

N° Série :/2026

Université de Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études

Pour obtenir le diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté par :

DOKMA Adel, LARIBI Soumia et BERHI Djad

-THEME-

Analyse et Surveillance du Phénomène de Liquid Loading dans le
Champ Gassi Touil : Etude Appliquée à l'Aide du Logiciel PIPESIM

Soutenu le : 08 / 06 /2026 devant le jury composé de

Présidente :	KORAICHI Asma	MAA	Univ-Ouargla
Encadrante :	CHEIKH Sabrina	MCB	Univ-Ouargla
Examineur :	OUZZAZI Mohamed	MAA	Univ-Ouargla

Année Universitaire 2025/2026

Remerciements

Au premier temps, nous remercions le bon Dieu, qui nous a donné la force et le courage pour faire ce modeste travail.

Nous aimerons bien exprimer nos plus profondes gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail et en particulier cette période.

*Nous tenons à remercier notre encadrante, Mme **Cheikh Sabrina**, pour ses conseils, ses orientations et ses commentaires, ainsi que pour le temps qu'elle nous a accordé durant cette période malgré son emploi du temps chargé. Nous remercions également Mme **Boufades Djamil**, cheffe du département, ainsi que l'ensemble des membres du jury, Mme **Koraichi Asma** et M. **Ouzzazi Mohamed**, qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail et de nous apporter leur caution scientifique.*

*Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de UKMO qui ont contribué à notre formation en particulier : M. **Atfili Elhadi**, M. **Adjou Zakaria** et M. **Arbaoui Mohammed Ali**.*

*Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements le service **Technique puits** et **Service puits** en particulier les ingénieurs : M. **Benabdallah Mourad** qui a contribué avec beaucoup de patience et de manière significative à l'élaboration de ce mémoire. M. **Hathat Imad** et **djaloulet louana** pour ses conseils précieux.*

*Enfin, tous nos remerciements vont à **nos familles** ainsi qu'à **nos amis de l'UKMO**, qui ont été très nombreux à nous aider et à nous encourager.*

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

A mes très chers parents

Nadia Chine et Abdelhafid

Qui grâce à eux et leur sacrifice pendant Toute la durée de mes études, je suis arrivé à mon but. A tous ceux qui m'ont tout donné l'amour, l'affection, la tendresse, la compréhension.

A mes frères Oussama et Ibrahim. Mes chères sœurs Chorouk, Soumia et Hanan.

A toute ma famille qui ma soutenue pendant ma carrière universitaire.

A tous mes amis d'étude : S.Oqba, A.Wail, H.Abdealliet sans oublier B.Abdelhak

ADEL DOKMA



Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce mémoire

*"À ma merveilleuse maman,
Tu es la lumière qui éclaire mes pas, la force qui m'élève dans les moments de doute.
Chaque jour, ton amour m'inspire et me guide.*

Merci pour chaque sacrifice silencieux, chaque sourire rassurant, et chaque mot d'encouragement.

Tu es ma plus grande fierté."

*À mon père bien-aimé,
Tu as semé en moi la force, la persévérance et l'honnêteté.*

Je veux te dire merci. Merci pour tes sacrifices, tes efforts silencieux, ton amour constant.

*"À mon frère aîné,
Depuis toujours, tu es cette présence rassurante sur laquelle je peux compter.*

Merci d'avoir été ce frère sur qui l'on peut s'appuyer sans jamais douter.

*À mes deux petites sœurs chéries,
vous êtes les joyaux de mon cœur, les rires de mes journées et la douceur de ma vie.*

*Je vous promets d'être toujours là, pour vous protéger, vous écouter, et vous soutenir, dans les bons
comme dans les mauvais moments.*

*À ma chère tante,
tu as toujours été pour moi bien plus qu'une simple tante : une seconde mère et une amie au cœur
immense.*

"À mon cher grand-père et ma chère grand-mère,

Que Dieu vous protège

*À Mes chères amies, Moulat Ikram et Khadija
Merci d'être toujours là, je vous aime.*

Laribi Soumia



Dédicace

*Je dédie cette remise de diplôme
au soutien le plus important de la vie, qui est la famille, en
premier lieu mon père qui est resté éveillé et a travaillé dur
pour que je puisse atteindre ce stade d'études,
et mes remerciements continus à mes sœurs.*

*J'espère que cela sera un encouragement pour tous mes
frères et un point de départ pour moi pour atteindre les plus
hauts*

Berhi Djad



الملخص

يُعد إنتاج الماء أو المكثفات مشكلة متكررة في آبار الغاز الطبيعي. يؤدي تراكم هذه السوائل في قاع البئر إلى تكوّن عمود هيدروستاتيكي، وهي ظاهرة تعرف باسم "تحميل السوائل (Liquid Loading)"، مما يقلل من معدل تدفق الغاز و يضعف أداء البئر.

الهدف من هذه الدراسة هو زيادة إنتاج الغاز من بئر حاسي توارگ (HTG-1)، الواقع في حقل قاسي طويل، وذلك بتقليل العمود الهيدروستاتيكي المسؤول عن تحميل السوائل. تم إجراء المحاكاة باستخدام برنامج PIPESIM.

أظهرت النتائج أنه بعد التحسين، فإن استبدال إكمال البئر الأول بمقاس 3 ½ بوصة بإكمال مقاس 2 ⅞ بوصة أدى إلى زيادة سرعة تدفق الغاز وتحسين طرد السوائل إلى السطح، والحد من تراكمها في قاع البئر. وقد أدى هذا التعديل إلى تحسين ملحوظ في أداء إنتاج البئر.

الكلمات المفتاحية : تحميل السوائل، عمود هيدروستاتيكي، إكمال، تحسين، بئر HTG-1 و PIPESIM

Résumé

La production d'eau ou de condensat est un problème récurrent dans les puits de gaz naturel. L'accumulation de ces liquides en fond de puits crée une colonne hydrostatique, phénomène connu sous le nom de « *liquid loading* », qui réduit le débit de gaz et dégrade les performances du puits. L'objectif de cette étude est d'augmenter la production de gaz du puits Hassi Touareg (HTG-1), situé dans le champ de Gassi Touil, en réduisant la colonne hydrostatique responsable du *liquid loading*. Des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel PIPESIM. Les résultats montrent qu'après optimisation, le remplacement de la complétion initiale de 3 ½" par une complétion de 2 ⅞" permet d'augmenter la vitesse d'écoulement du gaz, d'améliorer l'évacuation des liquides vers la surface et de limiter leur accumulation en fond de puits. Cette modification a conduit à une amélioration significative des performances de production du puits.

Mots-clés : liquid loading, colonne hydrostatique, complétion, optimisation, puits HTG-1 et PIPESIM.

Abstract

The production of water or condensate is a recurring problem in natural gas wells. The accumulation of these liquids at the bottom of the well creates a hydrostatic column, a phenomenon known as "liquid loading," which reduces the gas flow rate and degrades well performance.

The objective of this study is to increase gas production from the Hassi Touareg well (HTG-1), located in the Gassi Touil field, by reducing the hydrostatic column responsible for liquid loading. Simulations were carried out using PIPESIM software.

The results show that after optimization, replacing the initial 3 ½" completion with a 2 ⅞" completion increases the gas flow velocity, improves liquid transport to the surface, and limits liquid accumulation at the bottom of the well. This modification led to a significant improvement in well production performance.

Keywords: HTG-1 well, liquid loading, hydrostatic column, completion, optimization and PIPESIM

Table des matières

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des abréviations et des symboles	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Introduction Générale	1

Chapitre I : Présentation du champ de Gassi Touil

I.1 Introduction	3
I.2 Sonatrach Division Production (DP)	3
I.3 Présentation de site de Gassi Touil	3
I.4 Situation géographique	4
I.5 Historique	5
I.6 Organigramme de site	6
I.7 Inventaire succinct des unités d'exploitation	8
I.7.1 Centre de production (CP)	8
I.7.2 Unités de traitement de gaz naturel CPF	11

Chapitre II : Notions Sur le Phénomène "LIQUID LOADING"

II.1 Introduction	12
II.2 Concepts de liquide loading dans les puits de gaz	12
II.3 Ecoulements diphasiques liquide-gaz	13
II.3.1 Configurations de l'écoulement gaz-liquide en conduite	13
II.4 Sources de liquides dans le puits de gaz en production	16
II.4.1 Eaux injection (water flood)	17
II.4.2 Eaux de gisement	17
II.5 Symptômes de liquide loading dans les puits de gaz	18
II.5.3 Arrêt de la production de liquides	20
II.6 vitesse critique	20
II .6.1 Modèles de la vitesse critique	20
II .6.1.1 Critère de Turner	20
II .6.1.2 Critère de Coleman	21
II.7 Méthode pour résoudre le problème de chargement du liquide	22
II.7.1 Velocity String	22

II.7.2	Technique d'Assistance par Mousses Lift (Foam Assisted Lift)	22
II.7.3	Plunger Lift	23
II.7.4	Artificiel lift	24
II.7.4.1	Gaz-lift	24
II.7.4.2	Sucker Rod Pump (SRP)	26
II.7.4.3	Pompe électrique submersible (ESP)	27
II.7.5	Compression	27

Chapitre III : Analyse Nodale

III.1	Introduction	29
III.2	Procédure, objectif et application de l'Analyse Nodale	30
III.2.1	Procédure d'application de l'analyse nodale	30
III.2.2	Objectifs	32
III.2.3	Application	33
III.3	Différentes positions du nœud	33
III.3.1	Nœud 1: le séparateur	33
III.3.2	Nœud 3: la tête de puits	33
III.3.3	Nœud 6: le fond du puits	34
III.3.4	Nœud 8: le réservoir	34
III.3.5	Nœud 2 : la duse	34
III.3.6	Nœud 7: au niveau des perforations	34
III.4	Performance du puits	35
III.5	Relation de Performance d'Entrée (IPR)	36
III.5.1	Equation et Corrélations	36
III.5.1.1	Loi de darcy	36
III.5.1.2	Méthode de l'indice de productivité	37
III.5.1.3	Méthode de Vogel-Standing	38
III.5.1.4	Méthode de Fetkovich	40
III.5.1.5	Méthode de Jones Blount	41
III.5.2	Construction de l'IPR quand aucun test stable n'est disponible	41
III.6	Outflow Performances (VLP)	42
III.6.1	Evolution des études sur les courbes Outflow	43
III.6.2	Différentes corrélations de TPC	44
III.6.2.1	Corrélation de Duns & Ros	44

III.6.2.2	Corrélation de Hagedorn & Brown	45
III.6.2.3	Corrélation d'Orkiszewski.....	45
III.6.2.4	Corrélation de Beggs & Brill.....	46
III.6.3	Choix de corrélation	46
III.6.4	Correction de la corrélation choisie	47
<i>Chapitre IV : Etude de Cas - Puits HTG-1</i>		
IV.1	Introduction	47
IV.2	Localisation de puits HTG-1	47
IV.3	PIPESIM	48
IV.3.1	Présentation du logiciel d'optimisation.....	48
IV.3.2	Application du logiciel PIPESIM	48
IV.3.3	Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM.....	48
IV.3.4	Modèles de PIPESIM.....	48
IV.3.4.1	Well Performance Analysis.....	48
IV.3.4.2	Analyse du réseau.....	49
IV.4	Historique de production du puits HTG-01 avant Snubbing.....	50
IV.5	Modélisation de puits HTG-1.	50
IV.5.1	Collecte des données.....	51
IV.5.1.1	Données du puits	51
IV.5.1.2	Complétion de puits.....	51
IV.5.1.3	Données des essais de puits.....	53
IV.5.1.4	Données PVT	54
IV.5.2	Modélisation du puits HTG-1 par le logiciel PIPESIM	55
IV.5.3	Modèle réservoir et potentiel de puits	56
IV.5.4	Choix de la corrélation de l'écoulement vertical	57
IV.5.5	Analyse Nodal (courbe inflow et outflow)	57
IV.7	Historique de production du puits HTG-01 après le Snubbing.....	64
IV.8	Présentation des résultats opérationnels et évaluation du gain de performance.....	66
IV.9	Évaluation économique	67
IV.9.1	Données de Base.....	67
IV.9.2	Gain journalier.....	68
IV.9.3	Temps de retour sur investissement	69

Conclusion générale.....	70
Recommandations.....	71
Références bibliographiques	732
Annexe	73

Liste des abréviations et des symboles

DP	Division Production	
CP	Centre de production	
CPF	Unités de traitement de gaz naturel	
EP	Engineering Production	
FAL	Foam Assisted Lift	
SRP	Sucker Rod Pump	
ESP	Electrical Submersible Pump	
IPR	Inflow-Performance-Relationship	
VLP	Vertical Lift Performance	
GT	GASSI TOUI	
LLVR	Liquid loading velocity ratio	
LL	Liquid loading	
$V_{c,w}$	Vitesse critique pour soulever l'eau	ft/s
$V_{c,condensat}$	Vitesse critique pour soulever le condensat	ft/s
P	Pression	Psi
A	Section	ft ²
T	Temperature	°F
Z	Facteur de compressibilité	
q	Débit critique	sft ³ /s
P_r	Pression de Réservoir	Psi
$P_{Sép}$	Pression de Séparateur	Psi
V	vitesse apparente	cm/s
Q	débit volumétrique	cm ³ /s
K	Tenseur de perméabilité	md
$\vec{\nabla}_p$	Nabla	
J	Indice de productivité	bpd/psi
P_{ws}	Pression de fond statique	psi
P_{wf}	Pression de fond dynamique	psi
q_o	Débit de l'huile	STB/day
$q_{o\ max}$	Valeur maximale de débit	STB/day
P_b	Pression de bulle	psi

q_b	Débit au point de bulle	STB/day
J_{pb}	Indice de productivité au point de bulle	STB / (day.psig)
f	Coefficient de friction	
ρ	Masse volumique	Kg/m^3
g_c	Coefficient de conversion	
θ	Ongle de l'inclinaison de tubing	
g	Gravité	m/s ²
L	Longueur de tubing	m
q_L	Débit de liquide	STB/jour
C	Coéfficient de l'écoulement	STB/(jour.psig ²ⁿ)
N	Constante qui dépend des caractéristiques du puits	
W.O	Workover	
AOF	Absolute open flow	$mmscf/jour$
$\left(\frac{dP}{dL}\right)$	Perte de charge totale	Psi
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$	Composante due à l'énergie potentielle	Psi
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$	Composante due au frottement	Psi
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$	Composante due à l'énergie cinétique	Psi

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Gassi Touil [1].	5
Figure I.2 : Organigramme de champ Gassi Touil [1]	6
Figure I.3 : Organigramme de la division Engineering et Production (EP)[1].	7
Figure I.4 : Unité de traitement de gaz [1]	9
Figure I.5 : Unité de compression et réinjection gaz [1]	9
Figure I.6 : Unité de traitement de brut [1].	10
Figure I.7 : Bac de stockage [1].	10
Figure II.1 : Représentation schématique des régimes d'écoulement dans un canal vertical, Ove bratland (2010)[5].	15
Figure II.2 : Courbe de déclin montrant la liquide loading [4].	19
Figure II.3 : Gradient de pression dans un puits avec accumulation de liquide [4].	19
Figure II.4 : Gouttelettes de liquide entraînées selon Turner [3].	20
Figure II.5 : Principe de fonctionnement de la mousse [8].	23
Figure II.6 : Installation d'un Typique Plunger lift [10]	24
Figure II.7 : Gaz-lift continu et intermittent [7]	26
Figure III.1 : Pertes de charges possibles dans le système de production [13]	30
Figure III.2 : Concept et les position des nœuds [13].	31
Figure III.3 : Détermination de la capacité d'écoulement [13]	32
Figure III.4 : IPR d'un liquide à une seule phase [15].	36
Figure III.5 : Courbe IPR.	40
Figure III.6 : IPR de Fetkovitch	40
Figure IV.1 : Carte Positionnement	47
Figure IV.2 : Historique de production HTG-1 Avant le Snubbing.	50
Figure IV.3 : Fiche technique du HTG-1 avant le Snubbing.	52
Figure IV.4 : Courbe IPR du puits HTG-1	53
Figure IV.5 : Conception du puits HTG-1.	55
Figure IV.6 : Absolute Open Flow (Débit Absolu Ouvert) du puits HTG-01.	56
Figure IV.7 : Corrélations les plus utilisées pour le logiciel PIPESIM.	57
Figure IV.8 : Courbe de LLVR pour le puits HTG-1 de tubing 3 1/2"	58
Figure IV.9 : Analyse Nodale du puits HTG-1	58

Figure IV.10 : Effet du diamètre du tubing sur les performances du puits HTG-1.....	59
Figure IV.11 : Effet du diamètre du tubing du puits HTG-01 sur le rapport LLVR	60
Figure IV.12 : LLVR en fonction du diamètre du tubing.....	62
Figure IV.13 : Vitesse du fluide (fluidvelocity) en fonction du diamètre du tubing.....	63
Figure IV.14 : Historique de production du puits HTG-1 après le Snubbing	64
Figure IV.15 : Fiche technique de HTG-1 après le Snubbing.....	65
Figure IV.16 : Production du gaz brut.....	66
Figure IV.17 : Production de CND et GPL	67

Liste des tableaux

Tableau IV.1 : Coordonnée UTM	51
Tableau IV. 2 : Perforation.....	51
Tableau IV.3 : Donnée pétrophysique.....	51
Tableau IV.4 : Données des essais du puits HTG-01 (Well Test).....	53
Tableau IV.5 : Donnée PVT	54
Tableau IV.6 : Résultats d'analyse nodale du puits HTG-1.....	58
Tableau IV.7 : Résultats de simulation pour le tubing 3 ½"	61
Tableau IV.8 : Résultats de simulation pour le tubing 2 7/8"	61
Tableau IV.9 : Résultats de simulation pour le tubing 2 3/8"	62
Tableau IV.10 : Résultats mensuels	66
Tableau IV.11 : Données de base	67
Tableau IV.12 : Prix de vente	67
Tableau IV.13 : Cout de l'opération	67

Introduction Générale

Au cours de l'exploitation d'un gisement pétrolier, l'augmentation des activités de production expose progressivement les puits à une baisse de productivité après une certaine période. Parmi les phénomènes rencontrés, l'accumulation de liquides dans les puits de gaz constitue l'un des problèmes les plus critiques, car elle nuit directement à leur performance.

Cette accumulation réduit la perméabilité effective de la zone proche du puits et génère une contre-pression supplémentaire sur la formation. Il en résulte une chute rapide du débit de gaz, une diminution de la récupération ultime, et, en l'absence de mesures de déchargement rapides, un risque d'arrêt définitif du puits.

La plupart des puits de gaz produisent également une certaine quantité de liquides, qui remontent avec le gaz soit sous forme de gouttelettes entraînées dans la phase gazeuse, soit sous forme d'un film liquide le long des parois du tubing. Ces liquides peuvent provenir soit de l'eau interstitielle contenue dans la matrice du réservoir, soit de la condensation des hydrocarbures gazeux (condensat) [1].

Dans les premiers temps suivant la mise en production, les débits de gaz sont généralement suffisants pour évacuer naturellement la totalité des liquides produits. Cependant, avec l'épuisement du réservoir, la pression diminue, entraînant une baisse progressive du débit de gaz. Lorsque celui-ci devient insuffisant pour assurer la remontée des liquides, ces derniers commencent à s'accumuler au fond du puits (au niveau de la formation, ou « surface de sable »), formant ainsi une colonne statique de liquide. Cette accumulation accroît la pression au fond du puits, renforce la contre-pression exercée sur la formation, et réduit par conséquent la capacité de production [2].

L'accumulation continue de liquide augmente la saturation en liquides au voisinage du puits, ce qui diminue encore la perméabilité effective et réduit d'autant le débit de gaz. Dans les puits de gaz à basse pression, cette situation peut conduire à l'arrêt complet du puits. Dans les puits à haute pression, le chargement en liquide peut favoriser des phénomènes de « slugging » ou de brassage des liquides, ce qui perturbe les mesures habituelles des tests de puits, généralement établies dans l'hypothèse d'une élimination continue des liquides [3]. .

Face à ce type de problème, plusieurs solutions existent, parmi lesquelles l'optimisation de la complétion afin de prévenir ou de retarder l'accumulation de liquides (liquid loading). Les deux techniques les plus couramment utilisées sont l'ajustement du diamètre du tubing et le contrôle de la pression en tête de puits. Dans ce cadre, de nombreux outils ont été développés pour analyser finement la performance du système de production, notamment à travers le tracé de courbes caractéristiques telles que l'IPR (Inflow Performance Relationship) et le VLP (Vertical Lift Performance).

L'objectif de ce travail est double : analyser le problème des arrêts de puits liés à l'accumulation de liquides, puis réaliser une simulation de ce phénomène sur le modèle de puits HTG-1 à l'aide du logiciel PIPESIM, afin de proposer des solutions adaptées pour remédier à la perte de production. Pour ce faire, le présent mémoire s'articule selon le plan suivant :

- Le premier chapitre présente un aperçu général du champ de Gassi Touil.
- Le deuxième chapitre expose le problème du chargement liquide (liquid loading), ses principes physiques ainsi que certaines solutions existantes.
- Le troisième chapitre introduit l'analyse nodale, son intérêt et son application dans l'étude d'un système de production.
- Le quatrième chapitre, consacré à la partie pratique, décrit l'historique de production du puits HTG-1, l'application de l'analyse nodale à l'aide du logiciel PIPESIM, et l'analyse des résultats obtenus.

Chapitre I:

Présentation du champ de Gassi Touil

Chapitre I : Présentation du champ de Gassi Touil

I.1 Introduction

Le premier chapitre de cette étude offre un aperçu général de la région de Gassi-Touil, une zone riche en ressources naturelles et considérée comme l'un des sites les plus importants de l'industrie pétrolière et gazière en Algérie. Cette étude se concentre sur l'infrastructure de la région, en présentant les caractéristiques et les principaux champs de cette zone, ainsi qu'une étude de l'unité de traitement du gaz et de l'unité de récupération du gaz associé, concernées par le processus d'installation d'un système de protection contre les incendies [1].

I.2 SONATRACH Division Production (DP)

SONATRACH est la compagnie nationale Algérienne pour la recherche, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de la mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain et occupe une place de premier plan au niveau mondial. Sa production globale (tous produits confondus) est de 191 millions de TEP en 2015. Ses activités constituent environ 31% du PNB de l'Algérie. Elle emploie 120.000 personnes dans l'ensemble du groupe.

SONATRACH est divisée en quatre Activités : Exploration Production, Aval, Transport par canalisation et Commercialisation. La Division Production (DP) fait partie intégrante de l'activité Exploration Production [1].

I.3 Présentation de site de Gassi Touil

La direction régionale de GASSI TOUIL est l'une des dix directions régionales qui constituent actuellement la division production de l'activité amont du groupe SONATRACH. Elle dispose de différentes installations de base permettant d'assurer la production, le stockage et l'expédition hydrocarbures dont principalement :

- D'un centre de production
- Des champs pétroliers
- D'un périmètre agricole (lancé dans le cadre de la police du développement de l'agriculture saharienne) [2].

I.4 Situation géographique

La région de GASSI-TOUIL est située à 1000 Km d'Alger et à 150 Km au sud-est de HASSI MESSAOUD (Figure I.1) . Elle s'étend sur une superficie d'environ 170Km de long et 105 Km de large. La pluviométrie est faible en hiver et nulle le reste de l'année [1].

Les températures varient entre -5°C et $+50^{\circ}\text{C}$. Des indices d'hydrocarbures ont été découverts, ce qui amena des travaux d'exploration. En 1963, la production d'huile a commencé. Le premier puits de gaz, baptisé HASSI-TOUAREG, a été foré de mai 1959 à juin 1960. En 1974, il y a eu réinjection de gaz dans le trias inférieur du champ de GASSI-TOUIL pour maintenir la pression du gisement. En 1976, l'exploitation du champ gazier de GASSI-TOUIL. La production du gaz est destinée à priori à la réinjection du gaz dans le gisement de HASSI- MESSAOUD.

On peut citer quelques dates importantes concernant les découvertes :

1958 : Nezla Nord, Nezla Sud et Toul.

1959 : Hassi Touareg Nord et Hassi Touareg Sud.

1961 : Gassi- Touil.

1962 : Hassi Chergui Nord et Hassi Chergui Sud.

Acheminée vers un seul centre de production (CP) comprenant :

- Une unité de traitement de gaz.
- Une unité de traitement de brut.
- Une unité de réinjection de gaz.
- Une unité de déshuilage.
- Des utilités (centrale électrique, production d'air instrument).
- Des installations auxiliaires (système de lutte anti-incendie).
- Des infrastructures (ateliers de maintenance, bureaux)

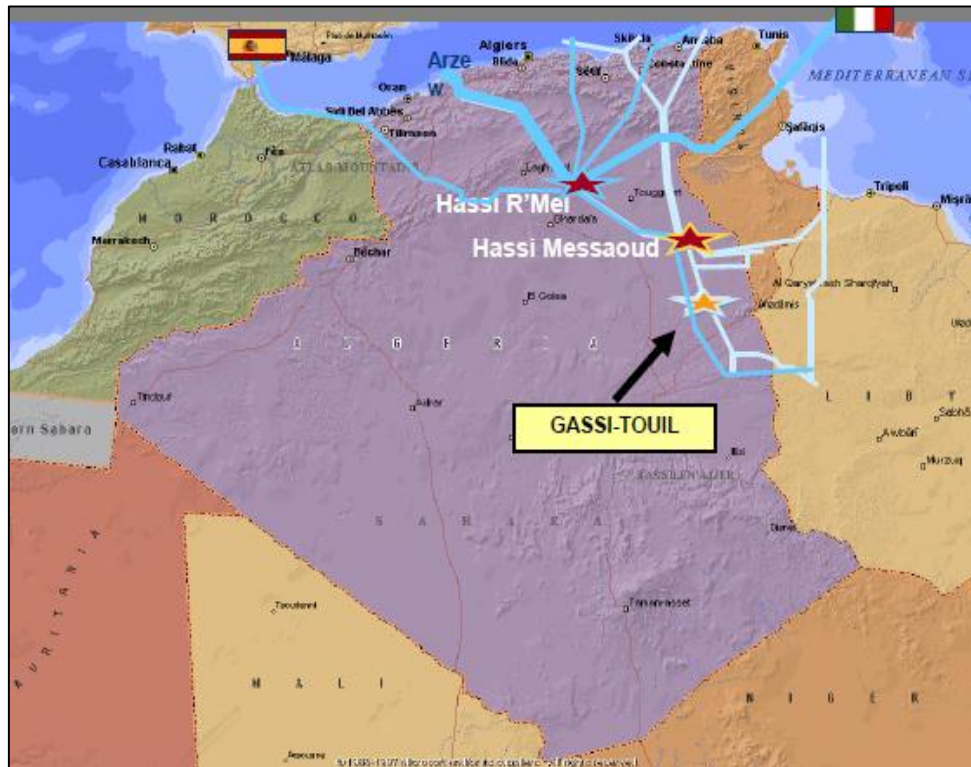


Figure I. 1 : Situation géographique du champ de Gassi Touil [1].

I.5 Historique :

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GT 1, implanté au sommet de la structure (COPEFA - CEP). Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias Supérieur et Inférieur. Il a fallu attendre le forage de GT 3 (Novembre 1962 - Mars 1963), implanté sur le flanc Est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias Inférieur à une profondeur de 2100 m, soit - 1891 m absolu. Le forage de GT 4 (Juin 1963 en Octobre 1963) a aussi montré que le Trias Intermédiaire était imprégné d'huile dans cette zone à une profondeur de 2020 à 2037 m.

Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes où pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'en 1974, pour délimiter les contours du gisement.

La structure de ce gisement se présente sous forme d'un anticlinal allongé sur 20km environ dans l'axe Nord-Sud et 5 km environ dans l'axe Est-Ouest.

Le flanc Ouest accidenté est fermé par une grande faille longitudinale, tandis que les extrémités sont affectées par deux failles de moindre importance de sens Sud-ouest/Nord-

est. Cette structure est compliquée au sommet par 03 petites culminations situées respectivement au Nord, au centre et au sud. Le réservoir est formé par le complexe Argilo-Gréseux du Trias qui présente 03 horizons producteurs, séparés par des couches d'argile discontinues, plus ou moins imperméables, de sorte qu'ils se comportent comme des gisements indépendants : [2]

- Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (T.A.G.S.)
- Le Trias Intermédiaire
- Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (T.A.G.I.) La couverture principale de ce réservoir est constituée par une épaisse couche d'évaporites (sel, anhydrites) du Trias salifère.

I.6 Organigramme de site

L'organigramme du champ de Gassi Touil (Figure I.2) illustre une structure fonctionnelle divisée en huit pôles spécialisés – ingénierie, exploitation, maintenance, sécurité, réalisation, finances, personnel, intendance et approvisionnements. Cette organisation garantit une coordination efficace des activités et une gestion optimale des ressources sur le site.

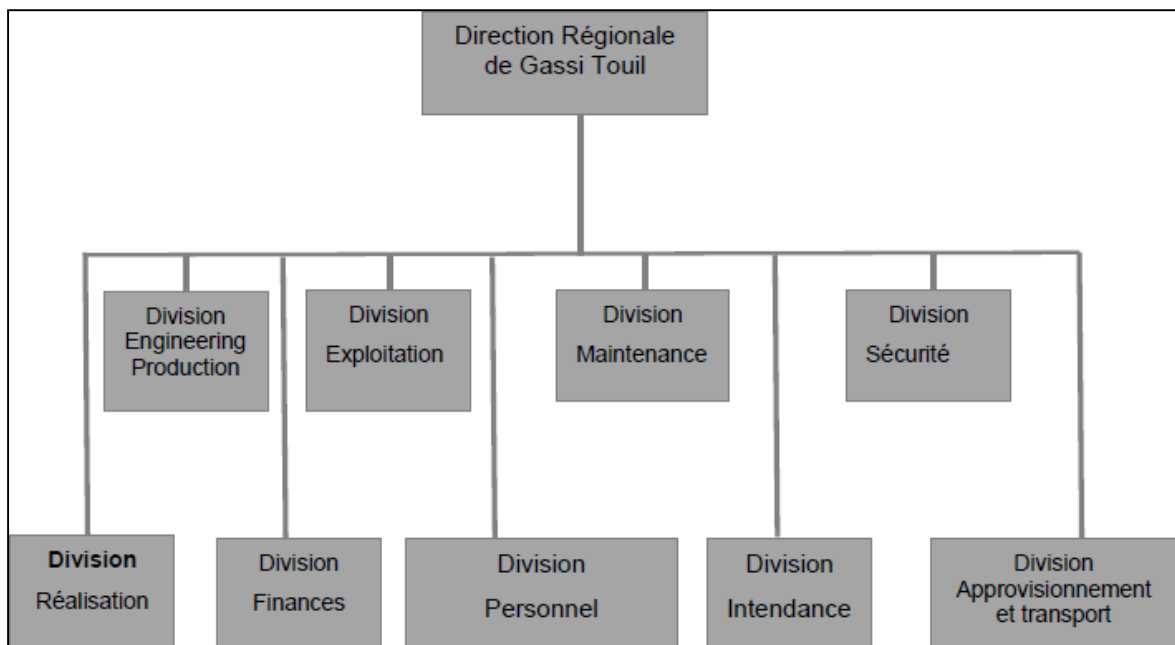


Figure I.2 : Organigramme de champ Gassi Touil [2]

L'organigramme repris ci-dessus illustre l'organisation hiérarchique au niveau de la direction régionale du site de Sonatrach division production de Gassi Touil. Le directeur régional est situé au sommet de l'organigramme et dirige les divisions de GT. L'organigramme ici (Figure I.3) présente détaillée également l'organisation de la division Engineering et Production et d'un de ses services en détail [1].

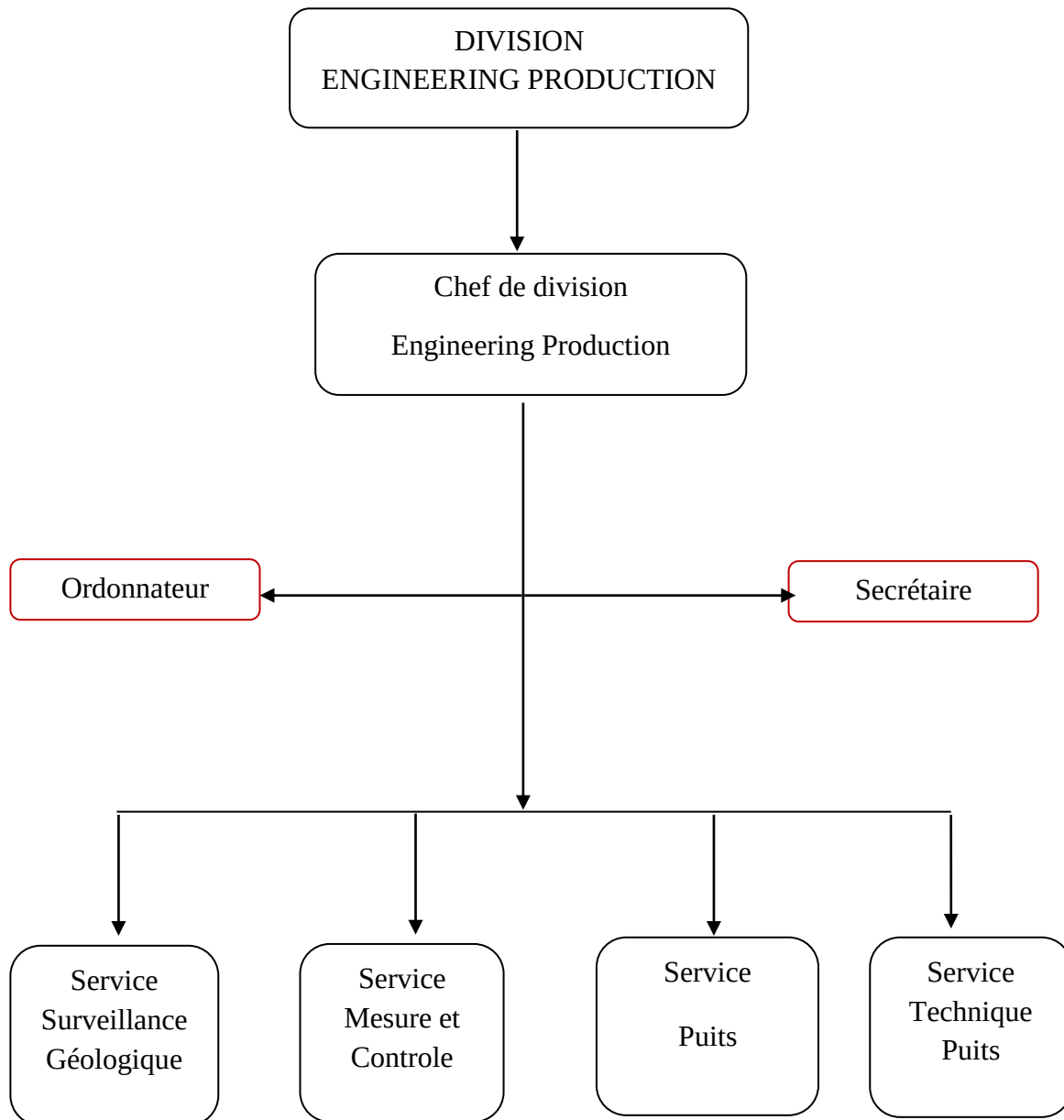


Figure I. 3 : Organigramme de la division Engineering et Production (EP)[1]

I.7 Inventaire succinct des unités d'exploitation

La totalité de la production de gaz et de brut de la région de Gassi Touil est acheminée vers un centre de production CP et autre récent un centre de traitement de gaz naturel CPF.

I.7.1 Centre de production (CP)

Le centre de production de Gassi Touil (CP) a été mis en service en 1965. Il est composé principalement de :

- Unité de traitement de brut
- Unité de récupération des gaz associés (URGA)
- Un parc de stockage pétrole et condensat
- Unité de traitement des rejets liquides industriels
- Unité de traitement de gaz (attente réforme)
- Unité de compression et réinjection gaz (attente réforme)
- Unité de récupération des gaz associés

Mise en service : mars 2003

Capacité : 4.9 millions Sm^3/jour à 150 bars

Section TBP (C04) :

Un moto-compresseur (soufflante), comprime 14 000 Sm^3/j des gaz très basse pression de 1 à 2 bars.

Section BP (C01) :

Un moto-compresseur de deux étages, comprime 2 700 000 Sm^3/j des gaz basse pression 1er étage de 2 à 8 bars et 2eme étage de 8 à 19 bars.

Section HP (C02 et C03) :

Une turbine entraine deux compresseurs centrifuge C02 et C03 en série, pour comprimer 900 000 Sm^3/j des gaz, de 19 à 150 bars.



Figure I.4 : Unité de traitement de gaz [1]

❖ **Unité de traitement de gaz**

04 Chaines de traitement

- Date de mise en service : 1976
- Capacité initiale installée : 20 millions Sm^3/j (Pr: 145 bars)
- Date de revamping 1993
- Capacité après revamping : 12.5 millions Sm^3/j (Pr: 60 bars)
- Date d'arrêt définitif : 01 / 01 /2012



Figure I.5 : Unité de compression et réinjection gaz [1]

❖ **Unité de compression et réinjection gaz**

06 MOTO-COMPRESSEURS ALTERNATIFS.

- Date de mise en service : 1972.
- Capacité installée : 4.2 Millions $\text{Std m}^3/\text{j}$.
- La première phase en 1972 comprend la construction d'une station de 03 moto-compresseurs (MC 201, MC 202 et MC 203).
- La seconde phase en 1976 comprend la construction d'une station de 03 moto-compresseurs (MC 204, MC 205 et MC 206).



Figure I. 6 : Unité de traitement de brut [1]

❖ **Unité de traitement de brut**

BATTERIES DE SEPARATION : Capacité installée : **21 850 m³/j**

- 05 batteries principales
- 02 batteries faible GOR
- 02 batteries de test



Figure I.7 : Bac de stockage [1]

POMPERIE D'EXPEDITION : 1 250 m³/h et pression max 16 bar

- 03 Electropompes principales de 1 250 m³/h pression, max 16 bars.
- 02 Electropompes de transfert de 250 m³/h, pression max 4 bars.

PARC DE STOCKAGE : Capacité installée : **75 400 m³**

- 03 bacs de brut : **20 000 m³** chacun.

- 02 bacs de test : **310** m³ chacun.
- 02 bacs de C5+ : **3 390** m³ chacun.
- 01 bac de C5+ : **8000** m³

I.7.2 Unités de traitement de gaz naturel CPF

Le centre de traitement de gaz naturel de Gassi Touil (CPF) a été mis en service en Avril 2014. Il est composé principalement de :

- Train de traitement de gaz d'une capacité nominale de 12 millions de Sm³/j.
- Deux unités de boosting pour comprimer les gaz à basse Pression (30/70 Bars)
- Deux Turbo Compresseurs de gaz de vente.
- Deux (02) bacs de stockage de condensât on-spec.de 5000 m³ chacun
- Un (01) bac de stockage condensat off-spec, de 3000 m³
- Trois (03) sphères de stockage GPL de 500 m³ chacune, dont Une (01) off-spec.
- Deux (02) bacs de stockage d'eau anti incendie de 12 000 m³ chacun
- Utilités (air Instrument /Azote /eau /Fuel gaz /Unités de traitement des eaux) [3] .

Capacité de production :

- GAZ Brut : **12.00** MMSm³/j
- GAZ de vente : **11.00** MMSm³/j
- Condensats : **1800** Tonnes/j / (2334 m³/j)
- GPL : **1200** Tonnes/j / (1950 m³/j)

Chapitre II:

Notions Sur le Phénomène "LIQUID LOADING"

Chapitre II : Notions Sur le Phénomène "LIQUID LOADING"

II.1 Introduction

La production de gaz naturel est confrontée à une variété de défis, dont l'un est le problème du liquide loading. Le liquide loading fait référence à l'accumulation de liquides (par exemple, de l'eau et/ou du condensat) provenant de différentes sources dans le puits ; cela se produit lorsque le débit de gaz n'est pas suffisamment élevé pour soulever les liquides à la surface. Pour comprendre ce problème, nous abordons dans ce chapitre II des concepts généraux de chargement liquide, puis nous examinons ce problème dans le champ de GASSI TOUIL [2].

II.2 Concepts de liquide loading dans les puits de gaz

Le chargement en liquide est l'accumulation de liquides au fond du puits pendant la production de gaz lorsque l'énergie disponible est insuffisante pour remonter les liquides co-produits à la surface. Cela se produit lorsque la vitesse de la phase dominante (principalement le gaz) tombe en dessous d'un certain seuil connu sous le nom de vitesse critique. Lorsque cette vitesse est atteinte, le gaz commence à perdre la capacité de soulever les liquides produits à la surface, par conséquent, le liquide commence à s'accumuler au fond du puits.

Le flux de gaz et de liquide le long du tube à des vitesses de gaz élevées provoque la dérive du gaz vers le centre du tube, créant un vortex connu sous le nom de noyau de gaz. Le liquide est expulsé du noyau gazeux vers les parois du tube, formant un film liquide. La force de cisaillement agissant sur l'interface film gaz-liquide entraîne la formation de gouttelettes de liquide qui sont transportées dans le noyau de gaz tandis que certaines gouttelettes retombent dans le film, formant le schéma d'écoulement annulaire-brume. Un rapport gaz-liquide élevé sous ce modèle d'écoulement entraîne un gradient de pression plus faible dans le tube. Bien que la perte de pression due à la friction augmente avec l'augmentation de la vitesse du gaz, sa composante est faible et a peu d'effet sur la chute de pression globale dans le tube.

À mesure que la pression dans le réservoir diminue, la vitesse du gaz le long du tube diminue également avec le temps. Lorsque la vitesse critique est atteinte au sommet du puits (position de la vitesse la plus basse le long du tube), le liquide commence à

s'accumuler au fond du puits. Le débit de liquide devient supérieur à celui du gaz, ce qui entraîne une augmentation de la pression hydrostatique dans le puits, ce qui se traduit par une augmentation du gradient de pression dans le tube. L'accumulation continue de liquides dans le puits impose une pression de retour supplémentaire contre la formation, ce qui réduit le taux de production de gaz. La pression dans le réservoir augmente alors, ce qui pousse les liquides accumulés à la surface sous un écoulement intermittent ou en bouchon. Sous ce mode d'écoulement, les poches de liquide séparent le noyau de gaz. Le cycle continue jusqu'à ce que l'accumulation de pression dans le réservoir soit insuffisante pour pousser les liquides à la surface. À ce stade, le puits ne produira plus de gaz et pourra donc être abandonné si aucune mesure n'est prise pour décharger les liquides [3].

II.3 Ecoulements diphasiques liquide-gaz

Les écoulements diphasiques sont régis par les échanges qui se produisent entre les phases, provoqués par les écarts éventuels de température, de vitesse et de pression entre celles-ci. , réussir à décrire les systèmes multi-phases en prenant en compte à la fois leur comportement propre mais aussi les interactions dues à la présence d'un autre fluide, présente un intérêt considérable pour les milieux industriels. Les systèmes diphasiques sont en effet présents dans de nombreux domaines : extraction pétrolière, industrie chimique, sûreté des réacteurs nucléaires, aérosols dans les poumons, moteur diesel [4].

II.3.1 Configurations de l'écoulement gaz-liquide en conduite

Différentes configurations (ou régimes) d'écoulements sont susceptibles d'apparaître lorsque deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite. Les différentes configurations de l'écoulement (flow pattern) sont identifiées en fonction de la forme de la distribution de chacune des phases par rapport à l'autre dans la conduite. Plusieurs paramètres influent sur les régimes d'écoulement, parmi lesquels on peut citer:

- Les débits massiques de chaque phase ;
- La pression;
- Les masses volumiques et les viscosités de chaque phase ;
- La tension interfaciale et la présence éventuelle d'agents tensio-actifs ;
- La mouillabilité des parois (parois mouillantes et non mouillantes) ;
- La géométrie des parois ;

○ Le sens de l'écoulement (ascendant, descendant, co-courant, contre-courant) [4].

Plusieurs travaux ont tenté de décrire les différentes configurations d'écoulement et les conditions de leurs apparitions. Considérant la structure de l'interface, la classification topologique permet d'identifier trois configurations de base d'écoulements diphasiques Tong (1997) [4].

- Les écoulements à phases séparées : écoulements stratifiés, annulaires
- Les écoulements à phases dispersées : écoulements à bulles, à gouttes ou à particules.
- Les régimes de transition : écoulements poches, poches-bouchons.

Les principales configurations d'un écoulement diphasique sont:

- **Écoulement à bulles (bubbly flow):** cette configuration d'écoulement a lieu pour une faible vitesse débitante de la phase gazeuse par rapport à celle de la phase liquide. Le gaz s'écoule sous forme de bulles sphériques ou ellipsoïdales de dimension millimétrique.
- **Écoulement à poches (slug flow):** en augmentant le débit de gaz, le volume des bulles augmente pour donner lieu à des poches séparées par des bouchons de liquide comprenant par fois de nombreuses bulles de petites tailles. C'est une configuration intermittente.
- **Écoulement "moussant" (churn flow):** les poches s'allongent et leurs interfaces deviennent ondulées. Les bouchons de liquide se rompent. C'est la transition vers la configuration stratifiée. La configuration moussante est également qualifiée d'intermittente.
- **Écoulement annulaire (annular flow):** durant cette structure d'écoulement, le gaz occupe la partie centrale de la conduite et le liquide s'écoule en contact avec la paroi de cette dernière [5].

En dehors de ces principales configurations d'écoulements, il existe plusieurs structures intermédiaires qui correspondent à la transition d'une configuration à l'autre. Ces configurations de transitions peuvent se produire lors de l'ébullition d'un liquide ou lors d'un écoulement de deux fluides.

Les configurations d'écoulements gaz-liquide verticale sont présentées sur la Figure II.1

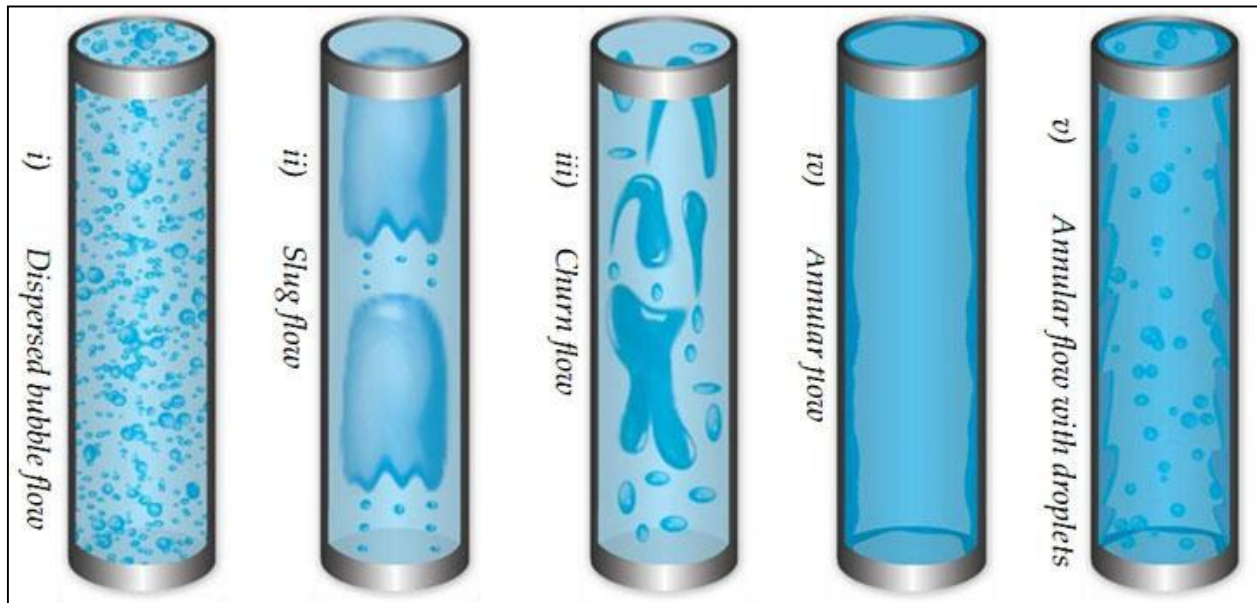


Figure II.1 : Représentation schématique des régimes d'écoulement dans un canal vertical, Ove bratland (2010) [5].

En écoulement gaz-liquide vertical, les régimes à phase dispersés (régime à bulles) apparaissent pour les écoulements à faibles taux de vide (faibles débit de gaz). En augmentant le débit du gaz, les bulles ont tendance à coalescer et produisent de plus grosses bulles. Le régime à poches ou à bouchon, « plug / slug flow » apparaît lorsque les bulles atteignent des diamètres proches de celui du tube. Les bulles prennent alors des formes allongées suivant la direction de l'écoulement séparées les unes des autres par une épaisseur de liquide, pouvant contenir de fines bulles. Avec l'augmentation du débit, les effets de cisaillement ont des effets de plus en plus importants sur la structure de l'écoulement qui devient instable (écoulement agité) « Churn flow » : le mouvement du liquide globalement ascendant présente des oscillations dont l'amplitude augmente avec les effets du cisaillement.

Lorsque le débit de gaz augmente encore, les forces de gravité deviennent négligeables devant les forces d'inertie et le liquide forme un film annulaire autour de l'écoulement de gaz faisant apparaître un écoulement à phases séparées (régime annulaire) « annular flow ». Pour des vitesses encore plus élevées, la phase liquide forme une fine couche continue le long de la paroi de la conduite. Le régime d'écoulement agité « Churn flow » apparaît comme un régime de transition entre l'écoulement poche-bouchon et l'écoulement annulaire. Ce régime n'apparaît que dans les écoulements où les effets de cisaillement et de

gravité ont tous les deux des effets sur l'écoulement. Dans les canalisations de faibles diamètres la transition entre l'écoulement poches-bouchon et écoulement annulaire se fait directement sans passer par le régime agité.

L'augmentation du débit de gaz le cisaillement à l'interface gaz-liquide de l'écoulement annulaire provoque la formation de vagues à l'interface entre les deux phases et quand la vitesse du gaz est suffisante peut entraîner la phase liquide sous forme de fines gouttelettes dans l'écoulement gazeux central. Pour les débits de gaz encore plus importants, le film liquide à la paroi s'amincit et fini par disparaître donnant lieu à un écoulement à brouillard ou « mist/fog flow ».

Un puits de gaz peut passer par l'un ou l'ensemble de ces régimes d'écoulement au cours de la vie du puits. Il peut initialement avoir une vitesse de gaz élevée, de sorte que le régime d'écoulement est dans un écoulement de brouillard dans le tube, mais peut-être dans une bulle, une transition ou un écoulement de limace sous l'extrémité du tube jusqu'aux perforations moyennes. Au fur et à mesure que le temps augmente et que la production diminue, les régimes d'écoulement des perforations vers la surface changent à mesure que la vitesse du gaz diminue. La production de liquides pourrait également augmenter à mesure que la production de gaz diminue [4].

II.4 Sources de liquides dans le puits de gaz en production

La production de liquides dans les puits de gaz peut se produire dans presque tous les puits de gaz à un moment donné de la vie du puits. Les liquides entrant dans le puits pendant la production de gaz proviennent de multiples sources en fonction de l'état et du type du réservoir. L'eau de formation est l'une des plus courantes.

Sources d'eau qui sont naturellement piégées dans les pores des roches pendant la période de sédimentation. Lorsque le gaz s'écoule dans le puits, cette eau peut également s'écouler vers le fond du puits le long des fractures. D'autres sources de liquides incluent : la condensation de l'eau et des hydrocarbures, le cône d'eau, la production d'eau d'une autre zone, l'eau de l'aquifère, certains liquides externes introduits dans le réservoir tels que les fluides de forage, les fluides de fracturation et tout autre fluide utilisé dans l'exploration et le développement. Une ou plusieurs de ces sources de liquides peuvent exister dans le réservoir et les liquides produits doivent être continuellement transportée à la surface pour un fonctionnement efficace du puits [3].

II.4.1 Eaux injection (water flood)

C'est le procédé le plus ancien, et encore le plus employé. Son but n'est seulement la récupération, mais aussi d'accélérer la production, en plus de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

L'injection peut être soit du type reparté dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

Concernant les sources de l'eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères situées à faible profondeur de l'eau de mer, ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières).

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place, peut provoquer des précipités inscrutables (BaSO_4) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau [2].

II.4.2 Eaux de gisement

Il faut savoir que la production du brut, s'accompagne toujours d'une production de gaz de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins important suivant le gisement. La présence de l'eau est due à des causes diverses, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables, Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais, il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates et chlorures.

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production ; cette eau de gisement ou de formation, peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolières, soit de la roche magasin elle-même.

Il existe des différents types de l'eaux de gisement tels que :

IV.4.2.1 Eaux de condensation: qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.

IV.4.2.2 Eaux de formation : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment.

IV.4.2.3 Eaux interstitielles : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.

IV.4.2.4 Eaux connées : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique [2].

II.5 Symptômes de liquide loading dans les puits de gaz

Liquide loading n'est pas toujours évident et la reconnaissance du problème de chargement de liquide n'est pas une tâche facile. Par conséquent, l'utilisation d'outils de diagnostic pour découvrir son apparition pourrait être très utile pour prévenir ou retarder son apparition. Voici quelques exemples d'outils de diagnostic qui pourraient être déployés :

- Modèles numériques ou analytiques pour prédire le taux critique ;
- Graphiques de performance Ueswell ;
- Utiliser l'outil de journalisation de production (PLT) ;
- Suivi de la pression de la tête du carter et du tube avec le temps ;
- Tracés du taux de production de gaz dans le temps ;
- Réalisation de tracés de gradients de pression[1].

Parmi les indicateurs précédents, les symptômes les plus utiles indiquant une charge liquide sont les suivants :

II.5.1 Production erratique et augmentation du taux de déclin

La forme d'une courbe de déclin de la production est une indication importante des problèmes de chargement de liquide en fond de trou. La courbe de déclin doit être analysée au fil du temps, à la recherche de changements dans la tendance générale. Ceci est expliqué par la figure II.2 ; La courbe de déclin exponentielle lisse représente une production de gaz normale compte tenu de l'épuisement du réservoir, tandis que la courbe fortement fluctuante est indicative d'une charge liquide.

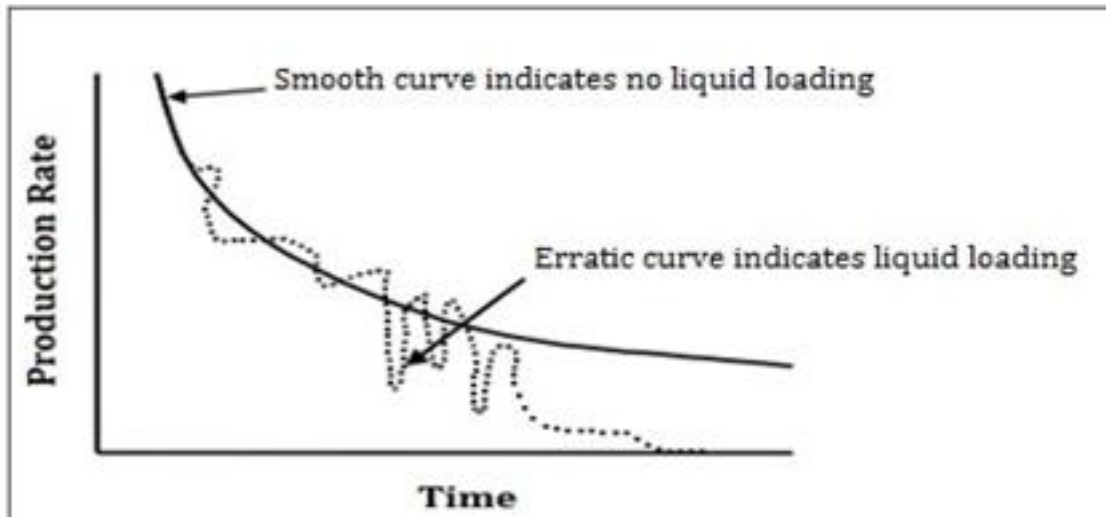


Figure II.2 : Courbe de déclin montrant la liquide loading [4].

II.5.2 Enquête de pression indiquant le niveau de liquide du tube :

L'étude de la pression d'un puits fluide ou statique est peut-être la méthode la plus précise disponible pour déterminer le niveau de liquide dans un puits de gaz. Le gradient de pression mesuré est une fonction directe de la densité du milieu et de la profondeur ; et pour un seul fluide statique, comme le montre la figure II.3 ; La pression avec la profondeur doit être presque linéaire. Étant donné que la densité du gaz est nettement inférieure à celle de l'eau ou du condensat, la courbe de gradient mesurée présentera un loading brusque de pente lorsque le liquide stagnant dans le tube est rencontré.

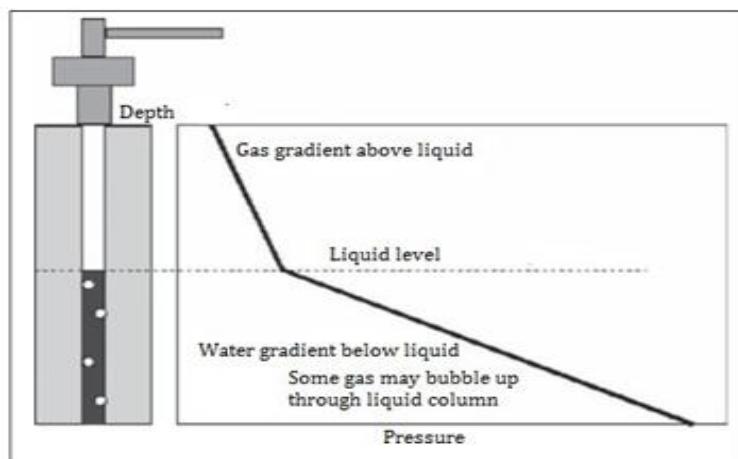


Figure II.3 : Gradient de pression dans un puits avec accumulation de liquide [4].

II .5.3 Arrêt de la production de liquides :

Certains puits de gaz à haut débit produisent facilement des liquides pendant un certain temps, puis baissent des taux trop bas. Lorsque la production de gaz diminue, la production de liquide peut cesser. Dans ces cas, le puits produit du gaz à des taux inférieurs au taux critique qui peut transporter les liquides à la surface. Il en résulte que les liquides continuent à s'accumuler dans le puits de forage et que le gaz bouillonne à travers les liquides accumulés [4].

II .6 Vitesse critique

II .6.1 Modèles de la vitesse critique

Les études qui ont été faites pour l'analyse et élimination de ce phénomène sont basées sur : le film du liquide le long des parois du tubing et les gouttelettes sphériques entraînées par le gaz. Parmi les modèles proposés ont à :

II .6.1.1 Critère de Turner :

Turner et al ont utilisé les données pour valider les deux modèles cités au-dessus. Les résultats ont confirmé que le modèle basé sur les gouttelettes entraînées par le gaz peut mieux prédire l'accumulation de liquide. Il est également conclu qu'il existe une vitesse suffisante pour enlever en continu les gouttelettes pour éviter le chargement, mais une augmentation de 20% devrait être ajoutée pour assurer l'élimination de toutes les gouttes (Figure II.4).

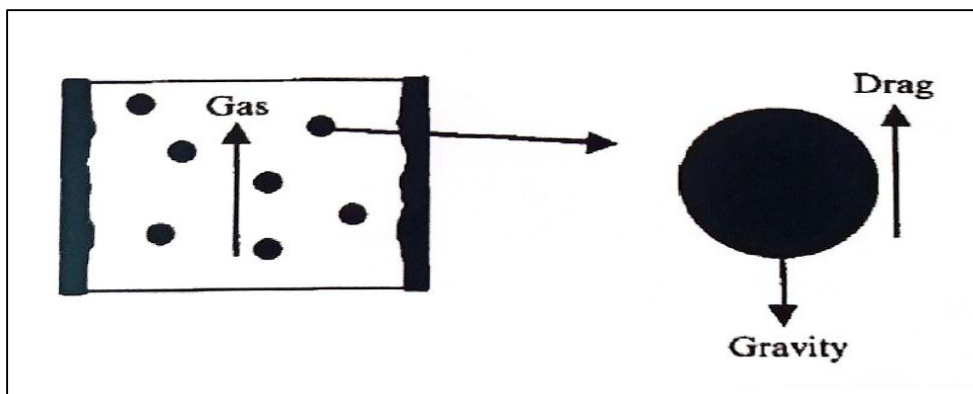


Figure II.4 : Gouttelettes de liquide entraînées selon Turner [3].

La dérivation étape par étape des expressions de débit critique à l'aide du modèle de gouttelette et en supposant que la pression de tête de puits contrôle l'apparition du chargement de liquide est donnée sur l'annexe. L'expression de Turner avec 20% de d'ajustement est résumée comme suit :

$$V_{c,w} = 5.304 \frac{(67-0.0021P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{Equation 1})$$

$$V_{c,cond} = 4.03 \frac{(45-0.0021P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{Equation 2})$$

Le débit critique de gaz est calculé selon l'équation suivante :

$$q = \frac{3.06PA_tV_c}{(T+460)Z} \quad (\text{Equation 3})$$

Avec :

$V_{c,w}$: La vitesse critique pour soulever l'eau (ft/s).

$V_{c,cond}$: La vitesse critique pour soulever le condensat (ft/s).

P : La pression en Psi

A_t : ft².

T: La température en °F.

Z: Le facteur de compressibilité.

q = Débit critique en (sft³/s) [6].

II .6.1.2 Critère de Coleman

En utilisant le même modèle et la validation avec les données de pression du réservoir et de la tête de puits inférieurs à 500psi. Coleman était convaincu qu'une meilleure prédiction pourrait être obtenue sans un ajustement 20% pour s'adapter aux données avec les expressions suivantes [6] :

$$V_{c,w} = 4.434 \frac{(67-0.0021P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{Equation 4})$$

$$V_{c,w} = 3.369 \frac{(67-0.0021P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{Equation 5})$$

II .7 Méthode pour résoudre le problème de chargement du liquide

Il ressort clairement de la recherche de Turner, Coleman, Li et Nosseir que, pour éliminer continuellement les liquides, la vitesse du gaz doit être supérieure à la vitesse critique. Cela peut être fait par :

- Réduire la section transversale, c'est-à-dire la section d'écoulement.
- Réduction de la chute de pression dans la colonne de tubing.
- Augmentation du taux de débit.
- Réduire la tension superficielle ou la densité de la phase liquide [8].

Différentes solutions doivent être évaluées et comparées afin de trouver le meilleur plan d'action pour les puits qui ont des problèmes de chargement de liquide pour atteindre la plus haute récupération de gaz possible. Dans cette section, plusieurs solutions ou mesures correctives pour empêcher l'accumulation de liquide dans les puits de gaz sera discutée et évaluées afin de trouver quelle solution particulière est la meilleure à chaque cas particulier :

II .7.1 Velocity String

Une colonne de production de petit diamètre est installée à l'intérieur du tubage de production d'un puits afin de remédier aux problèmes de chargement de liquide. Lorsque la pression du réservoir d'un puits de gaz diminue, la vitesse peut être insuffisante pour transporter tous les liquides hors du puits. Avec le temps, ces liquides s'accumulent et compromettent la production. L'installation d'une colonne de production réduit la section d'écoulement et augmente la vitesse d'écoulement pour permettre le transport des liquides hors du puits. Les colonnes de production sont généralement installées à l'aide de tubes spiralés comme conduits. Grâce à leur fonctionnement sûr et à leur mobilisation rapide, les colonnes de production de tubes spiralés constituent une solution économique pour le chargement de liquide dans les puits de gaz [9].

II .7.2 Technique d'Assistance par Mousses Lift (Foam Assisted Lift)

FAL ou l'Assistance par Mousses Lift, est une méthode qui consiste à injecter des produits chimiques dans les puits de gaz chargés par le liquide, afin de prolonger la période d'extraction et améliorer la productivité du puits.

Ces produits chimiques sont des agents moussants (ou bien des tensions actifs) employés pour porter l'eau à l'extérieur du puits. L'objectif de l'utilisation des mousses est de créer une adhérence moléculaire entre les phases Gaz – Liquide et de maintenir leur stabilité dans une marge de temps utile pour que le liquide s'accumule et se transporte en surface sous l'état moussant [8].

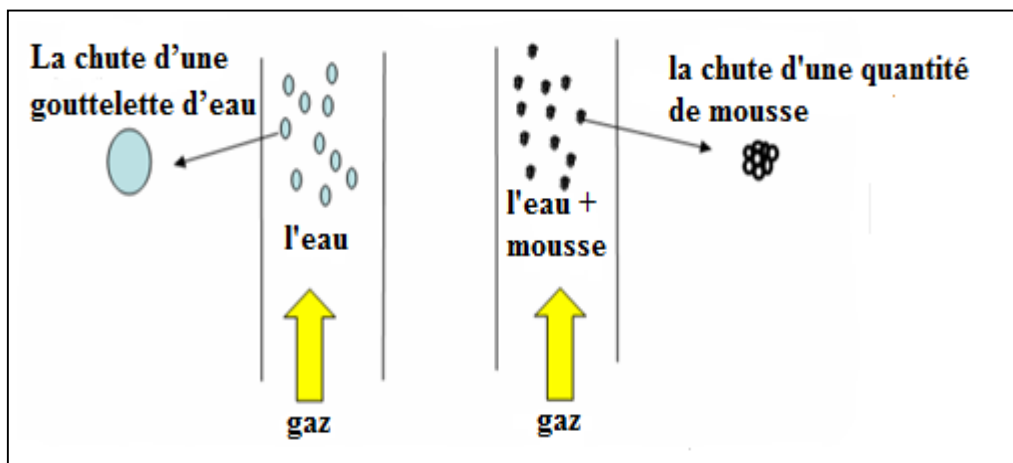


Figure II.5 : Principe de fonctionnement de la mousse [8].

II .7.3 Plunger Lift

Le plunger lift est une méthode de levage artificiel intermittent et une solution contre l'accumulation de liquide, qui utilise l'énergie du réservoir de gaz pour remonter les fluides accumulés au fond du puits. Un plongeur est un outil de type piston qui se déplace librement dans la colonne de tubage et s'adapte au diamètre intérieur du tuyau. Il monte lorsque la pression du puits est suffisante pour le soulever et redescend en raison de la force gravitationnelle. L'installation de levage par piston fonctionne comme un processus cyclique lorsque la pression du puits est accumulée pendant l'arrêt et s'écoule lorsque la pression est suffisante pour soulever le piston et la colonne de liquide collectée au-dessus du piston. Pendant la période de fermeture, le piston est au fond sur un ensemble de ressorts, la pression du gaz s'accumule dans l'annulaire et les liquides s'accumulent au fond du tube. La pression accumulée dans l'annulaire dépend de différents paramètres tels que la période de fermeture, la pression du réservoir et la perméabilité de la roche du réservoir. Après une certaine période de temps, lorsque la pression est suffisamment augmentée, la vanne de surface motorisée (vanne motorisée) est ouverte pour permettre l'écoulement du

gaz à travers le tube, soulevant le piston à la surface, déchargeant les liquides accumulés dans la colonne de tubage et produisant le gaz accumulé dans l'annulaire (Figure II.6). Tout ce processus cyclique nécessite une installation d'équipement de surface qui se compose de vannes et d'équipement de fond de trou qui se compose d'un piston et d'un mécanisme à ressort [10].

Les composants d'une installation de Plunger sont :

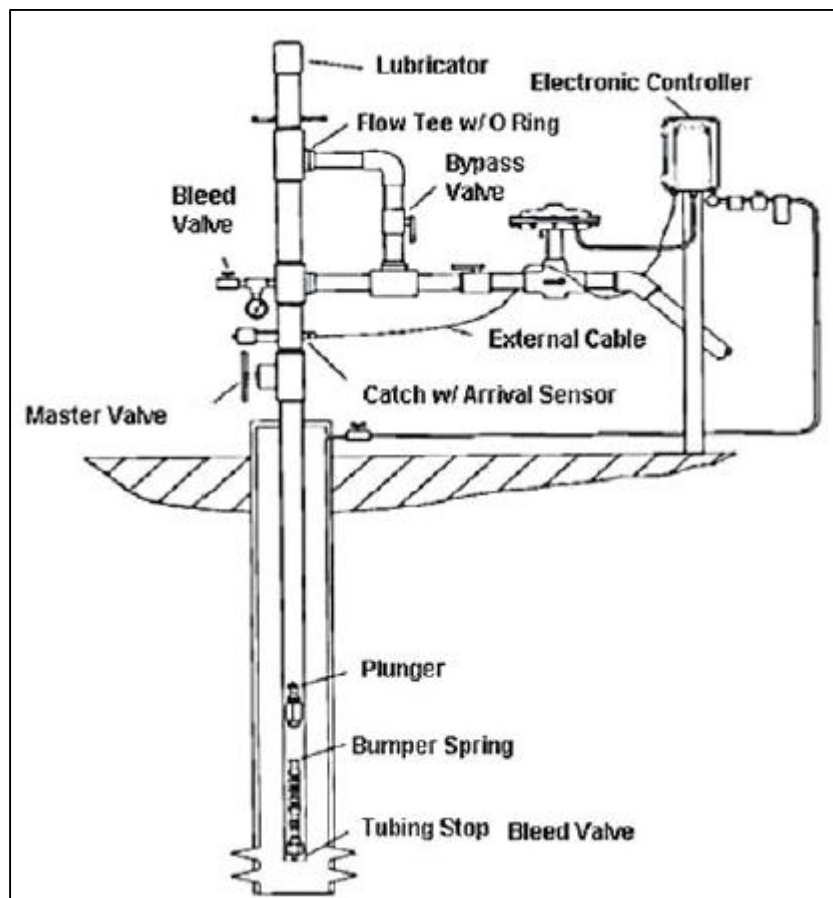


Figure II.6 : Installation d'un Typique Plunger lift [10]

II.7.4 Artificiel lift

II.7.4.1 Gaz-lift

Lorsque la pression de fond de puits est élevée à cause d'accumulation de liquide, le réservoir ne peut pas pousser l'effluent vers la surface, donc pour réduire la pression on fait

injecter des quantités du gaz à certaines profondeurs, pour alléger la colonne de production et donc réduire la pression de fond du puits. Cette technique s'appelle le gaz lift.

L'objectif de gaz lift est de produire le maximum avec le minimum des pertes de charge le long de colonne de production. La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une certaine limite, c'est le GLRT optimal.

Fondamentalement, pour éliminer les liquides accumulés dans un puits de gaz, il existe deux types de techniques de gaz lift utilisés de façon excessive dans l'industrie qui sont gaz lift continu et de gaz intermittent (figure II.7) [7].

a) Gaz-lift continue :

Ce mode de gaz lift consiste à injecter le gaz d'une manière permanent ou continue, avec un débit et une pression bien déterminés, aussi une profondeur qui assure l'allègement de colonne de production d'une manière qui permet la remonte de l'effluent de réservoir jusqu'à la surface.

b) Gaz-lift intermittent

Il se fait temporairement par injection d'un volume bien déterminé de gaz sous pression à forte débit dans la partie inférieure de la colonne de production, dans le but de chasser le fluide qu'elle contient vers le haut. Une fois la pression dans la partie basse commence à diminuer, le fluide quitte son accumulation et sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

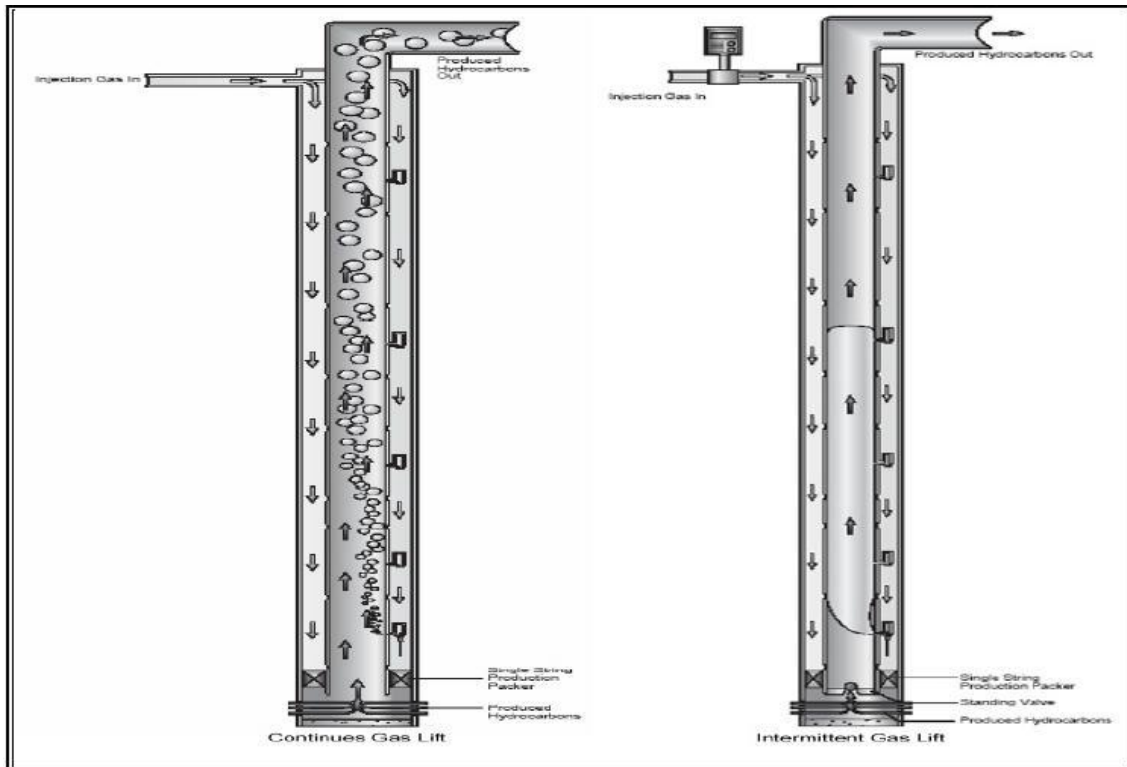


Figure II.7 : Gaz-lift continu et intermittent [7]

II.7.4.2 Sucker Rod Pump (SRP)

Le système SRP peut être divisé en deux grands groupes : l'équipement de surface et l'équipement de fond de trou. L'équipement de surface comprend : le moteur principal, le réducteur de vitesse, la poutre de marche et la tige polie. L'équipement de fond de trou comprend : la chaîne de tiges, le piston de pompe (qui abrite la soupape mobile) et le cylindre de pompe (qui abrite la soupape fixe). Les SRP sont bien connues pour être capables d'atteindre des abaisssements très élevés pour produire des puits avec des pressions de fond de trou très faibles et peuvent fonctionner avec des pressions d'admission de pompe très faibles. Cela rend les pompes à tige souhaitables pour la dernière étape de production ou si les débits de production initiale sont significativement bas. Malgré sa popularité et sa simplicité, le SRP peut être sujet à la production de sable), à des défaillances mécaniques de la tubulure/chaîne de tiges dans les sections horizontales du puits en raison de la friction des pièces métalliques, et à la présence de gaz libre à l'entrée de la pompe qui peut provoquer un blocage par gaz ; tout cela réduit l'efficacité du système SRP [11].

II.7.4.3 Pompe électrique submersible (ESP)

Les pompes submersibles électriques (ESP) ont grandement bénéficié de la production de puits horizontaux profonds en raison de la séparation naturelle du gaz loin de l'entrée de la pompe. Pour réussir l'application des ESP dans les puits horizontaux non conventionnels en profondeur, la profondeur de pose du puits est d'une importance capitale afin d'augmenter la capacité de levage des hydrocarbures et le taux de production. Les ESP se composent de composants sous-surface (pompe, moteur, joint et séparateur de gaz), et de composants de surface (variateur de vitesse, transformateur et câbles électriques de surface). En raison de la fluctuation de la productivité des réservoirs dans les réservoirs horizontaux non conventionnels, l'installation en surface de variateurs de vitesse (VSD) est recommandée [11].

II.7.5 Compression

La compression est souvent utilisée pour abaisser la pression de tête de puits. Ceci peut être réalisé par un seul compresseur au niveau de la tête de puits ou par un système de compression pour le champ installé juste avant le CPF, appelé Unité de boosting. Cette dernière permet d'abaisser la pression dans tout le réseau de collette. L'abaissement de la pression de tête diminuera également la pression du fond provoquant ainsi une augmentation du débit de production. La compression peut aussi augmenter considérablement la récupération des réserves de gaz.

Comme il est mentionné, les compresseurs augmentent la vitesse d'écoulement de gaz. Cela signifie plus de liquide est maintenue à l'état vapeur, réduisant ainsi le volume de gouttelettes à produire, donc une meilleure élimination des liquides recueillis au fond du puits.

De plus, les applications de la compression pourraient être utilisées avec d'autres méthodes de traitements correctifs tels que des agents moussants, gaz lift, Jet lift ou Piston lift, sucker rod pump, des pompes submersibles électriques et velocity string. Il est essentiel que le type, la taille et les propriétés du compresseur soient sélectionnés correctement et optimisés pour une efficacité maximale.

L'énergie nécessaire pour le compresseur est directement liée au rapport de pression d'aspiration et de refoulement, également appelée taux de compression. Lorsque la pression d'aspiration du compresseur diminue ou la pression de refoulement augmente, la quantité

d'énergie nécessaire augmente de façon considérable. Il a été montré aussi que l'énergie nécessaire augmente avec le diamètre de la pipe ou de tubing.

Cependant, cette méthode nécessite un investissement initial pour le compresseur et également des coûts de fonctionnement relativement coûteux pour l'entretien et l'alimentation électrique nécessaires pour maintenir le compresseur en marche [10].

Chapitre III : *Analyse Nodale*

Chapitre III : Analyse Nodale

III.1 Introduction

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet. Les fluides doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de pression se produisent. La Figure III.1 montre un schéma d'un système producteur simple.

Ce système se compose de trois phases :

- Écoulement dans le milieu poreux.
- Écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
- Écoulement dans les pipes horizontales.

Commençant du réservoir ces pertes sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs} \quad : \text{Perte dans le milieu poreux.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad : \text{Perte le long de complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} \quad : \text{Perte le long des restrictions}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} \quad : \text{Perte le long des vannes de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wk} - P_{DSC} \quad : \text{Perte dans laduse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad : \text{Perte dans les conduites de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wk} \quad : \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wk} - P_{sep} \quad : \text{Perte totale dans les collectes.}$$

La figure 15 montre les diverses pertes de pression (perte de charge) qui peuvent se produire dans le système d'un réservoir au séparateur [12].

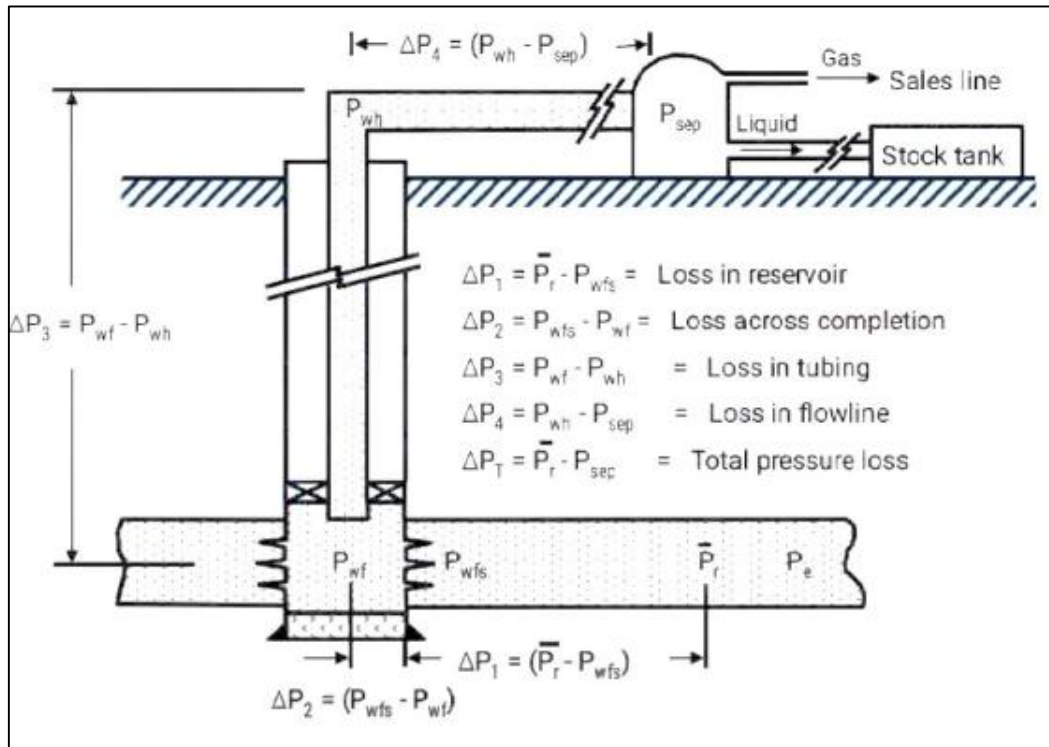


Figure III.1 : Pertes de charges possibles dans le système de production [13]

III.2 Procédure, objectif et application de l'Analyse Nodale

L'approche de l'analyse du système, ou l'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes formés des composants ayant une interaction mutuelle.

La procédure consiste à sélectionner un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds les plus utilisés sont montrés dans figure 15. Tous les composants sont soit en amont du nœud (Inflow), soit en aval (Outflow) [12].

III.2.1 Procédure d'application de l'analyse nodale

La procédure consiste à choisir un point de division ou un nœud dans le système et à le diviser au niveau de ce point en deux parties : la partie amont et la partie avale. Les nœuds les plus fréquemment utilisés sont donnés dans la Figure III.2 ci-dessous.

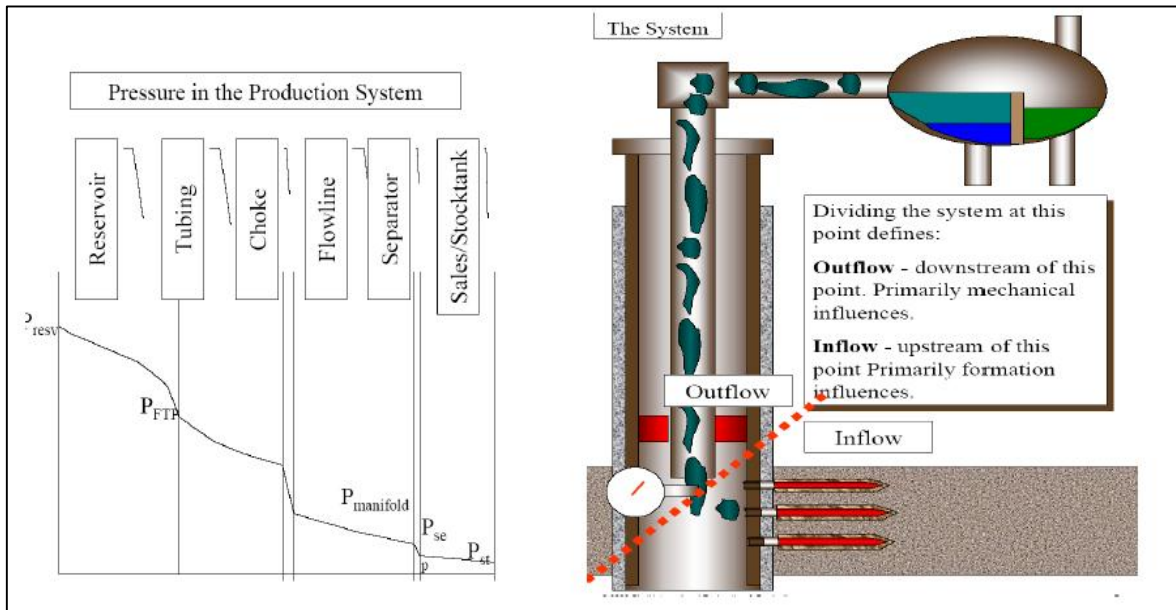


Figure III.2 : Concept et position des nœuds [13]

Tous les composants qui se trouvent en amont du nœud choisi sont désignés par la section Inflow, tandis que la section Outflow comporte tous les composants qui se trouvent en aval de ce nœud. Le débit de l'effluent circulant dans le système peut être déterminé lorsque les exigences suivantes sont satisfaites :

- Le débit entrant vers le nœud est égale au débit sortant ;
- Une seule pression peut exister au niveau du nœud

Durant le fonctionnement du puits, deux pressions restent constantes et ne dépendent pas du débit. L'une est la pression moyenne du réservoir $\bar{p}_R$, l'autre est généralement la pression de séparation $p_{sép}$ (ou la pression de tête p_{wh} si le puits est contrôlé par une duse de surface).

Une fois que le nœud soit choisi, la pression au niveau de celui-ci est calculée à partir des deux directions (amont et aval) en commençant par les pressions fixes ($\bar{p}_R$ et $p_{sép}$) :

- **Ecoulement entrant vers le nœud (Inflow) :** $\text{Inflow:Pnode} = \bar{p}_R - \Delta P$
- **Ecoulement sortant du nœud (Outflow) :** $\text{Outflow:Pnode} = p_{sép} + \Delta P$

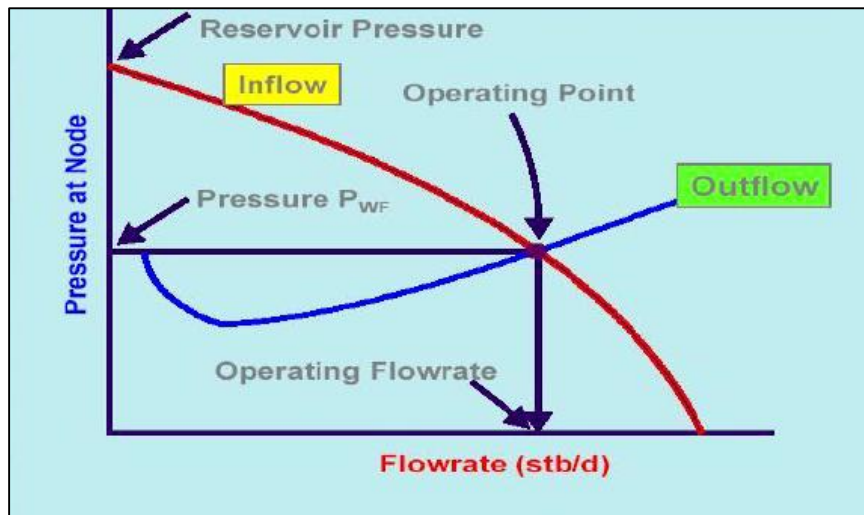


Figure III.3 : Détermination de la capacité d'écoulement [13]

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement de système. L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de nœud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante.

III.2.2 Objectifs

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gas lift ou ESP) et optimiser cette méthode.
- Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production [12].

III.2.3 Application

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à l'écoulement naturel et aux puits d'ascenseur artificiel (ex : Gas lift ou ESP) , si l'effet de la méthode d'ascenseur artificielle sur la pression peut être exprimé comme une fonction de débit . La procédure peut aussi être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont : Optimiser [12]

- La dimension du tubing.
- La dimension du flowline.
- Le Gravel pack.
- Le diamètre de la duse
- L'équipement d'ascenseur artificiel.
- L'effet de la densité des perforations.

III.3 Différentes positions du nœud

III.3.1 Nœud 1: le séparateur

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont :

- L'IPR mesuré dans le trou du puits.
- La chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- La chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

III.3.2 Nœud 3: la tête de puits

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le puits
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- Pression du séparateur.

III.3.3 Nœud 6 : le fond du puits

Le choix du nœud dans au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- La courbe de l'IPR mesurée dans le puits.
- La chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- La chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- La pression du séparateur (séparation).

III.3.4 Nœud 8: le réservoir

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR mesuré dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- Pression du séparateur (séparation).

III.3.5 Nœud 2 : la duse

L'emplacement du nœud 2 (duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse, et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont :

- L'IPR mesuré dans le trou de puits.
- La chute de pression en fonction du débit.
- L'équation $p_{wf} = f(GLR, q)$
- q : Débit de production.

III.3.6 Nœud 7: au niveau des perforations

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

Les données nécessaires sont :

L'IPR de la formation avant les perforations.

- La chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- La chute de pression dans la collecte.
- La pression du séparateur (séparation) [14].

III.4 Performance du puits

La performance du puits peut être définie simplement la capacité d'un puits pour produire des fluides de réservoir à la surface soit par écoulement naturel ou par artificielle lift.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entrée dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (reservoir bottomhole flowing pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

- Des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- Le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

La pression du réservoir commande le débit à travers le système de production, et la pression de séparation à la surface est conçue pour optimiser la production et pour retenir les composants hydrocarbures plus légers en phase liquide, cette pression est maintenue à l'aide des dispositifs mécaniques, tels que des régulateurs de pression.

Un réservoir écoule un fluide dans un puits et le puits raccordé avec des installations de surface tell que le pipeline, Manifold et le séparateur, etc. l'ensemble de tous ces éléments est appelé système de production de l'huile ou du gaz

Dans un système de production de pétrole ou de gaz l'écoulement de fluides à partir de réservoir vers le séparateur à la surface, il peut être subdivisé comme suit :

- L'écoulement dans le milieu poreux (le réservoir).
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité)
- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface (Duse, pipes, vannes) [15].

III.5 Relation de performance d'entrée (IPR)

L'écoulement de fluide du réservoir vers le fond du puits est appelé « Inflow performance » et la représentation graphique est appelée « Inflow Performance Relationship » qui est définie comme relation fonctionnelle entre le débit de production et la chute de pression ($Q = f(P)$). La construction de la courbe IPR « Inflow Performance Relationship » est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits à évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits [15].

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141.2Bu (\ln \frac{R_e}{r_w} + S)} \quad (\text{Equation 6})$$

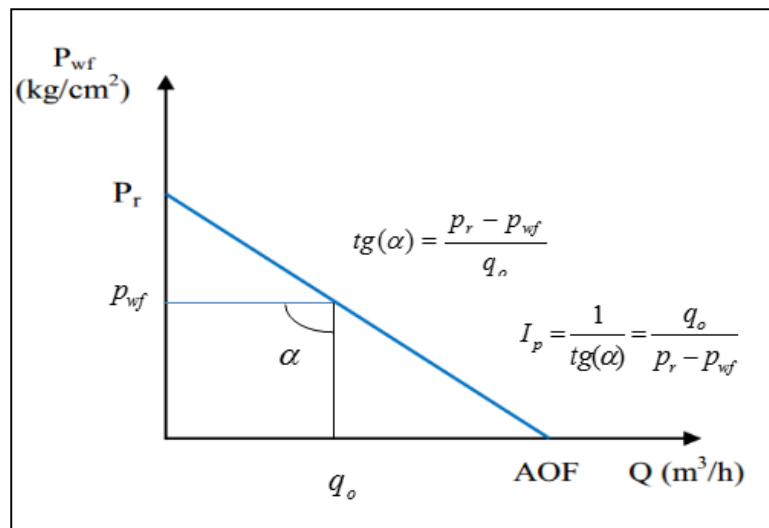


Figure III.4 : L'IPR d'un liquide à une seule phase [15].

III.5.1 Equation et Corrélations

L'IPR (inflow Performance Relationship) d'un puits est la relation entre le débit et la pression au niveau du nœud (P_{wf} dans notre cas le nœud est au fond de puits) ; l'IPR peut être illustré graphiquement en traçant P_{wf} en fonction du débit. Pour ceci, on a plusieurs méthodes empiriques qui sont développées, citons les méthodes qui suivent :

III.5.1.1 Loi de darcy

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un

fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide [12].

Cette loi est donnée par l'expression suivante :

$$V = q/A = -(k/u) \partial P / \partial x \quad (\text{Equation 7})$$

Sous forme vectorielle on trouve :

$$\vec{v} = \left(\frac{k}{u} \right) \vec{\nabla}_p \quad (\text{Equation 8})$$

Avec :

V : vitesse apparente (cm/s).

Q : débit volumétrique (cm³/s).

A : section de passage de fluide (cm²).

K: est le tenseur de perméabilité (md).

P : pression (atm).

$\vec{\nabla}_p$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves [12].

III.5.1.2 Méthode de l'indice de productivité

L'indice de productivité est défini comme le nombre de barils produits par jour par psi de drawdown (chute de pression au fond du puits), le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (\text{Equation 9})$$

J : indice de productivité (bpd/psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

P_{ws} : Pression de fond statique (psi)

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue [12].

III.5.1.3 Méthode de Vogel-Standing

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle de réservoir mathématique pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole.

L'étude a traité plusieurs types des réservoirs contenant des fluides des caractéristiques différentes. L'équation finale de la méthode de Vogel a été basée sur des calculs faits sur 21 réservoirs conditionnés.

Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés ($P_G < P_b$) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue.

La méthode originale de Vogel n'a pas pris en considération l'effet du facteur de skin non nul. Plus tard, les modifications de Standing ont prolongé l'utilisation de cette méthode aux réservoirs stimulés ou endommagés ($skin \neq 0$) [12].

- **Méthode de Vogel (SKIN = 0)**

- Pour réservoir saturé ($P_r < P_b$)

$$q_o/q_{o\max} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{Equation 10})$$

➤ Pour un réservoir sous saturé ($P_r \geq P_b$) :

$$q = q_b + \frac{J_{pb}P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (\text{Equation 11})$$

$$q_b = J_{pb}(P_r - P_b) \quad (\text{Equation 12})$$

Avec :

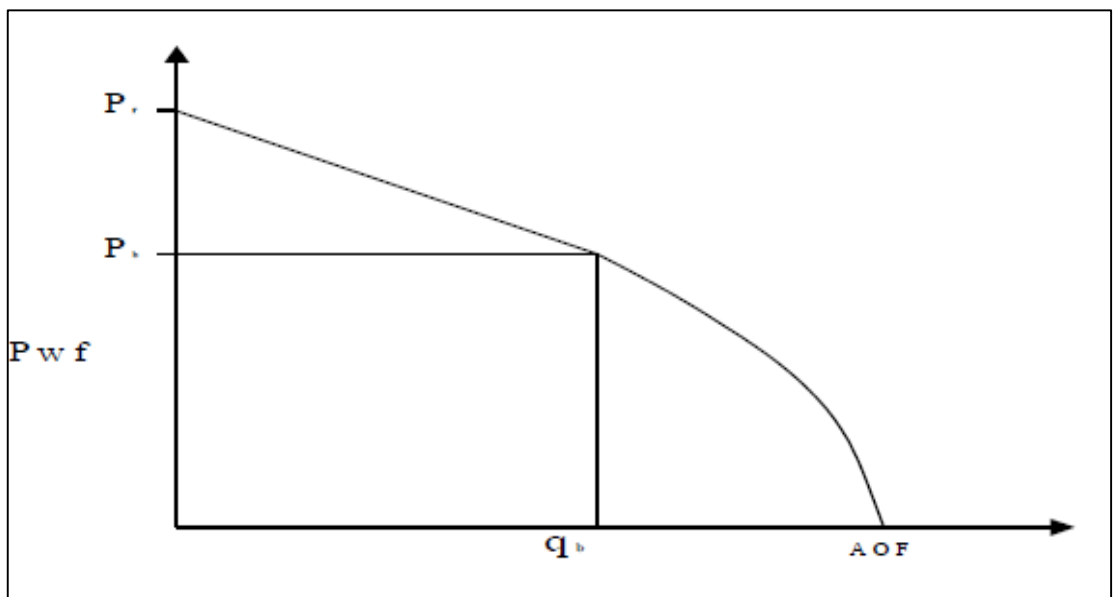
q_o : le débit de l'huile (STB/day) .

P_{wf} : la pression au fond du puits (psig).

$q_{o\max}$: le débit correspond à $P_{wf}=0$ (AOF) c-à-d la valeur maximale de débit.

P_r : la pression de réservoirs.

P_b : la pression de bulle.



q_b :
le
débit
au
point
de
bulle
(quant
 P_{wf}
=
 P_b).

J_{pb}

: l'indice de productivité au point de bulle (STB / (day.psig)).

Figure III.5 : Courbe IPR

III.5.1.4 Méthode de Fetkovitch

Fetkovitch a proposé une méthode pour établir l'IPR pour un puits de huile en utilisant le même type des équations qui ont été utilisées pour gaz, la forme générale de méthode Fetkovitch[12]est:

$$q_L = \quad \text{(Equation 13)}$$

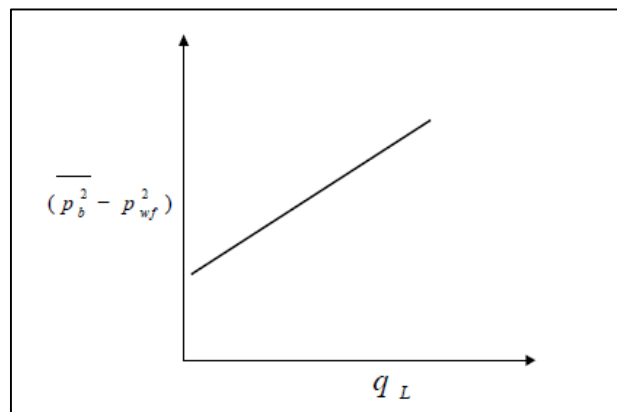
Où :

q_L : le débit de liquide.

C : coefficient de l'écoulement (STB/(day.psig²ⁿ)).

n : constante qui dépend des caractéristiques du puits.

Pour déterminer la valeur de n et C on doit effectuer un test appelé(isochrone test) ou flow after flow test dans lequel on produit avec des valeurs de débit croissantes pendant des intervalles du temps égaux on peut ainsi tracer la variation de $(P_b^2 - P_{wf}^2)$ en fonction de q_L (figure 20).



$$C(P_b^2 - P_{wf}^2)^n$$

Figure III.6 : L'IPR de Fetkovitch

III.5.1.5 Méthode de Jones Blount

En 1976, J. B ont étudié l'effet de la turbulence (où la loi de Darcy n'est pas applicable) sur la performance du puits :

$$\frac{P_r - P_{wf}}{q_o} = A + B * q_o \quad (\text{Equation 14})$$

$$A = \frac{141.2 * u_o * \beta_o}{K_o h} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right] \quad (\text{Equation 15})$$

$$B = \frac{2.3 E-14 * \beta^2 * \rho_o}{h^2 * r_w} \quad (\text{Equation 16})$$

Où ρ_o est densité de l'huile évaluée à T_R et $0.5(P_r - P_{wf})$

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{10}}{K_o^{1.2}} \quad (\text{Equation 17})$$

En traçant $\Delta P / q_o$ en fonction de q_o , on va trouver une ligne droite dont la tangente est A et coupe l'axe $\Delta P / q_o$ dans le point B[12].

III.5.2 Construction de l'IPR quand aucun test stable n'est disponible

La construction d'un IPR avant la complétion de puits est exigée pour appliquer l'Analyse Nodale, si aucun test stable n'est disponible nous pouvons utiliser encore l'équation Vogel pour construire notre IPR par :

- Supposer le débit de test (P_b, q_b)
- Calculer J par l'équation :

$$J = \frac{0.000708 * K_o * h}{u_o * \beta_o \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S' \right]} \quad (\text{Equation 18})$$

- Généraliser l'IPR pour les valeurs $P_{wf} \leq P_b$ pour ceci nous utilisons l'équation (3.5). Si $P_{wf} > P_b$ nous utilisons $P_b = P_r$ dans l'équation ; l'IPR est linéaire pour les valeurs de $P_{wf} \geq P_b$
- Si P_b est inconnu, nous ne supposons que $P_b = P_r$
- La méthode Fetkovitch est aussi applicable si nous supposons une valeur de n [13] .

III.6 Outflow Performances (VLP)

L'écoulement du fluide du fond du puits vers la surface est appelé « Outflow Performance » et la représentation graphique est appelée « Vertical lift Performance » (VLP) qui représente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées. La courbe VLP (Vertical Lifting Performance) représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits, elle est tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par des corrélations confèrents les pertes de charge verticales en fonction des différents débits.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression aval fixée (pression de tête, ou pression du séparateur) [14].

Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue [15]. Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile et gaz) dans une conduite verticale donc on

aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge [15] qu'on peut les rencontrer :

$$P_f = P_{sep} + \Delta P_{rc} + P_{Hrc} + \Delta P_{Duse} + \Delta P_{tbg} + P_{Htbg} \quad (\text{Equation 19})$$

Il s'agit d'un écoulement diphasique dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\left(\frac{dP}{dL} \right) = \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{acc} \quad (\text{Equation 20})$$

$\left(\frac{dP}{dL} \right)$: Perte de charge totale.

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} = \frac{g\rho}{g_c} * \sin \theta \quad (\text{Composante due à l'énergie potentielle}).$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (\text{Composante due au frottement}).$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (\text{Composante due à l'énergie cinétique}).$$

f : Coefficient de friction

ρ : la masse volumique kg/m³

V: la vitesse m/s

g_c : Coefficient de conversion

θ : l'angle de l'inclinaison de tubing

g : la gravité en m/s²

L : la longueur de tubing

III.6.1 L'évolution des études sur les courbes Outflow

Dès 1939, E.C. Babson publia son premier travail sur l'écoulement multiphasique vertical. W.E. Gilbert a évolué dans cette étude de 1939 à 1940. Toutefois, il ne publia son travail

qu'en 1954. La plus grande contribution de Gilbert reste le graphe de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela "gradient de pression".

Poettmann et Carpenter, en 1952, ont été les auteurs d'une évolution dans le domaine en établissant des corrélations plutôt que des courbes de gradient de pression. C'était là, la première approche mathématique qui a d'ailleurs, donné de bons résultats sur une marge de conditions d'écoulement plutôt importante. Les courbes de gradient de pression dessinées à partir de ces corrélations ont été largement utilisées pour le design des installations de gas-lift.

Plus récemment, il y a eu plusieurs autres corrélations. Parmi elles les plus connues sont : Hagedorn & Brown, Orkiszewski et Ros [16].

III.6.2 Différentes corrélations de TPC :

Quatre corrélations sont actuellement utilisées en Algérie pour prévoir le profil de pression dans un puits, et ces corrélations sont : Duns & Ros, Hagedorn & Brown, Orkiszewski, et Beggs & Brill. Le domaine d'application de ces corrélations dépend de plusieurs facteurs tels que : diamètre de tubing, la densité de l'huile, GLR, et l'écoulement à deux phases avec ou sans water-cut. Une bonne performance des corrélations considérées en présentant une erreur relative inférieure ou égale à 20%[16].

III.6.2.1 Corrélation de Duns & Ros

La corrélation de Duns & Ros est développée pour un écoulement vertical d'un mélange du gaz et du liquide dans un puits. Cette corrélation est valable pour une large gamme de mélanges de pétrole et de gaz et les régimes d'écoulement. Bien que la corrélation est conçu pour être utilisé avec mélanges huile / gaz sèche, il peut aussi être applicable aux mélanges humides avec correction appropriée. Pour des teneurs en eau inférieure à 10%, la corrélation de Duns & Ros (avec un facteur de correction) a été pratiquée dans les régimes de bulles, bouchons et les régions de mousses. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : la chute de pression est perçue comme approximative aux prévisions pour une gamme de diamètre de tubing entre 1 et 3 in.
- Densité d'huile : des bonnes prévisions du profil de pression sont obtenus pour une large gamme de densités de pétrole (13-56 °API).

- GLR : La chute de pression est approximative aux prévisions pour une large gamme de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement larges pour GLR au-dessus de 5000.
- Water-cut : cette corrélation n'est pas applicable pour l'écoulement polyphasique de mélange d'huile, eau et gaz. Cependant, la corrélation peut être utilisée avec un facteur de correction comme indiqué ci-dessus [17].

III.6.2.2 Corrélation de Hagedorn & Brown

Cette corrélation a été développée en utilisant les données obtenues à partir de 1500 ft(profondeur). La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in, dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.
- Densité d'huile : la corrélation de Hagedorn & Brown prévoir le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 °API) et pour les huiles légères (40-56 °API)
- GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.
- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cut.

III.6.2.3 Corrélation d'Orkiszewski

La corrélation d'Orkiszewski est une extension de travail de Griffith & Wallis. La corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : La corrélation fonctionne bien pour diamètre entre 1 et 2 in. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 2 in.
- Densité d'huile : la corrélation d'Orkiszewski prévoit le profil de pression pour la densité d'huiles entre 13-30 °API. La perte de charge est approximative aux prévisions pour densité d'huile supérieure à 5000

- GLR : La précision de la corrélation Orkiszewski est très bonne pour GLR au-dessous de 5000. Les erreurs deviennent larges ($> 20\%$) pour GLR supérieur à 5000.
- Water-cut : La corrélation prévoit la chute de pression avec une bonne précision pour une large gamme de water-cut.

III.6.2.4 Corrélation de Beggs & Brill

La corrélation de Beggs & Brill développée pour les puits inclinés et pipelines de terrain accidenté. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Pour la gamme dans laquelle l'étude expérimentale a été réalisée entre 1 et 1,5 in, les pertes de charge sont correctement estimées. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 1,5 in.
- Densité d'huile : une bonne performance est obtenue sur une large gamme de densités de pétrole.
- GLR : en générale, une chute de pression approximative aux prévisions est obtenue avec l'augmentation de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement importantes pour GLR au-dessus de 5000.
- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne jusqu'à environ 10% de water-cut.

En générale les corrélations de Orkiszewski et Hagedorn & Brown sont valables pour les puits verticaux, avec ou sans water-cut, et devraient donc être considérées également comme le premier choix dans ces puits. Comme mentionné précédemment, la corrélation de Duns & Ros n'est pas applicable pour les puits avec water-cut, et doit être évitée pour de tels cas. La corrélation de Beggs & Brill applicable pour les puits inclinés, avec ou sans water-cut, et elle est actuellement le meilleur choix disponible pour les puits déviés. Toutefois, la méthode peut également être utilisée pour les puits verticaux comme le dernier choix.

III.6.3 Choix de corrélation

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable à certain puits nous choisissons les corrélations où les conditions d'application sont proches à notre cas et après on va procéder aux manières suivantes pour déterminer la corrélation convenable :

- ❖ Introduisons les données du puits en plaçant le nœud au fond du puits ;
- ❖ Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits par l'introduction d'une gauge (enregistreur de pression) ;
- ❖ Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits pour chaque corrélation
- ❖ La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne le profil de pression dans le tubing proche de celle mesurée [16].

III.6.4. Correction de la corrélation choisie

Malgré le choix de la corrélation la plus adéquate, il y a parfois une petite erreur et pour le corrigé on introduit un facteur multiplicateur L pour matching entre la courbe de corrélation et la courbe réel, ce facteur se situe entre 0.85 et 1.15[17].

Chapitre IV :
Etude de Cas-Puits HTG-1

Chapitre IV : Etude de Cas - Puits HTG-1

IV.1 Introduction

Le phénomène de « Liquid Loading » constitue l'une des préoccupations majeures dans l'industrie des hydrocarbures, représentant un facteur clé des coûts de production. En effet, il entraîne à la fois une diminution rapide de la productivité et une augmentation des coûts opérationnels. Cette situation conduit souvent à l'arrêt prématuré des puits, lorsque le niveau de production devient non économique.

Dans ce chapitre IV, nous présentons le logiciel PIPESIM et son application à une étude de cas portant sur le puits HTG-1, lequel souffre d'une accumulation de liquide. L'objectif de cette étude est de réaliser une modélisation à l'aide de ce logiciel afin de simuler une solution optimale, basée sur une modification de la complétion du puits par variation du diamètre du tubing, pour réduire le phénomène de Liquid Loading et améliorer ainsi la production du puits HTG-01.

IV.2 Localisation de puits HTG-1

Le puits HTG-1 est un puits foré dans le cadre du développement du champ de Hassi Touareg. Leur objectif est le réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS). Le puits HTG-1 a été foré en trois (03) phases, traversant une série de réservoirs jusqu'au niveau du Cambrien @ 2922 m (voir le profil du puits), sa position est indiquée sur la Figure IV.1.

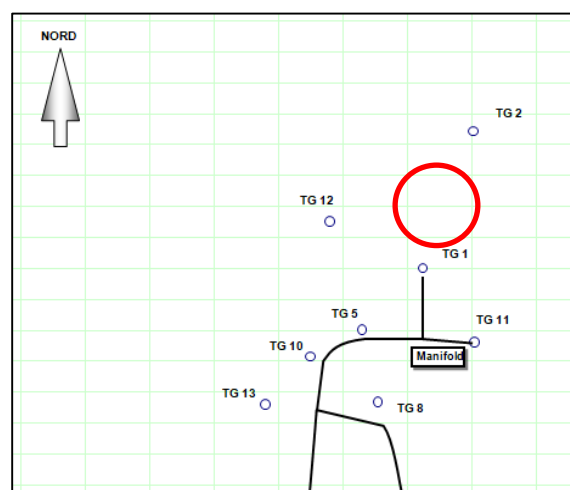


Figure IV.1 : Carte Positionnement

IV.3 PIPESIM

IV.3.1 Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par la compagnie de service SCHLUMBERGER, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface. Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir : L'écoulement au fond (à travers le réservoir). L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire). L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur).

IV.3.2 Application du logiciel PIPESIM

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

IV.3.3 Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, datas surveillance).
- Les données petrophysiques
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits.

IV.3.4 Modèles de PIPESIM

Les modèles de PIPESIM :

IV.3.4.1 Well Performance Analysis

Ce modèle permet de Créer les modèles des puits avant d'intégrer dans le modèle de réseau.

Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- Sélectionnez l'ensemble des unités de votre performance.
- Déterminez le type de complétion : multiple, horizontal, single.
- Ajoutez les composants de modèle (complétion, tubing...) et les données nécessaires.
- Définissez les spécifications de fluides (les données PVT).
- Choisissez la corrélation d'écoulement.
- Tracez la courbes inflow et outflow.
- Enregistrez le modèle.

IV.3.4.2 Analyse du réseau

Ce modèle permet de simuler le comportement de tous les puits de réseau et étudier l'effet des paramètres sur le réseau. Les étapes nécessaires pour créer des courbes de performances de puits pour le module réseau sont :

- Construisez le modèle de performance du puits.
- Sélectionnez l'opération Performance de puits.
- Sélectionnez les paramètres de sensibilité.
- Saisissez les données requises.
- Exécutez l'opération.
- Enregistrez le modèle

IV.4 Historique de production du puits HTG-01 avant Snubbing

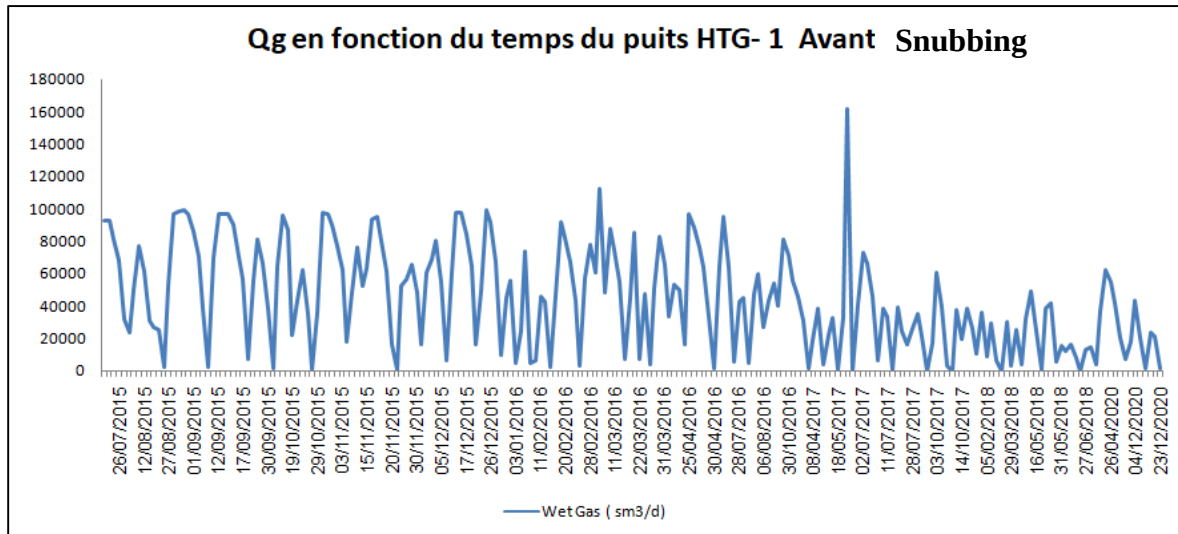


Figure IV.2 : Historique de production HTG-1 Avant le Snubbing

Après la phase de forage, le puits HTG-1 a été mis en production en 2015. Initialement, comme l'indique la Figure IV.2, il produisait à un rythme élevé de 100 000 Sm³/jour grâce à la forte énergie du réservoir. Cependant avec le temps, la pression du réservoir a diminué et des problèmes de chargement en liquide sont apparus, entraînant une chute de la production jusqu'à 13 000 Sm³/jour le 13 janvier 2024.

IV.5 Modélisation de puits HTG-1.

Le but est de déterminer les courbes des performances « $Q = f(P)$ » des puits pour prédire les débits produit par ces puits lors du déclin de leur pression de tête.

En utilisant le logiciel PIPESIM nous modéliserons de puits en présentant un système de production du réservoir jusqu'à la tête de puits, ce système est composé de:

- Collecte des données : complétions, essais des puits.
- Le modèle réservoir et potentiel des puits.
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbe inflow et outflow (analyse nodale).
- Détermination des courbes de performance $Q = f(P_t)$

IV.5.1 Collecte des données

IV.5.1.1 Données du puits

Le puits HTG-1 a été foré du 23/05/1959 au 27/07/1960

Date de mise en production : 09/07/1984

- Les coordonnées du puits :

Tableau IV. 1 : Coordonnée UTM

Coordonnées UTM	Coordonnées Géographiques	Altitudes
X:247 236.31 m	Latitude : 30.403303	Zsol =202 m
Y:3 380 948.25 m	Longitude : 6.543318	Zt =205 m

- Perforation

Tableau IV.2 : Perforation

TOP	BTM
1527,2	1532,2
1535,2	1559,2
1561,5	1566,5

- Données pétrophysiques

Tableau IV.3 : Donnée pétrophysique

Puits	Porosité	Saturation d'eau	Net Pay	Reservoir
HTG-1	12.70	36.30	29.11	TAGS

IV.5.1.2 Complétion de puits

Le puits a été mis en production dans le cadre du TAGS, Il est complété avec un train de tubing de 3 ½ "13.5%Cr V.TOP N80. Le Packer MHR 7" est ancré à 1405.58m.

Des informations complémentaires sur le puits sont présentées dans la fiche technique sur la Figure IV.3.

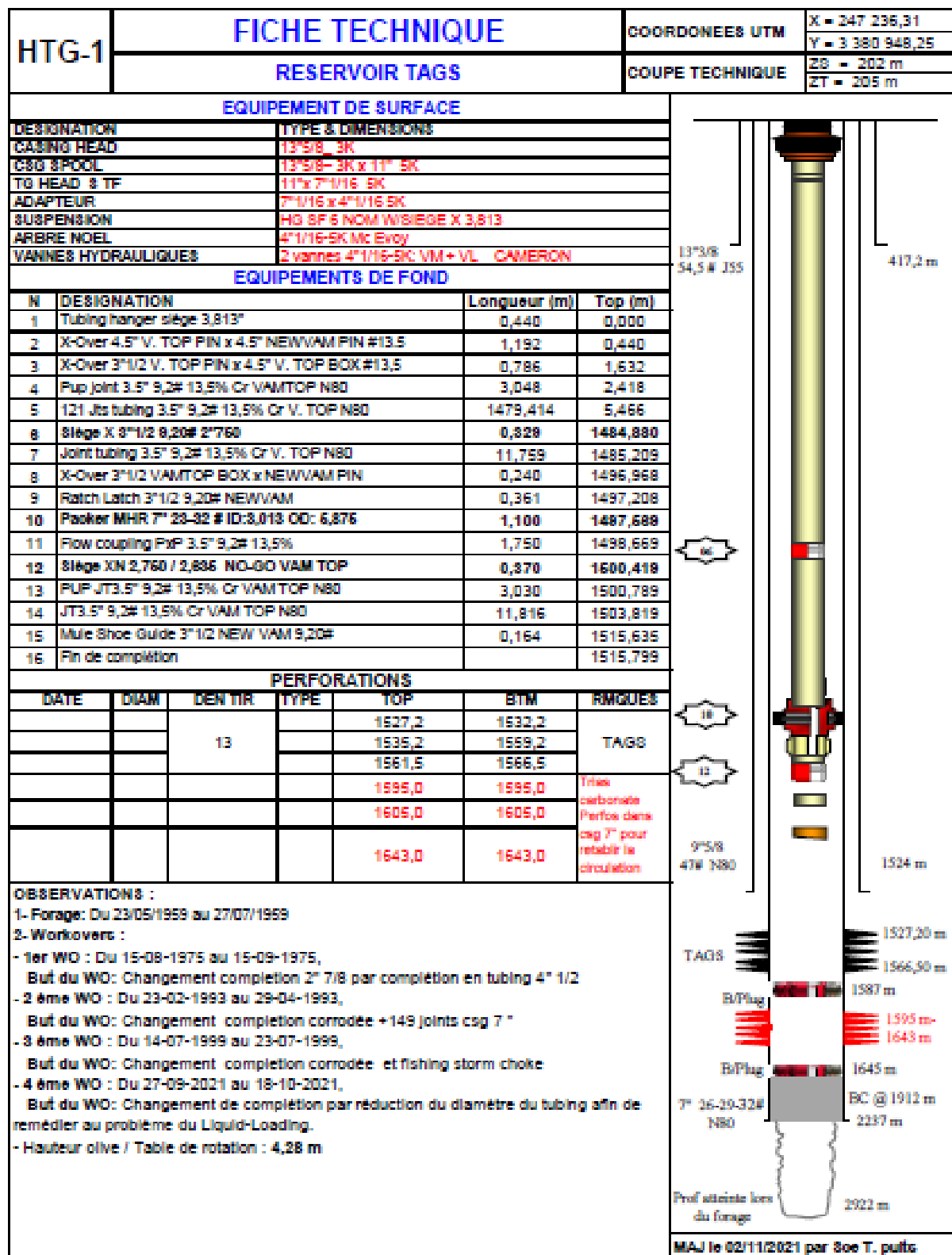


Figure IV.3 : Fiche technique du HTG-1 avant le Snubbing

IV.5.1.3 Données des essais de puits

Tableau IV.4 : Données des essais du puits HTG-1 (Well Test)

Date	Pression de Sep (Psi)	Gaz (Sm3/J)	Cond (m3/J)	Eau (m3/J)	BHFP (Psig)	BWFT (°C)	Profondeur (m)	Pression de Reservoir (Psi)
08/03/2022	152,00	70368,00	4,51	2,18	640	66,04	1500,00	783
07/03/2022	159,00	93600,00	5,18	1,99	600	66,47	1500,00	783

Les données issues des essais de puits qui sont résumés dans le tableau IV.4, en particulier la pression de fond en écoulement (P_{wf}) et le débit de gaz (Q_g), ont été exploitées afin de caractériser le comportement du réservoir.

Ces paramètres ont été utilisés pour établir la courbe d'inflow performance (IPR) du puits HTG-1 à l'aide du logiciel PIPESIM. Cette courbe décrit la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production, permettant ainsi d'évaluer la capacité de production du puits.

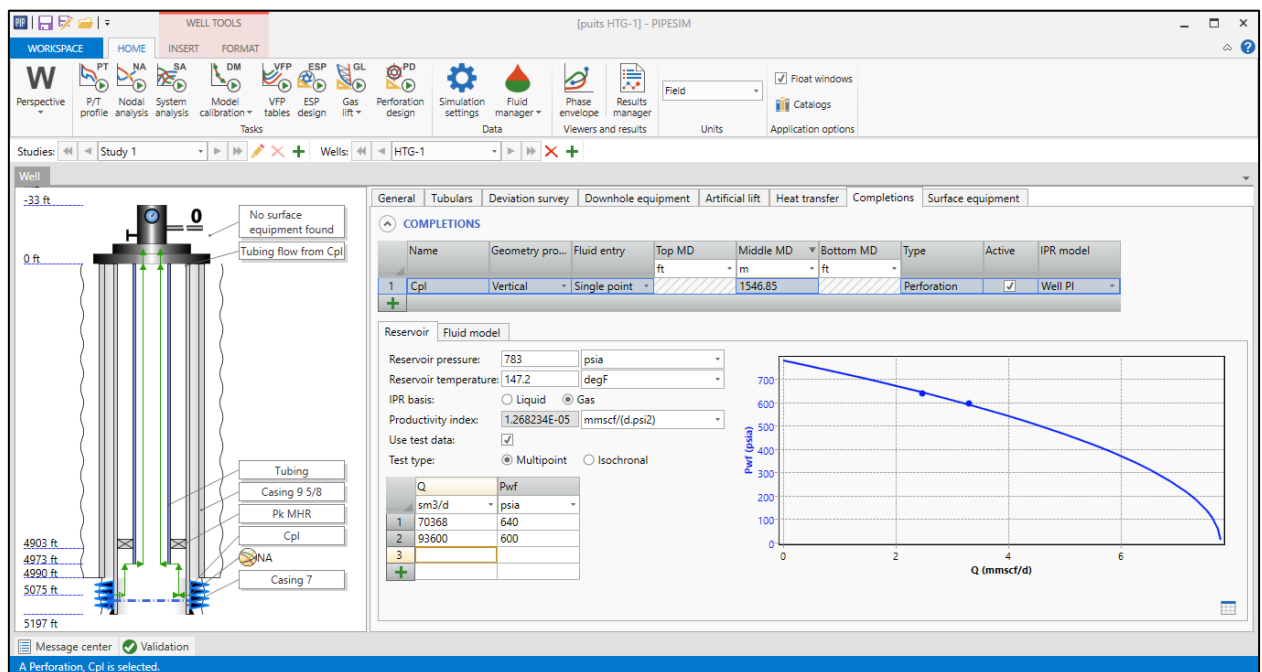


Figure IV.4 : Courbe IPR du puits HTG-1

IV.5.1.4 Données PVT

Pour obtenir un modèle fiable représentant le plus fidèlement possible l'écoulement dans le puits étudié, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits. Les données nécessaires à l'élaboration de ce modèle sont résumées dans le Tableau IV.5 ci-dessous

Tableau IV.5 : Donnée PVT

Composant	Pourcentage Molaire
Methane	71.845
Ethane	11.565
Propane	4.709
Isobutane	0.981
Butane	1.359
2,2-Dimethylpropane	0.019
Isopentane	0.526
Pentane	0.409
Benzene	0.013
Methylcyclopentane	0.033
Cyclohexane	0.022
Hexane	0.421
Toluene	0.01
Methylcyclohexane	0.031
Heptane	0.177
P-Xylene	0.006
M-Xylene	0.006
Ethylbenzene	0.002
O-Xylene	0.008
Octane	0.092
Nonane	0.034
Decane	0.017
Undecane	0.007
Dodecane	0.003
Tridecane	0.001
Nitrogen	7.414

IV.5.2 Modélisation du puits HTG-1 par le logiciel PIPESIM

Après introduction des données du puits (tubage, complétion et résultats des tests de puits), le logiciel PIPESIM permet d'en assurer la conception, illustrée à la Figure IV.5.

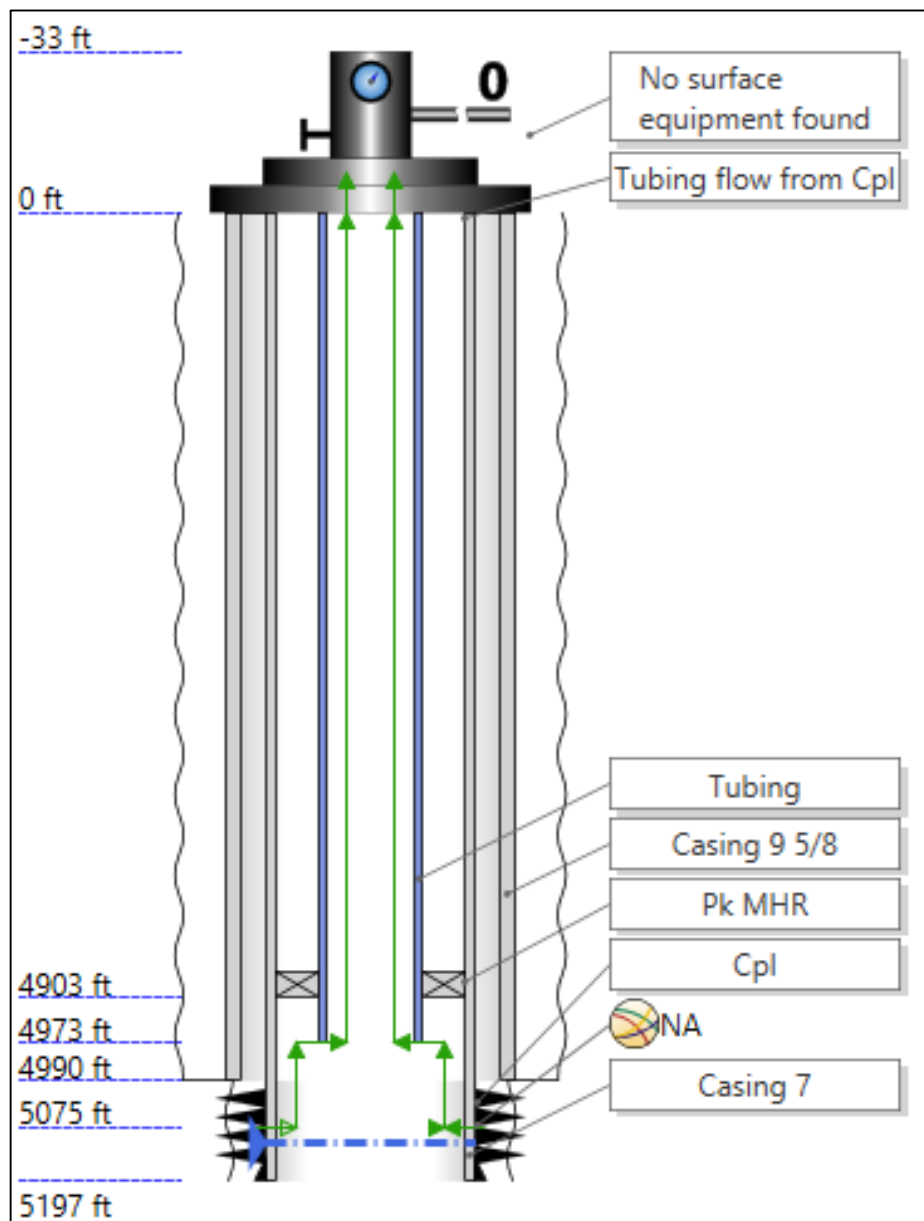


Figure IV.5 : Conception du puits HTG-1.

IV.5.3 Modèle réservoir et potentiel de puits

L'Absolute Open Flow (AOF) désigne le débit maximal théorique d'un puits de gaz (ou de pétrole) lorsque la pression au fond est ramenée à la pression atmosphérique. Le puits HTG-1 présente un AOF d'environ 220 097,2 Sm³/jour. Pour les pertes de charge dans la colonne de production, la corrélation de Beggs & Brill (BBO) a été retenue, car elle modélise correctement la condensation liquide dans le tubing en régime mist flow.

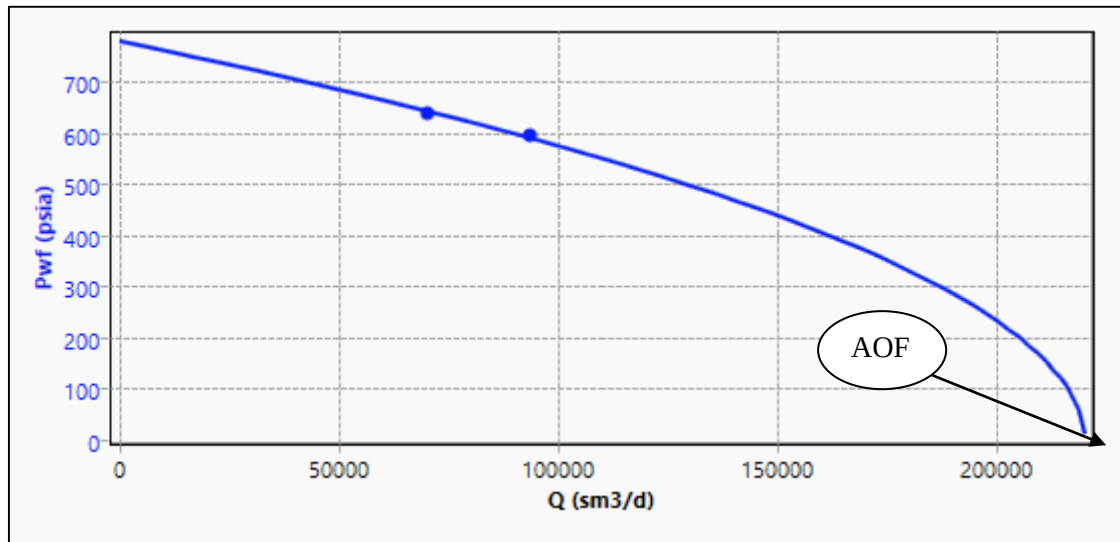


Figure IV.6 : Absolute Open Flow (Débit Absolu Ouvert) du puits HTG-01

IV.5.4 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical

Il est essentiel de disposer de prévisions précises de la pression dynamique au fond du puits pour parvenir à une conception et une analyse efficaces des ouvrages. Cependant, le choix d'une corrélation adaptée à notre cas n'est pas toujours aisé. De nombreuses corrélations ont été établies pour les écoulements diphasiques dans le tubing ; certaines sont générales, tandis que d'autres se limitent à un domaine d'application restreint. PIPESIM offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles figurent celles présentées à la Figure IV.7.

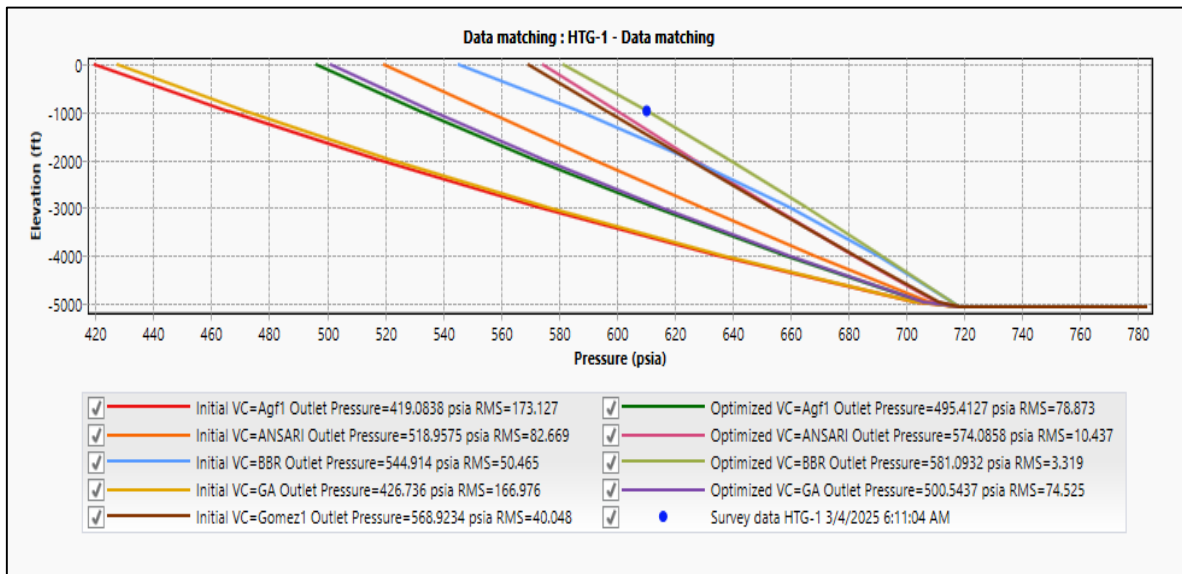


Figure IV.7 : Corrélations les plus utilisées pour le logiciel PIPESIM.

D'après la figure 27, on remarque que les corrélations les plus adéquates pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits HTG-1 sont celle de OLGAS 2017.1 2-Phase.

Le résultat obtenu étant très satisfaisant, il ne reste plus que le calage des débits. Celui-ci sera réalisé à partir du mode d'analyse nodale, qui permettra de caler entièrement le modèle.

IV.5.5 Analyse Nodal (courbe inflow et outflow)

Afin d'obtenir le point de fonctionnement du puits, caractérisé par la pression dynamique au fond et le débit associé, une simulation en mode analyse nodale est réalisée. Celle-ci permet de déterminer le potentiel du puits HTG-01 et d'évaluer la sensibilité de certains paramètres influençant le débit.

Préalablement à ces analyses de sensibilité, un calage du débit actuel du puits s'avère impératif. Les courbes ci-dessous, sur les Figures IV.8 et 9, présentent les résultats obtenus :

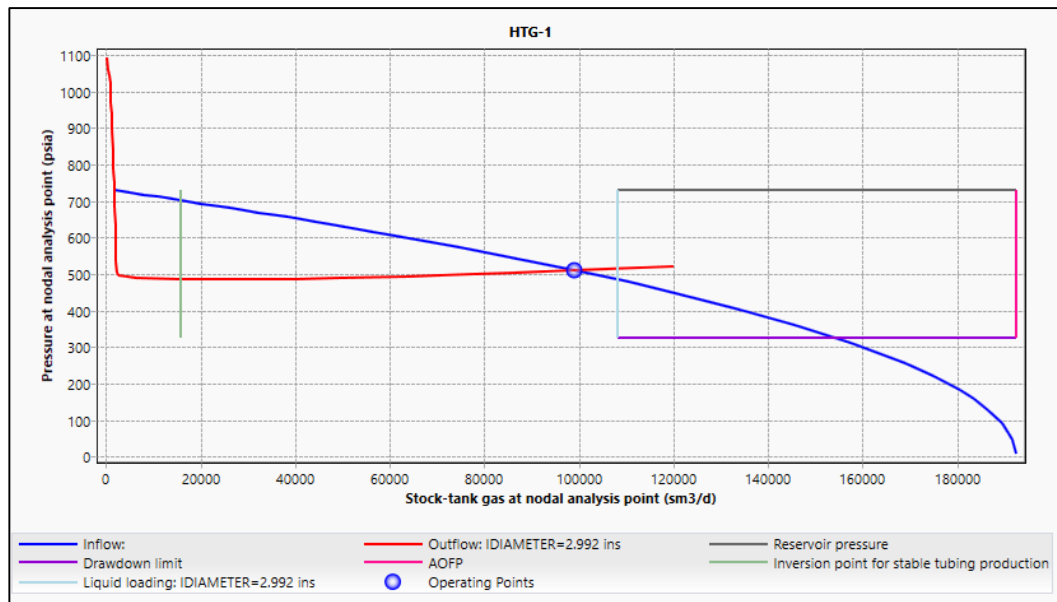


Figure 8 : Courbe de LLVR pour le puits HTG-1 de tubing 3 1/2"

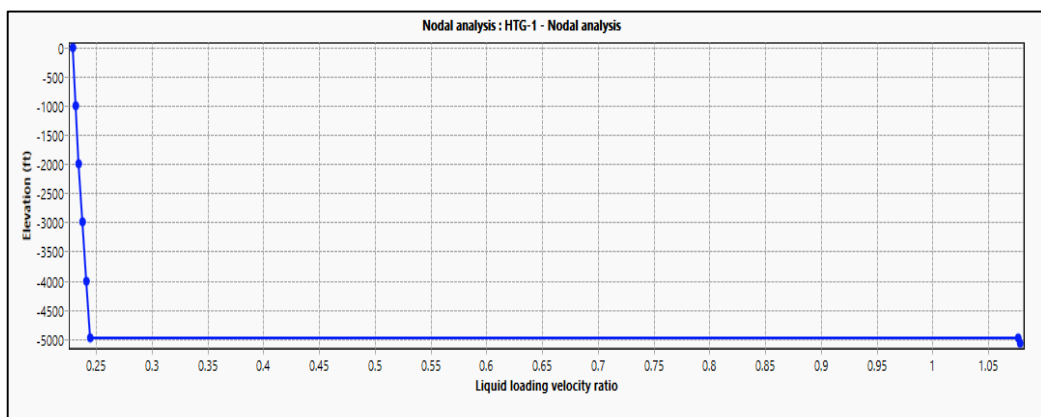


Figure IV.9 : Analyse Nodale du puits HTG-1

Les résultats de l'analyse nodale du puits HTG-1 figurent dans le Tableau IV.6 ci-après :

Tableau IV.6 : Résultats d'analyse nodale du puits HTG-1

Pression de fond (psi)	509.87
Pression de tête (psi)	371
Qgaz (sm ³ /j)	99063.24

Les résultats de l'analyse nodale (Tableau IV. 6) et la courbe de LLVR (Figure IV.9) montrent que le point de fonctionnement du puits se situe en dehors de la zone de sécurité et que le débit de production est inférieur au débit critique de gaz, favorisant ainsi l'apparition du liquid loading.

Comme indiqué sur la figure 29, le rapport de vitesse du liquid loading atteint une valeur maximale de 1,07 dans le tubing 3 ½", ce qui confirme la présence de ce phénomène.

IV.6 Influence du diamètre du tubing sur le phénomène de liquid loading dans le puits HTG-1

L'influence du diamètre du tubing sur le LLVR est examinée dans cette partie. Pour ce faire, trois diamètres sont testés : 3 ½", 2 7/8" et 2 3/8". Les Figures IV.10 et 11 présentent les résultats obtenus.

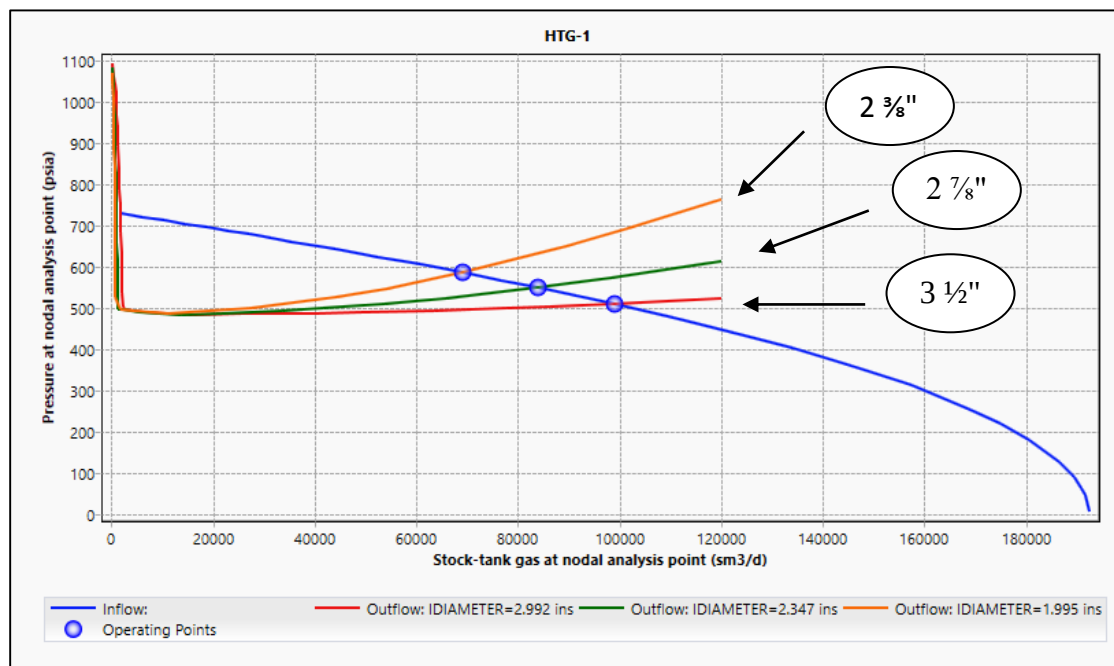


Figure IV.10 : Effet du diamètre du tubing sur les performances du puits HTG-1

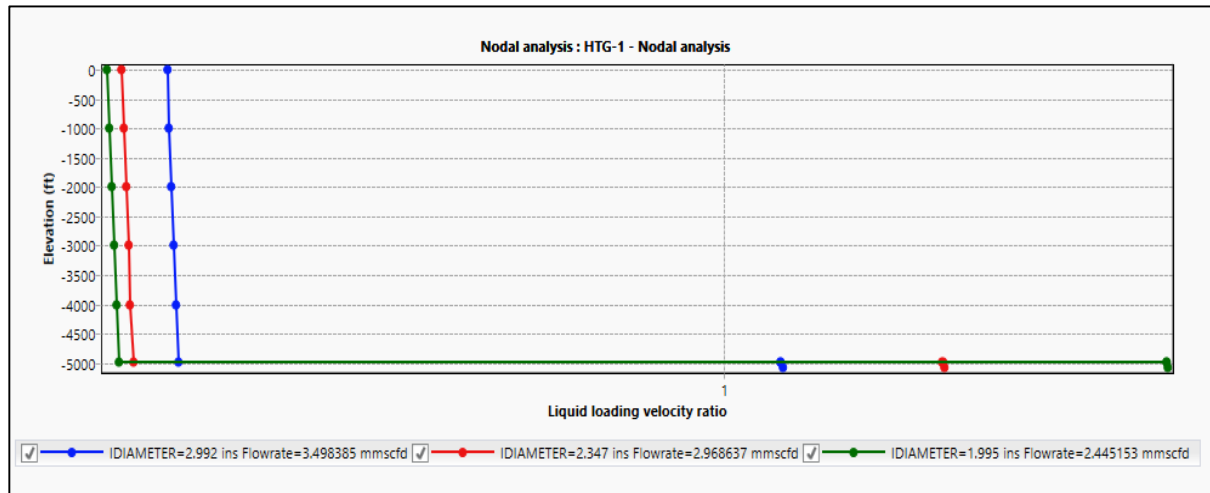


Figure 9 : Effet du diamètre du tubing du puits HTG-01 sur le rapport LLVR

L'analyse nodale réalisée sur le puits HTG-1 montre que la réduction du diamètre du tubing influence directement le point de fonctionnement du puits ainsi que le comportement de l'écoulement multiphasique.

Les courbes IPR et VLP indiquent que la réduction du diamètre du tubing déplace progressivement le point d'intersection vers des débits plus faibles. Cette diminution du débit s'explique par l'augmentation des pertes de charge à l'intérieur du tubing lorsque la section d'écoulement se réduit.

- Tubing 3 ½" : le puits présente le débit de production le plus élevé grâce aux faibles pertes de charge. Cependant, cette configuration reste moins favorable à la remontée des liquides en raison d'une vitesse d'écoulement relativement faible.
- Tubing 2 ⅞" : cette configuration offre un compromis optimal entre débit de production et comportement de l'écoulement. Malgré une légère réduction du débit, le point de fonctionnement reste stable et permet d'améliorer les conditions d'exploitation du puits.
- Tubing 2 ¾" : ce diamètre provoque une réduction plus importante du débit en raison de l'augmentation excessive des pertes de charge et des frottements. Cette configuration peut affecter la stabilité de la production, malgré l'augmentation de la vitesse d'écoulement. Les résultats de la simulation sont présentés dans les Tableaux IV.7 à IV.9 ci-dessous.

Tableau IV.7 : Résultats de simulation pour le tubing 3 ½"

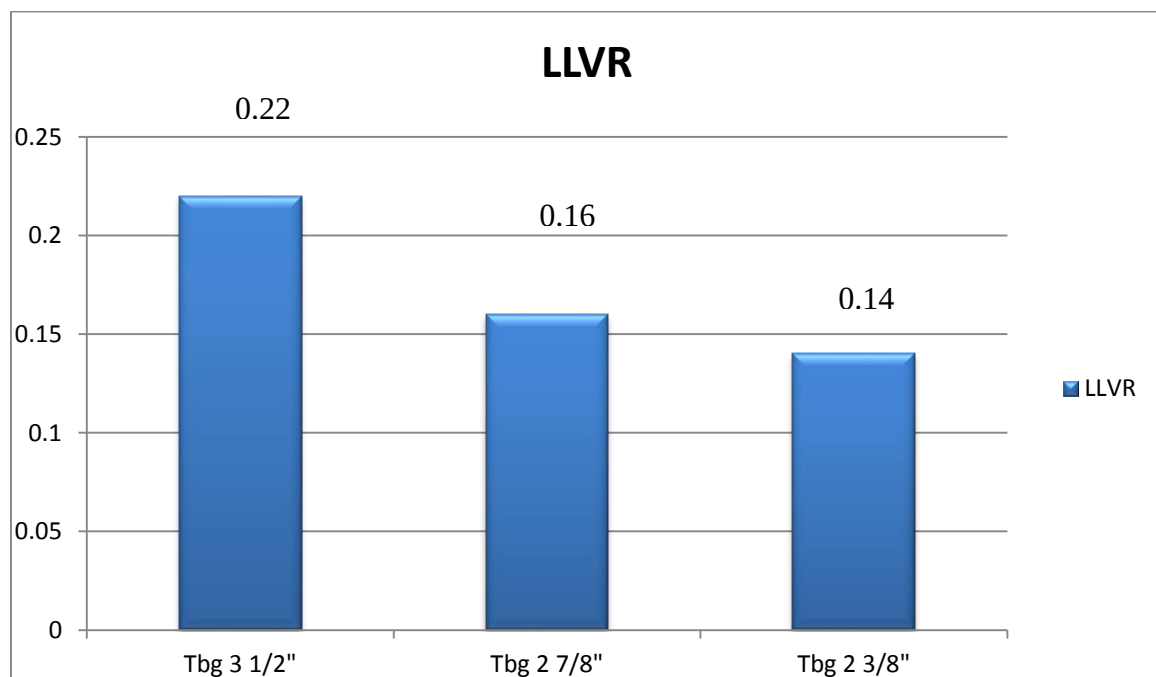
	Distance Totale (m)	Profondeur (m)	Pression (Bar)	Vitesse de fluide moyenne (m/s)	LLVR	Régime d'écoulement G-L
Tbg 3 ½"	0	-1546.86	35.15445	1.743594	1.079181	Slug
	25.84	-1521.013	35.01405	1.752739	1.077369	Slug
	31.05	-1515.801	34.98578	1.754553	1.077014	Slug
	31.06	-1515.801	34.982	7.721169	0.2447686	Transition
	327.66	-1219.2	33.08234	8.150435	0.2410373	Transition
	632.46	-914.4	31.16258	8.549697	0.2374071	Transition
	937.26	-609.6	29.27394	8.932586	0.2345335	Transition
	1242.06	-304.8	27.4142	9.313494	0.2318273	Transition
	1546.86	0	25.58325	9.708104	0.2293019	Transition

Tableau IV.8 : Résultats de simulation pour le tubing 2 ⅞"

	Distance Totale (m)	Profondeur (m)	Pression (Bar)	Vitesse de fluide moyenne (m/s)	LLVR	Régime d'écoulement G-L
2 ⅞"	0	-1546.86	37.87358	1.372014	1.302337	Slug
	25.84	-1521.013	37.72777	1.37896	1.300747	Slug
	31.05	-1515.801	37.69841	1.380329	1.300437	Slug
	31.06	-1515.801	37.69099	9.872736	0.1818526	Annular
	327.66	-1219.2	35.27119	10.51287	0.1782424	Annular
	632.46	-914.4	32.81188	11.1684	0.175343	Annular
	937.26	-609.6	30.3775	11.84073	0.1722115	Annular
	1242.06	-304.8	27.96567	12.5731	0.1693951	Annular
	1546.86	0	25.57465	13.38946	0.1662716	Annular

Tableau IV.9 : Résultats de simulation pour le tubing 2 3/8"

	Distance Totale (m)	Profondeur (m)	Pression (Bar)	Vitesse de fluide moyenne (m/s)	LLVR	Régime d'écoulement G-L
Tbg 2 3/8"	0	-1546.86	40.38109	1.058745	1.6119	Slug
	25.84	-1521.013	40.23016	1.063859	1.610243	Slug
	31.05	-1515.801	40.19976	1.064858	1.609901	Slug
	31.06	-1515.801	40.19032	10.54151	0.1626583	Transition
	327.66	-1219.2	37.30196	11.30994	0.1593302	Transition
	632.46	-914.4	34.35136	12.11749	0.1560178	Transition
	937.26	-609.6	31.4142	13.00146	0.1529641	Transition
	1242.06	-304.8	28.4863	14.01232	0.1498206	Transition
	1546.86	0	25.56295	15.20615	0.1461031	Transition

**Figure IV.12 : LLVR en fonction du diamètre du tubing**

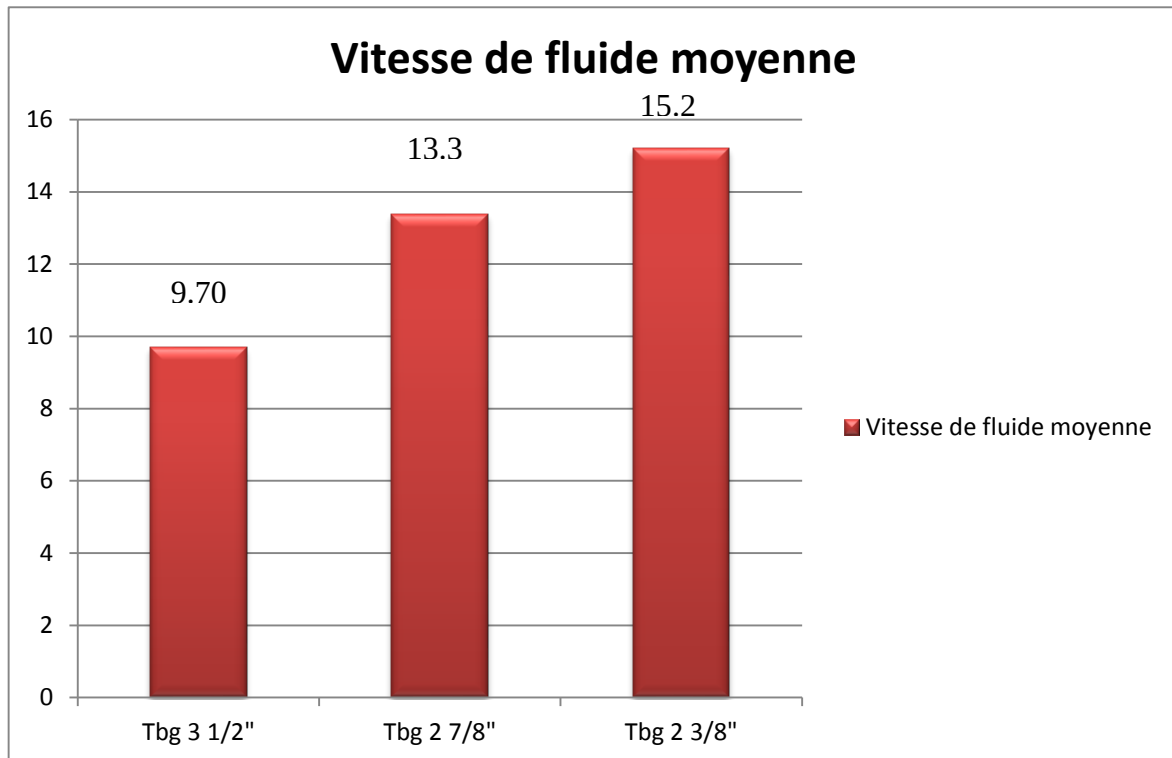


Figure IV.13 : Vitesse du fluide (fluidvelocity) en fonction du diamètre du tubing

D'après les résultats présentés dans les Tableaux IV.7, IV.8 et IV. 9, le changement de diamètre du tubing influence directement la vitesse d'écoulement, le comportement du LLVR ainsi que le régime d'écoulement dans le puits.

- **Tubing 3 1/2"** : la vitesse du fluide reste relativement faible (9,708 m/s) avec un LLVR de 0,2293. Cette valeur inférieure à 1 indique que la capacité du gaz à transporter les liquides est insuffisante, ce qui favorise l'apparition du phénomène de liquid loading. Le régime d'écoulement observé est de type transition, caractérisé par une stabilité limitée de l'écoulement multiphasique.
- **Tubing 2 7/8"** : la vitesse augmente à 13,389 m/s, ce qui améliore la remontée des liquides vers la surface. Le régime d'écoulement devient annulaire, considéré comme le plus favorable pour les puits de gaz, car il assure une meilleure continuité du transport des liquides et une plus grande stabilité de l'écoulement. Bien que le LLVR reste inférieur à 1 (0,1663), cette configuration présente les conditions hydrodynamiques les plus favorables parmi les diamètres étudiés.
- **Tubing 2 3/8"** : la vitesse atteint 15,206 m/s. Cependant, la réduction excessive du diamètre augmente considérablement les pertes de charge et les frottements. Malgré la vitesse élevée, le régime d'écoulement redevient de type transition, ce qui peut réduire la stabilité opérationnelle du puits.

Par conséquent, le **tubing 2 7/8"** représente le meilleur compromis technique, puisqu'il permet d'obtenir une vitesse suffisante et un régime annulaire stable, améliorant ainsi les conditions de transport des liquides et les performances globales du puits.

IV.7 Historique de production du puits HTG-01 après le Snubbing

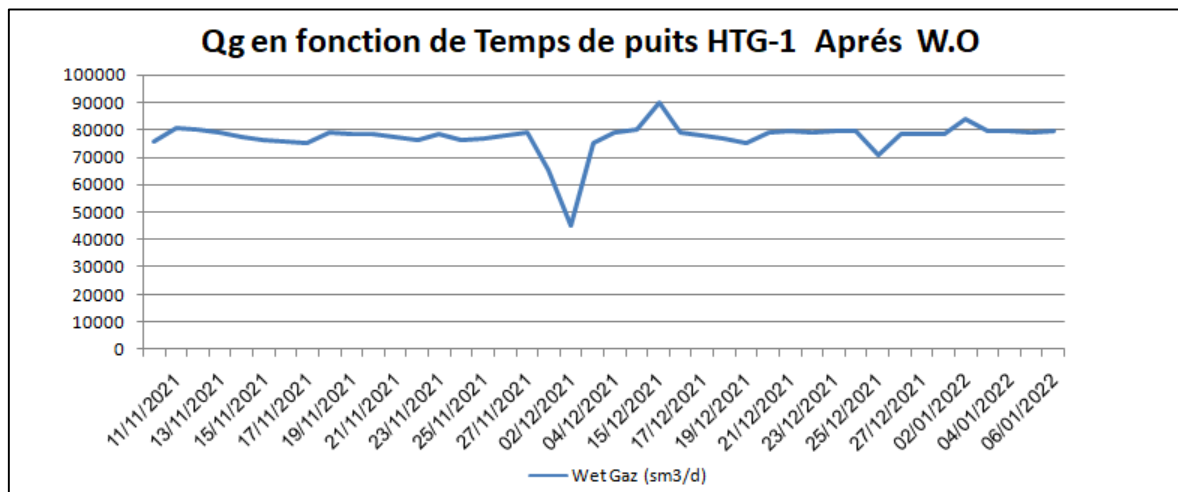


Figure IV.14 : Historique de production du puits HTG-1 après le Snubbing

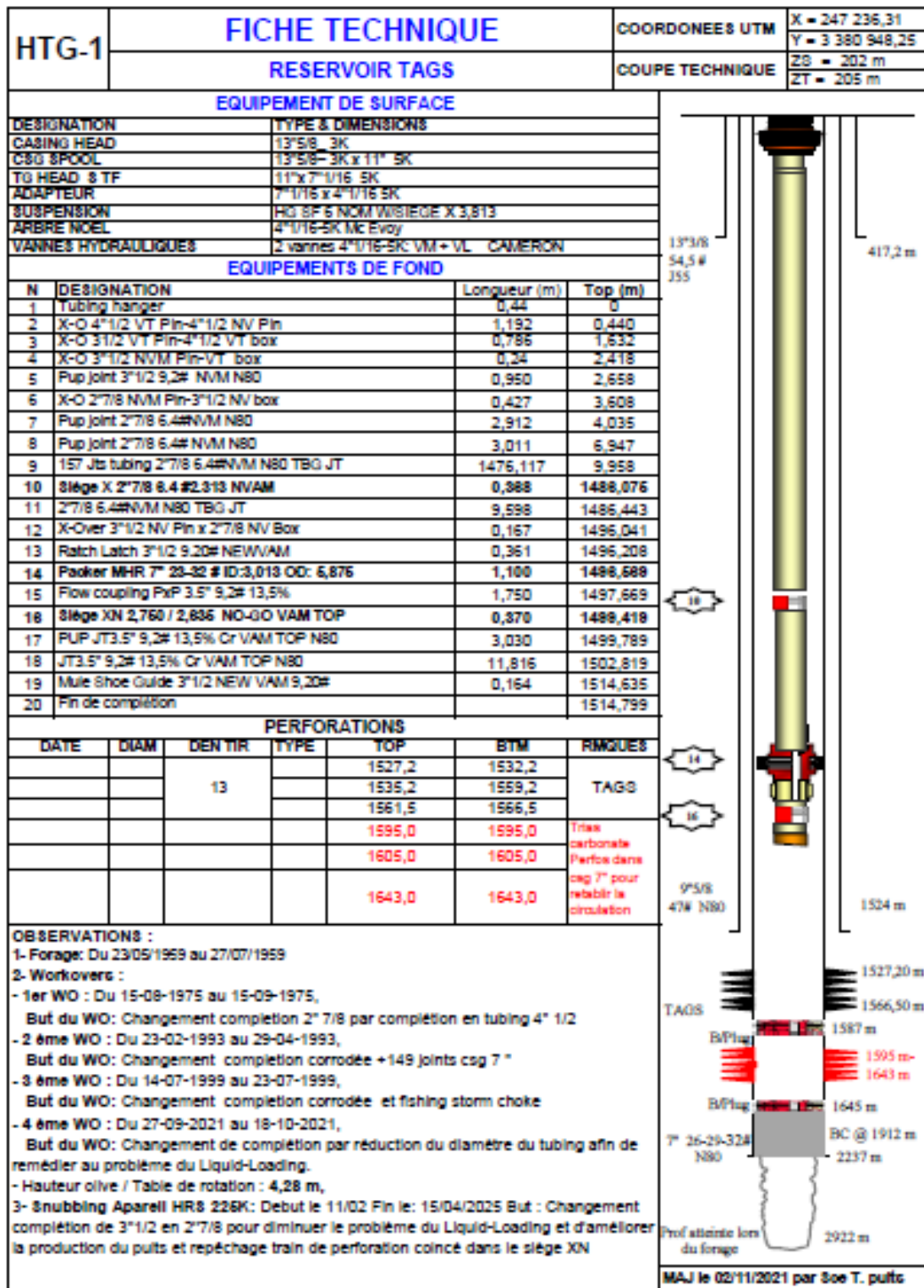


Figure IV.15 : Fiche technique de HTG-1 après le Snubbing

IV.8 Présentation des résultats opérationnels et évaluation du gain de performance

Cette partie vise à présenter et analyser les résultats numériques obtenus suite à l'opération réalisée sur le puits, en mettant en évidence l'évolution des paramètres de production ainsi que le gain de performance enregistré.

Tableau IV.10 : Résultats mensuels

	Avant le Snubbing	Après le Snubbing	Augmentation
Gaz brut(Sm³/mois)	416 520	2 264 970	543.78 %
CND(m³/mois)	46.5	208.35	448.06 %
GPL(Sm³/mois)	96.36	522.9	542.65 %

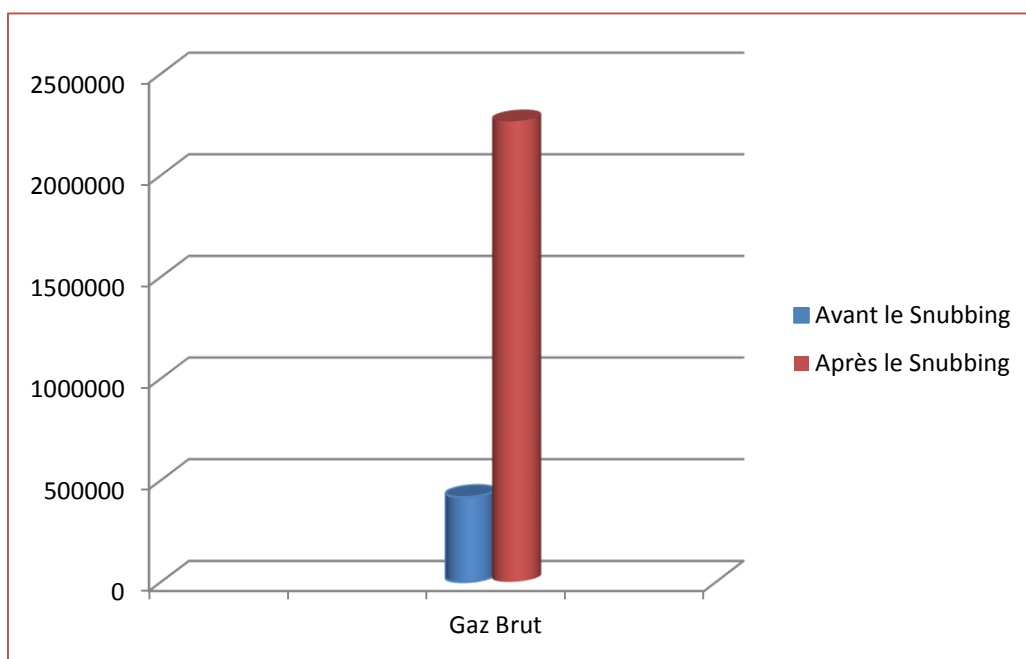


Figure IV.16 : Production du gaz brut

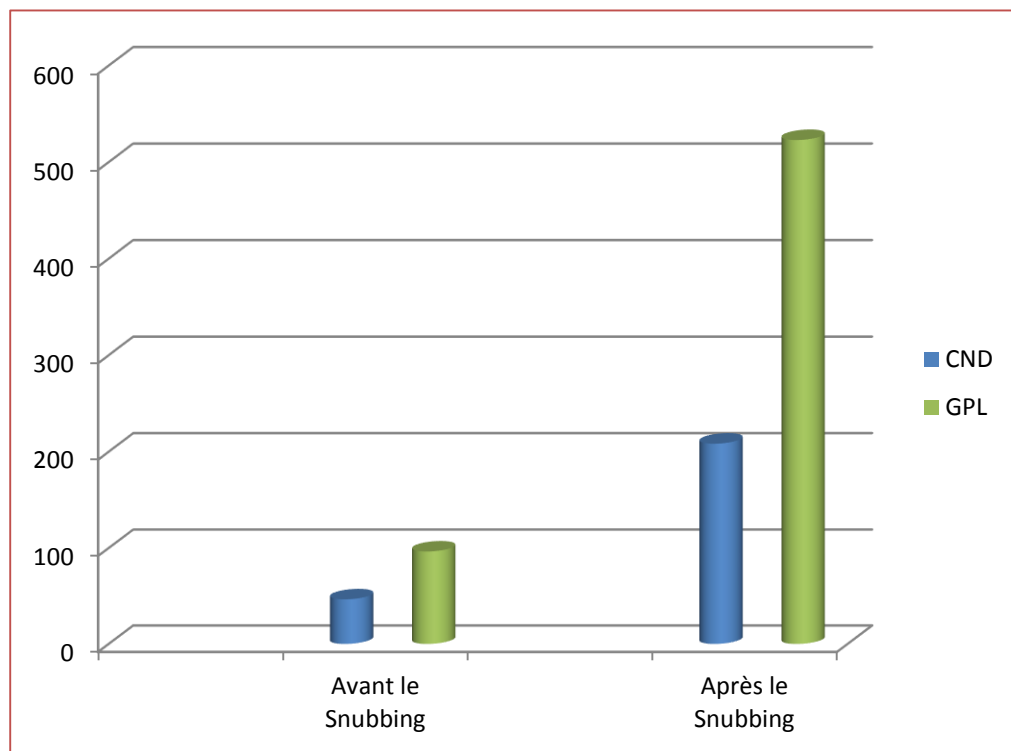


Figure IV.17 : Production de CND et GPL

IV.9 Évaluation économique

La justification du recours au snubbing sur les puits repose sur une évaluation économique des opérations. Cette évaluation comprend le calcul du gain de production et de la période d'amortissement (nombre de jours requis pour récupérer l'investissement). Ces indicateurs simples permettent d'en déterminer la rentabilité.

IV.9.1 Données de Base

Tableau IV.11 : Données de base

Paramètre	Avant l'opération	Après l'opération
Débit de Gaz sec (Sm^3/j)	13 884	75 499
Débit de CND (m^3/j)	1.55	6.945
Débit de GPL (Sm^3/j)	3.212	17.43

Tableau IV.12 : Prix de vente

Paramètre	Prix unitaire	
Gaz sec	11.5846 usd/mmBtu	0.306 usd/m ³
CND	630.094 usd/TM	540.63 usd/m ³
GPL	529.253 usd/TM	454.11 usd/m ³

$$1 \text{ Btu} = 2.8 \times 10^{-5} m^3$$

$$1 \text{ Tonne} = 1.1654699831 m^3$$

IV.9.2 Gain journalier

$$Gain = (\Delta Q_{\text{après l'opération}} - \Delta Q_{\text{avant l'opération}}) \times \text{Prix} \quad (\text{Equation 20})$$

ΔQ_1 : Débit avant le snubbing.

ΔQ_2 : Débit après le snubbing.

- Gaz sec

$$Gain = (\Delta Q_{\text{Gazsec après}} - \Delta Q_{\text{Gazsec Avant}}) \times \text{Prix}_{\text{Gazsec}} \quad (\text{Equation 21})$$

$$\underline{\text{A.N.}} : Gain = (75\,499 - 13\,884) \times 0.306 = 18\,854.19 \text{ US/Jour}$$

- CND

$$Gain = (\Delta Q_{\text{CND après}} - \Delta Q_{\text{CND Avant}}) \times \text{Prix}_{\text{CND}} \quad (\text{Equation 22})$$

$$\underline{\text{A.N.}} : Gain = (6.945 - 1.55) \times 540.63 = 2\,916.69 \text{ US/Jour}$$

- GPL

$$Gain = (\Delta Q_{\text{GPL après}} - \Delta Q_{\text{GPL Avant}}) \times \text{Prix}_{\text{GPL}} \quad (\text{Equation 23})$$

$$\underline{\text{A.N.}} : Gain = (17.43 - 3.212) \times 454.11 = 6\,456.53 \text{ US/Jour}$$

$$Gain \text{ Totale} = 28\,227.41 \text{ US/Jour}$$

$$Gain \text{ Total} = 3\,810\,700.00 \text{ DZD/Jour}$$

IV.9.3 Temps de retour sur investissement

$$TRI = \frac{C}{Gain} \quad (\text{Equation 24})$$

C : le cout de l'opération de snubbing

L'avancement mensuel des projets d'investissement période de 11/02/2025 au 15/04/202

Tableau IV.13 : Cout de l'opération

Naturede prestation ou travaux	Montant DZD
DTM	3 680 000
Slick Line	1 229 720
Clé automatique	900 000,00
Location appareil	46 920 000
Matériel complétion	2 950 040.82
Total Générale	55 698 060,82

Donc

$$\text{Temps de retour} = \frac{55\,698\,060,82}{3\,810\,700,00} = 14.61 \text{ Jour}$$

L'opération de snubbing s'avère **rentable**, générant un bénéfice économique journalier estimé à 3 810 700,00 DZD, avec un retour sur investissement d'environ 14 jours et 14 heures.

Conclusion générale

Cette étude a permis d'analyser le phénomène de liquid loading dans le puits HTG-1 ainsi que son impact sur les performances de production. L'accumulation des liquides au fond du puits constitue l'un des principaux problèmes rencontrés dans les puits de gaz, car elle réduit la capacité de production et perturbe la stabilité de l'écoulement.

Afin d'évaluer les solutions les plus adaptées, une analyse nodale a été réalisée à l'aide du logiciel PIPESIM, en étudiant l'influence de plusieurs diamètres de tubing sur le comportement du puits. Les résultats obtenus montrent que la réduction du diamètre du tubing augmente la vitesse d'écoulement du gaz et améliore la capacité de transport des liquides vers la surface. Cependant, une réduction excessive du diamètre provoque une augmentation importante des pertes de charge et peut affecter la stabilité de la production.

L'analyse des paramètres hydrodynamiques – notamment la vitesse d'écoulement, le LLVR et le régime d'écoulement – a permis de démontrer que la complétion de 2 7/8" représente le meilleur compromis technique parmi les configurations étudiées. Ce diamètre assure des conditions d'écoulement plus favorables grâce à une vitesse suffisante et un régime annulaire stable, tout en maintenant des performances de production acceptables.

Les résultats obtenus confirment ainsi l'importance de l'optimisation du diamètre du tubing dans la gestion du liquid loading et l'amélioration des performances des puits de gaz. Cette approche constitue une solution technique efficace pour prolonger la durée de vie productive du puits et limiter les problèmes liés à l'accumulation des liquides.

Sur le plan économique, l'opération de snubbing s'avère rentable. Elle génère un bénéfice économique journalier estimé à 3 810 700,00 DZD, avec un retour sur investissement d'environ 14 jours et 14 heures. Ces résultats confortent le choix de cette intervention, tant d'un point de vue technique qu'économique.

Recommandations

Sur la base des résultats obtenus dans cette étude, les recommandations suivantes sont proposées :

- Le positionnement du packer à une profondeur optimale est recommandé afin de réduire le volume disponible pour l'accumulation des liquides.
- Assurer un suivi régulier du LLVR et de la vitesse du gaz pour détecter rapidement les premiers signes de phénomène de liquid loading.

Références bibliographiques

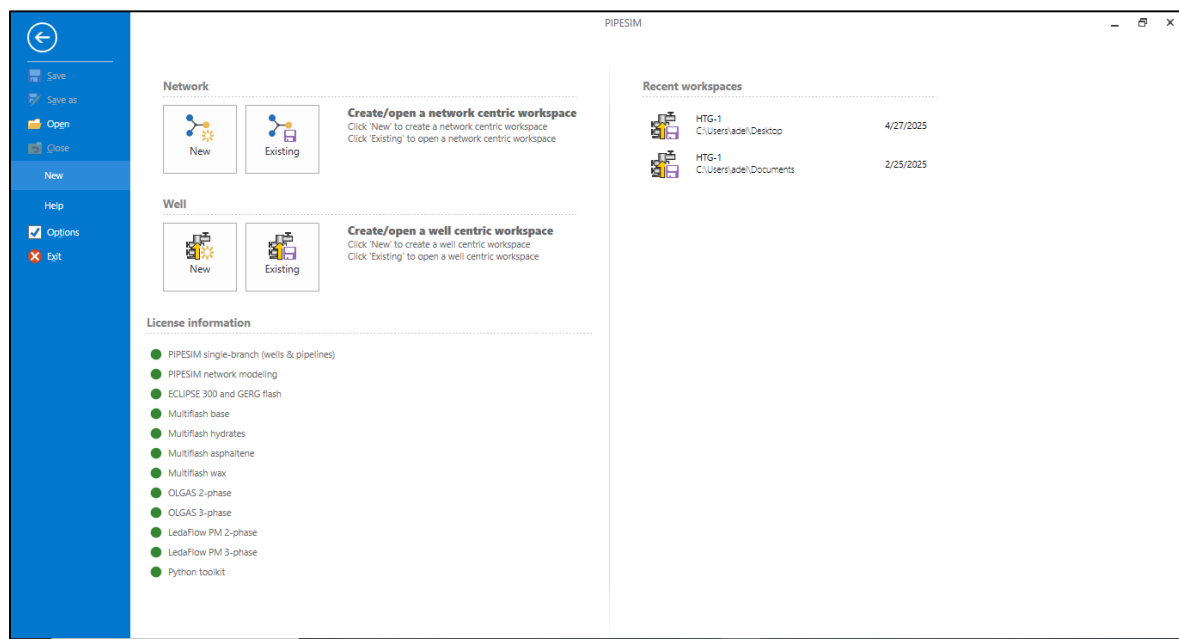
- [1] BOULIFA Abdallah et Benseddik Ayoub et Beddiaf Youcef Optimisation de la production des puits de gaz à condensat. 2023. PhD Thesis
- [2] BENGANA, Atik; TATI, Saif Eddine; BRAHMIA, Nabil. Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile–Champ Hassi Messaoud. 2019. PhD Thesis.
- [3] ENOS, Masolwa Kasongi. Evaluation of Models to Predict Liquid Loading in Gas wells. 2018. Master's Thesis. NTNU.
- [4] DHAHRI, MAHER. Turbulence de paroi et pertes de charge en écoulement à bulles. Ecole Nationale des Ingénieurs de Tunis, 2016.
- [5] MARCPRAT, M., et al. Ecoulements diphasiques liquide-gaz et liquide-liquide dans les microcanaux: Apport de l'analyse d'image. 2006.
- [6] BOUKHRIS, Youcef; BETTAYEB, Nouredine. Problème D'accumulation De liquide Dans Les Puits De Gaz Du champ De Tiguentourine (Étude De Cas). PhD Thesis.
- [7] OULD HABIBOULLAH, MED VALL; MEBROUKI, AHMED; MEZZAR, SOUFIANE. Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui. PhD Thesis.
- [8] CHAOUKI, Haithem; KESSAL, Zineb. Résolution du problème de chargement de liquide dans les puits gazéifiés par la technique FAL (FoamAssisted Lift). PhD Thesis.
- [9] SLB, "Velocity String", Oilfield Glossary, disponible sur : glossary.slb.com, consulté le 25/09/2025.
- [10] BINLI, Özmen. Overview of solutions to prevent liquid loading problems in gas wells. 2009. Master's Thesis. Middle East Technical University (Turkey).
- [11] KOLAWOLE, Oladoyin; GAMADI, Talal; BULLARD, Denny. Comprehensive review of artificial lift system applications in tight formations. In: SPE Eastern Regional Meeting. SPE, 2019. p. D021S002R008.
- [12] Nodal Analysis section 6 Shlumberger 1998.
- [13] AHMED, T and WANG, Z. (2007). Gas Reservoir Engineering. Gulf Publishing.
- [14] ABBOU Ahmed, MAHMIDIOU Youcef. Optimisation de la chaîne de production de la zone Nord du champ de REB et du projet de ralliement des puits de Bhiret Aïssa. 2013. PhD Thesis.
- [15] VOGEL, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells." JPT, 83–92, January 1968
- [16] HADJ MAHAMMED, Slimane; BAKELLI, BABA. L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix des puits candidats au traitement matriciel. PhD Thesis.
- [17] Service puits, Service technique puits, Division EP/GTL

*Annexe***Propriétés de la phase gazeuse**

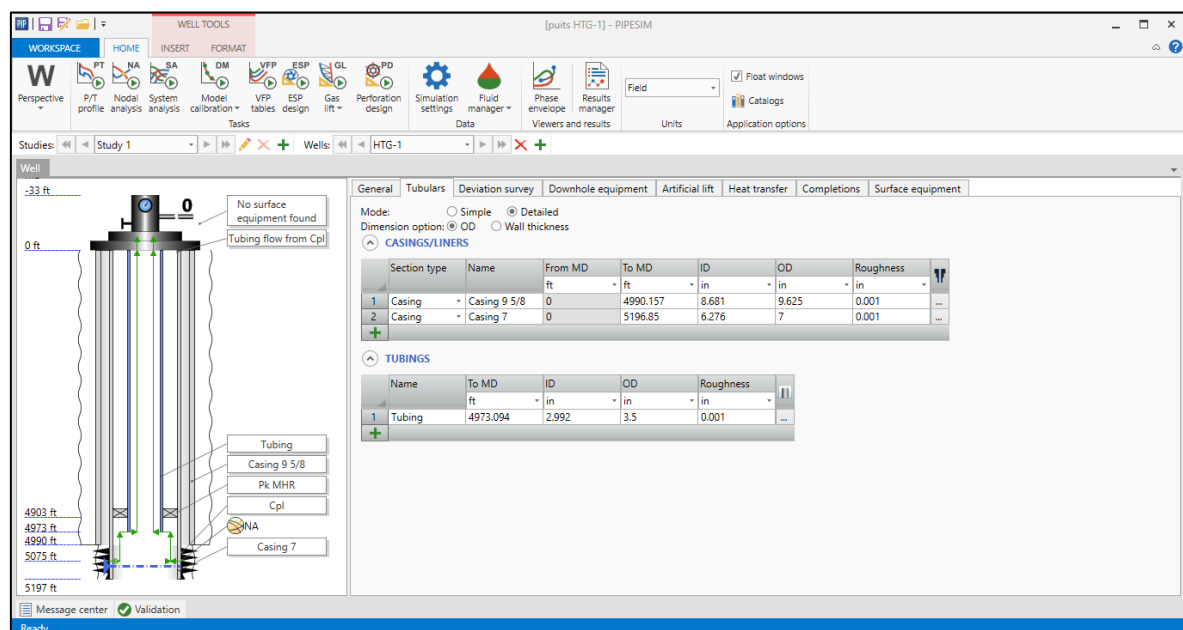
Parameter	Unit	Gas
Mole fraction	fract.	0.999939
Mass fraction	fract.	0.999604
Volume fraction	fract.	1
Viscosity	cP	0.010824
Molecular weight		22.11242
Density (molar)	lb-mole/ft ³	0.002646
Density (mass)	lbm/ft ³	0.058499
Enthalpy (molar)	Btu/lb-mole	-183.068
Entropy (molar)	Btu/lbmole.F	0.001692
Internal energy (molar)	Btu/lb-mole	-1211.02
Gibbs free energy (molar)	Btu/lb-mole	-1062.48
Isochoric specific heat capacity	Btu/lbmole.F	7.974846
Isobaric specific heat capacity	Btu/lbmole.F	9.993883
Thermal conductivity	Btu/(h.degF.ft)	0.016194
Speed of sound	ft/s	1205.352
Joule-Thomson coefficient	degF/psi	0.085955
Z Factor		0.996088

Propriétés du Liquid

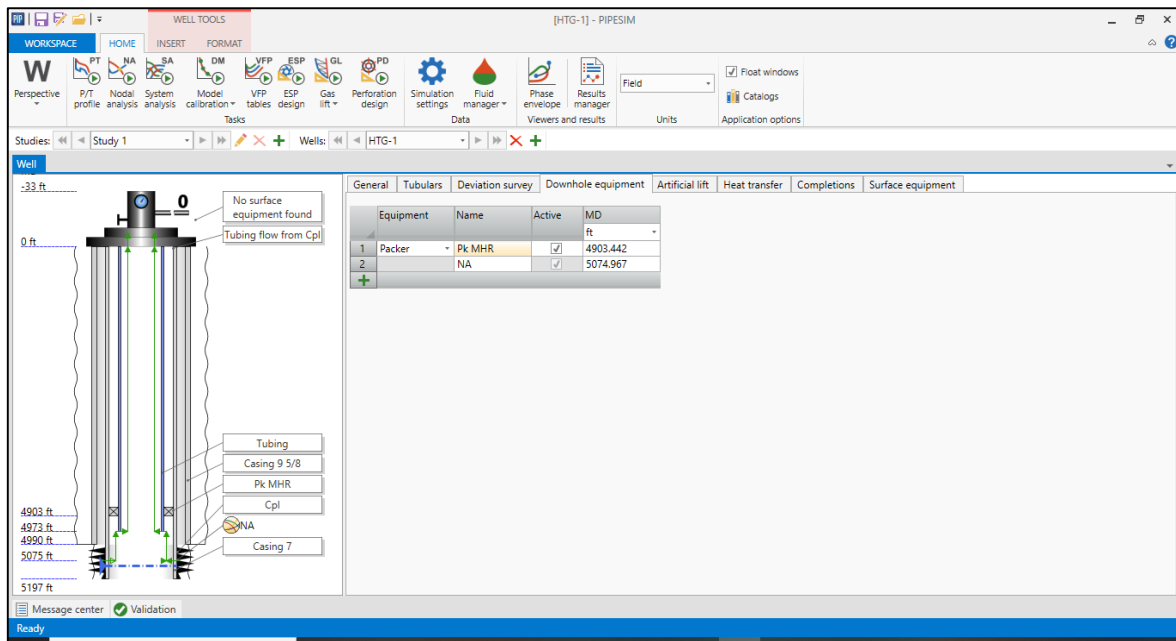
Parameter	Unit	Oil
Mole fraction	fract.	6.13E-05
Mass fraction	fract.	0.000396
Volume fraction	fract.	5.05E-07
Viscosity	cP	1.059179
Molecular weight		142.8881
Density (molar)	lb-mole/ft ³	0.321514
Density (mass)	lbm/ft ³	45.94051
Enthalpy (molar)	Btu/lb-mole	-22979.1
Entropy (molar)	Btu/lbmole.F	-0.02582
Internal energy (molar)	Btu/lb-mole	-22987.6
Gibbs free energy (molar)	Btu/lb-mole	-9563.65
Isochoric specific heat capacity	Btu/lbmole.F	61.17521
Isobaric specific heat capacity	Btu/lbmole.F	68.19034
Thermal conductivity	Btu/(h.degF.ft)	0.078937
Speed of sound	ft/s	3854.762
Joule-Thomson coefficient	degF/psi	-0.00659
Z Factor		0.008196



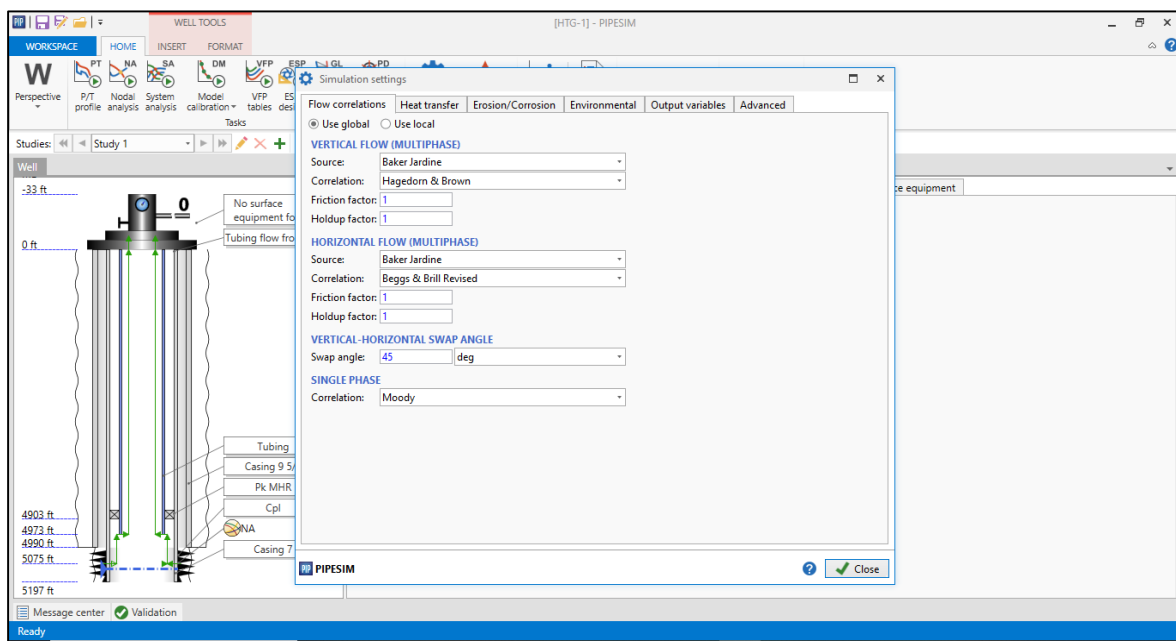
A 1 : Interface de PIPESIM



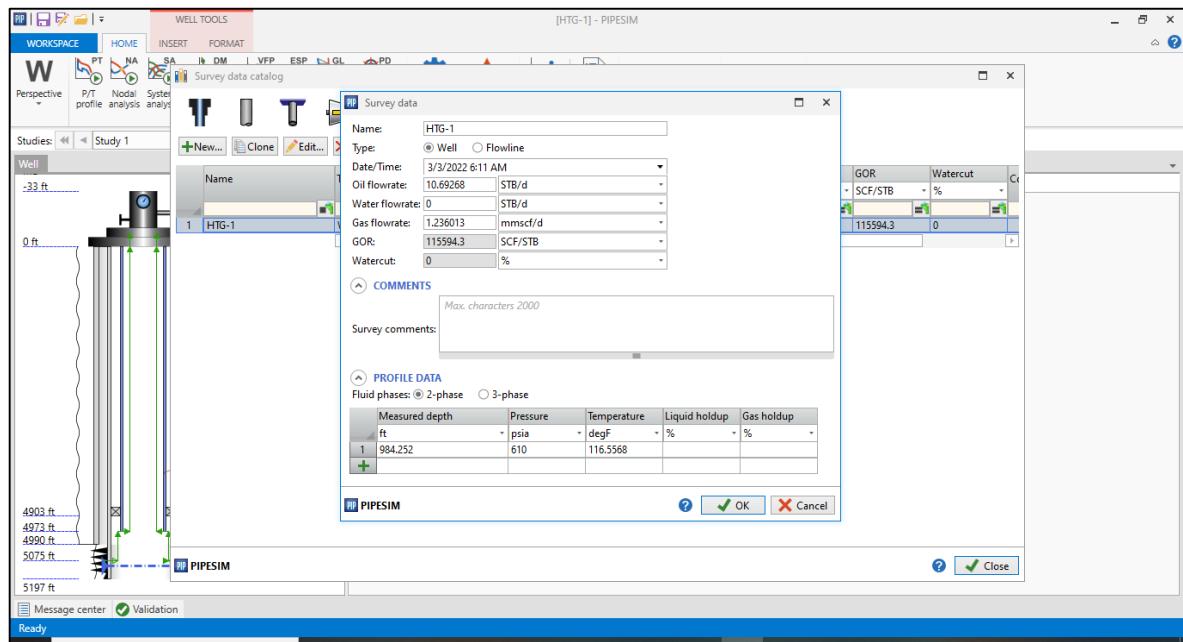
A 2 : Tubulars Puits HTG-1



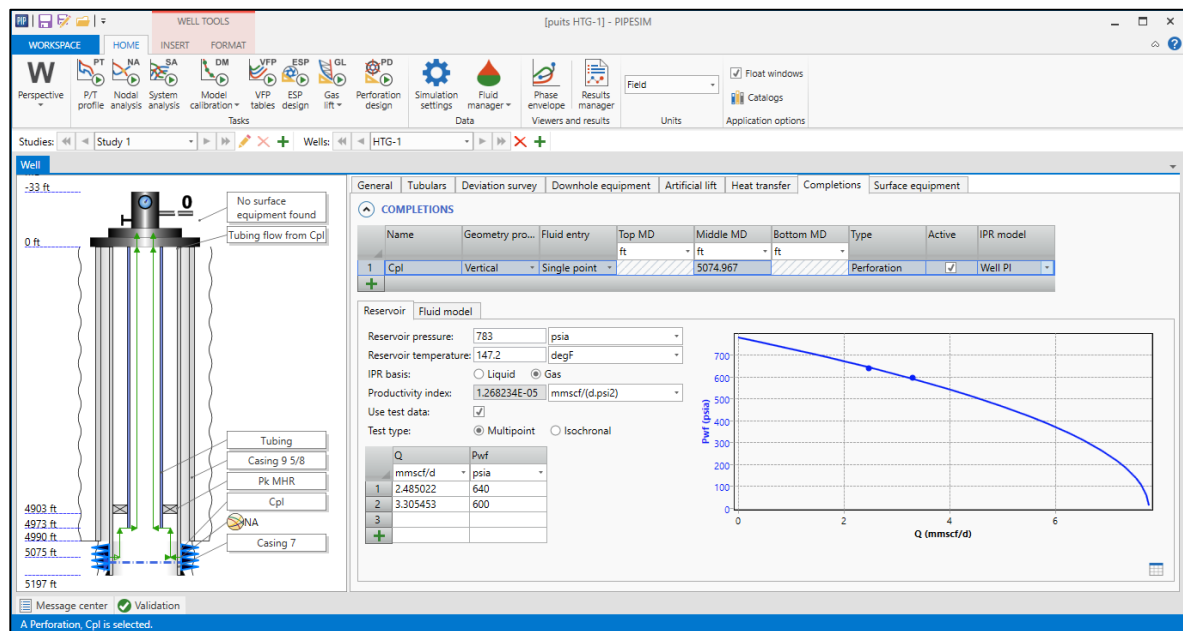
A 3 : Donnée Packer



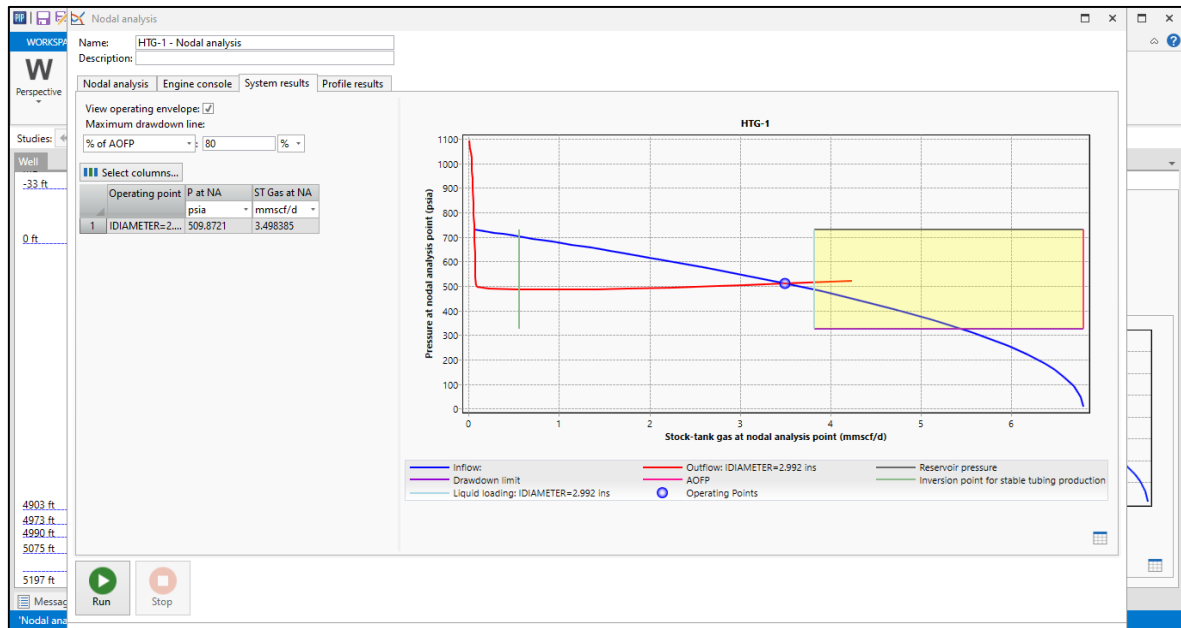
A 4 : Donnée PVT



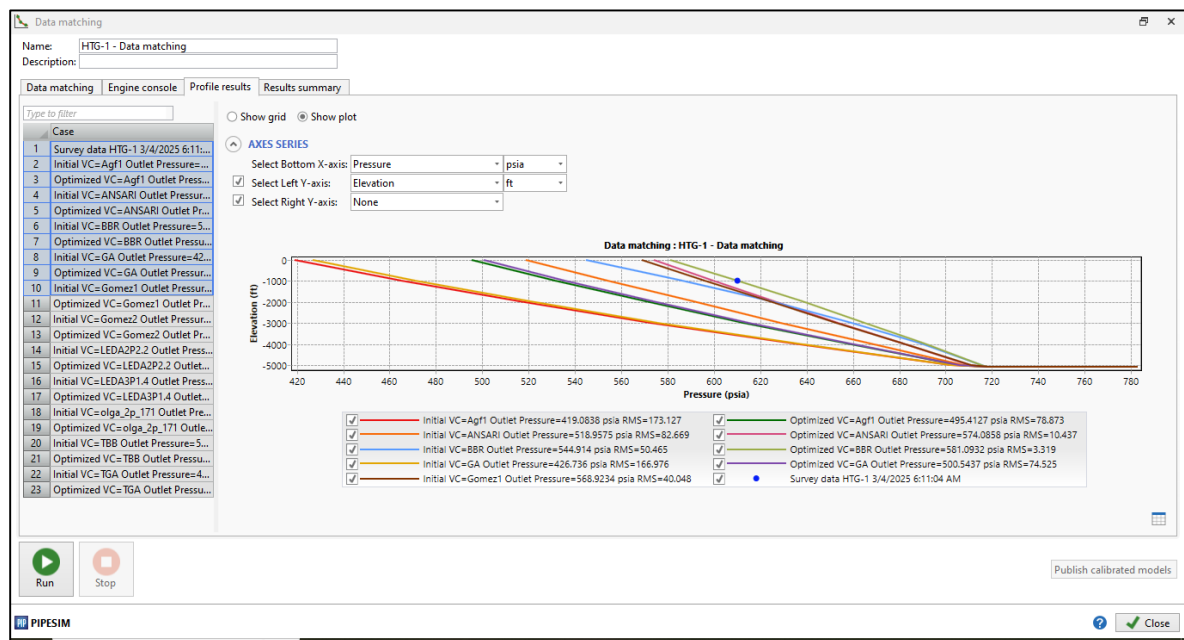
A 5 : Donnée PVT



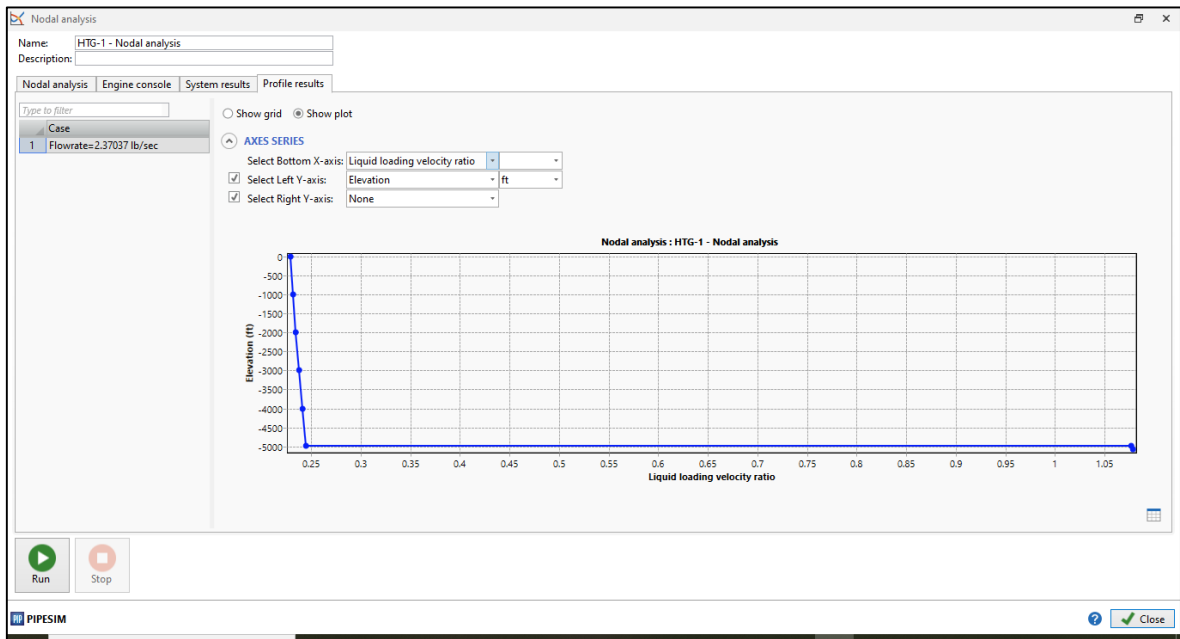
A 6 : Courbe IPR



A 7 : Courbe IPR vs VLP



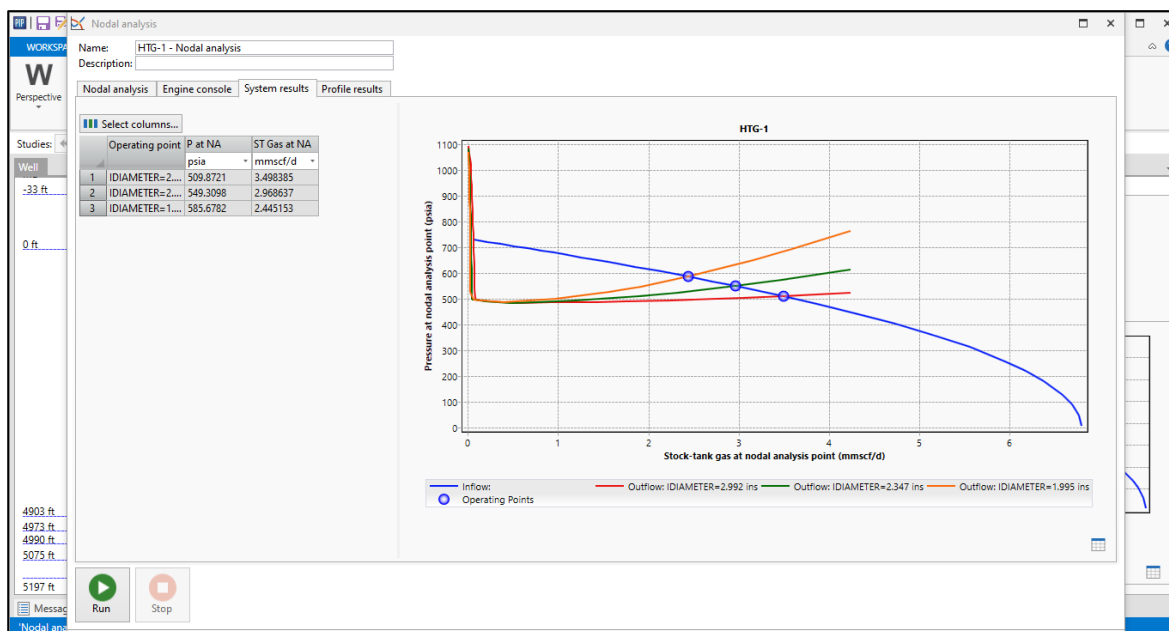
A 8 : Choix de la Corrélation



A 9 : Courbe LLVR pour tubing 3 1/2"



A 10 : LLVR tubing diameter sensibility



A 11 : Nodal analysis tubing diameter sensibility