

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Département Gisement Minier et Pétrolier

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Présentée par :

- MOHAMED ABOUBEKERIN SAMBA
- CHIAA MOUHAMED

Filière : Production des Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier

***EVALUATION DE LA PERFORMANCE DU GAZ LIFT DANS LE
CHAMP HDZ***

Devant le jury :

Mr.	GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Président
Mr.	ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMBB	Examineur
Mr.	SAIFI Redha	M.C	UMBB	Encadrant
Mme.	BAHNOUS Dounia	M.C	UMBB	Examinatrice

Année Universitaire : 2024/2025

REMERCIEMENT

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات:

Avant toute chose, nous remercions du fond du cœur ALLAH, le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires à l'aboutissement de ce travail.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance à l'ensemble de nos enseignants, qui nous ont accompagnés et guidés tout au long de notre parcours universitaire, en partageant leur savoir et leur expérience.

Nos remerciements les plus sincères vont également à l'équipe de la direction EP de Hassi Messaoud.

Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur DJEFAFA Ayoub, Directeur de la Direction EP, pour sa confiance et sa disponibilité, ainsi qu'à Monsieur SMAIL Youcef, Chef du département contrôle puits sud, pour son accueil chaleureux. Nous tenons également à exprimer notre gratitude à Monsieur BELAHMEUR Salah, Chef du département réservoir, pour son soutien. Nos remerciements vont aussi aux membres du service Gas-Lift – Messieurs RAHAL Riad, FEKIRINI Mohamed, YOUNSSI Toufik, BARAKA Zoubir et SEBAA Fateh – pour leur accompagnement, leurs conseils avisés et leur précieuse collaboration tout au long de notre travail.

Nous adressons également nos chaleureux remerciements à notre encadrant, Monsieur Redha SAIFI, pour sa disponibilité, ses orientations pertinentes et son accompagnement tout au long de ce projet.

Nos pensées reconnaissantes vont aussi aux membres du jury, pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de notre travail et pour leurs remarques constructives.

Nous n'oublions pas d'exprimer notre gratitude envers nos familles, et plus particulièrement nos parents, pour leur soutien moral indéfectible, leurs encouragements constants et leur patience durant toutes les étapes de notre formation.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire. Que ceux qui n'ont pas été mentionnés trouvent ici l'expression sincère de notre profonde reconnaissance.

Nous remercions chaleureusement nos camarades pour leur soutien, leur bienveillance et les bons moments partagés durant notre parcours à l'INH.

Dédicace

Louange à Allah, Le Très-Haut, source intarissable de sagesse et de savoir, qui m'a accordé la force, la persévérance et la clarté d'esprit nécessaires pour mener à bien ce travail.

À mes chers **parents**, véritables piliers de ma vie, dont l'amour inconditionnel, les sacrifices silencieux et le soutien constant ont constitué la base de mon parcours. Ce modeste travail est avant tout le fruit de vos prières et de votre foi en moi.

À mes frères bien-aimés, **Sidi Mohamed, Abdellahi, Sara, Aliyin, Khadije et Cheick**, que les liens qui nous unissent restent à jamais solides et empreints de tendresse.

À mes grands-parents, que Dieu leur accorde santé, sérénité et longue vie sous Sa protection.

À toute ma famille, tantes, oncles, cousins et cousines recevez l'expression de ma profonde reconnaissance pour votre présence bienveillante et vos encouragements constants.

À mes amis de toujours : **Amadou Ousmane diaw, Taleb Ahmedou Rabie, Mohamed cheikh Tourad et Issa Melik**, ainsi qu'à mon binôme **Chiaa Mohamed**, merci pour votre précieuse amitié, votre soutien fidèle et les souvenirs inoubliables que nous avons partagés.

À vous tous, cette dédicace est le reflet de ma profonde gratitude et de l'attachement sincère que je vous porte.

MOHAMED ABOUBEKERIN SAMBA

Dédicace

Louange à Allah, Le Très-Haut, source intarissable de sagesse et de savoir, qui m'a accordé la force, la persévérance et la clarté d'esprit nécessaires pour mener à bien ce travail.

À mes chers **parents**, véritables piliers de ma vie, dont l'amour inconditionnel, les sacrifices silencieux et le soutien constant ont constitué la base de mon parcours. Ce modeste travail est avant tout le fruit de vos prières et de votre foi en moi.

À mes frères bien-aimés, **Ahmed Babe, Bedy, Nah, Meye et Lemeyguve**, que les liens qui nous unissent restent à jamais solides et empreints de tendresse.

À mes grands-parents, que Dieu leur accorde santé, sérénité et longue vie sous Sa protection.

À toute ma famille, tantes, oncles, cousins et cousines recevez l'expression de ma profonde reconnaissance pour votre présence bienveillante et vos encouragements constants.

À mes amis de toujours : **Chiaa Bekay, Mohamedhen Ewa et Mohamed Lemine Chrif** ainsi qu'à mon binôme **Mohamed Aboubekerin Samba**, merci pour votre précieuse amitié, votre soutien fidèle et les souvenirs inoubliables que nous avons partagés.

À vous tous, cette dédicace est le reflet de ma profonde gratitude et de l'attachement sincère que je vous porte.

CHIAA MOUHAMED

Résumé :

Ce mémoire traite de l'optimisation de la production d'hydrocarbures du champ HDZ (Hassi Dzabat), situé dans le gisement de Hassi Messaoud. La méthodologie adoptée repose sur l'analyse nodale, une technique couramment utilisée en ingénierie pétrolière pour évaluer les performances des systèmes d'écoulement. Grâce au logiciel de simulation PIPESIM®, un modèle complet du système de production du réservoir jusqu'aux installations de surface a été établi. L'étude inclut une analyse de sensibilité des paramètres influençant les performances des puits, une prévision de l'évolution de la production dans le temps, ainsi qu'une évaluation de l'impact des méthodes de levage artificiel, en particulier le gas lift.

Mots-clés :

Production d'hydrocarbures, analyse nodale, gas lift, performance des puits, optimisation de la production, PIPESIM®, HDZ, Hassi Messaoud, levage artificiel.

Abstract:

This thesis focuses on optimizing hydrocarbon production from the HDZ field (Hassi Dzabat), located within the Hassi Messaoud reservoir. The adopted methodology relies on nodal analysis, a widely applied technique in petroleum engineering used to evaluate the performance of flow systems. With the support of the PIPESIM® simulation software, a full model of the production system from the reservoir to surface facilities was constructed. The study includes a sensitivity analysis of key well performance parameters, production forecasting over time, and an assessment of the impact of artificial lift methods, particularly gas lift.

Keywords:

Hydrocarbon production, nodal analysis, gas lift, well performance, production optimization, PIPESIM®, HDZ, Hassi Messaoud, artificial lift.

الملخص:

يركّز هذا البحث على تحسين إنتاج الهيدروكربونات من حقل HDZ حاسي دزعبات، الواقع ضمن مكن حاسي مسعود. تم اعتماد منهجية التحليل العقدي، وهي تقنية واسعة الاستخدام في هندسة النفط لتقييم أداء أنظمة الجريان. وباستخدام برنامج المحاكاة PIPESIM®، تم بناء نموذج كامل لنظام الإنتاج ابتداءً من المكن وحتى مرافق السطح. تتضمن الدراسة تحليلاً لحساسية أداء الآبار تجاه بعض المعاملات الأساسية، والتنبؤ بتطور الإنتاج عبر الزمن، بالإضافة إلى تقييم تأثير تقنيات الرفع الاصطناعي، خاصةً طريقة الغاز ليفت.

الكلمات المفتاحية:

إنتاج الهيدروكربونات، التحليل العقدي، الرفع بالغاز، أداء الآبار، تحسين الإنتاج، PIPESIM®، حقل HDZ، حاسي مسعود، الرفع الاصطناعي.

Table des matières

Remerciement

Dédicaces

Résumée

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des annexes

Liste des abréviations

Introduction générale : 1

Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HDZ) 2

I. Présentation du champ Hassi messaoud (HMD).....2

I.1 Introduction 2

I.2 Historique du champ.....2

I.3 Structure du champ 2

I.4 Situation géographique 3

I.5 Situation géologique 4

I.6 Contexte structural.....5

I.7 Descriptions du réservoir :.....6

I.8 Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud 7

I.8.1 Propriétés pétrophysiques moyennes :.....7

I.8.2 Caractéristiques des fluides et de la roche : 8

I.9 Zone et numérotation des puits.....8

I.10 Evolution structurale.....10

II Présentation de la région de Hassi D'zabat	11
II.1 Situation générale	11
II.2 Aspect structural.....	11
II.3 Intérêt pétrolier	13
II.4 Système Pétrolier.....	13
II.4.1 Roche mère et migration :	13
II.4.2 Roche Réservoirs :.....	13
II.4.3 Roche Couvertures :	13
II.4.4 Les Pièges	14
Conclusion	14
Chapitre II : Performance des puits	15
II. Analyse nodale.....	15
II.1. Introduction.....	15
II.2 Principe de l'analyse nodale.....	16
II.3. Procédure, Objectifs et Applications de l'Analyse Nodale.....	20
II.3.1. Procédure :	20
II.3.2. Objectifs :	20
II.3.3. Applications :.....	21
II.4 L'indice de productivité.....	21
II.4.1 Analyse de l'inflow (IPR) et performance maximale du puits.....	22
II.4.1.1. Courbe de performance d'entrée Inflow Performance Relationship (IPR)	22
II.4.1.2. Méthode de Vogel	23
II.5. Performances du puits (outflow performance).....	43
II.5.1 Courbes de gradient de pression en écoulement diphasique	45
Conclusion	28

CHAPITRE III : Généralités sur le Gaz-Lift	15
III Généralités de gaz-lift.....	29
III.1. Introduction.....	29
III.2. Gaz lift :	29
III.2.1. Définition et principe du gaz lift	29
III.2.2. Applications du gaz lift :	30
III.3. Différentes configurations du gaz lift	30
III.3.1. Catégorisation selon la méthode d'injection	30
III.3.1.1. Injection continue de gaz lift :	30
III.3.1.2. Gaz lift intermittent :	31
III.4. Types de complétion compatibles avec le gaz lift :	31
III.4.1. Complétions en gaz lift direct :	32
III.4.2. Complétions en gaz lift inverse :	32
III.4.2.1. Utilisation de tubage concentrique dans le gaz lift inverse :	33
III.4.2.2. Système gaz lift avec écoulement dans l'espace annulaire (casing) :	34
III.4.2.3. Gaz lift double :	34
III.4.2.4. Le gaz-lift parallèle.....	36
III.4.2.5. Classification en fonction de circuit d'injection :	36
III.4.2.6 Avantage et inconvénients :	37
Principaux avantages :	37
Principaux inconvénients :	37
III.5 Gas-lift a Hassi Messaoud.....	38
III.5.1 Raisons du recours au gaz lift à Hassi Messaoud.....	38
III.5.2 Mise en œuvre du gaz lift à Hassi Messaoud	38
III.5.3 Types de complétion utilisés à Hassi Messaoud	39

III.5.3.1 Complétion concentrique.....	39
III.5.3.2 Complétion télescopique	39
III.5.3.3 Complétion par chemisage	40
III.5.3.4 Complétion avec tubing perforé	41
III.5.3.5 Complétion avec mandrins à poche latérale (SPM – Side Pocket Mandrel).....	42
III.5.3.6 Complétion des puits horizontaux en gaz lift	43
Principaux avantages :	43
Principaux inconvénients :	44
III.6 Problématiques associées à l’exploitation du gaz lift à HMD	44
III.6.1 Usure par érosion des équipements	44
III.6.2 Apparition d’hydrates.....	44
III.6.3 Formation d’émulsions.....	44
Les conséquences principales sont :	45
III.6.4 Formation de givres.....	45
III.7 Caractéristiques, avantages et limitations du gaz-lift	45
III.7.1 Caractéristiques :	45
III.7.2 Avantages :	46
III.7.3 Inconvénients :	46
III.8 Situation actuelle du gaz-lift à Hassi Messaoud	47
III.8.1 Contribution du gaz-lift à Hassi Messaoud	47
III.8.1.1 Évolution de la consommation de gaz	47
III.8.1.2 Évolution du nombre de puits équipés en gaz-lift	48
III.8.1.3 L’Évolution de la production via le gaz-lift	49
Conclusion	51
Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HDZ avec PIPSIM	52

IV.1. Introduction.....	52
IV.2. Configuration des complétions de puits :	53
IV.3 Propriétés PVT des fluides :	55
IV.4 Informations issues des essais de puits:	56
IV.5 Étude du comportement du réservoir et des débits potentiels des puits :	57
IV.6 Diagramme de la démarche de modélisation :	59
IV.6.1 Sélection de la corrélation pour l'écoulement en puits :	60
IV.6.2 Étude de cas :	60
IV.6.2.1 Paramètres caractéristiques du puits :	60
IV.6.2.1.2 Configuration de complétion :	61
IV.6.2.1.3 Description technique du puits HDZ4 :	62
IV.6.2.1.4 Modélisation avec PIPESIM :	62
IV.6.2.1.5 Build up matching :	63
IV.6.2.1.6 Courbes d'entrée et de sortie (Analyse nodale)	64
IV.7.1 Comparaison du débit et de la pression de fond dynamique :	66
IV.7.2. Evaluation du comportement du puits via une analyse nodale aux parametres ..	67
IV.7.2.1 Sensibilité sur la pression de sortie :	67
IV.7.2.2 Sensibilité sur la pression de réservoir :	70
IV.7.2.3 Détermination du débit d'injection de gaz lift optimal :	71
Conclusion générale.....	75
Bibliographie.....	76
Annexes.....	77

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HDZ)

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	4
Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (D'après WEC, 2007)	5
Figure I.3 : Ecorché mésozoïque du champ de Hassi-Messaoud (WEC 2007).	6
Figure I.4 : carte des zones du champ de Hassi-Messaoud	9
Figure I.5 : Situation générale du champ de Hassi Dzabat et Plan de position des puits.....	11
Figure I.6 : Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra, champ HDZ (document Sonatrach).....	12

Chapitre II : Performance des puits

Figure II.1 : Illustration des pertes de charge possibles dans un système de production	16
Figure II.2 : Les différentes positions possibles des nœuds.....	17
Figure II.3 : Pression au point nodal	19
Figure II.4 : Performance de puits	19
Figure II.5 : Vogel IPR reference curve.....	24
Figure II.6 : Catégories des régimes d'écoulement.....	26

CHAPITRE III : Généralités sur le Gaz-Lift

Figure III.1 : Schématisation de gas-lift continu et intermittent	31
Figure III.2 : Complétion Gaz-lift direct et inverse	32
Figure III.3 : Schéma de complétion en gaz lift inverse avec tubage concentrique.....	34
Figure III.4 : Gaz-lift inverse (Gaz-lift double)	35
Figure III.5 : Gaz-lift inverse (Gas-lift parallèle).....	36
Figure III.6 : Complétion Télescopique	40
Figure III.7 : Complétion chemisage.....	41
Figure III.8 : Complétion Tubing punché	42
Figure III.9 : Complétions SPM.....	43
Figure III.10 : Évolution en consommation Gaz	48
Figure III.11 : Evolution du nombre des puits GL à HMD par an depuis 1980	49

Figure III.12 : Évolution de la production au gaz-lift	50
--	----

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HDZ avec PIPESIM

Figure IV.1 : Courbe IPR du puits HDZ4	58
Figure IV.2 : Diagramme de la démarche de modélisation.....	59
Figure IV.3 : Conception du puits HDZ4.....	63
Figure IV.4 : Corrélations appliquées dans le logiciel PIPESIM pour l'ajustement des données .	64
Figure IV.5 : Point opérationnel du puits HDZ4 avant actualisation.....	65
Figure IV.6 : Point opérationnel du puits HDZ4 après actualisation.	66
Figure IV.7 : Sensibilité sur la pression de sortie puits HDZ4	67
Figure IV.8 : P/T Profile	68
Figure IV.9 : Profil pression/élévation (P/T)	69
Figure IV.10 : Sensibilité sur la pression de sortie puits HDZ4	70
Figure IV.11 : Variation du débit d'huile en fonction du taux d'injection de gaz lift.	71
Figure IV.12 : Installation de gaz lift	73
Figure IV.13 : Point de fonctionnement du puits HDZ4 après mise en service du système de gaz lift.	73

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HDZ)

Tableau I.1 : Paramètres pétrophysiques représentatifs du réservoir cambrien 7

Tableau I.2 : Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne 10

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HDZ avec PIPSIM

Tableau IV.1 : Caractéristiques des casings des puits du champ HDZ 54

Tableau IV.2 : caractéristiques des Liners et des tubings des puits du champ HDZ 54

Tableau IV.3 : Caractéristiques PVT des fluides produits par les puits 56

Tableau IV.4 : Résultats des tests de performance des puits 57

Tableau IV.5 : Propriétés des fluides de production 61

Tableau IV.6 : Informations techniques sur la complétion 61

Tableau IV.7 : Évolution des performances du puits HDZ4 avant et après mise à jour 66

Tableau IV.8 : Évolution du débit d'huile en fonction de la quantité de gaz injectée..... 72

Liste des Annexes

Annexe 1 : La fiche technique du puits HDZ4.....	77
Annexe 2 : La fiche technique du puits HDZ13.....	78
Annexe 3 : La fiche technique du puits HDZ14.....	79
Annexe 4 : La fiche technique du puits HDZ17.....	80
Annexe 5 : La fiche technique du puits HDZ20.....	81

Liste des abréviations

API :	<i>American Petroleum Institute</i>
AOFP :	<i>Flow Rate Operating Point</i>
API :	<i>(densité) : Density</i>
CCE :	<i>Concentrique</i>
DST :	<i>Drill Stem Test</i>
EP :	<i>Production Engineering</i>
GL :	<i>Gas Lift</i>
GLR :	<i>Gas Liquid Ratio</i>
GOR :	<i>Gas Oil Ratio (Sm^3/Sm^3)</i>
H :	<i>Hauteur (m)</i>
HMD :	<i>Hassi Messaoud</i>
HP :	<i>Haute Pression</i>
ID :	<i>Inside Diameter</i>
ID :	<i>Indice de Productivité ($\text{Sm}^3/(\text{j}\cdot\text{bar})$)</i>
IP :	<i>Indice de Productivité ($\text{Sm}^3/(\text{j}\cdot\text{bar})$)</i>
IPR :	<i>Inflow Performance Relationship</i>
MD :	<i>Mesured Depth</i>
MFD :	<i>Manifold</i>
OD :	<i>Outside Diameter</i>
PFD :	<i>Pression du Fond Dynamique ($\text{kgf}/\text{cm}^2\text{g}$)</i>
PG :	<i>Pression de gisement (kgf/cm^2)</i>
PIPESIM :	<i>Pipeline Simulator</i>
Pp :	<i>Pression de pipe ($\text{kgf}/\text{cm}^2\text{g}$)</i>
PT :	<i>Pression de tête</i>
PVT :	<i>Pression, Volume, Température</i>
Pwh :	<i>Pression de tête (wellhead)</i>
Q :	<i>Débit (m^3/h)</i>
Qc :	<i>Débit calculé (Sm^3/h)</i>

<i>Qeau :</i>	<i>Débit d'eau</i>
<i>Qm :</i>	<i>Débit mesuré (Sm³/h)</i>
<i>Qo :</i>	<i>Débit d'huile (Sm³/h)</i>
<i>HDZ :</i>	<i>Hassi Dzabat</i>
<i>VLP :</i>	<i>Vertical Lift Performance</i>
<i>WOR :</i>	<i>Water Oil Ratio</i>
<i>ΔP :</i>	<i>Perte de charge (bar)</i>

Introduction générale :

L'énergie constitue un pilier du développement économique. Depuis la nationalisation du secteur en 1971, l'Algérie accorde une importance majeure aux hydrocarbures, source principale de ses revenus. Toutefois, l'exploitation de gisements matures comme Hassi Messaoud est confrontée à plusieurs difficultés techniques, notamment la chute de pression, les dépôts solides et les venues de gaz.

Dans un contexte où la découverte de nouveaux gisements devient rare et coûteuse, l'optimisation des champs existants apparaît comme une nécessité. La performance d'un réservoir dépend non seulement de ses caractéristiques naturelles, mais aussi de l'efficacité des systèmes de production mis en œuvre.

Le gaz-lift est l'une des méthodes de récupération assistée les plus utilisées. Il consiste à injecter du gaz en fond de puits afin de diminuer la pression et faciliter l'écoulement des fluides. Pour en maximiser l'efficacité, l'injection doit être optimisée en tenant compte de plusieurs paramètres tels que le débit de gaz, la pression en tête et le taux d'eau.

Dans cette étude, nous avons analysé la production du champ HDZ (région de Hassi Messaoud) en utilisant le simulateur PIPESIM. L'objectif est de modéliser les puits activés par gaz-lift et d'optimiser les conditions d'injection afin d'augmenter le débit tout en réduisant la consommation de gaz.

Ce mémoire est structuré comme suit :

- Chapitre I : Présentation des champs HMD et HDZ.
- Chapitre II : Analyse de la performance des puits.
- Chapitre III : Fonctionnement, paramètres et contraintes du gaz-lift.
- Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HDZ avec PIPESIM.

Cette étude se termine par une conclusion générale regroupant les résultats obtenus, les limites identifiées et des recommandations techniques pour une meilleure gestion de la production dans les gisements matures.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES CHAMPS
(HMD, HDZ)

Chapitre I : Généralités sur les champs (HMD, HDZ)

I. Présentation du champ Hassi Messaoud (HMD)

I.1 Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des gisements les plus complexes au monde. Au cours de son histoire géologique, il a été marqué par une activité tectonique intense, incluant plusieurs phases de compression et de déformation. Parallèlement, des processus diagénétiques ont modifié les caractéristiques du réservoir durant son enfouissement progressif. Ces transformations, qui ont façonné le gisement tel qu'il se présente aujourd'hui, ont eu des effets variables sur les propriétés pétro-physiques du réservoir, pouvant tant les améliorer que les altérer.

I.2 Historique du champ

La découverte du gisement de Hassi Messaoud remonte à 1946, grâce aux travaux de deux entreprises françaises : la Compagnie Française des Pétroles d'Algérie (CFPA) et la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN-REPAL). Cette dernière avait lancé ses recherches dans le Sahara dès les premières années, et trois ans plus tard, elle entamait des campagnes de prospection géophysique, notamment par reconnaissance gravimétrique.

Le 15 janvier 1956 marque un tournant important avec le forage du premier puits, nommé MD1 (Messaoud 1), qui a révélé la présence de grès cambrien saturés en pétrole à une profondeur de 3338 mètres.

Quelques mois plus tard, le 16 mai, un second puits, OM1, a été foré par la CFPA à environ 7,5 kilomètres au nord du premier.

Entre 1959 et 1964, un total de 153 puits ont été forés et mis en production.

Aujourd'hui, le champ de Hassi Messaoud comprend plus de 2000 puits de différents types : des puits producteurs d'huile, des puits équipés en gas lift, des injecteurs de gaz ou d'eau, ainsi que des puits abandonnés.

I.3 Structure du champ

La structure géologique de Hassi Messaoud se manifeste sous la forme d'un large anticlinal quasi circulaire, d'environ 45 km de diamètre, orienté du Nord-Est au Sud-Ouest. Cette configuration résulte en partie des mouvements tectoniques des plaques, qui ont entraîné une fracturation

naturelle du réservoir. Celui-ci présente des fissures d'origine tectonique, accentuées par une fracturation hydraulique naturelle.

Deux principaux types de discontinuités affectent la structure du réservoir :

- Des failles orientées principalement selon un axe subméridien, accompagnées par d'autres failles secondaires perpendiculaires, suivant une direction Nord-Ouest / Sud-Est, traduisant clairement l'influence tectonique régionale.
- Des cassures sans rejet net, mais ayant un impact significatif sur le développement des fractures internes du réservoir.

Sur le plan pétrophysique, le gisement de Hassi Messaoud présente trois caractéristiques essentielles :

- Une hétérogénéité marquée, aussi bien en profondeur qu'en étendue latérale.
- Une discontinuité dans l'écoulement des fluides.
- Une anisotropie notable, liée à la présence de silt et à une matrice composée de grains fins.

I.4 Situation géographique

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est situé à environ 850 km au sud-est de la capitale Alger, et à quelque 350 km de la frontière avec la Tunisie. Il s'étend sur une superficie totale avoisinant les 2 500 km², dont près de 1 600 km² sont saturés en huile. En ce qui concerne sa position géographique selon le système de coordonnées Lambert Sud Algérie, elle se situe entre :

- 790 000 et 840 000 mètres en direction Est,
- 110 000 et 150 000 mètres en direction Nord.



Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.5 Situation géologique

Le dôme de Hassi Messaoud est délimité géographiquement par plusieurs structures majeures : au nord, il est bordé par les formations de Djemaa de Touggourt ; au sud, par l'extension du horst d'Amguid – El Biod ; à l'est, il est adjacent au bassin de Berkine ; et à l'ouest, il est limité par la dépression d'Oued Mya (voir Fig. I.2)

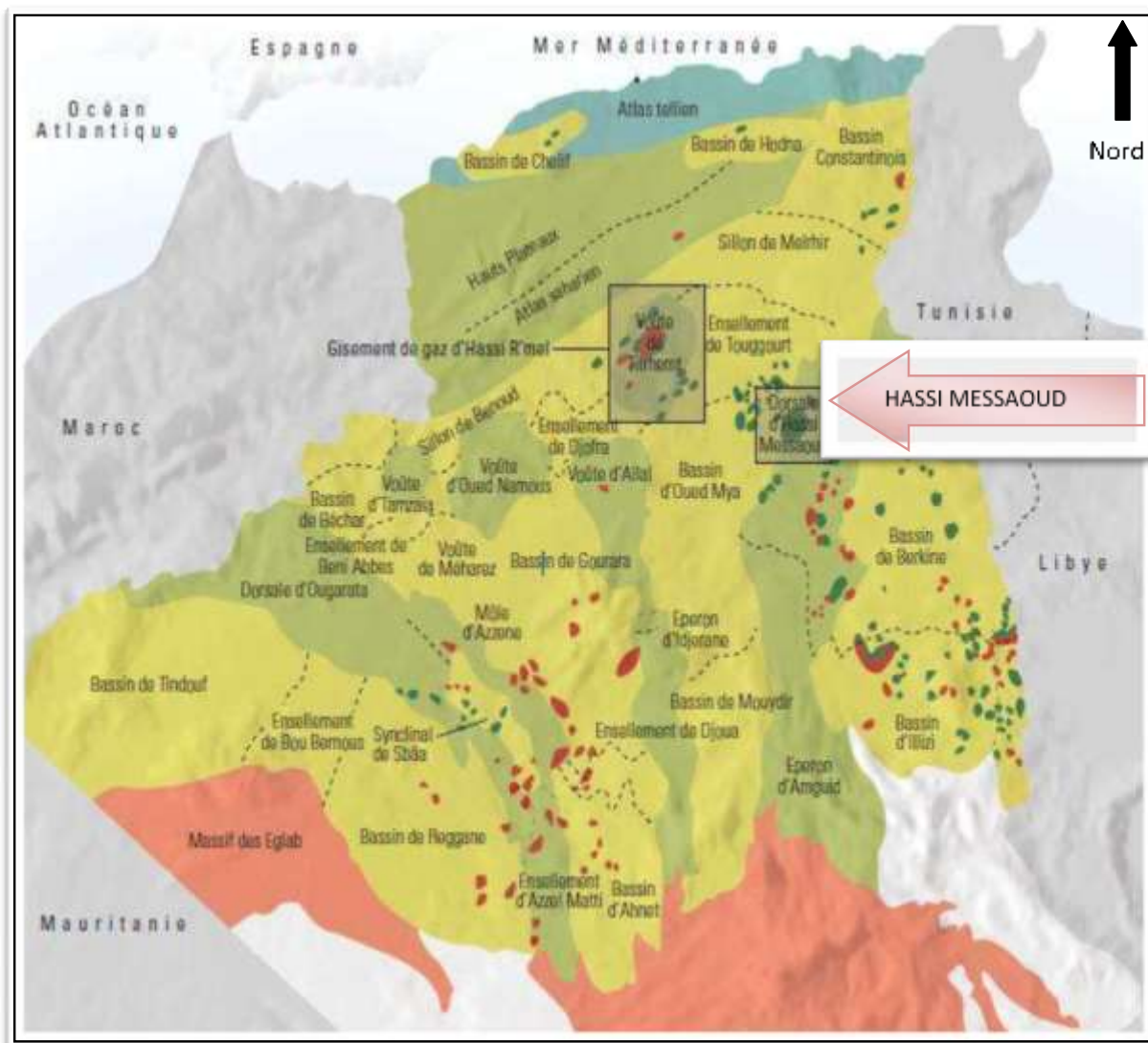


Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (D'après WEC, 2007)

I.6 Contexte structural

La configuration actuelle du champ présente un large anticlinal orienté Nord-Est / Sud-Ouest, sur lequel repose en discordance une formation triasique composée d'argiles et de grès. Cette structure est traversée par deux systèmes principaux de failles (voir Fig. I.3) : des failles subméridiennes alignées NE-SO, et d'autres perpendiculaires suivant une orientation NO-SE. Bien que certaines failles ne présentent pas de rejets apparents, elles ont fortement contribué au développement de la fracturation interne du réservoir. L'ensemble de cette structuration résulte de l'évolution tectonique qu'a connue la plateforme saharienne au cours du temps.

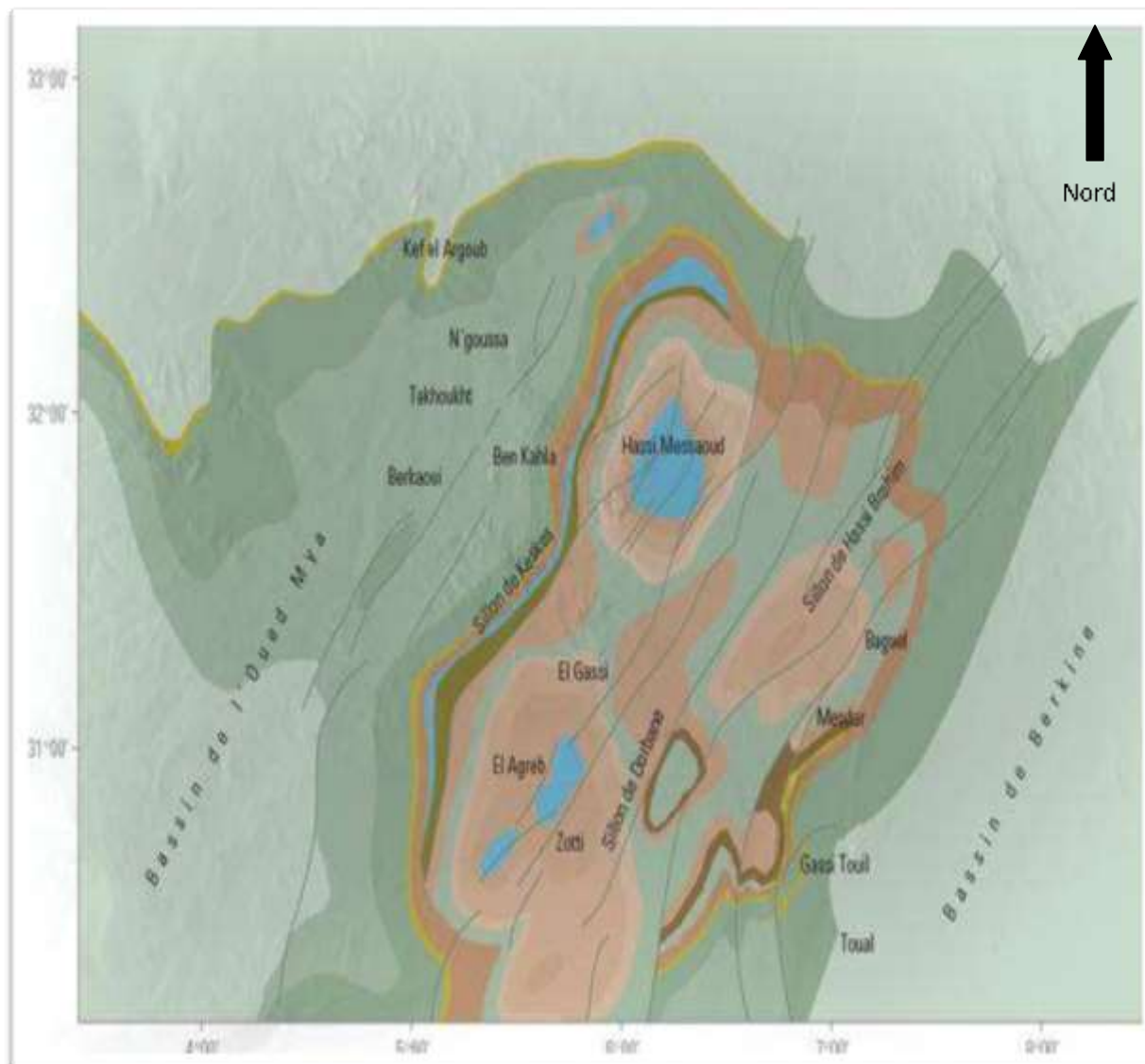


Figure I.3 : Ecorché mésozoïque du champ de Hassi-Messaoud (WEC 2007).

I.7 Descriptions du réservoir :

Le réservoir de Hassi Messaoud se situe à une profondeur comprise entre 3100 et 3380 mètres, avec une épaisseur pouvant atteindre 200 mètres. Il est constitué de trois réservoirs gréseux datant du Cambrien, directement posés sur un socle granitique. Cette formation se présente sous forme d'une succession de grès, dont une partie centrale a été altérée par l'érosion post-paléozoïque.

La structure du réservoir se décompose verticalement comme suit :

- **Ri** : Une zone isométrique d'environ 45 mètres d'épaisseur, composée principalement de quartzites à grains fins et de tégillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Une zone anisométrique, avec une épaisseur moyenne avoisinant 120 mètres, formée de grès à ciment silico-argileux, à grains moyens à grossiers. Elle est subdivisée en plusieurs drains, du bas vers le haut : D1, ID, D2, D3 et D4.
- **R2** : Un ensemble gréseux à ciment argileux, présentant une épaisseur moyenne de 80 mètres.
- **R3** : D'environ 300 mètres de hauteur, cette série est composée de grès très grossiers à tendance micro-conglomératique, riches en argiles. Elle repose sur le socle granitique, rencontré à plus de 4000 mètres de profondeur. Ce socle est constitué d'un granite porphyroïde de couleur rose. Le niveau R3 est subdivisé en deux sous-unités : R2c et R2ab.

I.8 Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud

I.8.1 Propriétés pétrophysiques moyennes :

Le tableau ci-après présente les valeurs typiques des paramètres pétrophysiques mesurés dans le réservoir cambrien du champ de Hassi Messaoud. Ces données incluent la perméabilité (K), la porosité (Θ), la saturation en eau irréductible (S_{wi}), la teneur moyenne en argiles (Vsh), ainsi que d'autres paramètres caractérisant différentes zones ou réservoirs (Ri, Ra, R2, R3).

Tableau I.1 : Paramètres pétrophysiques représentatifs du réservoir cambrien

Réservoir	K min (mD)	K moy (mD)	K max (mD)	Θ min (%)	Θ moy (%)	Θ max (%)	S_{wi} (%)	Vsh moy (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	—	10	—	17	20
R3	<1	—	—	0.11	—	0.17	30	—

I.8.2 Caractéristiques des fluides et de la roche :

Le réservoir contient :

- Une huile légère avec une densité moyenne en surface de 0,8 (correspondant à un degré API de 45,4).
- La pression du gisement varie entre 120 et 400 kg/cm², tandis que la température du réservoir est d'environ 118 °C.
- Le facteur GOR (gaz dissous) fluctue entre 100 et 5000 m³/m³.
- La porosité moyenne du réservoir se situe entre 5 % et 10 %, et la perméabilité montre une grande variabilité, allant de 0 à 1 Darcy.
- La viscosité de l'huile est de 0,2 Cp, et le facteur volumétrique moyen à la surface du réservoir est de 1,7 m³/m³.

I.9 Zone et numérotation des puits

Le champ de Hassi-Messaoud est compartimenté en plusieurs zones en se basant sur les isopressions (voir Fig. I.4). L'analyse de la variation des pressions des puits en fonction de leur production a conduit à une division en 25 zones productrices, réparties dans les secteurs centraux et complexes du champ. En complément, cinq autres zones couvrent les régions périphériques et extérieures de Hassi Messaoud.

Une zone de production regroupe les puits présentant un comportement similaire en termes de pression de réservoir. Les puits appartenant à une même zone contribuent collectivement au drainage d'un volume déterminé de pétrole en place.

Il est toutefois essentiel de préciser que la pression ne constitue pas l'unique paramètre de

différenciation entre les zones. Par ailleurs, cette organisation n'est pas figée : une même zone peut être, si nécessaire, subdivisée en sous-zones.

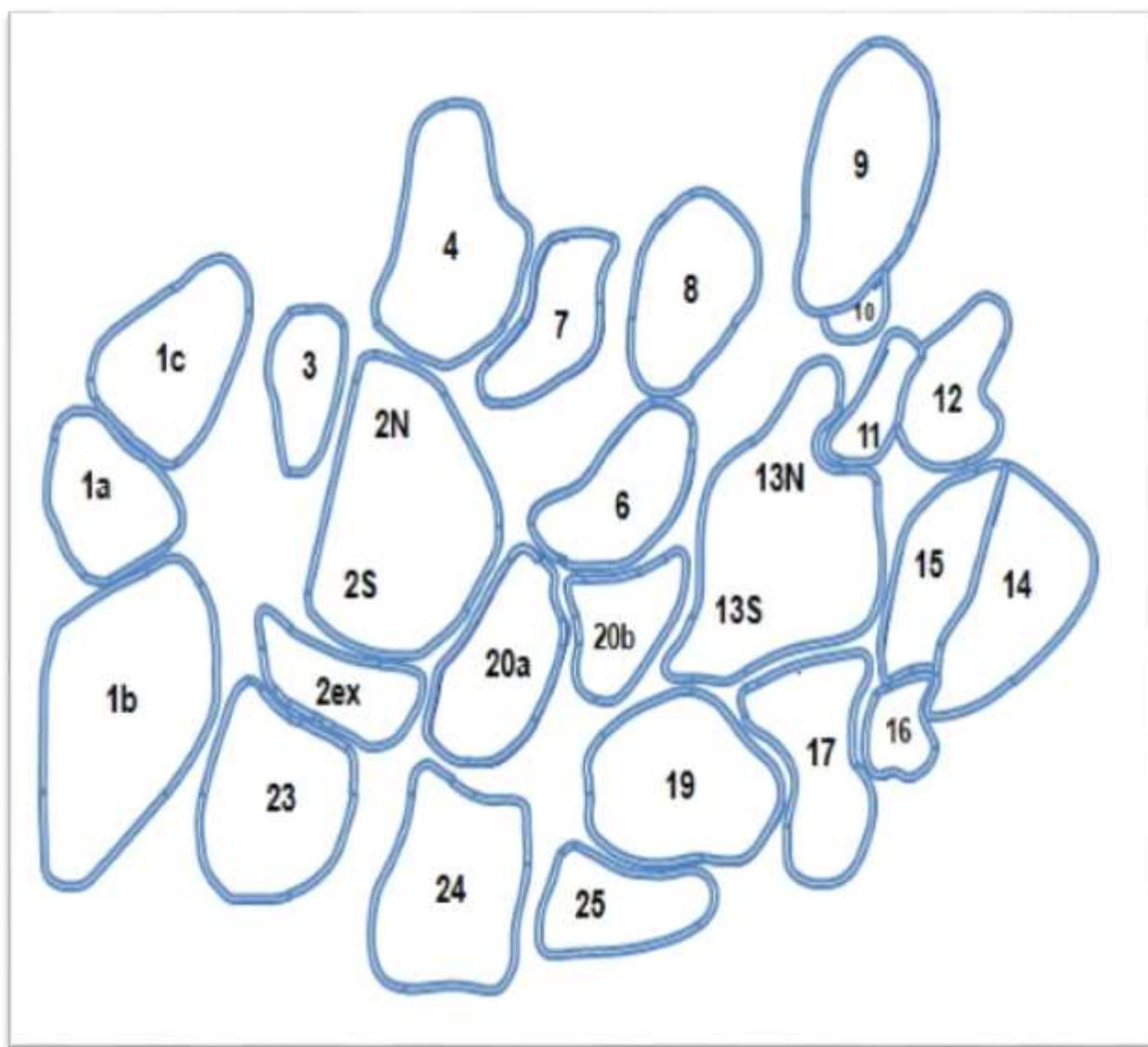


Figure I.4 : carte des zones du champ de Hassi-Messaoud

I.10 Evolution structurale

Les différentes phases tectoniques ayant contribué à la structuration du champ de Hassi Messaoud sont synthétisées dans le tableau ci-dessous.

Tableau I.2 : Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne

ERE	EPOQUES D'INTERVENTION MAXIMALE		NOMS DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DES FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIF N.0.60	 N.060	jeu une compression des accidents N.060
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	jeu en compression des accidents n.160, et création des nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE ALPINE PRECOCE	 N.090	jeu en inverse sur les accidents N.090
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N.120	jeu en inverse sur les failles NE-SW
	CARBONIFE	VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N.040	jeu en inverse sur les failles NW-SE
	DEVONI	SUPERIEUR	PHASE FRASIEN	 NW-SE	Jeu en faille normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) volcanisme.
		MOYEN			
		INFERIEUR			
	SILURIEN		PHASE CALEDONIENNE	 EW ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les moles subméridien) tihamboka.
	ordovicien				
	COMBRIEN		PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 EW	tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (caractérisation de Sahara centrale).

II Présentation de la région de Hassi D'zabat

II.1 Situation générale

Le champ de Hassi Dzabat (HDZ), localisé au sud-est du champ de Hassi Messaoud, est un gisement considéré comme satellite de ce dernier. Il a été découvert pour la première fois en septembre 1969.

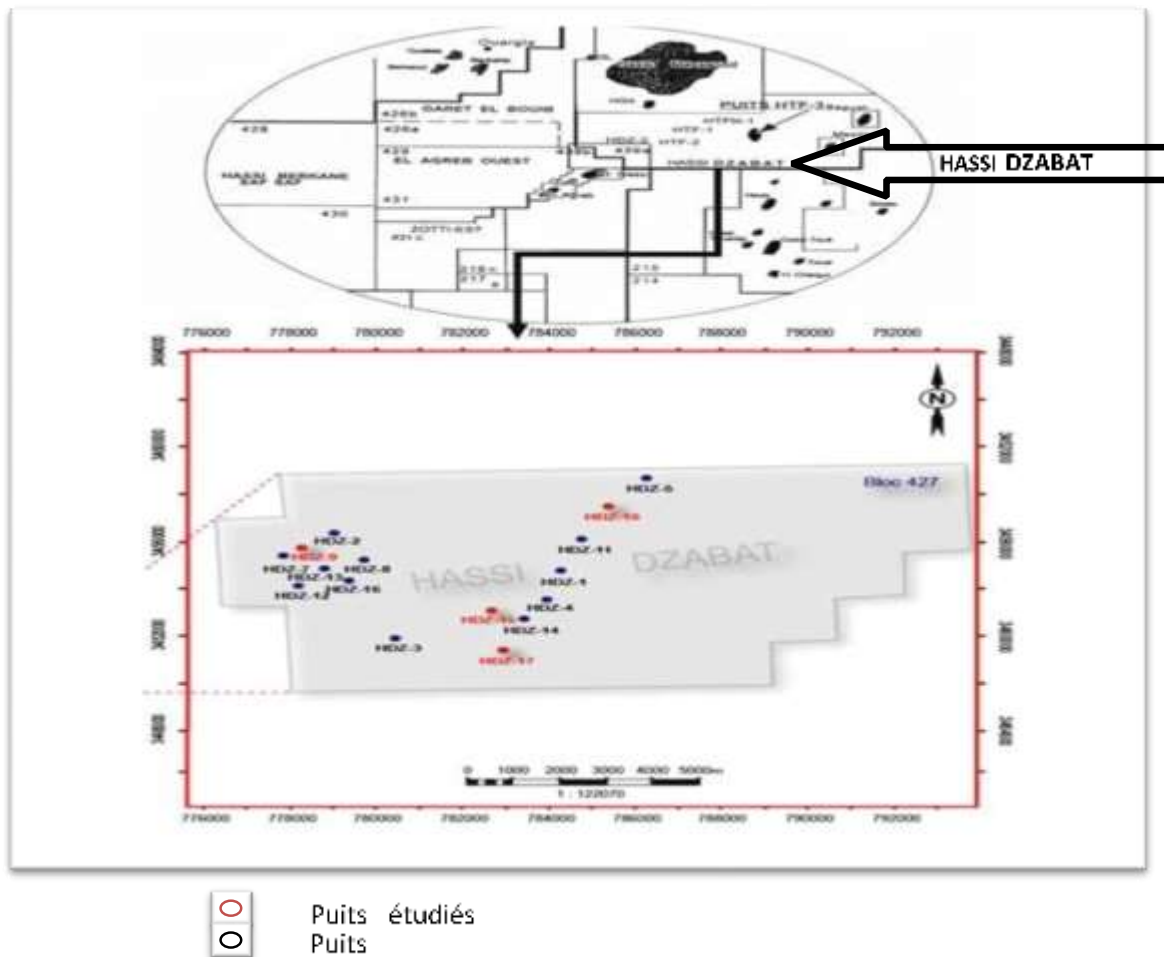


Figure I.5 : Situation générale du champ de Hassi Dzabat et Plan de position des puits

II.2 Aspect structural

La structure de Hassi Dzabat correspond à un piège de type structural, constitué d'un anticlinal allongé orienté selon un axe NE-SO. Ce piège est délimité à l'est par une faille parallèle à cette même direction. La superficie totale du champ s'étend sur 40 km² avec une amplitude verticale

d'environ 60 mètres. On observe également des failles subméridiennes actives depuis l'orogénèse panafricaine, qui ont joué un rôle majeur dans la formation structurale et la sédimentation le long de l'axe Amguid-Messaoud. La carte des isobathes (Fig. 6-1), réalisée à partir des données de la campagne sismique 3D HDZ, révèle une tectonique complexe caractérisée par des failles principalement orientées NE-SO, mais aussi par des accidents proches de l'orientation Est-Ouest. Cette dynamique tectonique a donné naissance à une organisation en blocs structuraux, sous forme de horsts et de grabens.

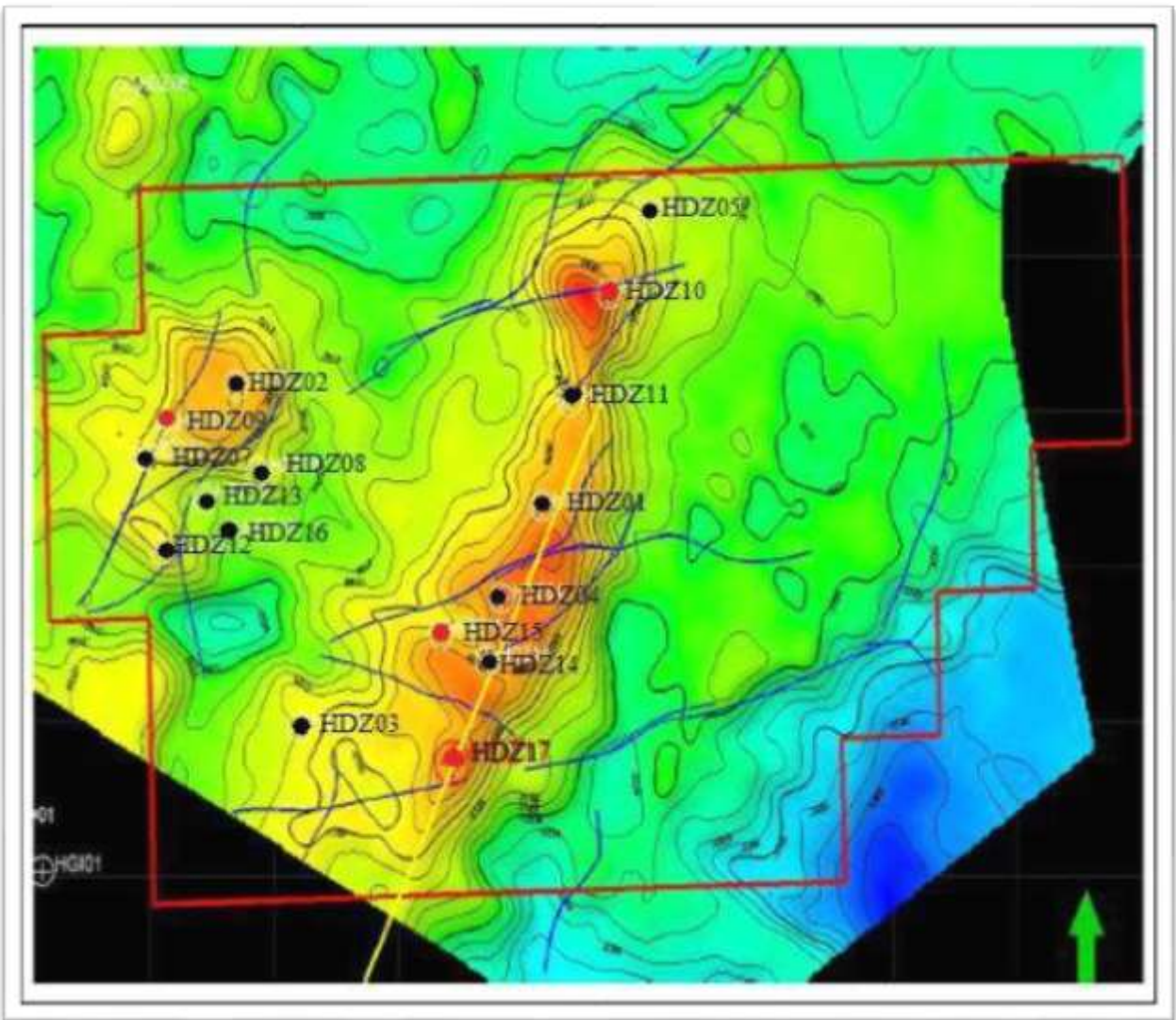


Figure 1.6 : Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra, champ HDZ (document Sonatrach)

II.3 Intérêt pétrolier

Le potentiel pétrolier de la région de Hassi Dzabat est étroitement associé à sa situation dans un contexte géologique particulièrement propice à l'accumulation d'hydrocarbures. Dans ce secteur, le réservoir principal ciblé est celui de l'Ordovicien, représenté par les quartzites de Hamra, qui constitue la formation réservoir prioritaire.

II.4 Système Pétrolier

II.4.1 Roche mère et migration :

Sur l'ensemble de la plateforme saharienne, les argiles du Silurien représentent la principale roche mère, avec un potentiel générateur d'hydrocarbures élevé. Cette roche mère est à l'origine de la charge en hydrocarbures des réservoirs situés dans les formations cambrienne, ordovicienne et triasique de la région.

Dans cette zone, la migration des hydrocarbures s'effectue principalement sur de longues distances, en empruntant la surface de la discordance hercynienne, les systèmes de failles, ainsi que les drains naturels présents dans les formations triasiques et cambriennes.

Le mécanisme de remplissage de la structure de Hassi Dzabat suit les mêmes processus que ceux ayant permis l'accumulation des hydrocarbures dans les gisements de Hassi Messaoud, HTF et HDZ.

II.4.2 Roche Réservoirs :

La formation ordovicienne, connue sous le nom de Quartzites de Hamra, se compose principalement de grès quartzitiques de teinte blanche à beige clair. Ces roches se caractérisent par leur aspect massif, leur compacité et leur dureté. On y observe la présence de structures fossiles telles que les *Tigillites* et *Skolithos*. Cette unité est reconnue comme réservoir productif d'huile, notamment dans les champs de Hassi Terfa et Hass. Elle présente également des systèmes de fractures subverticales à subhorizontales, qui sont partiellement à totalement refermées. Ce réservoir est aussi identifié dans les régions de Dzabat et Hassi Guettar.

II.4.3 Roche Couvertures :

Les formations argilo-salifères du Lias ainsi que les roches éruptives du Trias jouent un rôle de couverture efficace pour les quartzites de Hamra. Par ailleurs, dans certaines zones, les argiles d'El-Gassi assurent la couverture du Cambrien (unités Ri et Ra).

II.4.4 Les Pièges

Cette formation est caractérisée par un piège de type structural, plus précisément un horst anticlinal affecté par des failles. Sa configuration géologique rappelle celle observée dans le champ HDZ, avec une structuration principalement héritée de l'orogénèse hercynienne, à laquelle s'ajoute une influence secondaire d'origine mésozoïque, attribuée à la phase autrichienne.

Conclusion

Les gisements de Hassi Messaoud et Hassi Dzabat (HDZ) occupent une place stratégique dans la politique énergétique de l'Algérie. Découvert en 1956, Hassi Messaoud reste l'un des plus grands champs d'Afrique. Malgré son ancienneté, il conserve un potentiel exploitable, bien que confronté à des défis comme le vieillissement du réservoir, la baisse naturelle de la production, et l'augmentation du facteur eau.

Pour y répondre, des techniques modernes ont été introduites : injection d'eau, forages horizontaux, stimulation, modélisation et surveillance continue. Géologiquement complexe (hétérogénéité, anisotropie, discontinuités), ce champ présente des difficultés comme les dépôts solides, les percées de fluides et la corrosion, mais il fait l'objet d'un programme de redéploiement actif.

Le champ HDZ, plus modeste mais prometteur, contribue stratégiquement au bassin de Berkine. Sa valorisation repose sur une modélisation rigoureuse et l'utilisation d'outils comme PIPSIM, dans une perspective d'exploitation durable.

En somme, la durabilité de la production pétrolière algérienne repose sur l'intégration de technologies innovantes, l'optimisation des puits, la compréhension dynamique des réservoirs, et une gestion efficace des ressources. Ces champs illustrent à la fois les défis techniques actuels et les opportunités de développement futur dans un contexte énergétique en pleine mutation.

CHAPITRE II : PERFORMANCE DES PUIITS

Chapitre II : Performance des puits

II. Analyse nodale

II.1 Introduction

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour étudier et évaluer les performances globales d'un système de production, depuis la pression statique du réservoir jusqu'à la séparation des fluides en surface. Elle permet de prédire le débit de production et d'identifier les limitations dans le système. Cette approche d'optimisation est particulièrement utile pour résoudre les problèmes liés à la production et améliorer le rendement des puits. Elle est largement appliquée dans les champs pétroliers et gaziers depuis son introduction par Gilbert dans les années 1950.

Le principe repose sur la combinaison entre la capacité du réservoir à fournir les fluides vers le fond de puits et l'aptitude des conduites (tubing) à transporter ces fluides jusqu'à la surface. À l'époque de Gilbert, la mise en œuvre de cette méthode était restreinte par les outils de modélisation limités disponibles. Toutefois, l'évolution des moyens de calcul et l'avènement de l'informatique dans les années 1980 ont permis un regain d'intérêt pour cette méthode.

C'est à cette époque que K. E. Brown a popularisé le terme « analyse nodale », désormais couramment utilisé dans l'industrie. Grâce à la simulation numérique des différents éléments du système de production, cette technique permet d'optimiser le débit souhaité.

La figure III.1 illustre un schéma simplifié de l'écoulement des fluides depuis le réservoir jusqu'au séparateur, en mettant en évidence les différentes pertes de charge qui peuvent survenir à chaque étape du système.

Ce système peut être décomposé en plusieurs segments :

- a) L'écoulement à travers le réservoir poreux.
- b) La complétion du puits (incluant stimulation, perforation, et gravel pack).

- c) Le transport dans la colonne de production verticale ou inclinée (avec les restrictions et dispositifs comme les vannes de sécurité).
- d) L'écoulement à la surface à travers le réseau de collecte (incluant les conduites, vannes, et autres équipements de surface).

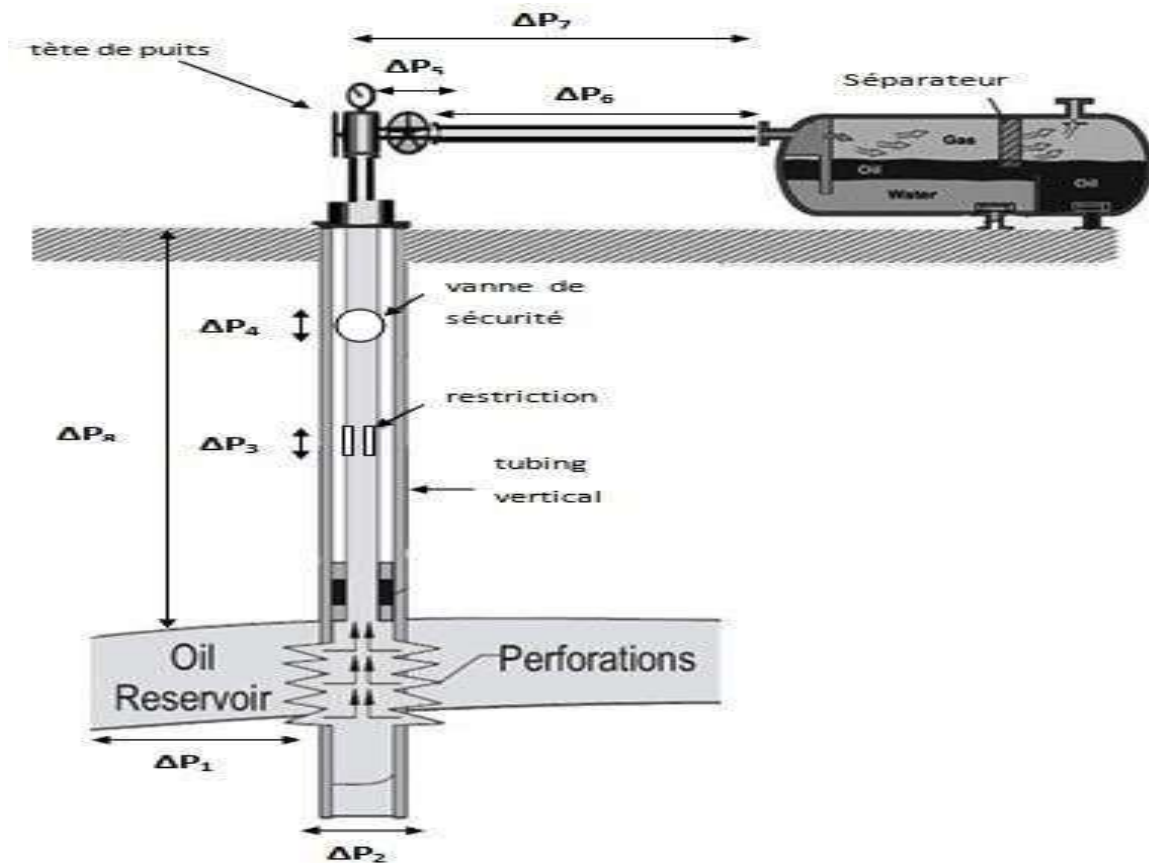


Figure II.1 : Illustration des pertes de charge possibles dans un système de production

II.2 Principe de l'analyse nodale

L'analyse nodale permet d'étudier en détail le comportement d'un système de production en y introduisant des "nœuds" placés stratégiquement le long des différentes sections du système. Chaque segment est modélisé à l'aide d'équations ou de corrélations adaptées. La Figure II.2 indique les positions des principaux nœuds du système.

Ces nœuds sont dits fonctionnels lorsqu'il est possible de représenter la relation entre la pression en ce point et le débit par une fonction mathématique ou physique. Il est essentiel de souligner que certaines pressions dans le système, telles que la pression du réservoir (P_r) ou encore la pression

au séparateur (**Psep**) ou la pression en tête de puits (**Pt**) dans le cas d'un contrôle par buse restent indépendantes du débit.

Le bon choix des composants du système et leur dimensionnement sont des éléments cruciaux. Cependant, en raison de l'interdépendance entre les éléments, une variation de perte de charge dans une section peut impacter l'ensemble du système. Pour cela, l'optimisation du rendement global passe par l'analyse individuelle de chaque composante, permettant d'évaluer son influence spécifique sur les performances du système de manière à atteindre une solution techniquement et économiquement efficace.

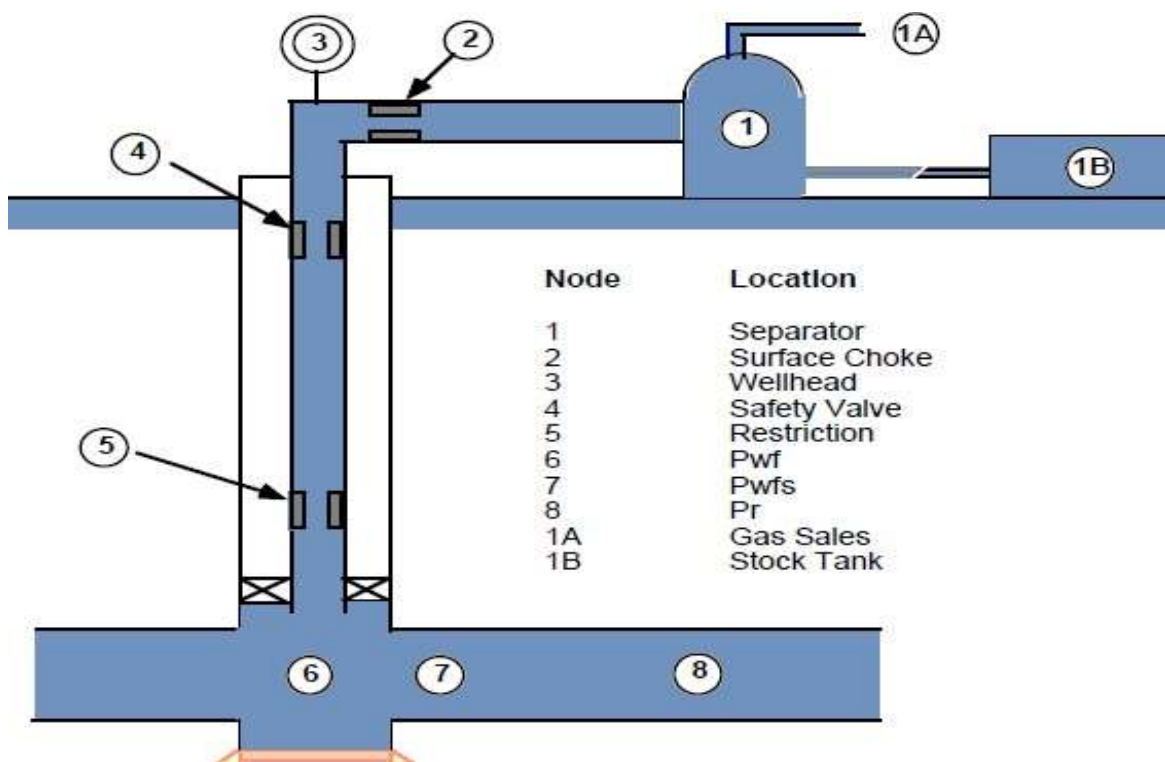


Figure II.2 : Les différentes positions possibles des nœuds.

À ce jour, aucune équation universelle ne permet de calculer avec exactitude les pertes de charge associées aux écoulements diphasiques. Néanmoins, certaines corrélations empiriques offrent des estimations relativement fiables.

L'analyse nodale tire son nom du concept de *nœud*, défini comme un point spécifique dans le système de production situé entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être déterminée en fonction du débit.

La position du nœud est choisie selon l'objectif de l'analyse, et plusieurs emplacements sont possibles :

1. **Séparateur** : Placer le nœud au niveau du séparateur permet d'évaluer l'impact de la pression de séparation sur la performance du puits.
2. **Duse** : Ce positionnement permet d'analyser l'effet de la duse sur le système et de réguler le débit de production.
3. **Tête de puits (wellhead)** : En choisissant ce point, on peut examiner l'influence du diamètre des lignes de surface sur le comportement du puits.
4. **Fond du puits** : Placer le nœud à ce niveau permet d'étudier l'interaction entre la courbe IPR (Inflow Performance Relationship) et le diamètre du tubing, et leur impact sur le débit.
5. **Zone des perforations** : Ce choix permet de mesurer l'effet de la densité de perforation sur la productivité du puits.
6. **Réservoir** : Positionner le nœud dans le réservoir permet d'analyser l'impact de la baisse de pression du gisement (déplétion) sur le rendement global du puits.

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer les performances d'un système de production composé de plusieurs éléments interconnectés, influençant mutuellement le comportement du puits. La méthode repose sur le choix d'un point spécifique, appelé *nœud*, à l'intérieur du puits. À partir de ce point, le système est scindé en deux parties distinctes.

Comme illustré dans la figure II.3, le système de production est généralement divisé en deux segments principaux :

1. **L'inflow** : Ce segment englobe tous les éléments situés entre le réservoir et le nœud, et représente la capacité du réservoir à fournir les fluides.
2. **L'outflow** : Cette partie comprend les composants situés entre le nœud et le séparateur, et reflète la capacité du système de levage et de surface à évacuer les fluides jusqu'aux installations de traitement.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

$$\text{Inflow : } P_{\text{node}} = P_u - \Delta P_u$$

$$\text{Outflow : } P_{\text{node}} = P_d - \Delta P_d$$

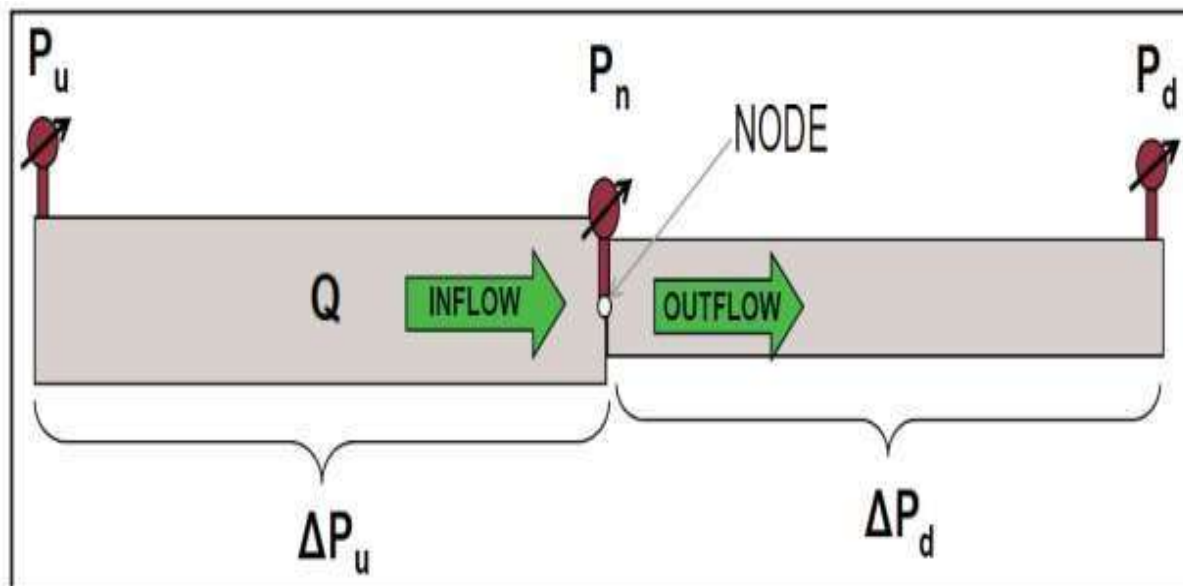


Figure II.3 : Pression au point nodal

Le croisement des courbes **inflow** (entrée) et **outflow** (sortie) sur un même graphique, illustré à la Figure II.3, correspond au point de fonctionnement du puits. Ce point d'équilibre représente la pression à laquelle les conditions d'entrée et de sortie du fluide sont égales, et il permet de définir la capacité de production du système.

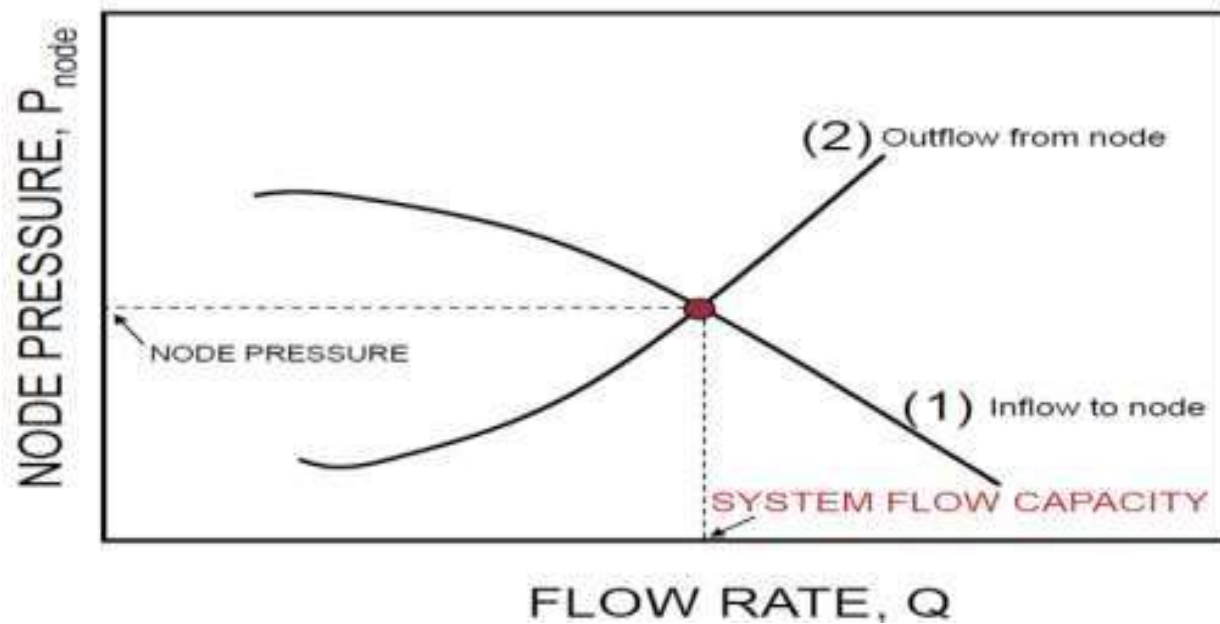


Figure II.4 : Performance de puits

II.3. Procédure, Objectifs et Applications de l'Analyse Nodale

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour évaluer les performances des systèmes de production constitués de plusieurs composants interconnectés, qui interagissent entre eux. La démarche consiste à sélectionner un point de référence, appelé *nœud*, dans le puits, autour duquel le système est divisé. Les emplacements les plus fréquents de ces nœuds sont illustrés dans la figure (II.2). L'ensemble des éléments du système est alors classé soit dans la partie *inflow* (en amont du nœud), soit dans la partie *outflow* (en aval du nœud).

II.3.1. Procédure :

La mise en œuvre de l'analyse nodale suit les étapes suivantes :

- Identifier les composants du système les plus sensibles à l'écoulement.
- Sélectionner les éléments à optimiser pour améliorer la performance.
- Déterminer l'emplacement optimal du nœud en fonction de l'objectif de l'étude.
- Développer les équations représentant les performances de l'inflow et de l'outflow.
- Rassembler les données nécessaires pour établir la courbe IPR (Inflow Performance Relationship).
- Étudier l'impact des modifications des paramètres des composants choisis (comme le diamètre) en traçant la courbe inflow en fonction du débit.

II.3.2. Objectifs :

Les principaux objectifs de l'analyse nodale sont :

- Estimer le débit de production d'un puits de pétrole ou de gaz en tenant compte des caractéristiques du puits et des limitations de la complétion.
- Déterminer les conditions de débit qui justifient la reprise ou l'abandon d'un puits à un moment donné.
- Identifier le moment optimal pour installer un système d'activation artificielle (comme le Gas Lift) et améliorer son efficacité.
- Optimiser la configuration du système de production afin d'atteindre le débit cible.

- Évaluer chaque composant pour détecter les éventuelles restrictions qui limitent inutilement le débit.
- Déterminer rapidement les modifications possibles pour augmenter la production.

II.3.3. Applications :

L'analyse nodale peut être utilisée pour diagnostiquer divers problèmes liés à la performance des puits de pétrole ou de gaz. Elle s'applique aussi bien aux puits en écoulement naturel qu'à ceux équipés de systèmes d'activation artificielle (comme le Gas Lift), à condition que l'effet de cette activation sur la pression soit exprimable en fonction du débit. De plus, elle peut être adaptée à l'analyse de puits injecteurs, en ajustant les équations représentant les inflow et outflow. Parmi les principales applications de cette méthode, on peut citer l'optimisation de :

- La taille du tubing.
- Le diamètre des conduites de surface (flowlines).
- Le dimensionnement du gravel pack.
- Le diamètre de la duse.
- Le choix et le réglage de l'équipement d'activation artificielle.
- L'effet de la densité des perforations sur la productivité.
- La performance en fonction du débit, via la méthode de l'IP (Inflow Performance).

II.4 L'indice de productivité

L'indice de productivité (IP), également connu sous l'appellation anglaise *Productivity Index (PI)*, représente la quantité de liquide qu'un puits peut produire pour une baisse de pression donnée entre le réservoir et le fond du puits, appelée **drawdown**. Il permet d'évaluer la capacité du puits à produire sous une contrainte de pression.

Cet indice s'exprime généralement en barils par jour par psi ou en mètres cubes par heure par bar, selon le système d'unités utilisé.

La relation mathématique de base est la suivante :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}} \quad (II.1)$$

Avec :

- Q_{liq} : débit de liquide produit,
- P_r : pression statique du réservoir,
- P_{wf} : pression de fond mesurée en production,
- $P_r - P_{wf}$: différence de pression ou drawdown appliqué à la formation.

II.4.1 Analyse de l'inflow (IPR) et performance maximale du puits

L'indice de productivité (IP), tel que présenté précédemment, peut sembler constant et indépendant du *drawdown* (différence entre la pression du réservoir et la pression au fond du puits). Toutefois, cette hypothèse ne s'applique que dans des cas limités, souvent dans des conditions de *drawdown* faible. Pour la majorité des puits, cette indépendance n'est valable que si le pétrole est extrait sans présence d'eau ou de gaz. Dans ce cas précis, la relation classique décrite au §1.2.1 reste valable.

Cependant, dès que de l'eau commence à être produite ou que la pression du réservoir chute en dessous de la pression de bulle du pétrole, l'indice de productivité est affecté. La libération de gaz dans la formation réduit la perméabilité effective à l'huile et accroît sa viscosité, entraînant ainsi une baisse notable de l'IP. Cette diminution devient encore plus significative à des débits élevés, en raison de la turbulence croissante autour du puits.

C'est Gilbert qui a, le premier, mis en évidence cette corrélation entre les performances d'un puits et la pression de fond associée à un débit donné. Il a élaboré des courbes IPR (*Inflow Performance Relationship*) à partir de mesures obtenues lors de tests de production, fournissant ainsi une base pour l'analyse des performances d'écoulement du réservoir vers le puits.

II.4.1.1. Courbe de performance d'entrée Inflow Performance Relationship (IPR)

L'écoulement des fluides du réservoir vers le fond du puits représente une étape essentielle dans le processus global de production. Ce mouvement est principalement régi par la différence de pression entre la pression moyenne du réservoir ($\bar{P}_r$) et la pression de fond de puits en production (P_{wf}).

La relation entre le débit produit et cette chute de pression n'est pas toujours linéaire, car elle dépend de nombreux paramètres. Parmi ceux-ci figurent les propriétés pétrophysiques de la roche

réservoir, les caractéristiques des fluides (telles que la viscosité et la compressibilité), le type de régime d'écoulement, la saturation en phases (huile, gaz, eau), ainsi que l'état de la formation, qu'elle soit altérée ou améliorée.

La courbe IPR (Inflow Performance Relationship) permet de visualiser cette relation entre la pression au fond du puits en conditions dynamiques et le débit de production. Elle constitue un outil fondamental pour évaluer la capacité d'un réservoir à livrer des fluides en fonction des conditions de production en place.

II.4.1.2. Méthode de Vogel

En 1968, J.V. Vogel a proposé une formulation empirique destinée à modéliser la courbe IPR pour les puits opérant dans des réservoirs où la pression statique en fond de trou est inférieure à la pression de bulle. Cette méthode s'avère particulièrement efficace pour les réservoirs saturés, dans lesquels la libération du gaz joue un rôle déterminant sur le comportement de l'écoulement. Le modèle de Vogel repose sur l'exploitation de données expérimentales issues de plusieurs puits, caractérisés par des réservoirs aux propriétés pétrophysiques variées et des fluides aux comportements PVT distincts. À partir de ces données, des courbes IPR ont été construites, puis ajustées numériquement afin de dégager une équation empirique représentative.

Cette équation permet de prédire le débit de production en fonction de la pression dynamique mesurée au fond du puits. Elle est aujourd'hui largement utilisée dans le domaine de l'ingénierie pétrolière pour simuler la performance des puits dans des réservoirs saturés.

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

- ❖ **q_o** : Débit de production correspondant à une pression de fond en écoulement **P_{wf}**.
- ❖ **q_o(max)** : Débit de production maximal, obtenu lorsque la pression au fond du puits est nulle (**P_{wf} = 0**), aussi appelé **AOF** (Absolute Open Flow).
- ❖ **P_{wf}** : Pression dynamique mesurée au fond du puits pendant l'écoulement.
- ❖ **P_r** : Pression statique approximative du réservoir.

À partir de cette relation, **Vogel** a élaboré une courbe type (voir Figure I.5) qui représente la corrélation entre la pression de fond et le débit de production, en supposant que la pression statique du réservoir (**P_r**) reste constante. Cette courbe passe par deux points caractéristiques : (1,0) sur

l'axe des abscisses et (0,1) sur l'axe des ordonnées. Elle permet de visualiser l'évolution du débit en fonction de la pression au fond du puits.

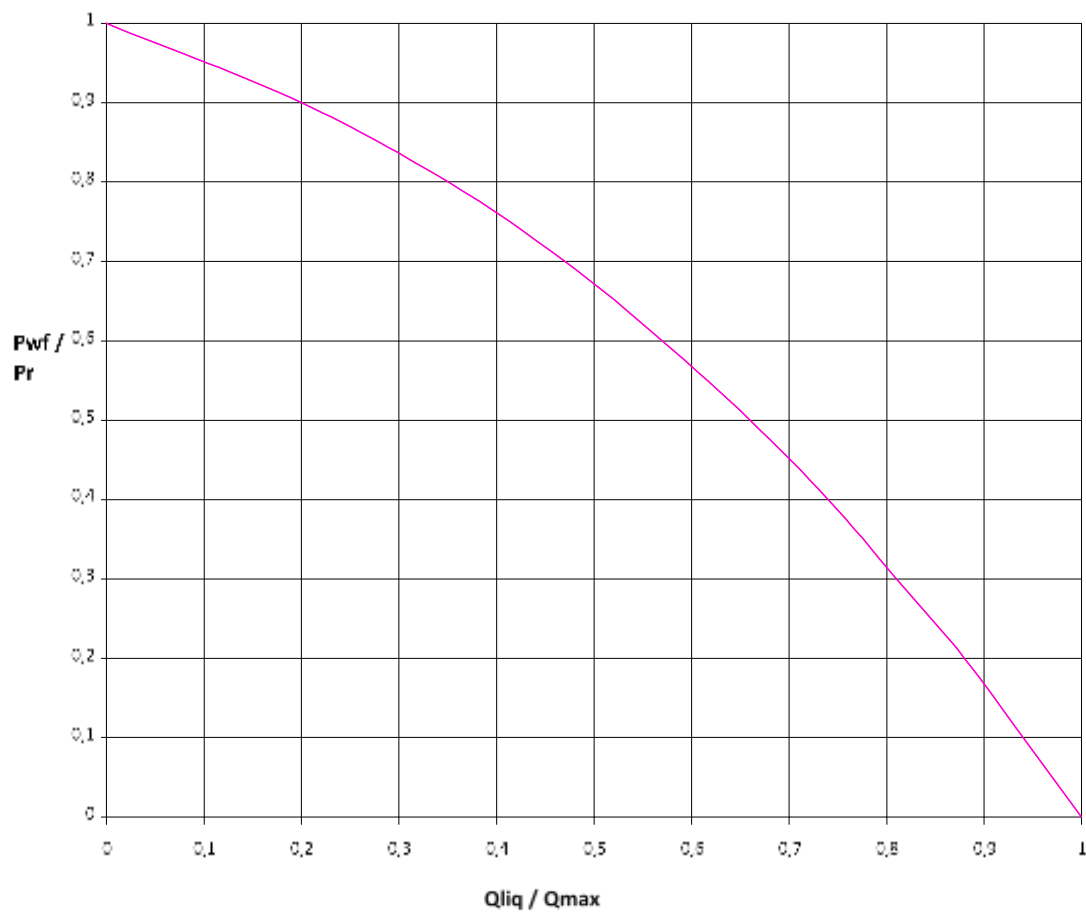


Figure II.5 : Vogel IPR reference curve

La courbe IPR de Vogel permet d'estimer le débit maximal que le réservoir pourrait fournir. Ce débit correspond théoriquement à une pression au fond du puits (P_{wf}) nulle, ce qui signifie que la chute de pression (drawdown) entre le réservoir et le puits est à son maximum, égale à la pression statique du réservoir (P_r). Sur la courbe, cela se traduit par le point de coordonnées ($x=1$, $y=0$). Il est important de noter que cette situation reste théorique et ne peut être réalisée en conditions réelles.

II.5. Performances du puits (outflow performance)

II.5.1 Courbes de gradient de pression en écoulement diphasique

L'un des principaux défis rencontrés lors de la conception d'un système de gas lift est la détermination de la pression le long du puits à une profondeur donnée, en présence d'un écoulement diphasique. Cette évaluation est rendue difficile par la multitude de paramètres complexes, souvent mal connus, qui influencent cet écoulement.

Depuis presque un siècle, la communauté scientifique s'efforce de modéliser de manière fiable ce phénomène. Les premières tentatives remontent à 1914, avec les travaux de Davis et Weidner, Qui ont initié les études sur les pressions dans les puits produisant des mélanges de gaz, d'huile et d'eau.

Les corrélations élaborées au fil du temps visaient à estimer la pression à une certaine profondeur dans un tubing multiphasique, en prenant en compte les propriétés géométriques du puits ainsi que les facteurs influençant l'écoulement. Cependant, les résultats obtenus à l'époque manquaient souvent de précision et de cohérence.

Un progrès notable a été réalisé en 1965 grâce à Orkiszewski, dont les corrélations ont marqué une avancée importante dans la prédiction des performances d'écoulement.

Il a souligné l'importance des régimes d'écoulement dans le comportement diphasique et a identifié quatre types principaux :

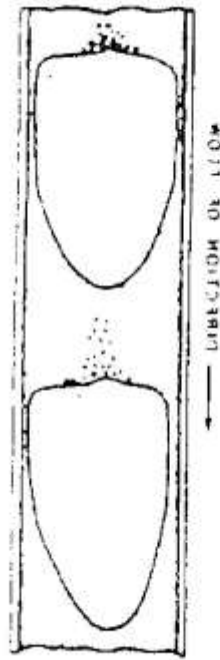
- Écoulement à bulles (bubble flow)
- Écoulement en bouchons (slug flow)
- Écoulement transitoire (transition flow)
- Écoulement en brouillard annulaire (annular mist flow)

Ces classifications sont représentées dans la Figure II.5 : Catégories des régimes d'écoulement. Grâce à ces travaux, il est devenu possible d'améliorer la précision des calculs de pression dans les systèmes de production diphasiques.

bubble flow



slug flow



transition



annular mist

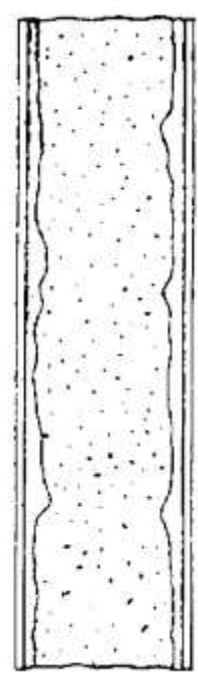


Figure II.6 : Catégories des régimes d'écoulement

- **Écoulement à bulles (bubble flow) :** Le gaz est dispersé sous forme de petites bulles dans le liquide. La proportion de gaz est faible, et le liquide occupe presque entièrement la section du tubing. Le gaz a peu d'effet sur le gradient de pression.
- **Écoulement en bouchons (slug flow) :** Les bulles de gaz deviennent plus grandes, atteignant le diamètre du tubing, et alternent avec des bouchons de liquide. Les deux phases exercent une influence marquée sur la pression.
- **Écoulement transitoire (transition flow) :** C'est une phase intermédiaire où l'écoulement passe d'un liquide continu à un gaz dominant. Une quantité significative de liquide est entraînée par le gaz.
- **Écoulement en brouillard annulaire (annular mist flow) :** Le gaz constitue la phase continue, transportant des gouttelettes de liquide. Le liquide forme un film mince sur la paroi du tubing, dont l'effet sur la pression reste secondaire.

Diverses corrélations largement reconnues ont été élaborées pour modéliser les écoulements multiphasiques dans les conduites de production. Parmi les plus utilisées, on peut citer celles proposées par :

- Duns et Ros
- Beggs et Brill
- Aziz
- Govier et Fogarasi
- Poettman et Carpenter
- Hagedorn et Brown

Limites des courbes de gradient de pression

Ces courbes ne sont fiables que dans certaines conditions précises. Par exemple, les écoulements fortement instables, les émulsions ou les dépôts internes dans le tubing peuvent fausser les résultats. De plus, la majorité des modèles supposent un puits vertical ; ainsi, les puits déviés ou horizontaux ne sont pas bien pris en charge. L'utilisation incorrecte des profondeurs mesurées (drilled depth) ou verticales (true vertical depth) peut également entraîner des erreurs dans le calcul des pressions.

Historiquement, des recueils de courbes de gradient ont été produits, représentant les pertes de charge en fonction de différents paramètres : diamètre du tubing, WOR (Water-Oil Ratio), GLR (Gas-Liquid Ratio), débit, etc. Toutefois, ces documents ont des limites : chaque graphique est valable pour un jeu de paramètres bien spécifique, avec des hypothèses constantes sur les densités des fluides. Dès qu'un paramètre change, une nouvelle courbe doit être utilisée, rendant le processus fastidieux.

Certaines corrélations s'adaptent mieux à des situations particulières, comme un tubing de petit diamètre ou une teneur élevée en eau. Il revient à l'ingénieur de choisir, sur la base de son expérience et des données de terrain (tests de production et pressions mesurées), la corrélation la plus appropriée.

Par ailleurs, toutes les courbes disponibles supposent une pression fixe à la tête de puits (souvent 0 ou 50 psi). Si la pression réelle diffère, un réajustement d'axe est nécessaire. Il est également important de noter que ces courbes ne couvrent que les GLR inférieurs ou égaux au GLR optimal,

qui correspond au point minimal sur la courbe des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté. Dépasser ce GLR entraîne une baisse d'efficacité et un gaspillage de gaz.

Aujourd'hui, les logiciels spécialisés remplacent avantageusement ces recueils. Ils offrent des calculs plus précis, adaptés aux conditions exactes du puits, et permettent de réaliser des analyses de sensibilité en tenant compte des mesures réelles pour sélectionner la meilleure corrélation.

Conclusion

L'analyse nodale constitue un outil efficace pour évaluer la performance des puits, qu'ils soient en écoulement naturel ou assisté (ex. Gas Lift). Elle s'applique aussi aux puits injecteurs avec des ajustements des équations inflow et outflow.

Parmi ses nombreuses applications, on peut optimiser :

- Le diamètre du tubing
- Le diamètre des lignes de surface (flowlines)
- Le dimensionnement du gravel pack
- Le diamètre de la duse
- Le choix et les réglages du système d'activation artificielle
- L'influence de la densité des perforations

CHAPITRE III : GENERALITES SUR LE GAZ- LIFT

Chapitre III : Généralités sur le Gaz-Lift

III Généralités de gaz-lift

III.1. Introduction

Le gaz lift est une méthode de production artificielle qui consiste à injecter une quantité importante de gaz dans le puits, en dessous de la pression d'écoulement au fond du réservoir, afin de générer une chute de pression maximale le long de la colonne de production. Chaque réservoir pétrolier possède une pression naturelle, appelée pression du réservoir, qui permet, grâce à l'énergie potentielle qu'elle contient, le déplacement des fluides (liquides et/ou gaz) du fond du puits vers la surface. Toutefois, au fil du temps, avec l'exploitation continue, les réserves diminuent et la pression interne baisse progressivement. Lorsque cette pression devient insuffisante pour maintenir un écoulement naturel, le puits cesse de produire spontanément : on parle alors de puits non éruptif. Dans ce cas, il devient nécessaire de recourir à une technique de levage artificiel. L'injection de gaz via le procédé de gas lift permet alors de réactiver la production, ce qui constitue l'objet principal de notre étude.

III.2. Gaz lift :

III.2.1. Définition et principe du gaz lift

Le gaz lift est une méthode de levage artificiel utilisée principalement dans les puits qui ne produisent plus naturellement ou dont le débit naturel est insuffisant. Elle repose sur l'injection de gaz comprimé à une profondeur maximale dans la colonne de production. Ce procédé imite au mieux le mécanisme d'écoulement naturel des fluides.

Son efficacité repose sur deux principes distincts :

- **Réduction de la densité du fluide** : l'introduction de gaz plus léger que le pétrole diminue la densité du mélange fluide dans la colonne, facilitant ainsi sa remontée vers la surface. C'est le principe du **gas lift continu**.
- **Déplacement de la colonne de fluide** : le gaz injecté permet de repousser la colonne de fluide située au-dessus du point d'injection, ce qui favorise la montée du fluide. Ce mécanisme est utilisé dans le **gas lift intermittent**.

III.2.2. Applications du gaz lift :

La technique du gaz lift trouve un large éventail d'applications à travers le monde, représentant environ 20 % des méthodes de production utilisées dans les puits en activité.

- **Puits pétroliers** : Elle est principalement adoptée pour augmenter la production dans des réservoirs ayant subi un déclin de pression. Toutefois, cette méthode est aussi mise en œuvre dans des puits encore éruptifs, voire dans des puits neufs, en raison de sa fiabilité et de sa flexibilité.
- **Puits aquifères** : Utilisés pour extraire de l'eau destinée à diverses utilisations, notamment la réinjection dans des réservoirs pétroliers ou la consommation domestique. Dans certains cas, le gaz lift est également employé pour produire de l'eau de mer. Pour les puits peu profonds, l'air comprimé (air lift) est souvent préféré au gaz.
- **Mise en production des puits (Kick-off)** : Cette méthode peut être utilisée temporairement pour réactiver un puits inactif. Une fois la pression naturelle rétablie et l'écoulement spontané relancé, l'injection de gaz est arrêtée.
- **Nettoyage des puits injecteurs** : Afin d'éliminer les dépôts ou obstructions au niveau des perforations ou dans la formation, les puits injecteurs sont parfois temporairement convertis en mode production par gaz lift. Cette opération peut être combinée à un traitement acide pour un nettoyage plus efficace.

III.3. Différentes configurations du gaz lift

III.3.1. Catégorisation selon la méthode d'injection

III.3.1.1. Injection continue de gaz lift :

Dans cette configuration, le gaz est injecté de façon continue à la base de la colonne de production, à une pression et un débit déterminé. Cette injection constante permet de réduire la densité du fluide présent dans le conduit, ce qui facilite la remontée du mélange gaz-liquide vers la surface. Ainsi, le puits retrouve sa capacité de production. (Voir figure III.1)

III.3.1.2. Gaz lift intermittent :

Ce procédé consiste à introduire, à intervalles réguliers, un volume de gaz comprimé à haute pression dans la partie inférieure de la colonne de production. Cette injection brusque permet de pousser le fluide accumulé vers la surface. Ensuite, le système entre dans une phase de remplissage durant laquelle le liquide recommence à s'accumuler jusqu'à un nouveau cycle de décharge. Ce processus se répète en alternance. (Voir figure III.1)

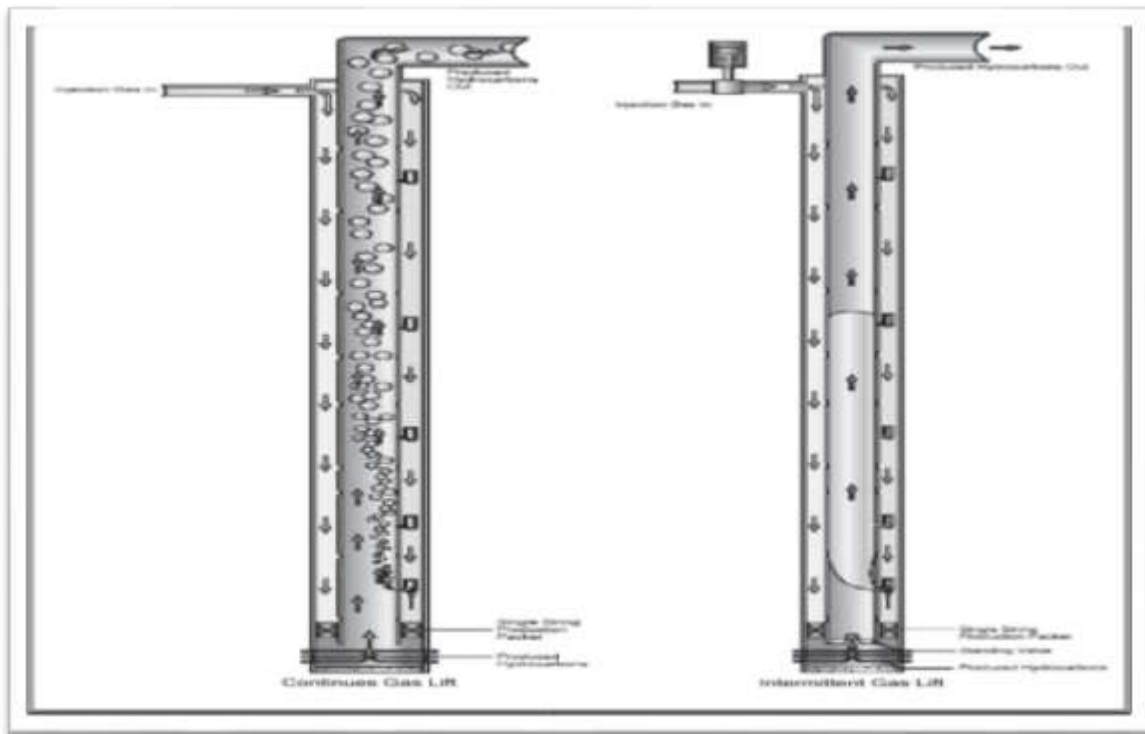


Figure III.1 : Schématisation de gas-lift continu et intermittent

III.4. Types de complétion compatibles avec le gaz lift :

Dans le domaine du gaz lift, il est courant que les ingénieurs conçoivent des configurations techniques complexes. Si certaines de ces conceptions aboutissent à des résultats impressionnants, d'autres peuvent malheureusement échouer. D'où l'importance de privilégier la simplicité dans la conception des complétions. Les configurations élaborées nécessitent une préparation minutieuse, incluant un programme détaillé, des calculs rigoureux, des essais en atelier, ainsi qu'un suivi opérationnel sans faille.

III.4.1. Complétions en gaz lift direct :

La figure III.2 illustre un exemple typique de complétion utilisée dans le cas d'un gaz lift direct. Dans ce schéma, le gaz est injecté dans l'espace annulaire situé entre le tubing et le casing, tandis que la production du fluide s'effectue à travers le tubing. Ce type de conception est largement répandu en raison de sa simplicité et de sa facilité de mise en œuvre. Lorsque le diamètre intérieur du tubing est supérieur ou égal à 2" 7/8, les vannes de gaz lift sont généralement installées au moyen d'un câble. Un packer peut également être utilisé, parfois équipé d'un by-pass, afin de permettre au gaz injecté d'atteindre les zones les plus profondes du puits.

III.4.2. Complétions en gaz lift inverse :

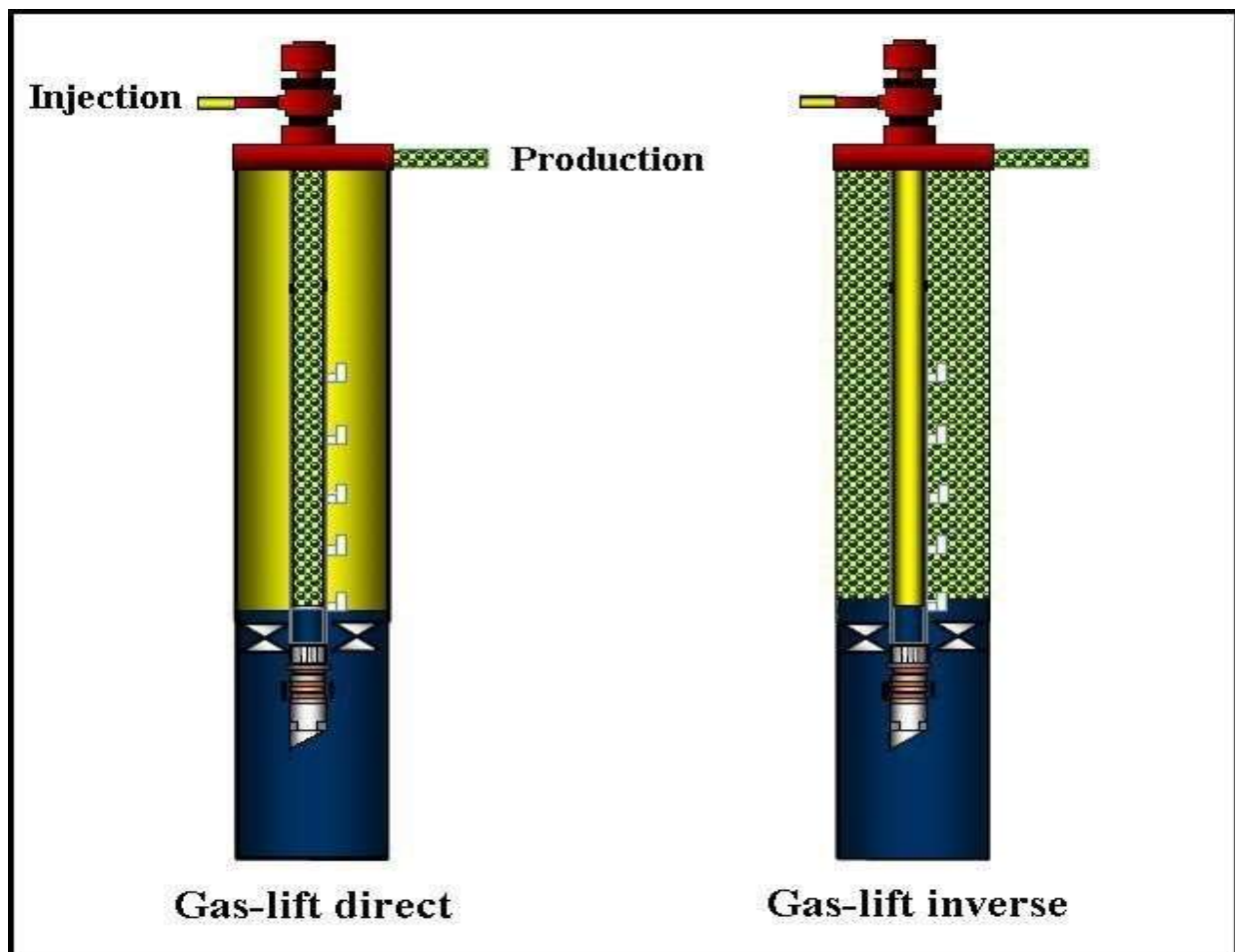


Figure III.2 : Complétion Gaz-lift direct et inverse

On a les types de complétion suivant :

III.4.2.1. Utilisation de tubage concentrique dans le gaz lift inverse :

Dans les complétions à tubing concentrique, l'injection du gaz lift s'effectue à travers un petit tube inséré dans le tubing principal, communément appelé « **macaroni** ». Ce type de configuration est fréquemment utilisé, notamment parce qu'il permet d'éviter des opérations de workover lourdes et coûteuses.

Cette solution est généralement adoptée lorsque le gaz lift n'a pas été prévu lors du forage initial du puits. L'ajout d'un tube concentrique représente alors une alternative simple, rapide et économique pour relancer la production.

Le « macaroni » est souvent installé à l'aide d'une unité de snubbing, que le puits soit sous pression ou non. Dans ce type de configuration, la production s'effectue toujours à travers le tubing d'origine, et non par l'annulaire casing. Dans les cas où l'utilisation de vannes de décharge intermédiaires est inutile (configuration à point unique), on peut recourir à un coil tubing : ce dernier est déroulé dans le tubing existant, coupé en surface, puis raccordé à la tête de puits via un adaptateur. Bien que des dispositifs de sécurité sub-surface soient disponibles pour ce type de complétions, leur installation complique souvent la pose du tube concentrique.

Par ailleurs, certaines conceptions prévoient l'installation de tubes concentriques de plus grand diamètre dès le début de la vie du puits. Il n'est donc pas rare de voir un tubing de 7'' équipé d'un tube interne de 4''1/2 pour permettre une activation future par gaz lift.

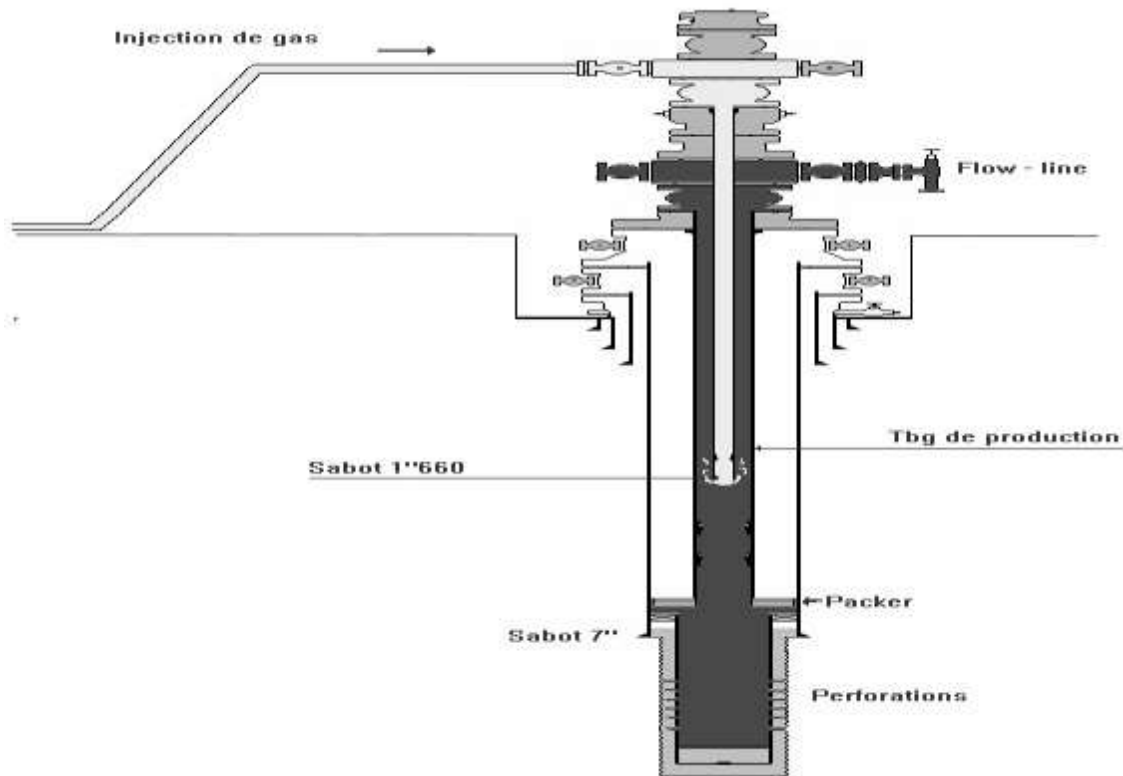


Figure III.3 : Schéma de complétion en gaz lift inverse avec tubage concentrique

III.4.2.2. Système gaz lift avec écoulement dans l'espace annulaire (casing) :

Dans le cas de débits très élevés, il est envisageable de concevoir des puits où la production du réservoir s'effectue directement à travers le casing, tandis que le gaz lift est injecté par le tubing. Bien que cette configuration permette une forte production, elle présente plusieurs inconvénients :

- L'impossibilité d'effectuer des mesures sur l'effluent entre le tubing et le casing, telles que la pression ou la température ;
- La nécessité d'injecter de grands volumes de gaz pour assurer l'efficacité du procédé ;
- La complexité des équipements requis et la spécificité du design ;
- Une adaptation limitée au fonctionnement en gaz lift intermittent.

III.4.2.3. Gaz lift double :

Le gaz lift double repose sur l'utilisation d'une complétion à double tubing, permettant d'exploiter simultanément deux réservoirs incompatibles en évitant le mélange de leurs fluides. Bien que cette

solution offre des avantages en termes de production, elle est techniquement exigeante, notamment lors de l'installation ou du retrait des équipements.

Les principaux défis liés à ce type de complétion incluent :

- La conception complexe des vannes de sécurité sub-surface sur les annulaires ;
- L'encombrement des mandrins à poches (side-pocket mandrels), rendant l'installation et le retrait des tubings plus difficiles.

En pratique, il est rarement possible de retirer un seul tubing sans devoir enlever l'autre, car les mandrins ne peuvent pas se croiser dans le puits. De plus, la gestion des vannes est délicate : il n'est pas rare qu'un tubing capte la totalité du gaz injecté, au détriment de l'autre. Pour ces raisons, le gaz lift double est peu utilisé, sauf dans des contextes où l'on dispose de gaz à haute pression et où des configurations simples (type single-point sans vannes de décharge) peuvent être envisagées.

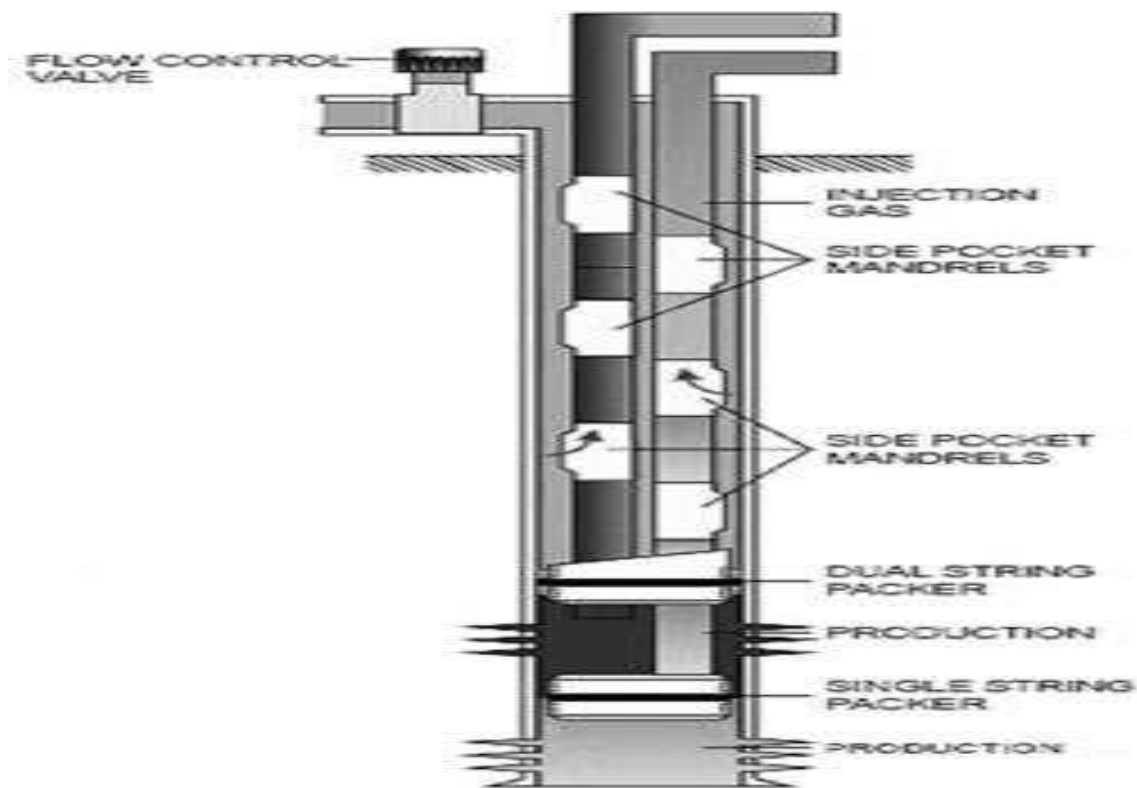


Figure III.4 : Gaz-lift inverse (Gaz-lift double)

III.4.2.4. Le gaz-lift parallèle

Ce mode d'exploitation présente des contraintes similaires à celles du gaz lift double, notamment en ce qui concerne la complexité de la complétion. Dans ce cas, le gaz est injecté dans l'un des tubings, tandis que l'autre assure la production du réservoir. Ce type de configuration est principalement utilisé lorsque le gaz injecté ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, en présence de filetages de casing non étanches au gaz (non gas tight).

Le gaz lift parallèle est fréquemment rencontré dans des puits anciens, initialement conçus pour une complétion multiple, puis modifiés après l'abandon ou l'inutilisation de l'un des tubings.

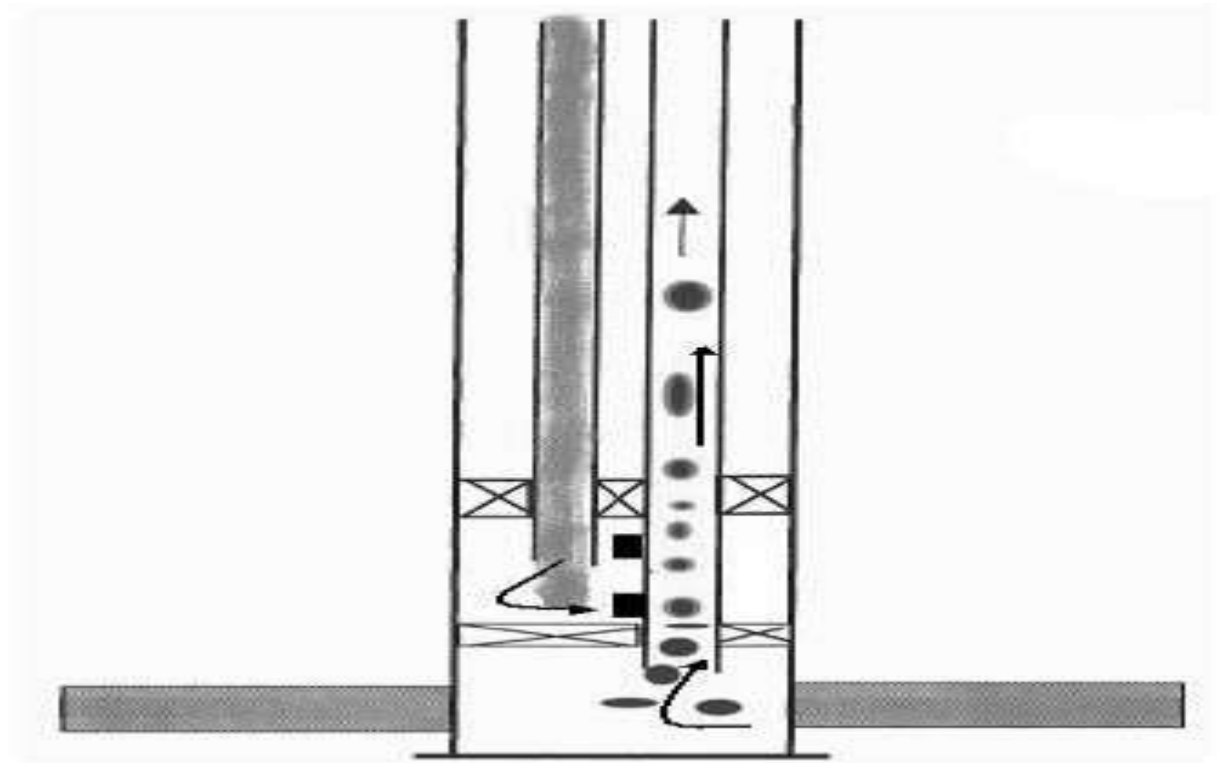


Figure III.5 : Gaz-lift inverse (Gas-lift parallèle)

III.4.2.5. Classification en fonction de circuit d'injection :

Le gaz utilisé pour l'injection dans le système de gas lift peut provenir soit du gaz associé (GOR) extrait dans le champ pétrolier lui-même, soit de puits de gaz situés à proximité. Dans le cas présent, deux puits de gaz voisins peuvent être mobilisés pour cette opération.

III.4.2.6 Avantage et inconvénients :

Principaux avantages :

- **Adapté aux débits moyens à élevés** : par exemple, il permet des productions de 300 à 600 m³/j dans un tubing de 3"1/2, et jusqu'à 2500 à 4000 m³/j dans un tubing de 7".
- **Compatible avec divers profils de puits** : que ce soit des puits fortement déviés ou de type hélicoïdal, le gas lift reste fonctionnel, à condition qu'il soit possible d'introduire des outils au câble pour l'installation ou l'entretien des vannes.
- **Simplicité de l'équipement de fond** : les vannes de gas lift peuvent être installées et remplacées par câble, ce qui permet d'ajuster les paramètres de fonctionnement sans devoir retirer le tubing.
- **Investissement initial réduit** : si une source de gaz à haute pression est déjà disponible sur site, les coûts de mise en œuvre peuvent être considérablement réduits.

Principaux inconvénients :

- **Besoin d'infrastructures en surface** : l'injection de gaz sous haute pression nécessite des installations importantes, notamment une station de compression. Cela représente un coût élevé, surtout si aucune infrastructure existante n'est disponible.
- **Limitation en offshore** : en milieu marin, cela peut nécessiter la construction d'une nouvelle plateforme dédiée à la compression, augmentant considérablement les investissements.
- **Problème de réutilisation du gaz** : le gaz injecté revient en surface à basse pression et doit être recomprimé pour être valorisé ou réinjecté, ce qui entraîne des coûts supplémentaires.
- **Respect des normes environnementales** : le brûlage à la torche (flaring) est aujourd'hui largement évité pour des raisons économiques et écologiques, ce qui renforce la nécessité de valoriser le gaz utilisé.
- **Consommation excessive dans les puits chargés en eau** : un fort pourcentage d'eau dans la production peut rendre la consommation de gaz exagérément élevée pour maintenir un débit acceptable.

- **Performance limitée à basse pression** : lorsque la pression du réservoir est trop faible, le gas lift continu perd en efficacité. Le mode intermittent peut alors être envisagé comme alternative.
- **Exigence de gaz à haute pression** : ce besoin peut accroître les coûts d'exploitation et les risques liés à la sécurité.
- **Non adapté aux casings endommagés** : une mauvaise intégrité du casing rend l'application du gas lift non viable.
- **Rendement relativement faible** : en particulier dans les puits profonds, où les pertes de pression et les besoins énergétiques sont plus importants.
- **Traitement du gaz nécessaire** : les opérations de déshydratation et de purification du gaz injecté peuvent engendrer des coûts supplémentaires importants.

III.5 Gas-lift a Hassi Messaoud

III.5.1 Raisons du recours au gaz lift à Hassi Messaoud

L'utilisation de la méthode du gaz lift dans certaines zones du champ pétrolier de Hassi Messaoud, notamment dans la zone 4, a été motivée par plusieurs facteurs :

- La baisse significative de la pression du réservoir, causée par un soutirage intensif, ne permettait plus une production naturelle (éruptive) des puits.
- La nécessité de relancer les puits affectés par des percées d'eau, dues au soutènement par injection pour le maintien de pression.
- La disponibilité sur le site de gaz à haute pression, facilitant la mise en œuvre du procédé.
- L'impossibilité de recourir à des pompes électriques submersibles (ESP) à l'époque, en raison de contraintes techniques et logistiques.

III.5.2 Mise en œuvre du gaz lift à Hassi Messaoud

Afin de réactiver des puits devenus non éruptifs, plusieurs essais de production par gaz lift ont été réalisés sur le champ de Hassi Messaoud. Ces essais ont été menés sur divers puits présentant des complétions variées, adaptées à la nature des problèmes spécifiques rencontrés sur chaque puits ainsi qu'à la disponibilité du matériel requis.

III.5.3 Types de complétion utilisés à Hassi Messaoud

À l'heure actuelle, trois types de complétions en double injection sont appliqués dans le champ de Hassi Messaoud.

III.5.3.1 Complétion concentrique

Dans cette configuration, le gaz lift est injecté à travers un petit tubing concentrique, communément désigné sous le nom de « **macaroni** ». Ce type de complétion est largement utilisé sur le champ.

Cette solution est généralement adoptée lorsque le gaz lift n'a pas été prévu initialement à la fin du forage. L'installation d'un tube concentrique offre alors une alternative simple et économique pour relancer la production. Ce macaroni est généralement mis en place à l'aide d'une unité de snubbing, que le puits soit sous pression ou non. Dans ces installations, la production s'effectue par le tubing d'origine de 4"1/2.

III.5.3.2 Complétion télescopique

Ce type de complétion est principalement utilisé dans les puits contenant des formations salines. Le principe repose sur une configuration multi-espaces :

- Le gaz lift est injecté dans l'annulaire situé entre les tubings de 4"1/2 et 2"7/8,
- L'injection d'eau se fait à travers la colonne de ciment étanche (CCE),
- Quant à la production de pétrole, elle s'effectue via l'annulaire entre le tubing de 2"7/8 et la CCE.

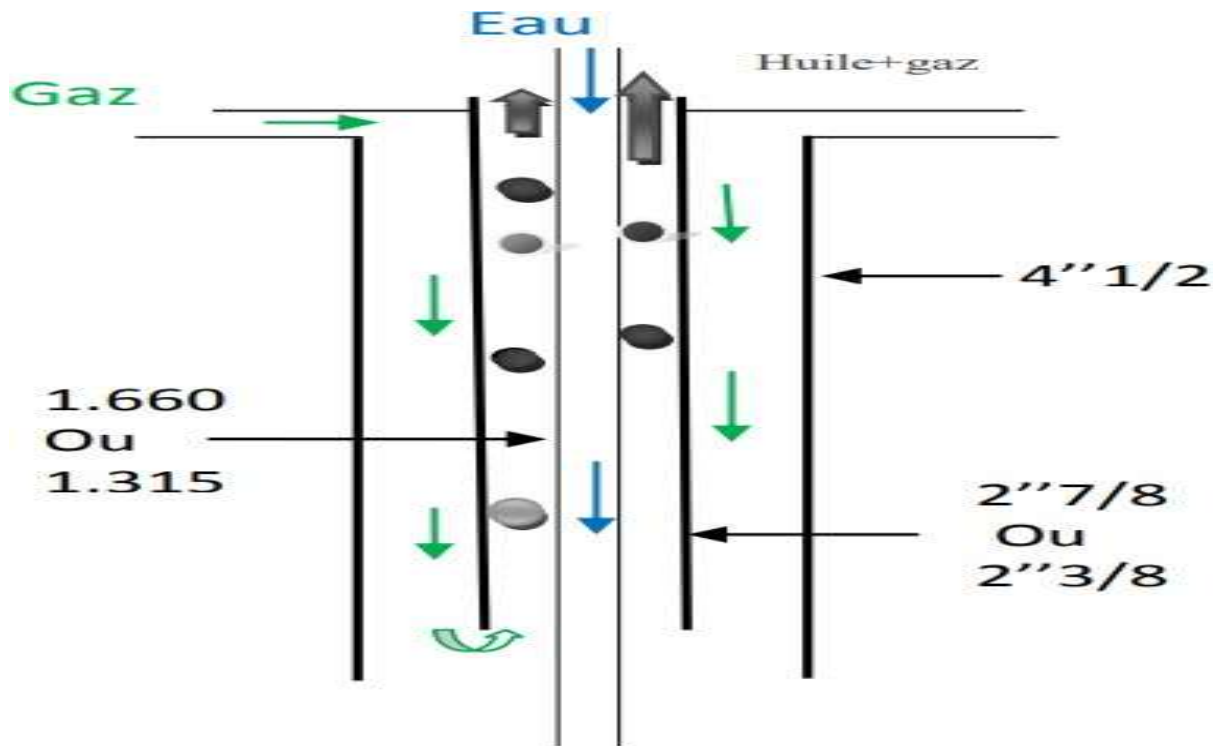


Figure III.6 : Complétion Télescopique

III.5.3.3 Complétion par chemisage

Dans cette configuration, le gaz ainsi que l'eau sont injectés dans l'espace annulaire situé entre le tubing et le chemisage. Ce type de complétion est couramment utilisé dans les puits non éruptifs affectés par des dépôts organiques, notamment d'asphaltes, et présents dans des formations salines.

Le diamètre du chemisage est choisi en fonction de la taille du macaroni (2"7/8), afin de faciliter les opérations de stimulation visant à éliminer les dépôts à l'aide d'un coiled tubing. Cette solution est fréquente dans les cas où le gaz lift n'a pas été prévu dès la complétion initiale du puits. L'ajout ultérieur d'un tube macaroni constitue alors une option économique et relativement simple pour relancer la production.

L'installation du macaroni se fait généralement à l'aide d'une unité de snubbing, que le puits soit sous pression ou non. Dans ce type de complétion, la production s'effectue à travers le chemisage de 2"7/8.

À noter que, pour les puits du secteur Hassi Messaoud Deep (HMD), l'injection d'eau par chemisage nécessite en général une opération de **repêchage annuelle**, afin de maintenir l'intégrité de la complétion.

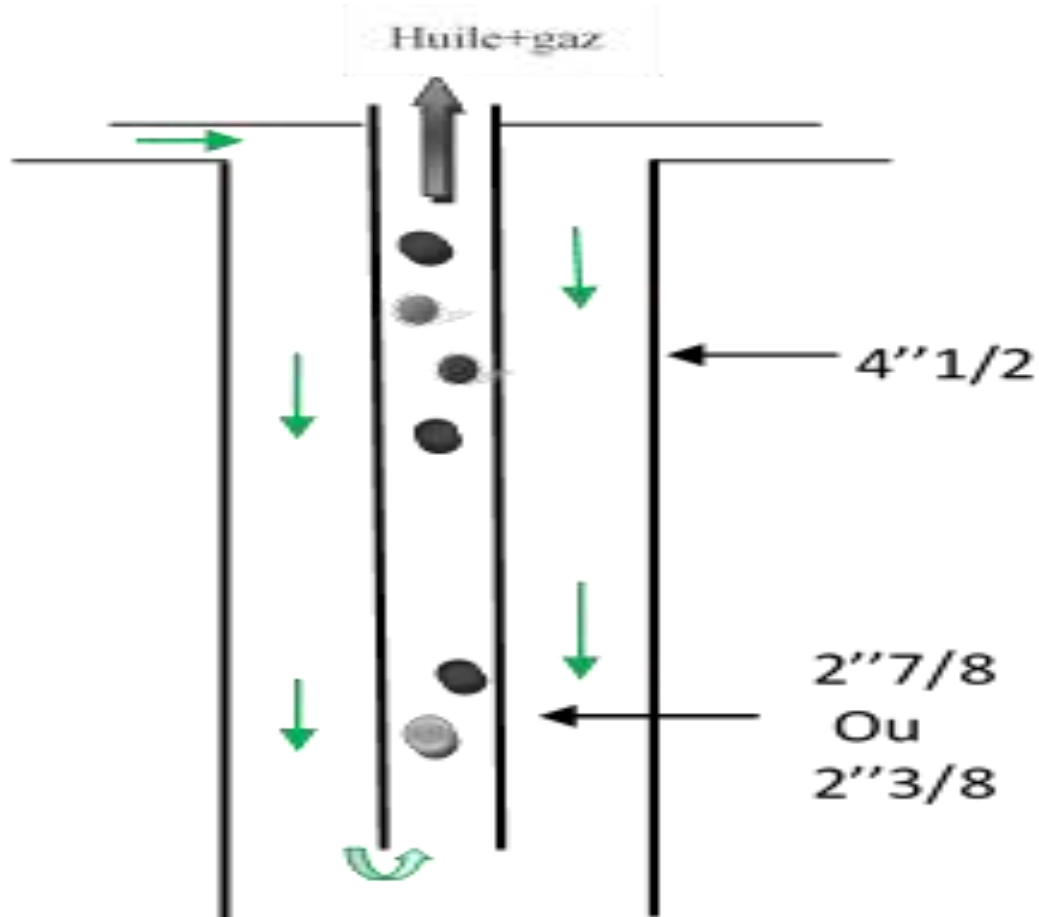


Figure III.7 : Complétion chemisage

III.5.3.4 Complétion avec tubing perforé

Ce type de complétion est utilisé dans les puits où la zone LD2 ne présente pas de risques particuliers. Il consiste à perforer le tubing de $4''\frac{1}{2}$ afin de permettre l'injection du gaz lift à travers l'espace annulaire situé entre le casing de $7''$ et le tubing perforé. La production du fluide se fait ensuite directement par le tubing $4''\frac{1}{2}$.

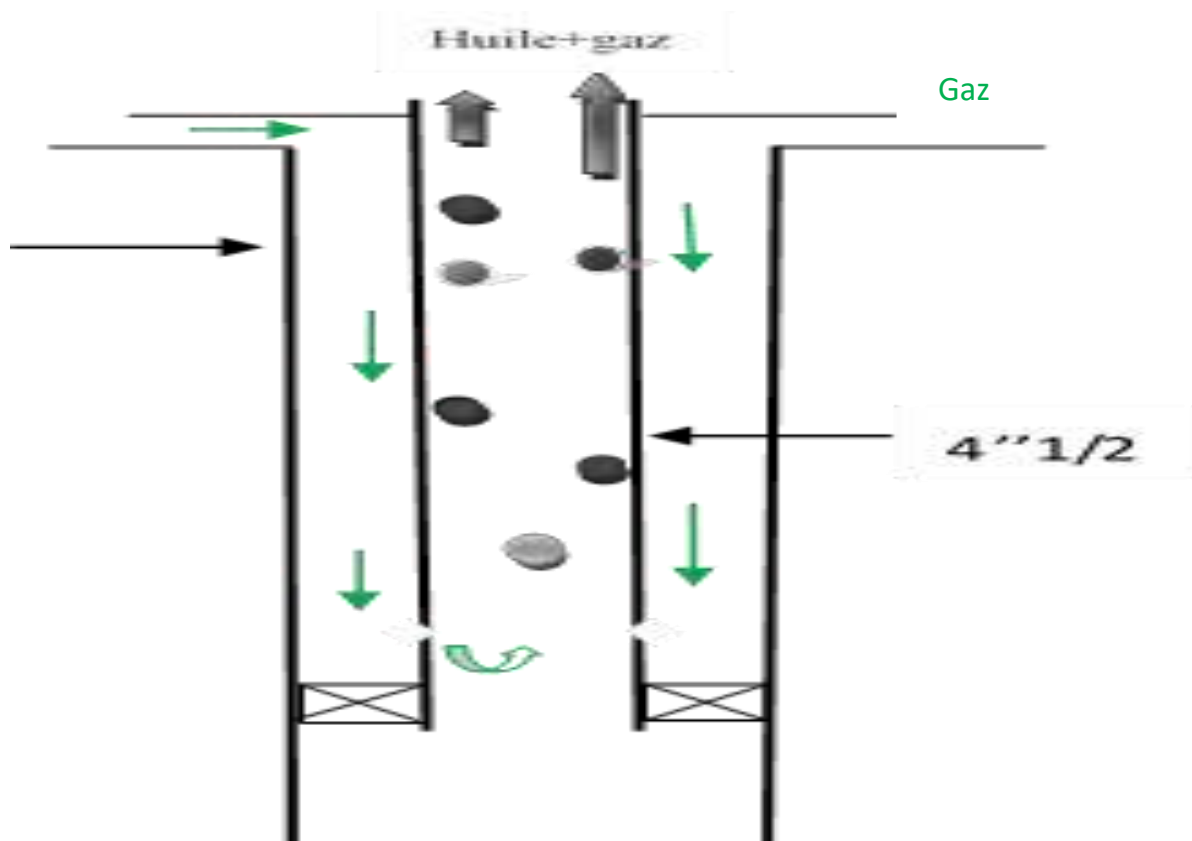


Figure III.8 : Complétion Tubing punché

III.5.3.5 Complétion avec mandrins à poche latérale (SPM – Side Pocket Mandrel)

Dans cette configuration, l'injection de gaz lift se fait à travers l'annulaire situé entre le tubing et le casing, tandis que la production du fluide s'effectue via le tubing. Lorsque la pression d'injection nécessaire est élevée, des vannes de décharge sont installées à différentes profondeurs le long du tubing.

Ces vannes permettent de réduire progressivement la pression de l'effluent, jusqu'à atteindre un niveau qui autorise le passage du gaz par l'orifice d'injection. Le fonctionnement de ces vannes est conçu de manière à optimiser l'efficacité du système : dès qu'une vanne située en profondeur commence à injecter le gaz, celle placée au-dessus se referme automatiquement. Ce mécanisme assure une utilisation optimale du gaz injecté, en évitant les pertes et en garantissant une injection ciblée.

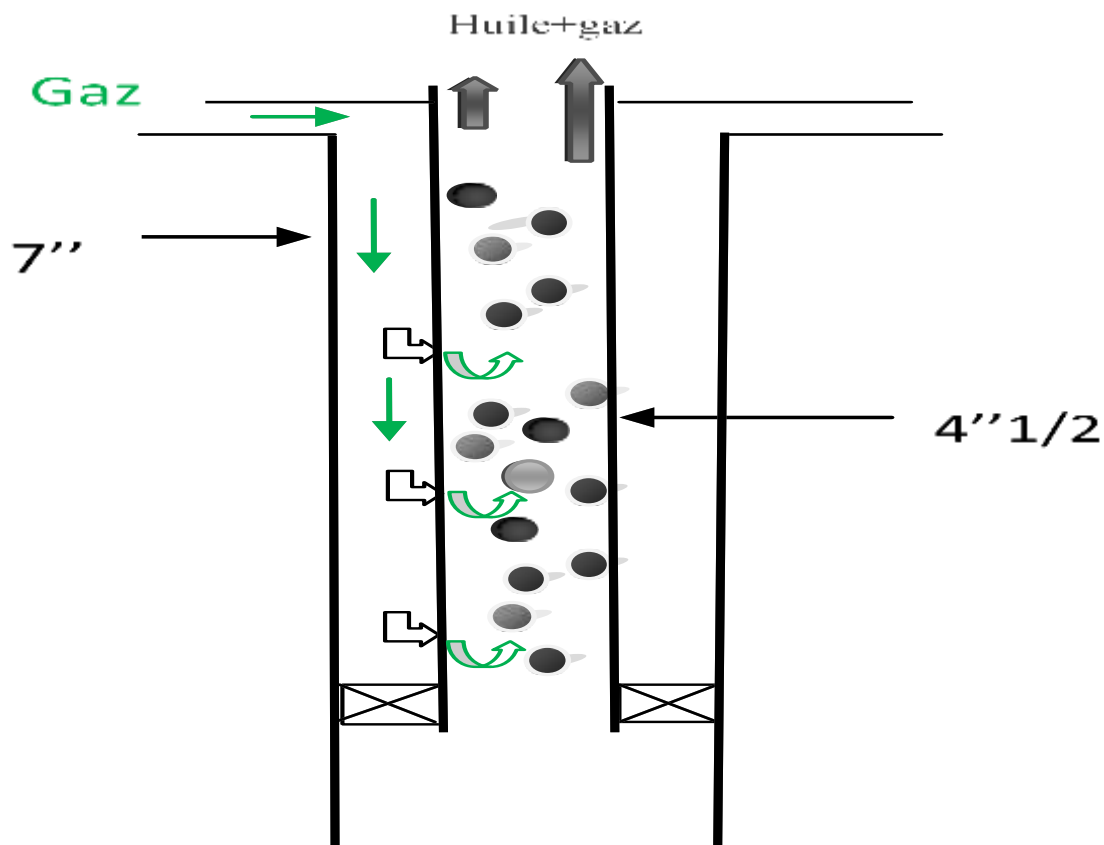


Figure III.9 : Complétions SPM

III.5.3.6 Complétion des puits horizontaux en gaz lift

Avec l'intensification du développement du champ de Hassi Messaoud à travers le forage de puits horizontaux, les complétions ont été sécurisées par l'installation d'un double chemisage (9"5/8 et 7") couvrant la formation LD2. Cette configuration a permis d'autoriser l'injection de gaz dans l'annulaire, rendant ainsi le gaz lift applicable à ce type de puits.

Principaux avantages :

- Possibilité d'accès direct au fond du puits pour les opérations d'intervention.
- Injection de gaz via l'espace annulaire, ce qui favorise une meilleure efficacité du procédé.
- Régulation du débit de gaz à la profondeur souhaitée, limitant ainsi les risques de formation de glace (givrage).

Principaux inconvénients :

- Nécessité d'interventions fréquentes par câble (*wireline*) pour assurer le bon fonctionnement des équipements.

III.6 Problématiques associées à l'exploitation du gaz lift à HMD

L'application du gaz lift pour la production des puits à Hassi Messaoud présente plusieurs défis opérationnels. Certains de ces problèmes peuvent compliquer la mise en œuvre ou nuire à l'efficacité du procédé. Les plus fréquents sont les suivants :

III.6.1 Usure par érosion des équipements

L'érosion résulte de l'effet mécanique du gaz en mouvement rapide, dont les particules exercent une action abrasive sur les surfaces internes des équipements de production. Ce phénomène peut détériorer prématurément les composants métalliques exposés, notamment au niveau des tubings, vannes et mandrins.

III.6.2 Apparition d'hydrates

La formation d'hydrates est un autre problème courant, pouvant entraîner une chute, voire un arrêt de la production. Ce phénomène se produit généralement dans des conditions de basse pression combinée à des températures relativement élevées. Il est principalement causé par la présence de fines gouttelettes d'eau dans le gaz, qui réagissent pour former des cristaux solides obstruant les conduites.

III.6.3 Formation d'émulsions

La présence d'émulsions dans le système de production constitue un facteur important de pertes de charge le long du tubing. Ces mélanges stables d'eau et d'huile sont favorisés par un rapport gaz lift/huile élevé, ainsi que par les turbulences générées par certains équipements de surface ou de fond, comme les impulsions des PCI (Pompes à Circulation Intermittente).

Les conséquences principales sont :

- Une diminution notable des performances du puits ;
- Des difficultés dans les opérations de séparation eau/huile/gaz en surface, compromettant l'efficacité du traitement des effluents.

III.6.4 Formation de givres

Lorsque le gaz injecté traverse l'orifice du gaz lift au niveau du puits, une chute de pression se produit dans la conduite (de l'ordre de 0,4 à 0,5 bars), entraînant un abaissement simultané de la température. En présence d'eau résiduelle ou injectée, cette baisse de température favorise la formation de glace.

Ce phénomène est accentué en cas de traitement insuffisant du gaz (gaz non déshydraté) ou lorsqu'une injection d'eau est en cours. La formation de givres peut bloquer totalement le passage du gaz, provoquant ainsi l'arrêt de la production du puits.

III.7 Caractéristiques, avantages et limitations du gaz-lift

III.7.1 Caractéristiques :

Le gaz-lift est une méthode d'activation artificielle efficace et adaptable, utilisable sur une large variété de puits, qu'ils soient à faible ou à fort débit, qu'ils soient situés en onshore ou offshore, et particulièrement avantageuse pour les puits présentant un ratio gaz/pétrole (GLR) élevé.

La conception d'un système gaz-lift est relativement simple, notamment grâce aux logiciels modernes qui facilitent les calculs et les simulations nécessaires.

Lorsque du gaz sous pression est disponible sur le site, les coûts d'investissement et d'exploitation peuvent être considérablement réduits. Toutefois, cette méthode requiert d'importantes quantités de gaz comprimé, ce qui peut poser des contraintes logistiques et économiques.

L'installation initiale au niveau de la complétion du puits reste peu coûteuse, à condition d'intégrer des mandrins dès le départ, même si le puits commence par produire naturellement.

III.7.2 Avantages :

- S'adapte à pratiquement tous les types de puits, quel que soit leur profil.
- Permet une augmentation du diamètre de production.
- Offre une grande flexibilité grâce à la possibilité d'ajuster le débit de gaz depuis la surface.
- Idéal pour les puits ayant des débits moyens à élevés, une bonne productivité (IP), et une pression de fond suffisante.
- Performant dans les environnements à GLR élevé.
- Le système gaz-lift est simple, avec des vannes récupérables par câble, ce qui permet des interventions sans devoir retirer le tubing.
- Coût initial réduit lorsque du gaz haute pression est déjà disponible sur le site.
- Possibilité d'injecter des additifs (comme des inhibiteurs de corrosion) en même temps que le gaz lift.
- Compatible avec les puits déviés, avec une fiabilité avérée jusqu'à des angles de 50°.
- Peut être utilisé comme méthode d'activation tout au long de la vie productive du puits, jusqu'à sa déplétion totale.

III.7.3 Inconvénients :

- La consommation de gaz peut devenir excessive, surtout dans les puits à forte teneur en eau.
- Ne peut pas être utilisé dans un tubage (casing) endommagé.
- Le maniement du gaz à haute pression nécessite des installations spécifiques, ce qui peut engendrer des coûts élevés et poser des risques de sécurité.
- Moins efficace dans les puits très profonds en raison d'un rendement diminué.
- La formation d'hydrates nécessite un traitement préalable du gaz (déshydratation), et si le gaz est corrosif, des mesures supplémentaires sont requises, comme le recours à des matériaux résistants à la corrosion, ce qui augmente les coûts.
- Comparé à d'autres méthodes d'activation, son rendement peut être inférieur dans certaines conditions.
- Risque d'érosion des équipements, provoqué par l'effet mécanique des particules de gaz en mouvement contre les parois internes des conduites.

III.8 Situation actuelle du gaz-lift à Hassi Messaoud

Actuellement, le champ pétrolier de Hassi Messaoud enregistre une production moyenne journalière de l'ordre de 45 000 tonnes.

Le recours au gaz-lift comme méthode d'activation artificielle concerne environ 320 puits, soit 41 % de l'ensemble des puits du champ. Cette technique contribue à près de 40 % de la production totale.

La quantité moyenne de gaz consommée pour cette activation s'élève à 13 millions de standard mètres cubes par jour (Sm^3/j), ce qui représente environ 25 % du gaz haute pression (HP) disponible.

En termes de suivi opérationnel, 67 % des puits activés par gaz-lift sont actuellement équipés de systèmes de télémétrie permettant une surveillance à distance.

III.8.1 Contribution du gaz-lift à Hassi Messaoud

Le développement du gaz-lift dans le champ de Hassi Messaoud s'est traduit par une augmentation progressive de la consommation de gaz, en lien direct avec la montée du nombre de puits utilisant cette méthode.

En 2014, la contribution du gaz-lift à la production globale du champ représentait environ 40 %, soulignant ainsi son rôle essentiel dans le maintien et l'optimisation des débits de production.

III.8.1.1 Évolution de la consommation de gaz

Entre 2014 et 2024, le champ de Hassi Messaoud a connu une augmentation notable de la consommation de gaz associée au développement du procédé de gaz-lift. Cette hausse est directement liée à l'accroissement progressif du nombre de puits utilisant cette méthode d'activation artificielle.

En 2014, la consommation quotidienne moyenne de gaz destiné au gaz-lift s'élevait à 11,4 millions de Sm^3 , tandis que celle du gaz haute pression (HP) atteignait 51,5 millions de Sm^3/j . En 2015, cette dernière a atteint un pic à 53,6 millions de Sm^3/j , avant de connaître une légère diminution jusqu'en 2020. Une reprise graduelle s'est ensuite amorcée, portant la consommation de gaz HP à 53,4 millions de Sm^3/j en 2024.

Parallèlement, la consommation de gaz lift a suivi une évolution constante à la hausse, atteignant 17,9 millions de Sm³/j en 2024.

Il est important de souligner que dès 2014, le gaz-lift contribuait déjà à environ 40 % de la production totale du champ, un chiffre qui témoigne de son importance croissante dans l'optimisation de la production au fil des années.

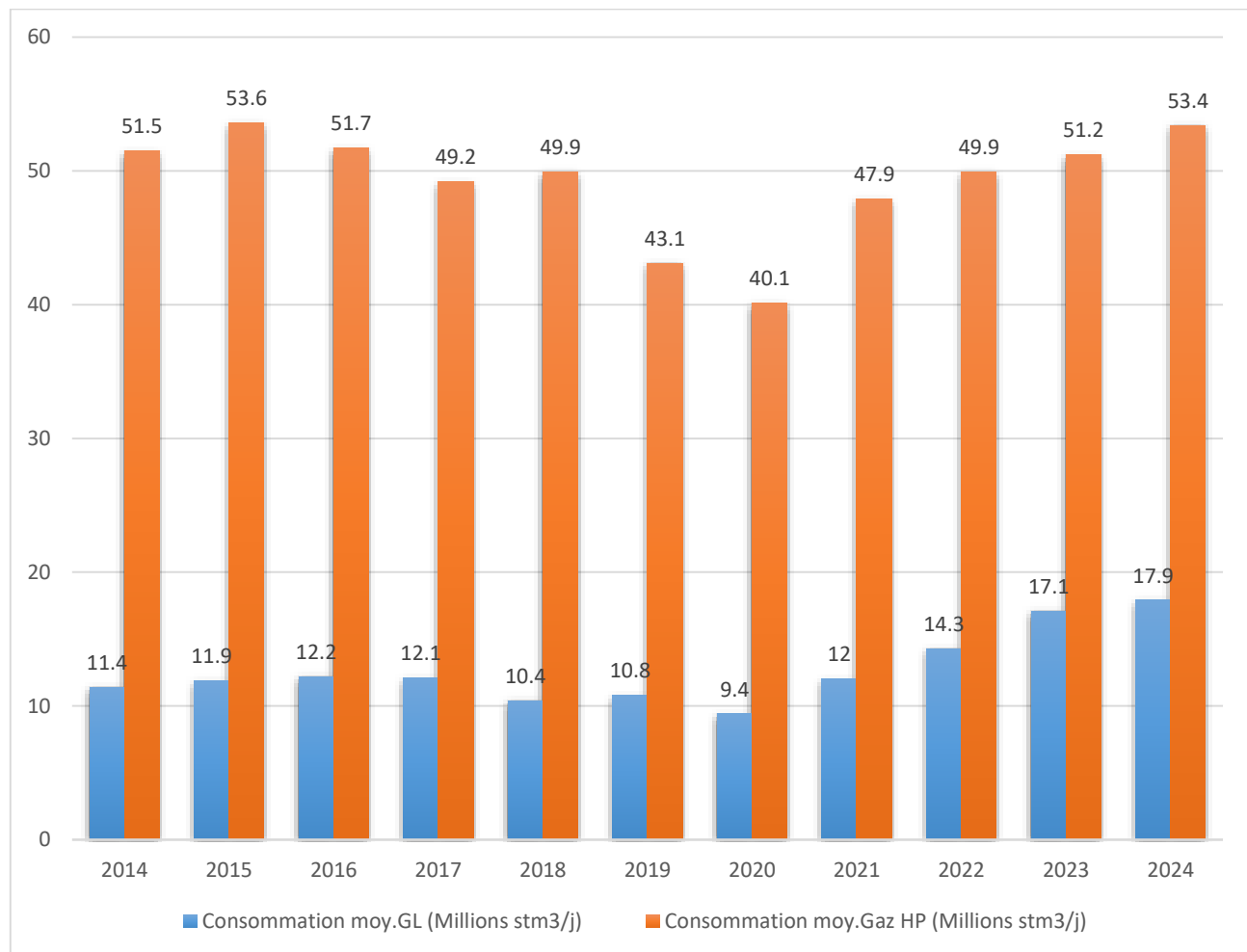


Figure III.10 : Évolution en consommation Gaz

III.8.1.2 Évolution du nombre de puits équipés en gaz-lift

La figure ci-après met en évidence la progression du nombre de puits activés par gaz-lift (GL) dans le champ de Hassi Messaoud entre 1980 et 2024.

Après une adoption modeste dans les années 1980, l'utilisation du gaz-lift s'est intensifiée dès les années 1990. En 1998, environ 150 puits étaient déjà équipés, un chiffre qui a dépassé 400 unités

en 2010.

Cette dynamique s'est poursuivie de manière constante, atteignant un total de 999 puits en 2024.

Cette évolution reflète l'intégration croissante du gaz-lift comme méthode de récupération secondaire, s'imposant progressivement comme une solution incontournable dans la gestion de ce champ pétrolier mature.

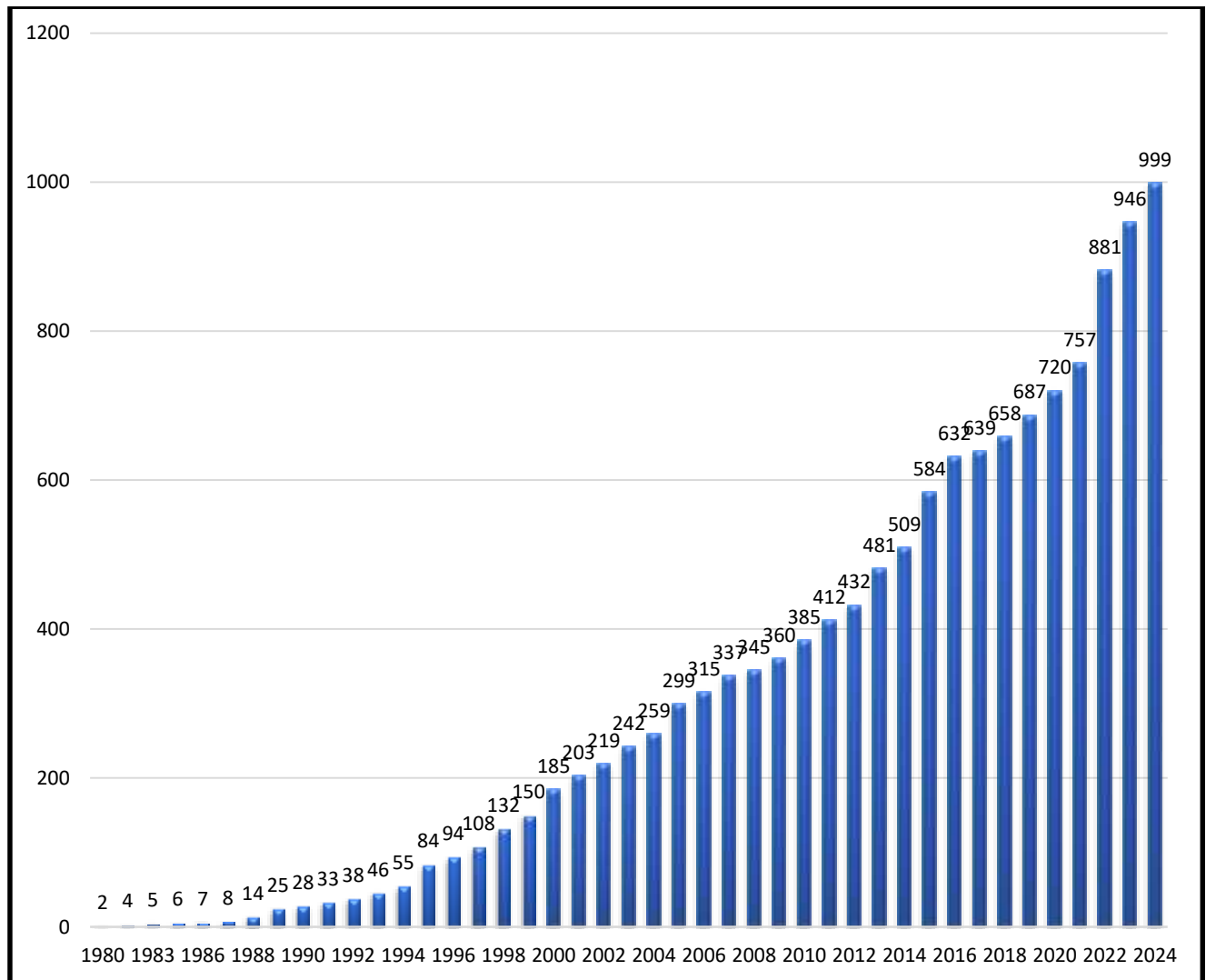


Figure III.11 : Evolution du nombre des puits GL à HMD par an depuis 1980

II.8.1.3 L'Évolution de la production via le gaz-lift

La figure suivante illustre l'évolution de la production journalière issue du gaz-lift (GL) dans le champ de Hassi Messaoud sur la période allant de 2019 à 2024.

Durant ces années, une croissance régulière de la production par gaz-lift est observée, passant de

15 270 tonnes par jour en 2019 à 19 919 tonnes par jour en 2024.

Même face à une baisse ponctuelle de la production globale en 2020, qui s'est établie à 42 400 T/j, la production provenant du gaz-lift est restée stable, témoignant de la fiabilité de cette technique pour soutenir les débits.

En 2024, le gaz-lift contribue à environ 38 % de la production totale du champ, ce qui confirme son rôle essentiel dans la valorisation et la gestion optimale des réservoirs en phase de maturité.

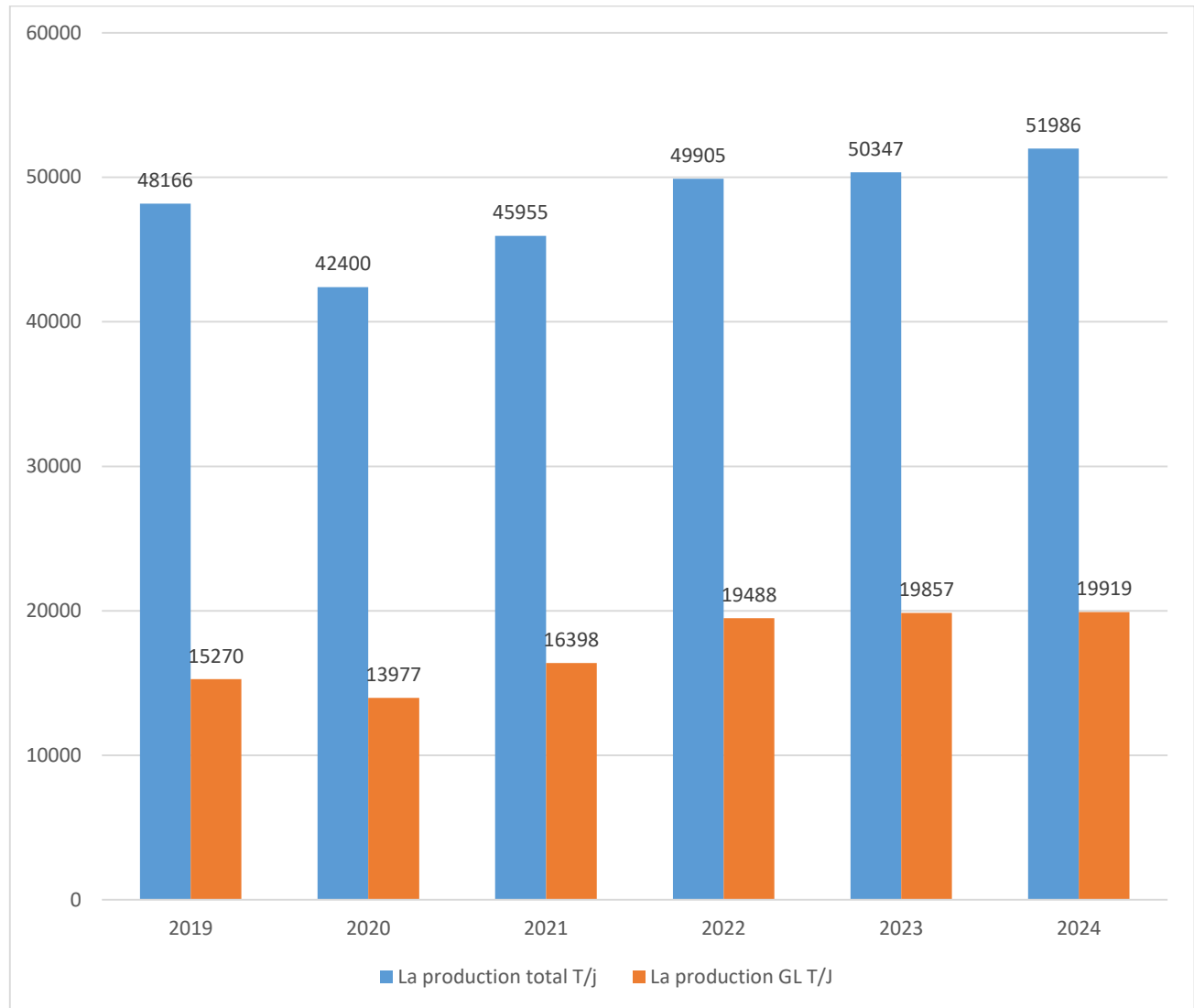


Figure III.12 : Évolution de la production au gaz-lift

Conclusion

Le gaz lift s'est révélé être une solution efficace pour relancer la production des puits devenus non éruptifs, notamment dans le champ de Hassi Messaoud. Grâce à l'injection de gaz comprimé, cette méthode permet d'alléger la colonne de fluide et de faciliter l'écoulement vers la surface. Sa flexibilité, sa compatibilité avec différents profils de puits et ses coûts initiaux réduits en font une technique largement utilisée, représentant aujourd'hui près de 40 % de la production du champ.

Les différentes configurations et complétions adoptées à Hassi Messaoud témoignent de l'adaptabilité du gaz lift aux contraintes géologiques et techniques spécifiques. Toutefois, des limitations existent : consommation élevée de gaz, formation d'hydrates, érosion des équipements, et besoins en infrastructures lourdes.

En somme, le gaz lift demeure un outil indispensable pour prolonger la vie des réservoirs matures et optimiser la récupération, à condition d'être bien dimensionné, surveillé, et adapté aux conditions spécifiques du champ.

***CHAPITRE IV : MODELISATION ET
OPTIMISATION DU CHAMP HDZ VIA PIPSIM***

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du champ HDZ via PIPSIM

IV.1. Introduction

Dans le but d'évaluer le potentiel productif des puits raccordés au manifold HDZ et de comprendre l'impact de différents paramètres sur leur comportement, une étude méthodique et approfondie a été entreprise. Celle-ci repose sur l'élaboration de modèles numériques fiables pour chaque puits, développés à l'aide d'un outil de simulation spécialisé et validés à partir de données réelles de terrain.

Pour la réalisation de cette étude, le logiciel **PIPESIM** a été utilisé afin de construire les modèles de simulation. Les informations nécessaires à leur calibration ont été collectées auprès de divers services techniques de l'entité EP, garantissant ainsi une bonne représentativité des conditions réelles de production.

L'objectif principal de cette démarche est de définir les courbes de performance des puits, exprimées sous la forme $Q = f(P)$, permettant ainsi d'estimer les débits de production en fonction des variations de pression à la tête de puits.

Ce chapitre détaille l'ensemble de la méthodologie adoptée, en s'appuyant sur un exemple concret retraçant toutes les étapes de modélisation d'un puits.

Dans le cadre de cette modélisation effectuée avec PIPESIM, chaque puits est représenté de manière complète, depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits, en intégrant les éléments suivants :

- Le réservoir ;
- La colonne de production ;
- La tête de puits.

La démarche repose sur plusieurs axes fondamentaux :

- La collecte des données, incluant les caractéristiques des complétions, les résultats des tests de production, ainsi que les dernières mesures de jaugeage disponibles

- La définition du modèle de réservoir et l'estimation du potentiel productif de chaque puits
- La sélection de la corrélation d'écoulement vertical la plus appropriée aux spécificités du champ analysé
- La réalisation d'une analyse nodale, reposant sur l'étude croisée des courbes d'influx (inflow) et d'écoulement (outflow)
- L'établissement des courbes de rendement, exprimées par la relation $Q = f(P_t)$, permettant de prévoir la réponse des puits en fonction de la pression observée en tête de puits.

IV.2. Configuration des complétions de puits :

Dans le cadre de la modélisation des puits du champ HDZ à l'aide du logiciel PIPESIM, la définition précise de la configuration mécanique de chaque puits constitue une étape essentielle. Cette étape comprend la description détaillée des éléments tels que les tubages (casings), les complétions (liners ou open hole), ainsi que les colonnes de production (tubings), éléments indispensables pour représenter de manière réaliste les conditions d'écoulement des fluides au sein du puits.

Le tableau IV.1 présente les caractéristiques techniques des casings, tandis que le tableau IV.2 fournit les informations relatives aux liners et aux tubings. Les paramètres pris en compte incluent notamment la profondeur, le diamètre interne, l'épaisseur de paroi ainsi que la rugosité, et ont été intégrés dans PIPESIM afin de garantir une simulation fiable du comportement des puits.

Cette modélisation vise à optimiser à la fois la production et le système de levage artificiel, en particulier dans le cas de l'activation par gaz lift.

Tableau IV.1 : Caractéristiques des casings des puits du champ HDZ

Puits	Élément installé	Profondeur initiale (m)	Profondeur finale (m)	Diamètre interne (in)	Épaisseur de paroi (in)	Rugosité interne (in)
HDZ2	Casing	0	3142	6.094	0.453	0.001
HDZ4	Casing	0	3069	6.094	0.453	0.001
HDZ13	Casing	0	3109	6.094	0.453	0.001
HDZ14	Casing	0	3294	6.094	0.453	0.001
HDZ15	Casing	0	3240	6.094	0.453	0.001
HDZ17	Casing	0	3092	6.094	0.453	0.001
HDZ19	Casing	0	3245	6.184	0.408	0.001
HDZ20	Casing	0	3214	6.094	0.453	0.001
HDZ21	Casing	0	3238	6.094	0.453	0.001
HDZ22	Casing	0	3192	6.094	0.453	0.001

Tableau IV.2 : caractéristiques des Liners et des tubings des puits du champ HDZ

Puits	Interval du liner (m)	Diamètre interne du liner (in)	Épaisseur du liner (in)	Rugosité liner (in)	Profondeur du tubing (m)	Diamètre interne tubing (in)	Épaisseur tubing (in)	Rugosité tubing (in)
HDZ2	3142 – 3242	3.92	0.29	0.001	3091	3.92	0.29	0.001
HDZ4	2957 – 3382	5.036	0.374	0.001	2955.66	1.679	0.252	0.001
HDZ13	3106 – 3292	5.036	0.374	0.001	3044	1.679	0.252	0.001
HDZ14	3055 – 3339	5.036	0.374	0.001	3050	1.679	0.252	0.001

HDZ1 5	3240 – 3393	3.92	0.29	0.001	3177	3.92	0.29	0.001
HDZ1 7	3083 – 3359	5.036	0.374	0.001	2506	1.679	0.252	0.001
HDZ1 9	3196 – 3343	5.111	0.337	0.001	3194	1.704	0.256	0.001
HDZ2 0	3164 – 3535.4	5.036	0.374	0.001	3167	1.679	0.252	0.001
HDZ2 1	3238 – 3261	3.92	0.29	0.001	3156	3.92	0.29	0.001
HDZ2 2	3137 – 3320	3.949	0.298	0.001	3137	1.316	0.197	0.001

IV.3 Propriétés PVT des fluides :

Afin de modéliser avec précision l'écoulement dans les puits, il est indispensable de prendre en compte les données **PVT** des fluides produits. Dans ce cadre, le modèle **Black Oil** a été choisi, car il s'avère le plus adapté à la configuration étudiée. Ce modèle suppose que les variations de densité en fonction de la pression sont faibles, ce qui correspond bien aux conditions rencontrées. Par ailleurs, le manque d'informations détaillées nécessaires à l'application d'un modèle compositionnel ou d'un modèle PVT plus sophistiqué renforce la pertinence du recours au modèle Black Oil, compatible avec les données disponibles.

Les informations requises pour l'élaboration de ce modèle sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.3 : Caractéristiques PVT des fluides produits par les puits

Puits	Masse volumique du pétrole (g/cm³)	Rapport gaz/pétrole (GOR) (Sm³/Sm³)	Densité d'huile	Rapport eau/pétrole (WOR) (Sm³/Sm³)
HDZ2	0.425	181	0.791	0.000
HDZ4	0.6146	252	0.789	0.000
HDZ13	0.5715	163	0.809	0.000
HDZ14	0.4110	179	0.800	0.000
HDZ15	0.5519	117	0.792	0.000
HDZ17	0.7215	119	0.798	0.000
HDZ19	0.6017	114	0.803	0.000
HDZ20	0.5037	150	0.797	0.000
HDZ21	0.5940	74	0.796	0.000
HDZ22	0.6133	139	0.795	0.000

IV.4 Informations issues des essais de puits:

Pour construire un modèle de puits fiable et représentatif du comportement réel, il est indispensable de procéder à un calage précis des pressions de fond statique et dynamique. Cela nécessite l'exploitation des données issues des essais de puits, obtenues principalement à partir des tests **DST (Drill Stem Test)** et des tests de type **Build-Up**.

Cependant, avant d'utiliser ces données, certaines corrections s'imposent. En effet, une différence existe entre la cote des perforations et celle des mesures enregistrées lors des essais. Cette différence entraîne des pertes de charge qu'il est essentiel de prendre en compte afin d'ajuster correctement les pressions mesurées. Ces pertes sont estimées en appliquant l'équation suivante :

$$(perfos) = Pfs(gauge) + dP dh (st) \times (Cote(perfos) - Cote(gauge)) \quad (IV.1)$$

$$(perfos) = Pfd(gauge) + dP dh (st) \times (Cote(perfos) - Cote(gauge)) \quad (IV.2)$$

Avec :

- **P_{fs}** : Pression statique mesurée au fond du puits
- **P_{fd}** : Pression dynamique mesurée au fond du puits
- $\frac{dP}{dh}(st)$: Gradient de pression en conditions statiques

Dans notre étude, les valeurs des pressions PG et PFD sont directement fournies après correction. Le tableau suivant présente une synthèse des résultats des essais réalisés sur les différents puits.

Tableau IV.4 : Résultats des tests de performance des puits

Puits	Pression de tête (Kgf/cm² g)	Pression au fond (Kgf/cm² g)	Pression tubing (Kgf/cm² g)	Débit (Sm³/h)	Indice de productivité (Sm³/(j.bar))	Diamètre de la duse (mm)
HDZ2	43.3	172	20	5.38	00090	9
HDZ4	447.76	169.75	30.6	4.35	0.3829	10
HDZ13	18.69	167.63	10.7	2.93	0.0086	9.5
HDZ14	38	185.77	17.3	1.11	0.0390	10
HDZ15	12.3	92	22.3	1.79	0.0057	9.53
HDZ17	46.8	296.34	95.3	5.82	0.0650	9
HDZ19	20.7	209	41.66	2.49	0.131	9
HDZ20	22.7	302.81	73.4	2.00	0.02	9
HDZ21	14.1	67.5	40.6	1.52	0.0054	8
HDZ22	43.8	268.22	85	6.29	0.211	9

IV.5 Étude du comportement du réservoir et des débits potentiels des puits :

Le potentiel d'un puits est généralement défini par son **AOFP** (*Absolute Open Flow Potential*), qui représente le débit maximal que le puits pourrait théoriquement produire si sa pression de fond pouvait être abaissée jusqu'à la pression atmosphérique. Bien que cette situation soit purement théorique, elle constitue une référence pour évaluer les performances d'un puits.

Ce débit maximal peut être estimé à l'aide de la loi de Darcy, applicable lorsque la pression de fond statique (P_r) est supérieure à la pression de bulle, c'est-à-dire dans un régime d'écoulement monophasique et stationnaire.

L'expression correspondante est la suivante :

$$Q = IP (P_r - P_{fd}) \quad (IV.3)$$

Où :

- **Q**: débit de production,
- **IP** : indice de productivité du puits,
- **Pr** : pression de réservoir (statique),
- **P_{fd}** : pression de fond dynamique.

$$\text{AOF} = \text{IP} \times \text{Pr} \quad (\text{IV.4})$$

Sachant que l'indice de productivité (IP) et la pression de réservoir (Pr) sont disponibles à partir des données issues des essais de puits.

On peut alors générer l'IPR (Influx Performance Relationship), qui représente la courbe

$P_{wf} = f(Q)$, en utilisant le logiciel PIPESIM selon la méthode basée sur l'IP.

À titre d'exemple, le puits HDZ4 peut être utilisé pour illustrer cette approche :

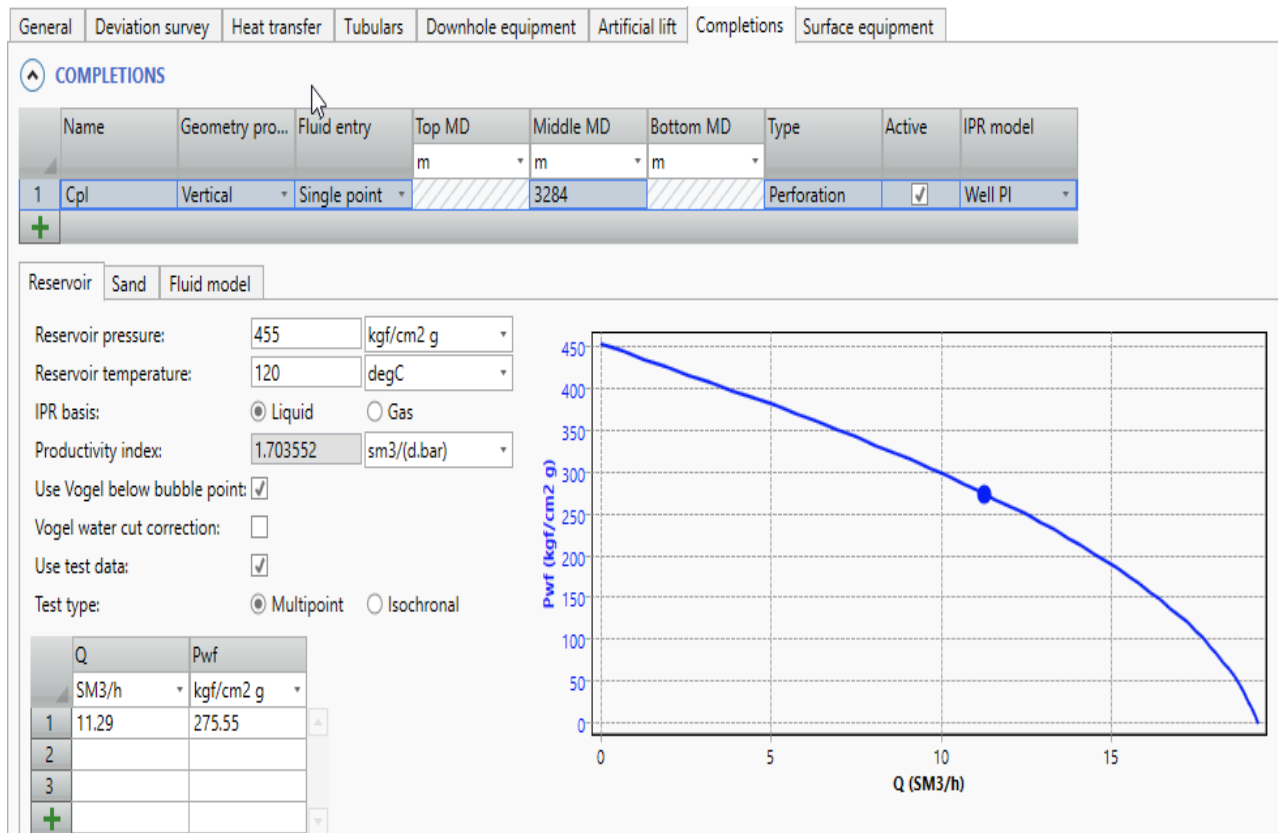


Figure IV.1 : Courbe IPR du puits HDZ4

IV.6 Diagramme de la démarche de modélisation :

Au cours de notre travail de modélisation, nous avons adopté une démarche structurée visant à garantir une représentation aussi fidèle que possible du comportement réel du système. Cette démarche est synthétisée dans l'organigramme présenté ci-après, qui en détaille les différentes étapes.

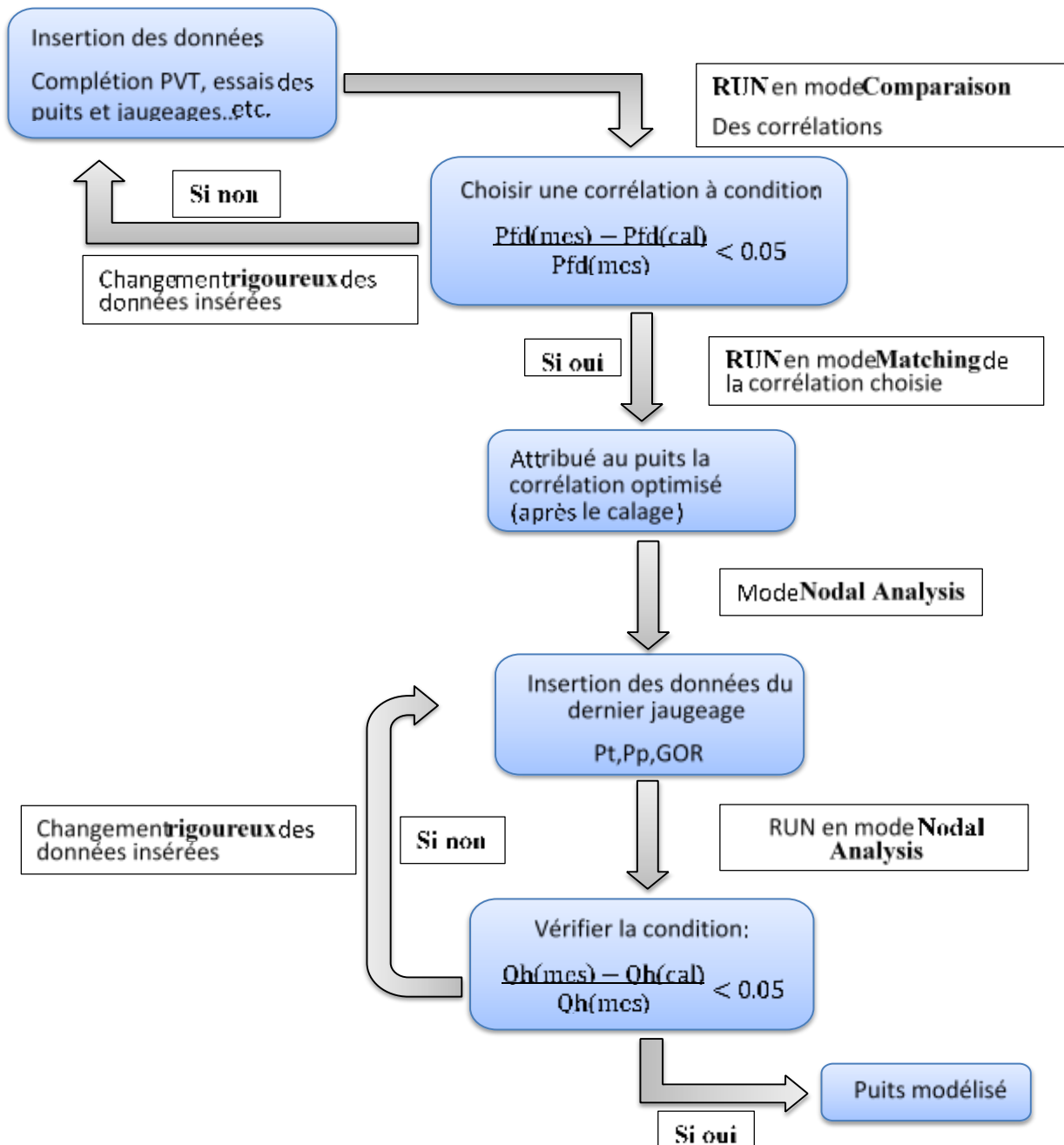


Figure IV.2 : Diagramme de la démarche de modélisation

IV.6.1 Sélection de la corrélation pour l'écoulement en puits :

Pour concevoir et analyser efficacement les puits, il est indispensable d'estimer avec précision la pression de fond dynamique. Toutefois, le choix d'une corrélation adaptée aux conditions spécifiques du puits n'est pas toujours évident.

En effet, de nombreuses corrélations ont été développées pour modéliser les écoulements diphasiques dans la colonne de production. Certaines présentent une large applicabilité, tandis que d'autres sont limitées à des conditions particulières. Parmi les corrélations disponibles, les suivantes ont été prises en compte dans notre étude :

- Duns & Ros (Baker Jardine)
- Begs & Brill Original
- Begs & Brill Revised
- Hagedorn & Brown
- OLGAS v. 7.3.1 3-Phase

Pour chaque puits modélisé, une corrélation appropriée a été sélectionnée afin d'obtenir des résultats aussi proches que possible des conditions réelles.

IV.6.2 Étude de cas :

Dans cette section, nous considérons le cas du puits HDZ4

IV.6.2.1 Paramètres caractéristiques du puits :

IV.6.2.1.1 Caractéristiques du fluide :

Cette sous-section présente les principales propriétés du fluide de production, nécessaires à la modélisation du comportement du puits dans le simulateur.

Tableau IV.5 : Propriétés des fluides de production

Puits	Masse volumique du pétrole (g/cm³)	Taux de gaz en solution (GOR) (Sm³/Sm³)	Masse volumique du gaz (g/cm³)	Taux eau/pétrole (WOR) (Sm³/Sm³)
HDZ4	0,789	252	0	0

Ce tableau présente les principales caractéristiques du fluide du puits HDZ4, notamment la densité de l'huile, le rapport gaz/pétrole (GOR), la densité du gaz, ainsi le rapport eau/pétrole (WOR). Ces paramètres sont essentiels pour la modélisation du comportement d'écoulement dans le puits, notamment dans le cadre de la simulation par le logiciel PIPESIM. Ils permettent d'évaluer les conditions thermodynamiques du fluide et d'adapter les corrélations de calcul aux spécificités du puits.

IV.6.2.1.2 Configuration de complétion :

Les caractéristiques de complétion du puits sont essentielles pour modéliser l'écoulement dans la colonne de production. Le tableau ci-dessous résume les principaux paramètres de complétion du puits HDZ4.

Tableau IV.6 : Informations techniques sur la complétion

Puits	Profondeur de la zone perforée (m)	Longueur totale de la colonne de production (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HDZ4	3200,68	373,32	4,5	3,826

Ce tableau présente les paramètres physiques relatifs à la complétion du puits HDZ4, notamment la profondeur de la première zone perforée (top perfo), la longueur totale de la colonne de

production (tubing), ainsi que les dimensions nominales et internes de celle-ci. Ces données sont fondamentales pour la modélisation des pertes de charge dans le tubing et pour le choix des corrélations d'écoulement adaptées dans le simulateur.

IV.6.2.1.3 Description technique du puits HDZ4 :

La fiche technique du puits HDZ4, présentée en Annexe 1, fournit une description détaillée de la configuration de complétion, incluant la profondeur du tubing, les diamètres internes et externes, la position des zones perforées ainsi que les équipements de fond de trou (liner, sabot guide, etc.). Cette architecture joue un rôle essentiel dans la compréhension du comportement des écoulements au sein du puits. Ces éléments techniques sont étroitement liés aux Propriétés des fluides de production récapitulées dans le Tableau IV.7, à savoir : une densité d'huile de 0.789, un GOR de 252 Sm³/Sm³, une densité de gaz de 0, et une absence d'eau produite (WOR = 0). L'intégration de ces données dans le modèle permet une simulation réaliste du puits à l'aide du logiciel PIPESIM.

Ainsi, la combinaison de la géométrie précise du puits et des propriétés thermodynamiques du fluide assure une modélisation rigoureuse, indispensable pour l'analyse des performances en écoulement diphasique et le choix approprié des corrélations de calcul.

IV.6.2.1.4 Modélisation avec PIPESIM :

Une fois l'ensemble des données du puits introduites dans le logiciel, incluant les caractéristiques du tubing, les informations de complétion, ainsi que les résultats du dernier test de build-up et de jaugeage, PIPESIM permet de concevoir une représentation détaillée du puits.

Cette étape constitue la base de la modélisation, en intégrant à la fois les paramètres géométriques et les conditions de réservoir.

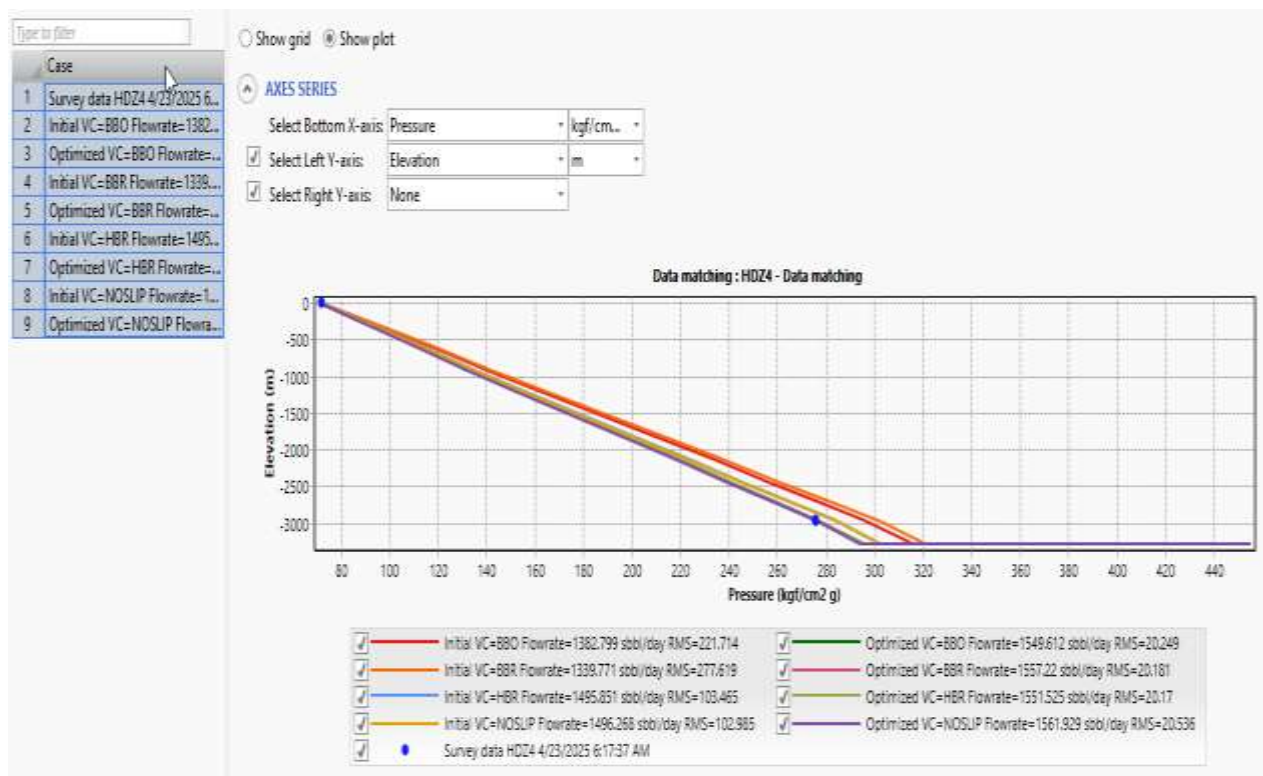


Figure IV.4 : Corrélations appliquées dans le logiciel PIPESIM pour l'ajustement des données

IV.6.2.1.6 Courbes d'entrée et de sortie (Analyse nodale)

Pour identifier le point de fonctionnement optimal d'un puits défini par une pression dynamique au fond et le débit correspondant une simulation basée sur l'Analyse Nodale est réalisée. Cette méthode permet d'estimer les capacités de production du puits et d'examiner l'impact de certains paramètres clés sur le débit ainsi que sur la pression dynamique au fond.

Cependant, avant d'entamer cette analyse de sensibilité, il est essentiel d'effectuer un calage du débit actuel des puits. Les courbes ci-dessous illustrent les résultats obtenus suite à ce calage.

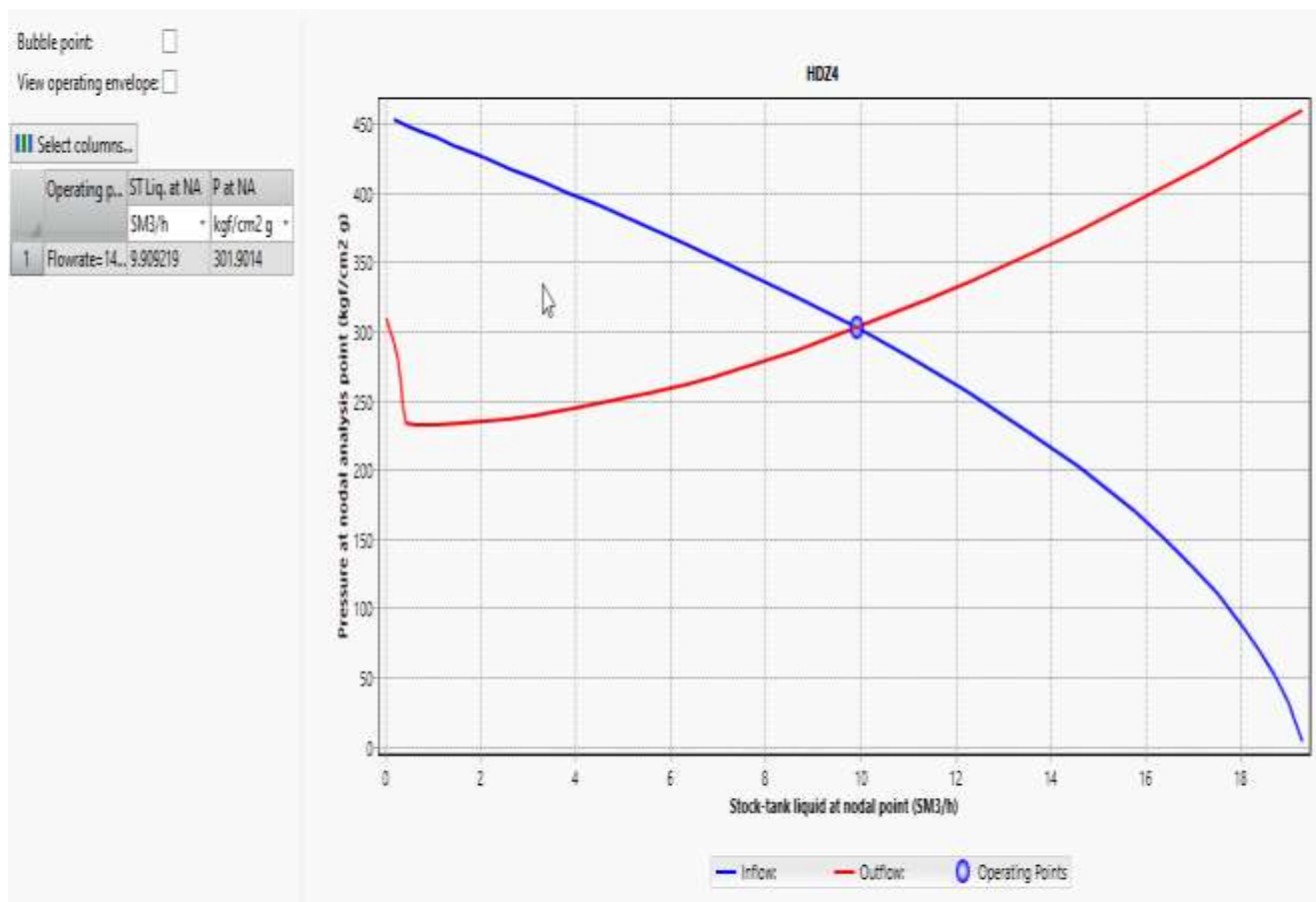


Figure IV.5 : Point opérationnel du puits HDZ4 avant actualisation

Avant de caler le modèle à son état actuel, il est nécessaire d'estimer la pression de tête (PG), étant donné que le test de **DST** a été réalisé le **14/01/2006**. Pour cela, nous nous appuyons sur les données fournies par le service GL DP HMD – Direction EP, qui indiquent une PG estimée à environ **455 (kg/cm²)**.

Concernant le jaugeage du **20/11/2023**, la simulation correspondante a permis d'obtenir les résultats suivants :

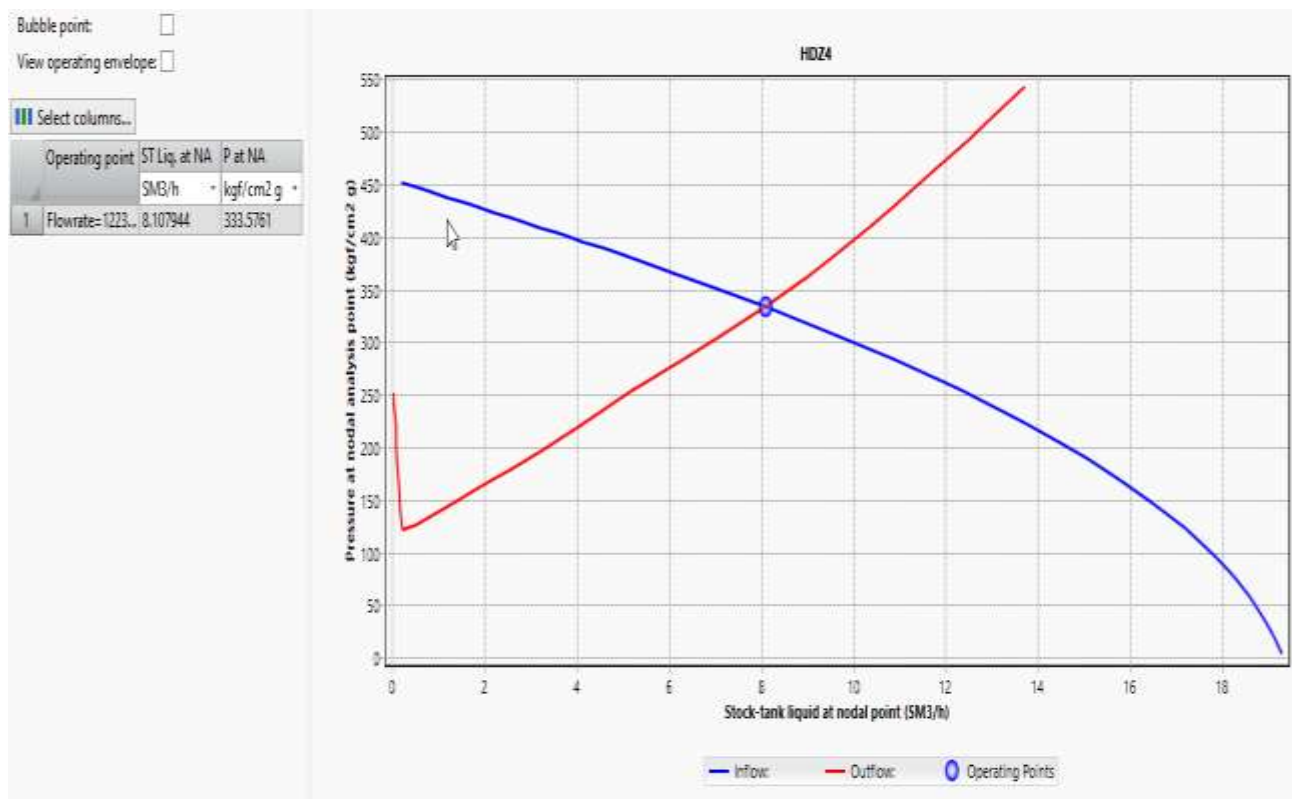


Figure IV.6: Point opérationnel du puits HDZ4 après actualisation.

IV.7.1 Comparaison du débit et de la pression de fond dynamique :

Une comparaison a été réalisée entre le débit et de la pression de fond dynamique à partir des données de tests et celles générées par la jauges. Les résultats de cette comparaison sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.7 : Évolution des performances du puits HDZ4 avant et après mise à jour

Puits	Débit en surface (Sm³/h) Avant mise à jour	Pression de fond dynamique (Kgf/cm² g) Avant	Débit en surface (Sm³/h) Après mise à jour	Pression de fond dynamique (Kgf/cm² g) Après
HDZ4	9,91	301,90	8,11	333,58

IV.7.2 Évaluation du comportement du puits via une analyse nodale sensible aux paramètres

Une fois le modèle actualisé calé, différentes analyses de sensibilité ont été réalisées sur plusieurs paramètres, notamment La pression de sortie, la pression de réservoir, la pression de tête (PG) et la pression tubulaire (Pt).

Ces analyses ont permis de générer des courbes **inflow** et **outflow**, dont les points d'intersection représentent les points de fonctionnement des puits ainsi que les débits correspondants.

La simulation de l'état de production en tenant compte de ces paramètres de sensibilité est présentée ci-dessous pour le puits **HDZ4**. Les résultats pour les autres puits sont disponibles en annexe.

IV.7.2.1 Sensibilité sur la pression de sortie :

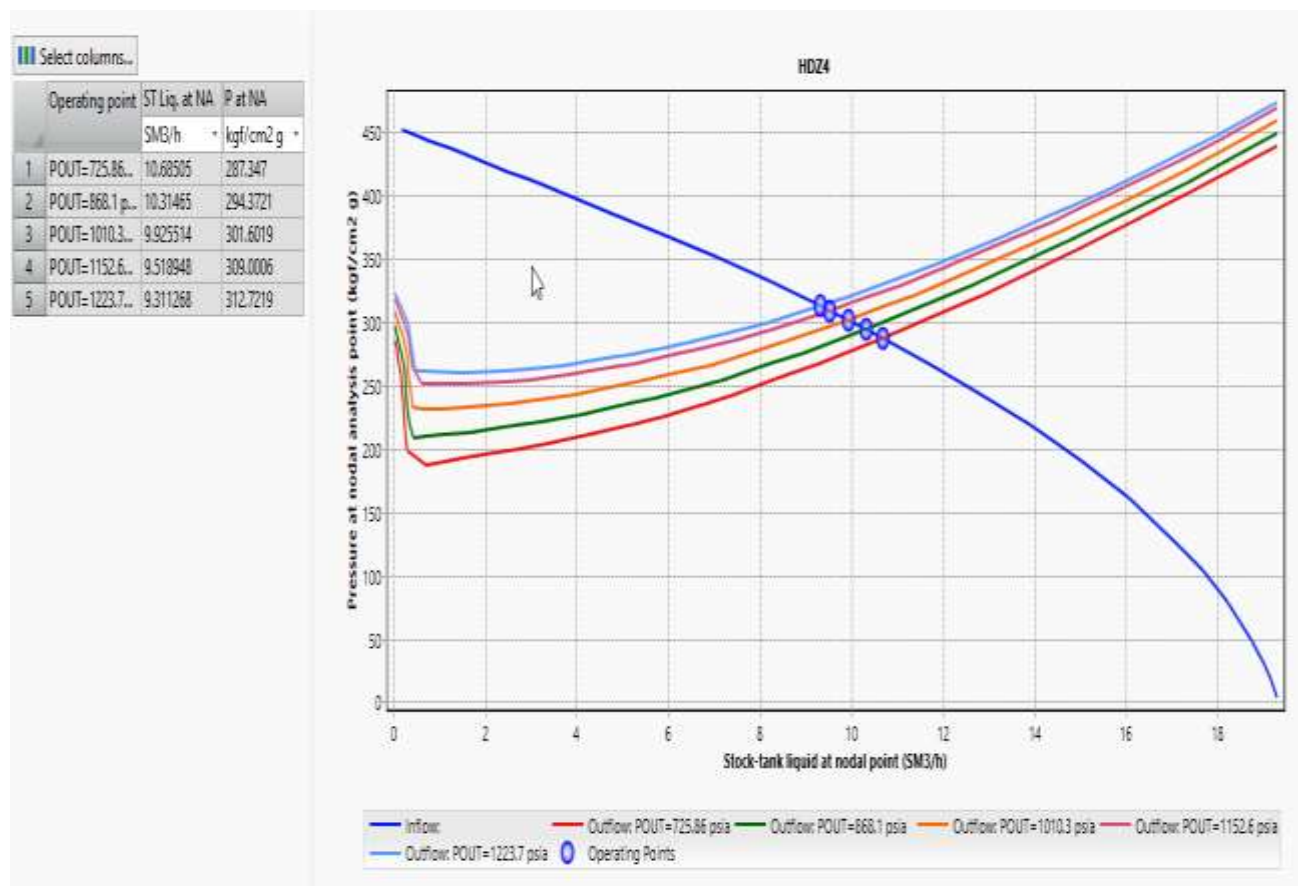


Figure IV.7 : Sensibilité sur la pression de sortie puits HDZ4

Ce graphique présente une analyse de sensibilité du puits HDZ4 à différentes pressions en tête, réalisée avec PIPESIM. La courbe bleue montre la capacité du réservoir à fournir des fluides (inflow), tandis que les courbes colorées représentent les performances d'écoulement (outflow) pour des pressions de sortie variant entre 154.8 et 347.1 psia.

Les points d'intersection indiquent les débits de production possibles pour chaque scénario. On observe que plus la pression en tête est faible, plus le débit augmente. Par exemple, un débit d'environ 11.4 Sm³/j est obtenu à 154.8 psia, contre 7.5 Sm³/j à 347.1 psia. Cette analyse permet d'évaluer l'impact des contraintes de surface sur la production et d'identifier les conditions optimales pour exploiter le puits efficacement.

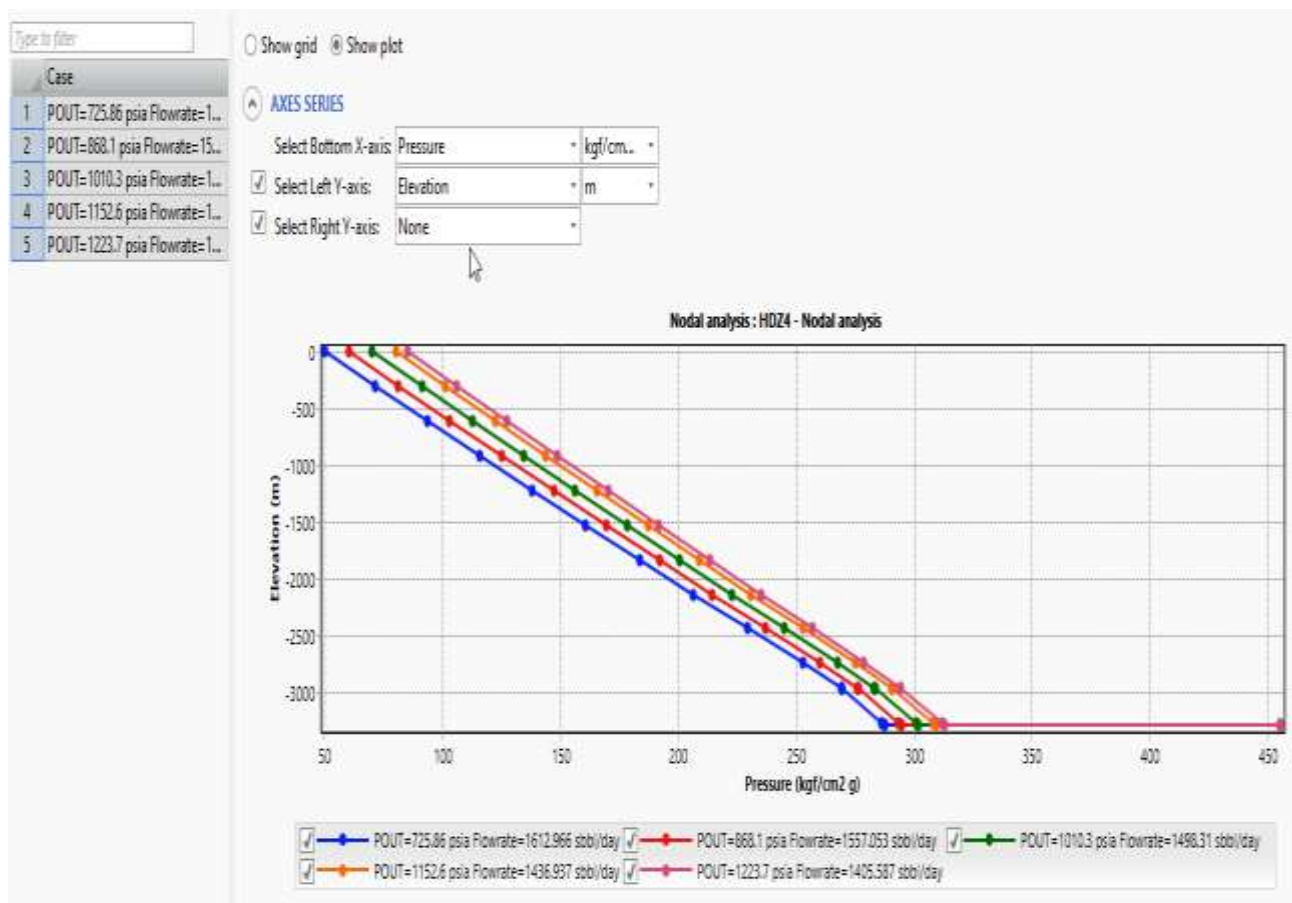


Figure IV.8 : P/T Profile

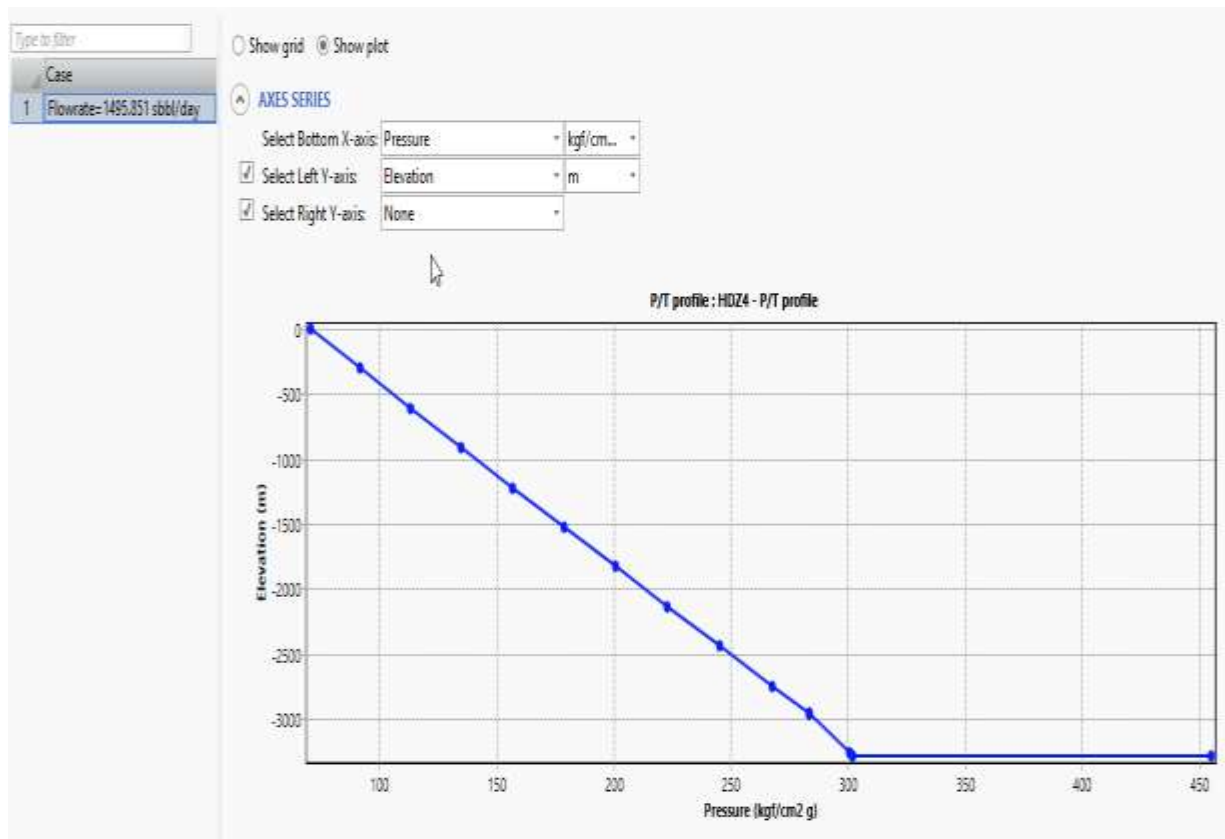


Figure IV.9 : Profil pression/élévation (P/T)

Cette figure présente le profil pression/élévation du puits HDZ4 pour un débit de 1495,551 stb/j. La pression décroît progressivement avec la profondeur, passant d'environ 450 kgf/cm²g au fond du puits (-3200 m) à 90 kgf/cm²g en surface. Cette tendance reflète les pertes de charge le long de la colonne et permet d'évaluer la performance du puits ainsi que la nécessité éventuelle d'un levage artificiel.

IV.7.2.2 Sensibilité sur la pression de réservoir :

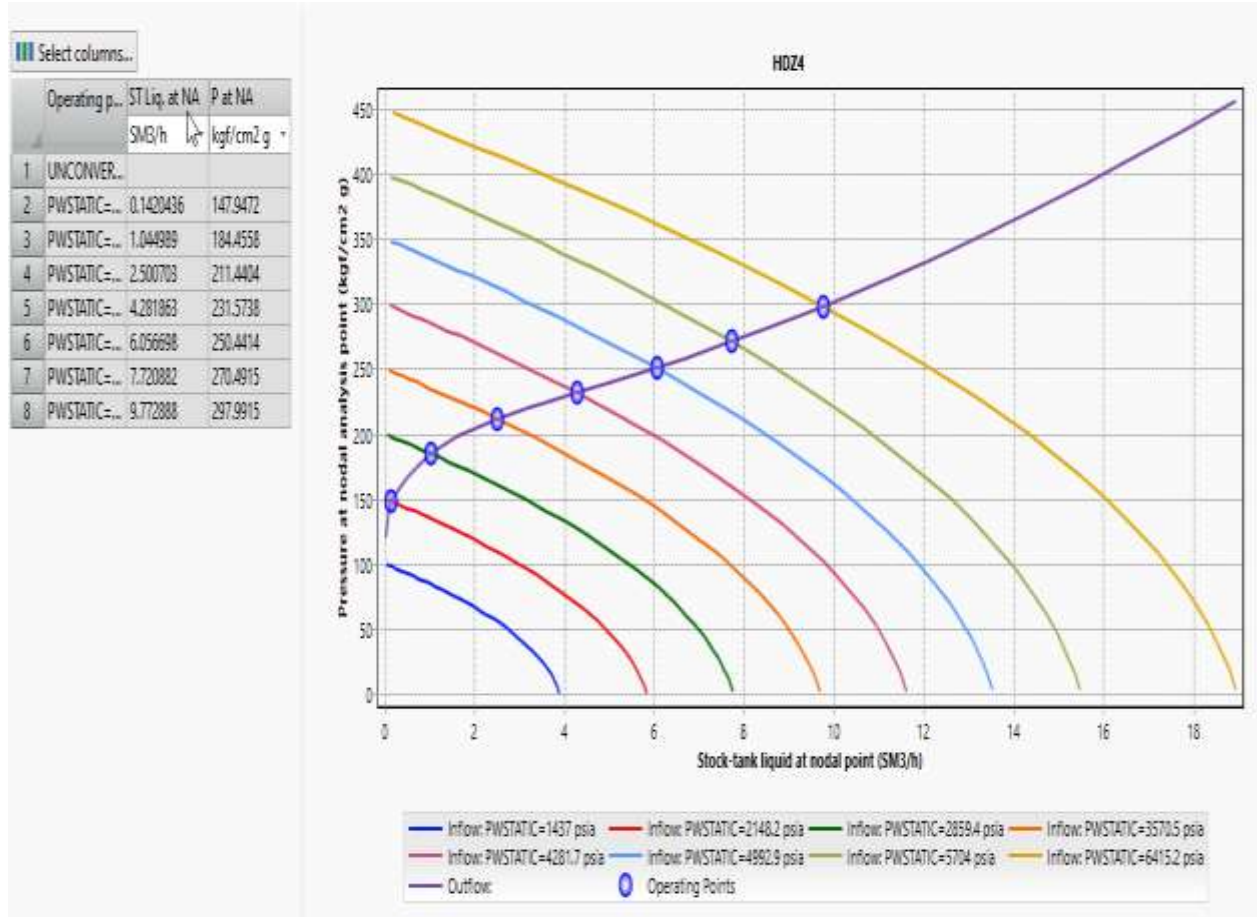


Figure IV.10 : Sensibilité sur la pression de sortie puits HDZ4

La Figure IV.14 présente une étude de sensibilité mettant en évidence l'impact des variations de la pression statique d'entrée sur la pression de sortie du puits HDZ4. À travers différentes courbes correspondant à des pressions d'entrée spécifiques, on observe que la pression de sortie augmente progressivement avec le volume de liquide au point nodal, tout en étant fortement influencée par la pression d'entrée.

Les points de fonctionnement (Operating Points), représentés par des cercles bleus, permettent de visualiser les conditions réelles ou simulées du système. L'analyse montre que le comportement du puits est non linéaire et dépend fortement des conditions d'entrée, ce qui souligne l'importance de bien contrôler ces paramètres pour optimiser la production.

IV.7.2.3 Détermination du débit d'injection de gaz lift optimal :

Une fois le diamètre de la buse sélectionné de manière optimale, l'étape suivante consiste à évaluer le débit idéal de gaz à injecter. L'introduction du gaz dans la colonne augmente la vitesse du fluide, ce qui engendre une hausse des pertes de charge dues aux frottements. Toutefois, cette injection diminue également la densité du mélange, entraînant une réduction des pertes de charge liées à la gravité. L'équilibre entre ces deux effets opposés permet d'identifier un point de fonctionnement optimal, défini par un rapport gaz-liquide (GLR) optimal.

Ce point optimal d'injection est défini comme le point d'intersection entre la courbe représentant la production de liquide et sa tangente, c'est-à-dire l'endroit où toute augmentation supplémentaire du débit de gaz devient inefficace, voire nuisible à la production.

Pour le puits HDZ4, on trace la courbe du débit d'huile en fonction du débit de gaz injecté. Le débit de gaz optimal est celui qui correspond au maximum de cette courbe, représentant ainsi la meilleure efficacité du gaz lift pour ce puits.

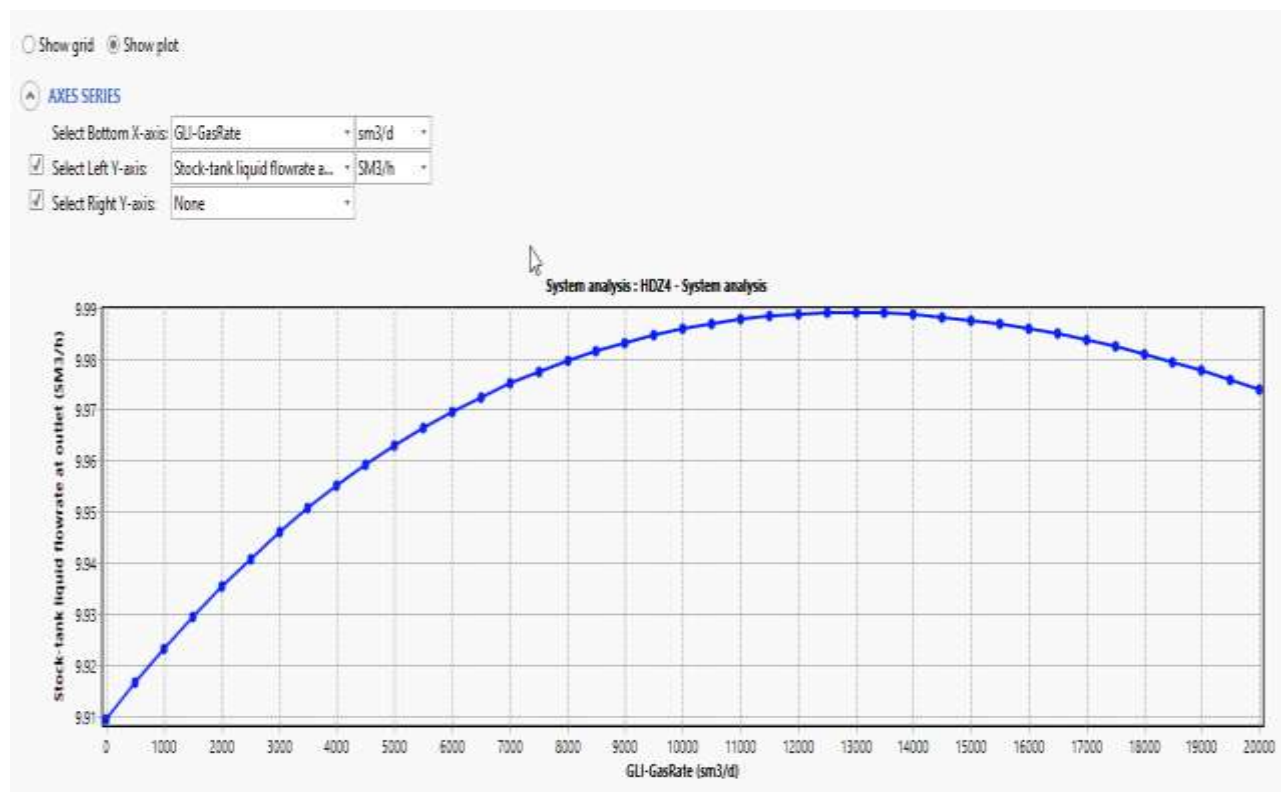


Figure IV.11 : Variation du débit d'huile en fonction du taux d'injection de gaz lift.

À partir de la courbe précédente, on constate que l'augmentation du débit de gaz injecté entraîne une hausse du débit de production d'huile. Toutefois, cette augmentation ne se fait pas de manière proportionnelle : le rapport (gain en production / débit de gaz injecté) varie selon les cas.

En effet, ce rapport tend à croître tant que le débit de gaz injecté (Q_g) reste inférieur à environ **6000 sm^3/d** .

Au-delà de cette valeur, le rendement décroît progressivement, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Tableau IV.8 : Évolution du débit d'huile en fonction de la quantité de gaz injectée

	GLI-GasRate	Stock-tank liquid flowrate at outlet		GLI-GasRate	Stock-tank liquid flowrate at outlet		GLI-GasRate	Stock-tank liquid flowrate at outlet
	sm^3/d	SM^3/h		sm^3/d	SM^3/h		sm^3/d	SM^3/h
1	0	9.909221	16	7500	9.977448	26	12499.91	9.988937
2	499.9906	9.9164	17	8000.075	9.979579	27	12999.98	9.988992
3	1000.009	9.923111	18	8499.868	9.98149	28	13500.06	9.988876
4	1500	9.929399	19	8999.943	9.983169	29	14000.13	9.988599
5	1999.991	9.935296	20	9500.019	9.984611	30	14499.92	9.98815
6	2500.009	9.940774	21	10000.09	9.98584	31	15000	9.987555
7	2999.887	9.94586	22	10499.89	9.986851	32	15500.08	9.986792
8	3499.962	9.950628	23	10999.96	9.987659	33	15999.87	9.985889
9	4000.038	9.955046	24	11500.04	9.988279	34	16499.94	9.98484
10	4500.113	9.959101	25	12000.11	9.988696	35	17000.02	9.983642
11	4999.906	9.962875	26	12499.91	9.988937	36	17500.09	9.98233
12	5499.981	9.966369	27	12999.98	9.988992	37	17999.89	9.980857
13	6000.057	9.969511	28	13500.06	9.988876	38	18499.96	9.979273
14	6500.132	9.972415	29	14000.13	9.988599	39	19000.04	9.977558
15	6999.924	9.975073	30	14499.92	9.98815	40	19500.11	9.975718
16	7500	9.977448	31	15000	9.987555	41	19999.91	9.973766

GAS LIFT

Injection option: ☒ Fixed injection ports ☐ Injection valve system

Alhanati stability check: ☐

	Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit	Port size
			m				in
1	GLI	☒	2930	Injection g...	6000	sm3/d	0.7

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: ☒ Specify ☐ Use fluid model

0.64

Figure IV.12 : Installation de gaz lift

- Le débit déterminé grâce à l'analyse nodale.

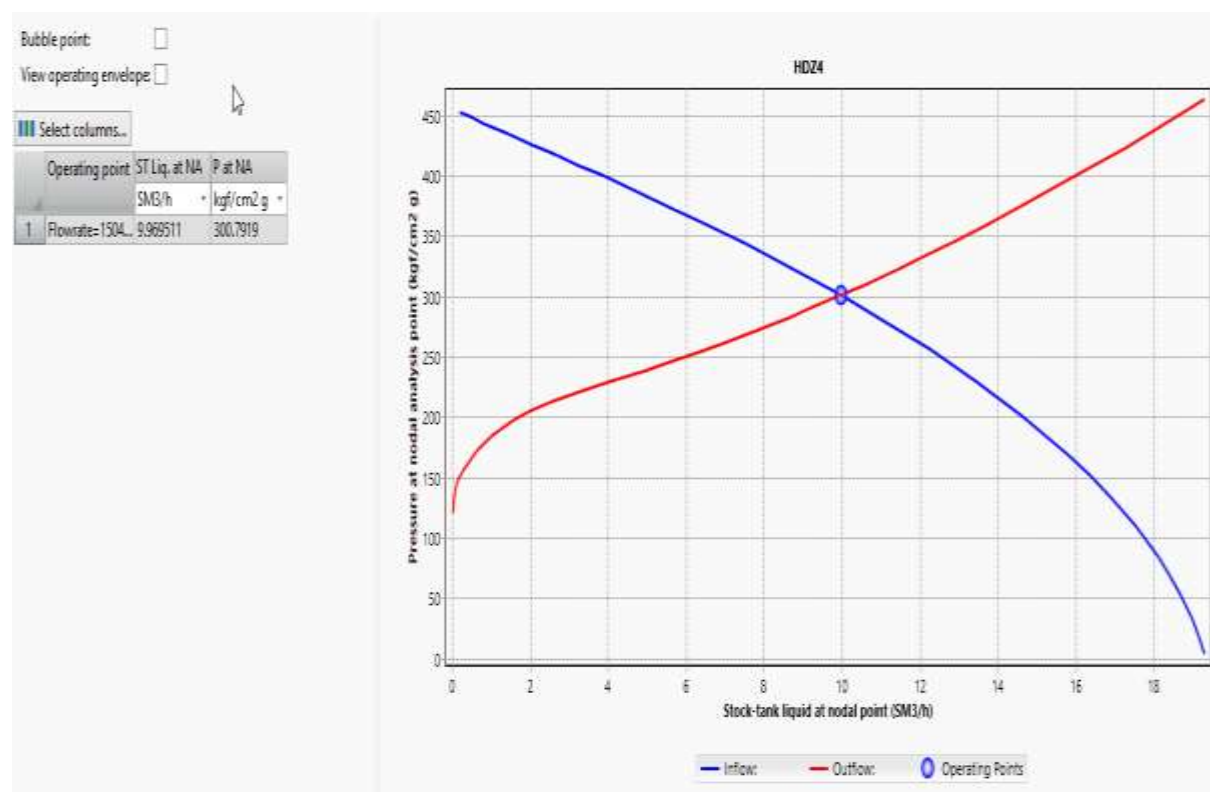


Figure IV.13 : Point de fonctionnement du puits HDZ4 après mise en service du système de gaz lift.

Au point de fonctionnement optimal, la production d'huile est maximale. Toute augmentation supplémentaire du débit de gaz injecté au-delà de ce point entraîne une augmentation des pertes de charge totales, ce qui se traduit par une baisse de la production.

Le but essentiel de cette étude est d'identifier, pour chaque puits en exploitation par gaz lift, le point de fonctionnement le plus performant. Cela inclut la détermination du rapport gaz/pétrole (GLR) optimal, du débit de production d'huile correspondant, ainsi que l'évaluation du bénéfice économique résultant de cette optimisation.

Dans le cas étudié, le débit de gaz optimal est : **$Q_g \text{ optimal} = 6000 \text{ m}^3/\text{j}$** ,

ce qui correspond à un débit d'huile de : **$Q_o = 9.969511 \text{ Sm}^3/\text{h}$** .

Dans ces conditions, la pression de fond mesurée est de : **$P_{wf} = 300.7919 \text{ kg/cm}^2\text{g}$** .

Conclusion générale

Dans un contexte marqué par le vieillissement des gisements et la difficulté croissante de découvrir de nouvelles ressources, l'optimisation des champs existants est devenue une priorité pour l'Algérie. Ce mémoire s'est intéressé au champ HDZ, situé dans le bassin de Hassi Messaoud, en explorant l'activation des puits par gaz-lift comme solution de récupération assistée.

L'analyse nodale a permis d'évaluer les performances actuelles des puits et d'identifier les limitations du réseau de collecte. Ensuite, les principes du gaz-lift et ses paramètres de fonctionnement ont été étudiés pour en comprendre les leviers d'efficacité.

À l'aide du logiciel PIPESIM, une modélisation a été menée pour optimiser les conditions d'injection de gaz. Les résultats obtenus ont montré une amélioration significative des débits tout en réduisant les volumes injectés, prouvant la pertinence du gaz-lift pour relancer la production des puits à faible rendement.

En conclusion, le gaz-lift optimisé s'avère être une méthode adaptée aux gisements matures. Pour garantir son efficacité à long terme, il est recommandé de :

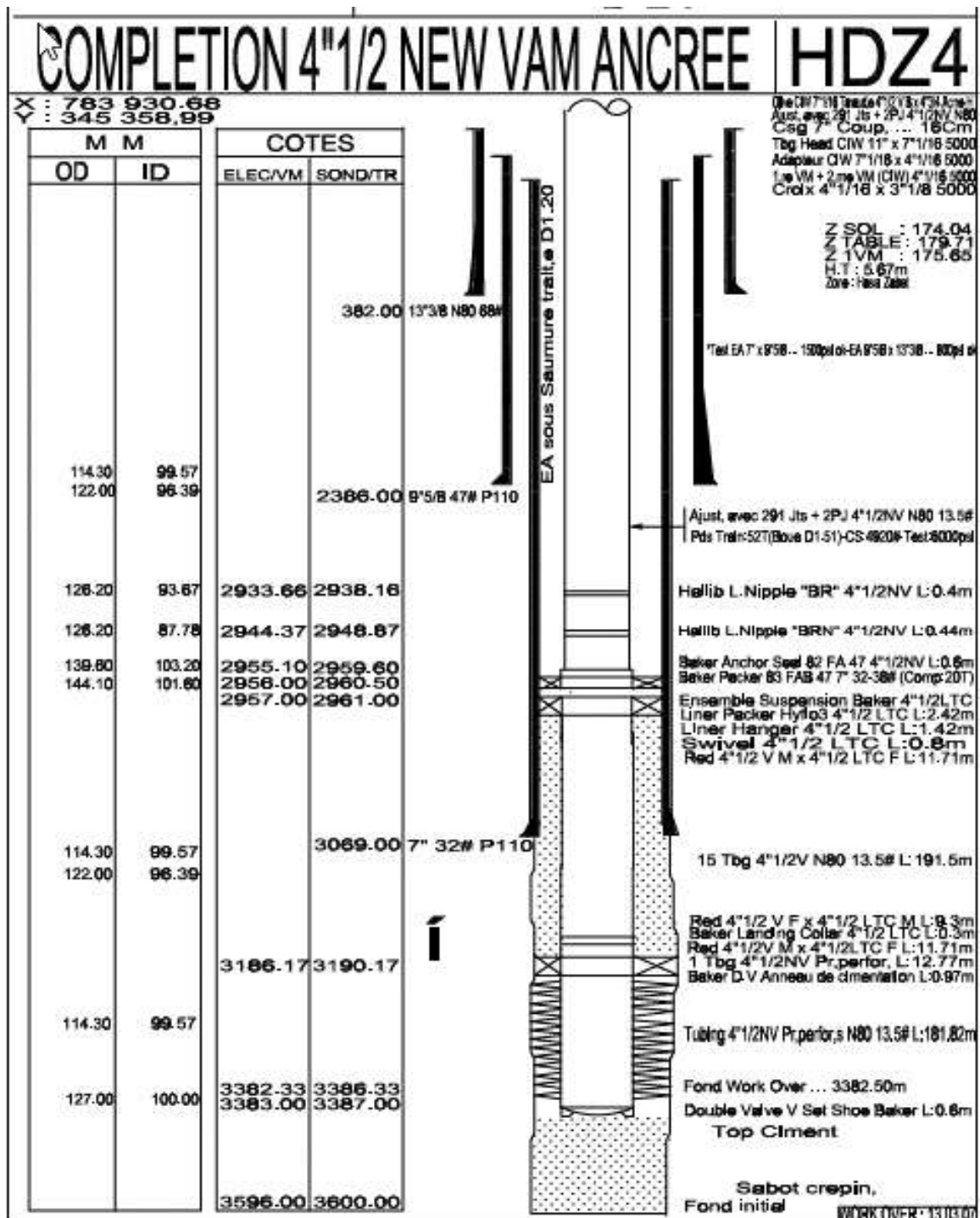
- Suivre régulièrement les paramètres de production et de pression ;
- Adapter les débits d'injection aux caractéristiques des puits ;
- Utiliser les outils de simulation pour guider les choix techniques.

Ce travail ouvre également des perspectives vers d'autres approches d'optimisation, comme l'intégration économique, l'analyse multicritère ou la combinaison de plusieurs méthodes de récupération.

Bibliographie

- [1] *OPTIMISATION DU DEBIT D'INJECTION DU GAZ-LIFT Cas du puits OMNZ153 dans l'anneau d'huile de HMD pour l'année 2012.* 2016/2017
- [2] *Mémoire master professionnel 'Etude De Synthèse Sedimentologique Petrographique Diagenétique Et Petrophysique De Quartzites El Hamra (Cas Du Champ Hassi Dzabat) 'réaliser par KADDOUR Oussama, GOHMES Said, LEMOUCHI Habib - Université Kasdi Merbah - Ouargla- 20116/2017*
- [3] *Récupération assistée par gaz-lift (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).*
- [4] *Mémoire master professionnel 'OPTIMISATION DES PUITES EN GAZ LIFT A HASSI MESSAOUD' réaliser par BOUAKLINE Omar - Université Kasdi Merbah -Ouargla-20114/2015*
- [5] *Well performance, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.*
- [6] *Optimisation du gaz lift cas du puits HRZ03 dans l'anneau d'huile de HR, MERADJI, BOUAFIA-2007/2008*
- [7] *Optimisation des puits en gaz lift a Hassi Messaoud, Bouakline. 2014/2015*
- [8] *Mémoire fin d'étude' Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ Haoud Berkaoui '- réaliser par MEBROUKI Ahmed, MEZZAR Soufiane et OULD HABIBOULLAH Med Val - Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2012/2013*
- [9] *PIPESIM Artificial Lift Design & Optimization. Schlumberger.*
- [10] *Documents Sonatrach HMD.*
- [11] *Mémoire master professionnel 'Modélisation et optimisation du système de production du champ périphérique RHOURE CHEGGA du gisement de Hassi Messouad 'réaliser par CHEMIL Samir , TAMEN Moncef Amine – 2021/2022*

Annexes



Annexe 1 : La fiche technique du puits HDZ4

X: Long 05 Deg 55' 44.35.1528"E
Y: Lat 31 Deg 11' 49.8214"N

One 7" 1/8 CW Tee: 4" 1/2 NV x 4 3/4 Acme H
 Adjust avec 304 Jts 4" 1/2 NV N80 MP110
 Csg 7" Coup. ... 16Cm
 Csg Head 13 5/8 x 11" 5000 / FMC
 Top Head 11 1/2 x 7 1/2 5000
 Adapter CW 7 1/2 x 4 1/2 5000
 1 1/8 VM + 2 me VM (CW) 4" 1/8 5000
 Crolx 4" 1/8 x 3" 1/8 5000

 Z Sol : 169.937
 Z TABLE : 177.777
 Z 1VM : 171.137
 RT : 7.84m
 P/Amorçage Drill

 13" 3/8
 Butt-N80-666

 EA Sous saumure traitée D1.20

 9 5/8 HSC 47#-P110

 OTIS L Nipple "R" 4" 1/2 NV L: 0.35m
 1 Pup Joint L: 4.06m + 1 Jt 4" 1/2 NV L: 10.06m
 Baker Anchor seal 4" 1/2 NV L: 0.90m
 Baker Packer SABL 3 7/8 32-38# Comp: 20T
 1 Millout Extension 5" Varn L: 1.59m
 Red 4" 1/2 NV M x 5" Varn F L: 0.20m
 OTIS L Nipple "RN" 4" 1/2 NV L: 0.38m
 Sabot Guide 4" 1/2 NV L: 0.85m
 Red 4" 1/2 NV B x 4" 3/4 Acme H L: 0.30m

 7" NV-P110-32#

 1

 Lisses = 10 Grignol Hyd 511 + 11 Lisses 4" 1/2 + Red L 284m

 Fond Initial COMPLETION 10/12/2011

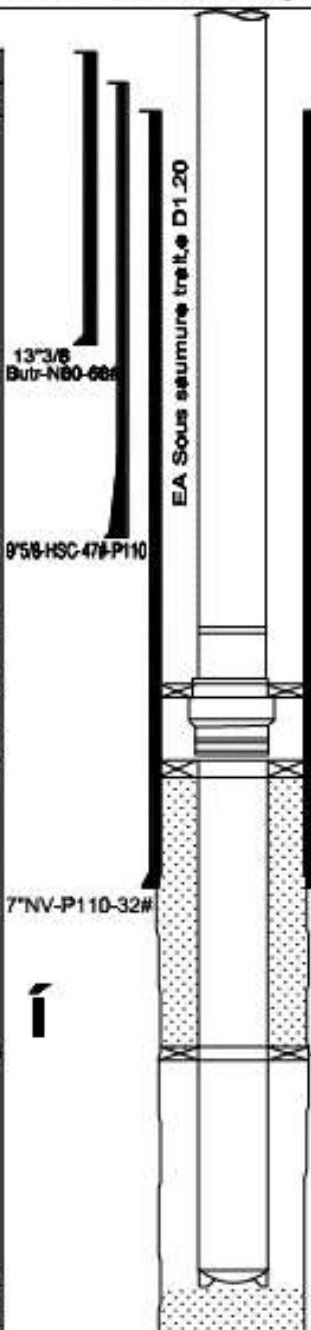
Fond Initial **COMPENORUNSAK**

78

COMPLETION 4"1/2NEW VAM ANCREE | HDZ14

X : 783 430.814
Y : 3 452 770.208

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
*Puits for. par l'appar NDI 284 Le 06.08.13 *Reservoir travers, avec OBM D1.53			
114.30 122.00	99.57 96.39		
128.20	93.87	3038.63	3045.13
139.80 144.10	103.20 101.60	3049.70 3050.60	3056.20 3057.10
128.20	87.78	3052.85 3054.50 3055.50	3059.56 3061.00 3062.00
114.30 122.00	99.57 96.39		
		3187.50	3194.00
		3339.50	3346.00
		3373.50	3380.00



Obv FMC 7"1/8 Tarede 4"1/2NV x 6"34 Acme H
Ajust, avec 327 Jts 4"1/2NV N80 MP110
Csg 7" Coup ... 16Cm
Cap Head 13 5/8 x 11" 5000 (FMC)
Top Head FMC 11" x 7 1/8 5000
Adaptateur FMC 7 1/8 x 4 1/8 5000
1 re VM + 2 me VM (FMC) 4 1/8 5000
Croix 4 1/8 x 3 1/8 5000

Z SOL : 172.14
Z TABLE : 179.88
Z VM : 173.39
H.T : 7.84m
UTN-Zone : 31

Tubing 4"1/2NV N80 MP110 13.5W R2
Pds linéar: 627 (OBM D1.53)-CS:4500-Comp:20T

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.45m
1PJ(L:1.40m+1Jt 4"1/2NV L:9.22m
Baker Anchor seal 4"1/2NV L:0.90m
Baker Packer SABL3 7" 32-38H(Comp:20T)
Millout Extension 5" Vam L:1.59m
Red 4"1/2NV M x 5" Vam F L:0.20m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.44m
Sebot Guide 4"1/2NV L:1.00m
Ensemble de suspension Weatherford 4"1/2NV
Liner Packer-Liner Hanger-Swivel

Composition du liner 4"1/2NV
1 Sabot 4"1/2NV L:0.30m
1 Jt 4"1/2NV N80 L:8.99m
1 Jt 4"1/2NV N80 L:8.87m
1 Red 4"1/2NV x 4"1/2Hyd511 L:12.01m
11 Crpin/s Hyd511 L:104.96m
Red 4"1/2Hyd511 x 4"1/2NV L:13.39m
1 Landing Coller 4"1/2NV L:0.25m
1 E C P L:2.69m
1PJ 4"1/2NV N80 13.5W L:4.02m
1 P A C Valve 4"1/2NV L:1.21m
1 Pup Joint 4"1/2NV L:4.03m
13 Jts 4"1/2NV L:111.06m
1 Pup joint 4"1/2NV L:3m
Ensemble suspension liner (Weatherford) L:3.49m
Long Totale du liner : 283.09m

L1Packer E C P

Sabot Guide 4"1/2NV L:0.73m
Bouchon de ciment
Fond Initial COMPLETION 16/08/13

Annexe 3 : La fiche technique du puits HDZ14

HDZ17

M M

COTES	
ELEC/M	SOND/TR
24 le 08.05.14 le 08M D1.45 171.20	180.00 181
4052.0	414.00
2373.20	2382.00
2490.74	2499.54
2505.97	2514.77
2506.87	2515.67
2509.34	2518.14
2510.40	2519.20
2511.20	2520.00
3083.20	3092.00
3359.20	3368.00
3363.20	3372.00

```

4le 08.05.14
e OBM D1.45

```

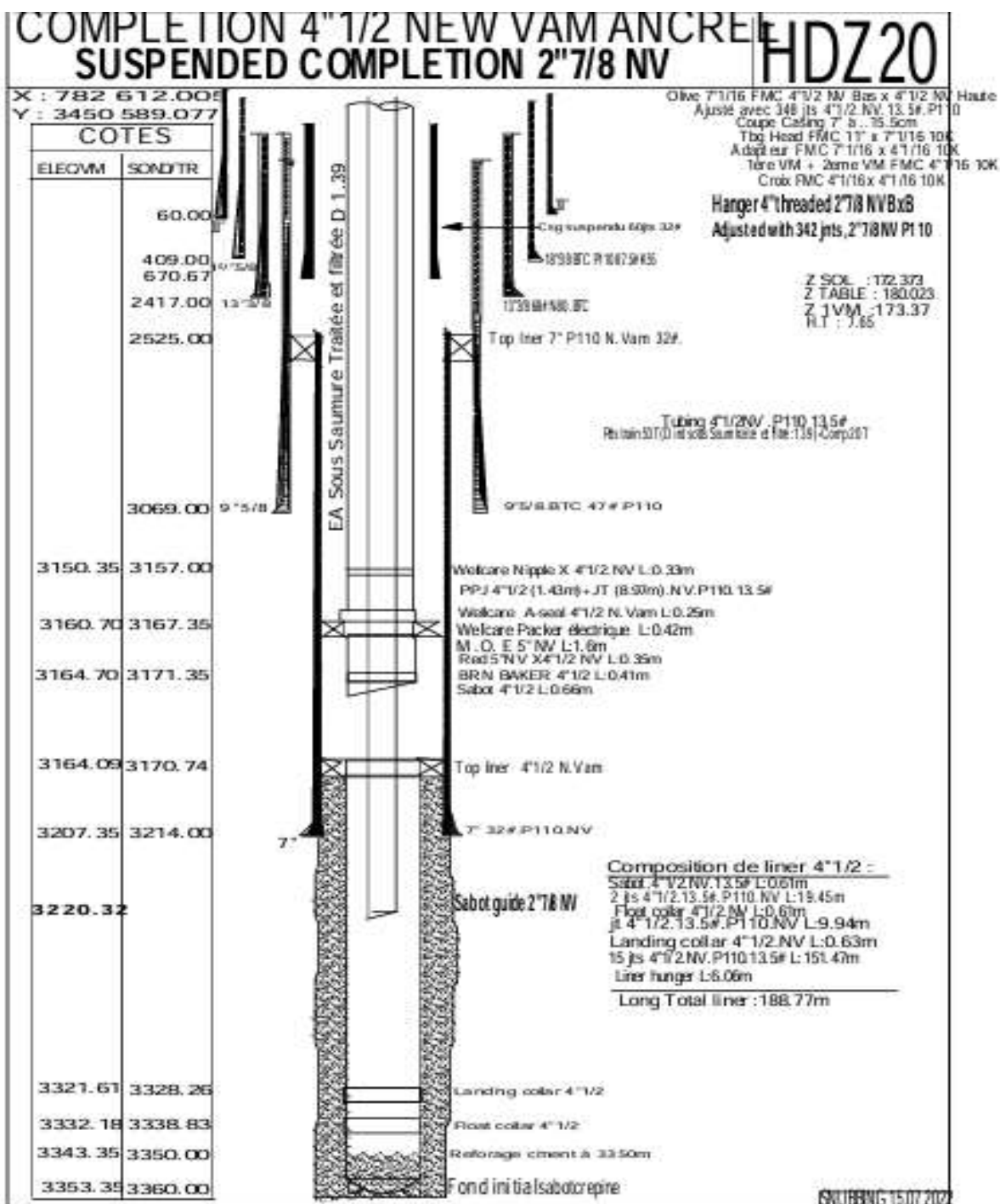
Z SOL : 170.44
Z TABLE : 178.30
Z TWM : 171.50
H T : 7.84 m
Bloc : HD 2

*G.L.A.-3311m Sond.-3345m/Cou.
*A.E.G.-3342m Sond.-3353m/Cou.

Sabotguide 4"12NVL0.50m

Fond Initial COMPLETION: 08.05.14

Annexe 4 : La fiche technique du puits HDZ17



Annexe 5 : La fiche technique du puits HDZ20