combiné) :

En pratique, la plupart des réservoirs sont contrôlés par une combinaison de plusieurs mécanismes : solution gas + water drive, gas cap + water drive, etc..

Les performances observées (profil de pression, GOR, apparition de l'eau) sont la signature de ce drive combiné.

I.4. Productivité de puits :

I.4.1. Indice de productivité (IP) :

L'indice de productivité, souvent noté IP ou J, est un paramètre fondamental en ingénierie des réservoirs. Il permet d'évaluer la capacité d'un puits à produire en fonction de la différence entre la pression du réservoir et la pression au fond du puits.

Il est défini par la relation suivante :

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Cette relation montre que plus la différence de pression (appelée drawdown) est importante, plus le débit peut augmenter.

Un indice de productivité élevé indique généralement :

- une bonne qualité de réservoir (perméabilité élevée)
- une faible résistance à l'écoulement
- un faible endommagement autour du puits (skin faible).

À l'inverse, un IP faible peut révéler des problèmes tels que le colmatage de la formation, des dépôts ou une mauvaise complétion du puits. En pratique, l'IP est donc un indicateur clé pour diagnostiquer l'état du puits et suivre son évolution au cours du temps.

.

Chapitre I: Généralités sur la production pétrolière

I.4.2. Relation IPR (Inflow Performance Relationship) :

La relation IPR (Inflow Performance Relationship) décrit le comportement du puits du point de vue du réservoir. Elle établit un lien entre le débit de production et la pression au fond du puits pour une pression de réservoir donnée.

Pour les réservoirs d'huile, en particulier lorsque les fluides sont légèrement compressibles, une relation simplifiée peut être utilisée. Cependant, lorsque le comportement devient non linéaire (présence de gaz dissous), on utilise fréquemment la corrélation de Vogel :

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

Q_{max} est le débit maximal lorsque $P_{wf}=0$

Cette équation permet de tracer la courbe IPR, qui est essentielle pour comprendre la performance du puits.

L'IPR joue un rôle central dans l'analyse nodale, une méthode qui consiste à comparer :

- la capacité du réservoir à fournir les fluides (inflow),
- et la capacité du système de production à les transporter vers la surface (outflow).

Le point d'intersection entre ces deux courbes représente le point de fonctionnement réel du puits. Cette approche est très utilisée pour optimiser la production et choisir les équipements adéquats.

1.4.3. Facteurs influençant la productivité :

La productivité d'un puits n'est pas constante ; elle dépend de plusieurs paramètres liés au réservoir, au puits et aux conditions d'exploitation.

Parmi les facteurs les plus importants :

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

Les propriétés du réservoir :

La pression initiale, la perméabilité, la porosité, ainsi que la viscosité des fluides influencent directement la capacité d'écoulement. Une perméabilité élevée et une faible viscosité favorisent une meilleure productivité.

Le drawdown ($P_r - P_{wf}$) :

Une diminution de la pression au fond du puits augmente le débit. Toutefois, un drawdown trop important peut provoquer des effets indésirables comme la remontée d'eau (water coning) ou de gaz (gas coning), ce qui dégrade la production.

Le facteur de skin (S) :

Il représente les effets d'endommagement, colmatage, dépôts, dommages chimiques ou mécaniques diminuent fortement l'IP

Taux d'eau et GOR :

augmentation du water cut ou du GOR modifie la mobilité du fluide et la courbe IPR

I.5. Méthodes d'activation artificielle :

I.5.1 Définition :

Une méthode d'activation artificielle (artificial lift) est un système qui ajoute de l'énergie à la colonne de fluide dans le puits pour démarrer ou augmenter la production lorsque l'énergie naturelle du réservoir est insuffisante. Elle réduit la pression fond de puits effective et/ou le poids de la colonne, prolongeant la vie productive du puits

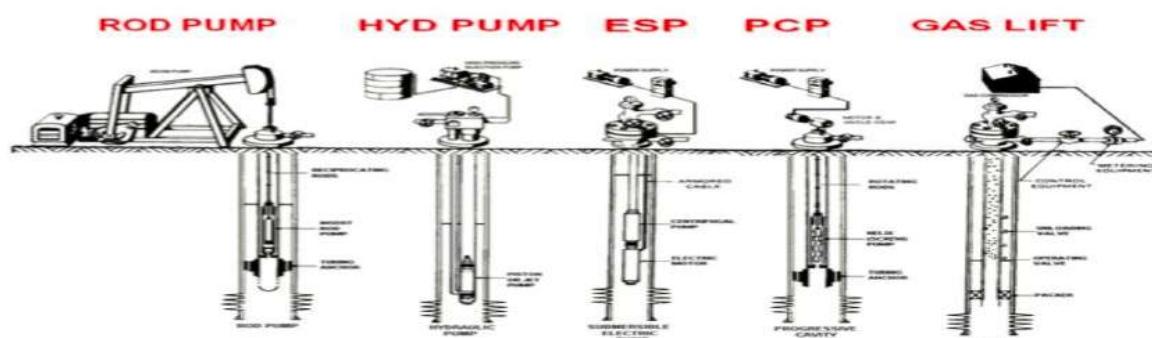


Figure I.2 : Méthodes d'activation artificielle
Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière
Source : Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods

I.5.2. Classification des méthodes¹² d'activation artificielle :

Méthode	Atouts clés
Rod pump (SRP)	Simple, robuste, peu coûteux
Pompe ESP	Très hauts débits, profondeurs importantes
Pompage hydraulique	Installation flexible, puits déviés
PCP	Adapté aux huiles visqueuses, sableuses
Gas lift	Simple, flexible, bien adapté aux débits moyens à élevés, tolère le sable
Hybride (ESP+gas lift)	Améliore la durée de vie ESP, forte productivité

Tableau I.1 : les méthodes d'activation artificielle

Le choix optimal dépend de la profondeur, du débit souhaité, des propriétés du fluide, de la disponibilité d'énergie et de gaz, et de la stratégie économique globale

I.6. Introduction au Gas Lift :

I.6.1 Définition du gas lift :

Le Gaz-lift est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. C'est le procédé qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel.

Cette technique agit :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gaz-lift continu).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (Gaz-lift intermittent)

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

I.6.2. Types de gas lift :

On distingue principalement :

a) Gas lift continu :

- Le gaz est injecté en continu à un débit ajusté pour réduire durablement la densité de la colonne.
- Adapté aux puits à débits moyens ou élevés et souvent à GOR élevé.
- Système simple, robuste, facile à contrôler et à optimiser.

b) Gaz lift intermittent :

- Le gaz est injecté par bouffées périodiques, poussant des slugs de liquide vers la surface.
- Recommandé pour les puits à basses productivités ou faible pression de réservoir.
- Moins efficace à haut débit mais permet de produire des puits marginalement productifs.

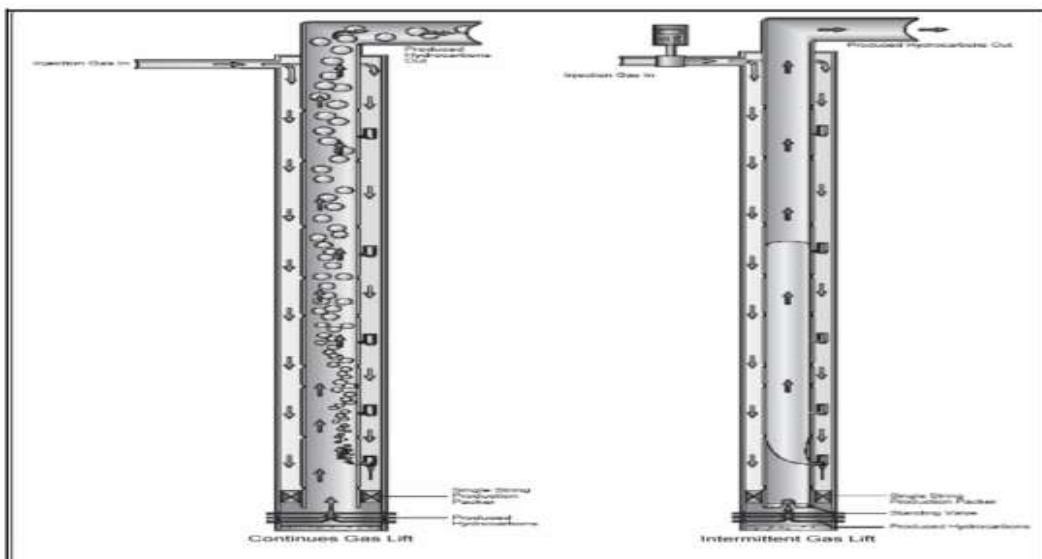


Figure I.3 : Types de gas lift

Source : Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

I.7.Conclusion :

La productivité d'un puits est caractérisée par l'indice de productivité et l'IPR, fortement influencés par les conditions de réservoir, la pression fond de puits et l'état near-wellbore. Lorsque l'énergie naturelle devient insuffisante, il est nécessaire de recourir à une méthode d'activation artificielle. Le choix entre rod pump, ESP, PCP, pompage hydraulique, gas lift ou systèmes hybrides dépend des caractéristiques du puits et des contraintes économiques. Le gas lift, en versions continue et intermittente, reste une méthode particulièrement flexible et robuste pour optimiser la production dans de nombreux contextes.

A decorative graphic consisting of a horizontal scroll with a gold-colored body and a light gray background. The scroll has rounded ends and a vertical strip on the left side. The text is centered on the gold-colored part of the scroll.

CHAPITRE II :

Système de Gas Lift

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

II.1. Introduction :

Le système de Gas Lift constitue l'une des méthodes les plus utilisées dans l'industrie pétrolière pour l'optimisation de la production des puits. Il repose sur l'injection de gaz sous pression dans la colonne de production afin de réduire la densité du fluide et faciliter ainsi sa remontée vers la surface. Cette technique est particulièrement efficace dans les puits où la pression naturelle du réservoir est insuffisante pour assurer un écoulement optimal.

La conception d'un système de Gas Lift nécessite une compréhension approfondie des paramètres du puits, des propriétés des fluides ainsi que des conditions d'exploitation. Elle implique également le choix adéquat des équipements, tels que les vannes de Gas Lift et les points d'injection, afin de garantir une performance optimale et une efficacité énergétique maximale.

Dans ce chapitre, nous allons examiner les principes fondamentaux du fonctionnement du Gas Lift, ainsi que les critères et méthodologies essentiels pour sa conception et son dimensionnement.



Figure II.1 : Débit de fluide du réservoir à la sortie en fonction de l'injection de gaz lift

Source : Schlumberger PIPESIM (2022)

II.2. Équipements du gas lift :

II.2.1. Équipements de surface :

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

L'équipement de surface se compose de ; dispositifs de mesure, dispositifs d'injection, et la ligne de gas lift qui permet l'acheminement de gaz d'injection depuis la source jusqu'au puits, cette ligne renferme plusieurs vannes qui permettent en générale, l'isolement d'une partie ou l'ouverture à la torche suivant leur emplacement.

a) Dispositif d'injection :

Représenté par une duse réglable placée sur la conduite d'arrivée du gaz avant la vanne d'annulaire, permet d'assurer et de régler le débit de gaz injecté.

b) Dispositif de mesure :

En surface le système d'injection doit être équipé par de dispositifs de mesure, et ceci pour le bon fonctionnement du système de gas lift, les paramètres à mesurer sont la pression et le débit d'injection.

Les dispositifs de mesure sont les manomètres (pour mesurer les pressions tbg et csg), et un dispositif de mesure de débit représenté par l'orifice de DANNIEL et un enregistreur de type BARTON.

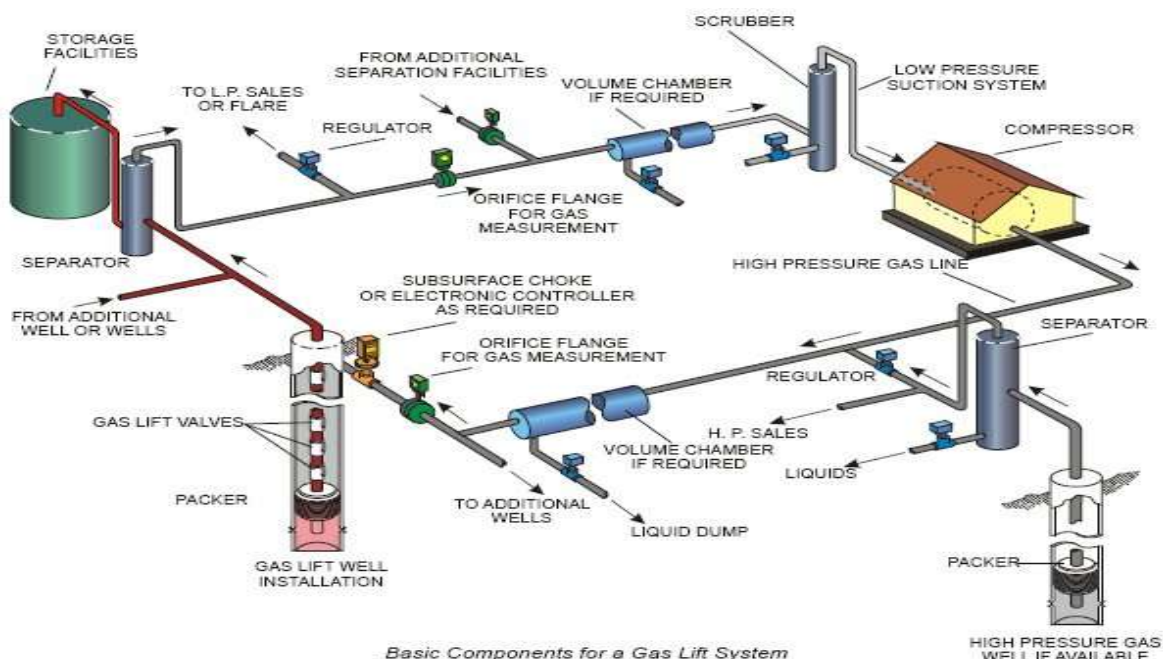


Figure II.2 : équipement de compression en surface

Source : Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

II.2.2. Équipements de fond :

L'équipement de fond d'une installation gaz-lift 'standard' est constitué de mandrins et de vannes de gaz-lift.

La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisées dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

II.2.2.1. Vannes de gas lift :

A) Les vannes opérées par le casing (casing operated valves)
Elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing)

B) Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves)
Elles sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing)

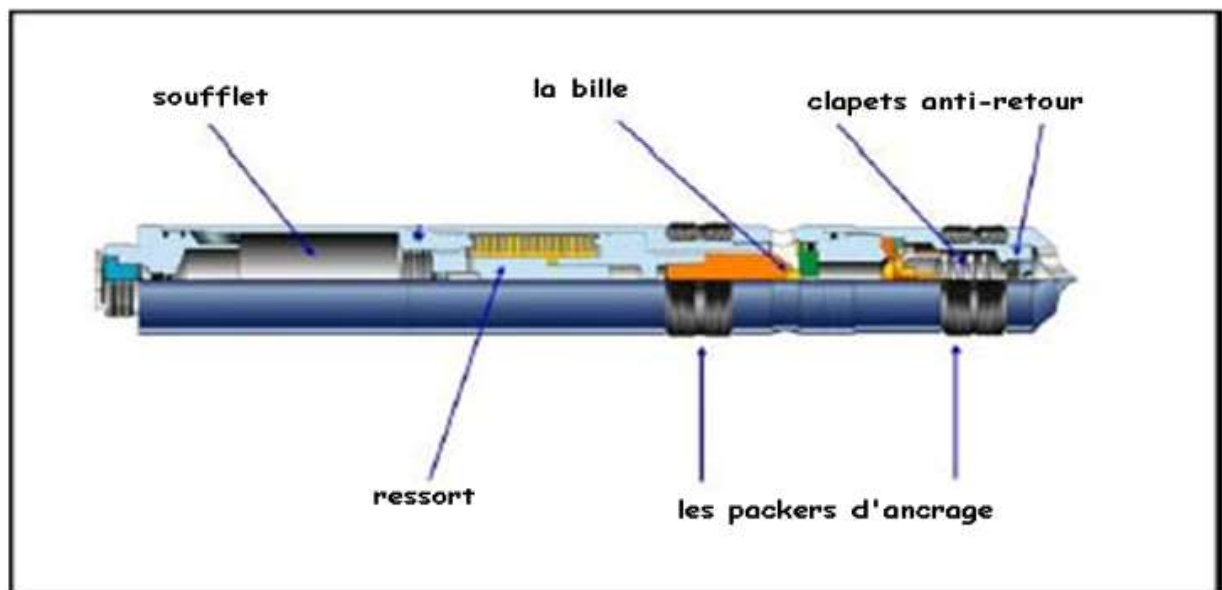


Figure II.3 : composition vannes de gas lift

Source : Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

II.2.2.2. Mandrins (SPM) :

Le mandrin est un tubing avec une architecture, placé dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. Il permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

- On peut trouver principalement trois types de mandrins :

A) Mandrins conventionnels :

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing. (plus ancien)

B) Mandrins à poche latérale :

Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline.

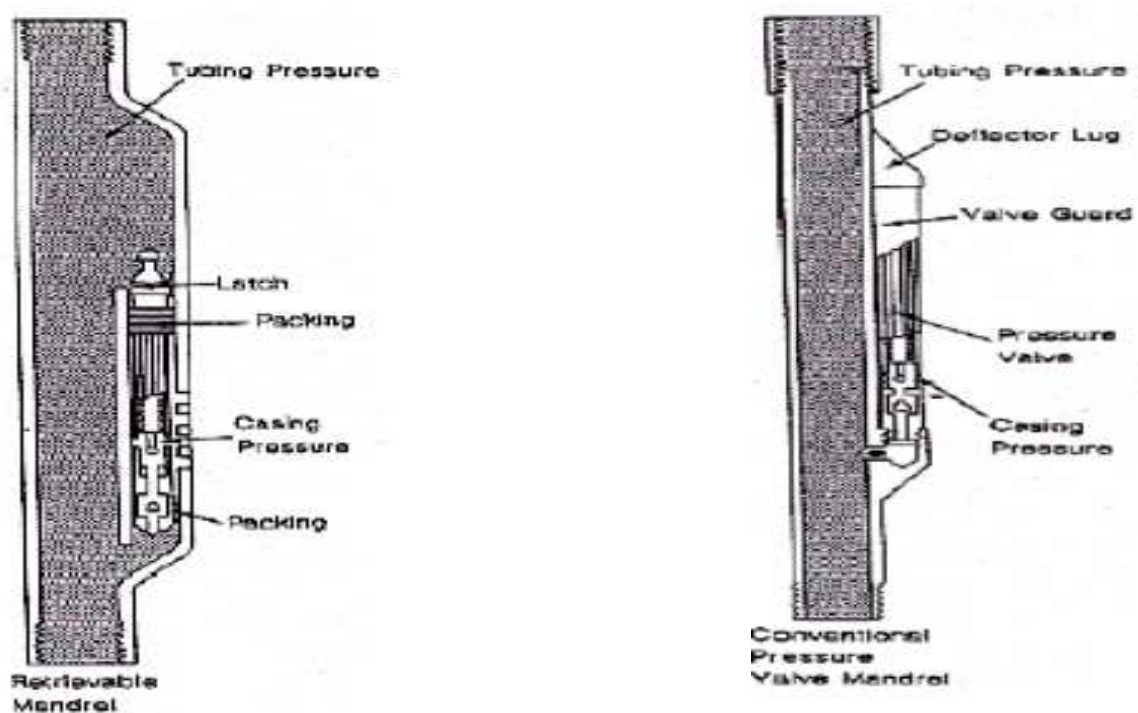


Figure II.4 : Types des mandrines (SPM)

Source : Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

II.2.3. Principe de fonctionnement du gas lift :

Le principe de gas lift est reposé sur l'injection de gaz depuis la surface, à travers l'annulaire avec un débit et une pression bien

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

déterminés ; le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing ; et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au dessus

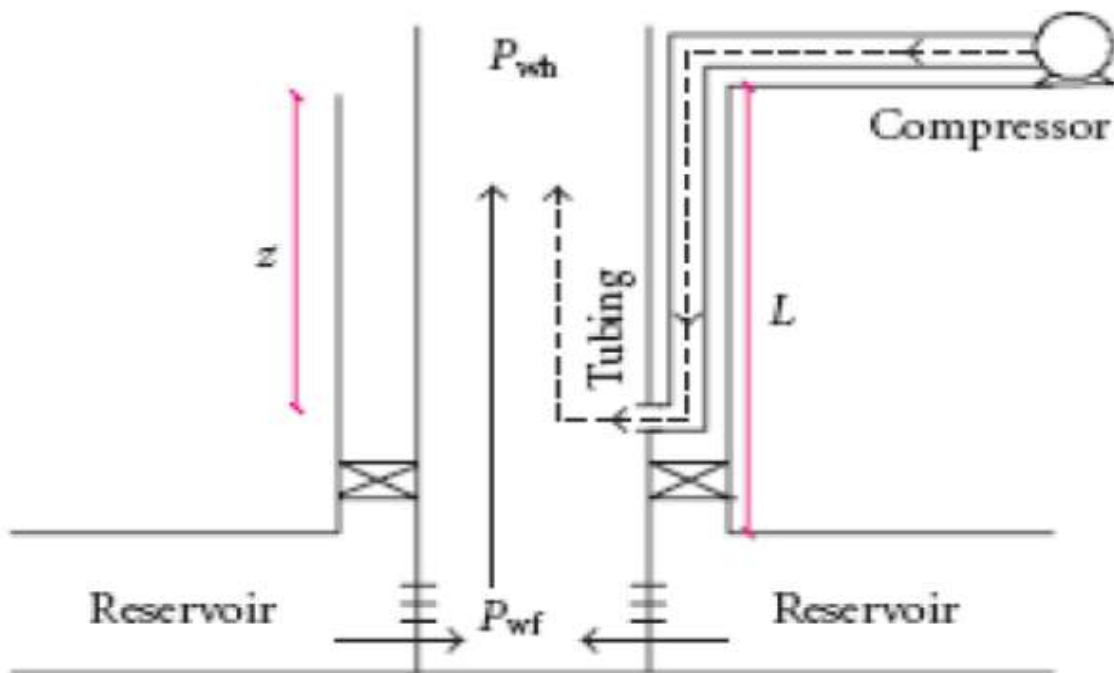


Figure II.5 : Principe de fonctionnement de gas lift
Source : Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

II.2.3.1. Gas lift continu :

Le gas lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif.

II.2.3.1 Gas lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. la pression sur la couche se diminue, celle-ci se

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

met à rééditer et le liquide qui s'accumule au dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

II.3. Différentes complétion de gas lift :

II.3.1. Complétion pour gas lift direct :

II.3.1.1. Complétion SPM (Side pocket mandrel) :

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et à travers des vannes SPM et la production se fait à travers le tubing. C'est le design gas lift le plus utilisé au monde. Les vannes de décharge SPM et l'orifice sont manœuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2" 7/8 et plus, placées à des profondeurs différentes et permettent d'alléger progressivement la colonne d'huile.

Le packer est parfois équipé d'un by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible dans le puits.

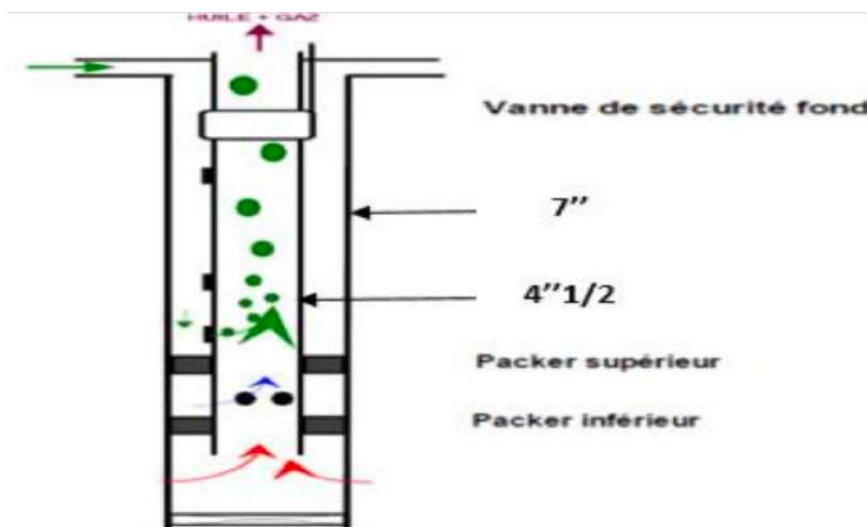


Figure II.6 : Complétion SPM cas du puit

Source : document Sonatrach (2023)

II.3.1.2. complétion Chemisage 2"7/8 :

Dans cette complétion, on descend un chemisage 2"7/8 dans le tubing 4"1/2 et l'injection de gaz se fait à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) tandis que la production d'huile dans le chemisage 2"7/8. C'est le

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

design gas lift le plus fréquent dans le champ de HMD, de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle

II.3.1.3. Complétion Chemisage 2"7/8 avec dessalage :

Ce type de complétion est utilisé à la fois pour le gas lift et le dessalage de puits par l'injection d'eau. L'injection du gaz et de l'eau se font dans la même partie annulaire entre le tubing 4"1/2 et le chemisage 2"7/8.

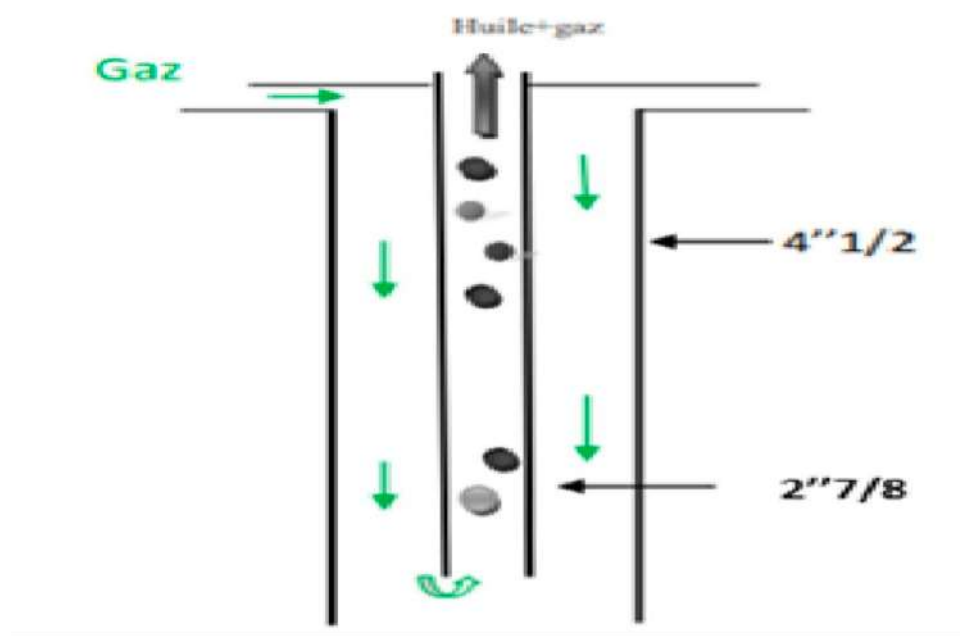


Figure II.7 : Complétion chemisage 2"7/8

Source : document Sonatrach (2023)

II.3.1.4. Complétion Chemisage 2"7/8 avec dessalage :

Ce type de complétion est utilisé à la fois pour le gas lift et le dessalage de puits par l'injection d'eau. L'injection du gaz et de l'eau se font dans la même partie annulaire entre le tubing 4"1/2 et le chemisage 2"7/8.

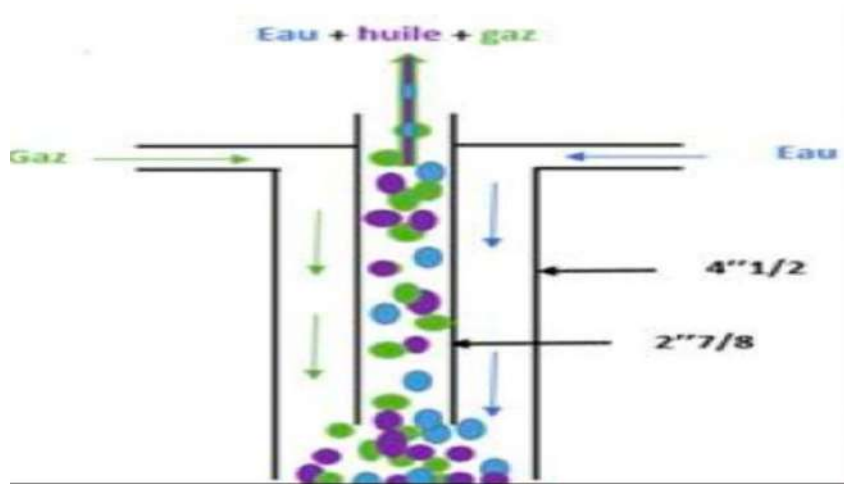
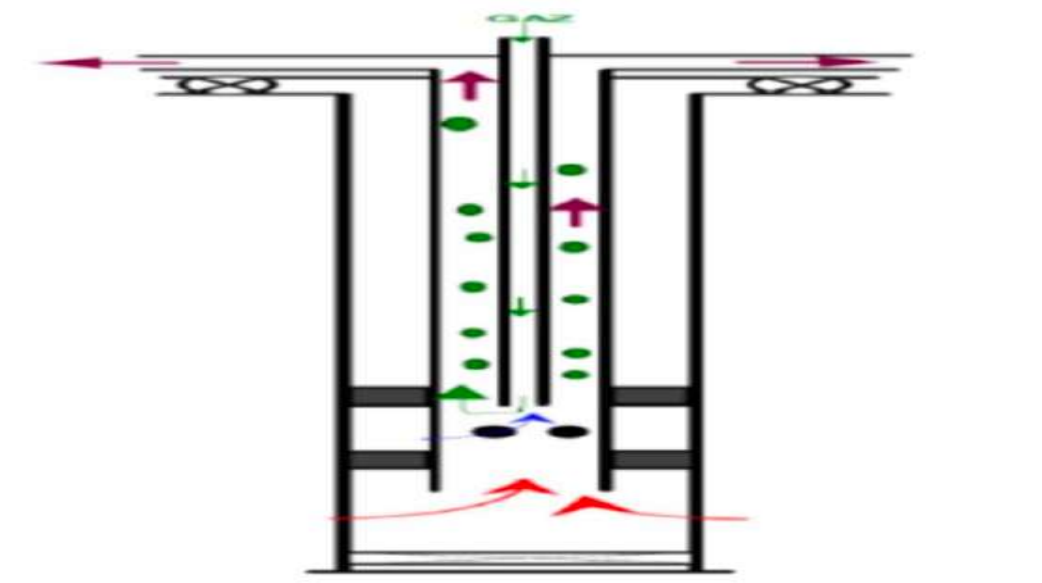


Figure II.8 : Complétion chemisage 2"7/8 avec dessalage

II.3.2. Complétion pour gas lift inverse :

II.3.2.1. Tubing concentrique (Concentric tubing string) :

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant car évite un workover lourd. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gas lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le « macaroni » est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.



II.3.2.2. Gas lift avec production dans le casing :

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est à dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température,
- De gros volumes de gaz sont nécessaires
- Le design et les équipements sont spéciaux,

II.3.2.3. Gas lift double (dual gas lift) :

Les complétions doubles ne sont ni faciles à descendre, ni faciles à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée (Comminges production). parmi les problèmes de complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire
- L'encombrement des mandrins à poche. En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher au passage du tubing remonté en premier.



Figure II.10: Gas lift double (dual gas lift)

Source : document Sonatrach (2023)

II.3.2.4. Gas lift parallèle (parallel gas lift) :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas lift double au niveau de la mise en place de la complétion.

Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit du réservoir. Cette complétion est utilisée lorsque le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gas tight).

II.3. Conception d'un système de gas lift :

II.3.1. Paramètres de conception :

Au démarrage du système de Gas Lift, seules les vannes les plus profondes s'ouvrent initialement sous l'effet de la pression hydrostatique. Lorsque la pression de gaz est appliquée dans l'espace annulaire, toutes les vannes s'ouvrent temporairement, permettant le transfert du liquide vers le tubing.

Progressivement, la première vanne devient active : le gaz injecté pénètre dans le tubing et expulse le liquide vers la surface. À mesure que le niveau de liquide dans l'annulaire diminue, les vannes supérieures se ferment et les vannes plus profondes prennent le relais. Ce processus se répète de vanne en vanne, entraînant l'éjection successive des bouchons de liquide entre les différentes profondeurs.

Ainsi, l'injection de gaz atteint progressivement la profondeur finale sans nécessiter une pression initiale élevée, tandis que l'annulaire se vide graduellement. Cette opération, appelée décharge du puits, est automatique mais doit être surveillée, notamment à l'aide de l'échométrie.

Enfin, il est essentiel de maintenir un débit d'injection modéré au début afin d'éviter une montée de pression trop rapide et de limiter les risques d'érosion des vannes.

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

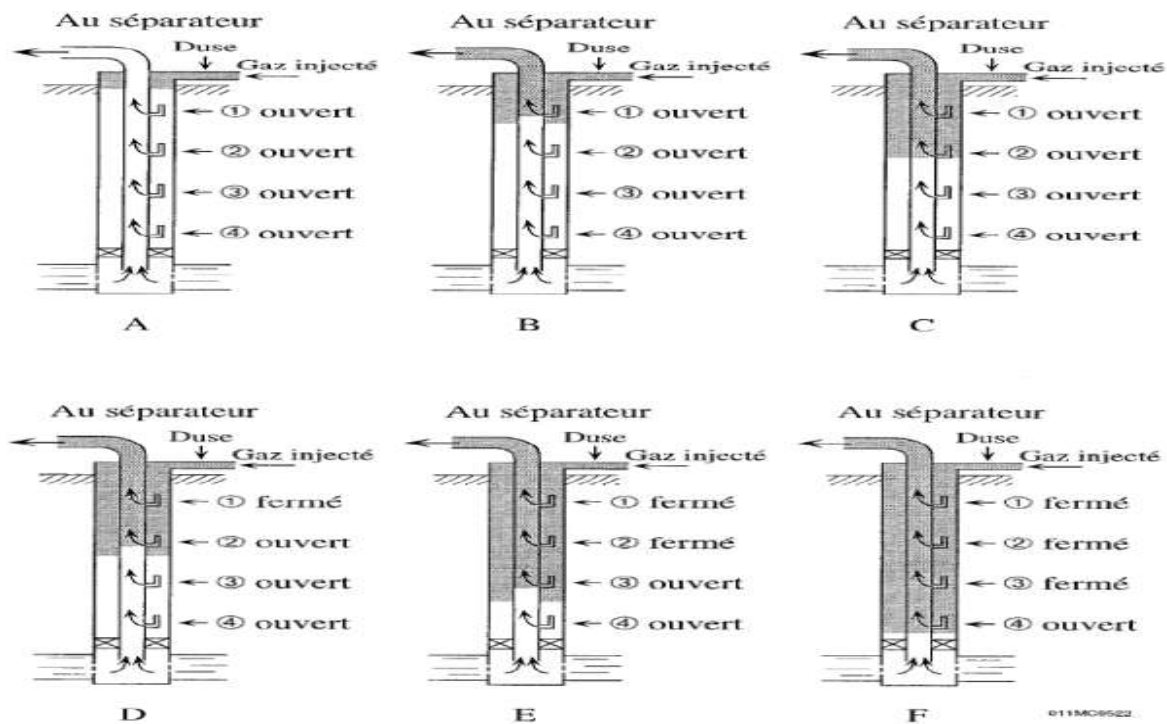


Figure II.11 : système de gas lift

Source : document Sonatrach (2023)

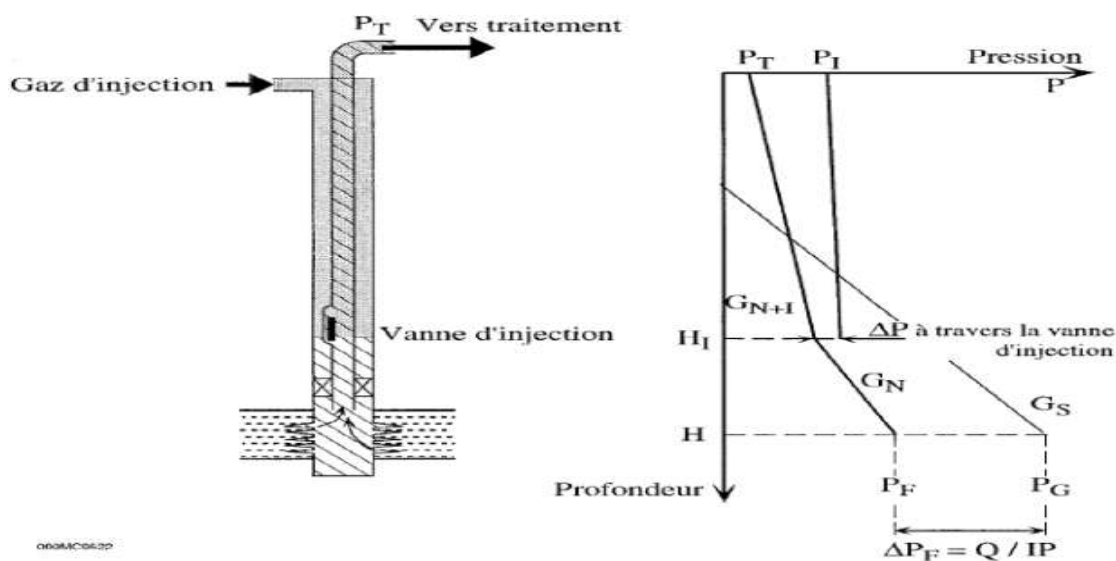
II.3.2.: Espacement des vannes :

L'espacement des vannes de décharge dans un système de gas-lift constitue un élément essentiel pour assurer une mise en production efficace et progressive du puits. Ces vannes sont disposées le long de la colonne de tubing à des profondeurs soigneusement calculées en fonction de plusieurs paramètres, notamment la pression de gaz disponible en tête, le gradient de gaz, le gradient statique du fluide et la contre-pression dans le tubing. Le principe repose sur un réglage de pressions d'ouverture et de fermeture décroissantes avec la profondeur, permettant une activation séquentielle des vannes depuis la surface vers le fond. La vanne supérieure, appelée vanne de kick-off, est généralement conçue pour s'ouvrir en premier sous une pression plus élevée afin d'initier la décharge du fluide. Au fur et à mesure que le niveau de liquide diminue et que la pression dans l'annulaire chute, les vannes supérieures se ferment automatiquement tandis que les vannes plus profondes prennent le relais,

jusqu'à atteindre le point d'injection final. Ainsi, un bon espacement des vannes garantit non seulement une optimisation de l'injection de gaz mais aussi un fonctionnement automatique du système sans intervention en surface

II.3.3. Profondeur d'injection :

Plus le point d'injection est profond, plus le gas lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.



Takacs, G. (2005). Gas Lift Manual

II.3.4. Optimisation du débit de gaz injecté :

le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum de pertes de charges gravitationnelles et en même temps le minimum des pertes de charges dues aux frottements des fluides sur les parois du tubing.

Un excès de gaz peut causer une perte de production d'huile car si on injecte un très grand débit de gaz, on va avoir un débit important dans le tubing et le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d'huile produite.

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

Il faut donc:

- 1- Trouver le $Q_{\max}$ d'injection de gaz qu'il ne faut pas dépasser
- 2- : Trouver le $Q_{\max}$ d'injection qui va nous donner la production optimale avec un minimum de pertes de charges.

Détermination du $Q_{\max}$ d'injection :

La détermination du se fait avec PIPESIM en cliquant sur opérations et après on choisit artificial lift performance, comme le montre l'image suivante :

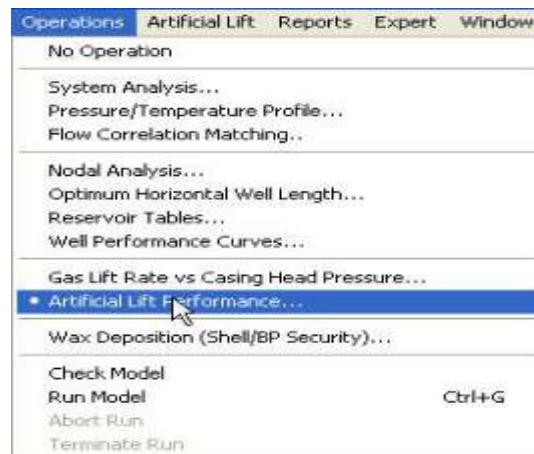


Figure II.13 : Détermination du $Q_{\max}$ d'injection

Schlumberger PIPESIM (2022)

II.4. Comportement du puits sous gas lift :

II.4.1. Courbes VLP (Vertical Lift Performance) :

La courbe VLP montre la pression nécessaire au fond du puits (Bottom Hole Pressure – BHP) pour remonter les fluides (huile, gaz, eau) jusqu'à la surface, en fonction du débit.

La courbe VLP est très importante dans le cas du gas lift. Quand on injecte du gaz dans le tubing, cela rend le fluide plus léger, donc il remonte plus facilement vers la surface. Résultat : les pertes de charge diminuent et la courbe VLP descend.

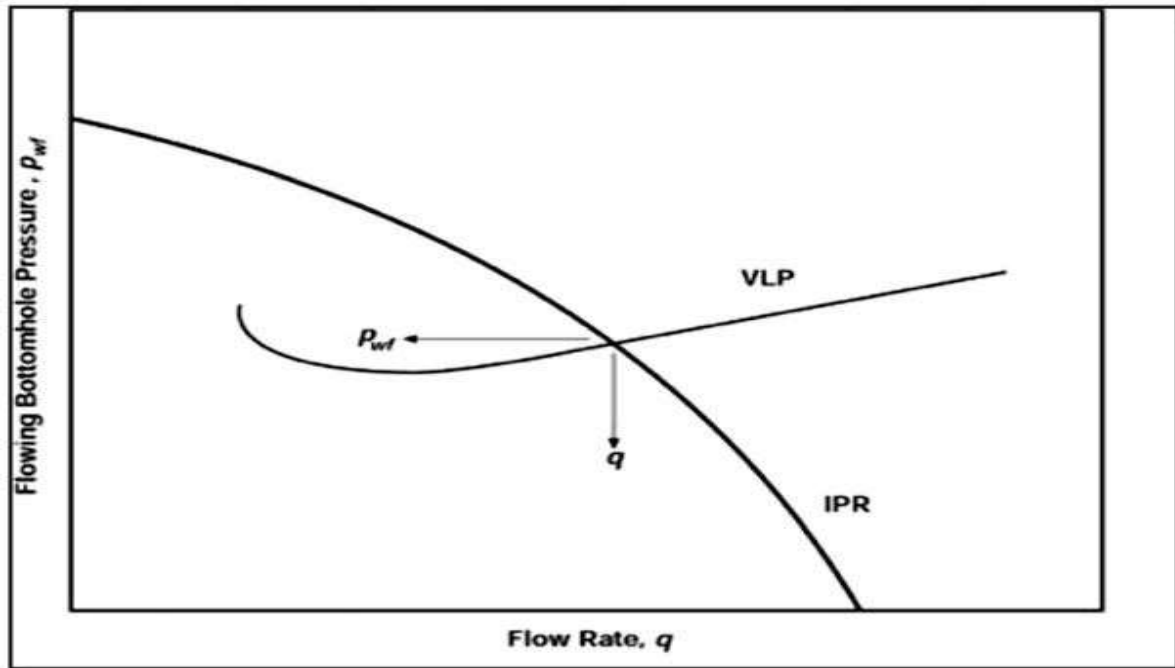


Figure II.14 : courbes VLP et IRP

Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods

Grâce à ça, le puits peut produire avec une pression au fond plus faible, et le point de fonctionnement change. En général, on obtient un débit de production plus élevé. C'est pour ça que le gas lift est utilisé pour améliorer la production, surtout quand le puits n'a plus assez d'énergie naturelle.

II.4.2. Analyse nodale :

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression. La figure ci-dessous représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

CHAPITRE II : Système de Gas Lift et principes de conception

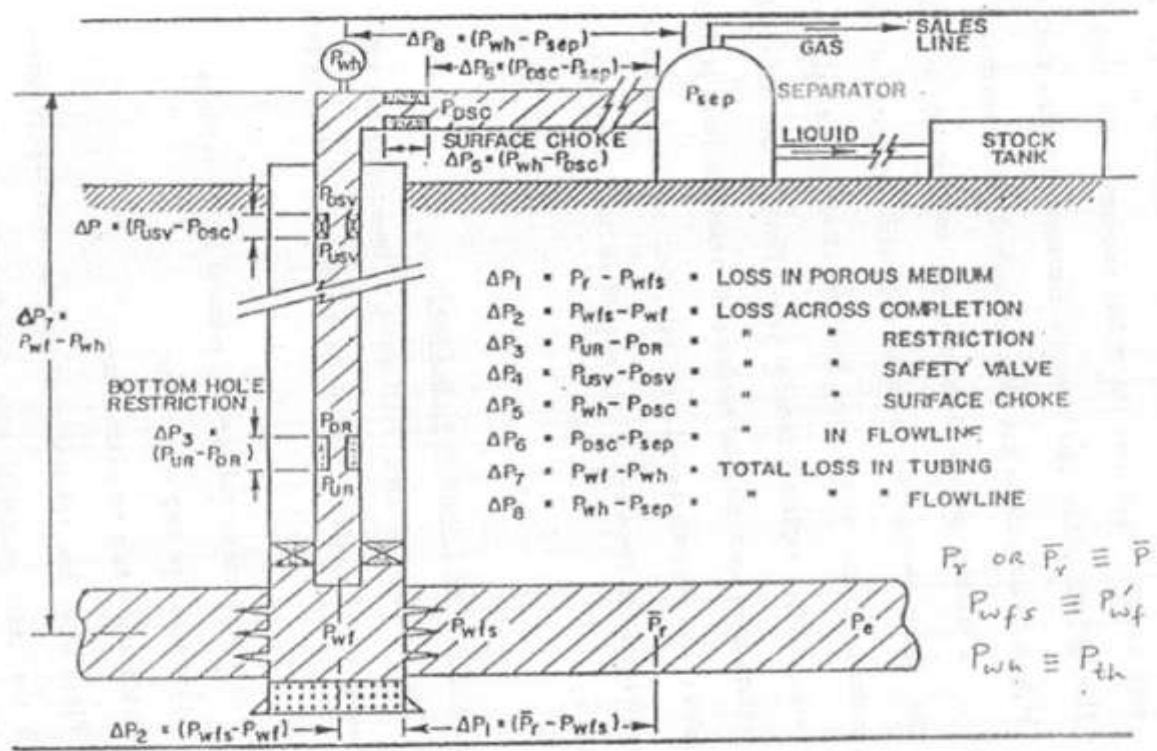


Figure II.15 : Les pertes de charge au cours de production.

Source : Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods

Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles. Le système devient donc subdivisé des deux parties.

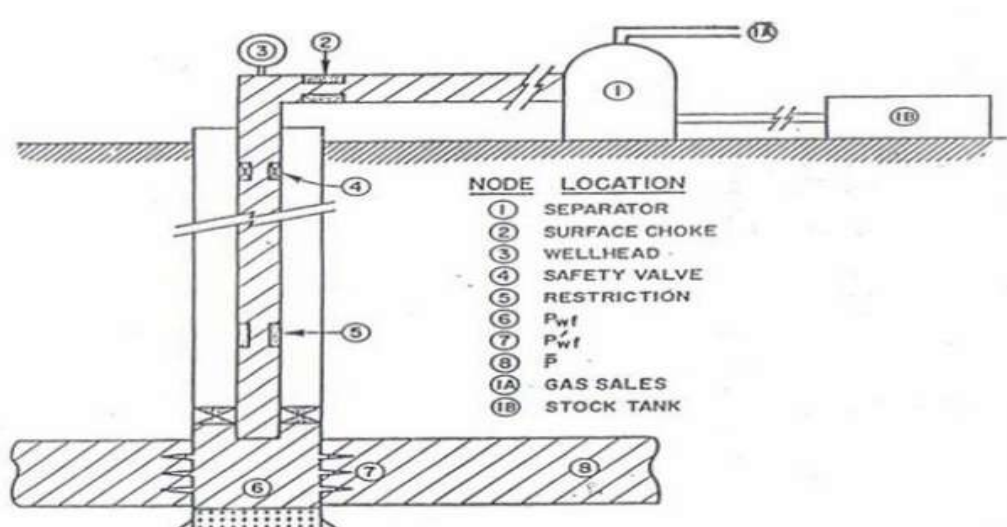


Figure II.16 : Les différentes positions possibles des nœuds

Source : Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods

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

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

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits Nœud 6 (P_{wf}) où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de IRP (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves).

II.5. Contraintes et limitations du gas lift :

II.5.1. Disponibilité du gaz :

Le gas lift dépend fortement de la disponibilité du gaz, ce qui constitue une limitation majeure :

- Il faut une source continue de gaz à haute pression, sinon le système ne fonctionne pas correctement.
- L'absence d'infrastructures (compression, transport) rend son utilisation difficile et coûteuse.
- Le gaz peut être utilisé pour d'autres objectifs plus rentables, ce qui limite son allocation au gas lift.

Enfin, une production de gaz instable peut entraîner des performances irrégulières du puits.

II.5.2. Corrosion et dépôts :

- La baisse de pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne) conduit à une diminution de la température, qui peut amener le système dans des conditions telles qu'il y ait cristallisation des hydrates, cette formation est due à la présence de l'eau dans le gaz

La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur le facteur thermique ou la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement.

Corrosion des équipements :

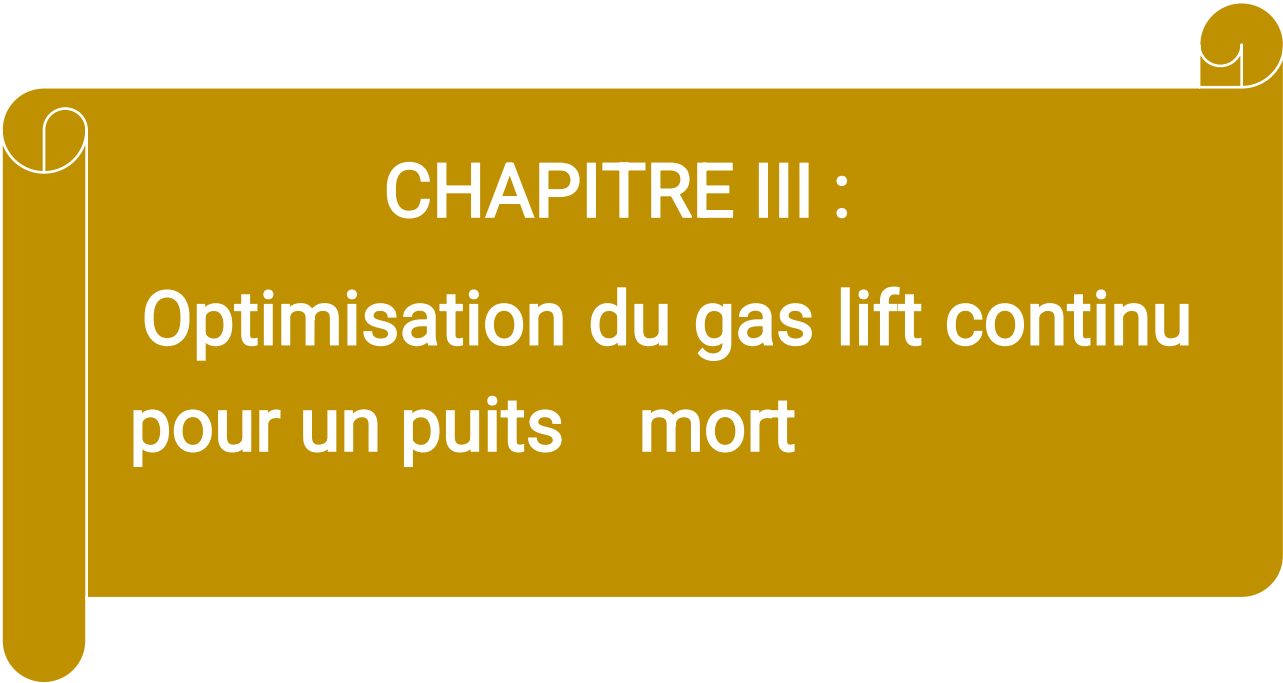
Le gaz est un agent agressif, il possède un effet érosif lorsqu'il s'agit de l'injecter avec une grande vitesse.

L'érosion causée par le gaz conduit à la défaillance de l'équipement ce qui va engendrer des problèmes de production.

Le seul moyen préventif de corrosion est l'injection des inhibiteurs de corrosion au niveau des équipements menacés ; l'inhibiteur va former un film sur les parois internes des conduites ce qui augmente la durée de vie de l'installation.

II.7. Conclusion :

En conclusion, ce chapitre a permis de mieux comprendre les éléments essentiels abordés, en mettant en évidence leur importance et leurs implications. À travers cette analyse, on constate que ces aspects jouent un rôle clé dans la compréhension globale du sujet. Ainsi, ils constituent une base solide pour approfondir la réflexion et ouvrir la voie aux développements présentés dans les chapitres suivants.

A decorative graphic consisting of a horizontal scroll with a dark blue body and a light blue border. The scroll has a white outline and a small white circle at the top right corner. The text is centered within the scroll.

CHAPITRE III :

Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

III.1. Introduction :

Dans les champs pétroliers matures, certains puits finissent par s'arrêter lorsque la pression du réservoir devient insuffisante pour faire remonter les fluides à la surface. La remise en production de ces puits morts représente un défi important pour les exploitants. Parmi les méthodes de relèvement artificielle, le gas lift continu est souvent utilisé grâce à son efficacité et à sa simplicité de mise en œuvre.

Dans ce chapitre, nous allons étudier l'optimisation du gas lift continu appliqué aux puits morts, en analysant les causes de l'arrêt de production ainsi que les paramètres d'injection nécessaires pour assurer un redémarrage stable et efficace du puits. Le champ HMD a été choisi comme cas d'étude pour ce projet de fin d'études en raison des difficultés de production observées sur ses puits matures.

III.2. Diagnostic d'un puits mort :

III.2.1. Causes d'arrêt de production :

L'arrêt de production d'un puits résulte généralement de plusieurs facteurs techniques, liés au réservoir, à l'écoulement des fluides et aux équipements. Les principales causes sont :

Déplétion de la pression du réservoir :

La baisse de la pression statique du réservoir réduit l'énergie naturelle nécessaire pour assurer l'écoulement des fluides vers la surface.

Chargement en liquides (Liquid Loading) :

L'accumulation de liquides au fond du puits augmente la contre-pression, empêchant le gaz de remonter efficacement.

Défaillance des équipements de fond :

Dysfonctionnement des vannes de gas lift, détérioration du tubing, ou problèmes liés au packer pouvant perturber le système de production.

Problèmes d'écoulement (Flow Assurance) :

CHAPITRE III : Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

Formation de dépôts solides tels que les paraffines, asphaltènes ou hydrates entraînant l'obstruction partielle ou totale des conduites.

Corrosion des installations :

Dégradation des équipements due à la présence de gaz acides (CO_2 , H_2S), pouvant provoquer des fuites ou des défaillances mécaniques.

Contraintes liées au gaz d'injection :

Insuffisance ou interruption de l'injection de gaz dans le système de gas lift affectant directement la performance du puits.

Problèmes des installations de surface :

Défaillance des compresseurs, séparateurs ou réseaux de collecte impactant la continuité de la production.

III.2.2. Analyse des pressions et performances :

L'analyse des pressions et des performances du puits est essentielle pour comprendre son comportement et identifier les causes de dysfonctionnement.

- Analyse des pressions statiques et dynamiques : La pression statique représente l'énergie du réservoir, tandis que la pression dynamique reflète les pertes de charge. On observe qu'une chute importante de pression indique une difficulté d'écoulement.
- Pression de fond (P_{wf}) : Indicateur clé de performance. Une pression élevée peut s'expliquer par une accumulation de liquides ou une restriction.
- Pression en tête de puits : Représente les conditions de surface. Une pression élevée peut indiquer un problème dans les conduites.
- Analyse des pertes de charge : Permet d'identifier les obstructions dans le tubing dues aux dépôts ou liquides.
- Évaluation des performances : Une baisse du débit pour une même pression indique une diminution de productivité.
- Analyse des courbes IPR et VLP : Permet de déterminer le point de fonctionnement et diagnostiquer les problèmes.

CHAPITRE III : Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

Cette analyse nous a permis de mieux comprendre le comportement du puits. Cependant, certaines données restent limitées, ce qui nécessite des hypothèses simplifiées. Les résultats permettent d'envisager des solutions d'optimisation comme le gas lift.

III.3. Présentation de la région du Hassi Messaoud (HMD) :

II.2.1. Situation géographique :

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est situé dans le nord-est du Sahara algérien, au sein du bassin de l'Oued Mya, dans la wilaya d'Ouargla. Il se trouve à environ 850 km au sud-est d'Alger et à près de 80 km au sud-est de la ville d'Ouargla, en bordure du Grand Erg Oriental. Découvert en 1956, ce gisement constitue le plus grand champ pétrolier d'Algérie et l'un des plus importants d'Afrique. Il couvre une vaste superficie désertique caractérisée par un climat aride et des températures élevées. Grâce à ses importantes réserves d'hydrocarbures, Hassi Messaoud joue un rôle essentiel dans l'économie nationale, étant le principal centre de production pétrolière du pays exploité principalement par SONATRACH

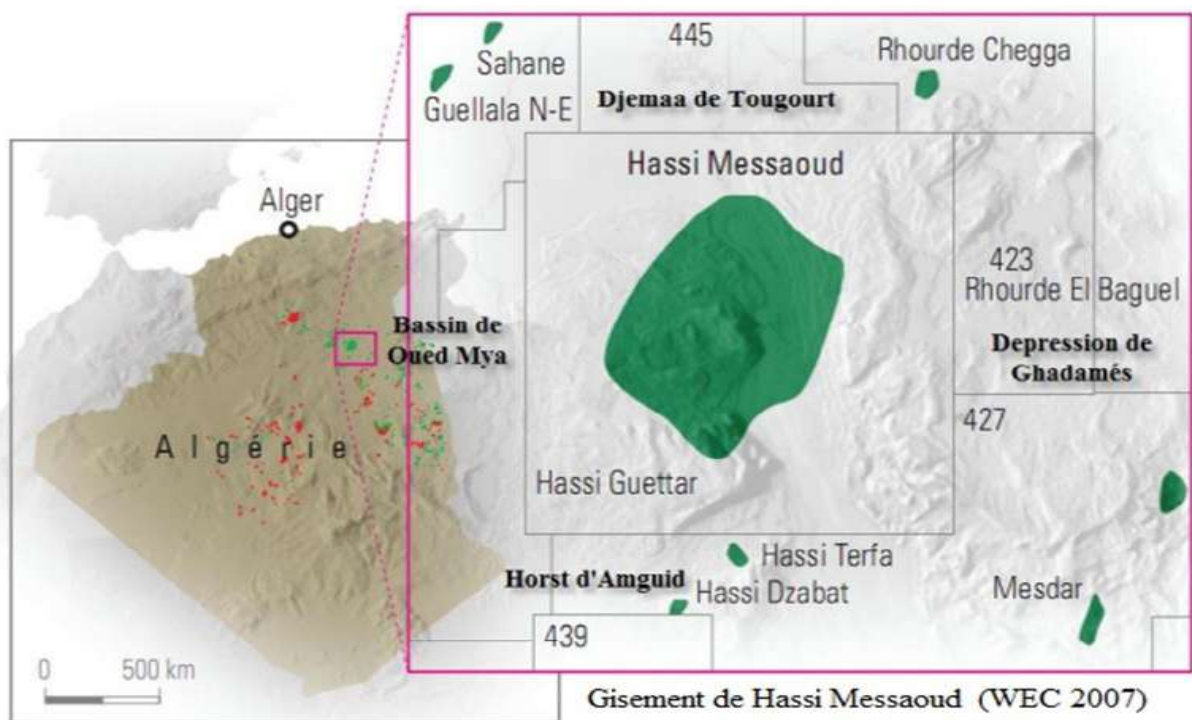


Figure III.1 : situation géographique de champ HMD

Source : document Sonatrach (2023)

III.3.2. Aspect géologique:

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud possède une structure géologique très riche qui explique l'importance de ses réserves de pétrole. Il est situé dans le bassin de l'Oued Mya, une région formée de plusieurs couches de roches sédimentaires accumulées depuis des millions d'années. Le pétrole est principalement stocké dans des roches gréseuses anciennes datant du Cambrien et de l'Ordovicien. Ces roches ont la capacité de retenir et de laisser circuler les hydrocarbures grâce à leur porosité et leur perméabilité. Au-dessus de ces couches se trouvent des roches imperméables qui empêchent le pétrole de remonter à la surface et permettent ainsi sa concentration dans le sous-sol. La formation de ce gisement est liée à l'enfouissement de matières organiques soumises à de fortes pressions et températures pendant une très longue période géologique. Cette structure favorable a permis à Hassi Messaoud de devenir l'un des plus grands champs pétroliers d'Algérie et d'Afrique.



Figure III.2 : Aspect géologique du champ Hassi Messaoud (HMD)

Source : document Sonatrach (2023)

III.3.3. Les champs de la région de HMD :

Les champs pétroliers de la région de Hassi Messaoud couvrent une superficie d'environ 3000 km². Les principaux champs exploités dans cette région sont les suivants :

a. Le champ de la Région Nord (RN) :

Le champ de la Région Nord s'étend sur une vaste superficie au nord du gisement principal de Hassi Messaoud. Il se caractérise par une profondeur moyenne d'environ 3350 m et une bonne productivité des réservoirs. Les réserves récupérables sont importantes et l'exploitation se fait principalement par déplétion naturelle ainsi que par injection de gaz lift pour maintenir la production.

Actuellement, plusieurs puits de cette région utilisent des techniques d'optimisation de production afin d'améliorer le débit d'huile et de réduire les pertes de charge dans la colonne de production.

b. Le champ de la Région Centre (RC) :

Le champ de la Région Centre représente la partie la plus exploitée du gisement de Hassi Messaoud. La profondeur moyenne des puits atteint environ 3400 m avec des caractéristiques pétrophysiques favorables, notamment une porosité et une perméabilité relativement élevées.

L'exploitation pétrolière dans cette zone s'effectue par différentes méthodes de récupération, parmi lesquelles le gas-lift continu occupe une place importante pour les puits à faible énergie naturelle.

c. Le champ de la Région Sud (RS) :

Le champ de la Région Sud couvre une importante superficie au sud du gisement de Hassi Messaoud. Il présente des profondeurs pouvant atteindre 3500 m avec des pressions de réservoir relativement élevées.

La production dans cette région repose sur des systèmes d'exploitation modernes incluant le pompage et le gas-lift. L'injection de gaz permet d'assurer la continuité de la production des puits matures et d'optimiser le rendement du champ.

CHAPITRE III : Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

Caractéristiques	Oued El Khettab	Nord HMD	Sud HMD
Profondeur moyenne (m)	3400	3350	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	320	305	340
Pression de bulle (kgf/cm ²)	165	150	175
Contact huile/eau initial (m)	3390	3375	3420
Porosité moyenne Φ (%)	18.5	16.8	20.2
Perméabilité moyenne K (md)	210	145	320
Saturation moyenne S_w (%)	24	28	22
Les réserves (m ³)	220.10 ⁶	185.10 ⁶	260.10 ⁶

Tableau III.1 : Caractéristiques des principaux champs dans la région

III.3.4. Les propriétés des fluides du gisement :

Les réservoirs du champ du Hassi Messaoud comportent trois fluides, ses propriétés varient avec la pression (P_i et P_b) et la température

Fluides	Propriétés
Gaz	- le B_g : - A la pression de bulle = 0,00581 m³/stm³. - A la pression du gisement initial = 0,00347 m³/stm³. - la viscosité μ_g : - A la pression de bulle = 0,022 cpo - A la pression du gisement initial = 0,0419 cpo - la densité D_g : - A la pression de bulle = 0,2030 - A la pression du gisement initial = 0.350
Huile	- le B_o : - A la pression de bulle = 1,59 m³/stm³ - A la pression initial du gisement = 1,46 m³/stm³ - la viscosité μ_o : - A la pression de bulle : 0,245 cpo - A la pression initial du gisement : 0.337 cpo - la compressibilité à la pression de bulle = 2.8x10-4 m3 /kg/cm

Eau	- A la pression du gisement initial : La densité (à 103 Co) = 1.22 g/cm ³ La compressibilité = 0.2494 1/kg/cm ² La viscosité = 0.760 cpo La pression de saturation = 148 kg / cm ² FVF = 1.041 m ³ /stm ³ - A la pression atmosphérique : La densité (à 20 Co) = 1.264 g/cm ³ La résistivité (à 25 Co) = 0.061 ohms.m ² /m Laviscosité (à 15.6 Co) = 0.370 cpo
-----	--

Tableau III.2 : Les propriétés des fluide du gisement du champ HMD

III.4. Le gaz-lift à Hassi Messaoud :

III.4.1. Historique du gaz-lift à Hassi Messaoud :

La région de Hassi Messaoud comprend plusieurs secteurs pétroliers importants, notamment la Région Nord (RN), la Région Centre (RC) et la Région Sud (RS). Découvert en 1956 et mis en production en 1958.. Au début de l'exploitation, la pression initiale des réservoirs était d'environ 300-350 kg/cm². Cependant, malgré les opérations de maintien de pression réalisées dans certaines zones, cette pression a progressivement diminué avec le temps. Cette baisse a provoqué l'arrêt de plusieurs puits éruptifs dès l'année 1984.

Par ailleurs, les prévisions d'exploitation indiquaient une augmentation progressive des percées d'eau dans les puits au cours du temps, ce qui risquait d'affecter davantage les performances de production. Face à cette situation, la direction régionale s'est orientée vers l'adoption du procédé de gaz-lift afin de répondre aux contraintes techniques d'exploitation et de maintenir la production des puits.

III.4.2. Le but du gaz-lift à Hassi Messaoud :

L'utilisation du gaz-lift dans les champs de HMD a pour principal objectif d'améliorer et de maintenir la production des puits pétroliers. En effet, avec la diminution progressive de la pression de gisement, plusieurs puits ne pouvaient plus produire naturellement en régime éruptif.

Cette situation a entraîné une baisse importante de la production, tandis que les opérations de démarrage à l'azote devenaient particulièrement coûteuses. Pour remédier à ce problème, il a été décidé de recourir à

CHAPITRE III : Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

l'injection d'eau afin de maintenir la pression du réservoir et d'augmenter le taux de récupération final des hydrocarbures.

Cette technique de production nous permet de :

- Réduire le gradient de fluide.
- Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'à la surface.
- Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

III.4.3. Source du gaz-lift à Hassi Messaoud:

Pendant l'année 1993, un effort particulier a été consenti par la région soldée par une année très riche. Marquée par la mise au point et la mise service de l'unité de traitement de gaz de Gullala conçue pour la valorisation des gaz associés torchés auparavant et leur transformation en GPL, condensat, gaz de vent et gaz lift. Les installations ont été créées pour traiter au niveau de Gullala le gaz de formation associé au brut et le gaz du gaz lift recyclés provenant des champs HBK.BKH et GLA .

III.4.4. Composition du gaz-lift à Hassi Messaoud:

Le tableau suivant montre les différentes compositions du gaz-lift à Hassi Messaoud, avec ces fractions molaires :

Constituants	Fraction molaire
N ₂	3.6
CO ₂	0.71
C ₁	66.29
C ₂	24.05
C ₃	4.66
i-C ₄	0.20
n-C ₄	0.43
i-C ₅	0.03
n-C ₅	-
C ₆	-
C ₇	-

Tableau III.3 : Compositions du gaz-lift à Hassi Messaoud

III.5. Les compléments du gaz-lift à Hassi Messaoud:

CHAPITRE III : Optimisation du gas lift continu pour un puits mort

- Complétion spécial
- Complétion conventionnelle

III.5.1. La complétion spécial GLS:

Cette complétion spéciale est destinée pour équiper les puits anhydres et sont équipés selon le diamètre du tubing excitant depuis la complétion initiale. On distingue deux types de complétion spéciale:

a. Complétion spécial (A) :

Ce type applique aux puits ayant un diamètre de tubing de 4"1/2 et plus. Le gaz est injecté par l'espace annulaire et l'effluent et produit par le tubing suspendu.

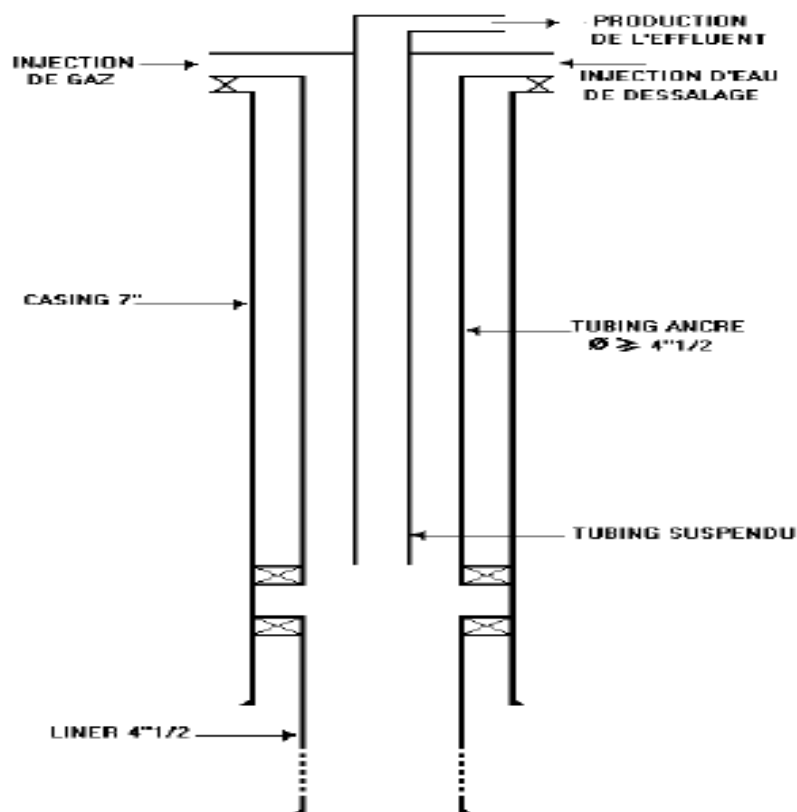


Figure III.4 : Complétion GLS (A)

Source : Schlumberger PIPESIM (2022)

b. Complétion spécial (B):

Ce type s'applique aux puits ayant un diamètre de tubing inférieur à 4"1/2. Le gaz est injecté par le concentrique.

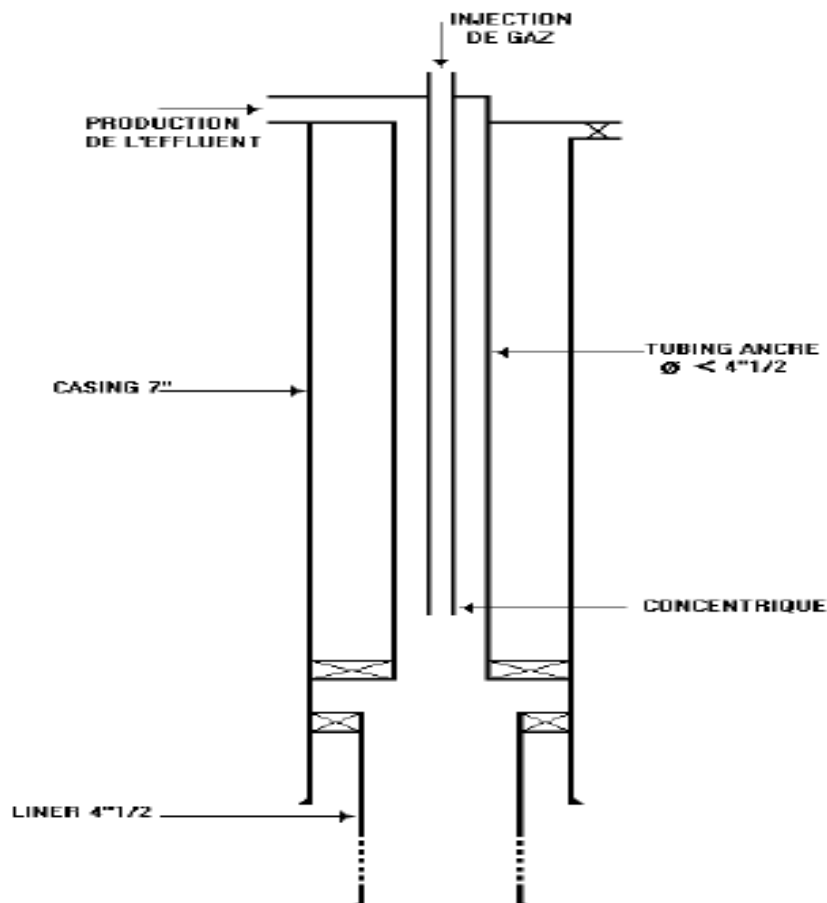


Figure III.5 : Complétion spécial (B)

Source : Schlumberger PIPESIM (2022)

III.5.2. Complétion conventionnel GLC :

Est choisie pour équiper les puits composée d'un macaroni descendus en parallèle, avec des mandrins à poche latérale "side pocket mandrel" ou (SPM). Le macaroni est utilisé pour l'injection de gaz, le tubing pour la production de l'effluent et l'annulaire pour l'injection d'eau de dessalage.

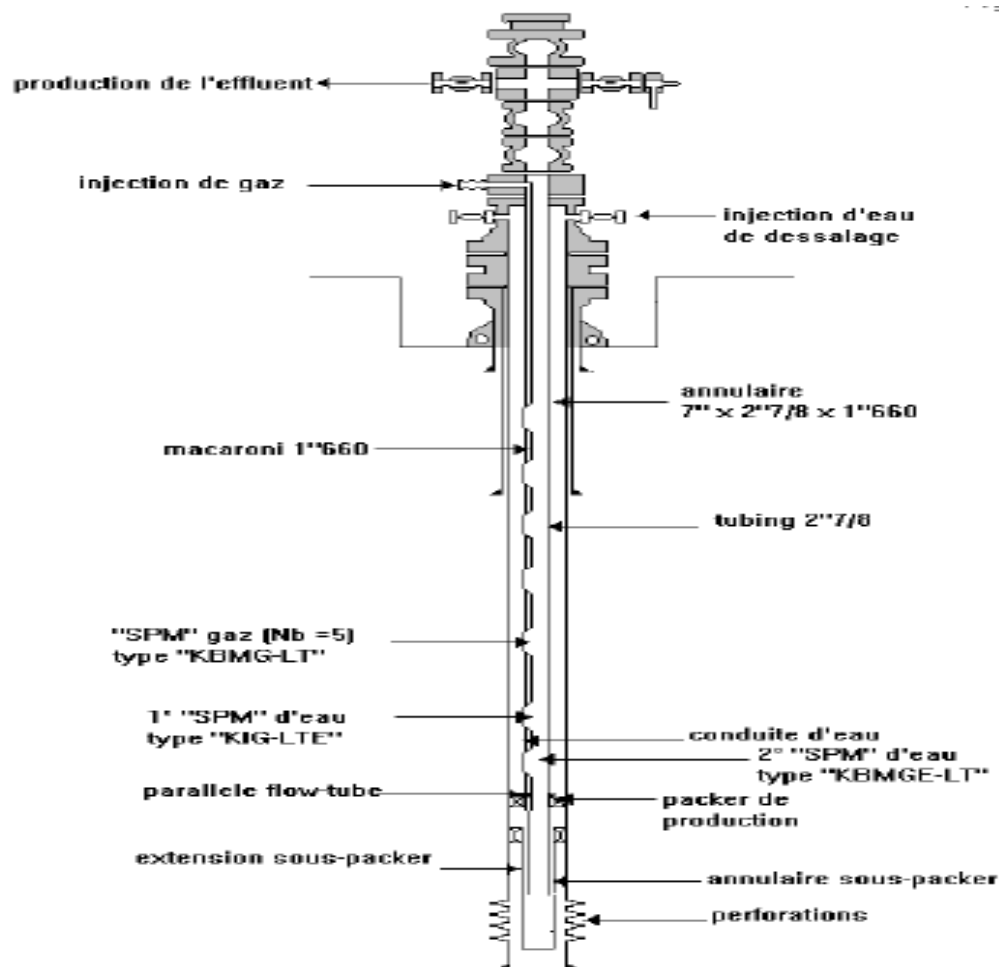


Figure III.6 : Complétion GLC

Source : document Sonatrach (2023)

III.6. Les problèmes liés au gaz-lift à Hassi Messaoud:

III.6.1. Injection du gaz par macaroni :

L'utilisation du macaroni pour l'injection de gaz, pose des problèmes pendant la descente de la complétion, vu sa fragilité et celle des accessoires qui le connectent aux différentes "SPM".

III.6.2. Contre pression par l'annulaire:

Pour injecter l'eau par l'annulaire et en même temps le garder sous une pression élevée et permanente, une vanne d'injection supplémentaire a été incorporée dans la complétion et fabriquée avec la SPM correspondante "KIG" spécialement

III.6.3. Gonflement de l'annulaire:

Après la diminution de la pression de gaz, la vanne d'accès se ferme alors que la pompe continue toujours à injecter de l'eau dans l'annulaire, par conséquent l'annulaire se gonfle et risque d'éclater. Pour palier à ce problème, une soupape de sécurité est placée sur la ligne de refoulement de la pompe.

III.6.4. Bouchage du Tubing:

Une fois la vanne d'accès fermée, l'eau de dessalage ne passe plus dans le puits, alors que ce dernier est en production ou bouchage du tubing par le sel. Pour palier à ce problème, la vanne d'accès est tarée à une valeur qui correspond à la pression moyenne du réseau de gaz lorsque la station de compression est désactivée, ainsi on assure un dessalage du puits même après la diminution de la pression de gaz. Cependant ce problème est minimisé car les puits qui continuent à produire sont moins salés, ce qui laisse un répit pour une intervention par les opérateurs.

III.6.5. Salinité élevée de l'effluent:

La présence d'une eau de gisement salée saturée (350 g/l), est à l'origine de la salinité élevée de l'effluent qui nécessite un dessalage en continu au fond du puits et au niveau des installations de surface pour assurer une bonne exploitation des puits.

III.6.6. Système du dessalage:

Au niveau du puits, source du problème de sel, le débit d'eau de dessalage doit être conséquent et suffisant pour assurer le bon fonctionnement du puits et soulager les installations de surface situées en aval, ce débit ne peut être assuré qu'avec un système dessalage efficace au niveau des équipements de surface et de fond

III.7. Conclusion :

Ce chapitre a montré comment le gas lift s'est progressivement imposé comme solution incontournable à Hassi Messaoud face à la baisse de pression du réservoir observée depuis les années 1980. Découvert en 1956, ce géant pétrolier algérien a connu l'arrêt de nombreux puits éruptifs qui ne pouvaient plus produire naturellement.

La région de HMD se distingue par sa géologie complexe et ses trois secteurs différents (Nord, Centre, Sud) présentant chacun des caractéristiques pétro-physiques spécifiques. La mise en service de l'unité de traitement de gaz de Gullala en 1993 a constitué un moment clé, permettant enfin de valoriser les gaz associés pour alimenter le gas lift au lieu de les torcher.

Deux types de complétion ont été développés (GLS et GLC) pour s'adapter à la diversité des puits existants, bien que certains problèmes pratiques persistent, notamment concernant la fragilité des équipements de fond et la gestion de la salinité de l'eau produite.

L'expérience de Hassi Messaoud démontre que le gas lift, correctement dimensionné et exploité, offre une solution efficace pour prolonger la vie productive des puits matures. C'est une approche qui combine efficacité technique et viabilité économique, essentielles pour maintenir la production face à la déplétion naturelle du réservoir

A decorative graphic consisting of a horizontal scroll with a dark blue body and a light blue border. The scroll has a white outline and is partially unrolled, with the top and bottom edges showing a white scroll edge. The text is centered on the scroll.

Chapitre IV : MODÉLISATION ET OPTIMISATION DU SYSTÈME GAS LIFT

IV.1. Introduction :

L'optimisation de la production pétrolière par activation artificielle exige une approche rigoureuse, combinant l'analyse thermodynamique des fluides et la mécanique des fluides poly phasiques. Ce chapitre consacre son développement à l'étude détaillée du puits MD-204, situé dans la zone nord du champ géant de Hassi Messaoud. Ce puits a été sélectionné car il souffre d'un arrêt de production (puits mort) consécutif à l'augmentation drastique de sa coupe d'eau (Water Cut).

L'approche méthodologique repose sur l'utilisation du simulateur d'écoulement multiphasique en régime permanent PIPESIM pour diagnostiquer l'arrêt du puits et dimensionner un système Gas Lift optimal. Les objectifs sont : Démontrer numériquement l'incapacité du puits à produire naturellement , concevoir l'architecture du système d'activation à l'aide du module "Gas Lift Design" de PIPESIM , optimiser le débit de gaz d'injection pour maximiser la rentabilité.

IV.2. Collecte des Données et Paramètres Fondamentaux :

IV.2.1. Présentation du simulateur PIPESIM et son rôle dans l'étude :

PIPESIM est un simulateur avancé, largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour la modélisation des écoulements multiphasiques (Steady-State). Dans le cadre de cette étude sur le puits MD-204, PIPESIM a été utilisé pour :

- Créer un modèle physique complet du puits (PVT, Tubing, Casing, Packer).
- Générer les courbes d'Analyse Nodale (IPR et VLP) en calculant les pertes de charge complexes.
- Déterminer automatiquement l'espacement exact des vannes de Gas Lift (Mandrel Spacing) et leurs pressions de tarage.
- Réaliser des analyses de sensibilité pour prévoir le comportement du puits face aux changements futurs du réservoir.

IV.2.2. Historique de forage et état actuel du puits (MD-204) :

Le puits MD-204 était initialement éruptif. Cependant, l'avancée du front d'eau a provoqué une augmentation du BSW (Basic Sediment and Water) à 60 %. La densité de la colonne de fluide a ainsi augmenté, étouffant l'énergie naturelle du réservoir.

IV.2.3. Paramètres pétro-physiques du réservoir :

Le gisement producteur est le Cambrien, avec une profondeur moyenne de crête de 3330 mètres. Les caractéristiques introduites dans le modèle PIPESIM sont :

Paramètres	Symbole	Valeur	Unité
Pression actuelle statique	Pr	215	bar
Température de réservoir	Tr	116	°C
Indice de productivité	IP	0.86	bbl/j/psi
Pression de bulle	Pb	155	bar

Tableau IV.1: caractéristiques de réservoir (HMD-204)

IV.2.4. Modélisation PVT et propriétés thermodynamiques :

La modélisation PVT est cruciale pour le calcul des pertes de charge. Nous avons défini les paramètres suivants :

- Densité de l'huile : 42.5 °API
- Densité spécifique du gaz : 0.65
- Salinité de l'eau : 150 000 ppm
- Coupe d'eau (BSW) : 60 %

IV.2.5. Architecture mécanique de la complétion :

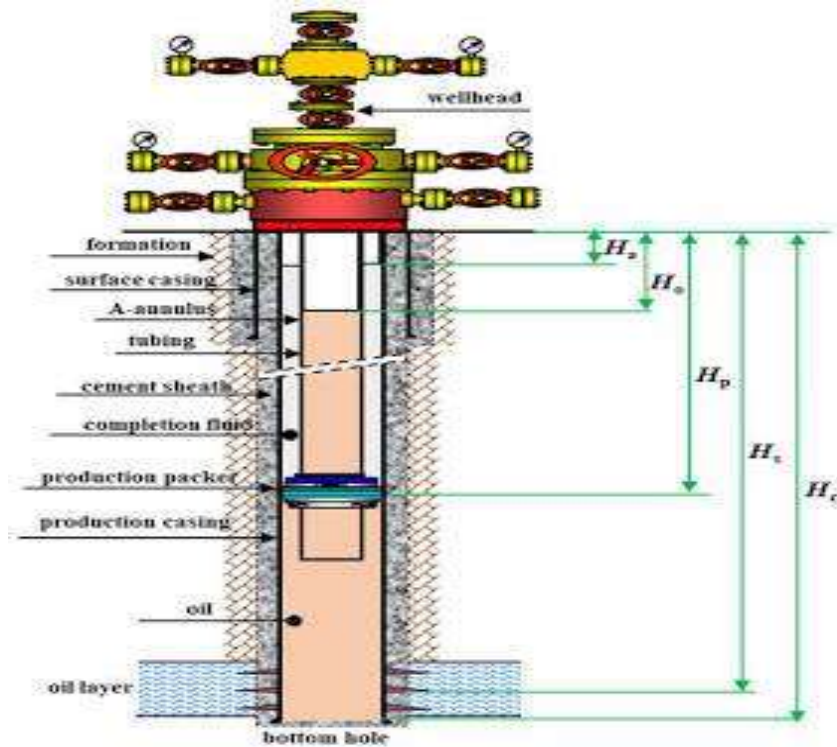


Figure IV.1 : complétion de puits HMD-204

Source : document Sonatrach (2023)

Les dimensions mécaniques introduites pour le calcul des pertes de charge par friction sont :

- Profondeur Totale (TVD) : 3385 m
- Tubage de production (Casing) : 7 pouces (ID : 6.246")
- Colonne de production (Tubing) : 3 ½ pouces (ID : 2.992")
- Profondeur du Packer : 3290 m
- Milieu des perforations (Mid-perf) : 3330 m

IV.3. Diagnostic et Modélisation de l'État Initial (Puits Mort) :

IV.3.1. Évaluation de la Pression Hydrostatique et bilan d'énergie :

Pour prouver mathématiquement pourquoi le puits MD-204 s'est arrêté de produire, nous calculons la pression exercée par la colonne de fluide avec un BSW de 60%

A. Calcul de la densité du fluide de fond :

La formule générale est

$$\rho_{mix} = (BSW \times \rho_{eau}) + ((1 - BSW) \times \rho_{huile})$$

Avec $\rho_{eau} = 1050 \text{ kg / m}^3$ (eau de formation) et

$\rho_{huile} = 820 \text{ kg / m}^3$ (huile de Hassi Messaoud) , l'application numérique donne :

$$\rho_{mix} = (0.60 \times 1050) + (0.40 \times 820)$$

$$\rho_{mix} = 630 + 328 = 958 \text{ kg / m}^3$$

B. Calcul du gradient de pression hydrostatique :

$$G_{ks} = \frac{\rho_{mix} \times g}{10^5}$$

L'application numérique donne :

$$G_{ks} = \frac{985 \times 9.81}{10^5} = 0.094 \text{ bar / m}$$

C. Pression hydrostatique au fond du puits (Ph) :

La formule générale est :

$$Ph = G_{ks} \times H$$

L'application numérique donne :

$$Ph = 0.094 \times 3300 = 313.02 \text{ bar}$$

Note :

La pression hydrostatique de la colonne de fluide (313.02 bar) est largement supérieure à la pression du gisement (215 bar). Le puits est donc mort par auto-étouffement hydrostatique

IV.3.2. Analyse Nodale avant activation :

L'analyse nodale permet de confronter l'offre du réservoir (IPR) à la demande de la complétion (VLP). Le point de croisement détermine le débit naturel.

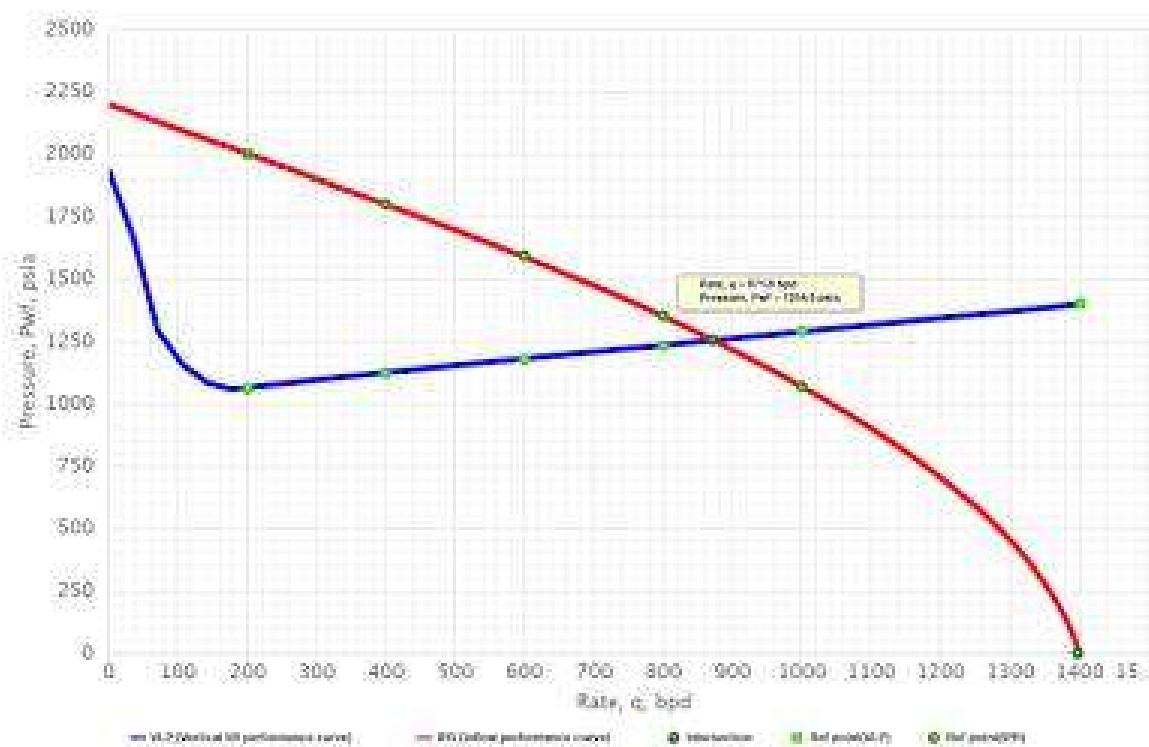


Figure IV.2 : diagnostic par analyse nodale (VLP vs IPR)

Source : Schlumberger PIPESIM (2022)

Pour générer le graphe de l'état mort de votre puits, tracez ces données dans Excel :

Pression Pwf (bar)	IRP (bbl / j)	VLP (bbl / j)
215	0	-
195	290	-
175	550	0
160	730	0
145	920	0

Tableau IV.2 : Données pour le Graphe d'Analyse Nodale

Interprétation : Dans le cas de l'état initial sans Gas Lift, le VLP requiert une pression supérieure à 313 bar pour un débit nul (0 bbl/j), tandis que le réservoir ne peut fournir que 215 bar. Il n'y a aucune intersection possible. Le Gas Lift est indispensable

IV.4. Ingénierie et Conception du Système Gas Lift :

IV.4.1. Critères de sélection et paramètres d'injection en surface :

L'objectif est d'injecter du gaz à haute pression dans l'espace annulaire pour alléger la colonne de fluide dans le tubing.

Pression d'injection disponible en surface (P_{ko}) : 110 bar

Pression de tête de puits (P_{wh}) : 15 bar

Gradient du gaz d'injection (G_g) : 0.035 bar/m

IV.4.2. Processus de déchargement (Unloading Process) :

La pression de surface n'étant pas suffisante pour injecter directement au fond, un processus de déchargement par paliers (vannes d'unloading) est nécessaire pour évacuer progressivement le liquide de l'annulaire.

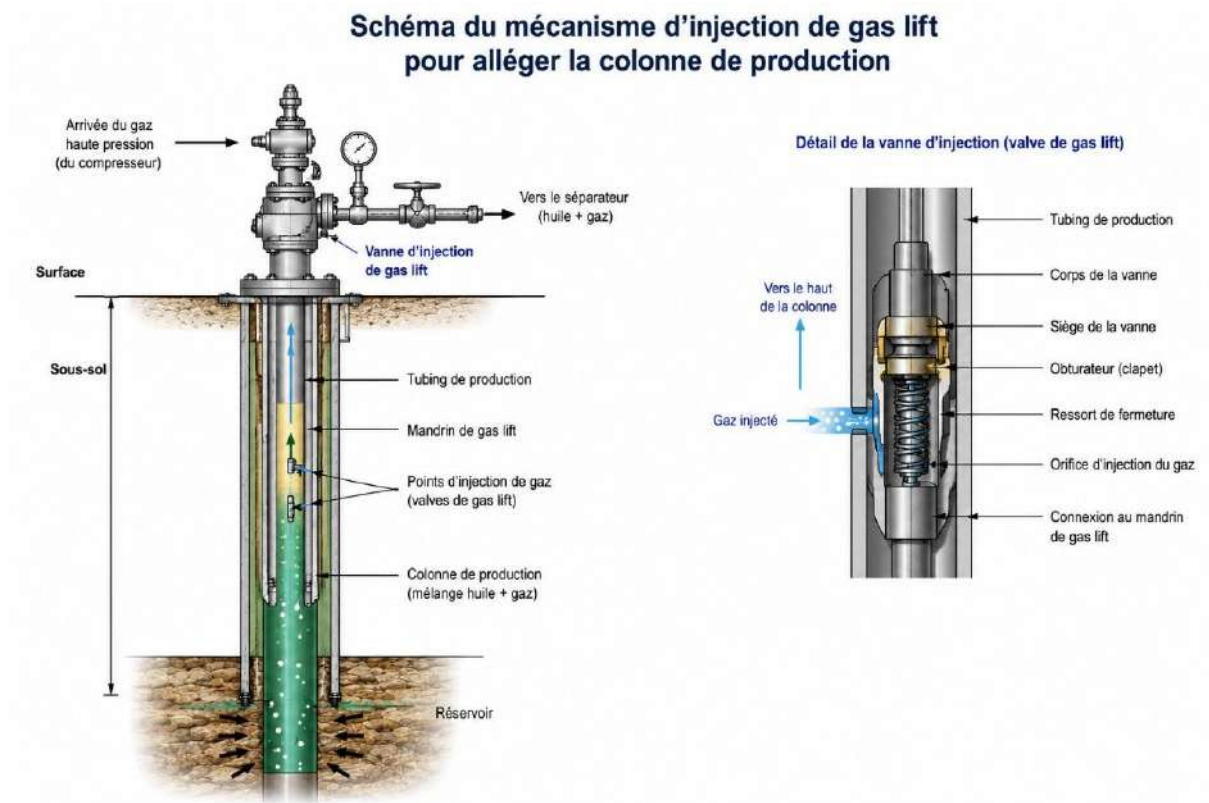


Figure IV.3 : mécanisme d'injection de gaz et allègement de la colonne hydrostatique

Source : modélisation avec IA

IV.4.3. Calcul de l'espacement des mandrels (Spacing des vannes) :

Le positionnement de la première vanne dépend de la pression d'injection de surface et du gradient statique du fluide de neutralisation.

A. Calcul de la profondeur de la 1ère Vanne d'Unloading (L_1) :

$$L_1 = (P_{ko} - P_{wh}) / (G_{ks} - G_g)$$

$$L_1 = (110 - 15) / (0.094 - 0.035)$$

$$L_1 = 95 / 0.059 = 1610.1 \text{ m}$$

Note : Dans la pratique, avec une marge de sécurité pour la densité des fluides de complétion lourds, la première vanne est souvent positionnée plus haut, autour de 850 m

IV.4.4. Tarage mécanique des vannes (Test Rack Opening - TRO) :

Une fois les profondeurs définies par PIPESIM, il faut calculer la pression d'ouverture de la vanne dans l'atelier (en surface) à 15.5 °C.

Prenons l'exemple de la vanne. La pression de dôme au fond (P_d) calculée est de 100.5 bar. La température de fond (T_{vo}) est de 60.5 °C. Le facteur de correction de l'azote (C_t) est de 0.825.

$$PTRO = P_d / C_t$$

$$PTRO = 100.5 / 0.825 = 121.8 \text{ bar}$$

IV.4.5. Sélection des vannes de Gas Lift :

Après la détermination de la profondeur d'injection et l'espacement des mandrins, il est nécessaire de sélectionner les vannes adaptées aux conditions du puits. Le choix des vannes dépend principalement de :

- La pression d'injection disponible en surface.
- La pression de fermeture souhaitée.
- Le débit de gaz injecté.
- La température de fond.
- Les caractéristiques du fluide produit.

Les vannes de décharge (Unloading Valves) sont installées à différentes profondeurs afin de permettre le déchargement progressif du puits lors de la mise en production. La vanne opératrice (Operating Valve), placée à la profondeur finale d'injection, assure l'injection continue du gaz durant toute la phase d'exploitation.

La sélection adéquate des vannes contribue à améliorer la stabilité du système et à réduire les risques de dysfonctionnement.

IV.4.6. Validation du Design sous PIPESIM :

Une fois le système conçu, une validation numérique est réalisée à l'aide du logiciel PIPESIM.

Cette étape consiste à :

- Vérifier le comportement dynamique du puits.
- Contrôler l'ouverture séquentielle des vannes.
- Simuler le processus de déchargement.
- Confirmer la profondeur optimale d'injection.
- Évaluer les performances attendues après activation.

Les résultats de simulation permettent de confirmer la faisabilité technique du projet avant sa mise en œuvre sur le terrain.

IV.5. Optimisation et Simulation des Performances Post-Activation

IV.5.1. Établissement de la courbe de performance (GLPC) sous PIPESIM :

Pour optimiser le coût opérationnel, nous avons utilisé l'outil "Artificial Lift Performance" de PIPESIM pour faire varier le débit de gaz et trouver l'optimum technique.

Débit gaz injecté Q_i (MMscf/j)	Débit gaz produit (bbl/j)
0.0	0 (puits mort)
0.6	780
1.1	920 (point optimur PIPESIM)
1.5	900
2.5	760

Tableau IV.3 : Résultats de simulation PIPESIM pour la GLPC

Interprétation :

L'optimum technique déterminé par PIPESIM se situe à 1.1 MMscf/j, délivrant un débit maximal de 920 bbl/j.

IV.5.2. Analyse Nodale après activation et validation analytique :

PIPESIM confirme que la nouvelle courbe de VLP s'allège et coupe l'IPR à $P_{wf} = 145$ bar. Nous validons ce résultat généré par le logiciel via l'équation de Vogel :

Le débit maximal théorique absolu Q_{max} est de 1833 bbl/j .

$$Q_L = Q_{max} \times [1 - 0.2 \times (P_{wf} / P_R) - 0.8 \times (P_{wf} / P_R)^2]$$

$$Q_L = 1833 \times [1 - 0.2 \times (145 / 215) - 0.8 \times (145 / 215)^2]$$

$$Q_L = 1833 \times [1 - 0.1348 - 0.3632]$$

$$Q_L = 1833 \times 0.502 = 920.1 \text{ bbl/j}$$

Débit d'huile net (Q_o) :

$$Q_o = Q_L \times (1 - BSW)$$

$$Q_o = 920 \times (1 - 0.60)$$

$$Q_o = 920 \times 0.40 = 368 \text{ bbl/j d'huile nette}$$

Ce calcul manuel valide parfaitement les résultats de la simulation PIPESIM.

IV.5.4. Comparaison Avant et Après Installation du Gas Lift :

Afin d'évaluer l'efficacité du système conçu, une comparaison entre l'état initial du puits et l'état après activation a été réalisée.

Paramètre

Paramètre	Avant G.L	Après G.L
Débit liquide (m ³ /j)	0	146
Pression de fond (bar)	313	145
Pression de tête (bar)	15	15
Débit gaz injecté (Sm/j)	0	31 000
Production huile (m ³ /j)	0	58.5

Tableau IV.4 : comparaison de production entre avant G.L et après

L'analyse montre une amélioration significative de la productivité grâce à la réduction du gradient hydrostatique dans la colonne de production.

IV.6. Analyse de Sensibilité et Prévision du Comportement Futur (PIPESIM Operations) :

Le module "Data Operations" de PIPESIM a été exécuté pour anticiper le comportement du puits.

IV.6.1. Impact de l'évolution de la coupe d'eau (Sensibilité au BSW) :

Débit liquide (bbl / j)	Huile net (bbl / j)	Coupe d'eau (BSW)	Pression P _{wf}
920	368	60 %	145
780	234	70 %	158
550	110	80 %	175

Tableau IV.5: Évolution simulée par PIPESIM en fonction du BSW

Interprétation :

Les résultats de la simulation PIPESIM montrent que l'augmentation de la coupe d'eau (BSW) influence négativement les performances du puits. Lorsque le BSW passe de 60 % à 80 %, la pression de fond augmente de 145 bar à 175 bar, ce qui traduit une augmentation des pertes de charge dans le système de production.

En parallèle, le débit liquide total diminue de 920 à 550 bbl/j, tandis que le débit d'huile nette chute fortement de 368 à 110 bbl/j. Cela signifie qu'une grande partie du fluide produit devient de l'eau au détriment de la production d'huile.

Ces résultats indiquent que l'augmentation du BSW réduit l'efficacité de production du puits et peut accélérer son déclin économique. Il devient donc nécessaire d'envisager des solutions de gestion de l'eau produite afin de maintenir une production optimale.

IV.6.2. Impact du déclin de la pression de gisement (Déplétion du réservoir) :

La pression du réservoir est un paramètre clé influençant directement la productivité des puits. Cette section examine l'impact du déclin de la pression de gisement sur les performances du puits MD-204 via une analyse de sensibilité avec PIPESIM. Les résultats montrent que la baisse de pression réservoir entraîne une diminution significative du débit liquide (de 920 à 410 bbl/j entre 215 et 180 bar), révélant la criticité de la gestion de la déplétion pour maintenir la productivité du champ

Débit liquide (bbl/ j)	Rabattement (drawdown)	Pression (Pr)
920	70 bar	215
640	50 bar	195
410	35 bar	180

Tableau IV.6 : Sensibilité PIPESIM à la baisse de pression du réservoir (Pr)

Interprétation :

Le tableau révèle une relation directe entre la pression du réservoir et la performance du puits MD-204. À mesure que la pression réservoir diminue de 215 bar à 180 bar, le débit liquide chute drastiquement de 920 à 410 bbl/j, soit une réduction de 55%.

Cette baisse est due à la diminution du rabattement (drawdown) qui réduit le potentiel moteur de production. Ces résultats démontrent l'impact critique de la déplétion du réservoir sur la productivité du puits et justifient la nécessité de mettre en place des stratégies d'optimisation, notamment l'injection de gaz ou des systèmes d'activation, pour maintenir les performances face à la baisse naturelle de pression au cours de la durée de vie du champ.

IV.6.3. Analyse Économique Préliminaire :

L'évaluation économique constitue une étape importante dans tout projet d'activation artificielle. Les principaux coûts considérés sont :

- Acquisition des vannes de Gas Lift.
- Installation des mandrins.
- Intervention de workover.
- Consommation énergétique des compresseurs.
- Maintenance du système.
- Les bénéfices sont évalués à travers :
 - L'augmentation du débit d'huile.
 - Les revenus générés par la production supplémentaire.
 - Le temps de retour sur investissement (Payback Period).
- L'analyse économique permet de vérifier que les gains de production compensent largement les coûts d'installation.

IV.6.4. Risques Opérationnels et Mesures Préventives :

Plusieurs risques peuvent affecter les performances du Gas Lift :

- Formation d'hydrates
- Injection de méthanol.
- Chauffage du gaz.
- Contrôle de la teneur en eau.
- Corrosion
- Utilisation d'inhibiteurs de corrosion.
- Surveillance périodique des équipements.
- Érosion des vannes
- Limitation des vitesses d'écoulement.
- Contrôle du débit d'injection.
- Instabilité de production

- Ajustement progressif du débit de gaz.
- Surveillance continue des pressions.

La mise en place de ces mesures améliore la fiabilité du système et prolonge sa durée de vie.

IV.7. Conclusion :

La modélisation du puits MD-204 à l'aide du simulateur PIPESIM a permis de valider numériquement le diagnostic d'étouffement naturel causé par un BSW de 60%. La conjugaison de l'analyse nodale informatique et de la vérification analytique démontre la rigueur de l'étude.

Le design d'activation généré par PIPESIM s'avère hautement efficace : avec une injection optimisée à 1.1 MMscf/j, le puits est réactivé et délivre 920 bbl/j. Les analyses de sensibilité réalisées via le simulateur confirment la flexibilité et la robustesse du système face à la déplétion future du gisement de Hassi Messaoud.



Conclusion

Conclusion

Conclusion :

L'optimisation de la production des hydrocarbures représente aujourd'hui un défi majeur, notamment dans les champs matures où la pression naturelle du réservoir diminue progressivement avec le temps. Cette baisse d'énergie entraîne souvent l'arrêt de l'écoulement naturel des puits, ce qui nécessite le recours à des techniques d'activation artificielle afin de maintenir ou de restaurer la production. Dans ce cadre, ce mémoire s'intéresse à l'étude, la conception et l'optimisation d'un système de Gas Lift continu appliqué au puits MD-204, situé dans la région Nord du champ de Hassi Messaoud. Ce puits a cessé de produire à cause d'un phénomène d'auto-étouffement hydrostatique provoqué par une augmentation importante de la coupe d'eau (BSW), atteignant environ 60 %, ce qui a considérablement augmenté la charge hydrostatique dans la colonne de production et empêché l'écoulement des fluides vers la surface.

Afin de comprendre les causes de cet arrêt et de proposer une solution technique adaptée, une analyse nodale a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation multiphasique PIPESIM. Cette étude a permis d'évaluer le comportement du puits dans différentes conditions d'exploitation et de concevoir une architecture optimale du système Gas Lift, incluant le choix des profondeurs d'injection, le positionnement des valves ainsi que les paramètres d'injection nécessaires au redémarrage du puits. Les résultats obtenus ont montré qu'un débit d'injection de gaz de 1.1 MMscf/j permet de rétablir la production avec un débit liquide total de 920 bbl/j, correspondant à une production nette d'huile de 368 bbl/j. Une analyse de sensibilité a également été effectuée afin d'étudier l'influence des variations futures de la pression du réservoir, de la coupe d'eau et du débit d'injection sur les performances du système. Les résultats ont confirmé la fiabilité et la robustesse du design proposé, tout en démontrant l'efficacité du Gas Lift comme solution économique et technique pour la remise en production des puits morts dans les champs matures. Cette étude met ainsi en évidence l'importance des techniques d'activation artificielle dans l'optimisation de la récupération des hydrocarbures et dans la prolongation de la durée de vie productive des gisements pétroliers.

Recommandations

À la lumière des résultats obtenus dans cette étude portant sur l'optimisation du système Gas Lift du puits MD-204, plusieurs recommandations techniques et opérationnelles peuvent être proposées afin d'assurer une exploitation stable, sûre et durable du puits. Il est tout d'abord indispensable de maintenir le débit d'injection de gaz autour de la valeur optimale de 1.1 MMscf/j, déterminée par les simulations réalisées sous PIPESIM. En effet, une injection excessive de gaz pourrait augmenter les pertes de charge par friction et réduire ainsi la production d'huile au lieu de l'améliorer. Une surveillance continue des paramètres d'exploitation est donc fortement recommandée.

Par ailleurs, une attention particulière doit être accordée à l'évolution de la coupe d'eau (BSW), car les analyses de sensibilité ont montré qu'une augmentation importante de cette dernière entraînerait une baisse significative de la production nette d'huile. Il devient ainsi nécessaire d'envisager des solutions de gestion de l'eau produite afin de limiter son impact sur les performances du puits. De plus, afin de préserver l'intégrité des équipements, des mesures préventives contre la corrosion, l'érosion et la formation d'hydrates doivent être appliquées, notamment par l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion et le contrôle des variations de température dans le système.

Compte tenu de la déplétion progressive du réservoir, il est également recommandé d'effectuer périodiquement des analyses nodales et des mises à jour du modèle de simulation afin d'adapter les conditions de fonctionnement du système Gas Lift aux futures conditions du réservoir. Enfin, l'opération de déchargement (Unloading) lors du redémarrage du puits doit être réalisée avec précaution et sous surveillance rigoureuse afin d'éviter tout risque de surpression ou de détérioration des vannes Gas Lift. L'application de ces recommandations permettra d'améliorer la fiabilité du système, d'optimiser la récupération des hydrocarbures et de prolonger la durée de vie productive du puits MD-204.

Références bibliographiques

- BROWN, K. E . The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 4. PennWell Books.
- SCHLUMBERGER. (2022). PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator User Manual.
- SONATRACH. (2023). Rapports techniques et historiques de production - Région Hassi Messaoud (HMD).
- TAKACS, G. (2005). Gas Lift Manual. PennWell Corporation.
- VOGEL, J. V. (2006). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. Journal of Petroleum Technology.
- Qingrong Wang et al.(2025) Research on the Optimization of Continuous Gas Lift Production from Multiple Wells on the Platform
- Ramos.M (2024) . Optimization of Oil Production Through Advanced Gas Lift Technology
- Hussain Amar Oudah (2023) . Optimization of gas lift production of oil wells
- M. Abdalsadig . (2016) Gas Lift Optimization to Improve Well Performance
- S.Hari . (2023) Influence of wellhead pressure and water cut in the optimization of oil production from gas lifted wells
- Noor Muhammad. (2021) To Design a Continuous Gas Lift Method for Improving Production in a Dead Well: A Case Study
- E.Okon (2021) Analysis of crude oil production with gas lift methods
- Nader Mohammed (2023). Analysis of Well Performance Based on Bottom Hole Pressure Calculations for Gas Lift Application