

École Nationale Polytechnique
Département Hydraulique
Laboratoire de Recherche Science de l'Eau



Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Hydraulique

Amélioration de la production d'un puits pétrolier à forte salinité-Cas du puits HRM22-

Réalisé par :
Mlle. BECHEKER Amel
Mlle. TORKI Belkis

Dirigé par :
Mr. BENZIADA Salim (ENP)
Mme. BELHOCINE Hassina (ENP)
Mr. BERIAH Mohamed (Sonatrach)

Soutenu le 29 Juin 2024, Devant le jury composé de :

Présidente :	Pr. BENMAMMAR Saâdia	Professeur	ENP
Encadrant :	Mr. BENZIADA Salim	MAA	ENP
Co-encadrante :	Dr. BELHOCINE Hassina	MCB	ENP
Examinatrice :	Dr. IKHLEF Khaoula	MCB	ENP
Examineur :	Mr. ALOUI Nadir	Ingénieur/ Doctorant	ENP

École Nationale Polytechnique
Département Hydraulique
Laboratoire de Recherche Science de l'Eau



Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Hydraulique

Amélioration de la production d'un puits pétrolier à forte salinité-Cas du puits HRM22-

Réalisé par :

Mlle. BECHEKER Amel
Mlle. TORKI Belkis

Dirigé par :

Mr. BENZIADA Salim (ENP)
Mme. BELHOCINE Hassina (ENP)
Mr. BERIAH Mohamed (Sonatrach)

Soutenu le 29 Juin 2024, Devant le jury composé de :

Présidente :	Pr. BENMAMMAR Saâdia	Professeur	ENP
Encadrant :	Mr. BENZIADA Salim	MAA	ENP
Co-encadrante :	Dr. BELHOCINE Hassina	MCB	ENP
Examinatrice :	Dr. IKHLEF Khaoula	MCB	ENP
Examineur :	Mr. ALOUI Nadir	Ingénieur/ Doctorant	ENP

Remerciement

Nous souhaitons tout d'abord exprimer notre profonde gratitude à Dieu, le tout-puissant, pour nous avoir accordé la volonté et la patience nécessaires à la réalisation de ce modeste travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadrant, Monsieur BENZIADA Salim, ainsi qu'à notre chère professeur, Madame BENMAMAR Saadia, pour leurs précieux conseils et orientations tout au long de ce projet.

Nous tenons également à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger et d'évaluer notre travail, ainsi que tous les enseignants qui ont contribué à notre formation depuis le début.

Nous tenons à remercier Monsieur DJALOULI Omar ingénieur à Sonatrach pour son aide et sa contribution à la réalisation de notre stage de PFE.

Enfin, nous souhaitons remercier Monsieur SOLTANA Rachid, directeur de la division Engineering et Production (EP) de Hassi R'mel, pour l'opportunité qu'il nous a offerte, ainsi que Monsieur BERIAH Mohamed pour son aide précieuse durant toute la période de stage.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère, qui a élevé ses enfants avec de bons principes, sacrifiant tout pour notre bonheur et veillant toujours à notre succès.

Mon très cher père, mon pilier et modèle de vie. Je suis fière d'être ta fille

Mon cher frère Yakoub et mes chères grandes sœurs.

Mes adorables neveux et nièces, que j'adore tant.

Mon amie sœur Fifi, pour son soutien moral, ainsi qu'à mes amies Wissam, Ines, Asma et Ouahiba.

Toute ma promotion d'Hydraulique 2024, pour les merveilleux souvenirs, les rires et les moments difficiles que nous avons partagés, gravés à jamais dans ma mémoire.

Mes amis des classes préparatoires de l'ENP : Mimi, Sarah, Maroua et Sabri

Ma binôme Belkis, pour sa patience.

À la mémoire de tous les martyrs de Gaza, ainsi qu'aux enfants et aux mères de Palestine, qui demeurent toujours dans mes pensées. Qu'Allah soit avec eux.

Amel

Dédicace

Je dédie ce travail,

À ma très chère mère, qui m'a soutenu tout au long de ma vie et m'a donné le courage de continuer. Maman, ta force, ton amour inconditionnel et tes sacrifices m'ont permis de devenir la personne que je suis aujourd'hui. Tu as toujours cru en moi. Ton amour est ma source d'inspiration et de détermination.

À la mémoire de mon père, que Dieu ait son âme. J'aurais tellement aimé que tu sois avec moi aujourd'hui. Je suis sûre que tu serais fier de ta fille. Ton absence est une douleur constante, mais ton souvenir me donne la force d'avancer.

À mes trois frères, Houssam, Badis , et Dirar, pour leur présence constante à mes côtés, ainsi qu'à mes sœurs Djihad, Chaima, Hadjer, Elkhansa, et Chams. Je suis vraiment chanceuse d'avoir une famille comme vous, remplie d'amour et de soutien.

À mes nièces Elia, Nour, et Léa, ainsi qu'à mes neveux Ayane, Bidjad, Kinan, Ouais, Oussaid, et Aysem. Vous apportez tant de joie et de bonheur dans ma vie.

À ma binôme, Amel, ainsi qu'à mes camarades de promotion, en particulier Chaima, Lina, Houda, Ouahiba, Ines, et Mohamed, pour tout ce que nous avons vécu, les bons comme les mauvais moments, durant ces trois années. Votre amitié a été inestimable

À ma chère copine Amira, dont l'amitié et le soutien m'ont apporté tant de joie. C'est un véritable plaisir de t'avoir rencontrée dans ma vie.

Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite.

Vos gestes de gentillesse et vos encouragements m'ont permis de surmonter les défis et d'atteindre mes objectifs.

Belkis

ملخص

صناعة النفط تشكل ركيزة أساسية في الاقتصاد الجزائري، إلا أن العديد من التحديات قد تؤثر على إنتاجها، بما في ذلك ترسب الملح الذي يؤثر بشكل كبير على إنتاجية بئر HRM22. حاليا يتم التعامل مع هذه المشكلة عبر حقن الماء. تهدف هذه الدراسة الى تحديد المشاكل الخاصة التي يواجهها بئر HRM22 واقتراح حلول لتحسين انتاجه بعد التعديلات الأخيرة التي طرأت عليه. لتحقيق ذلك، تستخدم الدراسة محاكي لاستكشاف نهجين مختلفين: رفع الغاز واستخدام المضخة الكهربائية الغاطسة بهدف تحديد الحل الأمثل لبئر HRM22.

كلمات مفتاحية: ترسب الملح، تحسين الانتاج، تحلية، الرفع الاصطناعي، رفع بالغاز، المضخة الكهربائية الغاطسة
PIPESIM ,

Abstract

The oil industry represents a crucial pillar of the Algerian economy. However, several challenges can hinder production, notably scale deposition, which significantly impacts the productivity of well HRM22. Currently, this issue is managed through water injection.

This thesis aims to identify specific challenges faced by well HRM22 and propose solutions to enhance its production following recent modifications. To achieve this, the study utilizes the PIPESIM simulator to explore two distinct approaches: gas lift and electric submersible pump, in order to determine the most suitable solution for well HRM22.

Keywords : production enhancement, desalting, artificial lift, gaz lift, ESP pump. PIPESIM.

Résumé

L'industrie pétrolière représente un pilier essentiel de l'économie algérienne. Cependant, plusieurs défis peuvent entraver la production, notamment le dépôt de sel, qui impacte sérieusement la productivité du puits HRM22. Actuellement, ce problème est traité par l'injection d'eau.

Ce travail vise à identifier les problèmes spécifiques rencontrés par ce puits et à proposer des solutions pour améliorer sa production suite aux modifications qu'il a subies. Pour ce faire, l'étude utilise le simulateur PIPESIM pour explorer deux approches distinctes : le gaz lift et la pompe électrique submersible, afin de déterminer la meilleure solution adaptée au puits HRM22.41

Mots clés : Amélioration de la production, le dessalage, Artificial lift, gaz lift, Pompe ESP, PIPESIM.

Table de matières

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Liste des symboles	
Introduction générale.....	16
Chapitre 1 : Présentation du champ de Hassi R'mel.....	18
1.1 Présentation du champ de Hassi R'mel.....	19
1.1.1 Situation géographique.....	19
1.1.2 Hydrogéologie.....	20
1.1.3 Géologie.....	20
1.1.4 Description du réservoir.....	22
1.1.5 L'anneau d'huile au champ de Hassi R'mel.....	22
1.2 Le puits de l'étude.....	24
1.2.1 Définition d'un puits pétrolier.....	24
1.2.2 Les équipements d'un puits pétrolier.....	24
1.2.3 Équipements de surface.....	25
1.2.4 Équipements de fond.....	26
1.3 Caractéristique du puits de l'étude.....	26
1.4 Conclusion.....	27
Chapitre 2: Les dépôts de sels dans les puits pétroliers.....	28
2.1 Impacts de sel.....	29
2.2 Les sels présents dans les puits pétroliers.....	30
2.3 Mécanisme de formation.....	31
2.4 Les paramètres influençant leur formation.....	31
2.5 Solutions adaptées face aux dépôts de sels.....	32
2.5.1 La solution chimique.....	32
2.5.2 Solutions hydrauliques.....	33
2.6 Cas du puits d'étude : HRM22.....	34
2.6.1 Evolution de water-cut du puits HRM22.....	34

2.6.2	Calcul du débit d'eau à injecter pour l'état actuel	35
2.6.3	Calcul de nouveau water-cut après lavage a eau	36
2.7	Interprétation des résultats	36
	Chapitre 3 : Méthodes d'amélioration de la production	37
3.1	Les circonstances justifiant le recours à l'artificial lift.....	38
3.2	Classification générale des méthodes d'artificial lift.....	38
3.3	Méthodes d'artificial lift	39
3.3.1	Gaz lift	39
3.3.2	Pompes électrique submersibles.....	45
3.3.3	Pompe à balancier.....	49
3.3.4	Pompes hydrauliques.....	51
3.3.5	Pompes à cavité progressive	53
3.4	Choix de méthode d'amélioration de rendement	55
	Chapitre 4: Modélisation et développement mathématique	56
4.1	Propriétés d'huile et de gaz	57
4.1.1	Propriétés d'huile.....	57
4.1.2	Propriétés de gaz naturel.....	58
4.2	Analyse nodale	60
4.2.1	Relation de performance d'écoulement entrant (IPR).....	60
4.2.2	Loi de Darcy	61
4.2.3	Vogel	62
4.2.4	Méthode de l'indice de productivité (IP).....	62
4.3	Pertes de charge le long de tubing.....	63
4.3.1	Les corrélations utilisées pour calculer le gradient de pression	63
4.4	Système de gaz lift	65
4.4.1	Débit de gaz d'injection.....	65
4.4.2	Pression d'injection du gaz.....	66
4.5	Système de pompage par pompe électrique submersible.....	66
4.5.1	Profondeur de la pompe.....	66

4.5.2	Sélection de la pompe.....	67
	Chapitre 5 : Simulation via le simulateur Pipesim -Discussion des résultats	69
5.1	Présentation du logiciel	70
5.2	Mode de création d'un puits.....	71
5.2.1	Tubages.....	72
5.2.2	Équipement de fond.....	73
5.2.3	Réservoirs	73
5.2.4	Modélisation des fluides de gisement.....	76
5.3	Évaluation de l'IPR (Inflow Performance Relationship).....	78
5.3.1	Sélection du modèle de corrélation	79
5.4	Analyse nodale	83
5.5	Optimisation de la production par Le gaz lift	86
5.6	Optimisation de la production par la pompe ESP	90
5.7	Réponse de système de production	92
5.7.1	Courbe de performance de la pompe	93
5.7.2	Performance de puits HRM22 avec la pompe REDA MT2A	94
5.7.3	Interprétation des résultats.....	94
	Conclusion générale	96
	Bibliographie.....	98
	Annexes.....	101
1.	Annexe A	101
2.	Annexe B	102
3.	Annexe C	103
4.	Annexe D.....	104

Liste des figures

Figure 1-1: Situation géographique du champ de HRM. Source : Ministère de l'Énergie.....	20
Figure1-2: Situation géologique de la région.....	21
Figure1-3: Position d'anneau d'huile de gisement de HRM.....	23
Figure 1-4: Forme typique d'un puits pétrolier	24
Figure 1-5: tête de casing	25
Figure 1-6: tête de tubing.....	25
Figure 2-1: Mécanisme de formation des sels dans le tubing.....	31
Figure 2-2 : Evolution de water-cut pour le puit HRM22.....	34
Figure 2-3 : Taux de solubilité de NaCl en fonction de la température.....	35
Figure 3-1 : Gaz lift à débit continu	40
Figure 3-2 : Gaz lift à débit intermittent	41
Figure 3-3 : Mandrins conventionnel.....	42
Figure 3-4 : Mandrin à poche latéral.....	43
Figure 3-5 : Vanne d'injection de gaz lift	43
Figure 3-6 : Vanne de Production	43
Figure 3-7 : Loquet de vanne	44
Figure 3-8 : Etage d'une pompe centrifuge.....	46
Figure 3-9 : Les composants d'un système ESP.....	48
Figure 3-10: Pompe à balancier	50
Figure 3-11 : Pompe hydraulique.....	52
Figure 3-12 : Pompe à cavité progressive	53
Figure 5-1: Interface du logiciel.....	71
Figure 5-2 : Création du puits HRM22.....	72
Figure 5-3: Insertion des données relatives aux casings et tubings de puits HRM22.....	72
Figure 5-4 : Insertion du Packer.....	73
Figure 5-5 : Insertion des données PVT dans la commande "completion".....	74
Figure 5-6 : Schéma du puits donné par pipesim.....	75
Figure 5-7 : Insertion des données de fluide.....	77

Figure 5-8 : Insertion des données au point de bulle.....	77
Figure 5-9 : Courbe IPR de puits HRM22.....	78
Figure 5-10 : Insertion des données dans Survey Catalog	80
Figure 5-11 : Les différentes corrélations de calcul des pertes de charge le long des puits.....	82
Figure 5-12 : Choix de corrélation pour le calcul des pertes de charge dans le tubing.....	83
Figure 5-13 : Analyse nodale.....	83
Figure 5-14 : Point de fonctionnement (courbes IPR et VLP).....	84
Figure 5-15 : Sensibilité de système de production au water cut.....	85
Figure 5-16 : Réponse de système de production au gaz lift.....	86
Figure 5-17: Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en ...	87
fonction du débit d'injection pour une pression de 500 psi	
Figure 5-18 : Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en ...	88
fonction du débit d'injection pour une pression de 650psi	
Figure 5-19 : Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en...	89
fonction du débit d'injection pour une pression de 800 psi	
Figure 5-20 : Insertion des paramètres de simulation de la pompe ESP	91
Figure 5-21: ESP Catalog.....	92
Figure 5-22: Réponse du système de production à la pompe REDA MT2A.....	93
Figure 5-23: Point de fonctionnement après près la mise en place de la pompe ESP.....	94

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Caractéristiques géographiques de la zone d'étude.....	19
Tableau 1.2: Caractéristiques du puits HRM22.....	27
Tableau 2-1 : Données de salinité de l'eau.....	36
Tableau 3.1: Classification des méthodes d'artificial lift.....	39
Tableau 3.2 : Avantages et inconvénients du système de gaz lift.....	45
Tableau 3.3 : Avantages et inconvénients d'un système ESP.....	49
Tableau 3.4: Avantages et inconvénients des pompes à balancier.....	51
Tableau 3.5: Avantages et inconvénients des pompes hydrauliques.....	53
Tableau 3.6 : Avantages et inconvénients des pompes PCP.....	54
Tableau 3.7 : Sélection de méthode d'amélioration de rendement selon l'indice de productivité..	55
Tableau 5.1 : Données PVT.....	73
Tableau 5.2: Propriétés de fluide.....	76
Tableau 5.3: Fraction des contaminants.....	76
Tableau 5.4: Données de fluide au point de bulle.....	77
Tableau 5.5: Variation du débit de production en fonction de la pression du réservoir.....	79
Tableau 5.6 : Débits de production.....	79
Tableau 5.7 : Données disponibles sur la pression et la température dans le puits.....	80
Tableau 5.8 : Évolution de la pression en fonction de la profondeur du puits selon les différentes corrélations de calcul employées	81
Tableau 5.9: Calcul d'erreurs.....	82
Tableau 5.10 : Tableau des valeurs de watercut et débits de production correspondantes.....	84
Tableau 5.11: Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection maximale pour une pression d'injection de 500psi	87
Tableau 5.12: Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection maximale pour une pression d'injection de 650psi	88
Tableau 5.13 : Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection..... maximale pour une pression d'injection de 800psi	89
Tableau. 5.14 : Caractéristiques de la pompe REDA MT2A.....	93

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
ESP	Electric Submersible Pump (Pompe électrique submersible)
GOR	Gas/Oil Ratio (Rapport gaz-huile)
IPR	Inflow Performance Relationship (Relation de performance d'écoulement entrant)
PCP	Progressive Cavity Pump (Pompe à cavité progressive)
PI	Productivity Index (Indice de productivité)
PVT	Pressure-Volume-Temperature (Pression-Volume-Température)

Liste des symboles

API : Densité API d'huile (API°)
B° : Facteur de volume de formation de l'huile (rb/stb)
B _g : Facteur de volume de formation du gaz (ft ³ /scf)
D : Diamètre (ft)
f : Coefficient de frottement (-)
GOR : Gas–Oil Ratio (Rapport gaz-huile en solution) (scf/stb)
GORF : Rapport gaz-liquide en-dessous du point d'injection (scf/stb)
h : Hauteur (ft)
H _{bp} : Puissance de pompe (Watt)
ID : Diamètre intérieur (in)
k : Perméabilité horizontale effective de l'huile (md)
L : Longueur du tubage (ft)
M _a : Masse moléculaire apparente du gaz (g/mol)
N _s : Nombre d'étages (-)
OD : Diamètre extérieur (in)
P : Pression (psi)
P _r : Pression du réservoir (psi)
P _b : Pression du point de bulle (psi)
P _{pc} : Pression pseudo-critique du gaz (psi)
P _{c,v} : Pression du casing à la profondeur de la vanne (psi)
P _{c,s} : Pression d'injection en surface (psi)
P _{t,v} : Pression du tubing à la profondeur de la vanne (psi)
P _{wf} : Pression au fond du puits (psi)
P _{wh} : Pression à la tête du puits (psi)
PI ou J : Indice de productivité (stbo/jr/psi)
P _d : Pression à la sortie de la pompe (psi)
P _i : Pression à l'aspiration de la pompe (psi)
P _{hf} : Pression souhaitée à la tête de puits (psi)
P _{hf,d} : Pression de tête de puits de conception (psi)

P_{ht} : Pression dans le tubing après ajustement (psi)
$P_{c,d}$: Pression d'injection après ajustement (psi)
$P_{c,s}$: Pression d'injection en surface (psi)
q : Débit de production de pétrole (stb/jr)
q°, \max : Potentiel de débit maximum en écoulement (stb/jr)
q° : Potentiel de débit en écoulement (stb/jr)
q_m : Débit volumétrique du mélange (stb/jr)
q_l : Débit volumétrique d'huile (stb/jr)
q_g : Débit volumétrique du gaz (stb/jr)
Q_g : Débit du gaz d'injection (scf/B)
$Q_{s,g}$: Débit du gaz d'injection en conditions de surface (scf/B)
QL : Débit de liquide souhaité (scf/B)
S : Skin factor (facteur de peau) (-)
T_{pc} : Température pseudo-critique du gaz ($^\circ C$)
T_{vd} : Température à la profondeur de la vanne ($^\circ R$)
TCF : Facteur de correction de température (-)
$TGOR$: Rapport total gaz-liquide au-dessus du point d'injection (scf/stb)
TVD : Profondeur verticale réelle (ft)
U : Vitesse du liquide dans le tubing (ft/s)
U_m : Vitesse du mélange (ft/s)
U_L : Vitesse du liquide (ft/s)
U_g : Vitesse du gaz (ft/s)
z : Facteur de compressibilité du gaz (-)
γ° : Densité d'huile au réservoir (-)
γ_g : Densité spécifique du gaz (-)
λ_l : Fraction volumique du liquide (-)
μ_g : Viscosité dynamique (cP)
ν_g : Viscosité cinématique (cP)

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie pétrolière reste un pilier fondamental de l'économie mondiale, malgré les efforts croissants pour diversifier les sources d'énergie. La demande en pétrole continue d'augmenter, soutenue par les besoins des secteurs industriels, des transports et de la consommation domestique. Cependant, l'exploitation des ressources pétrolières est souvent confrontée à des défis techniques, parmi lesquels les dépôts de sel dans les puits à forte salinité sont particulièrement problématiques.

Ces dépôts de sel peuvent obstruer les équipements de forage, réduire l'efficacité de la production et augmenter les coûts d'entretien. Dans certains cas, ils peuvent même entraîner l'arrêt complet de la production. La gestion efficace de ces dépôts est donc importante pour maintenir et améliorer la productivité des puits pétroliers.

L'objectif de cette étude est de développer des stratégies pour améliorer la production du puits HRM22, lequel a subi une augmentation progressive du facteur water-cut en raison des opérations de dessalage par lavage à l'eau visant à éliminer les dépôts de sel. Cette situation a conduit à un faible rendement de production et menace de rendre le puits non productif. . Pour remédier à cela, nous avons appliqué des techniques éprouvées pour l'optimisation des systèmes de production, dans le but de restaurer et d'améliorer l'efficacité opérationnelle du puits HRM22.

Le document est structuré pour aborder cette problématique de manière exhaustive en cinq chapitres :

Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ de Hassi R'mel, y compris sa situation géographique et sa géologie, ainsi que toutes les données pertinentes sur la zone. Ensuite, nous aborderons les caractéristiques générales d'un puits pétrolier et ses équipements, en fournissant des détails spécifiques sur le puits étudié, HRM22.

Le deuxième chapitre examine les différents types de sel présents dans le système de production sont examinés. Nous étudierons les conditions de formation de ces dépôts, les processus qui les provoquent, ainsi que leurs impacts sur les équipements et leur influence sur la production. Nous passerons en revue les méthodes actuelles utilisées pour atténuer ces dépôts.

Le troisième chapitre présente les raisons et les applications des différentes méthodes de levage artificiel disponibles en mettant en lumière leurs avantages, inconvénients, points forts et points faibles. Cela permet de déterminer la ou les meilleures méthodes à appliquer spécifiquement pour le puits HRM22.

Le quatrième chapitre concerne sur le développement des équations mathématiques nécessaires pour modéliser le comportement du puits, en tenant compte des phénomènes physiques impliqués. Ces équations constitueront la base de notre analyse approfondie du puits HRM22.

Le cinquième chapitre traite la modélisation du puits à l'aide du logiciel de simulation PIPESIM, permettant d'optimiser la conception et l'exploitation des systèmes de production. Il vise à répondre au problème posé en choisissant la solution optimale basée sur les résultats de la simulation.

Chaque chapitre de ce travail apporte une contribution à la compréhension du fonctionnement du puits HRM22 et à la résolution de ses problèmes. En s'appuyant sur des analyses théoriques et des outils de simulation, l'objectif est de trouver la meilleure approche pour rendre le puits plus productif.

Chapitre 1 :
Présentation du champ de
Hassi R'mel

1 Présentation du champ de Hassi R'mel

Le gisement de Hassi R'mel est considéré comme le plus grand gisement de gaz naturel d'Algérie et du continent africain. Sa découverte remonte à 1956 lors du forage du puits HR-01, atteignant une profondeur de 2132 mètres.

Depuis 1960, l'exploitation du champ de Hassi R'mel est menée par SONATRACH en tant qu'unique exploitant subissant ainsi de nombreux phases et plans de développement (**Siboukeur, 2010**).

Au cours de ce chapitre, nous allons présenter les différentes caractéristiques du champ de Hassi R'mel ainsi que les caractéristiques de puits de l'étude.

1.1 Présentation du champ de Hassi R'mel

1.1.1 Situation géographique

Après cette brève introduction sur Hassi R'Mel, voici un tableau 1.1 qui englobe les informations essentielles sur les différentes caractéristiques géographiques de la zone.

Tableau 1.1 : Caractéristiques géographiques de la zone d'étude

Zone d'étude	Hassi R'mel
Localisation	Wilaya de Laghouat, Sud de l'Algérie
Coordonnées géographiques	Entre les longitudes 2°55' et 3°00' Est et les latitudes 33°15' et 33°45' Nord
Distance depuis Alger	525 Kilomètres au sud
Distance depuis Berriane	Environ 70 Kilomètres à l'Ouest
Distance depuis Ghardaïa	Environ 120 Kilomètres au nord-ouest
Distance depuis Laghouat	Environ 120 Kilomètres au sud-est

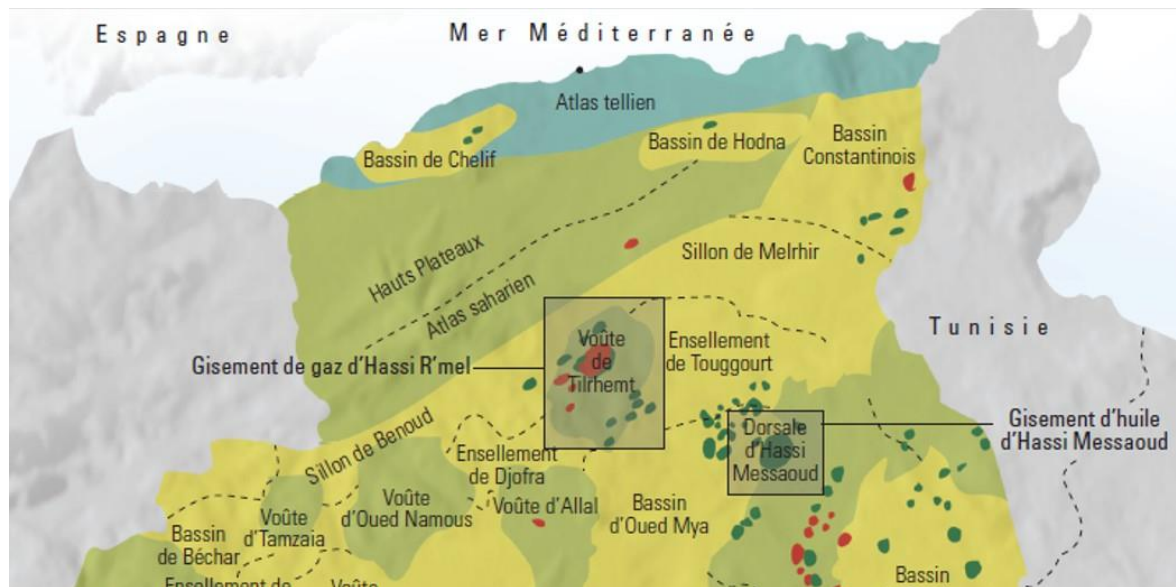


Figure 1-1 : Situation géographique du champ de HRM(Remidi&al.,2007).

1.1.2 Hydrogéologie

Dans la séquence sédimentaire de la plateforme saharienne, on trouve plusieurs complexes aquifères. Les aquifères les plus significatifs sont constitués de séquences de calcaire et de grès du Mésozoïque.

D'autres couches aquifères existent dans des formations plus profondes, mais leur importance est moindre en raison de leurs faibles volumes de stockage, comme les couches isolées et peu épaisses de grès ou de calcaires fracturés, ou en raison de la qualité médiocre de l'eau, notamment près des dépôts d'évaporite.

Plusieurs unités perméables renferment des eaux saumâtres, principalement des eaux contenant du chlorure de sodium et du chlorure de calcium (**Siboukeur, 2010**).

Au site de Hassi R'mel, SONATRACH exploite deux aquifères : l'aquifère Turonien et l'aquifère Barrémien.

1.1.3 Géologie

Le champ de Hassi R'mel, situé à l'extrémité occidentale de la province triasique, se distingue par sa structure en forme d'anticlinal orienté Nord-Sud. Cette formation géologique repose sur un relief paléozoïque érodé jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien.

Sa position géographique le place au croisement de deux axes majeurs : le prolongement nord de la dorsale Hoggar- Idjerane M'Zab, légèrement courbé vers l'Ouest, et un axe est-ouest, potentiellement associé aux reliefs enfouis de l'Anti-Atla.

L'inclinaison douce de la structure de Hassi R'mel vers le Nord, en direction de la flexure saharienne, se poursuit vers le Sud-Ouest par Djebel Bissa, et vers le Sud par Hassi R'mel Sud. Les frontières de ce champ comprennent la dépression d'Oued Mya au Sud et la zone de Djemaa Touggourt à l'Est (Baouche & Nedjari, 2010).

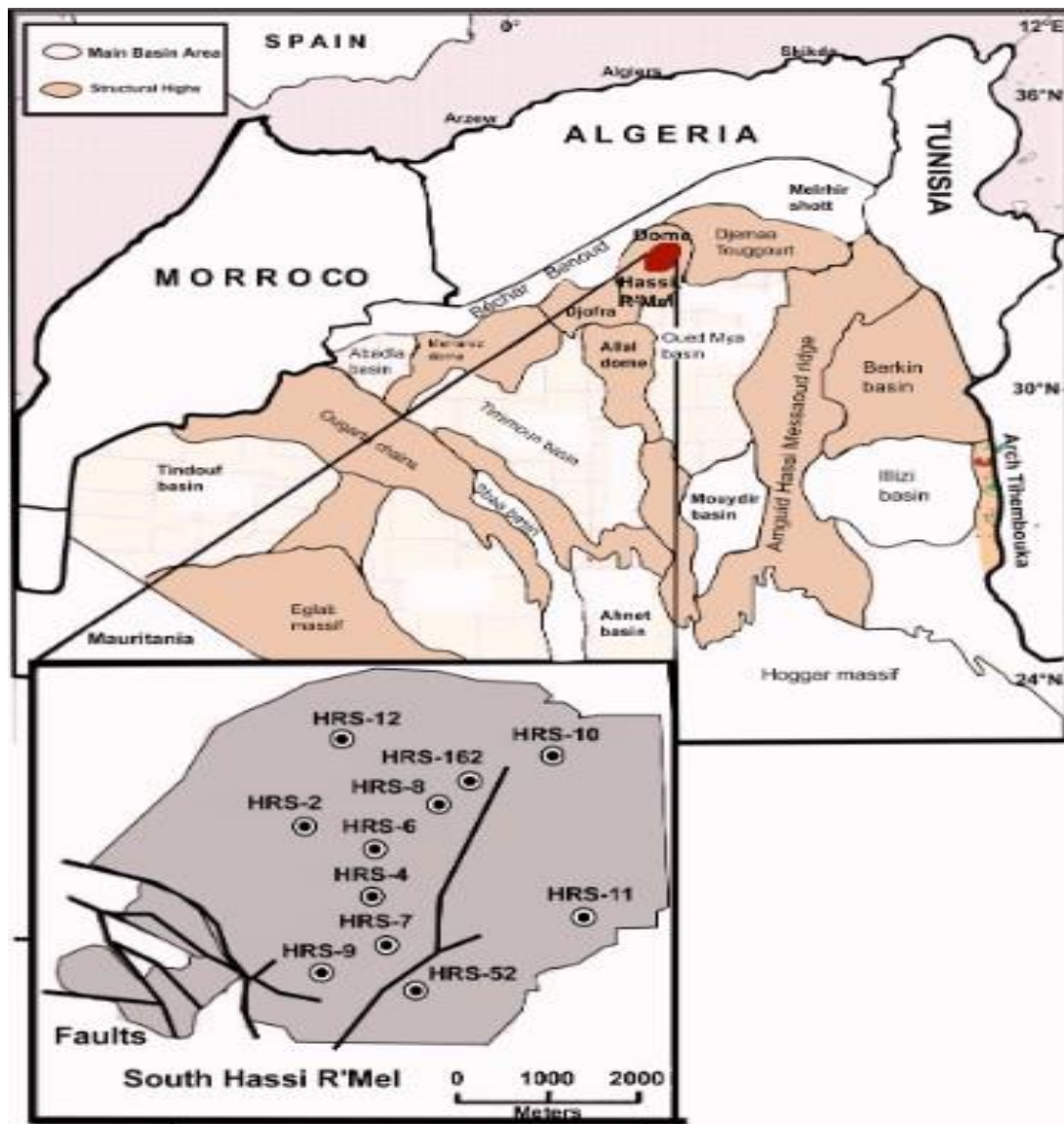


Figure1-2 : Situation géologique de la région(Baouche & Nedjari, 2010).

1.1.4 Description du réservoir

Située dans le Trias, la roche réservoir est protégée par des couches épaisses de sel qui agissent comme une couverture efficace. Cette couverture est constituée de trois niveaux distincts :

- Le niveau supérieur, appelé niveau A, est le plus constant et le plus étendu. Il constitue un excellent réservoir, avec une porosité d'environ 15% et une perméabilité de l'ordre de $800mD$.
- Le niveau intermédiaire, désigné comme niveau B, est plus mince et moins constant. Son épaisseur maximale est d'environ 20 m. Dans certains sondages il est parfois entièrement envahi par des argiles.
- Le niveau inférieur, niveau C, représente la partie la plus importante du réservoir en termes d'épaisseur et contient environ 30% des réserves totales. Son épaisseur varie entre 10 à 60 mètres. Sa porosité est comprise entre 15 – 22%, et sa perméabilité varie entre $400 - 2300mD$. Cependant, ce niveau n'est pas présent dans tous les sondages.
- La présence d'un plan d'eau a été confirmée au sein du gisement, à une altitude structurale d'environ – 1505 m, correspondant à une profondeur d'environ 2300 m à la bordure sud-ouest du gisement, une succession de gaz, de pétrole et d'eau a été rencontrée, avec la possibilité de production de pétrole sans eau (**Baouche & Nedjari, 2010**).

1.1.5 L'anneau d'huile au champ de Hassi R'mel

L'anneau d'huile à Hassi R'mel représente une découverte significative dans le champ gazier de la région. Cette formation a été mise en lumière en 1979 lors du forage du puits HR38, initialement destiné à la recherche de gaz. Cependant, le puits a révélé une colonne d'huile de dix mètres d'épaisseur dans le niveau A du Trias gréseux.

Cette découverte a été confirmée par d'autres puits situés sur la même structure, démontrant ainsi l'existence d'un anneau d'huile exploitable commercialement. L'anneau d'huile s'étend sur une superficie d'environ 240 km², avec une longueur d'environ 65 km et une largeur moyenne de 4 km. Cette découverte a ouvert de nouvelles perspectives d'exploitation dans la région, avec des efforts continus pour maximiser la production d'huile à partir de cette ressource prometteuse.

La figure 1-3 illustre la position de l'anneau d'huile dans le champ d'étude. Le puits HRM22, indiqué par l'encadré rouge, se trouve dans la région sud de cette zone.

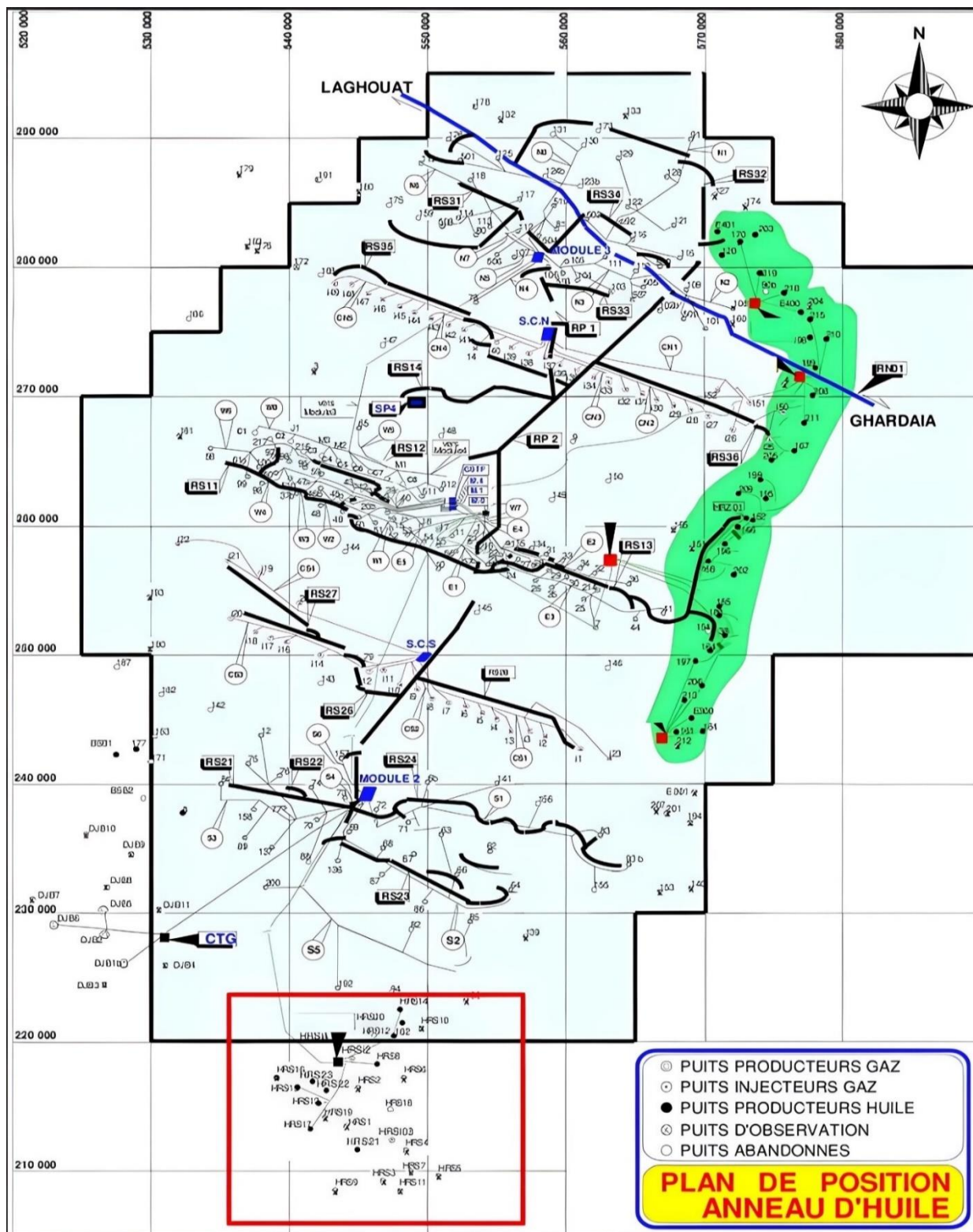


Figure 1-3 : Position d'anneau d'huile de gisement de HRM (Remidi&al.,2007).

1.2 Le puits de l'étude

Pour bien comprendre le puits étudié, il est essentiel de connaître la définition, les caractéristiques et la structure typique d'un puits pétrolier. Dans ce qui suit, nous examinerons les équipements qui définissent un puits pétrolier.

1.2.1 Définition d'un puits pétrolier

Les puits sont des éléments fondamentaux de l'industrie pétrolière qui assurent la liaison entre les profondeurs des gisements et la surface, facilitant le transport de l'effluent composé d'hydrocarbures et d'eau vers les installations de surface. Ces installations sont chargées de traiter cet effluent conformément aux normes commerciales établies.

1.2.2 Les équipements d'un puits pétrolier

Le puits se compose de deux parties distinctes : les équipements de surface, regroupant tout ce qui est installé au-dessus du sol pour faciliter l'exploitation et la surveillance, et les équipements du fond, essentiels au processus d'extraction des hydrocarbures et situés à l'intérieur du puits. Dans la suite, nous allons détailler chaque partie afin de comprendre l'importance de chacune dans le processus d'exploitation des hydrocarbures.

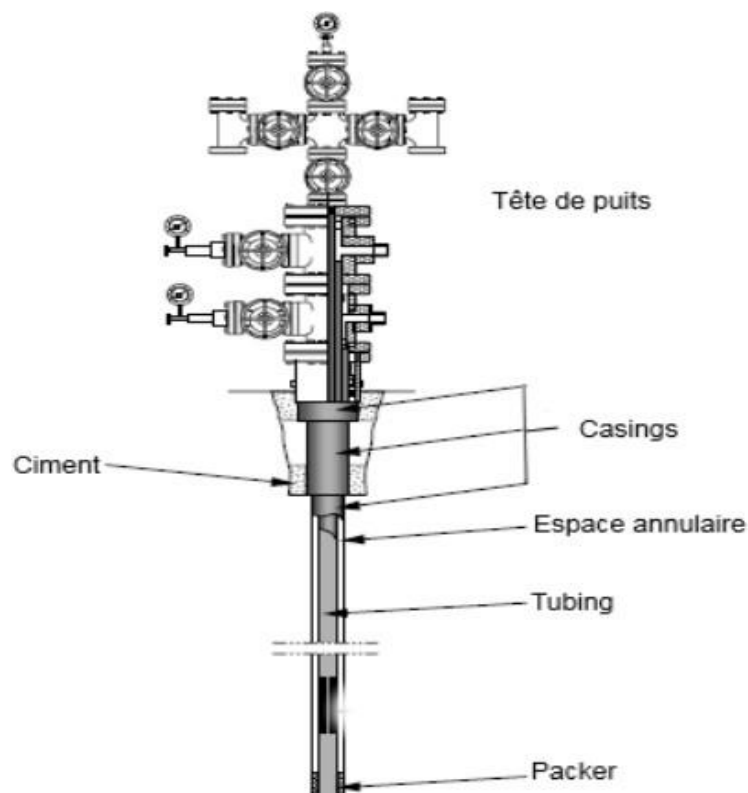


Figure 1- 4 : Forme typique d'un puits pétrolier (Guo & al,2007).

1.2.3 Équipements de surface

L'équipement de surface d'un puits pétrolier joue un rôle crucial en assurant le contrôle sécurisé des opérations de production et d'injection de fluides. Il permet la régulation de la pression, la séparation des phases de fluide, le traitement initial, la mesure des débits et la surveillance des paramètres opérationnels. De plus, il facilite les interventions d'entretien et de réparation nécessaires pour maintenir la performance optimale du puits.

- **La tête de puits (wellhead)** : La tête de puits est l'équipement installé à l'ouverture du trou de forage pour réguler le flux des fluides qui entrent et sortent du puits. Elle est constituée d'une tête de tubing, d'une tête de casing et d'un arbre de Noël.
- **Tête de casing** : Dispositif installé au sommet d'un trou de forage pour supporter et sceller les différentes sections de casing (tubages) utilisées dans le puits.
- **Tête de tubing** : Maintient la colonne de tubing en place. Elle est fixée à la tête supérieure du casing. À l'intérieur de la tête de tubing se trouve une olive de suspension qui soutient le tubing. Des joints sont utilisés pour prévenir les fuites.
- **Espace annulaire** : Présent entre chaque paire de colonnes dans un puits, y compris entre le tubing et la colonne de production. Il dispose de sorties latérales à travers la tête de tubing et la tête de casing pour permettre la mesure de la pression.
- **L'arbre de Noël** : également connu sous le nom de Christmas tree, est un équipement essentiel d'un puits utilisé pour réguler le débit du fluide produit. Il est constitué d'au moins les éléments suivants : une vanne maîtresse inférieure, une vanne maîtresse supérieure, une vanne de curage, une vanne latérale et une dusse.

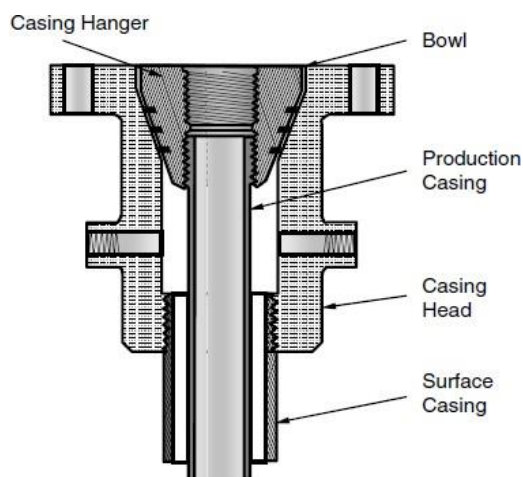


Figure 1-5 : tête de casing (Guo & al., 2007).

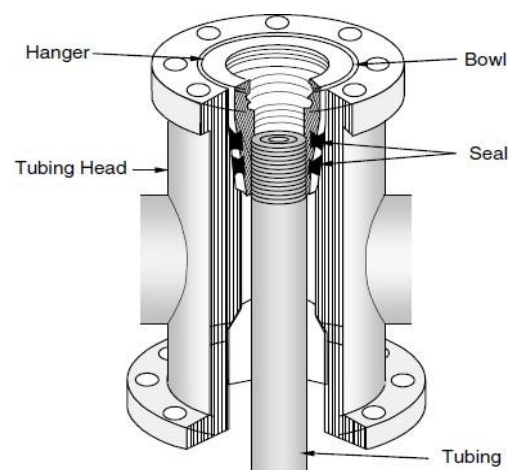


Figure 1-6 : tête de tubing (Guo & al., 2007).

1.2.4 Équipements de fond

Les équipements de fond dans un puits pétrolier jouent un rôle crucial en facilitant l'extraction des hydrocarbures, en régulant le débit, en isolant les zones de réservoirs, en protégeant le tubage et en permettant la surveillance des conditions du réservoirs.

- **Casing (culvage) :** c'est un tube en acier de grande taille, placé et scellé à l'intérieur du puits pour prévenir la migration des fluides vers d'autres formations et assurer la stabilité du puits. Il est installé en différentes tailles progressives, débutant par le diamètre le plus large.
- **Tubing :** est un tube métallique inséré à l'intérieur de la colonne de production d'un puits utilisée pour transporter les effluents du fond du puits jusqu'à la surface.
- **Espace annulaire :** désigne la région entre la paroi interne d'un puits ou de son tubage et la paroi externe des tiges de forage ou de la colonne de production. Lorsque le fluide provenant du réservoir pénètre dans le puits, une fraction peut s'écouler dans cet espace annulaire.
- **Bouchon annulaire (packer) :** Garniture d'étanchéité pour éviter que le fluide monte dans l'espace annulaire (Guo & al., 2007).

1.3 Caractéristique du puits de l'étude

Le puits de l'étude HRM22 est un puits vertical de production d'huile, situé dans la région sud du gisement de HRM. Sa profondeur atteint 2280 mètres et sa capacité de production est de 13,8 mètres cubes par jour.

Ses caractéristiques sont résumées dans le tableau ci-dessous

Tableau 1.2 : Caractéristiques du puits HRM22

Foration	2012
Début d'exploitation	2014
Coordonnées	Latitude : 32° 29' 20.53974" N Longitude : 3° 11' 34.06950" E
Profondeur totale	2280 m
Profondeur de perforation	Entre 2204m et 2206m
Nombre des casings	5
Profondeur du Tubing	1855,26 m
Emplacement de packer	1855,60 m

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fourni une présentation générale de la zone d'étude, en détaillant ses différentes caractéristiques. Nous avons également introduit le puits d'huile en question.

Ce puits est confronté à un problème important de dépôts de sel. Ces dépôts compromettent non seulement l'efficacité de la production, mais représentent également des défis techniques et économiques significatifs.

Dans le chapitre suivant, on se penchera sur une analyse approfondie de ce problème. On explorera les causes potentielles des dépôts de sel, les mécanismes de leur formation, ainsi que les méthodes de prévention et de traitement. Cette analyse visera à mieux comprendre l'impact des dépôts de sel sur l'exploitation du puits et à identifier des solutions potentielles pour améliorer la production.

Chapitre 2:
Les dépôts de sels dans les
puits pétroliers

2 Les dépôts de sels dans les puits pétroliers

Introduction

Pendant l'exploitation d'un puits, l'extraction des fluides induit des variations de volume, entraînant ainsi d'importantes chutes de pression et de température. Ces variations favorisent l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau, ainsi que la cristallisation des sels minéraux qui se déposent sur les pipelines et s'accumulent, obstruant les canalisations ainsi que des équipements tels que les vannes, les pompes et les étranglements.

Dans ce chapitre, on explorera les diverses sortes de sels présents dans le système de production. On étudiera leurs conditions et les processus qui les engendrent, leurs impacts, ainsi que les mesures prises pour remédier à cette situation.

2.1 Impacts de la présence des sels sur la production

Il est essentiel de comprendre les principaux problèmes auxquels les industries pétrolières sont confrontées, que nous allons énumérer ci-dessous.

- **Obstruction des équipements** : Les sels présents sous forme dissoute dans l'eau précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur.
- **Augmentation des pertes de charge** : Pouvant entraîner une réduction du débit ou une augmentation de la vitesse du fluide, perturbant ainsi le transfert de chaleur.
- **Diminution du coefficient de transfert dans la batterie des échangeurs** : Les sels étant de mauvais conducteurs de chaleur, ce qui peut augmenter la température de la surface ou provoquer la rupture des tubes, nécessitant des modifications des paramètres de fonctionnement des unités et augmentant les coûts d'exploitation.
- **Perte d'énergie** : Due à une mauvaise transmission de chaleur, une consommation d'énergie supplémentaire pour le pompage, et des arrêts pour le nettoyage ou le remplacement du matériel.
- **Corrosion** : La non-protection des équipements de transport, de stockage et de traitement peut avoir des conséquences catastrophiques pour les compagnies pétrolières. De nombreux cas de fuites de pétrole et de dégagement de gaz ont été signalés en raison des ruptures provoquées par la corrosion des canalisations, des fonds de réservoirs et des pompes. Ces attaques entraînent non seulement la perte de pétrole brut, mais représentent également un grave risque environnemental (Zerrouk, 2008).

2.2 Les sels présents dans les puits pétroliers

Les systèmes de production contiennent plusieurs types de sels, chacun avec ses caractéristiques spécifiques. Les principaux types de sels sont mentionnés ci-dessous :

2.2.1 Chlorure de sodium (NaCl)

L'eau peut contenir jusqu'à 350 g/l de chlorure de sodium, atteignant une saturation telle que de légères variations de température ou une évaporation réduite de l'eau due à la chute de pression entraînent une importante précipitation de NaCl. Ces dépôts de sel sont parmi les moins problématiques car le chlorure de sodium a une solubilité suffisamment élevée pour qu'une simple injection d'eau douce suffise à éviter la formation de dépôts.

2.2.2 Carbonates de calcium (CaCO₃)

Les carbonates de calcium sont des sels qui se forment par réaction de précipitation lorsque les ions calcium se combinent avec les ions carbonates ou bicarbonates. L'ajout de dioxyde de carbone (CO₂) dans une solution à l'équilibre favorise la réaction de droite à gauche, transformant ainsi le carbonate insoluble en bicarbonate soluble. À l'inverse, si le CO₂ s'échappe de la solution, par exemple en raison d'une chute de pression, la réaction se déroulera de gauche à droite, précipitant le carbonate. Prédire la formation des carbonates de calcium est difficile en raison de l'effet inverse de la pression et de la température, ce qui rend préférable l'utilisation d'un traitement préventif.

2.2.3 Sulfates de calcium (CaSO₄)

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l), mais une concentration proche de sa limite de solubilité suffit à provoquer des dépôts durs et incrustants. Une des principales raisons de la formation de CaSO₄ est la chute de pression des effluents lors de leur montée en surface, ce qui entraîne une évaporation partielle de l'eau et conduit à la sursaturation du sulfate de calcium, suivi d'une précipitation rapide. Enfin, le précipité peut être formé par l'incompatibilité de deux eaux (Zerrouk, 2008).

2.2.4 Sulfate de baryum (BaSO₄)

Les dépôts de sulfate de baryum (BaSO₄) sont généralement formés par l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du réservoir peuvent contenir des ions baryum et sont exposées soit à des eaux de lavage, soit à des eaux de maintien de pression contenant des ions sulfate. Il s'agit du dépôt de sel le plus problématique car les limites de solubilité sont très faibles et les dépôts sont durs et compacts. La solubilité du sulfate de baryum est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Cependant, la solubilité du BaSO₄ augmente avec la force ionique de l'eau. Un excès d'ions sulfate tend à coaguler le précipité tandis qu'un excès d'ions baryum tend à le disperser. Le niveau de saturation est un élément important qui régule le taux de cristallisation du sulfate de baryum. Plus le niveau de sursaturation est élevé, plus la précipitation est rapide.

2.3 Mécanisme de formation des sels

La formation des sels commence par la nucléation homogène, où des clusters d'atomes instables se forment dans des fluides saturés, suivie de la croissance de cristaux germes déclenchée par des fluctuations locales de la concentration ionique. Ces dépôts peuvent se former aussi bien sur la surface des équipements de production, tels que les tuyaux et les gaines, que dans les conduites et équipements situés au fond des puits. En comprenant ces phénomènes de nucléation, des inhibiteurs de dépôts de sels minéraux ont été développés pour réduire leur formation à presque zéro.

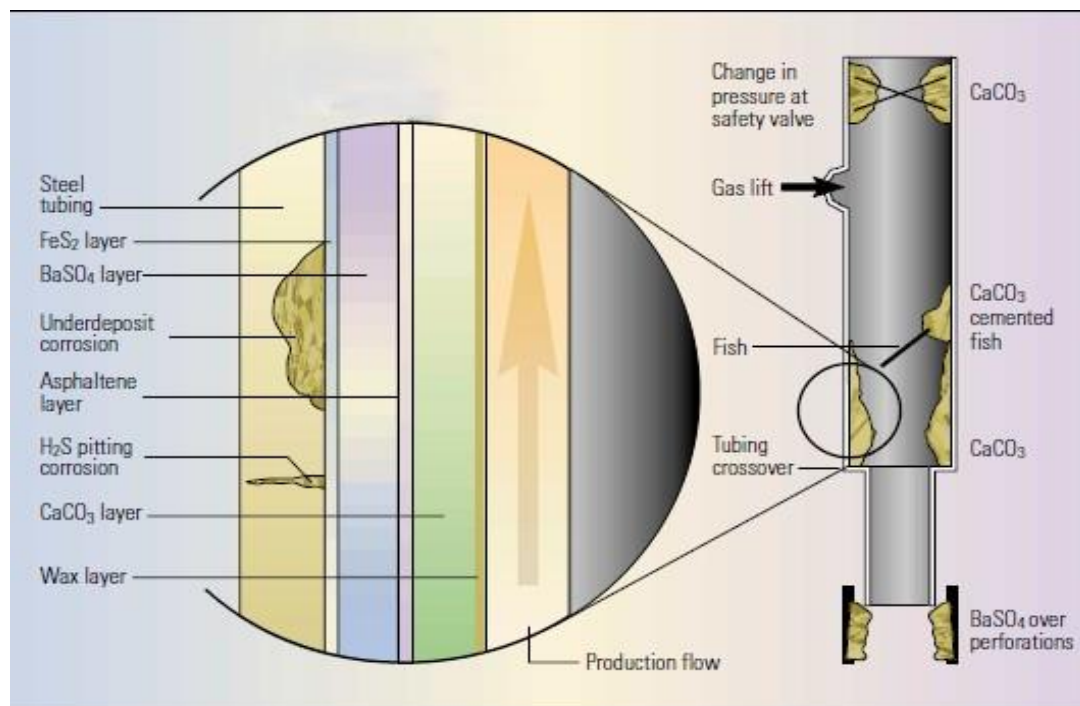


Figure 2-1 : Mécanisme de formation des sels dans le tubing (Crabtree & al, 1999).

2.4 Les paramètres influençant la formation des sels

La formation des sels est favorisée par divers facteurs, que nous allons citer ci-dessous.

- **La température** : La température joue un rôle crucial dans la solubilité et la croissance cristalline des sulfates de calcium, de baryum et de strontium. Une élévation de la température diminue la solubilité du CaCO_3 , du SrSO_4 et du CaSO_4 , mais entraîne une importante dissolution du BaSO_4 (Zerrouk, 2008).
- **Les sels dissous** : La présence de sels dissous dans l'eau accroît la solubilité du BaSO_4 , de manière similaire à celle observée pour le CaCO_3 et le CaSO_4 . Par exemple, une concentration de 100 000 mg/l de NaCl augmente la solubilité du BaSO_4 de 2,03 à 3,00 mg/l à 25 °C et de 3,90 à 65,00 mg/l à 95 °C.

- **La pression** : Les changements de pression entraînent des variations de la concentration des gaz dissous, ce qui peut modifier les équilibres et influencer les conditions de précipitation. En effet, d'importantes fluctuations de pression se produisent lors de la remontée des fluides en surface dans les puits producteurs, ce qui entraîne une évaporation partielle de l'eau et une précipitation rapide du BaSO_4 et du CaSO_4 . En revanche, une diminution de la pression favorise la formation de dépôts de CaCO_3 .
- **Le pH** : Une diminution du pH entraîne une augmentation de la solubilité des sels, principalement en raison de l'augmentation de l'activité des ions H^+ . En cas de pH acide, les ions H^+ issus de la dissociation des acides faibles, tels que le H_2SO_4 , ont une activité élevée, ce qui facilite l'attaque du dépôt. À l'inverse, un pH basique favorise la formation d'oxydes, ce qui accroît la masse du dépôt tout en diminuant sa solubilité (Zerrouk, 2008).

2.5 Solutions adaptées face aux dépôts de sels

Pour faire face à ces dépôts de sels, des solutions chimiques, telles que l'utilisation d'inhibiteurs, ainsi que des solutions hydrauliques, sont appliquées.

2.5.1 La solutions chimique (inhibiteurs des dépôts)

Les techniques d'élimination des dépôts de sel doivent être rapides, non dommageables pour le puits, les tubages ou l'environnement de la formation, et efficaces pour prévenir la reprise de la précipitation. Les traitements de stimulation de la matrice de formation utilisent fréquemment des dissolvants de sel pour arrêter le déclin de la production. La meilleure technique d'élimination des dépôts de sel dépend de la connaissance du type et de la quantité de sel, ainsi que de sa composition physique ou de sa texture.

La formation de précipités insolubles, comme le carbonate de calcium, le sulfate de calcium, les sulfates de baryum et de strontium, ainsi que les sels de fer, peut être évitée dans les conduites et les installations d'injection d'eau grâce à l'utilisation d'agents dits "complexant" ou "séquestrant". Ces inhibiteurs de dépôts possèdent la capacité de créer des complexes solubles (Zerrouk, 2008).

2.5.1.1 Définition des inhibiteurs

Un inhibiteur est une substance ajoutée en petites quantités à un produit pétrolier pour ralentir ou empêcher la formation de certains dépôts, ainsi que pour inhiber une réaction chimique, en la ralentissant ou en l'arrêtant.

2.5.1.2 Mécanismes d’Inhibition

Les inhibiteurs de dépôts peuvent agir à différents stades de la germination et de la croissance, voire simultanément. Ces agents peuvent former des complexes avec les ions constitutifs des dépôts. Leur mode d’action varie selon l’inhibiteur. Certains se fixent aux sites actifs du cristal, altérant sa structure cristalline et réduisant son adhérence aux surfaces, favorisant ainsi la formation (Zerrouk, 2008).

2.5.2 Solutions hydrauliques

Combattre les dépôts de sel implique de minimiser autant que possible la présence d’eau par un traitement approprié, tout en dissolvant les cristaux de sel dans une source d’eau externe. Les méthodes hydrauliques disponibles pour lutter contre ces dépôts sont les suivantes :

2.5.2.1 Le travail au câble

Le travail au câble utilise un équipement spécifique pour nettoyer les tubes de production, briser les ponts de sel par battage et surveiller les puits jusqu’à leur fond.

L’expérience a montré qu’en augmentant la fréquence des interventions et en réduisant leur durée, il est plus facile de rompre les ponts de sel avant qu’ils ne deviennent trop résistants. Cela diminue les risques de blocage des outils au fond, de rupture de câble et d’autres problèmes associés.

Les opérations peuvent varier en fréquence, généralement toutes les 8 jours à 2 mois, avec une durée moyenne de 4 heures par puits, incluant le montage et le démontage de l’équipement.

Dans certains cas, les interventions peuvent être continues, avec une fréquence de un à cinq jours, et des treuils permanents peuvent être installés sur site pour faciliter ces opérations (Crabtree & al., 1999).

2.5.2.2 Lavage à l’eau

Depuis l’exploitation du réservoir, le lavage à l’eau est devenu une étape indispensable pour gérer les dépôts de sel. Cette méthode consiste à utiliser :

- Les bouchons d’eau : pour dissoudre les ponts de sel que le Wire Line ne peut atteindre. Un volume d’eau traitée, généralement de 2 à 5 mètres cubes, est pompé en tête de puits, descendant ensuite par gravité dans le tubing pour dissoudre les cristaux de sel. Une fois les dépôts éliminés, le puits est remis en production, le bouchon d’eau.
- Injection continue : Pour les puits à forte salinité et à production soutenue, le travail au câble et les bouchons d’eau peuvent s’avérer insuffisants. L’injection continue d’eau est alors une solution efficace, même si les opérations d’entretien peuvent être longues et entraîner une perte de production. Cette méthode a été généralisée avec succès sur l’ensemble des puits concernés.

- Squeeze d'eau dans la couche : L'injection d'eau dans les abords du trou s'est révélée efficace pour dissoudre les cristaux de sel. Après la réouverture du puits, une partie de l'eau peut rester absorbée dans la roche, diluant l'eau de gisement. Ce processus implique le pompage d'un volume d'eau équivalent à 3 à 5 mètres cubes en tête de puits, immédiatement évacué. Il s'agit d'un trempage du découvert sur quelques centimètres de formation seulement (Crabtree & al., 1999).

2.6 Cas du puits d'étude : HRM22

Le sel prédominant dans le puits HRM22, comme dans tous les autres puits subissant des dépôts de sel, est le NaCl. Pour ce type de sel, une simple injection d'eau selon une loi de solubilité peut éliminer le dépôt. Cependant, cette opération de dessalage entraîne une augmentation du water-cut, qui était initialement de 0% au début de l'exploitation et est actuellement de 15%. Actuellement, le puits nécessite une nouvelle opération de dessalage.

Dans ce qui suit, nous allons calculer le débit d'eau nécessaire pour le dessalage ainsi que la variation du water-cut que subira le puits après le lavage à l'eau.

2.6.1 Evolution de water-cut du puits HRM22

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du water-cut depuis le début de l'exploitation du puits HRM22.

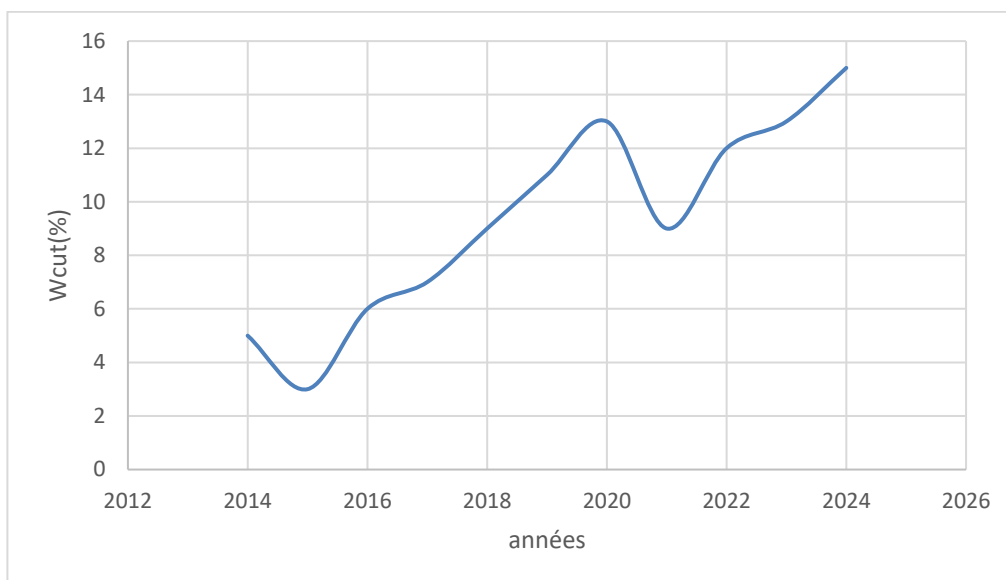


Figure 2-2 : Evolution de water-cut pour le puits HRM22

La mesure du water-cut est réalisée à l'aide d'un séparateur qui divise les fluides de la formation en gaz, huile et eau. Des mesures quotidiennes ont été effectuées par SONATRACH, et en calculant la moyenne annuelle, nous avons constaté que le water-cut était de 5 % au début de l'exploitation en 2014.

Par la suite, il a diminué jusqu'à 3 %, puis a commencé à augmenter progressivement pour atteindre 15 % en 2024. Cette augmentation est principalement due aux opérations de dessalage effectuées par injection d'eau, débutées en 2015.

2.6.2 Calcul du débit d'eau à injecter pour l'état actuel

La loi utilisée pour calculer le débit d'eau à injecter est :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{S_f - S_s}{S_s - S_i} \quad (2.1)$$

Où,

Q_{inj} : Débit d'eau injectée (m^3 /jour),

Q_f : Débit d'eau du réservoir (m^3 /jour),

S_s : Salinité seuil (g/L) définie comme la quantité maximale de sel pouvant se dissoudre dans l'eau à 0°C, est de 258 g/L.

S_i : Salinité de l'eau d'injection (eau douce), elle est inférieure à 1 g/L, mais dans ce cas, elle est de 4 g/L, ce qui la classe comme eau saumâtre (g/L)

S_f : Salinité de l'eau du réservoir (g/L) , elle est de 376 g/L, ce qui la rend sursaturée en sel.

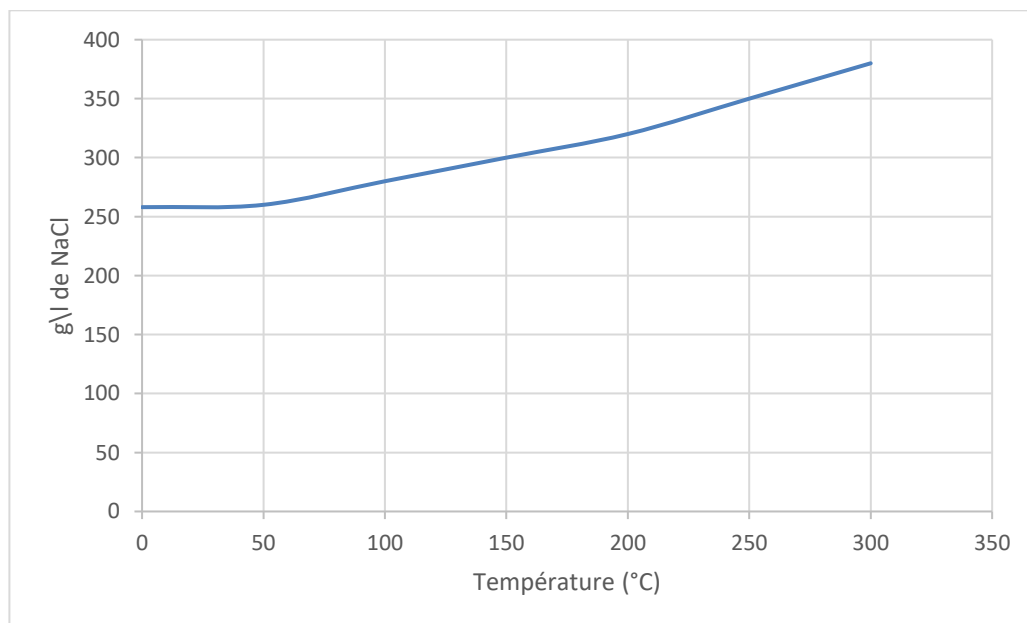


Figure 2-3 : Taux de solubilité de NaCl en fonction de la température

Tableau 2.1 : Données de salinité de l'eau

Q_f (m ³ /jour)	S_s (g/L)	S_i (g/L)	S_f (g/L)	W_{cut}
7,67	258	4	376	15

Après l'application de l'équation (2.1), le débit d'eau à injecter est devenu $Q_{inj} = 3,52$ m³/jour.

2.6.3 Calcul de nouveau water-cut après lavage à l'eau

La détermination du water-cut est essentielle pour comprendre le comportement futur du puits et optimiser sa production. Dans ce contexte, le débit d'eau injecté est pris en compte dans le calcul. L'équation suivante montre comment le calculer :

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} \quad (2.2)$$

Tels que : Q_w (m³/jour) : représente la somme des débits d'eau provenant du réservoir et du dessalage, Q_o (m³/jour) : correspond au débit d'huile produit, qui est de 13,8 m³/jour.

Après application de l'équation (2.2) le water-cut devient 20,32%.

2.7 Interprétation des résultats

Le puits HRM22 connaît actuellement des dépôts de sel qui entravent sa production optimale. Pour remédier à ce problème dans la situation actuelle, un débit de 3,52 m³ est envisagé pour éliminer ces dépôts. Cependant, bien que cette approche soit efficace pour éliminer le sel, elle entraîne également une augmentation du water-cut.

Conclusion

Les lavages à l'eau réalisés sur le puits HRM22 ont conduit à une augmentation progressive du water-cut, ce qui a eu un effet négatif sur la production. Le water-cut, qui indique la proportion d'eau dans le fluide extrait du puits, a augmenté avec chaque lavage, diminuant ainsi la quantité de pétrole récupérée.

Face à cette situation, il est crucial d'envisager l'intégration de méthodes d'amélioration de la production pour optimiser les performances futures du puits HRM22. Ces méthodes, qui seront détaillées dans le prochain chapitre, visent à contrer les effets néfastes des lavages à l'eau et à stimuler la production de pétrole.

Chapitre 3 :
Méthodes d'amélioration
de la production

3 Techniques d'amélioration de la production

Introduction

L'optimisation de l'efficacité et de la rentabilité des opérations d'extraction, tout en s'adaptant aux conditions changeantes des puits telles que la diminution de la pression du réservoir, la baisse de l'indice de productivité, l'augmentation de la production d'eau, et d'autres facteurs, est une nécessité dans l'industrie pétrolière et gazière. Pour atteindre cet objectif, diverses méthodes d'amélioration, appelées levage artificiel, sont utilisées.

Ce chapitre présente les raisons et les applications des différentes méthodes de levage artificiel disponibles. Il décrit en détail ces méthodes, en soulignant leurs avantages et inconvénients, ainsi que leurs points forts et faibles.

3.1 Les circonstances justifiant le recours à l'artificiel lift

L'Artificiel lift est nécessaire lorsque :

- La pression du réservoir est insuffisante pour maintenir un flux naturel soutenu des fluides produits vers les installations de surface au débit souhaité.
- La production du puits pourrait être améliorée grâce à l'utilisation du levage artificiel.

Cela est généralement dû à :

- Une faible pression initiale du réservoir et/ou un faible indice de productivité (PI).
- Une diminution attendue de la pression du réservoir au fil du temps.
- Une augmentation de la densité des fluides produits, à mesure que la teneur en eau augmente ou que le ratio gaz-liquide (GLR) diminue.
- Des pertes de charge dues à une friction élevée dans le tubing.
- Un besoin de haute pression à la tête de puits.
- La production de fluides lourds ou visqueux (**Hadzhafizovic, 2023**).

3.2 Classification générale des méthodes d'artificiel lift

Les méthodes de levage artificiel peuvent être classées dans l'une des catégories suivantes:

- Modification des propriétés physiques des fluides du puits (par exemple, réduction de densité).
- Pompage pour fournir de l'énergie externe au système.

Le tableau ci-dessous présente les différentes méthodes en catégories

Tableau 3.1 Classification des méthodes d'artificial lift.

Modification des propriétés physiques	Méthodes de pompage
<ul style="list-style-type: none"> • Gaz lift • Injection de diluants, d'émulsifiants ou agents réducteurs de friction 	<ul style="list-style-type: none"> • Pompes électriques submersibles • Pompes à balancier • Pompes à cavité progressive • Pompes hydrauliques

3.3 Méthodes d'artificial lift

3.3.1 Gaz lift

3.3.1.1 Définition et principe

Le gaz lift est une méthode de production utilisée dans les puits qui ne produisent pas ou pas suffisamment naturellement. Le gaz est normalement pompé dans l'espace annulaire entre le tubage et la colonne de production, puis injecté dans le tubage par une vanne de gaz lift (GLV). Ces vannes contiennent une vanne anti-retour pour empêcher le reflux des fluides produits ou de traitement dans l'espace annulaire, assurant ainsi la sécurité et l'efficacité du système. Dans certaines conceptions de puits, le gaz est fourni par le tubage, avec la production remontant soit par l'espace annulaire, soit par un deuxième tubage, qui peut être concentrique ou parallèle à la colonne d'alimentation.

Pour obtenir une réduction maximale de la charge hydrostatique, le point d'injection de gaz doit être situé aussi profondément que possible (Deepist injection point). Une exception à cette règle est lorsque la pression du tubage de production dépasse la pression de saturation du gaz en conditions d'écoulement. Dans ces cas, le gaz injecté se dissoudrait dans le liquide produit, perdant ainsi sa capacité à diminuer la densité de la colonne de fluide (**Hadzihafizovic, 2023**).

Dans les puits à faible indice de productivité (IP), le gaz lift continu peut ne pas être praticable, car la pression de fonctionnement du gaz lift gêne l'écoulement du puits. Dans ces situations, le gaz lift intermittent peut être plus efficace. Le gaz lift intermittent fonctionne en coupant l'alimentation en gaz pour permettre au puits de s'écouler vers le collecteur de production. Ce n'est que lorsque suffisamment de liquide a été autorisé à s'écouler dans le tubage que l'alimentation en gaz est ouverte et qu'un bouchon de liquide est produit. Cela peut être beaucoup plus efficace dans certaines conditions de puits que le gaz lift continu.

3.3.1.2 Types de Gaz lift

Il existe deux méthodes d'injection de gaz utilisées dans le gaz lift : l'injection peut être continue ou intermittente.

- **Gaz lift à débit continu**

Le gaz lift continu est une méthode dans laquelle du gaz est injecté en continu dans la partie inférieure du tubage de production pour améliorer le potentiel de débit du puits. Lorsque le gaz se mélange aux fluides de formation, la pression hydrostatique du fluide et la perte de pression due au frottement à l'intérieur du tubage de production diminuent, ce qui réduit la pression au fond du puits en écoulement et augmente la production.

Le mélange gaz-huile est séparé au séparateur : l'huile liquide est transportée et stockée dans le réservoir de stockage, tandis que le gaz libre est transporté vers le compresseur de gaz où il est comprimé pour atteindre une pression plus élevée. Ce gaz haute pression est ensuite injecté dans l'espace annulaire du puits et forcé à travers la vanne de gaz lift.

L'expansion de ce gaz haute pression fournit un travail supplémentaire pour soulever la colonne de liquide et aérer la phase liquide dans le tubage de production, réduisant ainsi la densité du liquide (réduisant la contre-pression). La combinaison de ces deux actions entraîne une réduction de la pression au fond du puits en écoulement et, par conséquent, une amélioration de la production (Nguyen, 2020).

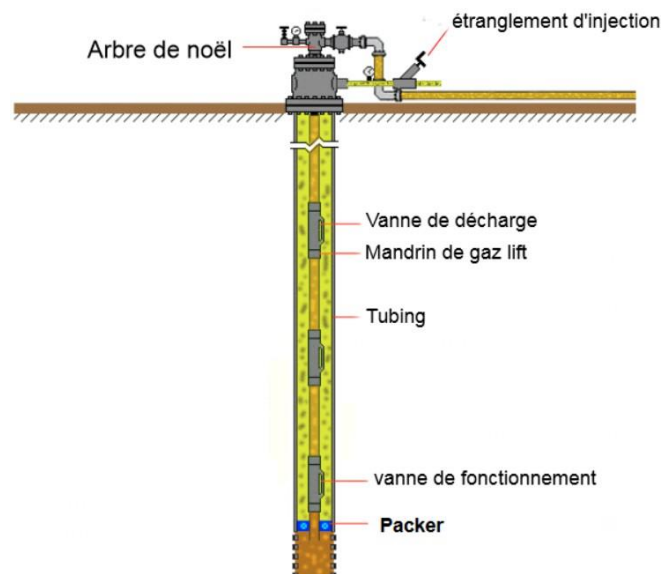


Figure 3-1 : Gaz lift à débit continu (Prado, 2008)

- **Gaz lift à débit intermittent**

Si le gaz est injecté périodiquement dans le tubage de production pour déplacer un bouchon de liquide, cette méthode est appelée gaz lift intermittent. Le gaz lift intermittent ne fonctionne pas en abaissant la densité du fluide pour permettre la production. Il utilise l'expansion du gaz à haute pression pour déplacer les bouchons de liquide vers la surface. À chaque bouchon de liquide produit, l'injection de gaz est interrompue pour permettre au volume de fluide de se reconstituer. Le gaz lift intermittent est généralement utilisé pour les puits ayant un faible indice de productivité ou une faible pression de réservoir. En d'autres termes, en raison de la faible pression de réservoir ou du faible indice de productivité, le potentiel d'écoulement dans le réservoir est très faible et donc le gaz lift continu n'est pas disponible (Nguyen, 2020).

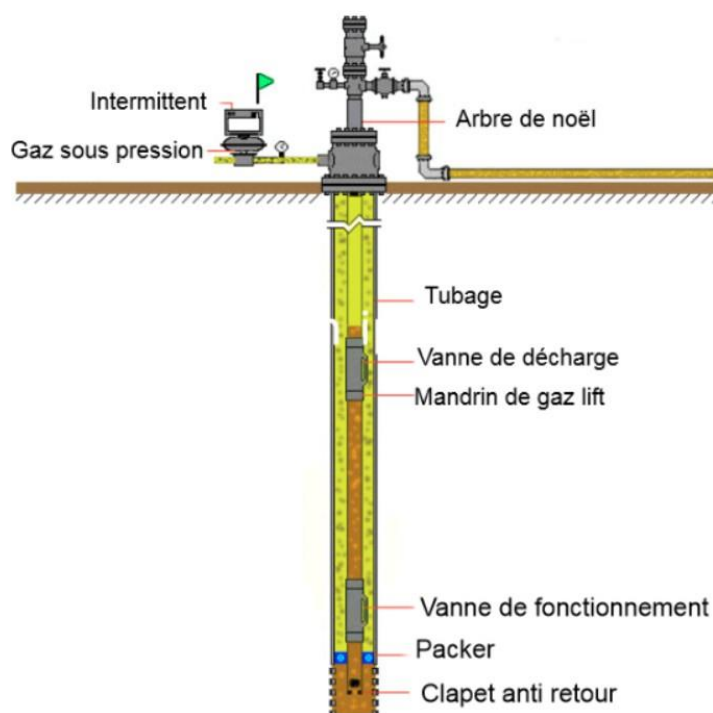


Figure 3-2 : Gaz lift à débit intermittent (Prado, 2008)

3.3.1.3 Equipement de gaz lift

a) Équipements de surface

- **Contrôleur d'injection de gaz** : Ajuste la quantité de gaz injectée dans le tubing. Pour le gaz lift continu, il s'agit généralement d'une vanne de commande pneumatique utilisant de l'air pour réguler l'ouverture de la vanne et ainsi contrôler le débit d'injection.
- **Vanne de régulation du cycle d'injection de gaz** : Utilisée dans le gaz lift intermittent pour réguler le cycle d'injection de gaz marche/arrêt. Elle permet de contrôler précisément le moment où le gaz est injecté dans le tubing, en fonction des besoins du système.

- **Dispositif "intermittent"** : Équipé d'un mécanisme entraîné par une horloge, ce dispositif ouvre et ferme la vanne à des intervalles réguliers, assurant ainsi un cycle d'injection de gaz intermittent.
- **Collecteur de gaz** : Collecte le gaz produit par le puits et le dirige vers d'autres processus de traitement ou vers le compresseur de gaz pour le recyclage, assurant ainsi une gestion efficace du gaz produit par le puits.

b) Équipements de subsurface

- **Mandrins de gaz lift** : Situés à l'intérieur du tubing à la profondeur souhaitée, ils soutiennent les vannes sans compromettre le diamètre du tubing.
- **Mandrins conventionnels (retirables)** : Modèles plus anciens avec un support externe pour la vanne de gaz lift, vissés en surface avant d'être descendus. Un guide aide à positionner verticalement la vanne (**Nguyen, 2020**).



Figure 3-3 : Mandrins conventionnel (**Nguyen, 2020**).

- **Mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)** : Dotés d'une poche intérieure permettant la pose et le retrait de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble (Wire line). Généralement, un tube ovalisé avec une fenêtre et une poche équipée de trous de communication avec le casing



Figure 3-4 : Mandrin à poche latéral (Nguyen, 2020).

- **Vanne de gaz lift** : Placée à l'intérieur du mandrin pour faciliter la communication entre le tubing et l'espace annulaire. Contrôle précisément le débit du gaz injecté, et son efficacité dépend du nombre et de l'emplacement des vannes, ainsi que des paramètres de réglage initiaux.

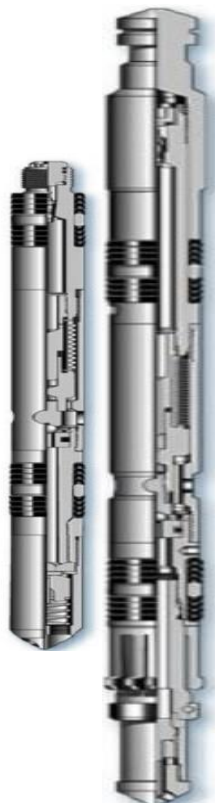


Figure 3-5 :
Vanne d'injection de gaz lift

Figure 3-6 : Vanne Production
(Prado, 2008)

- **Loquets des vannes (Latch)** : Conçus pour verrouiller ou extraire une vanne de gaz lift dans ou depuis le profil approprié du mandrin à poche latérale. Pour récupérer le loquet et la vanne associée, l'opérateur effectue un mouvement ascendant, libérant la goupille de cisaillement et désengageant le mécanisme de verrouillage (**Nguyen, 2020**).



Figure 3-7 : Loquet de vanne (**Nguyen, 2020**).

3.3.1.4 Avantages et inconvénients de gaz lift

Le tableau 3.2 présente l'ensemble d'avantages et d'inconvénients du gaz lift

Tableau 3.2 : Avantages et inconvénients du système de gaz lift (**Hadzihafizovic, 2023**).

Avantages	Inconvénients
Fonctionnement fiable.	Inefficacité dans les systèmes à faible volume en raison des coûts en capital de compression et de traitement du gaz.
Haute tolérance aux solides (bien que les vitesses d'érosion dans le tubage et l'arbre de Noël puissent être critiques).	Besoin de gaz de démarrage pour l'activation.
Capacité à gérer des taux de production élevée.	Difficulté de l'utiliser avec les bruts très lourds/visqueux
Utilité dans les opérations offshore où l'espace pour les systèmes de pompage peut être limité.	Potentiel de problèmes d'hydrates en surface ou dans les vannes de levage de gaz (GLVs).
Généralement maintenable avec un câble de descente.	Besoin de surveillance continue, d'optimisation et de dépannage. (Ce n'est pas simple mais essentiel.)
Accès en plein diamètre, à travers le tubage, aux vannes de levage de gaz inférieures.	Limitation souvent imposée par la profondeur maximale de levage restreinte (gouvernée par la pression minimale de fond de trou - FBHP).
La déviation n'est pas restrictive. (Si les puits sont déviés au-delà de la limite d'accès par câble, ils peuvent être entretenus avec des tubages enroulés.)	Besoin possible de tubages et de colonnes de haute résistance en raison des pressions élevées du gaz de levage annulaire (utilisées pour réduire le besoin de vannes de déchargement).
Relative insensibilité à la corrosion.	

3.3.2 Pompes électriques submersible

3.3.2.1 Définition et principe

Les pompes submersibles électriques (ESPs) sont des pompes centrifuges constituées de plusieurs étages empilés, chacun comprenant une roue rotative et un diffuseur fixe. Le transfert d'énergie est réalisé par la roue rotative qui imprime un mouvement tangentiel et radial au fluide, augmentant ainsi son énergie cinétique. Le diffuseur collecte le fluide à haute vitesse et réduit sa vitesse avant de le pomper vers l'étage suivant de la roue.

Cette augmentation de l'énergie cinétique est convertie en énergie de pression. Le processus de conversion est typiquement efficace à environ 50-80% pour les pompes centrifuges en fond de puits.

Les pompes centrifuges sont des pompes à déplacement dynamique, dans lesquelles la hauteur manométrique totale (HMT) développée est fonction du débit et du nombre d'étages de la pompe. Généralement, les roues "flottent" dans les fluides qu'elles pompent entre des rondelles de butée. Cela signifie qu'elles doivent fonctionner dans leur plage de conception pour éviter une poussée excessive vers le haut ou vers le bas, ce qui provoquerait une usure rapide. Une conception alternative est la pompe de type "compression" dans laquelle les roues sont individuellement fixées à un arbre rotatif avec un palier de butée à son extrémité inférieure.

Cela élimine efficacement le critère de poussée vers le bas, permettant une opération à des débits réduits. Cependant, il reste nécessaire d'éviter une poussée excessive vers le haut (**Hadzihafizovic, 2023**).

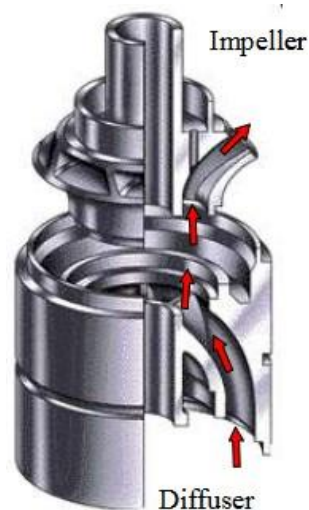


Figure 3-8 : Etage d'une pompe centrifuge (**Prado, 2008**)

Les pompes centrifuges sont généralement entraînées soit par un moteur électrique en fond de puits (ESP), soit par un moteur hydraulique en fond de puits (HSP, Weir). Elles peuvent gérer des volumes très élevés avec une efficacité assez élevée. Cependant, elles ont une tolérance limitée aux solides, une plage de fonctionnement restreinte pour chaque pompe et sont généralement inefficaces pour traiter le gaz libre. Des solutions existent pour améliorer ces points faibles, telles que la combinaison de roues à flux mixte avec des roues à flux radial pour une meilleure tolérance au gaz .

3.3.2.2 Les composantes d'un système ESP

Les pompes submersibles électriques (ESPs), une combinaison d'une pompe centrifuge à plusieurs étages avec un moteur électrique en fond de puits, sont devenues très courantes pour les systèmes à haut débit et faible rapport gaz- liquide (GLR). L'alimentation électrique est assurée par un câble électrique, généralement fixé à l'extérieur du tubage de production. Un système ESP complet avec des capacités de manipulation du gaz peut inclure (de bas en haut):

- **Moteur** : disponible jusqu'à 2 000 HP généralement installé sous la pompe, pour entraîner le système de pompage. Il est refroidi par les fluides du puits circulant autour de lui.
- **Section de joint** : qui relie le moteur à la pompe, transfère le couple et isole les fluides du puits du moteur.
- **Séparateur rotatif de gaz (RGS)** : facultatif pour les puits avec un volume significatif de gaz libre. Il agit pour éliminer une quantité significative de gaz libre, l'expulsant dans l'espace annulaire ou un deuxième tubage .
- **Manipulateur de gaz avancé (AGH)** : facultatif et réduit la taille des bulles de gaz restantes en pré-comprimant le fluide pour que la section de pompe puisse le manipuler.
- **Section de pompe** : comme décrit précédemment, contenant éventuellement un mélange de types de roues pour améliorer la manipulation du gaz aux étages inférieurs et la compression efficace aux étages supérieurs. (**Hadzihafizovic, 2023**).

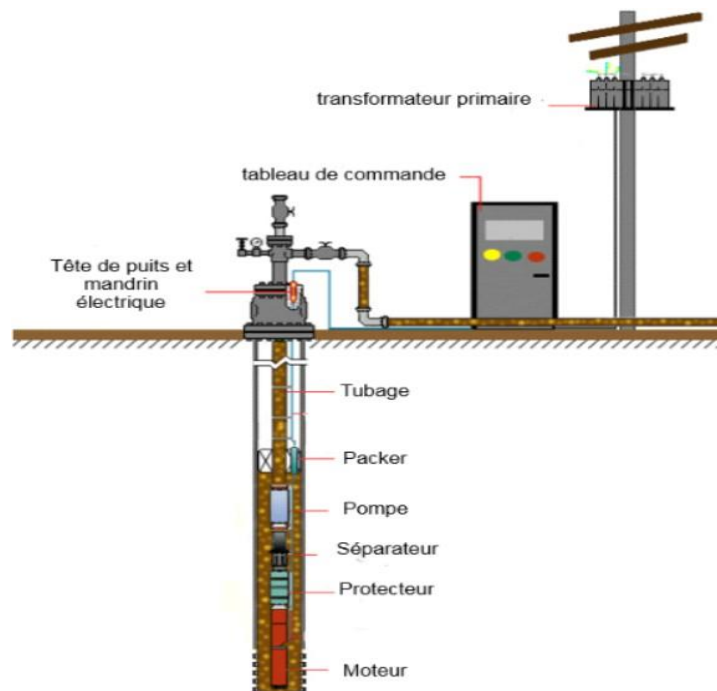


Figure 3-9 : les composants d'un système ESP (Prado,2008)

L'équipement de surface se compose d'une alimentation électrique et d'un moyen de surveillance et de contrôle du débit de production. Les pompes ont généralement des limites de production supérieure et inférieure. Maintenir le débit de production entre ces limites de conception est essentiel pour la durée de vie des paliers de pompe (flottants). Les paliers de compression aident à étendre cette fenêtre de production du côté bas.

Le contrôle du débit de production peut être réalisé à l'aide d'un variateur de fréquence (VFD) ou d'un étranglement de production. Les VFD consomment moins d'énergie et permettent d'optimiser l'efficacité de la pompe une fois déployée, mais ils sont coûteux et nécessitent plus de connaissances techniques et d'expertise opérationnelle. Les systèmes d'étranglement doivent être dimensionnés correctement pour les débits initiaux et futurs prévus de chaque puits.

3.3.2.3 Avantages et inconvénients du système ESP

Le tableau 3.3 présente l'ensemble d'avantages et d'inconvénients des pompes ESP

Tableau. 3.3 : Avantages et inconvénients (**Hadzihafizovic, 2023**).

Avantages	Inconvénients
Addition d'énergie élevée	Tolérance limitée au sable
Haute efficacité (70%)	Tolérance faible au rapport gaz-liquide (sans séparateur)
Non affecté par la deviation	Nécessité d'une plateforme ou d'un treuil en cas de défaillance
Bonne collecte de données	Défaillances électriques (câble)
Taux de production élevés	Durée de vie réduite en cas de conception, installation ou fonctionnement médiocres
Facilement contrôlable	Tolérance limitée à la température

3.3.3 Pompe à balancier

3.3.3.1 Définition et principe

La pompe à balancier, également connue sous le nom de "Sucker rod-pump", est une méthode de production assistée utilisée pour augmenter la productivité des puits. Cette méthode transfère l'énergie mécanique depuis la surface via une chaîne de tiges jusqu'à une pompe volumétrique située en fond de puits. L'énergie fournie réduit la pression au fond du puits et soulève continuellement et périodiquement le fluide vers le haut.

Cette méthode utilise des tiges pour relier une pompe en fond de puits à une unité de pompage en surface. La pompe en fond de puits est de type piston à déplacement positif. L'unité motrice en surface convertit le mouvement de rotation d'un moteur en un mouvement de translation alternatif grâce à un système de liaison mécanique. La rotation du moteur d'entraînement est transmise au réducteur de vitesse afin de réduire la vitesse de l'entraînement principal. Ce mouvement alternatif est transmis aux tiges polies par l'intermédiaire d'une chaîne de tiges sortant de la tête de cheval. Les tiges polies sont reliées à la chaîne de tiges en fond de puits, qui actionne le piston de la pompe en fond de puits.

Lorsque le piston se déplace vers le haut, la soupape de circulation descend en raison de la colonne de liquide au-dessus d'elle, tandis que la soupape d'aspiration commence à s'ouvrir, permettant ainsi aux fluides de formation d'entrer dans le cylindre de travail (barrel). En d'autres termes, pendant la période de course ascendante, le volume de liquide dans le cylindre de travail augmente et la pression diminue. Les fluides de formation sont remontés dans l'annulaire entre la chaîne de tiges et le tubage de production (**Hadzihafizovic, 2023**).

Lorsque le piston se déplace vers le bas (course descendante), la soupape d'aspiration se ferme en raison de l'effet piston, tandis que la soupape de circulation s'ouvre en raison de l'augmentation de la pression du fluide à l'intérieur du cylindre de travail. Au fur et à mesure que le piston continue de descendre, les fluides à l'intérieur du cylindre de travail, entre les soupapes de circulation et d'aspiration, passent par la soupape de circulation et sont stockés dans la partie supérieure du cylindre de travail. Ce cycle se répète tant que le système de pompe à tige est en fonctionnement, entraînant une production intermittente en surface, et non continue.

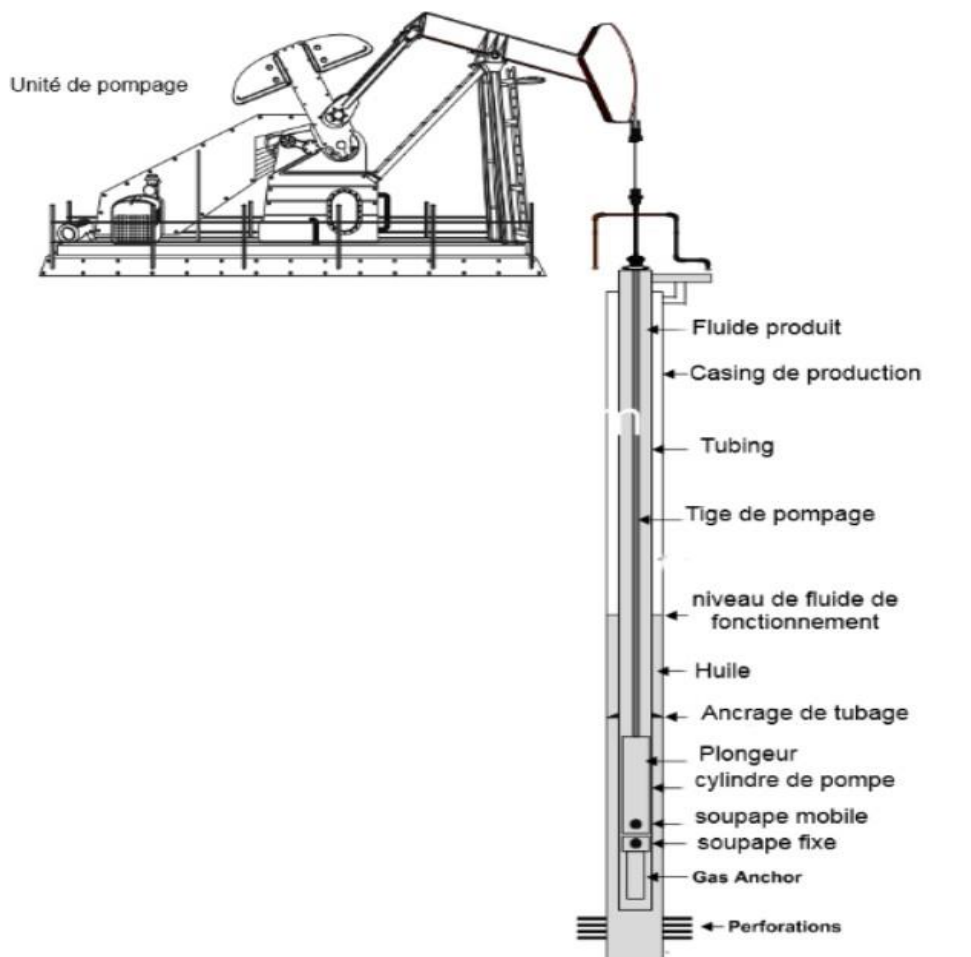


Figure 3-10 : Pompe à balancier (**Prado, 2008**)

3.3.3.2 Avantages et inconvénients des pompes à balancier

Le tableau 3.4 ci-dessous présente l'ensemble d'avantages et d'inconvénients de la pompe à balancier.

Tableau. 3.4 : Avantages et inconvénients des pompes à balancier (Nguyen, 2020).

Avantages	Inconvénients
Une méthode traditionnelle et largement utilisée pour l'activation des puits dans l'industrie pétrolière.	La nécessité d'une maintenance fréquente pour garantir leur bon fonctionnement.
considérées comme étant économiques par rapport à d'autres méthodes de production assistée.	Une diminution du taux de production peut être observée avec l'augmentation de la profondeur du puits, limitant leur efficacité dans les puits profonds.
Les coûts de maintenance et de réparation sont généralement plus bas que ceux d'autres systèmes de pompage.	Il existe un risque de fuites au niveau de la tête de puits, nécessitant une surveillance et un entretien réguliers des joints et des connexions.
conviennent parfaitement aux puits étroits ou de petit diamètre, offrant une grande flexibilité d'utilisation.	Dans les puits déviés, elles peuvent rencontrer des restrictions en raison de leur conception.
adaptées aux pétroles à haute température et visqueux	Elles peuvent être bruyantes et encombrantes lors de leur fonctionnement.

3.3.4 Pompe hydraulique

3.3.4.1 Définition et principe

Le pompage hydraulique exploite le principe de Pascal, qui stipule que les liquides transmettent intégralement et uniformément les variations de pression. Cette méthode applique ce principe à la production assistée en utilisant un fluide de travail pour transmettre la pression générée en surface jusqu'au fond du puits, où elle est utilisée pour actionner un piston ou une pompe à jet.

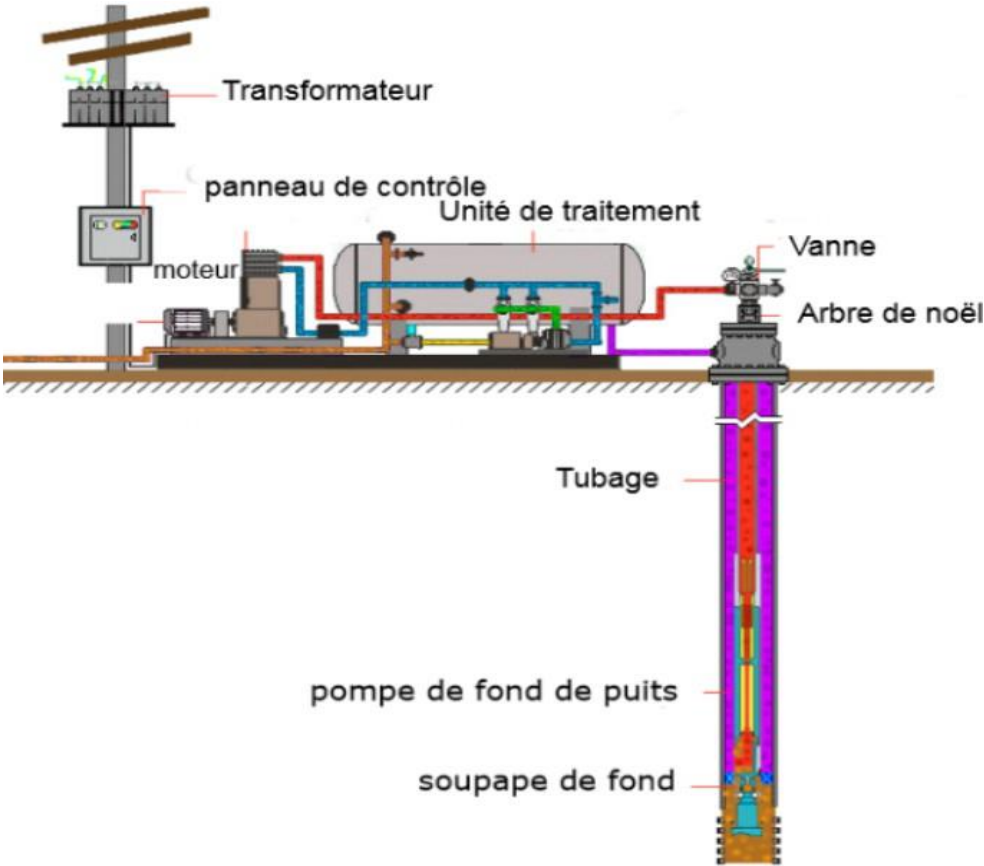


Figure 3-11 : Pompe hydraulique (Prado,2008)

3.3.4.2 Avantages et inconvénients des pompes hydraulique

Le tableau 3.5 présente l'ensemble d'avantages et d'inconvénients de la pompe hydraulique

Tableau 3.5 : Avantages et inconvénients des pompes hydrauliques.

Avantages	Inconvénients
La capacité de déplacer la pompe à l'intérieur et à l'extérieur du puits.	Il est crucial de retirer les solides du fluide de puissance car la pompe est sensible à la qualité du fluide.
En ajustant le débit du fluide à haute pression vers les pompes, il est possible de modifier la production de 10 à 100% de la capacité de la pompe.	Les pompes volumétriques nécessitent généralement plus d'entretien que d'autres types de levage artificiel.
sont généralement bien adaptées aux puits déviés et peuvent même être utilisées dans des installations traversant une conduite de circulation.	La vitesse de la pompe doit être surveillée quotidiennement et ne doit pas être autorisée à devenir excessive.
Le fluide injecté dans le tubing peut être Chauffé, ou des diluants peuvent être ajoutés pour faciliter la remontée de l'huile visqueuse à la surface.	Les systèmes de nettoyage des fluides nécessitent une vérification quotidienne.
Des inhibiteurs de corrosion peuvent être injectés dans le fluide à haute pression pour contrôler la corrosion.	

3.3.5 Pompe à cavité progressive (PCP)

3.3.5.1 Définition et principe

Ce type de pompe se compose d'un rotor situé à l'intérieur d'un stator. Le rotor est une vis avec des filetages profonds et très longs, tandis que le stator a un pas plus long que le rotor et possède un filetage supplémentaire.

Lorsque le rotor tourne à l'intérieur du stator, la différence de filetage et de pas crée une cavité à l'intérieur du cylindre de la pompe, qui se remplit de fluide de formation. Le rotor est alimenté par une tige d'entraînement reliée à un moteur de surface ou à un moteur électrique situé au fond du puits, permettant le déplacement du fluide vers le haut.

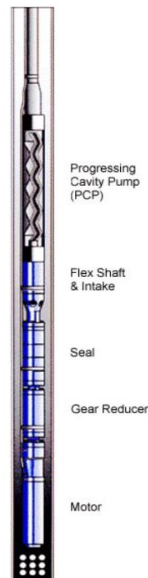


Figure 3-12 : Pompe à cavité progressive (Prado,2008)

3.3.5.2 Avantage et inconvénient

Le tableau 3.6 présente les avantages et inconvénients de ce type de pompe

Tableau 3.6 : Avantages et inconvénients des pompes PCP.

Avantages	Inconvénients
Haute efficacité électrique.	Perte d'efficacité avec la profondeur.
Coût modéré.	Le sable et les solides usent rapidement le chrome du rotor.
Certains types sont récupérables avec des tiges.	Le contrôle de l'arrêt de la pompe est difficile.
Peut utiliser des moteurs électriques en fond de puits qui gèrent bien le sable et les fluides visqueux.	Les élastomères dans le stator gonflent dans certains fluides de puits.
Profil bas.	Les tiges rotatives usent le tubage.

3.4 Choix de technique d'amélioration de rendement

Pour choisir la méthode d'amélioration de la production, la décision se base sur une enquête portant sur l'indice de productivité du réservoir. Le tableau ci-dessous présente les considérations à appliquer en fonction des variations de cet indice de productivité des puits, où 1 indique que la méthode est la plus appropriée. (Nguyen, 2020).

Tableau 3.7 : Sélection de méthode d'amélioration de rendement selon l'indice de productivité

IP $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{J. Bar}}\right)$	Gas lift	ESP	Pompe Hydraulique	Pompe à tige	PCP
2.0 <	1	1	2	3	1
1.0 - 2.0	1	1	2	3	1
0.5 - 1.0	1	1	1	2	2
0 - 0.5	1	1	1	2	3

Dans le cas du puits HRM22, l'indice de productivité est de 0,37. Ainsi, les méthodes applicables à notre puits sont le gaz lift, la pompe ESP et la pompe hydraulique.

Conclusion

Ce chapitre a présenté un éventail de méthodes visant à optimiser le rendement des puits pétroliers. Parmi ces méthodes, trois ont été identifiées comme étant particulièrement adaptées aux conditions spécifiques du puits HRM22, le gaz lift, la pompe ESP et la pompe Hydraulique.

Dans notre cas d'application, nous allons prendre les deux méthodes gaz lift et la pompe ESP et faire une comparaison entre elles.

Chapitre 4 :
Modélisation et
développement mathématique

4 Modélisation et développement mathématique

Introduction

La modélisation mathématique est une méthode fréquemment utilisée pour représenter les problèmes physiques. Elle consiste à exprimer le problème étudié dans un langage clair et structuré à travers des équations et des relations mathématiques. Dans ce chapitre, nous introduisons les relations théoriques qui permettent de mieux appréhender les phénomènes physiques impliqués dans un puits en production et de les représenter quantitativement. Cela nous permettra de concevoir les systèmes de solutions proposés, d'analyser et de prévoir leur comportement, afin d'optimiser la production au niveau souhaité.

4.1 Propriétés d'huile et de gaz

Les propriétés de l'huile brute et du gaz naturel sont essentielles pour la conception et l'analyse des systèmes de production de pétrole et de gaz.

4.1.1 Propriété d'huile

Les propriétés d'huile incluent le rapport gaz-huile en solution (GOR), la densité, le facteur de volume de formation, la viscosité et la compressibilité. Ces quatre dernières propriétés sont interdépendantes à travers le rapport gaz-huile en solution.

4.1.1.1 Rapport Gaz-Pétrole en Solution (GOR)

Le "rapport gaz-huile en solution" est défini comme la quantité de gaz (dans des conditions standard) qui se dissoudra dans une unité de volume de pétrole lorsque les deux sont amenés au réservoir à la pression et à la température régnante,

$$R_s = \frac{V_{\text{gaz}}}{V_{\text{huile}}} \quad (4.1)$$

Où, R_s : rapport gaz-huile (GOR),

V_{gaz} : volume de gaz dans les conditions standard,

V_{huile} : volume d'huile dans des conditions de réservoir de stockage (**Guo & al., 2007**).

4.1.1.2 Densité d'huile

La "densité d'huile" est définie comme la masse de pétrole par unité de volume, ou lb/ft³ dans les unités américaines de terrain. Elle est largement utilisée dans les calculs hydrauliques, les calculs de performance des puits et des pipelines .

En raison de la teneur en gaz, la densité d'huile dépend de la pression. La densité d'huile dans des conditions standard (pétrole de réservoir de stockage) est évaluée par la gravité API.

La relation entre la densité du pétrole de réservoir de stockage et la gravité API est donnée par les relations suivantes : $API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$ (4.2)

4.1.1.3 Facteur de volume de formation

Le "facteur de volume de formation d'huile" est défini comme le volume occupé dans le réservoir à la pression et à la température régnantes par le volume d'huile dans le réservoir de stockage, plus le gaz dissous ;

$$B_o = \frac{V_{res}}{V_{st}} \quad (4.3)$$

Où, B_o = : facteur de volume de formation d'huile (rb/stb)

V_{res} : volume d'huile en condition de réservoir (rb)

V_{st} : volume de pétrole d'huile en condition de réservoir de stockage (stb) (Guo & al.,2007).

Le facteur de volume de formation d'huile est toujours supérieur à l'unité parce que l'huile dissout plus de gaz en condition de réservoir qu'en condition de réservoir de stockage.

À une température donnée du réservoir, le facteur de volume de formation d'huile reste presque constant à des pressions supérieures à la pression de point de bulle. Il diminue à mesure que la pression baisse dans la plage de pression en dessous de la pression de point de bulle.

4.1.1.4 La viscosité

La "viscosité" est un paramètre empirique utilisé pour décrire la résistance à l'écoulement d'un fluide. La viscosité de l'huile est d'intérêt dans les calculs de flux d'entrée de puits et d'hydraulique en ingénierie de production pétrolière. Bien que la viscosité de l'huile puisse être mesurée dans des laboratoires PVT, elle est souvent estimée en utilisant des corrélations empiriques développées par un certain nombre d'investigateurs.

4.1.2 Propriétés du gaz naturel

Les propriétés du gaz comprennent sa viscosité, sa densité, son facteur de compressibilité ainsi que son facteur de volume de formation.

4.1.2.1 La viscosité de gaz

La viscosité dynamique (μ) est généralement utilisée en ingénierie pétrolière. La viscosité cinématique (ν) est liée à la viscosité dynamique par la densité (ρg),

$$\nu = \frac{\mu}{\rho g} \quad (4.4)$$

Les mesures directes de la viscosité du gaz sont préférées pour un nouveau gaz. Si la composition du gaz et les viscosités des composants du gaz sont connues, la règle de mélange peut être utilisée pour déterminer la viscosité du mélange de gaz :

$$\mu = \frac{\sum (\mu g \times y_i \times \sqrt{M_i})}{\sum (y_i \times \sqrt{M_i})} \quad (4.5)$$

La viscosité du gaz est très souvent estimée avec des graphiques ou des corrélations développées sur la base de ces graphiques.

4.1.2.2 Facteur de compressibilité du gaz

Le facteur de compressibilité du gaz est également appelé "facteur de déviation" ou "facteur z". Sa valeur reflète dans quelle mesure le gaz réel s'écarte du gaz idéal à une pression et une température donnée. La définition du facteur de compressibilité est exprimée comme :

$$Z = \frac{V_{\text{actuel}}}{V_{\text{ideal}}} \quad (4.6)$$

L'introduction du facteur z dans la loi des gaz pour un gaz idéal donne la loi des gaz pour un gaz réel :

$$PV = ZnRT \quad (4.7)$$

Où, est le nombre de moles de gaz (**Guo & al.,2007**).

4.1.2.3 Densité du Gaz

Vue que le gaz est compressible, sa densité dépend de la pression et de la température.

La densité du gaz peut être calculée à partir de la loi des gaz réels avec une bonne précision :

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{M W_a \cdot P}{zR \cdot T} \quad (4.8)$$

Où, m est la masse du gaz et ρ_g est la densité du gaz. En prenant l'air avec un poids moléculaire de 29 et $R = 10,73 = \frac{\text{psia-ft}^3}{\text{mole-}^\circ\text{R}}$,

$$\text{L'équation précédente peut être réarrangée pour donner : } \rho_g = \frac{2.7 \cdot \gamma_g \cdot p}{z \cdot T} \quad (4.9)$$

Où la densité du gaz est en lb/ft³.

4.1.2.4 Facteur de Volume de Formation du Gaz

Le facteur de volume de formation du gaz est défini comme le rapport du volume de gaz à la condition du réservoir au volume de gaz à la condition standard, C'est-à-dire :

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{P_{sc}}{P} \frac{T}{T_{sc}} \frac{Z}{Z_{sc}} = 0,0283 \frac{zT}{P} \quad (4.10)$$

où, B_g : est le facteur de volume de formation du gaz,

T : la température du réservoir,

P : la pression du réservoir,

T_{sc} : la température standard,

Z : facteur de compressibilité du gaz à la condition du réservoir (**Guo & al.,2007**).

4.2 Analyse nodale

4.2.1 Introduction

L'analyse nodale consiste à appliquer une analyse systémique à l'ensemble du système de puits, allant de la limite extérieure du réservoir jusqu'à la face du sable. Cela inclut les perforations, la section de complétion, l'entrée du tubage, la colonne de tubage avec ses restrictions et ses vannes de sécurité en fond de trou, le choke de surface, la ligne de flux et le séparateur. Cette analyse se base sur une combinaison de :

- La performance d'injection du puits : Cela concerne la capacité du réservoir à fournir des fluides (pétrole, gaz, eau) au puits. Elle évalue la relation entre la pression du réservoir et le débit de fluides qui peuvent être produits, souvent appelée la courbe de performance d'injection (Inflow Performance Relationship, IPR).
- La performance du conduit de flux multifonctionnel en fond de trou : Cela concerne la manière dont les fluides se déplacent à l'intérieur du puits lui-même, depuis le point d'entrée (face du sable ou perforations) jusqu'à la surface. Cette partie de l'analyse inclut la performance des conduits verticaux ou directionnels et prend en compte des facteurs tels que les pertes de charge, les restrictions dans le tubage, et la performance des vannes de sécurité de fond de trou.
- La performance de surface : Cela concerne la gestion et le contrôle des fluides une fois qu'ils ont atteint la surface. Cela inclut les vannes de surface (qui régule le débit et la pression des fluides), le comportement des fluides dans les lignes de flux horizontales ou inclinées, et la séparation des différents composants (pétrole, gaz, eau) dans le séparateur.

En combinant ces trois aspects, l'analyse nodale permet une compréhension complète du système de puits, du réservoir à la surface, et aide à identifier les points de restriction et à optimiser la production de manière efficace.

4.2.2 Relation de performance d'écoulement entrant (IPR)

Pour calculer la perte de pression dans un réservoir, il est nécessaire d'utiliser une équation qui exprime la perte d'énergie ou de pression due aux forces de cisaillement visqueux ou de friction en fonction de la vitesse ou du débit d'écoulement. Bien que la forme de cette équation puisse varier considérablement en fonction du type de fluide, toutes les variantes reposent sur le principe fondamental de la loi de Darcy (Beggs, 2003).

4.2.2.1 Loi de Darcy

En 1856, Henry Darcy a proposé une équation reliant la vitesse apparente du liquide à la chute de pression à travers une couche filtrante. Bien que ses expériences aient été réalisées verticalement, l'équation est également applicable à l'écoulement horizontal, couramment rencontré dans l'industrie pétrolière. Darcy a utilisé uniquement de l'eau dans des filtres de sable saturés, sans tenir compte des variations de propriétés ou de saturation des fluides. Ses filtres avaient une section constante, excluant ainsi la variation de vitesse dans le milieu traversé.

La forme différentielle de la loi de Darcy en termes de débit volumique est :

$$Q = vA = \frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (4.11)$$

Où, v : vitesse apparente (cm/s), Q : débit volumétrique (cm³/s), A : section de passage du fluide (cm²), k : tenseur de perméabilité (md) et P : pression (atm)

La loi de Darcy s'applique uniquement lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire) .
- Écoulement permanent .
- Formation homogène .
- Pas de réaction entre le fluide et la formation (**Beggs, 2003**).

a) Ecoulement linéaire

L'équation de Darcy pour un écoulement linéaire à section constante A , entre deux pressions P_1 et P_2 , sur une longueur L est donnée par :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (4.12)$$

Après intégration, nous obtenons :

$$q = \frac{ckA}{\mu} \frac{(P_1 - P_2)}{L} \quad (4.13)$$

Où,

c : facteur de conversion des unités ($c = 1$ pour les unités de Darcy)

La perméabilité (k) et la viscosité (μ) sont supposées indépendantes de la pression ou peuvent être évaluées à une pression moyenne.

b) Ecoulement radial

La loi de Darcy peut être appliquée à un écoulement radial, où la section d'écoulement n'est pas constante. Dans ce cas, l'équation de Darcy s'écrit sous la forme suivante

$$q = \frac{2rhk\pi}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (4.14)$$

4.2.2.2 Vogel

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un puits. L'écoulement devient diphasique lorsque la pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle ($P_r < P_b$). Vogel a établi une relation empirique pour caractériser ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (4.15)$$

q : Débit d'huile (STB/jour)

P_{wf} : Pression au fond du puits (psig)

P_r : Pression moyenne du réservoir ou pression de bulle

$q_{o\max}$: Débit entrant (Inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF) (Beggs, 2003).

4.2.2.3 Méthode de l'indice de productivité (IP)

Selon les équations de l'écoulement, lorsque le puits est ouvert à la production, une onde de pression se propage à travers le réservoir, ce qui entraîne une diminution continue de la pression dans la région affectée au fil du temps.

En raison de ces conditions transitoires ou infiniment agissantes, les pressions à un rayon donné diminuent rapidement initialement, puis se stabilisent progressivement avec le temps. La pression au fond du puits P_{wf} suit un schéma similaire pour une production constante.

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits se stabilise autour d'une valeur constante, utilisée comme une approximation dans les équations d'écoulement à l'équilibre pour notre analyse (Beggs, 2003).

La différence entre la pression moyenne du réservoir et la pression au fond du puits est appelée abaissement de pression ($P_r - P_{wf}$), qui entraîne un débit Q et définit l'indice de productivité J donné par :

$$J = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad (4.16)$$

4.2.3 Pertes de charge le long de tubing

L'équation de perte de charge se compose de trois termes dans tout type d'écoulement :

- Le terme d'élévation (ou statique).
- Le terme de frottement (ou friction).
- Le terme d'accélération.

Pour un écoulement vertical ou incliné, le terme d'élévation est prédominant. L'équation d'écoulement des fluides, applicable à tout fluide (monophasique ou diphasique) et à toute inclinaison du conduit, est donnée comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{élévation} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{friction} \quad (4.17)$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique est formulée en trois termes distincts :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \frac{\rho V}{g_c} \frac{dV}{dl} + \frac{g}{g_c} \rho \sin\theta + \frac{f \rho V^2}{2g_c D} \quad (4.18)$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation se présente comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{total} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin\theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} + \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} \quad (4.19)$$

4.2.3.1 Les corrélations utilisées pour calculer le gradient de pression

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- Catégorie "A": Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.
- Catégorie "B": Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- Catégorie "c": Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement (BSEE, 2020).

Catégorie B

- Hagedorn and Brown

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right) f = \frac{2 f \cdot \rho_{ns} V_m^2}{D} \cdot \frac{\rho_{ns}}{\rho_s} \quad (4.20)$$

f : facteur de friction de Fanning

ρ_{ns} : Moyenne des densités sans glissement

ρ_s : Moyenne des densités avec glissement

- Gray

C'est une corrélation largement recommandée pour les systèmes de gaz et de condensat qui sont principalement en phase gazeuse (avec des gouttelettes de liquide entraînées). Aucune carte des régimes d'écoulement n'est utilisée, l'écoulement étant traité comme une pseudo-phase unique. L'eau ou le condensat liquide est considéré comme adhérant à la paroi de la conduite, entraînant un terme de rugosité modifié.

L'équation de l'équilibre de pression utilisée est :

$$dP = \frac{g}{gc} [\varepsilon \cdot \rho g + (1 - \varepsilon)\rho L] dh + \frac{f_t \cdot G^2}{2g_c \cdot D \cdot P_{mf} \cdot dh} + \frac{G^2}{gc} d\left(\frac{1}{\rho m_i}\right) \quad (4.21)$$

Catégorie C

- Duns et Ros

La corrélation utilise une carte des régimes d'écoulement couvrant l'écoulement en bulles, en bouchons et en brouillard. Il y a une transition linéaire entre les régimes de bouchons et de brouillard. Chaque régime a sa propre corrélation de hold-up. Le hold-up n'est pas modifié par la déviation.

La friction est calculée avec les propriétés du liquide pour les écoulements en bulles et en bouchons, et les propriétés du gaz pour le brouillard.

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right) f = \frac{f \cdot \rho \cdot V_m^2}{2 \cdot D} \quad (4.22)$$

- Beggs et Brill

suivent à nouveau la méthodologie décrite par Brown. Cette corrélation est unique en ce sens qu'elle est basée sur une carte des régimes d'écoulement pour l'écoulement horizontal, à partir de laquelle un régime est d'abord déterminé comme si l'écoulement était horizontal. Un hold-up horizontal est ensuite calculé par des corrélations. Enfin, ce hold-up est corrigé pour l'angle de déviation réel (**BSEE, 2020**).

La corrélation de Beggs et Brill modélise l'écoulement ascendant et descendant. Elle est donc recommandée pour toutes les applications de pipelines. Cependant, comme elle n'a pas été dérivée pour l'écoulement vertical, elle doit être utilisée avec prudence dans les puits verticaux.

Les calculs de friction dans Beggs et Brill utilisent un facteur de friction interne pour conduite lisse biphasique. On peut s'attendre à ce qu'il sous-estime la friction dans les conduites rugueuses.

Le gradient de pression de friction est :

$$\left(\frac{dP}{dx}\right) f = \frac{2 f_t \cdot \rho n s \cdot V m^2}{de} \dots \dots (4.23)$$

où, f_t est déterminé à partir de l'abaque de Moody

4.3 Système de gaz lift

Pour concevoir un système de gaz lift dans un puits, il est essentiel de déterminer les paramètres suivants :

- Le débit volumétrique du gaz d'injection (Q_g) et la pression de fonctionnement d'injection en surface (P_s).
- L'emplacement des vannes de déchargement et de la vanne de fonctionnement, ainsi que le point d'injection le plus profond (**BSEE, 2020**).

4.3.1 Débit de gaz d'injection

La quantité de gaz injectée dans le tubing de production dépend principalement du débit de liquide de production souhaité et du rapport gaz-liquide de formation. Le débit volumétrique d'injection de gaz en conditions de surface peut être déterminé comme suit :

$$Q_g^s = (TGOR - GOR_F) Q_L \quad (4.24)$$

Avec,

Q_g^s : Le débit d'injection de gaz en conditions de surface (scf/jr)

Q_L : le débit de liquide souhaité (scf/jr)

TGOR : le rapport total gaz-huile dans le tubing au-dessus du point d'injection (scf/stb)

GOR_F : le rapport gaz-huile des fluides de formation en-dessous du point d'injection (scf/stb).

Il est nécessaire de prendre en compte l'effet de la température qui varie entre la surface et les conditions de profondeur de la vanne. Le facteur de correction de température est donné par :

$$TCF = 0,0544 \sqrt{\gamma_g T_{vd}} \quad (4.25)$$

Avec,

γ_g : la densité du gaz

T_{vd} : la température à la profondeur de la vanne (R°) (**Pipesim Guide, 2018**).

Donc le débit volumétrique d'injection de gaz à la profondeur de la vanne est calculé comme suit :

$$Q_g^{vd} = Q_g^s \times TCF \quad (4.26)$$

4.3.2 Pression d'injection du gaz

La pression d'injection du côté de tubing à la profondeur de la vanne peut être exprimée comme suit :

$$P_{c,v} = P_{t,v} + \Delta P_v \quad (4.27)$$

Où,

$P_{c,v}$: La pression du casing à la profondeur de la vanne (psi)

ΔP_v : la différence de pression à travers la vanne (psi).

La détermination précise de la pression d'injection en surface $P_{c,s}$ est effectuée en utilisant l'équation suivante :

$$P_{c,s} = P_{c,v} \times e^{-0,01875 \frac{\gamma_g D_v}{zT}} \quad (4.28)$$

Avec,

$P_{c,v}$: Pression dans le casing à la profondeur D_v (ft) de la vanne (psi)

$P_{c,s}$: Pression dans le casing en surface (psi)

γ_g : correspond à la densité du gaz

z : le facteur de compressibilité moyen du gaz

T : la température moyenne (°R).

4.4 Système de pompage par pompe électrique submersible

Pour concevoir un système de pompage efficace, il est crucial de déterminer les paramètres suivants :

- La profondeur d'immersion de la pompe.
- La hauteur manométrique totale.
- Le nombre d'étages nécessaires.
- La puissance à fournir (**Pipesim Guide, 2018**).

4.4.1 Profondeur de la pompe

La pression générée par la pompe, ΔP_{pompe} , correspond à la différence de pression entre la sortie de la pompe P_d , et son point d'aspiration P_i

$$\Delta P_{pompe} = P_i - P_d \quad (4.29)$$

La pression de décharge de la pompe, P_d , vise à surmonter la pression de tête de puits P_{wf} , la perte de pression à l'intérieur du tubing de la pompe jusqu'à la surface $(\Delta P_f)_{pompe-surface}$, et la pression hydrostatique depuis la profondeur de la pompe (h) jusqu'à la surface.

$$P_d = P_{wf} + (\Delta P_f)_{pompe-surface} + \rho_f g h \quad (4.30)$$

4.4.2 Sélection de la pompe

Les fabricants fournissent des courbes de performance spécifiques à chaque série de pompes. Pour choisir une pompe immergée (ESP), il est crucial de disposer des informations sur son diamètre externe ainsi que sur sa capacité à générer une pression de refoulement spécifiée.

La hauteur manométrique totale est définie comme suit :

$$HMT = \frac{P_d - P_i}{\rho_f g} = h + h_{f.tubing} + h_{f.écoulement} + h_{wh} + h_{séparateur} \quad (4.31)$$

Avec, h : hauteur géométrique

$h_{f.tubing}$: la perte de charge par frottement à l'intérieur du tubin

$h_{f.écoulement}$: La perte de charge causée par le frottement à l'intérieur de la ligne d'écoulement.

h_{wh} : La charge de tête de puits.

$h_{séparateur}$: La charge dans le séparateur.

En se basant sur le débit souhaité et le diamètre externe de la pompe, ainsi qu'en utilisant les courbes de performance fournies par les fabricants, on peut déterminer la hauteur manométrique par étage de la pompe. Cela permet de calculer le nombre d'étages nécessaires à l'aide de la formule suivante (**Pipesim Guide, 2018**).

$$N_{étage} = \frac{HMT}{h_{étage}} \quad (4.32)$$

La puissance de la pompe est donnée par :

$$P = P_{un\ étage} \times N_{étage} \quad (4.33)$$

Conclusion

Dans ce chapitre, diverses approches mathématiques employées pour évaluer la performance des puits de pétrole ont été présentées, notamment l'analyse nodale, les courbes de performance IPR et VLP, ainsi que les différentes corrélations dédiées à la prédiction du comportement des fluides dans le tubing. Ces méthodes seront utilisées dans la suite de l'étude. De plus, les équations de base pour le calcul des systèmes de gaz lift et des pompes ESP ont été introduites.

Pour la suite de cette étude, le logiciel de calcul PIPESIM sera utilisé pour modéliser le puits et établir les calculs du système en appliquant les équations préalablement intégrées afin de permettre une meilleure compréhension des performances futures du puits et facilitera le choix de la méthode d'amélioration du rendement la plus appropriée.

Chapitre 5 :
Simulation via le simulateur
Pipesim - Discussion des
résultats

5 Simulation via le simulateur Pipesim -Discussion des résultats

Introduction

Dans le domaine de l'ingénierie pétrolière, la conception de puits et de pipelines pour garantir le transport sûr et économique des fluides produits vers les installations de traitement en aval constitue un défi majeur.

La modélisation précise de ces systèmes repose sur trois domaines scientifiques essentiels : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Pour répondre à ces besoins, les ingénieurs disposent d'outils sophistiqués comme le simulateur Pipesim, développé par SLB (ex : Schlumberger). Ce logiciel de simulation offre des capacités de modélisations avancées, permettant d'aborder efficacement ces aspects cruciaux et d'optimiser la conception et l'exploitation des systèmes de production

5.1 Présentation du logiciel

Le simulateur Pipesim est reconnu pour ses fonctionnalités avancées en modélisation d'écoulement multiphasique en régime permanent.

Il intègre trois domaines clés : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Depuis plus de 30 ans, Pipesim évolue constamment en intégrant les dernières avancées scientifiques et technologiques de l'industrie pétrolière et gazière.

Ce logiciel est particulièrement apprécié pour sa capacité à réaliser des analyses de sensibilité complètes du système hydraulique, facilitant ainsi la construction rapide de modèles de puits grâce à des interfaces graphiques interactives et des modèles prédéfinis.

Pipesim présente plusieurs avantages dont on cite :

- Analyse complète de la sensibilité du système hydraulique.
- Facilité de création rapide de modèles de puits grâce à des schémas graphiques interactifs et des modèles préétablis.
- Simplification de la transition entre les configurations centrées sur le puits et celles sur le réseau grâce à un environnement de travail convivial.
- Optimisation de la conception et de l'exploitation en traitant les problèmes potentiels liés à l'écoulement dans tout le système de production.

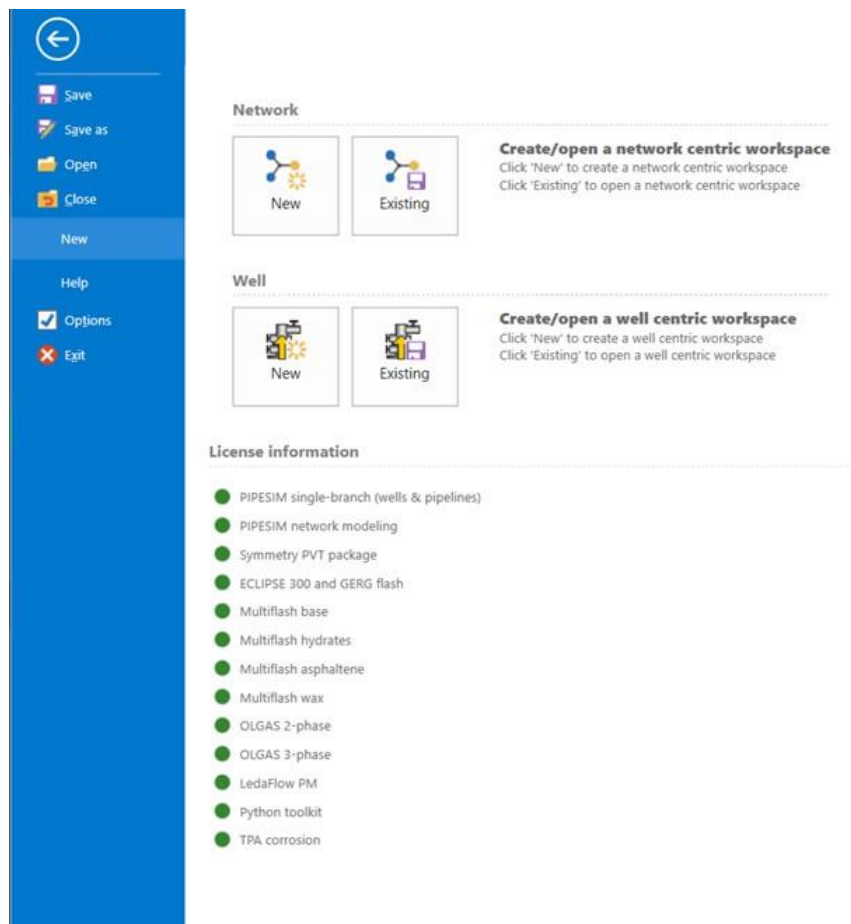


Figure 5-1 : Interface du logiciel

5.2 Mode de création d'un puits

Pour modéliser un puits avec PIPESIM, la première étape consiste à utiliser le mode "Well construction". Cette étape implique d'intégrer les données de complétion du puits, les propriétés du réservoir et les caractéristiques du fluide, pour garantir la précision du modèle et faciliter les analyses et la gestion du puits.



Figure 5-2 : Création du puits HRM22

5.2.1 Tubages

Après la création d'un nouveau puits, il faut entrer les données de celui-ci en utilisant la fenêtre "Tubulars". On peut y ajouter les casings et les tubings pour élaborer le schéma adéquat de notre puits.

General	Deviation survey	Heat transfer	Tubulars	Downhole equipment	Artificial lift	Completions	Surface equipment	
Dimension option: <input checked="" type="radio"/> OD <input type="radio"/> Wall thickness								
<input type="button" value="^-"/> CASINGS/LINERS								
	Section type	Name	From MD m	To MD m	ID m	OD m	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	577	0.451485	0.473075	0.001	...
2	Casing	Casing 1	0	1625	0.3189986	0.339725	0.001	...
3	Casing	Casing 2	0	2148	0.224155	0.244475	0.001	...
4	Casing	Casing 3	0	2279.5	0.15748	0.1778	0.001	...
5	Liner	Casing 4	1886	2280	0.09957	0.1143	0.001	...
+ <input type="button" value="^-"/>								
<input type="button" value="^-"/> TUBINGS								
	Name	To MD m	ID m	OD m	Roughness in			
1	Tubing	1872.74	0.073025	0.1143	0.001		...	
+ <input type="button" value="^-"/>								

Figure 5-3 : Insertion des données relatives aux casings et tubings de puits HRM22

5.2.2 Équipement de fond

Dans l'onglet "Downhole Equipment", un packer est inséré pour isoler certaines zones du puits, améliorer le contrôle de la production et assurer la sécurité des opérations. Une fois le packer en place, d'autres équipements de fond peuvent être ajustés pour optimiser la production et la performance du puits.

Equipment	Name	Active	MD
1 Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	1855.29

PACKER

Name:

Active:

Measured depth:

Figure 5-4 : Insertion du Packer

5.2.3 Réservoirs

Les informations concernant l'intervalle de perforation prennent en compte les caractéristiques essentielles du réservoir, notamment sa pression, sa température et son indice de productivité (tableau 5.1). Ces données sont indispensables pour déterminer la relation d'écoulement entrant (IPR) du réservoir. Elles sont présentées dans l'onglet "Completions" de PIPESIM.

Tableau 5.1 : Données PVT

Pression de fond de puits (bar)	Température de réservoir (C)	Indice de productivité $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{jr. bar}}\right)$	Intervalle de perforation (m)
272	80,63	0,37	2202-2206

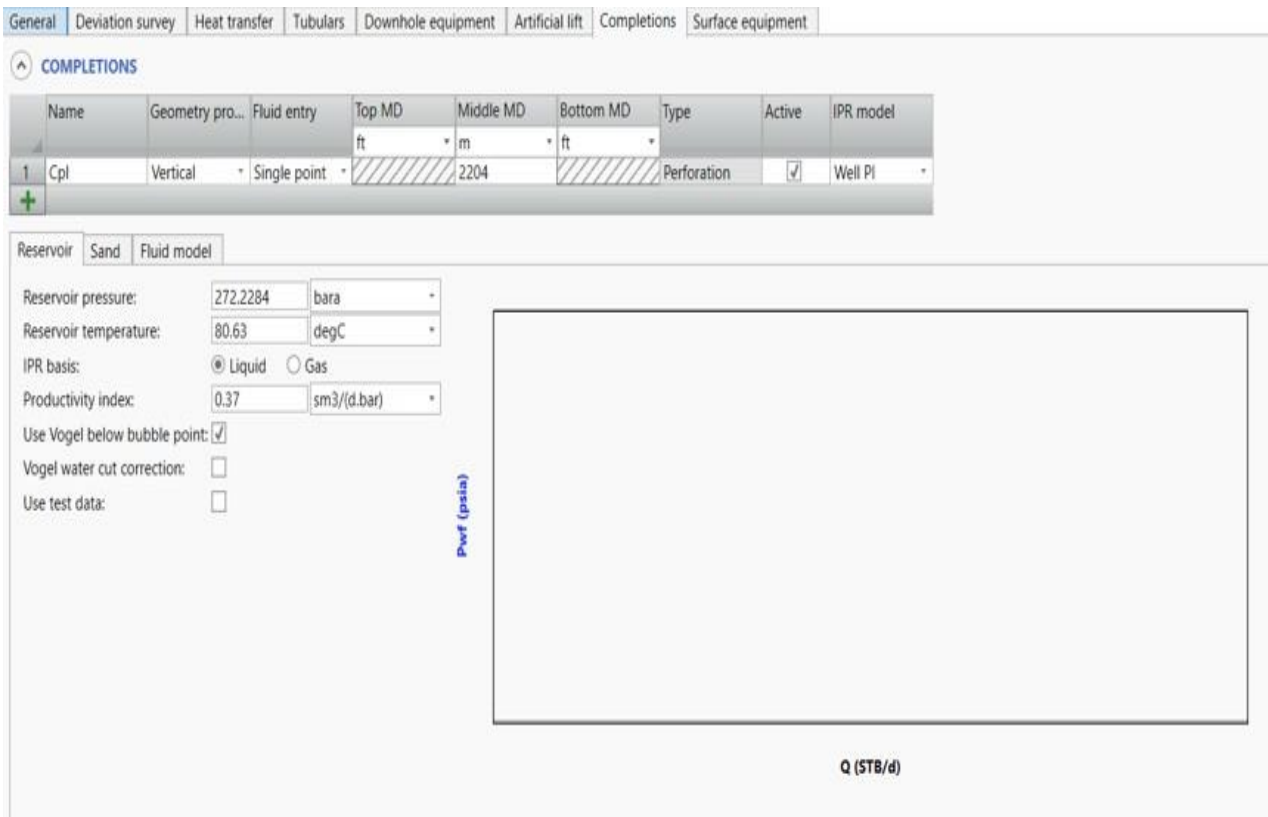


Figure 5-5 : Insertion des données PVT dans la commande "completion"

Une fois que l'intervalle de perforation est défini, nous obtenons le schéma complet de notre puits d'étude (figure 5-6).

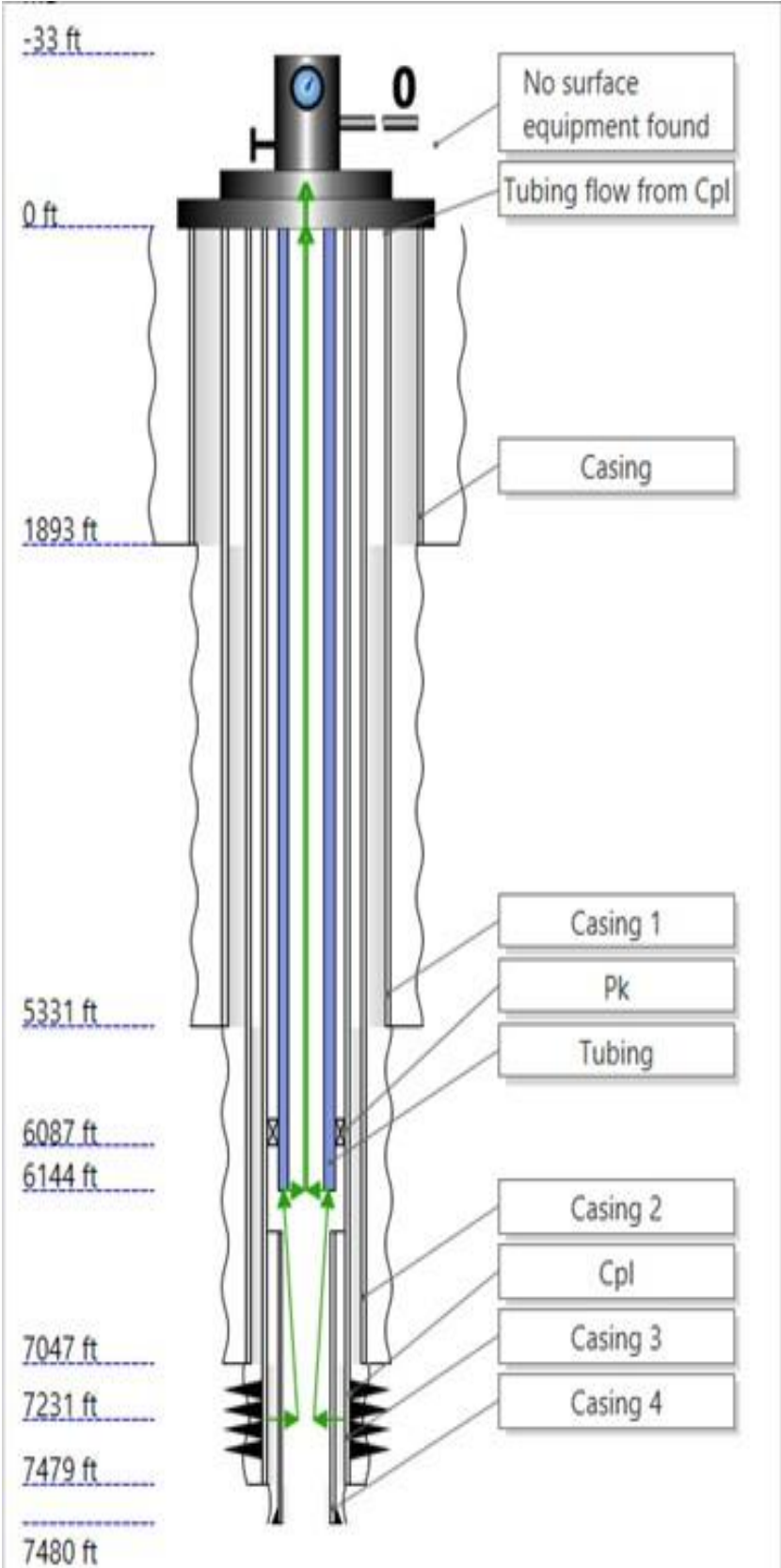


Figure 5-6 : Schéma du puits donné par Pipesim

5.2.4 Modélisation des fluides de gisement

Dans l'onglet "Fluid Model" de PIPESIM, les trois phases principales des fluides - huile, gaz et eau - sont soigneusement représentés.

Pour estimer la répartition de chaque phase dans les conditions du réservoir, les caractéristiques spécifiques des hydrocarbures sont déterminées à partir de données de laboratoire. Un aspect important dans cette modélisation est le rapport gaz/huile en solution, qui exerce une influence significative sur le comportement global des phases. Afin d'améliorer la précision des calculs, des fractions de contaminant sont également prises en compte.

Tableau 5.2 : Propriétés de fluide

Données	Valeurs	Unité
Water cut	15	%
GOR	944	m ³ /m ³
Densité de gaz	0,67	
Densité de l'eau API	1,27 39	dAPI

Tableau 5.3 : Fraction des contaminants

CO2	0,22
N2	0,54

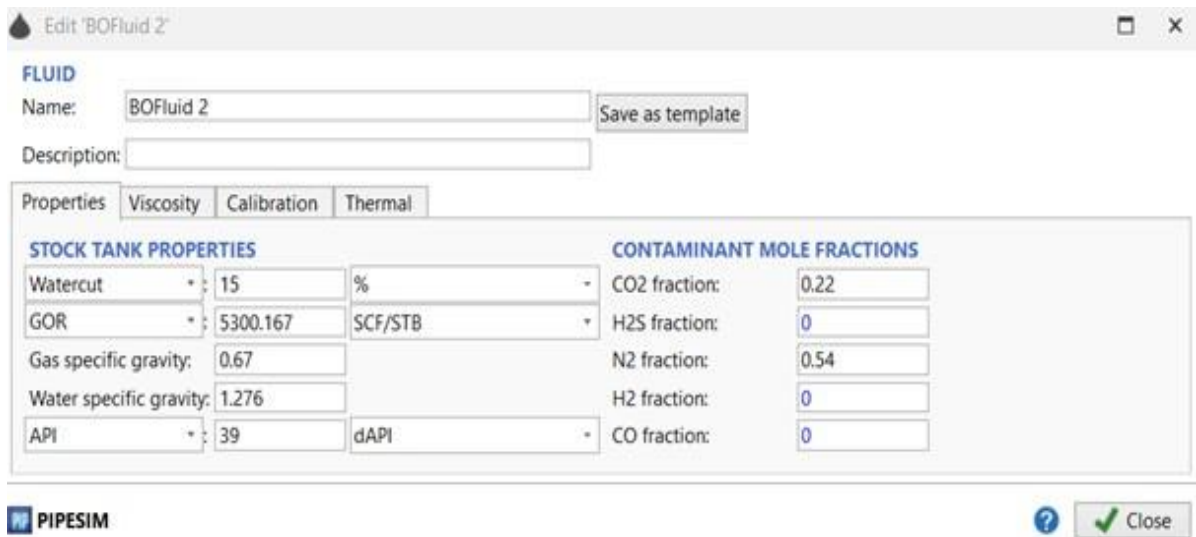


Figure 5-7 Insertion des données de fluide

Dans l’onglet ”Calibration”, les données relatives au rapport gaz-huile (GOR), à la pression et à la température au point de bulle, obtenues lors des tests de laboratoire, sont utilisées pour ajuster les paramètres du modèle de fluide (tableau 5.4).

Tableau 5.4 : Données de fluide au point de bulle

GOR (m ³ /m ³)	Pression de bulle (bar)	Température de bulle (C)
823	180	81,2

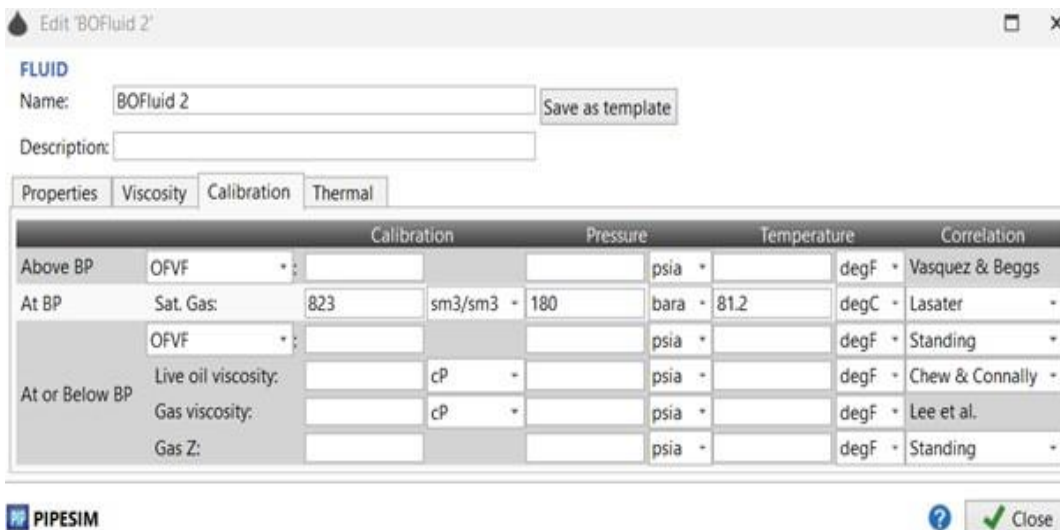


Figure 5-8 : Insertion des données au point de bulle

5.3 Évaluation de l'IPR (Inflow Performance Relationship)

Une fois toutes les données collectées et intégrées dans PIPESIM, l'évaluation de l'IPR devient importante. Cette étape permet de simuler la relation entre la pression de fond de puits et le débit entrant dans le puits. La courbe IPR ainsi obtenue offre une compréhension visuelle de la performance du puits dans différentes conditions.

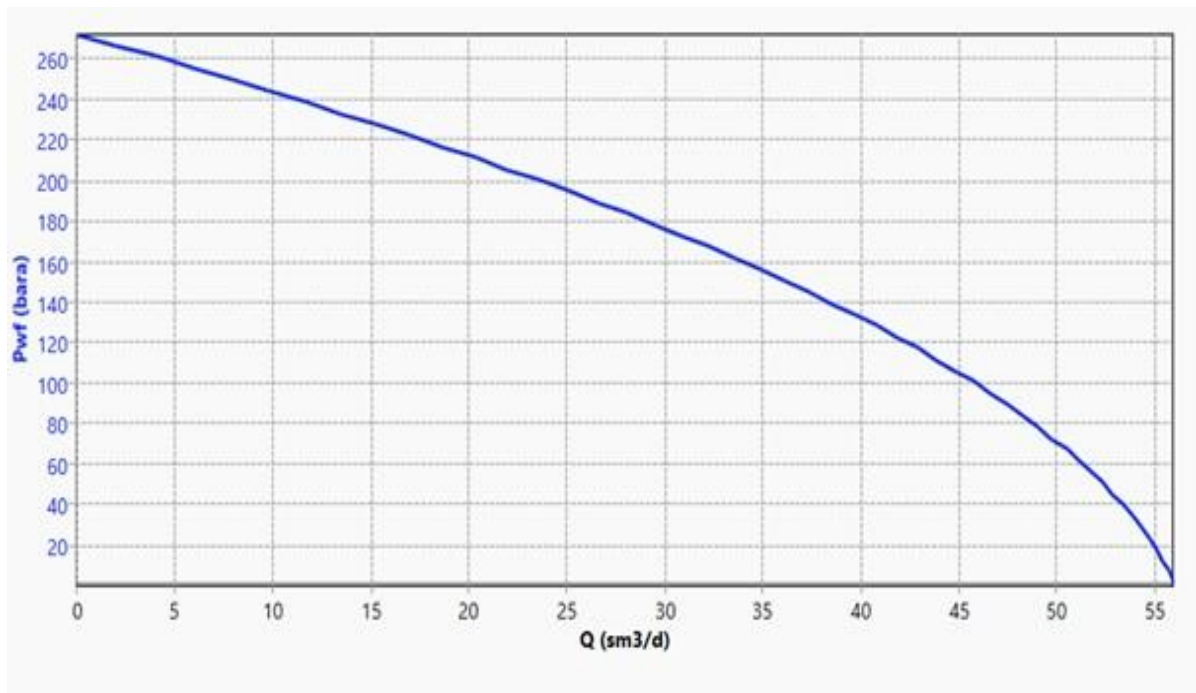


Figure 5-9 : Courbe IPR du puits HRM22

Tableau 5.5 : Variation de débit de production en fonction de la pression de réservoir

Q (m ³ /j)	Pwf (Bar)	Q (m ³ /j)	Pwf (Bar)	Q (m ³ /j)	Pwf (Bar)
0,0000	272,2284	29,4668	178,1334	48,2369	84,0384
2,0294	266,6934	30,8670	172,5984	49,0079	78,5034
4,0218	261,1584	32,2302	167,0635	49,7419	72,9685
5,9772	255,6234	33,5564	161,5285	50,4389	67,4335
7,8956	250,0884	34,8456	155,9935	51,0989	61,8985
9,7770	244,5534	36,0978	150,4585	51,7218	56,3635
11,6214	239,0184	37,3129	144,9235	52,3078	50,8285
13,4288	233,4834	38,4911	139,3885	52,8567	45,2935
15,1991	227,9484	39,6322	133,8535	53,3686	39,7585
16,9325	222,4134	40,7363	128,3185	53,8435	34,2235
18,6288	216,8784	41,8035	122,7835	54,2814	28,6885
20,2881	211,3434	42,8336	117,2485	54,6823	23,1535
21,9104	205,8084	43,8266	111,7135	55,0462	17,6185
23,4957	200,2734	44,7827	106,1785	55,3730	12,0835
25,0440	194,7384	45,7018	100,6435	55,6629	6,5485
26,5553	189,2034	46,5838	95,1084	55,9157	1,0135
28,0295	183,6684	47,4289	89,5734		

5.3.1 Sélection du modèle de corrélation

Le choix du modèle de corrélation revêt une importance capitale pour garantir l'exactitude des simulations. Les modèles de corrélation déterminent la manière dont les différentes propriétés du réservoir et du fluide sont interprétées et utilisées dans les calculs de simulation. Ils peuvent varier en fonction des conditions spécifiques du réservoir et des caractéristiques du fluide. Ainsi, sélectionner le modèle de corrélation le plus approprié est essentiel pour obtenir des résultats précis et fiables lors de la modélisation des puits.

Tableau 5.6 : Débits de production

Débit d'huile (m ³ /m ³)	13,8
Débit d'eau (m ³ /m ³)	02,4
Débit de gaz (m ³ /m ³)	13028

Tableau 5.7 : Données disponibles sur la pression et la température dans le puits

	Profondeur (m)	Pression (bar)	Température (C)
Tête de puits	0	22	35
Fond de puits	2204,00	273,00	80,63

Survey data

Name:

Type: Well Flowline

Date/Time:

Oil flowrate:

Water flowrate:

Gas flowrate:

GOR:

Watercut:

COMMENTS

Survey comments:

PROFILE DATA

Fluid phases: 2-phase 3-phase

	Measured depth	Pressure	Temperature	Liquid holdup	Gas holdup
	m	bara	degC	%	%
1	0	22	35		
2	2204	272.2284	80.63		
+					

PIPESIM

Figure 5-10 : Insertion des données dans Survey Catalog

L’outil ”Data comparaison” est initié en choisissant la pression en tête de puits comme variable à évaluer. Les données spécifiques au puits, telles que le GOR, le watercut, la pression au fond et en tête de puits, sont ensuite incluses. Les formules de calcul et les données recueillies dans le ”Survey Catalog” sont également sélectionnées.

Les résultats des calculs sont résumés dans le tableau 5.8 ci-dessous, affichant les estimations de pression le long de la profondeur du puits fournies par chaque modèle de corrélation

Tableau 5.8 : Évolution de la pression en fonction de la profondeur du puits selon les différentes corrélations de calcul employées.

Corrélation	Beggs et brill	Duns et Ros	Gray	Hagedorn et brown	Orkizewski
Élévation (m)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)
2200,00	273,2285	273,2285	273,2285	273,2285	273,2285
-2200,00	260,0235	259,6242	153,4782	142,6789	172,4975
-2200,00	179,5640	210,2497	152,467	141,9706	170,4852
-2190,80	171,2065	157,6871	145,6206	138,7203	165,0493
-1886,00	148,8102	139,7468	135,4702	132,7063	139,4063
-1886,00	148,2104	138,0764	135,0025	131,1043	138,3027
-1872,74	143,5684	136,4159	134,5803	130,5476	137,1560
-1872,74	143,0210	133,5705	133,4762	130,6725	135,1679
-1796,20	138,4908	130,7195	117,3671	129,4602	134,7056
-1491,40	117,3247	118,7463	111,3605	110,3641	112,0185
-1186,60	97,8430	91,74610	90,1062	90,1798	89,5097
-881,80	81,7156	82,05040	80,7618	79,6017	73,4811
-577,00	69,2794	68,09250	69,5379	65,4802	63,7615
-304,80	55,7914	56,47910	55,1974	53,0614	40,2822
0,00	20,0021	20,01700	20,9473	21,3502	20,0050

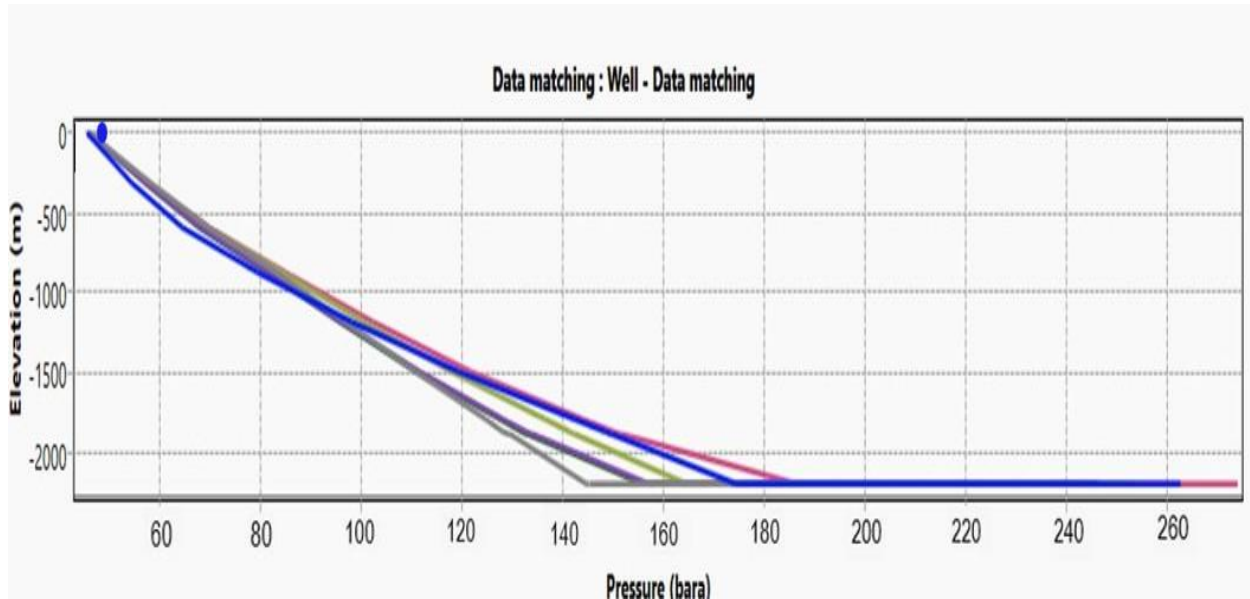


Figure 5-11 : Les différentes corrélations de calcul des pertes de charge le long des puits

- **Calcul d'erreurs**

Le tableau 5.9 présente le calcul de l'erreur entre la pression en tête mesurée in situ et celle calculée via Pipesim avec différentes corrélations.

Tableau 5.9 Calcul d'erreurs

	Beggs et brill	Duns et Ros	Gray	Hagedorn et brown	Orkizewski
Pression en tête mesurée (bar)	22	22	22	22	22
Pression en tête calculée (bar)	20,0021	20,0170	20,9473	21,3502	20,0050
Erreur(%)	09,0810	09,0136	04,785	02,9536	09,0681

- **Interprétation des résultats**

Pour notre puits HRM22, le modèle de Hagedorn Brown affiche la plus faible valeur d'erreur et une pression en tête de puits proche de celle mesurée. Cela démontre qu'il fournit une

meilleure prédiction du comportement d'écoulement. Par conséquent, il sera sélectionné comme corrélation d'écoulement dans l'onglet "Simulation Settings" (figure 5-12).

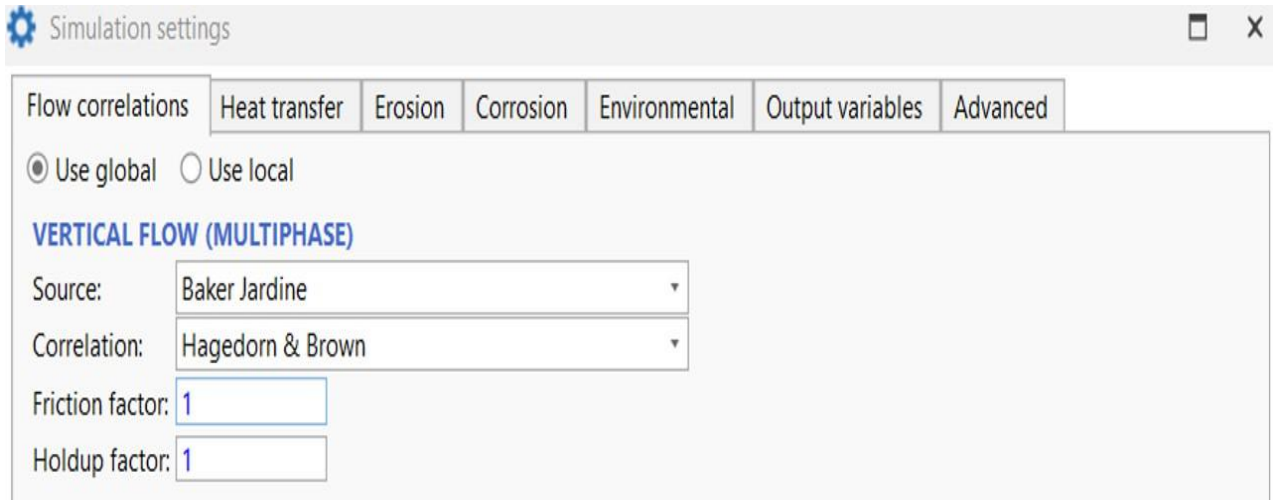


Figure 5-12 : Choix de corrélation pour le calcul des pertes de charge dans le tubing

5.4 Analyse nodale

On procède à une analyse nodale du système afin d'évaluer l'efficacité de l'écoulement sortant du puits. Cette analyse est initiée en lançant la fonction "Analyse Nodale" dans l'onglet "Accueil", en prenant comme référence le fond de puits, qui représente le point de nœud. On précise alors la pression à l'entrée du puits ainsi que le débit de production (Figure 5-13).

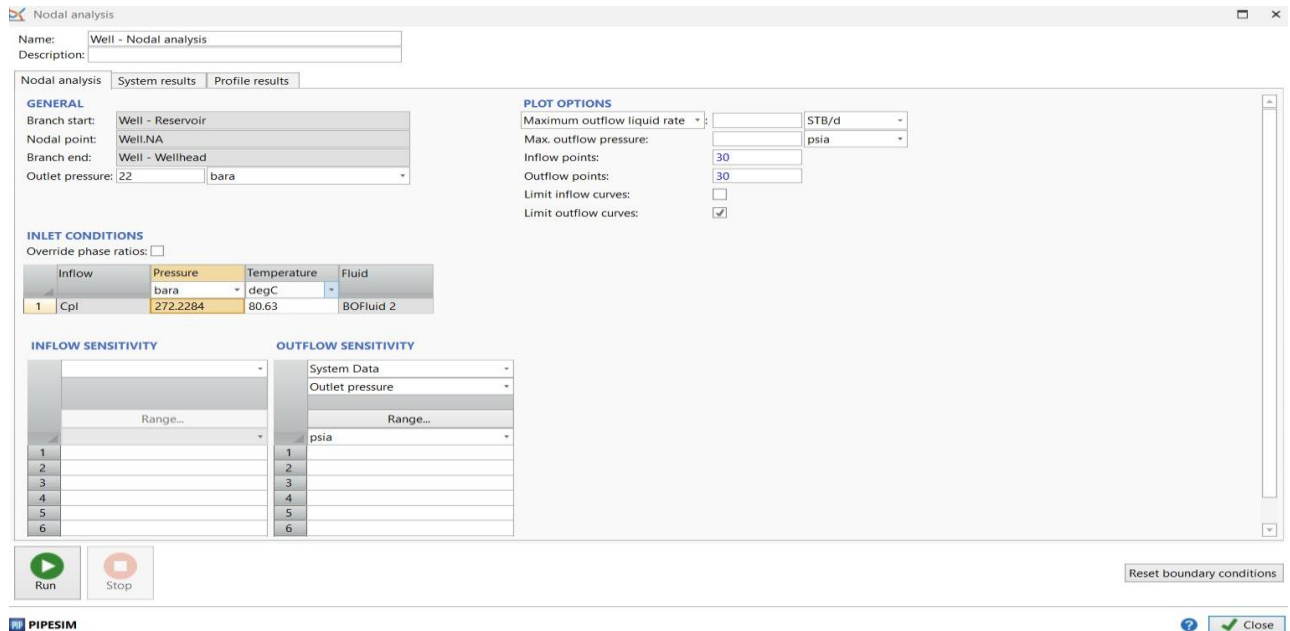


Figure 5-13 : Analyse nodale

- **Point de fonctionnement (Courbes IPR et VLP)**

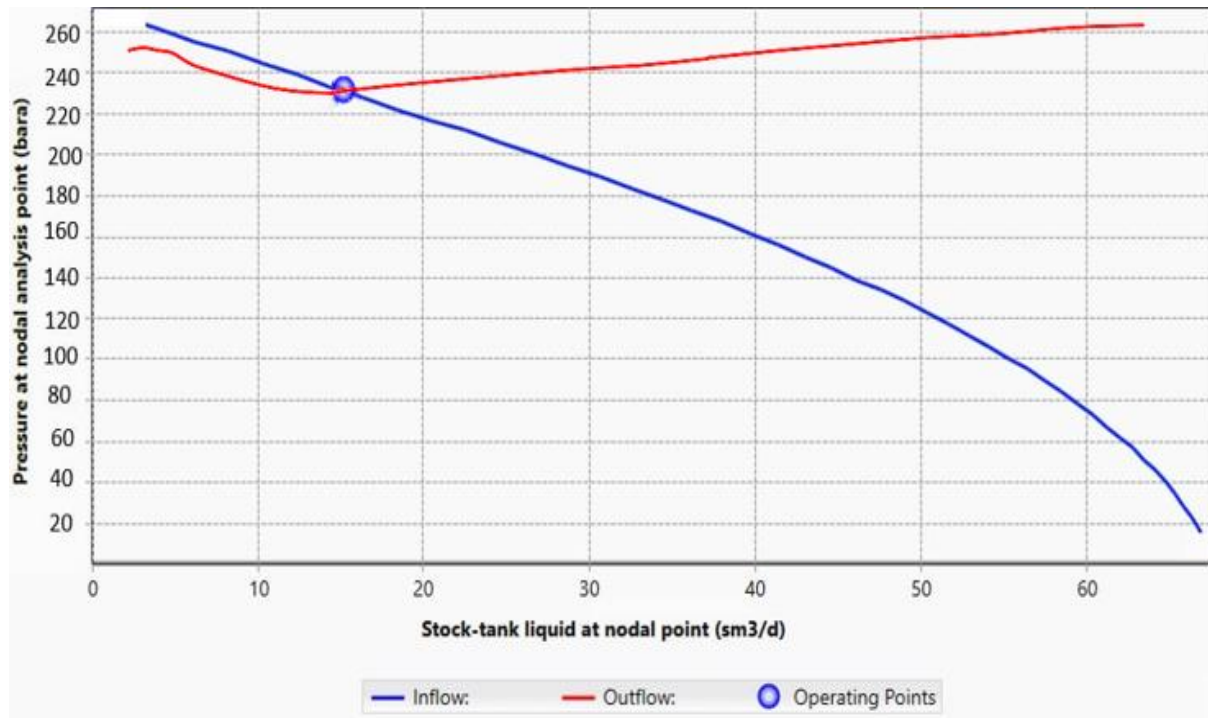


Figure 5-14 : Point de fonctionnement (courbes IPR et VLP)

Après avoir effectué une simulation de puits de l'étude à l'aide de logiciel "Pipesim", nous avons obtenu un débit de fonctionnement de 15,09 m³/jour, ce qui est assez proche du débit mesuré de 13,8 m³ /jour (Figure 5.14).

Il est important de noter que le puits a la capacité de produire un débit maximal pouvant atteindre 67,87 m³/jour, comme le montre l'intersection entre la courbe bleue représentant la courbe des IPR et l'axe des abscisses.

En évaluant maintenant la performance future du puits à l'aide d'une analyse nodale, nous avons pris en compte une sensibilité au water-cut qui est le facteur problème de notre étude variant de 15 à 35%. Le tableau ci-dessous illustre les débits de production calculés pour ces différentes valeurs de water-cut cibles. Les courbes de performance du puits correspondantes sont présentées dans la figure 5-15 pour illustrer les différentes variations.

Tableau 5.10 : Tableau des valeurs de water-cut et débits de production correspondants

Water-cut (%)	Débit de production (m ³ /jour)
15	15,0911
25	7,3425
35	0,0000

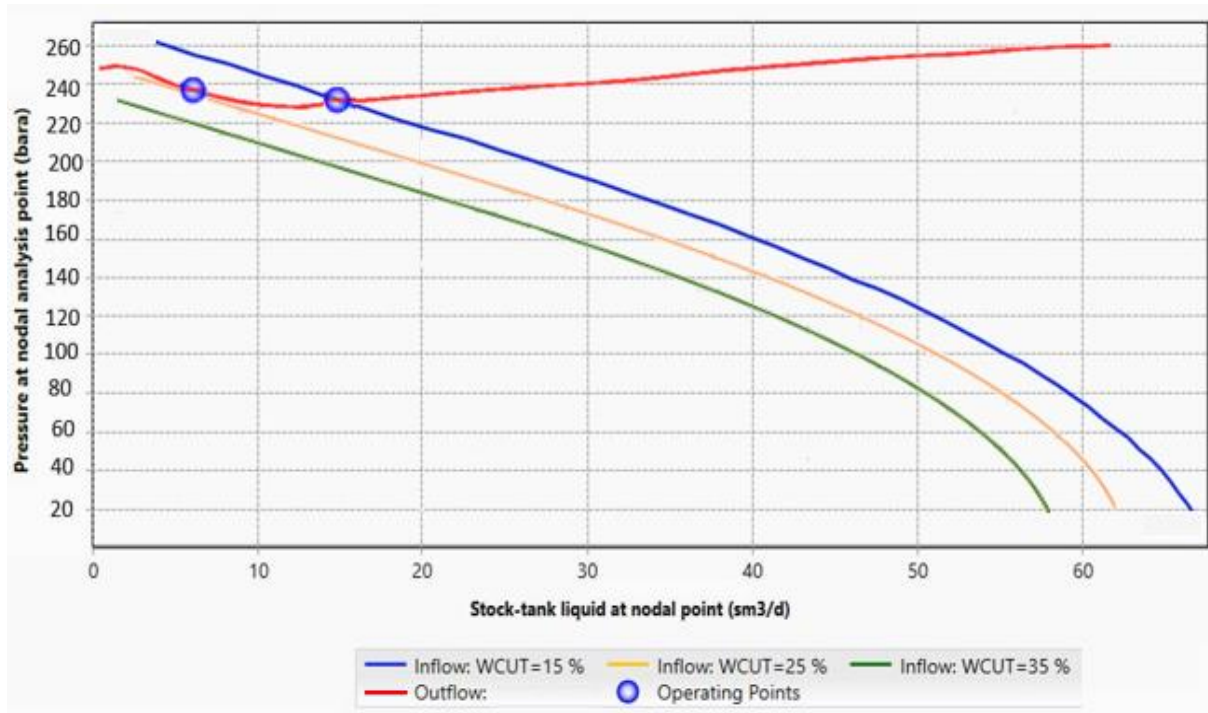


Figure 5-15 : Sensibilité du système de production au water cut

Lorsque le water-cut atteint 25%, les opérations d'extraction sont significativement impactées. La pression disponible pour extraire le pétrole diminue, rendant l'extraction plus difficile et nécessitant plus d'efforts pour maintenir le débit. À ce niveau, la production chute à la moitié de son niveau actuel, soit $7,3425 \text{ m}^3/\text{jour}$. Le mélange d'eau et de pétrole modifie les caractéristiques de flux dans les tuyaux, augmentant la friction et les pertes de charge, ce qui complique le contrôle du processus d'extraction et réduit son efficacité globale. Ces facteurs combinés entraînent une diminution notable de la production de pétrole et augmentent les coûts opérationnels.

À un water-cut de 35%, l'opération d'extraction devient pratiquement impossible. Le système de production cesse de fonctionner efficacement car la proportion d'eau est trop élevée pour que le puits puisse maintenir un débit de production viable. À ce stade, le débit de production descend à zéro, marquant l'absence totale de tout point de fonctionnement donc le puits devient non éruptif.

5.5 Optimisation de la production par le gaz lift

Cette étape tient compte de la variation de la pression d'injection en surface. Dans le mode d'analyse "Réponse au levage par gaz", les conditions limites relatives aux paramètres du puits sont intégrées. On évalue la sensibilité au débit d'injection sur une plage allant de 0,01 à 0,5 (mmscf/jr), tandis que la pression d'injection en surface doit surpasser la pression à la tête de puits, initialement fixée à 500 psi.

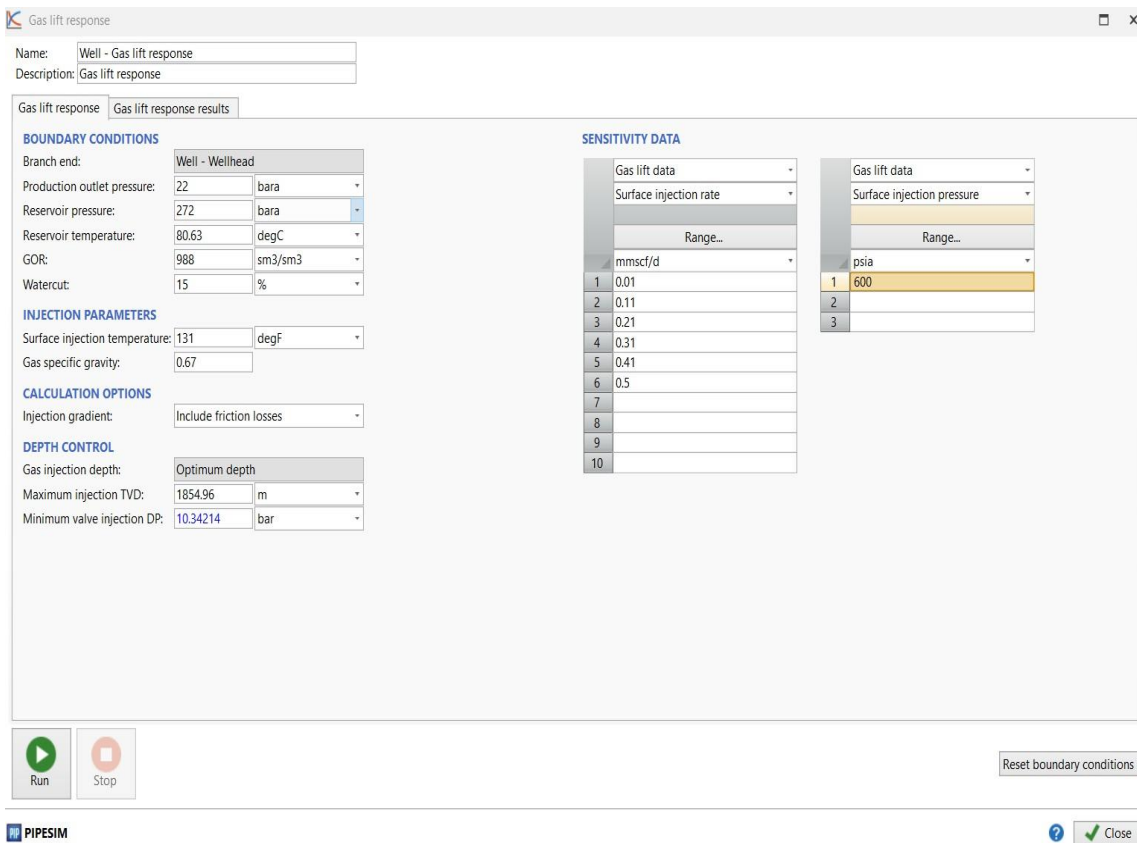


Figure 5-16 : Réponse de système de production au gaz lift

Après avoir inséré les données nécessaires et exploré plusieurs scénarios en modifiant les débits et les pressions d'injection de gaz, nous avons obtenu, pour chaque scénario, différentes profondeurs d'injection. Pour chaque combinaison de profondeur, pression et débit d'injection, nous avons déterminé un débit de production correspondant.

- Pour une pression d'injection de 500 Psi

Après avoir fixé la pression à 550 psi, et après avoir varié les débits d'injection de gaz, nous obtenons les résultats concernant la profondeur d'injection des gaz (à droite) et les débits de production d'huile(à gauche), comme illustré dans la figure 5-17.

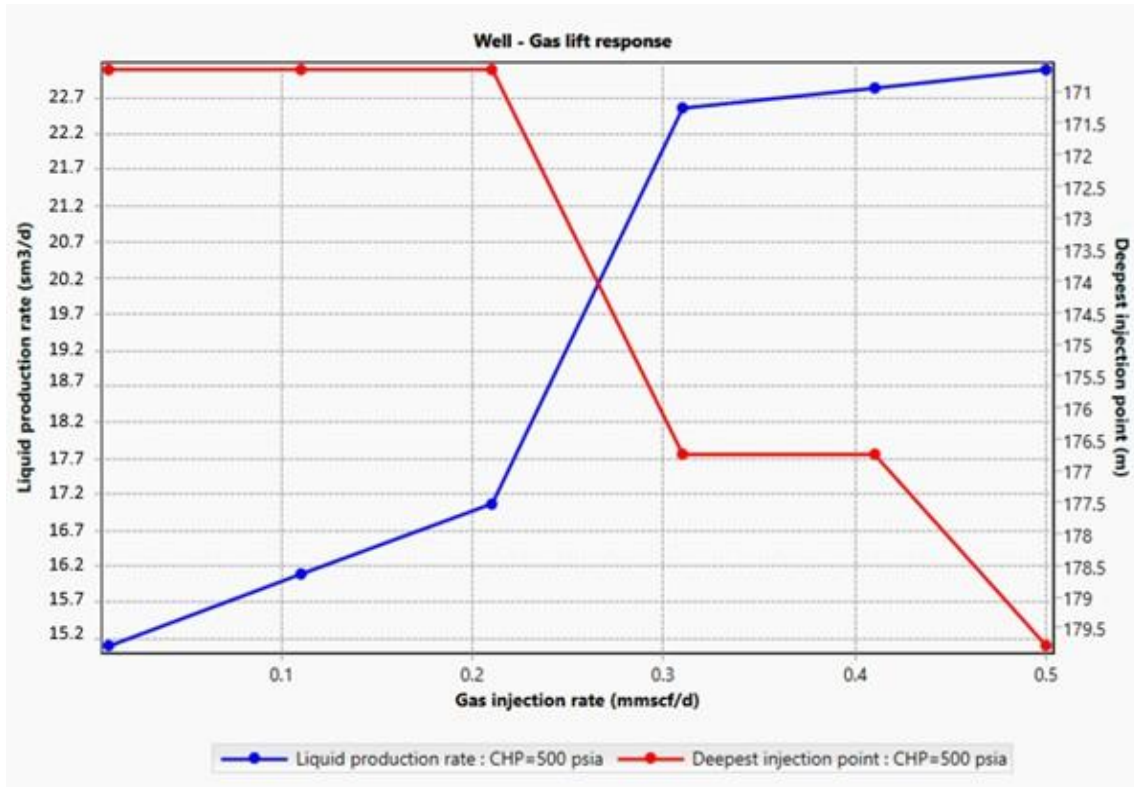


Figure 5-17 : Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 500 psi

Les résultats du graphique illustré dans la figure 5-17 sont résumés dans le tableau 5.11.

Tableau. 5.11 : Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection maximale pour une pression d'injection de 500 psi

Débit d'injection (mmscf/jr)	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	15,00280	170,6514
0,11	16,17230	170,6514
0,21	17,10174	170,6514
0,31	22,65071	171,2352
0,41	22,78877	176,7352
0,50	23,15680	179,7771

- Pour une pression de 650 psi

Après avoir fixé la pression à 650 psi, et après avoir varié les débits d'injection de gaz, nous obtenons les résultats concernant la profondeur d'injection de gaz (à droite) et les débits de production d'huile(à gauche), comme illustré dans la figure 5-18.

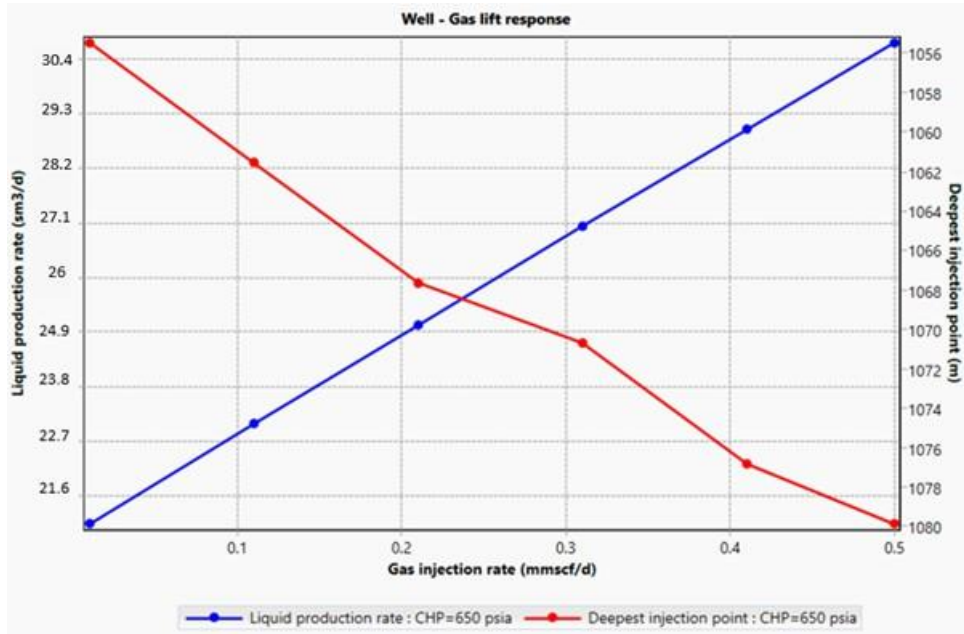


Figure 5-18 : Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 650 psi

Les résultats du graphique illustré dans la figure 5-18 sont résumés dans le tableau 5.12 .

Tableau 5.12 : Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection maximale pour une pression d'injection de 650 psi

Débit d'injection (mmscf/jr)	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	20,73150	1055,493
0,11	23,05236	1061,577
0,21	25,11474	1067,661
0,31	27,10571	1070,703
0,41	28,92664	1076,787
0,50	30,68751	1079,829

- Pour une pression de 800 psi

Après avoir fixé la pression à 800 psi, et après avoir varié les débits d'injection de gaz, nous obtenons les résultats concernant la profondeur d'injection de gaz (à droite) et les débits de production d'huile(à gauche), comme illustré dans la figure 5-19.



Figure 5-19 : Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 800 psi

Les résultats du graphique illustré dans la figure 5-19 sont résumés dans le tableau 5.13 ci-dessous.

Tableau 5.13 : Le débit de production et la profondeur maximale du point d'injection maximale pour une pression d'injection de 800 psi

Débit d'injection (mmscf/jr)	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	32,03422	1854,212
0,11	35,88433	1854,212
0,21	39,08883	1854,212
0,31	42,13483	1854,212
0,41	44,38977	1854,212
0,50	46,22123	1854,212

- **Interprétation des résultats**

En ajustant à la fois le débit et la pression d'injection, le débit de production commence à augmenter, permettant ainsi d'atteindre des profondeurs d'injection de gaz plus importantes. Cependant, certaines configurations de profondeur d'injection sont plus avantageuses que d'autres. Il est crucial de positionner le point d'injection au plus près du packer, au fond du puits, afin de permettre au système de gas lift de s'adapter efficacement à l'évolution future du puits et d'assurer un transfert optimal du gaz vers la zone de production. Parmi les différentes pressions, la configuration la plus avantageuse est celle qui nécessite le débit d'injection le plus bas tout en plaçant le point d'injection le plus profondément possible.

Selon les résultats obtenus, la profondeur optimale du point d'injection, ou ce qu'on appelle le "deepest injection point", se stabilise près du packer lorsque la pression d'injection atteint 800 psi à une profondeur de 1854,212 mètres. Cette configuration permet d'atteindre un débit de production de 35,884 m^3 /jour, soit 2,6 fois la production actuelle, avec un débit optimal d'injection de 0,11 mmscf/jour.

5.6 Optimisation de la production par la pompe ESP

Le mode "ESP Design" est activé depuis l'onglet "Home". Les données spécifiques au puits sont préalablement intégrées, incluant la pression souhaitée en tête de puits, le débit de production désiré et la pression de réservoir. Pour le watercut, nous utilisons la valeur la plus basse prévue, soit 35%, afin d'évaluer le système dans les conditions les plus défavorables.

The screenshot shows the 'ESP design' window in PIPESIM. At the top, the 'Name' field contains '2' and the 'Description' field contains 'Single pump selection'. Below this, the 'ESP design' section is divided into three main areas:

- BOUNDARY CONDITIONS:**
 - Branch end: Well - Wellhead
 - Outlet pressure: 319.083 psia
 - Reservoir pressure: 3953.004 psia
 - Reservoir temperature: 177.134 degF
 - GOR: 5300.167 SCF/STB
 - Watercut: 35 %
- DESIGN PARAMETERS:**
 - Design production rate: 45 sm³/d (highlighted with a red box)
 - Design option: Add a new ESP
 - Pump depth: 6144.16 ft
 - Design frequency: 70 Hz
 - Gas separator present:
- PUMP SELECTION:**
 - Specify required fields to select pump

At the bottom of the window, there are 'Run' and 'Stop' buttons, and the PIPESIM logo.

Figure 5-20 : Insertion des paramètres de simulation de la pompe ESP

Le catalogue (figure 5-21) des pompes ESP de PIPESIM permet de choisir des pompes dont le débit de production requis se trouve dans leur plage de performance optimale.

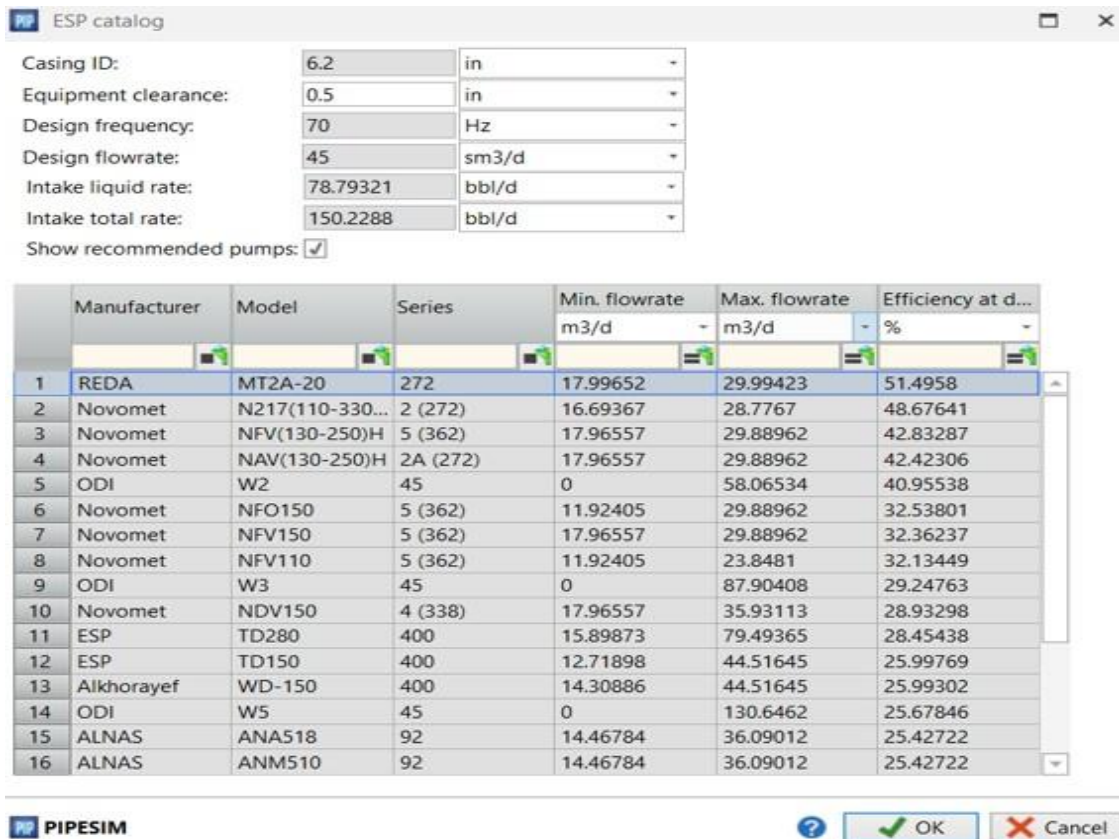


Figure 5-21 : ESP Catalog

La pompe REDA MT2A offre le meilleur rendement parmi les pompes proposées. Par conséquent, c'est celle qui sera sélectionnée pour le système.

5.7 Réponse de système de production

En réalisant une analyse de réponse du système ESP, la configuration choisie de la pompe et les nouvelles performances du système sont déterminées. Les résultats de la simulation montrent la réponse du système avec un watercut de 35% après l'installation de la pompe, fonctionnant à différentes fréquences électriques. Le puits atteint un débit de 24,1223 m³/jour à une fréquence de 70 Hz. Le tableau 5.14 résume les résultats des calculs. Les courbes caractéristiques de la pompe et l'analyse nodale du système après l'installation de la pompe sont présentées respectivement dans les figures 5-22 et 5-23.

Tableau. 5.14 Caractéristiques de la pompe REDA MT2A

Données	Valeurs	Unité
Nombre d'étages	70	-
Vitesse	3500	rpm
Efficacité	51,4958	%
Hauteur manométrique	488,2300	m
Débit produit	25,1223	m ³ /jour

5.7.1 Courbe de performance de la pompe

Après la sélection de la pompe, une courbe de performance spécifique à cette pompe, en fonction des conditions du puits étudié, a été établie.

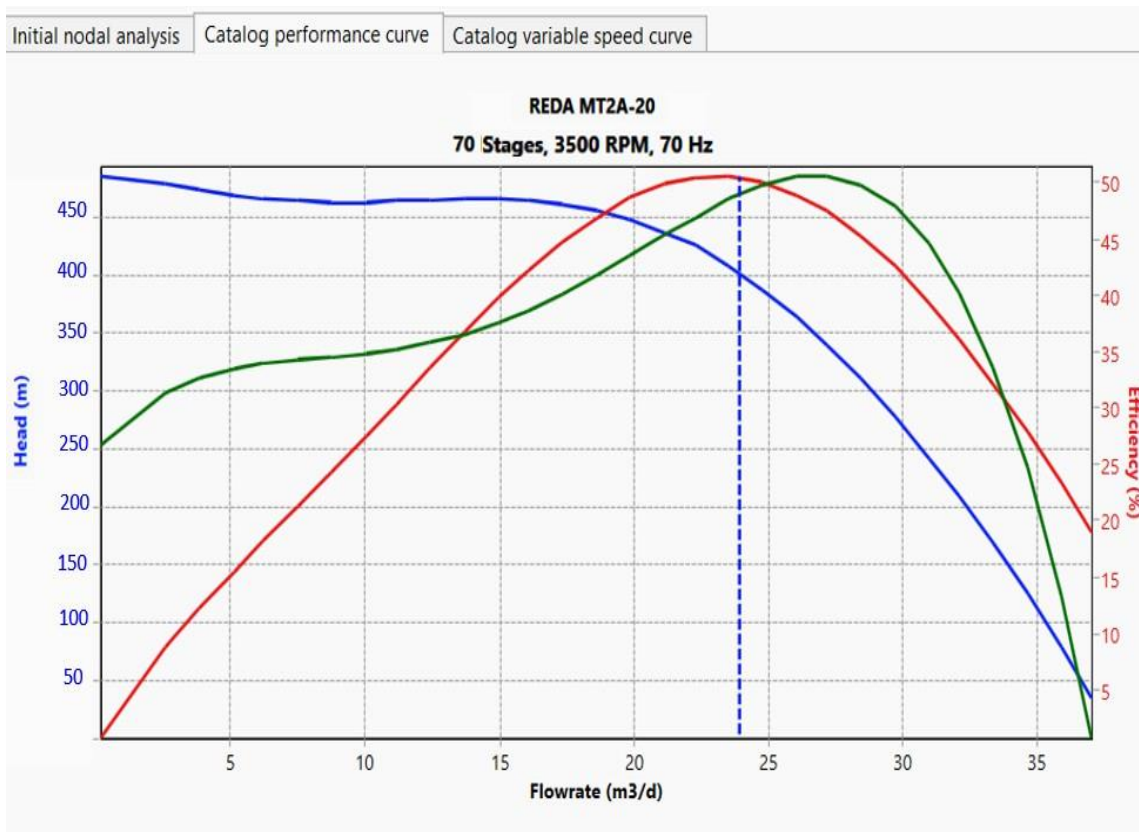


Figure 5-22 : Réponse du système de production à la pompe REDA MT2A

5.7.2 Performance de puits HRM22 avec la pompe REDA MT2A

5.7.2.1 Point de fonctionnement après la mise en place de la pompe

Après l'installation de la pompe, une analyse nodale a été effectuée pour déterminer le point de fonctionnement du système de production.

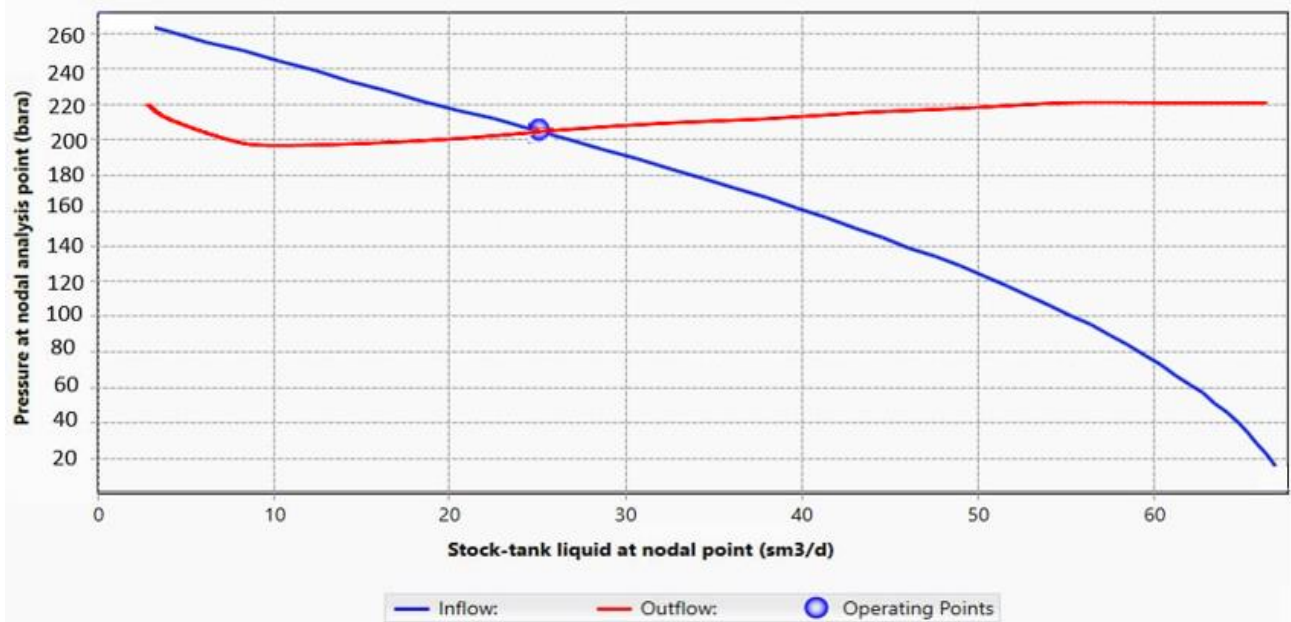


Figure 5-23 : Point de fonctionnement après la mise en place de la pompe ESP

5.7.3 Interprétation des résultats

Nous observons une augmentation de la production du puits, atteignant jusqu'à 25,1223 m^3 /jour. Néanmoins, cette croissance demeure modeste en raison de l'efficacité limitée de la pompe REDA MT2A dans le système de production, évaluée à seulement 51,4958%.

Cette inefficacité découle de plusieurs facteurs, parmi lesquels le GOR (Gas- Oil Ratio) élevé se démarque, atteignant 944 m^3 de gaz par m^3 de pétrole. Une telle proportion élevée de gaz par rapport au pétrole engendre une cavitation excessive dans les pompes, car un GOR élevé peut :

- Réduire la densité globale du fluide, ce qui diminue la pression de succion de la pompe et favorise la cavitation.
- Favoriser la formation de bulles de gaz dans le fluide, qui peuvent être aspirées dans la pompe.
- Affecter la viscosité du fluide, altérant ainsi la lubrification et le fonctionnement des composants de la pompe, aggravant les effets de la cavitation.

Cette valeur élevée du GOR est typique des gisements de Hassi R'mel, qui sont principalement gaziers, expliquant la présence abondante de gaz.

Dans ce chapitre, la modélisation et la simulation numérique du puits HRM22 ont été réalisées à l'aide de PIPESIM. Ce logiciel a permis de concevoir deux systèmes d'amélioration de la production, à savoir le gaz lift et les pompes électriques submersibles (ESP), dans le puits étudié, ainsi que d'évaluer leur performance. Le système de gaz lift a démontré une efficacité supérieure, avec une production atteignant près de trois fois celle initialement enregistrée, permettant ainsi au puits d'atteindre son objectif de débit de production et de se préparer aux évolutions futures. En revanche, les pompes ESP ont présenté une efficacité moindre et un rendement moins satisfaisant.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans le domaine de la production pétrolière, les entreprises sont confrontées à une multitude de contraintes diverses. Parmi les défis techniques à relever, l'augmentation du facteur water-cut, qui désigne le taux d'eau produite, est particulièrement notable. Cette augmentation est principalement attribuée aux opérations de dessalage par lavage à l'eau menées sur le puits HRM22 au fil des années. Par conséquent, il est impératif de trouver des solutions pour maintenir un niveau de production optimal tout en optimisant les coûts et en gérant les risques.

Nous avons tout d'abord présenté une description générale de la zone d'étude ainsi que des informations générales sur les puits pétroliers.

Ensuite, nous avons examiné le problème des dépôts de sels et proposé des solutions adaptées, en particulier celles appliquées au puits HRM22. De plus, nous avons étudié différentes options pour améliorer la production du puits, en soulignant que le système de gaz lift et les pompes électriques submersibles étaient les plus appropriés dans notre contexte.

Nous avons également entrepris la modélisation mathématique du problème, ce qui nous a permis de quantifier les phénomènes physiques en jeu et de concevoir les solutions proposées.

Enfin, grâce au logiciel de simulation PIPESIM, nous avons pu résoudre le modèle mathématique et concevoir différentes solutions pour le puits HRM22. L'étude menée sur le puits HRM22 a permis de démontrer le potentiel significatif d'amélioration de la production grâce à l'implantation d'un système de gaz lift. En effet, cette technologie a permis d'augmenter le débit de production de près de 3 fois par rapport à la production initiale, atteignant ainsi l'objectif fixé et préparant le puits aux évolutions futures. Les simulations réalisées ont également mis en lumière l'efficacité moindre des pompes électriques submersibles (ESP).

D'autre part, il est essentiel de prendre en compte plusieurs aspects pour maintenir le système de production du puits HRM22 dans des conditions optimales :

- Optimisation du débit d'eau injectée en respectant la loi de solubilité du NaCl pour éviter une injection excessive.
- Optimisation du système de gaz lift avec ajustement dynamique du débit de gaz injecté en fonction de l'évolution du water-cut, visant à maintenir l'efficacité du système et à maximiser la production de pétrole.
- Maintenance et surveillance : Installation recommandée d'un échangeur de chaleur à la ligne de gaz lift à l'entrée du puits pour prévenir le givrage des conduites et assurer un traitement efficace du gaz. Création d'une station de récupération de gaz à basse pression pour éviter le torchage du gaz injecté et réduire les coûts associés.

Ces mesures sont essentielles pour optimiser les opérations de production du puits HRM22, minimiser les perturbations et assurer une exploitation efficace et économique.

Références bibliographiques

Baouche, R., Nedjari, A., El Aadj, S., & Chaouchi, R. (n.d.). Facies Analysis of Triassic Formations of the Hassi R'Mel in Southern Algeria Using Well Logs: Recognition of Paleosols Using Log Analysis. *The Open Geology Journal*.

Baouche, R., and Nedjari, A., (2010). Analyse faciologique des formations triasiques des puits de Hassi R'Mel à partir des diagraphies différées: reconnaissance des paléosols / Facies analysis of Triassic Formations of Hassi R'Mel in Southern Algeria by using well logs: recognition of palaeosoils by log analysis. *Africa Media Review*, January 2010. Available at: https://www.researchgate.net/publication/342870208_Analyse_faciologique_des_formations_triasiques_des_puits_de_Hassi_R'Mel_a_partir_des_diagraphies_differees_reconnaissance_de_s_paleosols_Facies_analysis_of_Triassic_Formations_of_Hassi_R'Mel_in_Souther

Beggs, H. D., (2003). Production Optimization Using Nodal (TM) Analysis. Ogc.

Bureau de la sécurité et de l'environnement (BSEE). (2020). Rapport du Programme d'évaluation technique n° 300AE. BSEE : <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/300ae.pdf>

Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A., & King, G. (1999). Fighting Scale—Removal and Prevention. BP Amoco Corporation. Retrieved from <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/fighting>

Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A., (2007). Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. Elsevier Science & Technology Books. Édimbourg, Londres. Format PDF. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/book/9780750682701/petroleum-production-engineering>

Hadzihafizovic, D., (2023). Artificial Lift methods. *Journal of Petroleum Geology*. DOI: 10.5281/zenodo.10338730.

Nguyen, T.,(2020). Artificial Lift Methods: Design Practices and Applications. Disponible sur: https://www.google.dz/books/edition/Artificial_Lift_Methods/xojUDwAAQBAJ?hl=fr&gbpv=1

Prado, M.G.,(2008) - The University of Tul

Pipesim Site. User Guide. 2018. Disponible sur :
https://www.academia.edu/29603972/PIPESIM_Suite_User_Guide

Remidi, H., Lassouani,L., et Lounissi, R., 2007. *WEC, Well Evaluation Conference.* Petroleum Geology of Algeria. *Sonatrach-Schlumberger, 1995, Algérie.*

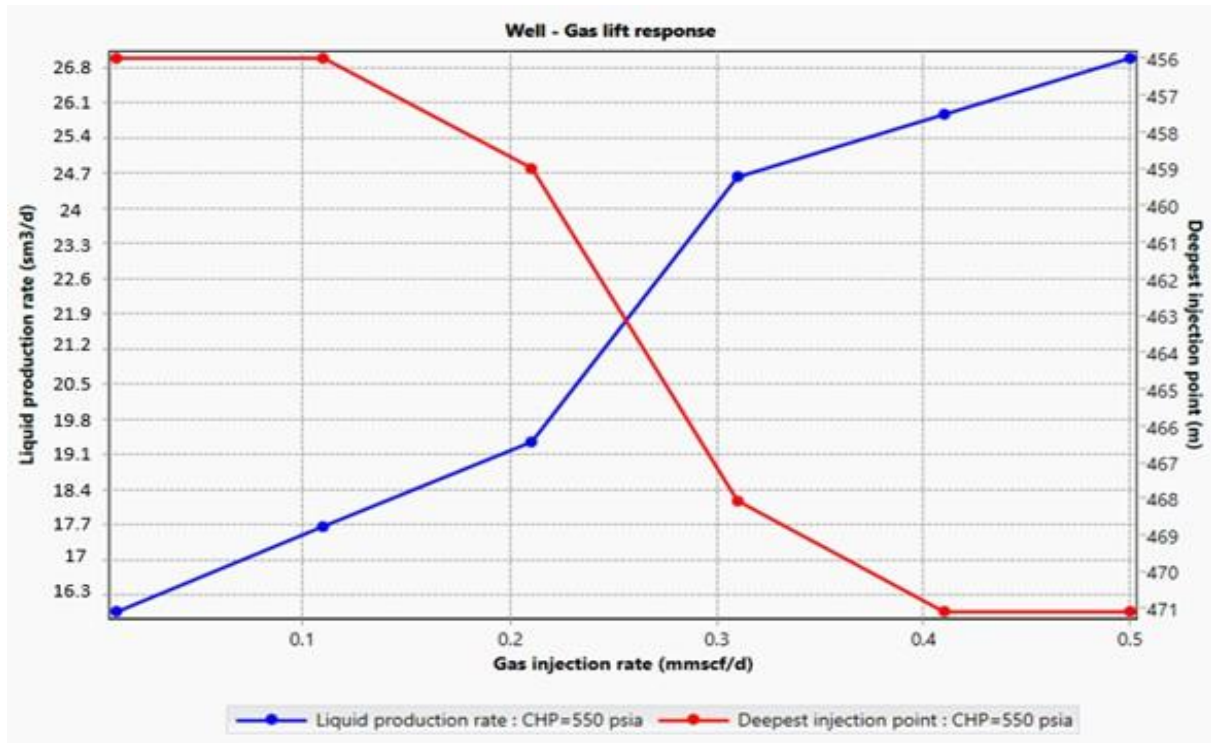
Siboukeur, H., (2010). Contribution à la production du biogaz à partir des boues de la station d'épuration de la ville de Hassi R'mel. Thèse de Magister, École Nationale Polytechnique. Disponible sur:
<https://repository.enp.edu.dz/jspui/bitstream/123456789/840/1/SIBOUKEUR.Hicham.pdf>

Wang., Woody FengMing (2022). Artificial lift Introduction. Schlumberger. Artificial Lift Methods Comparison.

Zerrouk, L., (2008). Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud. Thèse de Magister, Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des Sciences et Sciences de l'Ingénieur, Département de Génie des Procédés.

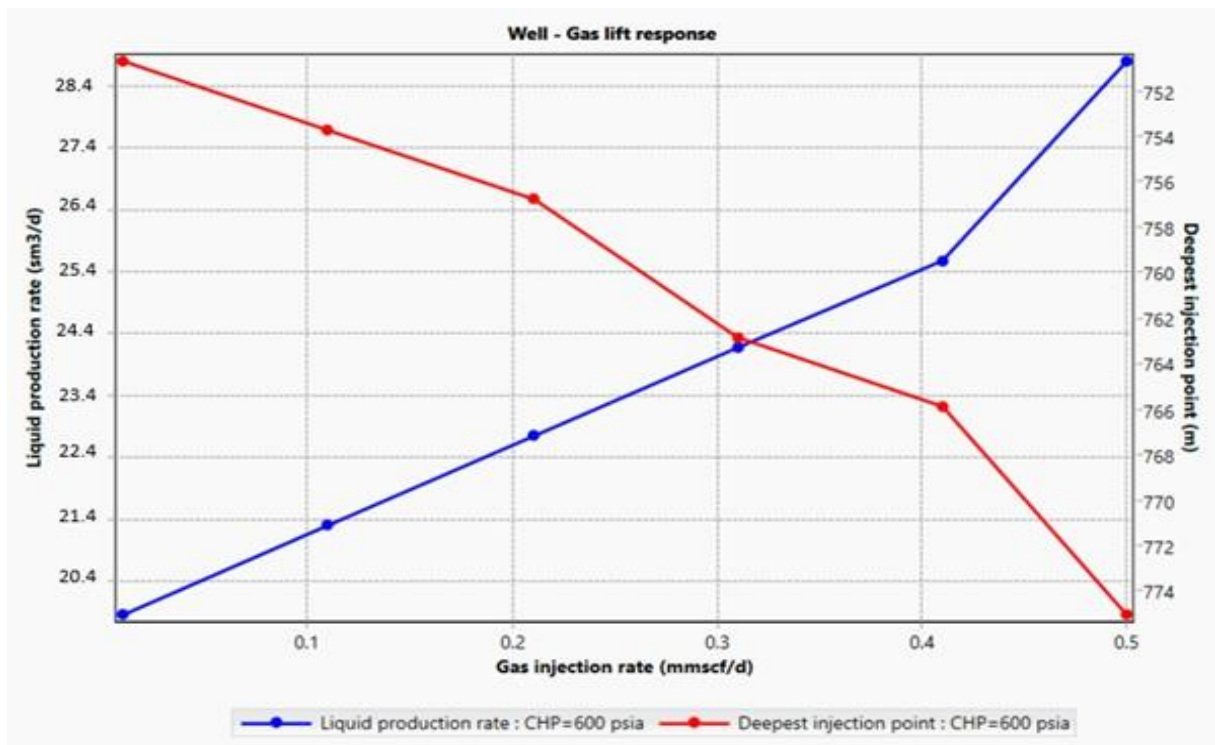
Annexes

1. Annexe A :



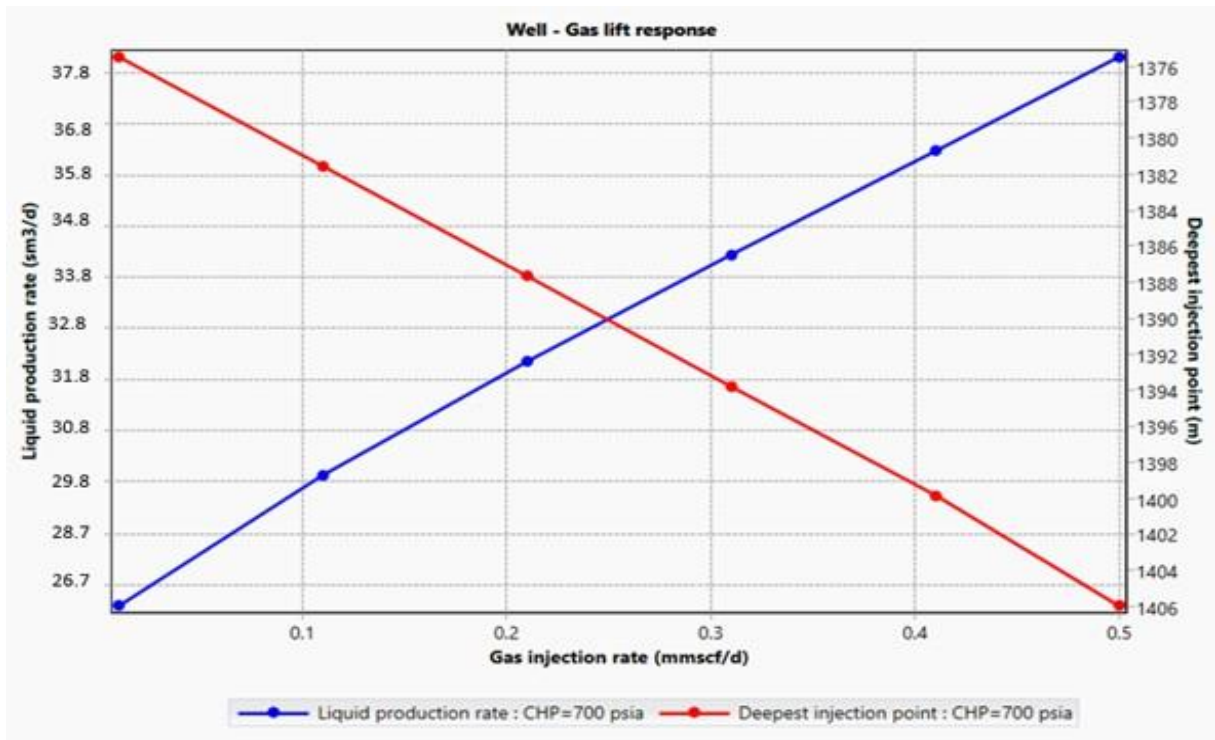
Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 550 psi

2. Annexe B :



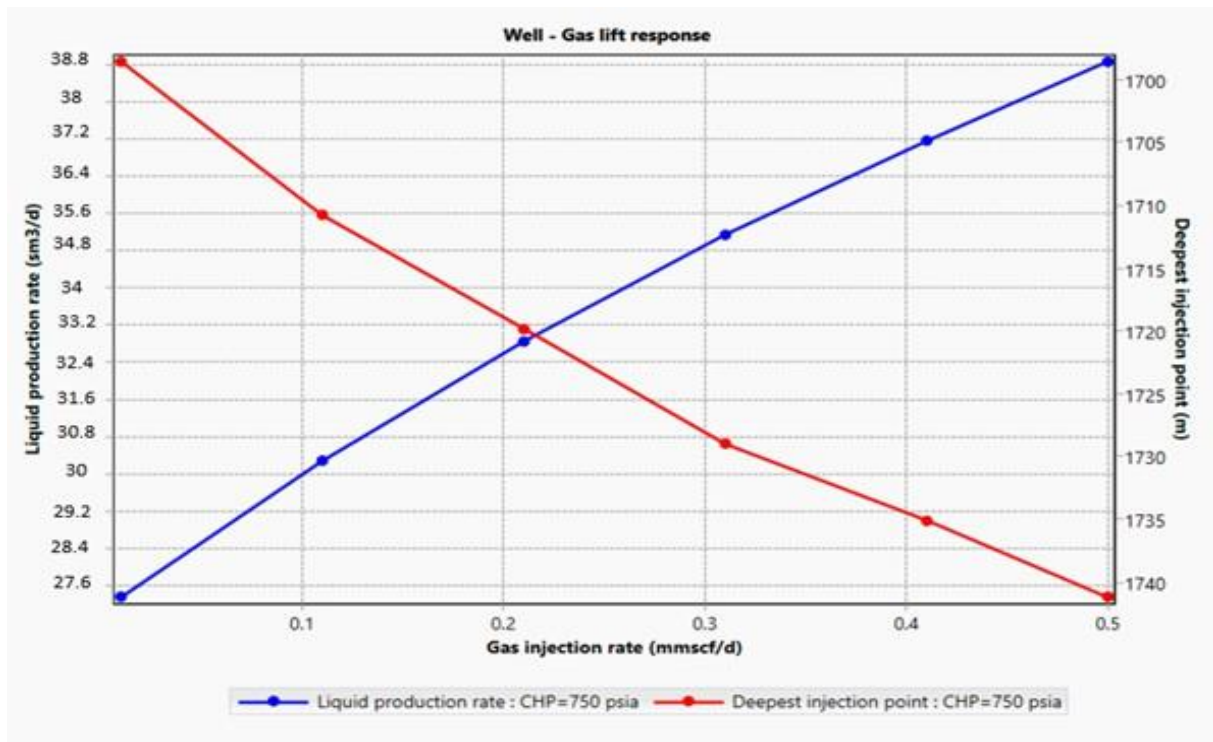
Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 600 psi

3. Annexe C :



Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 700 psi

4. Annexe D :



Évolution de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction du débit d'injection pour une pression de 750 psi