

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



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

**Amélioration de la performance des puits
pétroliers par les systèmes d'Artificial lift
Cas d'application puits OMK-5**

Réalisé par :
SALMI Khaled
RAHMOUN Imene

Dirigé par :
Pr. BENMAMAR Saâdia (ENP)
M. ROUABAH Oussama (SLB)
M. DRAREDJA Ilyas (SLB)

Soutenu le 03 juillet 2023, Devant le jury composé de :

Président M. BENZIADA Salim :	MAA	ENP
Promotrice Pr. BENMAMAR Saâdia :	Professeur	ENP
Examinatrice Dr. CHETIBI Meriem :	MCB	ENP
Examinatrice Dr. IKHLEF Khaoula :	MCB	ENP

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



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

**Amélioration de la performance des puits
pétroliers par les systèmes d'Artificial lift
Cas d'application puits OMK-5**

Réalisé par :
SALMI Khaled
RAHMOUN Imene

Dirigé par :
Pr.BENMAMAR Saâdia (ENP)
M.ROUABAH Oussama(SLB)
M.DRAREDJA Ilyas (SLB)

Soutenu le 03 juillet 2023, Devant le jury composé de :

Président M. BENZIADA Salim :	MAA	ENP
Promotrice Pr. BENMAMAR Saâdia :	Professeur	ENP
Examinatrice Dr. CHETIBI Meriem :	MCB	ENP
Examinatrice Dr. IKHLEF Khaoula :	MCB	ENP

Dédicace

“

Je dédie ce projet de fin d'étude à toutes les personnes qui ont contribué à sa réalisation.

Tout d'abord, je tiens à remercier mes parents pour leur amour et leur encouragement tout au long de mes études. Je ne serais pas là où je suis aujourd'hui sans leur soutien inconditionnel.

*À mon frère Mohamed qui a toujours été présent pour moi.
À ma chère Maroua pour sa présence et son soutien et ses encouragements inestimables.*

*À toute l'équipe de l'**ENB***

À mes chers amis Amine, Brahim et Rafik, pour tous les moments que nous avons partagés et les souvenirs construits.

À toute personne qui m'a apporté son aide et partagé son savoir,

”

- **Khaled**

Dédicace

“

Je dédie ce travail,

À ma chère et tendre maman, aucune dédicace ne saurait exprimer mon amour, ma gratitude et ma reconnaissance pour la force et le soutien indéfectible que tu m'as apporté tout au long de mon parcours.

À mon chère papa pour son soutien et son encouragement tout au long de mes études.

À Nadia, ma chère sœur aucun mot ne pourrait exprimer mon amour et ma profonde reconnaissance pour tout ce que tu fais pour moi au quotidien.

À Mohamed, mon grand frère qui a toujours été là pour moi.

À la mémoire de mes grands parents maternels et paternelle.

À Khaled, mon ami et mon binôme, Je suis reconnaissant pour ta persévérance, ta créativité et ton soutien tout au long de cette aventure.

À mes amies, particulièrement Ouslii, Soubaib, Nawel, Celia et toute l'équipe de Tam pour tous les moments que nous avons passés ensemble.

”

- Imene

Remerciements

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promotrice, Professeur Saâdia BENMAMAR pour son encadrement rigoureux, ses conseils et sa disponibilité tout au long de notre projet.

Nous remercions vivement Monsieur Mohamed Said Si Abderrahmane de nous avoir donné l'opportunité de faire partie de SLB Algérie durant notre stage et de vivre cette expérience exceptionnelle.

Nous remercions , Monsieur Ilyes DRAREDJA notre encadreur au sein de SLB, pour le fait qu'il nous a donné la chance de travailler et faire part de ses projets.

Un très grand remerciement et une très grande reconnaissance sont destinés à Monsieur Oussama ROUABAH pour son encadrement et assistance technique et morale qu'il nous a accordé pour l'élaboration du présent travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude et reconnaissance à l'ensemble du personnel de SLB qui ont tous contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'étude, en particulier, Mesdames Asma CHEKROUNE et Amira BENCHAOUI, Messieurs Hocine ABDOUN, Anouar NASRI, Ridha SEDDIKI et Yasser BOULANOUR qui nous ont aidés et permis de travailler dans une ambiance agréable.

Nous remercions par avance les membres du jury, qui nous ont fait l'honneur d'évaluer notre travail.

Nous remercions par la même occasion l'ensemble des enseignants du département Hydraulique qui nous ont accompagné tout au long de notre formation.

ملخص

الخرانات النفطية تنتج الهيدروكربونات في بداية استغلالها بواسطة ضغط الخزان الذي يسمح بتدفق هذه الأخيرة من قاع البئر إلى السطح بشكل طبيعي. مع استمرار عملية الإنتاج، تبدأ الخزانات في النفاد، مما ينتج عنه انخفاض مستمر في ضغط الخزان والذي يؤدي إلى نقص في الطاقة اللازمة للحفاظ على إنتاج طبيعي بمستويات اقتصادية مربحة. في هذه الحالة، يتعين استخدام أساليب الإنتاج المعروفة بـ "الرفع الاصطناعي" لاستئناف الإنتاج.

هدف هذه الدراسة هو تشخيص بئر OMK-5 الذي شهد انخفاضًا في ضغط الخزان والعيور على نظام "رفع اصطناعي" مناسب له لاستعادة الأداء الاقتصادي المطلوب. تتم تصميم ومحاكاة أنظمة "رفع اصطناعي" في هذه الدراسة باستخدام برنامج PIPESIM الذي طوره شركة SLB المتخصصة في خدمات النفط.

كلمات مفتاحية: تحسين أداء الآبار، الإنتاج المساعد، الرفع الاصطناعي، المضخات الكهربائية الغاطسة، PIPESIM، رفع الغاز، التحليل العقدي.

Abstract

Oil reservoirs naturally produce hydrocarbons due to a pressure known as "reservoir pressure". However, as exploitation progresses, the pressure decreases and the energy available for hydrocarbon flow may become insufficient to maintain economically viable production. In this case, it is necessary to use assisted production methods called "Artificial lift" to resume production.

The objective of this thesis is to diagnose well OMK-5, which has experienced a reservoir pressure drop, and find the appropriate "Artificial lift" system to restore its desired economic performance. The design and simulation of the "Artificial lift" systems in this study are carried out using the PIPESIM software developed by SLB, a company specialized in oilfield services.

Keywords : Improving well performance, Assisted production, Artificial lift, ESP pump, PIPESIM, Gas lift, Nodal analysis.

Résumé

Les réservoirs pétroliers produisent naturellement des hydrocarbures grâce à une pression appelée "pression de réservoir". Cependant, au fur et à mesure de l'exploitation, la pression diminue et l'énergie disponible pour l'écoulement des hydrocarbures peut devenir insuffisante pour maintenir une production économiquement rentable. Dans ce cas, il est nécessaire d'utiliser des méthodes de production assistée appelées "Artificial lift" pour reprendre la production.

L'objectif de ce mémoire est de diagnostiquer le puits OMK-5 qui a connu une chute de pression et de trouver le système d'"Artificial lift" approprié afin qu'il retrouve ses performances économiques désirées. La conception et la simulation des systèmes d'"Artificial lift" dans cette étude sont réalisées à l'aide du logiciel PIPESIM développé par l'entreprise SLB, spécialisée dans les services pétroliers.

Mots clés : Amélioration de la performance des puits, Production assistée, Artificial Lift, PIPESIM, Pompe ESP, Gas Lift, Analyse nodale.

Table des matières

Table des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Liste des symboles et conversions

Terminologie

Introduction générale	17
1 Production pétrolière	19
1.1 Introduction	20
1.2 Présentation du puits OMK-5	20
1.3 Problématique Générale	20
1.4 Système de Production Pétrolière	21
1.4.1 Réservoir	21
1.4.1.1 Définition	21
1.4.1.2 Existence des hydrocarbures	22
1.4.1.3 Mécanisme de propulsion	23
1.4.1.4 Capacité de production	26
1.4.2 Puits	27
1.4.2.1 Définition	27
1.4.2.2 Réalisation d'un puits	27
1.4.2.3 Équipement de puits	27
1.4.2.4 Productivité de puits	30
1.4.3 Séparateur	30
1.4.3.1 Définition	30
1.4.3.2 Type de séparateur	30
1.4.4 Pipelines	32
1.4.4.1 Définition	32
1.4.4.2 Type de pipeline	32
1.5 Conclusion	33
2 Activation des puits pétroliers	34
2.1 Introduction	35
2.2 Activation des puits	35
2.3 Méthodes d'activation des puits	35

2.3.1	Gas lift	35
2.3.1.1	Définition	35
2.3.1.2	Modes de fonctionnement - Avantages et Désavantages . .	36
2.3.1.3	Équipement de Gas lift	37
2.3.1.4	Démarrage du système	39
2.3.2	Pompe électrique submersible	40
2.3.2.1	Définition	40
2.3.2.2	Principe de fonctionnement des ESP	40
2.3.2.3	Composants essentiels du système	41
2.3.2.4	Avantages des pompes électrique submersibles	43
2.3.2.5	Désavantages des pompes électrique submersibles	43
2.3.3	Pompe à tige	44
2.3.3.1	Définition	44
2.3.3.2	Équipement des pompes à tige	44
2.3.3.3	Principe de fonctionnement des Pompes à tige	46
2.3.3.4	Avantages des pompes à tige	47
2.3.3.5	Désavantages des pompes à tige	47
2.3.4	Pompe à cavité progressive	48
2.3.4.1	Définition	48
2.3.4.2	Équipement des pompes à tige	48
2.3.4.3	Principe de fonctionnement des Pompe à cavité progressive	50
2.3.4.4	Avantages des pompes Pompe à cavité progressive	50
2.3.4.5	Désavantages des pompes à cavité progressive	51
2.3.5	Pompe Hydraulique	51
2.3.5.1	Définition	51
2.3.5.2	Principe de fonctionnement des pompes hydrauliques . . .	51
2.3.5.3	Avantages des pompes hydraulique	52
2.3.5.4	Désavantages des pompes hydraulique	52
2.4	Choix de la méthode d'activation OMK-5	53
2.4.1	Facteurs importants influençant la sélection de la méthode d'activation	53
2.4.2	Présélection de la méthode d'activation	54
2.5	Conclusion	57
3	Modélisation et développement mathématique	58
3.1	Introduction	59
3.2	Propriétés de l'huile et du gaz naturel	59
3.2.1	Propriétés de l'huile	59
3.2.2	Propriétés du gaz naturel	60
3.3	Relation de performance d'écoulement entrant (IPR)	62
3.3.1	IPR pour les réservoirs de pétrole sous-saturés	63
3.3.2	IPR pour les réservoirs de pétrole saturés	63
3.3.3	Indice de productivité	64
3.4	Relation de performance d'écoulement sortant (OPR)	64
3.4.1	OPR pour un écoulement monophasique	64
3.4.2	OPR pour un écoulement diphasique	65
3.5	Corrélations de prédiction du gradient de pression	65
3.6	Analyse Nodal	68

3.7	Conception de système Gas lift	69
3.7.1	Débit de gaz d'injection	70
3.7.2	Pression d'injection	70
3.7.3	Emplacement des vannes	71
3.7.4	Taille des vannes	73
3.8	Conception de système ESP	73
3.8.1	Sélection de la profondeur de la pompe	74
3.8.2	Sélection des diamètres de la pompe et du moteur	75
3.8.3	Sélection de la pompe	75
3.9	Conclusion	76
4	Simulation via PIPESIM et discussion des résultats OMK-5	77
4.1	Introduction	78
4.2	Présentation de PIPESIM	78
4.3	Modélisation de puits	79
4.3.1	Tubages	80
4.3.2	Équipements de fond de puits	81
4.3.3	Réservoir	81
4.3.4	Modèle de fluide	84
4.3.5	Relation de performance d'écoulement entrant (IPR)	85
4.4	Modèle de corrélation	86
4.5	Analyse nodale	90
4.6	Conception du système à Gas Lift	93
4.6.1	Réponse du système	93
4.6.2	Installation des vannes	98
4.7	Conception du système ESP	101
4.7.1	Choix de la pompe	101
4.7.2	Réponse du système	103
4.7.3	Contrôle de production	105
4.8	Conclusion	107
	Conclusion générale et perspectives	108
	Bibliographie	109

Table des figures

1.1	Carte de bassin sédimentaire Berkine	21
1.2	Schéma d'un système de production pétrolière	22
1.3	Schéma d'un piège des hydrocarbures	23
1.4	Réservoir à mécanisme de propulsion par l'eau	24
1.5	Réservoir à mécanisme de propulsion par gaz dissous	25
1.6	Réservoir à mécanisme de propulsion par gaz	25
1.7	Séparation des fluides par gravité durant la production	26
1.8	Schéma d'un puits de pétrole typique	28
1.9	Vue en coupe de la tête de Casing	29
1.10	Vue en coupe de la tête de Casing	29
1.11	Schéma de Christmas tree	29
1.12	Schéma d'un séparateur Horizontal	31
1.13	Schéma d'un séparateur vertical	31
1.14	Schéma d'un séparateur sphérique	32
2.1	Aperçu général d'un puits opérant avec le gas lift [Guo and al, 2007]	35
2.2	Vanne de Gas Lift dans une mandrins à poche latérale [Nguyen, 2020]	38
2.3	Vanne de Gas Lift dans une mandrins à poche latérale [Nguyen, 2020]	39
2.4	Loquets de vannes [Nguyen, 2020]	39
2.5	Performance d'une pompe à un seul étage [Nguyen, 2020]	40
2.6	Performance d'une pompe à deux étages en série [Nguyen, 2020]	40
2.7	Schéma d'un système ESP de base	41
2.8	Étage à écoulement radial	42
2.9	Étage à écoulement mixte	42
2.10	Principaux composants de l'unité de pompage	44
2.11	Unité de pompage conventionnelle [Nguyen, 2020]	45
2.12	Unité de pompage à équilibrage pneumatique [Nguyen, 2020]	46
2.13	Unité de pompage Mark [Nguyen, 2020]	46
2.14	Schéma de la pompe à piston [Nguyen, 2020]	47
2.15	Boîtier de garniture rotatif dans un système de PCP [Nguyen, 2020]	48
2.16	Tiges de renfort des PCPs [Nguyen, 2020]	49
2.17	Conception de base du Stator-Rotor	49
2.18	Vue en coupe des PCP à un seul lobe et à plusieurs lobes [Nguyen, 2020]	50
2.19	Schéma d'une pompe à jet	52
3.1	Courbe typique d'IPR pour un puits de pétrole	62
3.2	Illustration de l'écoulement radiale d'un puits vers le tubing de production	63
3.3	Détermination de la capacité d'écoulement de système	68

3.4	Gradient de pression du fluide de formation à l'intérieur du tubing avant et après l'injection de gaz	69
3.5	Procédure d'espacement des vannes [Nguyen, 2020]	71
3.6	Principe de fonctionnement des ESPs	73
4.1	Interface de PIPESIM	79
4.2	Mode création de puits de PIPESIM	79
4.3	Introduction des informations générales du puits OMK-5 dans PIPESIM	80
4.4	Insertion des données spécifiques aux casings et aux tubings dans PIPESIM	80
4.5	Choix de casing depuis le catalogue de PIPESIM	81
4.6	Insertion du packer	81
4.7	Saisie des données du réservoir dans PIPESIM	82
4.8	Schéma du puits OMK-5 dans PIPESIM	83
4.9	Création de modèle de fluide dans PIPESIM	84
4.10	Insertion des données de fluide au point de bulle dans PIPESIM	85
4.11	Courbe IPR de puits OMK-5	85
4.12	Insertion des données de puits dans Servey Catalog	87
4.13	Variation de la pression en fonction de la profondeur du puits pour les corrélations de calcul utilisées.	89
4.14	Sélection de la corrélation choisie dans les paramètres de la simulation	89
4.15	Paramètre de l'analyse nodale	90
4.16	Courbe de performance du puits OMK-5	91
4.17	La sensibilité du système à la chute de pression du réservoir	92
4.18	Analyse de la réponse du puits au Gas Lift dans PIPESIM	93
4.19	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 1000psi	95
4.20	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 1500psi	96
4.21	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 2000psi	96
4.22	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 2500psi	97
4.23	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 3000psi	97
4.24	Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 3500psi	98
4.25	Plan du système de Gas lift	99
4.26	Filtration des vannes adaptées aux conditions du système	100
4.27	Vanne de Gas lift choisies	100
4.28	Indication de dépassement du débit d'injection prévu	101
4.29	Configuration des paramètres de simulation du système ESP	102
4.30	Choix de la pompe dans PIPESIM catalogue	103
4.31	Courbes de performance de la pompes	104
4.32	Courbes de performance de la pompes	105
4.33	Variation des courbes OPR en fonction de la fréquence d'opération pour une pression de réservoir de 250 bar.	106
4.34	Variation des courbes OPR en fonction de la fréquence d'opération pour une pression de réservoir de 260 bar.	107

Liste des tableaux

2.1	Guide de la présélection des méthodes d'activation [Wang, 2022]	55
2.2	Table des priorités des méthodes d'activation [Apolo and al, 2020]	56
2.3	Donnés générales de puits OMK-5	56
3.1	Sélection des diamètres extérieures de la pompe et du moteur [Nguyen, 2020]	75
4.1	Caractéristiques des casings et des tubings du puits OMK-5	80
4.2	Données relatives au Réservoir	82
4.3	Propriétés de fluide	84
4.4	Paramètres de fluide au point de bulle	85
4.5	Calcul de débit de production en fonction de la variation de pression du réservoir	86
4.6	Caractéristiques de débit de production	87
4.7	Informations disponibles sur la pression et la température dans le puits . .	87
4.8	Calcul de pression le long de la profondeur du puits	88
4.9	Calcul de la pression en tête de puits et estimation de l'erreur RMS pour chaque corrélation	89
4.10	Les caractéristique de performance calculées par l'analyse nodale	90
4.11	Débit de production calculé pour les pressions du réservoir après chute . .	91
4.12	Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 1000 psi	94
4.13	Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 1500 psi	94
4.14	Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 2000 psi et de 2500 psi	94
4.15	Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 3000 psi et de 3500 psi	95
4.16	Configuration de la pompe choisie	104
4.17	Calcul du débit de production pour les différentes pressions de réservoir et les fréquences d'entraînement	106

Liste des abréviations

AOF	Absolute Open Flow
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)
MD	Measured Depth (Profondeur mesurée)
OPR	Outflow Performance Relationship (Relation de performance d'écoulement sortant)
PCP	Progressive Cavity Pump (Pompe à cavité progressive)
PI	Productivity Index (Indice de productivité)
TVD	True Vertical Depth (Profondeur verticale réelle)

Liste des symboles et conversions

Symbole	Significations	Unités
A	Section de l'écoulement	in ²
A_p	Taille de l'orifice de la vanne	in
API	Densité API d'huile	API°
B_o	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
E_k	Facteur de correction de l'énergie cinétique	-
f	Coefficient de frottement	-
g	Accélération de la pesanteur	m/s ²
GOR	Gas-Oil Ratio (Rapport gaz-huile en solution)	scf/stb
GOR_F	Rapport gaz-liquide en-dessous du point d'injection	scf/stb
$G_{f,d}$	Gradient des $P_{t,d}$	-
G_s	Gradient de pression hydrostatique de kill fluid	psi/ft
h	Hauteur	ft
H_L	Taux de rétention du liquide	-
HP_b	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
NS	Nombre d'étages	-
N_{Fr}	Nombre de Froude	-
OD	Diamètre extérieur	in
P	Pression	psi
P	Pression du réservoir	psi
P_b	Pression du point de bulle	psi
\bar{P}	pression moyenne dans le réservoir	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 puit	psi

PI ou J	Indice de productivité	stbo/jr/psi
P_d	Pression a la sortie de la pompe	psi
P_i	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
$P_{t,d}$	Pression dans le tubing après ajustement	psi
$P_{c,d}$	Pression d'injection après ajustement	psi
$P_{k,s}$	Pression de kickoff disponible avant l'injection	psi
P_{kd}	Pression de kickoff après ajustement	psi
$P_{Separateur}$	Pression dans le séparateur	psi
P_{nud}	Pression dans un nœud	psi
$P_{s,c}$	Pression d'injection en surface	psi
$(\Delta P_f)^{Pompe-surf}$	Perte de pression l'intérieur du tubing jusqu'à la surface	psi
ΔP_v	Différence de pression à travers la vanne	psi
ΔP_{hf}	Égale $0,25 * P_{c,s}$	psi
ΔP_{km}	Marge de kickoff pression au départ	psi
$\Delta P_{Friction}^{Tubing}$	Perte de pression par frottement à l'intérieur du tubing	psi
$\Delta P_{Friction}^{Flowline}$	Perte de pression par frottement à l'intérieur de flowline	psi
ΔP_f	Pertes de pression par frottement	psi
q	Débit de production de pétrole	stb/jr
$q_{o, max}$	le potentiel de débit maximum en écoulement	stb/jr
q_o	le 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_g^s	Débit du gaz d'injection en conditions de surface	scf/B
Q_L	Débit de liquide souhaité	scf/B
S	Skin factor (facteur de peau)	-
T_{pc}	Température pseudo-critique du gaz	°C
T_{vd}	Température à la profondeur de la vanne	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_o	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

ρ	Masse volumique d'huile	lb/ft ³
ρ_m	Masse volumique de mélange	lb/ft ³
ρ_n	Masse volumique du mélange sans glissement (No Slip)	lb/ft ³
ρ_S	Masse volumique du mélange avec glissement (Slip)	lb/ft ³
ρ_g	Masse volumique	lb/ft ³
ψ	Facteur de correction de H_L	-

1 ft	0,305 m
1 in	0,025 m
1 psi	0,0689 bar
1 cP	0,001 kg/(m.s)
1 scf (en pieds cubes)	0,0283168 m ³
1 stb/jr (en barils)	0,15898 m ³ /jr
1 ft/s	0,305 m/s
1 R°	-272,6 C°
<i>mmscf/jr</i>	million standard cubic feet

Terminologie

Point de bulle : terme utilisé en thermodynamique pour décrire les conditions de pression et de température auxquelles les premières bulles de gaz apparaissent dans un liquide composé d'au moins deux composants.

Offshore : L'exploitation d'hydrocarbures lorsqu'elle est située en haute mer. Elle est menée à partir de plateformes fixes ou flottantes qui sont ancrées au fond de l'océan.

Puit d'injection : Puits dans lequel des fluides sont injectés plutôt que produits.

Water cut : Le pourcentage de l'eau produite par rapport au volume total des liquides produits.

Lobes hélicoïdaux : des éléments de machines rotatives. Ils se composent de deux lobes hélicoïdaux en forme de vis qui tournent à l'intérieur d'un boîtier. Les lobes sont synchronisés pour tourner en sens inverse l'un de l'autre, créant ainsi des chambres de volume variable entre eux et le boîtier.

RMS : Root mean square (erreur quadratique moyenne) mesure la déviation des modèles de prédiction par rapport aux données. elle est utilisée pour évaluer à quel point les modèles s'écartent des données réelles et à quel point ils sont répartis. Cette mesure est utilisée pour comparer les modèles, celui ayant le plus faible (RMS) est considéré comme le meilleur ajustement.

Introduction générale

Au fil des décennies, l'industrie pétrolière a été confrontée à de nombreux défis liés à la demande croissante en énergie, à l'épuisement des ressources et aux préoccupations environnementales. Aujourd'hui, l'objectif de toute entreprise pétrolière est de maximiser la quantité de combustibles fossiles extraits des réservoirs souterrains tout en minimisant les coûts et en garantissant la sécurité des opérations.

Au début de la production, La pression à l'intérieur du réservoir propulse le pétrole afin qu'il s'écoule dans le puits. Ce flux naturel se produit tant que la pression du réservoir générée par les mécanismes de propulsion est suffisante pour surmonter la résistance des roches environnantes et l'écoulement des fluides à l'intérieur du réservoir. Au fil du temps, à mesure que la production de pétrole se poursuit, la pression du réservoir peut diminuer progressivement et le mécanisme d'entraînement naturel devient insuffisant pour propulser le pétrole vers la surface. Cette diminution de pression peut entraîner l'état de non-productivité ou de non-rentabilité d'un puits. Cela indique que les conditions ne sont plus favorables à une production économique.

Cependant, grâce aux avancées technologiques et à l'adoption de pratiques plus durables, l'industrie pétrolière cherche à relever ces défis en explorant de nouvelles méthodes plus efficaces d'extraction et de production de pétrole, tout en réduisant son impact environnemental ces méthodes sont souvent appelées les méthodes d'activation des puits.

Le but de cette étude est de trouver une solution adaptée pour le puits OMK 5, qui a subi une chute de pression au niveau du réservoir en causant la diminution de débit de production au dessous des niveaux économiques. De plus, il est prévu que d'autres chutes de pression se produisent et qui risque à rendre le puits mort.

Pour cela, le présent travail est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à la présentation de la problématique du puits OMK-5 et de la zone d'étude, ainsi que les notions générales de la production pétrolière. Il expliquera ce qu'est un système de production pétrolière, ses composantes principales, et les éléments qui influencent la production.

Le deuxième chapitre présente les principes de l'activation des puits et les différentes méthodes potentielles pour améliorer les performances du puits et reprendre la production de manière économiquement. L'objectif est de choisir la ou les meilleures méthodes à appliquer dans le cas spécifique du puits OMK-5.

Le troisième chapitre est dédié au développement des équations mathématiques permettant de modéliser le système et d'étudier les différents phénomènes physiques impliqués dans le puits. Ces équations servent de base pour une analyse approfondie du comportement du puits.

Le quatrième chapitre est consacré à la modélisation du puits en utilisant un logiciel de simulation PIPESIM. Cela permet de construire les systèmes de solutions proposés dans le deuxième chapitre et de choisir la solution optimale en fonction des résultats de la simulation.

Chaque chapitre contribue à la compréhension et à la résolution de la problématique du puits OMK-5, en combinant une analyse théorique avec des outils de modélisation et de simulation afin de trouver la meilleure approche pour restaurer et améliorer la production du puits.

Chapitre 1

Production pétrolière

1.1 Introduction

Le premier réservoir de pétrole a été découvert en 1855 par le chimiste américain Benjamin Silliman Jr. Cette découverte a été suivie l'année suivante par le forage du premier puits de pétrole par l'Américain Edwin L. Drake en Pennsylvanie. Depuis lors, l'industrie pétrolière n'a cessé de croître à travers le monde.

Ce premier chapitre présente les informations générales concernant la zone d'étude du puits OMK-5, ainsi que les connaissances essentielles pour comprendre l'existence du pétrole dans la nature et les principes fondamentaux de son exploitation et de sa production.

1.2 Présentation du puits OMK-5

Le puits OMK-5 se trouve dans le bassin de Berkine qui se situe dans la partie Nord-Est de la plate-forme saharienne (figure 1.1). Il est limité approximativement par les longitudes 6° - 9° et latitudes 29° - 32°. Avec une superficie globale de 300.000 km² dont 102 395 km² en Algérie et le reste répartie entre la Tunisie et la Libye où il porte le nom de Ghadamès. Il est limité au Nord par le môle du Dahar, au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Ouest par le môle d'Amguid El Biod et à l'Est par la Libye et la Tunisie. Cette région correspond au bassin géologique le plus exploré au cours des trois dernières décennies. Les activités d'exploration dans le gisement de Berkine ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz [WEC, 2007].

Le puits OMK-5 est un puit vertical qui possède une complétion simple avec une profondeur totale de 2843 m (9327 ft) et une capacité de production de 150 m³/jr. Le puits est en opération depuis l'année 2012.

1.3 Problématique Générale

Actuellement, le puits de pétrole OMK-5, situé dans le champ de Berkine, connaît une productivité faible par rapport à ce qui serait économiquement rentable. De plus, les ingénieurs en charge de ce puits craignent une diminution de la pression du réservoir au cours des prochaines années. Cette diminution de pression présente un risque de rendre le puits non productif, ce qui est souvent désigné sous le terme de "puits mort".

Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de recourir à des méthodes d'activation des puits. L'activation du puits permettra de rétablir la production au niveau souhaité qui est de 200 m³/jr et de prolonger la durée de vie du puits. Il est donc important d'analyser ce puits, d'étudier le potentiel de mise en place d'un système de production assistée pour l'activer, et de choisir le système le plus performant adapté. Ensuite, il faudra élaborer un plan de conception avec la configuration du système approprié pour le puits.

Cette étude nous permettra de trouver la meilleure solution technique à appliquer pour le puits OMK-5.

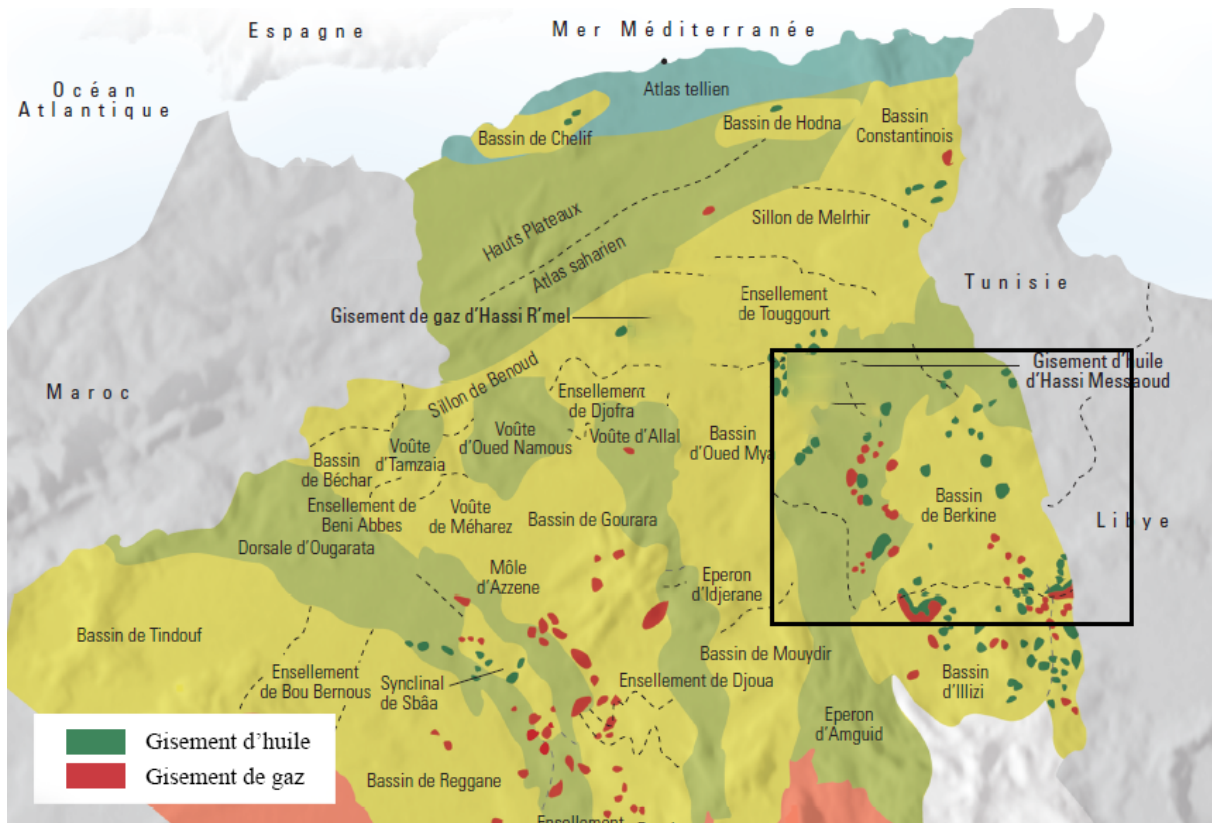


FIGURE 1.1 – Carte de bassin sédimentaire Berkine
[WEC, 2007]

1.4 Système de Production Pétrolière

Un Système de Production Pétrolière est un ensemble d'équipements et de technologies utilisés pour extraire et produire du pétrole ou du gaz à partir des gisements souterrains. Ce système comprend un réservoir, un puits, une conduite de transport, des séparateurs, des pompes et des pipelines (figure 1.2). Le réservoir fournit le puits en pétrole brut ou en gaz, ensuite le puits permet au fluide de production de s'écouler du fond du trou vers la surface et offre un moyen de contrôler le débit de production. La conduite de transport achemine le fluide produit vers les séparateurs. Les séparateurs enlèvent le gaz et l'eau du pétrole brut. Les pompes et les compresseurs sont utilisés pour transporter le pétrole et le gaz à travers les pipelines jusqu'aux points de vente [Guo and al, 2007].

1.4.1 Réservoir

1.4.1.1 Définition

Un réservoir est une formation souterraine poreuse et perméable contenant un gisement individuel d'hydrocarbures confiné par des roches imperméables ou des aquifères. Une zone qui comprend un ou plusieurs réservoirs tous reliés à la même structure géologique est appelée un "champ" et on parle de "bassin" lorsqu'il y a un ou plusieurs réservoirs dans des structures isolées [Guo and al, 2007].

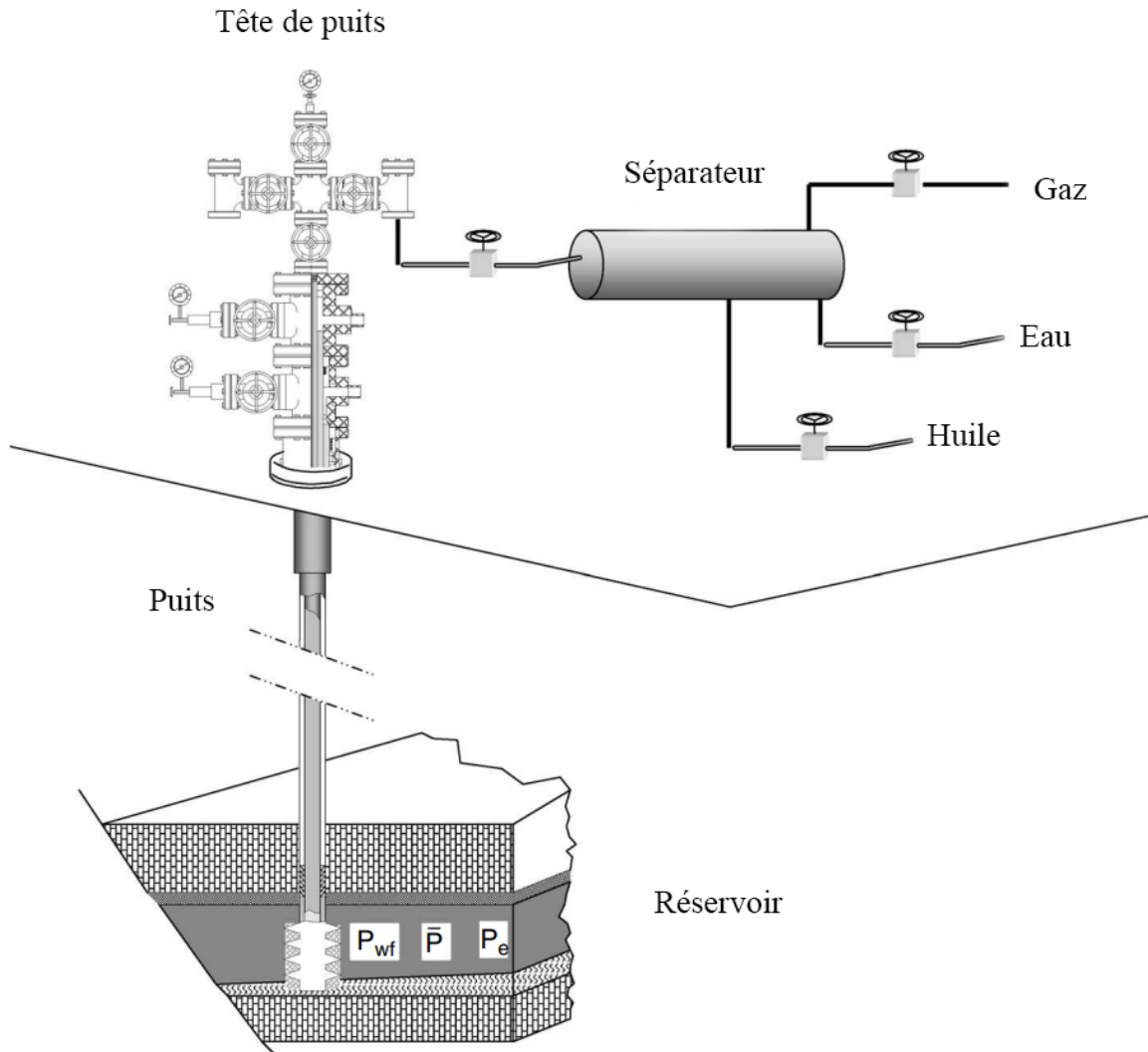


FIGURE 1.2 – Schéma d'un système de production pétrolière
[Guo and al, 2007]

1.4.1.2 Existence des hydrocarbures

La génération des hydrocarbures se produit à mesure que la température et la pression augmentent lors de l'enfouissement de la matière organique présente dans la nature par des couches sédimentaires formant une roche mère. Les hydrocarbures migrent verticalement ou horizontalement depuis la roche-mère vers les réservoirs allant des zones de forte pression vers celles de faible pression en suivant des drains tels que les fractures, les sables et les argiles. Les couvertures et les barrières permettent de piéger les hydrocarbures en formant une accumulation. La figure 1.3 montre le schéma d'un piège des hydrocarbures.

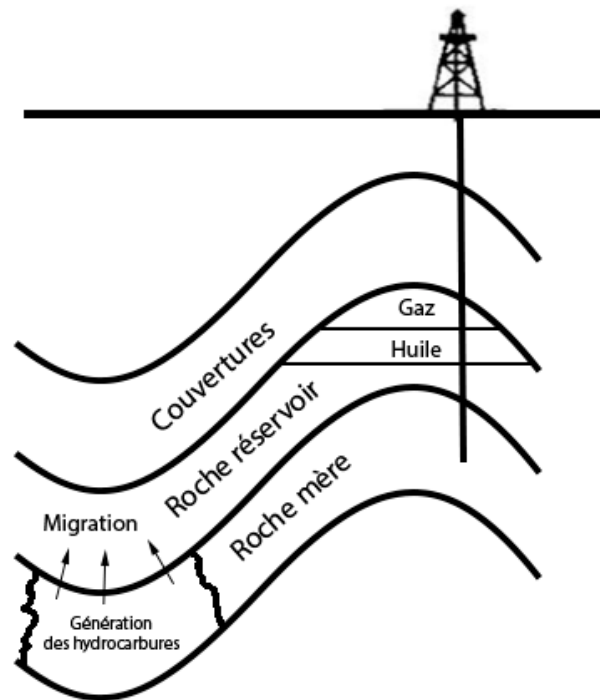


FIGURE 1.3 – Schéma d'un piège des hydrocarbures
[Guo and al, 2007]

Les accumulations d'hydrocarbures peuvent contenir du pétrole, du gaz et du gaz dissous. Lorsque l'huile présente dans une accumulation est à une pression supérieure à sa pression de point de bulle, elle est appelée "huile sous-saturée". Cela signifie qu'elle peut dissoudre davantage de gaz à une température donnée. En revanche, lorsqu'une huile est à sa pression de point de bulle, on parle d'"huile saturée" car elle ne peut plus dissoudre de gaz supplémentaire [Guo and al, 2007].

1.4.1.3 Mécanisme de propulsion

Les réservoirs de pétrole peuvent être classés en fonction de leur mécanisme de propulsion qui permet au pétrole et au gaz de se déplacer vers le puits. Ces mécanismes varient comme suit :

- **Les réservoirs à propulsion par l'eau :** Dans un réservoir à propulsion par l'eau, la zone de pétrole est en communication avec une nappe phréatique qui fournit la majeure partie de l'énergie de propulsion du réservoir (figure 1.4). Lorsque le pétrole est extrait, l'eau de la nappe phréatique pénètre dans le réservoir, déplaçant le pétrole. Selon la force de la nappe phréatique, une énergie supplémentaire peut être fournie par l'expansion des gaz dissous dans le pétrole. Autres contributions sont fournies par l'expansion de la roche du réservoir. La propulsion peut être au fond ou au bord de réservoir selon la géométrie de la nappe phréatique [Thompson and Woods, 1993].

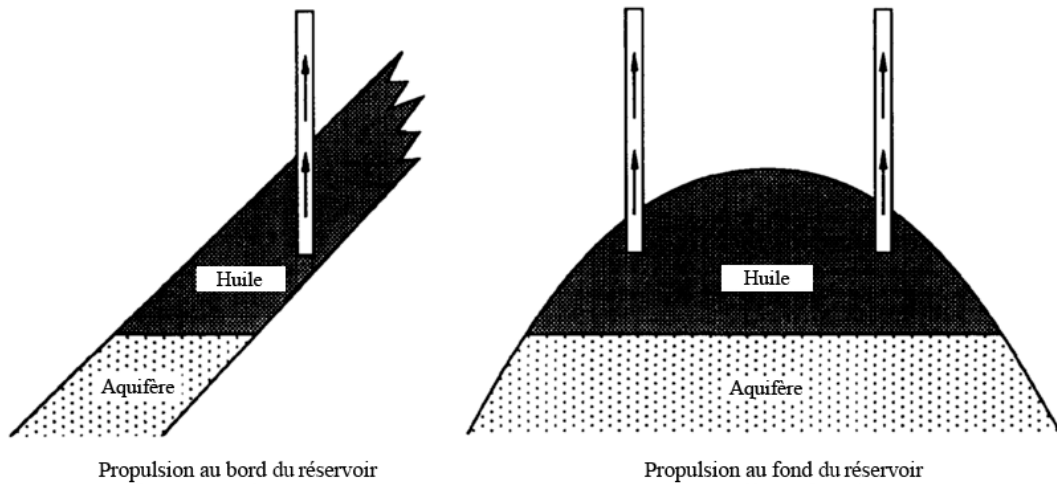


FIGURE 1.4 – Réservoir à mécanisme de propulsion par l'eau
[Thompson and Woods, 1993]

- **Les réservoirs à propulsion par gaz dissous :** Dans un réservoir à gaz dissous, la roche contenant le pétrole est entièrement entourée de barrières imperméables. Lorsque la pression du réservoir diminue pendant la production au dessous de point de bulle, des bulles de gaz dissous se forment dans le réservoir, (figure 1.5). L'expansion du gaz fournit la plupart de l'énergie de propulsion et une énergie supplémentaire est obtenue à partir de l'expansion de la roche et de son eau associée [Thompson and Woods, 1993].
- **Les réservoirs à propulsion par le gaz :** Dans un réservoir à propulsion par couche de gaz, la source principale d'énergie du réservoir est une couche de gaz initial qui se dilate lorsque la pression du réservoir diminue, (figure 1.6). Une énergie supplémentaire est fournie par l'expansion du gaz dissous libéré et des contributions de propulsion moins significatives sont fournies par l'expansion de la roche du réservoir et de l'eau qui y est associée [Thompson and Woods, 1993].

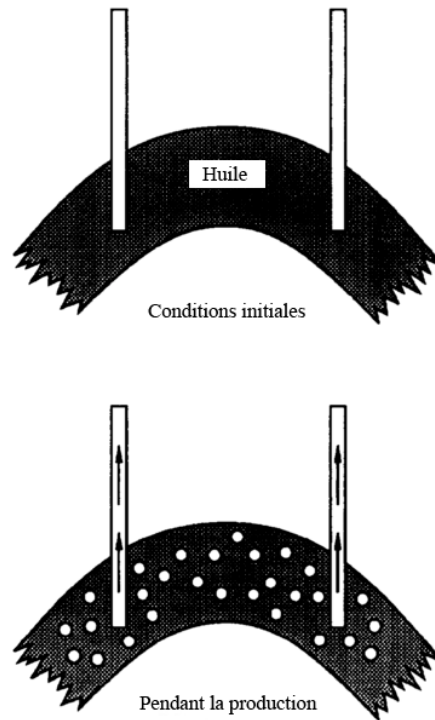


FIGURE 1.5 – Réservoir à mécanisme de propulsion par gaz dissous
[Thompson and Woods, 1993]

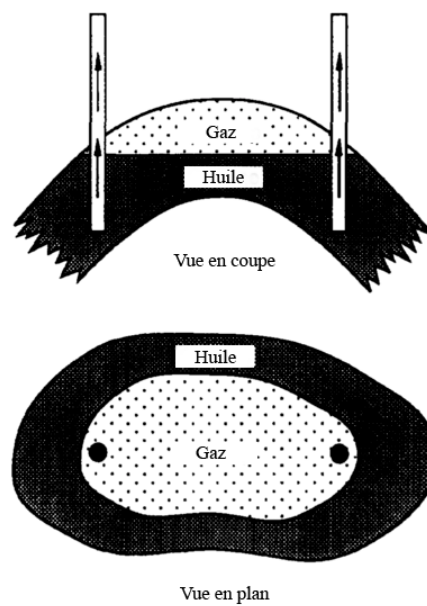


FIGURE 1.6 – Réservoir à mécanisme de propulsion par gaz
[Thompson and Woods, 1993]

Une combinaison mécanisme de propulsion peut se produire lorsqu'un ou plusieurs mécanismes sont présents dans le même réservoir ou assistés par un drainage par gravité. Le drainage par gravité est la tendance de l'huile, du gaz et de l'eau à se séparer dans un réservoir pendant la production en raison de leurs densités différentes, (figure 1.7).

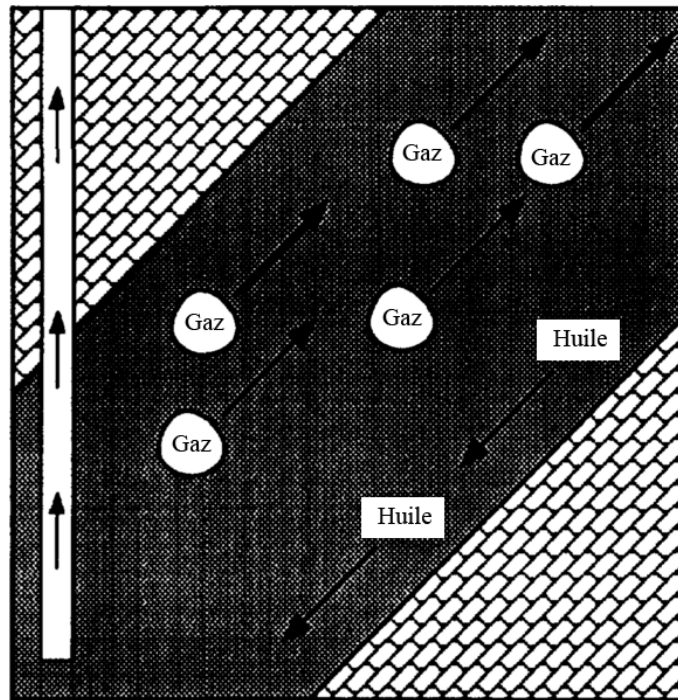


FIGURE 1.7 – Séparation des fluides par gravité durant la production
[Thompson and Woods, 1993]

1.4.1.4 Capacité de production

La capacité de production d'un réservoir, également appelée "réservoir deliverability", est définie comme le débit de pétrole ou de gaz pouvant être atteint à partir du réservoir à une pression de fond de puits donnée. Elle dépend de plusieurs facteurs, notamment : la pression du réservoir, l'épaisseur et la perméabilité de la zone productrice, le type et la distance des limites du réservoir, le rayon du puits de forage, les propriétés des fluides du réservoir, les conditions près du puits de forage.

La capacité de production peut être modélisée mathématiquement en fonction des régimes d'écoulement du réservoir (l'écoulement transitoire (transient flow), l'écoulement à l'état stable (steady state flow), l'écoulement pseudo-stable (pseudo-steady state flow)). Une relation analytique entre la pression au fond du puits et le débit de production peut être formulée pour un régime d'écoulement donné. Cette relation est appelée "IPR"-Inflow Performance Relationship. Cela permet d'évaluer et de prédire les débits de production à différentes conditions d'écoulement [Guo and al, 2007].

1.4.2 Puits

1.4.2.1 Définition

Un puits est une structure utilisée pour extraire du pétrole brut ou du gaz naturel à partir de réservoirs souterrains. Il consiste en un trou percé dans le sol, généralement à une profondeur de plusieurs milliers de pieds, pour atteindre le réservoir. Il est conçu pour permettre l'écoulement du pétrole ou du gaz du réservoir vers la surface, où il peut être collecté et traité [Guo and al, 2007].

1.4.2.2 Réalisation d'un puits

Afin d'extraire du pétrole et du gaz des pièges souterrains, il est nécessaire d'établir un puits de production. Cependant, le processus de création de ces puits implique plusieurs étapes, qui sont les suivantes :

- Exploration et évaluation : La première étape consiste à localiser la zone prospective pour le forage, sur la base de données géologiques et géophysiques.
- Forage : Une fois qu'un emplacement approprié a été identifié, un puits est foré à l'aide d'une plate-forme de forage. Le puits est foré jusqu'à la profondeur cible à l'aide d'un trépan et d'une tige de forage, et la boue de forage est circulée pour enlever les déblais et refroidir le trépan.
- Diagraphies et évaluation : Après le forage, le puits est évalué pour recueillir des informations sur la géologie et les caractéristiques du réservoir, telles que la porosité, la perméabilité et la teneur en hydrocarbures. Ces informations sont utilisées pour déterminer si le puits a un potentiel de production commerciale.
- Complétion : Une fois que le puits est évalué et jugé viable, il est complété pour permettre la production de pétrole ou de gaz. Cela implique la mise en place d'un tubage et son cimentage en place, la perforation de la roche réservoir pour créer des canaux pour le pétrole ou le gaz à circuler, et l'installation d'un ensemble de complétion, comprenant un tubage de production et des vannes.
- Production : Une fois que le puits est complété, il est mis en production. Cela implique l'ouverture du puits pour permettre au pétrole ou au gaz de s'écouler du réservoir vers la surface. La production est surveillée et contrôlée pour optimiser la récupération de pétrole ou de gaz.
- Maintenance et interventions : Les puits de production nécessitent un entretien régulier pour assurer leur fonctionnement continu. Cela peut impliquer des nettoyages périodiques, des réparations ou des interventions pour améliorer la performance du puits ou le remettre en production après une défaillance mécanique.

1.4.2.3 Équipements de puits

L'architecture des puits comprend une large sélection d'équipements qui permettent de transporter et contrôler les effluents du réservoir jusqu'à la surface. Un puits de pétrole typique en écoulement avec pression naturelle du réservoir est composé de casing, de tubing, de packer, d'une tête de puits, d'un Christmas tree et des vannes de surface (figure 1.8) [Guo and al, 2007].

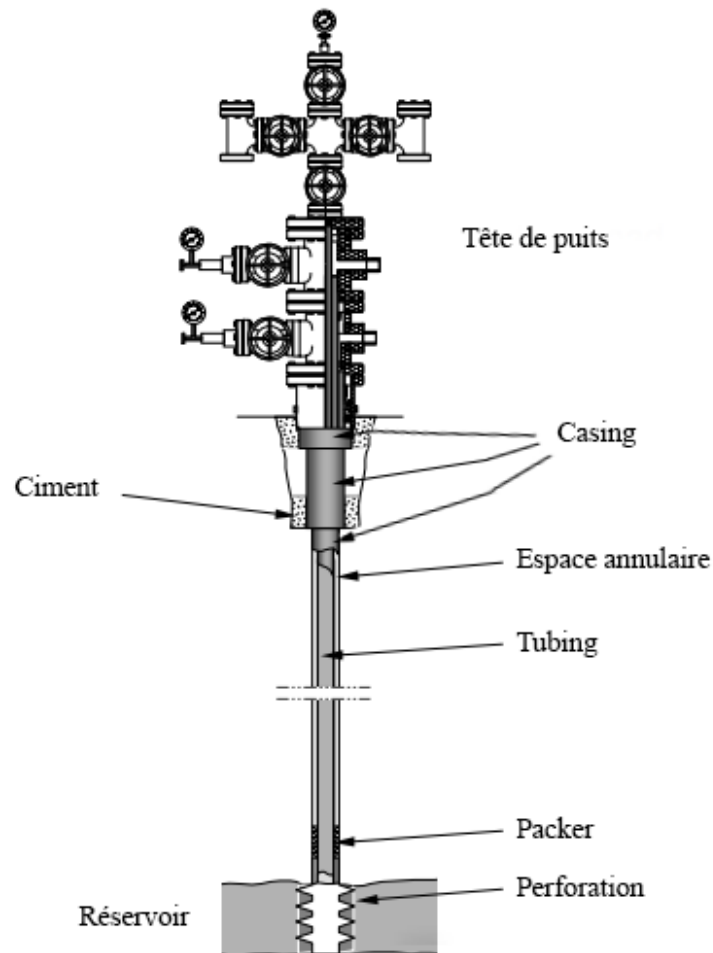


FIGURE 1.8 – Schéma d'un puits de pétrole typique
[Guo and al, 2007]

1. **Tête de puits (wellhead)** : La tête de puits est l'équipement installé au sommet du trou de forage pour contrôler le flux de fluides entrant et sortant du puits. La tête de puits se compose d'une tête de tubing, d'une tête de casing et de Christmas tree [Renpu, 2008] :
 - Tête de casing (Casing Head) : C'est la partie la plus haute de la tête de puits utilisée pour soutenir et sceller le haut de la colonne de casing, (figure 1.9).
 - Tête de tubing (Tubing Head) : La tête de tubing est le composant de la tête de puits qui est utilisé pour soutenir et sceller le haut du tubing de production, (figure 1.10).
 - Arbre de Noël : Également connu sous le nom d'arbre de production, est le dernier composant de la tête de puits et est utilisé pour contrôler le flux de fluides du puits à la surface à travers une série de vannes et d'accessoires (figure 1.11).
2. **Casing** : Le casing est un grand tube en acier installé et cimenté à l'intérieur du puits pour empêcher les fluides de migrer vers d'autres formations et pour protéger le puits contre l'effondrement. Le casing est installé en une série de tailles progressives, commençant par celui ayant le plus grand diamètre.

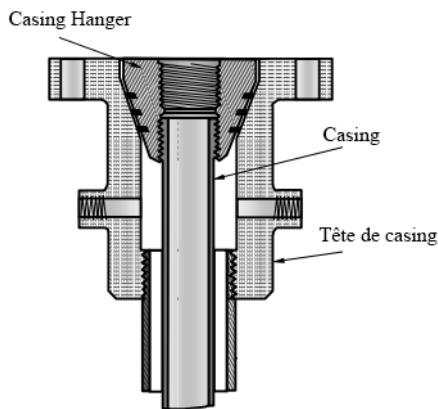


FIGURE 1.9 – Vue en coupe de la tête de Casing [Guo and al, 2007]

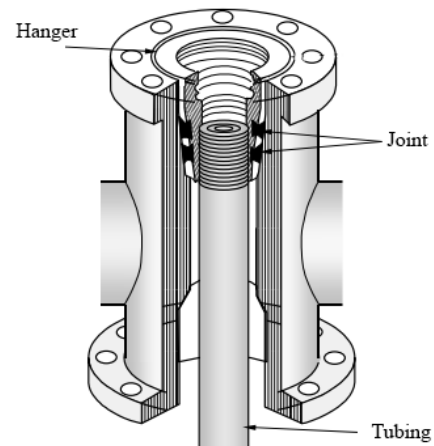


FIGURE 1.10 – Vue en coupe de la tête de Casing [Guo and al, 2007]

3. **Tubing** : C'est une conduite utilisée pour transporter les effluents du fond du puits jusqu'à la surface.
4. **Packer** : Un packer est un dispositif utilisé dans la complétion d'un puits de pétrole qui scelle l'espace annulaire entre le tubing et le casing. Les packers sont utilisés pour isoler des zones de production, des zones d'eau ou des zones avec des pressions différentes.
5. **Perforation** : Tunnel de communication créé à partir du cuvelage ou du liner dans la formation du réservoir pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. La méthode la plus courante pour réaliser la perforation consiste à utiliser des pistolets de perforation équipés de charges explosives.

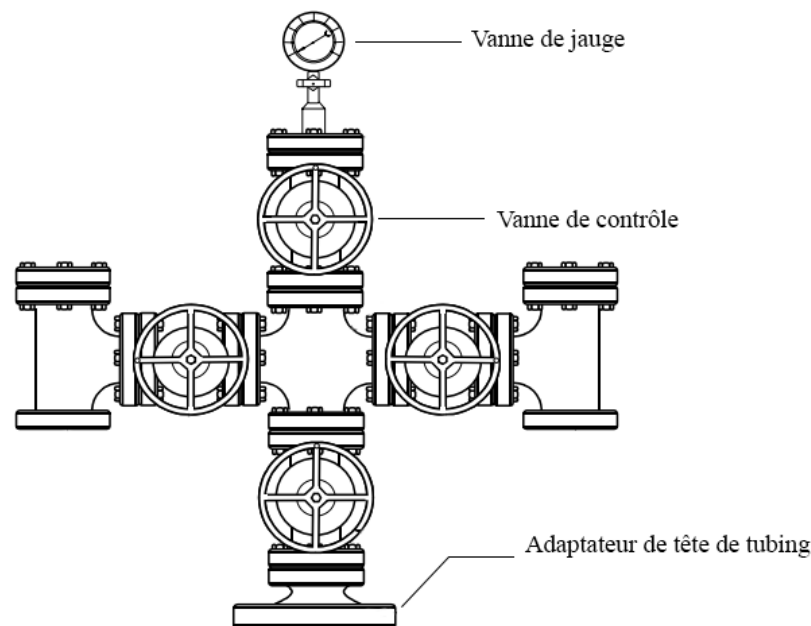


FIGURE 1.11 – Schéma de Christmas tree [Guo and al, 2007]

1.4.2.4 Productivité de puits

Le pétrole peut être produit à travers le tubing, le casing ou les deux dans un puits de pétrole. Les performances d'écoulement de la colonne de production dépendent à la fois de la géométrie de la colonne et de type d'écoulement produit. Comprendre les performances d'écoulement est nécessaire pour concevoir l'équipement du puits et d'optimiser les conditions de production. Dans une colonne de production, trois configurations d'écoulement peuvent être observés :

- **Écoulement monophasique de liquide** : Un écoulement liquide monophasique existe dans un puits de pétrole uniquement lorsque la pression à la tête de puits est supérieure à la pression de point de bulle de l'huile.
- **Écoulement monophasique de gaz** : fait référence à l'écoulement d'une seule phase continue de gaz dans un système ou un pipeline. l'écoulement monophasique de gaz se produit lorsque la pression à la tête de puits est suffisamment élevée pour maintenir le gaz naturel à l'état gazeux.
- **Écoulement multiphasique** : Presque tous les puits de pétrole produisent une certaine quantité d'eau, de gaz et parfois de sable avec le pétrole. L'écoulement multiphasique est beaucoup plus complexe que l'écoulement monophasique en raison de la variation du régime d'écoulement. La répartition des fluides change considérablement, ce qui affecte de manière significative le gradient de pression dans le tubing.

1.4.3 Séparateur

1.4.3.1 Définition

Les séparateurs sont des équipements utilisés pour traiter les flux de puits de pétrole remontés à la surface. Les fluides produits sont des mélanges complexes de gaz, de liquides d'hydrocarbures, d'eau et parfois de solides. Les séparateurs permettent de séparer ces différents constituants en utilisant des techniques de séparation mécanique, gravimétrique ou centrifuge. Les constituants séparés peuvent ensuite être acheminés vers des processus de traitement spécifiques [Guo and al, 2007].

1.4.3.2 Type de séparateur

Trois types de séparateurs sont généralement utilisés : les séparateurs horizontaux, verticaux et sphériques.

- **Séparateur horizontal** : Ce type de séparateur est un récipient cylindrique avec une orientation horizontale (figure 1.12). Le mélange de fluides entre dans le récipient et ralentit en se propageant horizontalement, permettant au gaz de s'élever vers le haut et aux liquides plus lourds de se déposer au fond. Les différentes phases sont ensuite extraites du haut et du bas du récipient par des sorties séparées.
- **Séparateur vertical** : Ce type de séparateur est un récipient cylindrique avec une orientation verticale. Le gaz entre dans le récipient et s'élève vers le haut en raison de sa faible densité, tandis que le liquide se dépose au fond en raison de sa densité plus élevée (figure 1.13). Les différentes phases sont ensuite extraites du haut et du bas du récipient par des sorties séparées.

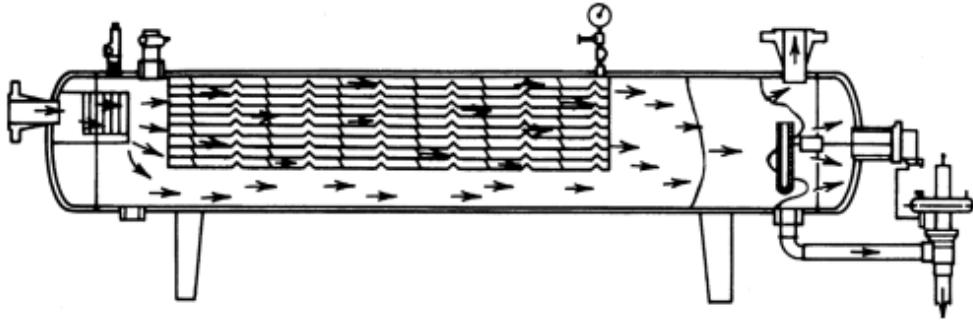
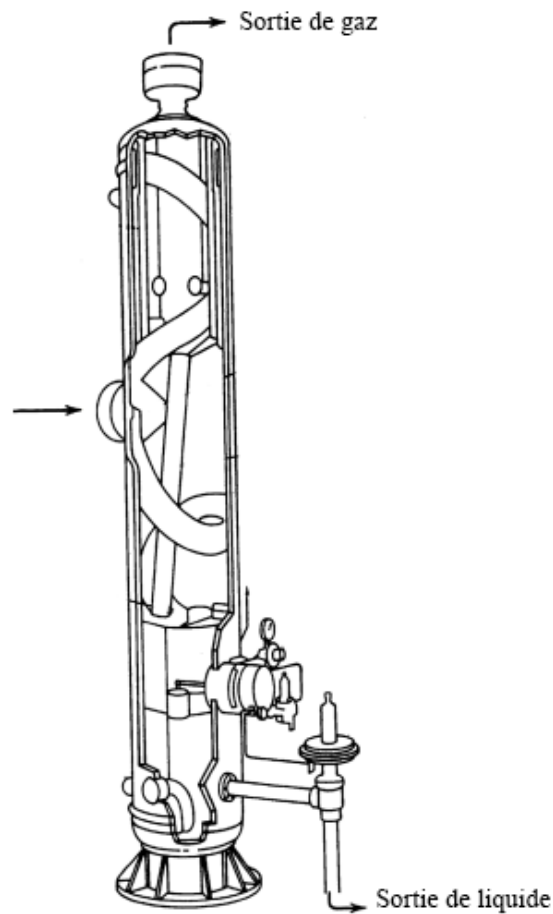


FIGURE 1.12 – Schéma d'un séparateur Horizontal
[Guo and al, 2007]



[Guo and al, 2007]

FIGURE 1.13 – Schéma d'un séparateur vertical

- **Séparateur sphérique** : ce type de séparateur est un récipient sphérique utilisé pour les applications à haute pression. La forme sphérique offre une répartition uniforme de la pression autour du récipient. Le mélange de fluides entre dans le récipient et se ralentit en se propageant dans toutes les directions, permettant au gaz de s'élever vers le haut et aux liquides plus lourds de se déposer au fond (figure 1.14). Les différentes phases sont ensuite extraites du haut et du bas du récipient par des sorties séparées.

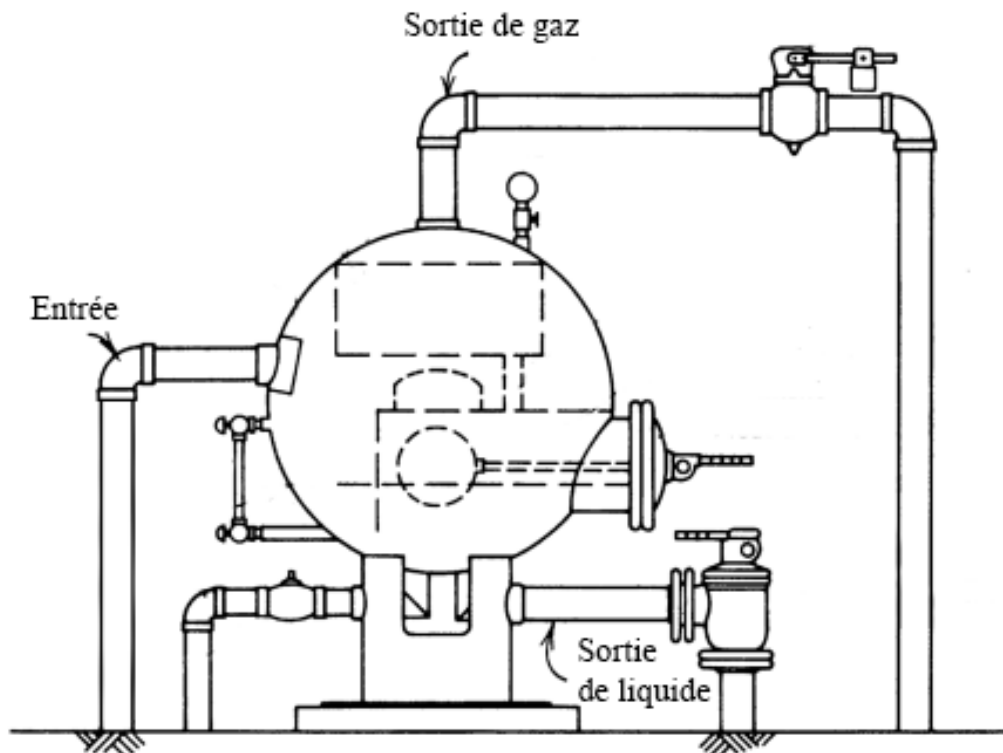


FIGURE 1.14 – Schéma d'un séparateur sphérique
[Guo and al, 2007]

1.4.4 Pipelines

1.4.4.1 Définition

Le pétrole brut et le gaz naturel sont principalement transportés à travers des pipelines. Le transport de fluides pétroliers avec des pipelines est une opération continue et fiable qui a démontré une capacité à s'adapter à une grande variété d'environnements. De plus, des pompes et des compresseurs peuvent être utilisés pour fournir les pressions requises pour le transport [Perrin and al, 1999][Renpu, 2008].

1.4.4.2 Type de pipeline

Les pipelines peuvent être divisés en différentes catégories, notamment :

- Les conduites de production transportant le pétrole et/ou le gaz des puits vers les collecteurs.
- Les conduites de production transportant le pétrole et/ou le gaz des collecteurs aux installations de production.
- Les conduites de production en champ transportant le pétrole et/ou le gaz entre les installations de production.
- Les pipelines d'exportation transportent le pétrole et/ou le gaz des installations de production aux raffineries/utilisateurs.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, les connaissances de base sur les systèmes de production pétrolière ont été introduites. Cela a permis de mieux comprendre la structure des réservoirs d'hydrocarbures et des puits de production, ainsi que d'acquérir des notions clés sur l'analyse de leur productivité. Il a été conclu que non seulement les propriétés des hydrocarbures et l'architecture du système de production peuvent influencer la productivité des puits, mais également les nombreuses contraintes dues aux caractéristiques des réservoirs. Le prochain chapitre abordera ce sujet en présentant les nouvelles solutions technologiques qui ont été développées pour relever ces défis.

Chapitre 2

Activation des puits pétroliers

2.1 Introduction

La plupart des réservoirs de pétrole sont des réservoirs où le mécanisme de propulsion est l'expansion du gaz dissous lorsque la pression du réservoir diminue en raison de la production de fluides. Les réservoirs de pétrole ne pourront finalement plus produire à des débits économiques à moins que des mécanismes de propulsion naturels (tels qu'un aquifère et/ou un chapeau de gaz) ou des mécanismes de maintien de pression (tels qu'une injection d'eau ou de gaz) soient présents pour maintenir l'énergie du réservoir. La seule façon d'obtenir un débit de production élevé est d'augmenter la pression de réservoir en réduisant la pression au fond du puits à l'aide des méthodes d'activation. Environ 50 % des puits dans le monde ont besoin de systèmes d'activation.

2.2 Activation des puits

L'activation des puits ou la production assistée est une méthode utilisée pour assister les puits de production dans les champs matures et épuisés où les réservoirs ne peuvent plus produire avec leur énergie naturelle. Elle peut également être utilisée dans les champs plus jeunes pour augmenter les taux de production et améliorer l'économie du projet. Cette méthode sert à surmonter la pression au fond du puits afin qu'un puits puisse produire à un débit souhaité, soit en injectant du gaz dans la colonne de fluide de production pour réduire sa pression hydrostatique, soit en utilisant une pompe de fond pour fournir une pression de levage supplémentaire [Guo and al, 2007].

2.3 Méthodes d'activation des puits

2.3.1 Gas lift

2.3.1.1 Définition

Le gas lift est une méthode de production assistée qui augmente le débit de production de pétrole dans le puits en injectant du gaz à haute pression dans le tubing sur toute sa

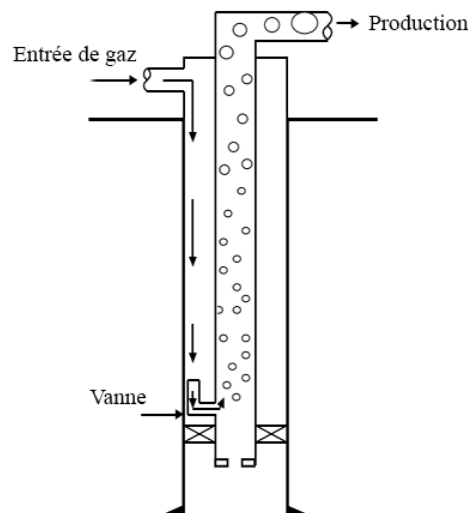


FIGURE 2.1 – Aperçu général d'un puits opérant avec le gas lift [Guo and al, 2007]

longueur, à l'aide d'une série de vannes. Le principe repose sur le fait que le gaz injecté réduit la densité des fluides présents dans le tubing, tandis que les bulles de gaz facilitent le déplacement des liquides vers le haut grâce à l'action de frottement. Le positionnement des vannes, les pressions de fonctionnement et le débit d'injection de gaz sont déterminés en fonction des caractéristiques particulières du puits [Guo and al, 2007] [Clegg and al, 2007]

2.3.1.2 Modes de fonctionnement - Avantages et Désavantages

Il existe deux types de base de Gas Lift couramment utilisés : le Gas Lift à débit continu et le Gas Lift à débit intermittent.

a) Gas Lift à débit continu :

La technique de Gas Lift à débit continu consiste à injecter en continu du gaz dans la partie inférieure du tubing de production afin d'améliorer le potentiel d'écoulement du puits. Lorsque le gaz se mélange avec les fluides de la formation, la pression hydrostatique du fluide et la perte de pression par friction à l'intérieur du tube de production diminuent, ce qui entraîne une augmentation de la production.

Le mélange gaz-pétrole produit est collecté en surface et puis séparé au niveau du séparateur. L'huile liquide est transportée et stockée dans le réservoir de stockage, le gaz libre est transporté vers le compresseur de gaz où il est comprimé pour atteindre une pression plus élevée. Ce gaz à haute pression est réinjecté dans l'annulus du puits et forcé à travers la vanne [Nguyen, 2020].

Avantages de Gas lift à débit continu :

- C'est une excellente méthode pour les puits présentant une production de sable élevée et un rapport gaz-liquide GOR de formation élevé.
- Le système de gas lift est relativement simple, La seule pièce mobile dans le puits est la tige de vanne, qui peut être fabriquée et contrôlée de manière très fiable depuis la surface.
- En utilisant un câble, les vannes de gas lift peuvent être remplacées sans avoir besoin d'arrêter le puits ou de retirer le tubing.
- Les composants de gas lift submersibles sont relativement peu coûteux et l'équipement de contrôle de l'injection de gaz en surface est simple et nécessite un espace minimal pour son installation.

Désavantages de Gas lift à débit continu :

- Si le gaz de formation est limité, la méthode de gas lift continu repose principalement sur la source d'approvisionnement extérieure, qui peut être coûteuse et peu fiable.
- L'espace pour l'installation de compresseurs de gaz peut poser problème sur les plates-formes offshore.
- Le système de gas lift devrait être appliqué à des puits à espacement réduit ainsi qu'à un grand nombre de puits.
- Le gas lift n'est pas recommandé pour les puits de pétrole lourd.
- En comparaison avec d'autres méthodes, c'est une méthode à faible rendement énergétique.

b) Gas lift à débit intermittent :

Dans le Gaz lift à débit intermittent, le gaz est injecté périodiquement dans le tubing pour déplacer une colonne de liquide. Il 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 colonnes de liquide vers la surface. Après chaque extraction de colonne de liquide, l'injection de gaz est interrompue pour permettre au volume de fluide de se reconstituer. Le Gas lift à débit intermittent est généralement utilisé pour les puits ayant un faible indice de productivité ou une faible pression de réservoir ce qui implique que le potentiel d'écoulement dans le réservoir est très faible et par conséquent, le Gas lift à débit continu n'est pas possible [Nguyen, 2020].

Avantages de Gas lift à débit intermittent :

- Le gas lift intermittent peut être utilisé pour les puits qui ont une pression de fond de trou très faible.
- Il permet de prolonger la durée de vie des puits qui sont pratiquement abandonnés après l'utilisation de gas lift à débit continu.

Désavantages de Gas lift à débit intermittent :

- Cette méthode n'est applicable que pour les puits de très faible production.
- Le débit de fluide à travers le puits varie considérablement
- L'efficacité de cette méthode est assez faible par rapport au gas lift continu pour soulever un volume unitaire de liquide.
- Cette méthode entraîne une production de sable plus importante par rapport au gas lift continu en raison des fluctuations de production.

2.3.1.3 Équipement de Gas lift

L'équipement de Gas lift peut être classé en équipement de surface et en équipement de subsurface [Nguyen, 2020].

a) Équipements de surface : Au niveau de la surface, le système de gas lift est composé des éléments suivants :

- 1. Compresseur de gaz :** Il fournit le gaz sous pression nécessaire pour le gas lift. Il peut être situé à proximité du puits ou dans une installation séparée et entraîné par diverses sources d'énergie telles que des moteurs électriques, des turbines à gaz ou des moteurs à combustion interne.
- 2. Le contrôleur d'injection de gaz :** Conçu pour réguler la quantité de gaz à injecter dans le tubing. Généralement, il s'agit d'une vanne de commande pneumatique qui utilise de l'air pour ajuster l'ouverture de la vanne et ainsi contrôler le débit d'injection.
- 3. Collecteur de gaz :** Il collecte le gaz produit par le puits et le dirige vers le compresseur de gaz pour le recyclage ou vers d'autres processus de traitement.

b) Équipements de subsurface : Les équipement de subsurface comprennent :

- 1. Mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels) :** sont des équipements de subsurface dans lesquels les vannes gas lift sont installées et utilisées.

On l'appelle "Side Pocket Mandrels" car la poche où les vannes sont installées est décalée par rapport à l'axe central du tubing.



FIGURE 2.2 – Vanne de Gas Lift dans une mandrins à poche latérale [Nguyen, 2020]

- 2. Vanne de Gas Lift :** La vanne de gas lift est un dispositif situé à l'intérieur du mandrin et assure la communication entre le tubing et l'espace annulaire (voir la figure 2.3). La fonction principale de cette vanne est de contrôler le débit du gaz injecté. Elle peut être considérée comme le cœur d'un système de gas lift, car l'optimisation d'un tel système dépend principalement du nombre et de la position des vannes, ainsi que des réglages initiaux de cette vanne. Si la pression du gaz annulaire à la profondeur de la vanne est suffisamment élevée, la vanne s'ouvrira, permettant au gaz d'entrer dans le tubing.
- 3. Loquets de vannes (Latch) :** Les loquets des vannes sont conçus pour verrouiller ou récupérer une vanne de gas lift dans ou depuis le profil approprié du mandrin à poche latérale (voir la figure 2.4). Pour récupérer le loquet et la vanne attachée, l'opérateur secoue l'ensemble d'outils vers le haut afin de libérer la goupille de cisaillement en la coupant et en désengageant le mécanisme de verrouillage du profil de la poche du loquet.

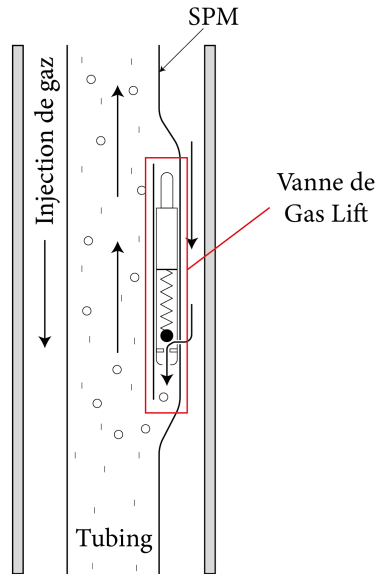


FIGURE 2.3 – Vanne de Gas Lift dans une mandrins à poche latérale [Nguyen, 2020]



FIGURE 2.4 – Loquets de vanne [Nguyen, 2020]

2.3.1.4 Démarrage du système

Le fluide de colmatage, également appelé "kill fluid", est utilisé pour bloquer temporairement l'écoulement du réservoir lors de préparation des équipements du gas lift. Il est injecté dans le puits pour équilibrer la pression de formation et éviter les écoulements indésirables de fluides. Le démarrage de l'écoulement nécessite une pression de gaz beaucoup plus élevée pour l'évacuer car il est caractérisé par un gradient de pression très important. En raison de cela, plusieurs vannes de Gas lift sont installées comme des parties de tubing. Ces vannes permettent l'introduction de gaz dans la colonne de fluide à des profondeurs intermédiaires pour décharger le puits et initier l'écoulement. Lorsque le gaz pénètre dans la première vanne (en haut), il crée un bouchon de mélange liquide-gaz de densité inférieure dans le tubing au-dessus de la profondeur de la vanne. L'expansion du bouchon pousse la colonne de liquide située au-dessus à s'écouler vers la surface. Cependant, à mesure que la longueur du bouchon de gaz s'accroît en raison de l'injection de gaz, la pression au fond du puits finira par diminuer en dessous de la pression du réservoir, ce qui entraînera l'afflux de fluide du réservoir. Lorsque la pression dans le tubing à la profondeur de la première vanne est suffisamment basse, la première vanne devrait commencer à se fermer et le gaz devrait être poussé vers la deuxième vanne. L'injection de gaz vers la deuxième vanne va gazéifier le liquide dans le tubage entre la première et la deuxième vanne. Cela réduira davantage la pression au fond du puits et provoquera un afflux supplémentaire. Au moment où le gaz atteint la profondeur de la première vanne, la première vanne devrait être fermée, ce qui permettra l'injection de plus de gaz vers la deuxième vanne. Le même processus devrait se répéter jusqu'à ce que le gaz atteigne la vanne principale. La vanne principale (parfois appelée vanne maîtresse ou vannes d'opération) est la vanne la plus basse dans la colonne de tubage. Une fois que le puits est complètement déchargé et qu'un écoulement à l'état stable est établi, la vanne principale est la seule vanne ouverte et en fonctionnement. [Guo and al, 2007]

2.3.2 Pompe électrique submersible

2.3.2.1 Définition

La pompe électrique submersible (ESP) est une pompe centrifuge à plusieurs étages utilisée pour soulever des volumes modérés ou élevés de fluides à partir de puits. Elle fournit une énergie supplémentaire aux fluides à l'intérieur du puits et améliore ainsi la production d'hydrocarbures. Des câbles électriques sont installés sur le côté du tubing pour fournir l'énergie électrique nécessaire au moteur électrique situé au fond du puits. Le moteur électrique entraîne la pompe et celle-ci transfère de l'énergie au fluide sous forme de puissance hydraulique, ce qui soulève le fluide jusqu'à la surface. [Nguyen, 2020] [Guo and al, 2007]

2.3.2.2 Principe de fonctionnement des ESP

Lorsqu'une pompe submersible électrique (ESP) est installée à l'intérieur du puits près des perforations, la pompe fournit une énergie supplémentaire pour soulever la colonne de liquide à l'intérieur du tubage et réduit ainsi la pression de fond de trou en écoulement. Elle utilise un système de pompage submersible entraîné électriquement. L'énergie est transportée au moteur électrique de fond via les câbles électriques. Ces câbles électriques sont installés sur le côté du tubing de production et y sont fixés. La pompe est généralement composée de plusieurs sections de pompes centrifuges en cascade qui peuvent être spécifiquement configurées pour s'adapter aux caractéristiques de production et de puits. La performance de la pompe centrifuge multi-étage est similaire à celle des pompes centrifuges individuelles connectées en série. Lorsqu'on connecte des pompes centrifuges individuelles en série, le débit serait similaire, mais les hauteurs de pompe seraient plus élevées par rapport à une pompe centrifuge à un seul étage. [Nguyen, 2020]

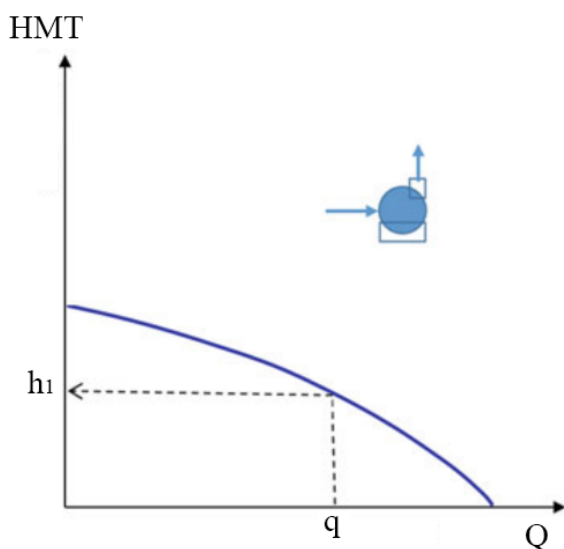


FIGURE 2.5 – Performance d'une pompe à un seul étage [Nguyen, 2020]

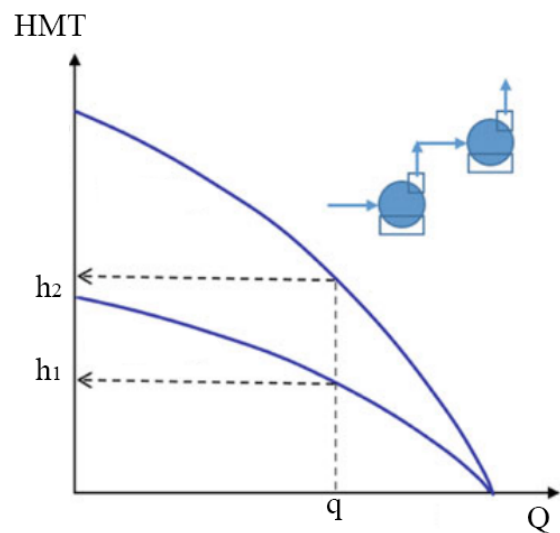


FIGURE 2.6 – Performance d'une pompe à deux étages en série [Nguyen, 2020]

2.3.2.3 Composants essentiels du système

Un système d'ESP basique se compose des éléments principaux ci-dessous [Nguyen, 2020].

a) Équipement de surface :

- **Transformateur** : utilisé pour augmenter ou diminuer la tension électrique de la ligne principale vers le moteur de la pompe submersible. Étant donné qu'une plage de tensions de fonctionnement peut être utilisée pour les moteurs de pompe submersible, le transformateur doit être compatible avec la tension sélectionnée.
- **Tableau de commande** : contrôle la vitesse du moteur de la pompe. De plus, il assure une protection contre les surcharges et les sous-charges. La protection contre les surcharges est nécessaire pour empêcher le moteur de surchauffer et de brûler. La protection contre les sous-charges est nécessaire car si le débit de liquide est trop faible (sous-charge), il n'y a pas suffisamment de liquide pour refroidir le moteur.
- **Boîtier de jonction** : relie le câble d'alimentation du tableau de commande au câble d'alimentation du puits. Il fournit une sortie d'air sans explosion vers l'atmosphère pour tout gaz qui pourrait remonter à travers le câble d'alimentation depuis le puits.
- **Tête de puits** : fournit des moyens pour l'installation de câbles avec un joint d'étanchéité adéquat. Elle peut comprendre des étrangleurs réglables et des vannes.

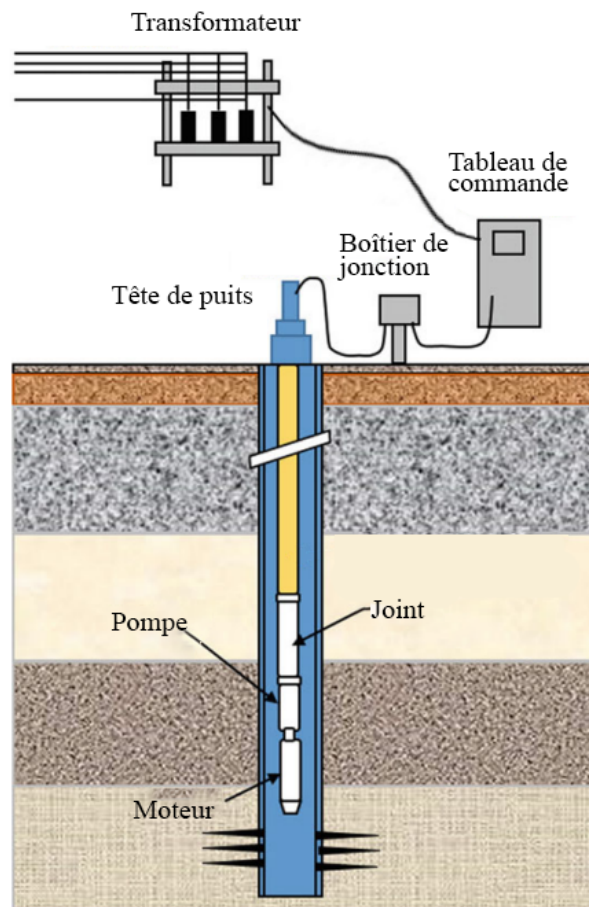


FIGURE 2.7 – Schéma d'un système ESP de base

b) Équipement de subsurface :

- **Moteur électrique** : utilisé pour faire tourner la pompe. En fonction de la fréquence, la vitesse du moteur variera. Il est rempli d'une huile minérale hautement raffinée qui offre une résistance diélectrique, la lubrification des paliers et une bonne conductivité thermique. La chaleur générée par le moteur est transférée par l'huile diélectrique vers le boîtier du moteur. Les fluides de formation produits transporteront cette chaleur jusqu'à la surface.
- **Protecteur ou joint** : sert de liaison entre l'arbre du moteur et l'arbre de la pompe. La fonction principale du protecteur est de supporter la poussée axiale développée par la pompe sur le palier de butée du joint. Il empêche également les fluides de formation de pénétrer dans le moteur et offre un réservoir d'huile pour compenser l'expansion et la contraction de l'huile du moteur en raison des variations de température
- **Pompe submersible** : c'est une pompe centrifuge multi-étages, le nombre d'étages dépend du débit de liquide souhaité, de la profondeur de la pompe, de la pression à la tête de puits et des pertes de pression à l'intérieur du tubage de production. Il existe deux types de pompes submersibles électriques (ESP) basés sur le design des étages :
 1. **Étage à écoulement mixte** : développe une pression/une hauteur à travers des forces centrifuges et axiales. Cette conception est généralement utilisée lorsque l'installation nécessite un débit élevé et une hauteur élevée. De plus, la pompe à étage à écoulement mixte est capable de manipuler plus efficacement les gaz et les particules solides.
 2. **Étage à écoulement radial** : développe une pression/une hauteur uniquement grâce à des forces centrifuges. Cette conception de pompe est généralement utilisée lorsque l'installation nécessite un faible débit et une hauteur élevée. L'étage radial est un étage plat et constitue la conception la plus efficace pour les débits plus faibles.

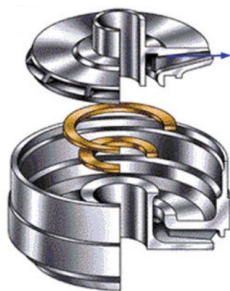


FIGURE 2.8 – Étage à écoulement radial
[Nguyen, 2020]

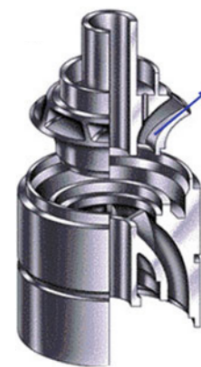


FIGURE 2.9 – Étage à écoulement mixte
[Nguyen, 2020]

- **Câbles électriques** : partent du boîtier de jonction, traversent la tête de puits et descendent jusqu'au fond du puits pour fournir l'alimentation électrique au moteur de la pompe. Les câbles électriques ont deux fonctions principales : transmettre

la puissance électrique de la surface jusqu'à la tête de puits dans le moteur et transmettre les signaux du fond du puits à la surface (généralement la pression et la température).

2.3.2.4 Avantages des pompes électrique submersibles

- Idéalement adapté pour produire des volumes élevés.
- L'efficacité énergétique est relativement élevée (environ 50 %) pour les systèmes produisant plus de 1 000 barils par jour.
- Peut être utilisé dans des puits déviés sans aucun problème.
- Nécessite peu d'entretien, à condition que l'installation soit correctement conçue et exploitée.
- Peut être utilisé dans des zones urbaines car l'équipement de surface nécessite un espace minimal.
- Bien adapté à l'environnement offshore en raison de ses faibles besoins en espace.
- Les traitements de corrosion et d'entartrage sont relativement faciles à réaliser. [Takacs, 2018]

2.3.2.5 Désavantages des pompes électrique submersibles

- Une source fiable d'énergie électrique à tension relativement élevée doit être disponible.
- La flexibilité des systèmes ESP fonctionnant à une fréquence électrique constante est très faible car la capacité de production de liquide de la pompe centrifuge ne peut pratiquement pas être modifiée. L'utilisation de variateurs de vitesse peut éliminer ce problème, mais à un coût supplémentaire.
- La présence de gaz libre dans des conditions d'aspiration détériore l'efficacité de la pompe submersible et peut même empêcher totalement la production de liquide. L'utilisation de séparateurs de gaz ou de manipulateurs de gaz est nécessaire si plus de 5% de gaz libre pénètre dans la pompe.
- Le sable ou les matériaux abrasifs présents dans les fluides du puits augmentent l'usure de l'équipement. Des matériaux spéciaux résistants à l'abrasion sont disponibles, mais augmentent les coûts d'investissement.
- La réparation de l'équipement ESP dans des conditions de champ pétrolier est difficile, l'équipement défectueux doit être envoyé à l'atelier de réparation du fabricant.
- Une température élevée du puits est un facteur limitant, l'équipement standard est limité à environ 250 degrés Fahrenheit, et l'utilisation de matériaux spéciaux porte la limite de température à 400 degrés Fahrenheit.

2.3.3 Pompe à tige

2.3.3.1 Définition

La pompe à tige, également appelée "Sucker rod pump", est une méthode de production assistée utilisée pour augmenter la productivité des puits. Cette méthode transfère de 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. [Nguyen, 2020]

2.3.3.2 Équipement des pompes à tige

Le système de pompage à tige se compose d'une unité de pompage, une chaîne de tige et d'une pompe :

1. **Unité de pompage :** L'unité de pompage est le composant de surface qui fournit la puissance et le mouvement alternatif pour le fonctionnement de la pompe. L'entraînement principal est sa source d'alimentation, qui peut être un moteur électrique ou un moteur à combustion. Les principaux éléments de l'unité de pompage sont montrés dans la figure 2.10 :

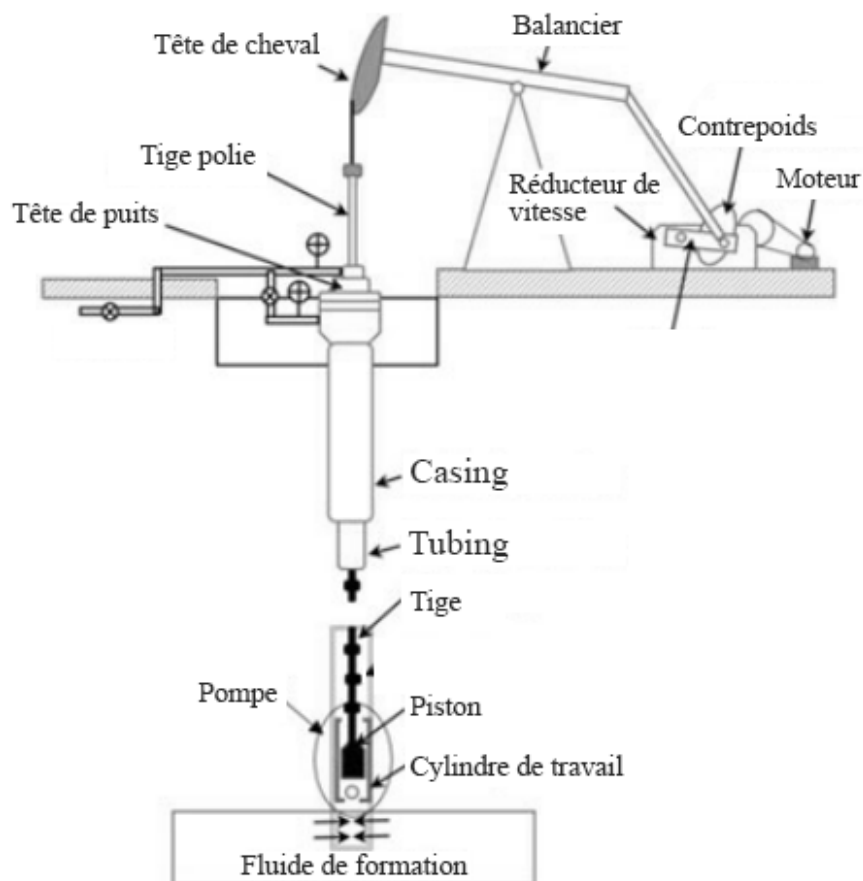


FIGURE 2.10 – Principaux composants de l'unité de pompage [Nguyen, 2020]

L'API classe les unités de pompage en fonction de la position du point d'appui et de la conception du contrepoids en trois principaux types : l'unité conventionnelle, l'unité à équilibrage pneumatique et l'unité Mark [Nguyen, 2020].

- **Unité conventionnelle** : c'est la plus ancienne et la plus courante. Elle est relativement simple à utiliser, Cette unité a le point d'appui situé au milieu de Balancier (voir la figure 2.11).

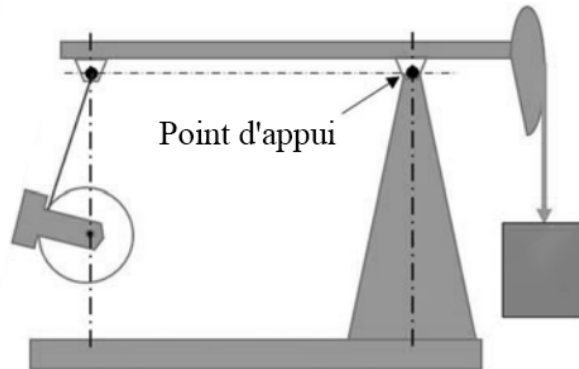


FIGURE 2.11 – Unité de pompage conventionnelle [Nguyen, 2020]

- **Unité à équilibrage pneumatique** : Cette unité a le point d'appui situé à l'arrière de Balancier. Le contrepoids dans l'unité de pompe conventionnelle est remplacé par un piston et un vérin pneumatique pour équilibrer la charge du puits en ajustant la pression de l'air à l'aide d'un interrupteur de pression dans le vérin. Le piston et le vérin pneumatique permettent aux utilisateurs de contrôler le contrepoids de manière plus précise que l'utilisation des contrepoids utilisés dans l'unité conventionnelle (voir la figure 2.12).
 - **Unité Mark** : Cette unité a le point d'appui situé à l'arrière de la poutre de marche, similaire à l'unité à équilibrage pneumatique. De plus, le palier de l'articulation transversale est situé très près de la tête de cheval. Le vilebrequin présente un décalage angulaire pour créer une condition de déphasage entre le couple exercé par la charge du puits et le couple exercé par les contrepoids. Cette conception unique réduit les pics de couple qui sont couramment rencontrés avec les unités de pompe conventionnelles (voir la figure 2.13).
- 2. Chaîne de tige** : Les tiges sont des tiges solides qui sont insérées à l'intérieur du tubing pour relier l'unité motrice en surface à la pompe située au fond du puits. Elles sont reliées les unes aux autres par des raccords.
 - 3. Pompe** : c'est une pompe à piston et se compose des éléments de base suivants : un cylindre de travail (barrel), un piston (plunger), une soupape mobile attachée au piston, une soupape fixe fixée au fond du cylindre et un ancre qui maintient la pompe en place (voir la figure 2.14).

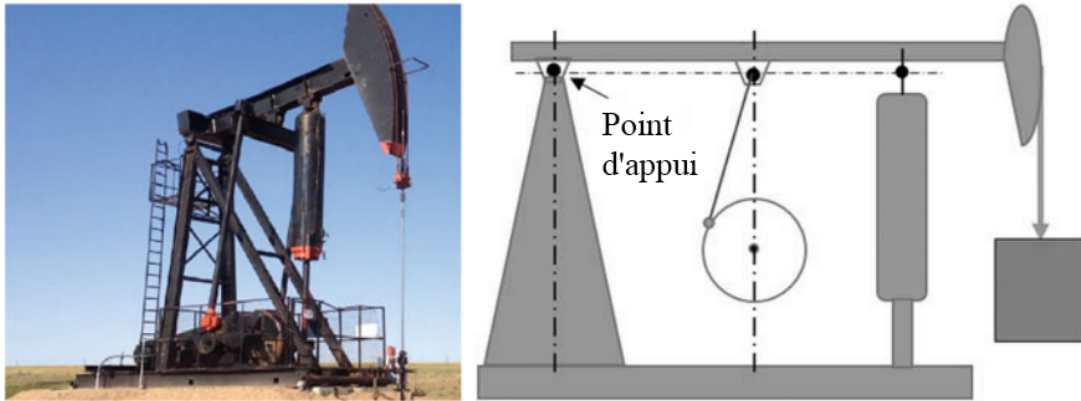


FIGURE 2.12 – Unité de pompage à équilibrage pneumatique [Nguyen, 2020]

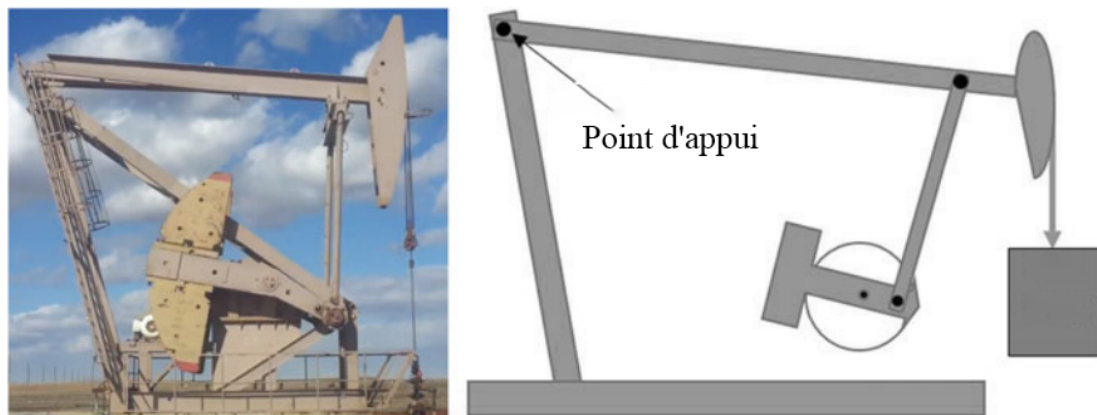


FIGURE 2.13 – Unité de pompage Mark [Nguyen, 2020]

2.3.3.3 Principe de fonctionnement des Pompes à tige

Cette méthode utilise des tiges pour relier une pompe située 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 de Moteur d'entraînement est transmise à la 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 (voir la figure 2.10). 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) (voir la figure 2.14). 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. 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, ce qui entraîne une production intermittente en surface, et non continue [Nguyen, 2020].

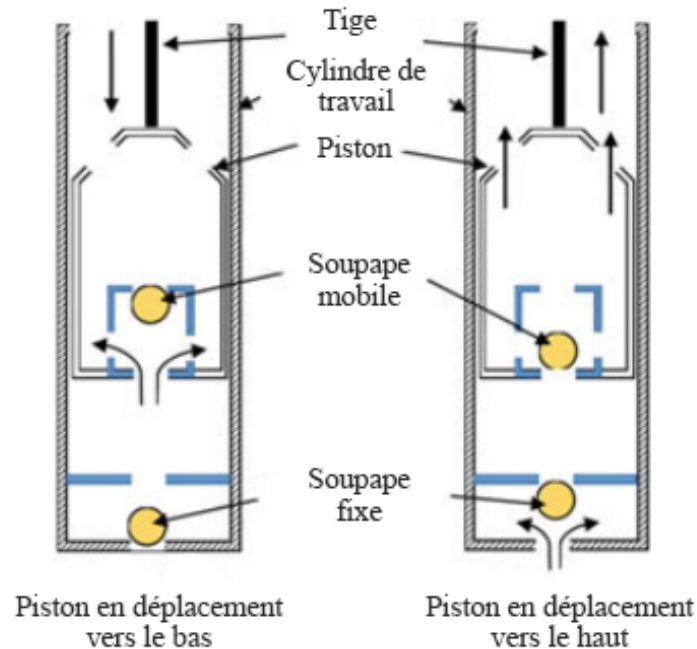


FIGURE 2.14 – Schéma de la pompe à piston [Nguyen, 2020]

2.3.3.4 Avantages des pompes à tige

- La pompe à tige est la technique la plus ancienne et la plus couramment utilisée pour l'activation des puits dans l'industrie pétrolière.
- La pompe à tige est généralement considérée comme la solution la plus rentable parmi les différentes méthodes de la production assistée.
- Les coûts de maintenance et de réparation des pompes à tige sont généralement moins élevés.
- Les pompes à tige conviennent parfaitement à une utilisation dans des puits étroits ou de petit diamètre.
- Elles conviennent aux pétroles à haute température et visqueux. [Nguyen, 2020]

2.3.3.5 Désavantages des pompes à tige

- La pompe à tige nécessite une maintenance fréquente pour assurer son bon fonctionnement.
- La pompe à tige peut connaître une diminution du taux de production à mesure que la profondeur du puits augmente. Cela peut limiter son efficacité dans les puits plus profonds.
- Il existe un risque potentiel de fuites au niveau de la tête de puits associé à l'utilisation des pompes à tige. Il est important de surveiller et d'entretenir régulièrement les joints et les connexions pour éviter de telles fuites.

- Dans les puits déviés, la pompe à tige peut rencontrer des restrictions en raison de sa conception.
- De plus, les pompes à tige peuvent être bruyantes et encombrantes lorsqu'elles fonctionnent.
[Nguyen, 2020]

2.3.4 Pompe à cavité progressive

2.3.4.1 Définition

La pompe à cavité progressive (PCP) est une méthode d'activation des puits souvent utilisée pour pomper des fluides à haute viscosité et à forte teneur en particules solides à partir de puits de production. C'est un type d'unité de pompage à tige d'aspiration qui utilise un rotor et un stator. La rotation des tiges à l'aide d'un moteur électrique en surface provoque l'écoulement du fluide contenu dans une cavité vers le haut. On l'appelle aussi une unité de déplacement positif rotatif [Guo and al, 2007][Nguyen, 2020].

2.3.4.2 Équipement des pompes à tige

De la surface jusqu'au fond du puits, les principaux composants d'un système PCP sont les suivants : le moteur, le boîtier de garniture rotatif, les tiges polies, les tiges de renfort, le rotor et le stator [Guo and al, 2007][Nguyen, 2020].

1. **Moteur** : Les principales fonctions des moteurs sont de faire tourner le rotor, de supporter le poids de la chaîne de tiges et d'assurer l'étanchéité autour de la tige polie. Le choix de cette partie dépend de la vitesse de la pompe, du couple et de la puissance mécanique, qui peuvent être estimés en utilisant la puissance hydraulique dépendant du débit de liquide, de la différence de pression à l'aspiration et au refoulement de la pompe, et de la géométrie de la pompe.
2. **Boîtier de garniture rotatif** : Les principales fonctions d'un boîtier de garniture dans un système PCP sont de créer une étanchéité autour de la tige polie en rotation et de contrôler les fuites de fluide à partir de la colonne de production et de la tête de puits.



FIGURE 2.15 – Boîtier de garniture rotatif dans un système de PCP [Nguyen, 2020]

3. **Tige polie** : La principale fonction de la tige polie est de transférer le couple de l'unité d'entraînement de tête de puits à la chaîne de tiges pour faire tourner le rotor de la pompe. La tige polie est réalisée de manière à assurer une étanchéité appropriée dans la garniture rotative.
4. **Tiges de renfort** : L'extrémité de la tige polie est reliée à la tige de renfort à l'aide d'un raccord. Les tiges de renfort sont des tiges de pompage dont la longueur peut varier. La principale fonction des tiges de renfort est de faciliter la manipulation de la chaîne de tiges en raison de leur forme en coupe transversale. Une autre raison d'utiliser des tiges de renfort est d'empêcher la chaîne de tiges de tomber dans le puits si le collier de la tige polie glisse.



FIGURE 2.16 – Tiges de renfort des PCPs [Nguyen, 2020]

5. **Stator** : Le stator est la partie fixe de la pompe. Il est composé des “sleeves” d'élastomère collée à un boîtier tubulaire en acier faisant partie de tubing. À l'intérieur, il contient des lobes hélicoïdaux. Lorsque le rotor tourne à l'intérieur du stator, les cavités formées par les lobes hélicoïdaux se déplacent, déplaçant ainsi le fluide.
6. **Rotor** : Le rotor d'une PCP est la composante rotative. Il s'agit d'une vis de petit diamètre avec des filets profonds et arrondis, et une distance importante entre les sommets de filets consécutifs. L'hélice à l'intérieur de stator correspond à la configuration du rotor, à l'exception qu'elle contient un filet de plus que le rotor et possède un pas plus long. Le rotor s'étanche étroitement contre le stator et tourne de manière excentrique à l'intérieur de celui-ci.

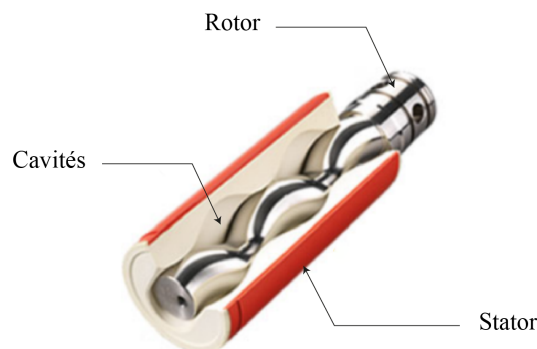


FIGURE 2.17 – Conception de base du Stator-Rotor

2.3.4.3 Principe de fonctionnement des Pompe à cavité progressive

La conception de la pompe PCP est composée de deux engrenages hélicoïdaux, l'un à l'intérieur de l'autre. Le rotor tourne autour de son axe longitudinal, qui est parallèle à l'axe du stator. L'engrenage externe a toujours une dent de plus que l'engrenage interne. Le rotor est conçu de telle sorte que toutes les dents du rotor soient constamment en contact avec le stator. Lorsque le rotor tourne à l'intérieur du stator, les cavités se déplacent sans se déformer, ce qui permet le transfert du fluide. En d'autres termes, la pompe à cavité progressive transfère le fluide par le biais d'un mouvement progressif, une séquence de petites cavités de forme fixe et discrètes, à mesure que le rotor tourne. Ce mécanisme de mouvement est similaire à celui des pompes à déplacement positif.

Le mécanisme d'engrenage peut être appliqué pour concevoir des PCP à un seul lobe ou à plusieurs lobes. La PCP à un seul lobe, désignée comme 1 : 2, signifie que le rotor a un lobe (un engrenage ou une dent) et le stator a deux lobes (deux engrenages ou deux dents). Les PCP à plusieurs lobes sont définies lorsque le nombre de lobes du rotor est supérieur à un, comme par exemple 2 : 3, 5 : 6, etc. [Nguyen, 2020]

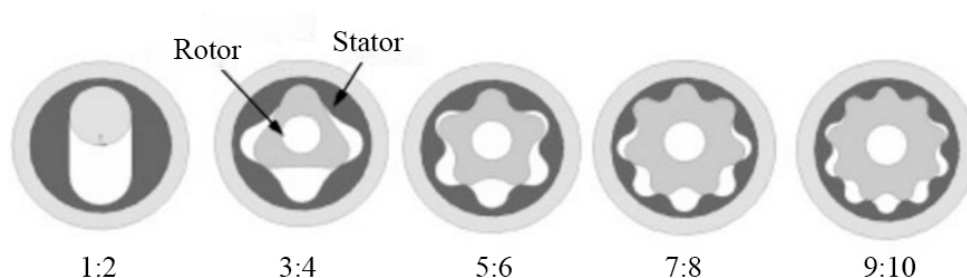


FIGURE 2.18 – Vue en coupe des PCP à un seul lobe et à plusieurs lobes [Nguyen, 2020]

La pompe convertit l'énergie électrique fournie depuis la surface en énergie hydraulique sous forme de pression. Le fluide de formation reçoit cette énergie hydraulique de la pompe pour surmonter une plus grande friction à l'intérieur du tubage et ainsi déplacer le fluide vers le haut plus rapidement.

2.3.4.4 Avantages des pompes Pompe à cavité progressive

- Les pompes PCP ont la capacité de manipuler des fluides à haute viscosité, des concentrations élevées de solides et des pourcentages modérés de gaz libre, ce qui les rend adaptées aux environnements de production difficiles.
 - Les pompes PCP ne possèdent pas de clapets ni de pièces alternantes qui pourraient se boucher, se bloquer par du gaz ou s'user, ce qui les rend plus fiables et moins sujets aux problèmes mécaniques.
 - Les pompes PCP offrent l'avantage de coûts en capital et en énergie inférieurs par rapport à d'autres méthodes de levage artificiel.
 - L'installation et le fonctionnement des pompes PCP sont relativement simples, et elles nécessitent peu d'entretien, ce qui réduit la complexité opérationnelle et les coûts associés.
 - Les pompes PCP ont un design discret et produisent un bruit minimal à la surface, ce qui les rend plus esthétiques et respectueuses de l'environnement.
- [Nguyen, 2020]

2.3.4.5 Désavantages des pompes à cavité progressive

- Les élastomères utilisés dans le stator peuvent se détériorer en présence de certains fluides, ce qui peut affecter les performances de la pompe.
- Risque de dommages permanents au stator de la pompe en cas de fonctionnement à sec, même pendant de courtes périodes.
- Durée de vie opérationnelle courte, généralement entre 2 et 5 ans. Les pompes peuvent nécessiter des remplacements fréquents, ce qui entraîne des coûts supplémentaires pour l'exploitant.
[Nguyen, 2020]

2.3.5 Pompe Hydraulique

2.3.5.1 Définition

Le pompage hydraulique est une application du principe de Pascal, qui démontre que les liquides transmettent intégralement et en tous points les variations de pression auxquelles ils sont soumis. La pompe hydraulique applique ce principe à la production assistée en transmettant la pression générée en surface jusqu'au fond d'un puits à l'aide d'un fluide de travail afin d'actionner soit un piston, soit une pompe à jet. [Guo and al, 2007]

2.3.5.2 Principe de fonctionnement des pompes hydrauliques

Les systèmes de pompage hydraulique transmettent de l'énergie en profondeur à l'aide d'un fluide sous pression qui circule dans le tubing depuis la tête de puits vers la pompe. Deux types courants de pompe utilisés dans ces systèmes sont les pompes à pistons et les pompes à jet :

- **Pompe à pistons** : Dans une pompe à pistons, le flux de fluide sous pression entraîne un mécanisme rotatif directement couplé à un piston. À mesure que le mécanisme rotatif continue de tourner, le piston pousse le fluide de la partie d'entrée vers la partie de sortie de la pompe. Cela crée une force d'aspiration qui aspire le fluide depuis le réservoir.
- **Pompe à jet** : Dans une pompe à jet, le fluide de haute pression est dirigé à travers le tubing jusqu'à la buse de la pompe, où l'énergie de pression est convertie en énergie cinétique. Le fluide à haute vitesse et basse pression entraîne le fluide de production dans la gorge de la pompe. Ensuite, un diffuseur réduit la vitesse et augmente la pression, permettant aux fluides mélangés de s'écouler vers la surface.

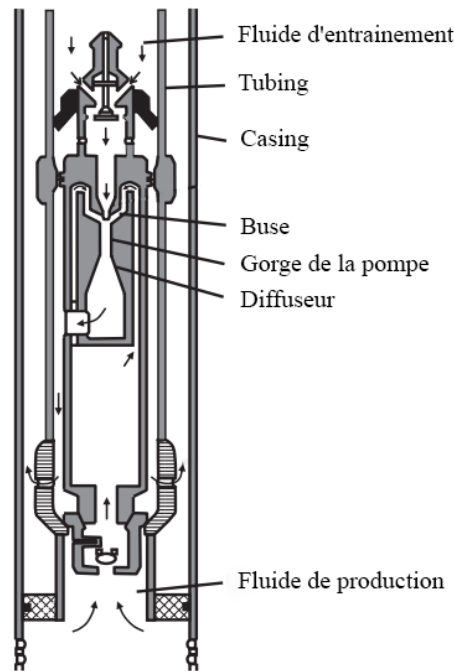


FIGURE 2.19 – Schéma d'une pompe à jet
[Guo and al, 2007]

2.3.5.3 Avantages des pompes hydraulique

- L'avantage d'un système de pompage hydraulique est sa capacité à faire circuler la pompe à l'intérieur et à l'extérieur du puits, ce qui est particulièrement attrayant sur les plates-formes offshore et les endroits éloignés.
- En ajustant le débit du fluide à haute pression vers les pompes, on peut varier la production de 10 à 100 % de la capacité de la pompe.
- Les puits déviés présentent généralement peu de problèmes pour les pompes hydrauliques libres. Les pompes à jet peuvent même être utilisées dans des installations à travers une conduite de circulation.
- Le fluide injecté dans le tubing peut être chauffé, ou des diluants peuvent être ajoutés pour faciliter davantage la remontée de l'huile visqueuse à la surface.
- Des inhibiteurs de corrosion peuvent être injectés dans le fluide à haute pression pour le contrôle de la corrosion.

2.3.5.4 Désavantages des pompes hydraulique

- Enlever les solides du fluide de puissance est très important car la pompe est sensible à la qualité du fluide
- Les pompes volumétriques nécessitent généralement plus d'entretien que les autres types de levage artificiel
- La vitesse de la pompe doit être surveillée quotidiennement et ne doit pas être autorisée à devenir excessive.
- Les systèmes de nettoyage des fluides nécessitent une vérification quotidienne.

2.4 Choix de la méthode d'activation OMK-5

Une méthode d'activation appropriée est une garantie d'une production efficace tout au long de la durée de vie des puits. Il existe de nombreux facteurs à prendre en compte lors de la sélection d'une méthode d'activation pour un puits spécifique et un réservoir spécifique.

2.4.1 Facteurs importants influençant la sélection de la méthode d'activation

Il existe de nombreux facteurs qui influencent la sélection des méthodes d'activation, mais ils peuvent être regroupés en trois catégories : facteurs liés aux caractéristiques du réservoir, caractéristiques du puits, et caractéristiques de surface.

1. Caractéristiques du réservoir

- Performance de l'écoulement du réservoir : L'IPR définit le potentiel de production du puits. Il donne une idée de l'étendue possible des débits de production.
- Débit de production : Si des débits de liquide élevés sont nécessaires, les pompes immergées sont plus adaptées.
- Rapport gaz-liquide : Le rapport gaz-liquide est utilisé pour sélectionner/ dimensionner les séparateurs en fond de puits.
- Viscosité des fluides de formation : Ce facteur est particulièrement important pour choisir entre la méthode PCP (Pompe à Cavité Progressive), la méthode SRP (Pompe à Tiges) et la méthode ESP (Pompe à Submersible Électrique). La méthode PCP est préférable pour les fluides très visqueux en présence de sable.
- Facteur de volume de formation : Ce facteur est utilisé pour déterminer la quantité totale de fluide qui doit être remontée en conditions de fond de puits pour obtenir le débit de production souhaité en surface.
- Mécanisme de propulsion du réservoir : Si les réservoirs sont entraînés par l'eau, le pourcentage en volume d'eau sera élevé vers la fin de la vie des puits. Si les réservoirs sont entraînés par le gaz, les puits produiront davantage de gaz vers la fin de leur durée de vie.

2. Caractéristiques du puits

- Profondeur du puits : Ce facteur peut être utilisé pour exclure certaines méthodes d'activation. La profondeur du puits est également utilisée pour calculer l'énergie nécessaire pour remonter les fluides en surface.
- Taille du tubing et du casing : Un casing de petit diamètre limite la taille du tubing de production et de nombreuses autres options.
- Caractéristiques de la déviation du puits : les puits fortement déviés peuvent limiter l'utilisation de la pompe à tiges (SRP) ou de la pompe à cavité progressive (PCP)

3. Caractéristiques de surface

- Sources d'alimentation électrique : la disponibilité des sources d'alimentation peut influencer le choix de la méthode à utiliser. L'électricité et le gaz naturel sont les deux sources principales pour alimenter le système de production assistée.

- Emplacement du champ : pour les puits en mer, les méthodes d'extraction qui ont une empreinte réduite sont importantes. Pour les champs terrestres, il convient de prendre en compte les limites de bruit, les préoccupations environnementales, etc.

2.4.2 Présélection de la méthode d'activation

Cette étape consiste à éliminer les méthodes d'activation évidemment inappropriées en tenant compte de nombreux facteurs tels que le degré de déviation, la profondeur du puits, le débit de liquide, le rapport gaz-huile, etc. Les critères de la présélection sont présentés dans le tableau suivant :

TABLEAU 2.1 – Guide de la présélection des méthodes d'activation [Wang, 2022]

Caractéristiques	Gas Lift	ESP	PCP	Pompe à tige	Pompe hydraulique
Débit de production	intervalle large (moins que ESP)	intervalle large (jusqu'au AOFF)	Dépend de la profondeur	faible débit	intervalle large (jusqu'au 15 000 Baril/jr)
Profondeur	pas de restriction	pas de restriction	<8000 ft	<14 000 ft	pas de restriction
Dimensions de casing	minimum 4,5 in	minimum 4,5 in	minimum 4,5	pas de restriction	pas de restriction
Inclinaison de puits	adapté aux puits horizontaux	adapté aux puits horizontaux	PCP OD=3,75	non recommandé	adapté aux puits horizontaux
Water cut	réduire l'efficacité	recommandé	recommandé	pour les puits déviés	recommandé
Présence de production de gaz	recommandé	avec séparateur de gaz	recommandé	non recommandé	non recommandé
Présence de production de Sable & Abrasifs	recommandé	non recommandé pour 100 rpm	recommandé	non recommandé	non recommandé

La décision peut être encore améliorée en élaborant une enquête sur l'indice de productivité du réservoir, le tableau 2.2 montre les considérations à appliquer en fonction de la variation de l'indice de productivité de puits où 1 signifie que la méthode est la plus appropriée [Apolo and al, 2020] :

TABLEAU 2.2 – Table des priorités des méthodes d'activation [Apolo and al, 2020]

<i>IP</i>	<i>Considérations</i>	<i>Pompe à tige</i>	<i>Gas lift</i>	<i>Pompe Hydraulique</i>	<i>ESP</i>	<i>PCP</i>
2.0 <	Excellente productivité	3	1	2	1	1
1.0 - 2.0	Grande productivité	3	1	2	1	1
0.5 - 1.0	Productivité moyenne	2	1	1	2	1
0 - 0.5	Faible productivité	1	2	1	3	3

Les données générales de puits OMK-5 nécessaires pour la présélection sont présentées dans le tableau 2.3 :

TABLEAU 2.3 – Données générales de puits OMK-5

<i>Données</i>	<i>Valeurs</i>	<i>Unités</i>
Reservoir temperature	82	C°
Reservoir Pressure	260	bar
Casing OD	9 5/8 – 7 2/9	in
IP	2.168	stb /jr /psi
Tubing size OD	3.5	in
Tubing size ID	2.992	in
Oil Gravity	42.6	API
Water Cut	11	%
GOR	120	m ³ /m ³
TVD	2843	m
MD	2843	m

*Pas de production de sable ni d'abrasifs.

Remarque et interprétation :

- D'après la table des priorités des méthodes d'activation, pour notre cas où $IP = 2.168 > 2$ STB/d/psi, l'utilisation des ESP, du Gas Lift et du PCP est recommandée en premier lieu, suivie de la pompe hydraulique, puis de la pompe à tige en dernier.
- Le puits étant vertical et ne présentant aucun signe de production de sable ou de matériaux abrasifs, cela offre la possibilité d'utiliser les cinq méthodes d'activation, ce qui permet d'avoir une variété de débits de production.
- En se basant sur la profondeur du puits (TVD = MD = 2843 m, soit 9327.43 ft), les méthodes de Gas lift, de pompe électrique submersible, de pompe à tige et de pompe hydraulique sont applicables. Cependant, la pompe à cavité progressive est limitée à une profondeur d'opération maximale de 8000 ft, ce qui signifie qu'elle ne peut pas être utilisée dans ce cas précis.

- Le casing avec un diamètre intérieur minimum de 7 in répond aux exigences du Gas Lift et de la pompe électrique submersible, ce qui signifie que ces quatre méthodes restent applicables.
- En raison de la quantité de gaz dissous dans le fluide de production indiquée par le rapport gaz-liquide (GOR), la pompe hydraulique et la pompe à tige peuvent être affectées par le risque de cavitation, il n'est donc pas recommandé de les utiliser. En revanche, la pompe électrique submersible (ESP) peut être équipée d'un séparateur de gaz pour protéger la pompe. Le gas lift ne pose aucun problème en ce qui concerne le GOR, ce qui nous amène à restreindre notre choix à seulement deux méthodes d'activation, à savoir l'ESP et le gas lift.

Pour effectuer le choix final de la meilleure méthode d'activation de puits, il est essentiel de réaliser une analyse détaillée du système opérant avec chacune des deux méthodes, afin de déterminer celle qui présente les meilleures performances tout en prenant en compte l'aspect économique.

2.5 Conclusion

À travers ce chapitre, nous avons abordé le concept de l'activation des puits et ses nombreux avantages pour améliorer la production. Nous avons également examiné les différents systèmes d'activation couramment utilisés et leurs configurations spécifiques, en examinant la méthode de sélection permettant de choisir le type d'activation le plus approprié pour le puits OMK-5. La sélection primaire indique qu'il est possible d'adapter deux types de systèmes d'activation : le système à Gas lift ou à pompe électrique submersible.

Dans la suite de cette étude, les deux solutions proposées seront conçues pour s'adapter au puits OMK-5. Cela nous permettra de mieux comprendre la réponse du puits aux deux systèmes de solution, afin de choisir la meilleure méthode à appliquer.

Chapitre 3

Modélisation et développement mathématique

3.1 Introduction

La modélisation mathématique est une approche couramment utilisée pour représenter les problèmes physiques. Elle consiste à formuler le problème étudié dans un langage précis et structuré à travers des équations et des relations mathématiques. Dans ce chapitre, nous introduisons les relations théoriques qui permettent de mieux comprendre les phénomènes physiques impliqués dans le puits en production et les représenter de manière quantitative. Cela nous permettra de concevoir les systèmes de solutions proposés, d'analyser et de prédire leur comportement afin d'améliorer la production au niveau désiré.

3.2 Propriétés de l'huile et du gaz naturel

Les propriétés de l'huile brute et du gaz naturel sont fondamentales pour la conception et l'analyse des systèmes de production d'huile et de gaz. [Guo and al, 2007]

3.2.1 Propriétés de l'huile

- Rapport gaz-huile en solution (GOR)

Le rapport gaz-huile en solution (Solution Gas–Oil Ratio) est défini comme la quantité de gaz, dans des conditions standard, qui se dissoudra dans un volume unitaire d'huile lorsqu'ils sont tous deux identifiés au niveau du réservoir à la pression et à la température prédominantes.

$$R_s = \frac{V_{gas}}{V_{oil}} \quad (3.1)$$

Avec : R_s : le rapport gaz-huile en solution [scf/stb]; V_{gas} : volume de gaz en conditions standard [scf]; V_{oil} : le volume d'huile en conditions de réservoir [stb].

À une température donnée du réservoir, le rapport gaz-huile en solution reste constant aux pressions supérieures à la pression de point de bulle. Il diminue lorsque la pression diminue dans la plage de pression inférieure à la pression de point de bulle.

- Densité

En raison de la présence de gaz, la densité dépend de la pression. Elle est évaluée par la densité API. La relation entre la densité de l'huile en réservoir et la densité API est donnée par la relation suivante :

$$API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (3.2)$$

Tel que : API : Densité API d'huile [API°] et γ_o : Densité d'huile au réservoir.

- Facteur de volume de formation

Le facteur de volume de formation de l'huile (Formation Volume Factor of Oil) est défini comme le volume occupé dans le réservoir à la pression et à la température prédominantes par l'huile plus son gaz dissous. Cela peut être exprimé par l'équation suivante :

$$B_o = \frac{V_{res}}{V_{st}} \quad (3.3)$$

Avec, B_o : facteur de volume de formation de l'huile [rb/stb]; V_{res} : volume d'huile en conditions de réservoir[rb]; V_{st} : volume d'huile en conditions de stockage [stb].

Le facteur de volume de formation de l'huile est toujours supérieur à l'unité car l'huile dissout plus de gaz dans les conditions de réservoir que dans les conditions de stockage. À une température donnée du réservoir, le facteur de volume de formation de l'huile reste presque constant aux pressions supérieures à la pression de point de bulle. Il diminue lorsque la pression diminue.

- Viscosité

La viscosité exprimée en centipoises [cp], est un paramètre empirique utilisé pour décrire la résistance à l'écoulement d'un fluide. Elle peut être mesurée dans des laboratoires

3.2.2 Propriétés du gaz naturel

Les propriétés du gaz comprennent la gravité spécifique du gaz, la pression et la température pseudo-critique du gaz, la viscosité du gaz, le facteur de compressibilité du gaz, la densité du gaz, le facteur de volume de formation du gaz et la compressibilité du gaz. Les deux premières propriétés dépendent de la composition du gaz, tandis que les quatre dernières dépendent de la pression [Towler and al, 2006].

- Densité spécifique du gaz

La Densité spécifique du gaz γ_g (Specific Gravity of Gas) est définie comme le rapport de la masse moléculaire apparente du gaz à celle de l'air. La masse moléculaire de l'air est généralement considérée comme égale à 28,97 (79% d'azote et 21% d'oxygène). Par conséquent, la gravité spécifique du gaz est :

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28,97} \quad (3.4)$$

Où, M_a est la masse moléculaire apparente du gaz, qui peut être calculée en fonction de la composition du gaz qui est généralement déterminée en laboratoire et rapportée en fractions molaires. Soit y_i et M_i la fraction molaire et la masse moléculaire du composant i . La masse moléculaire apparente du gaz peut être formulée à l'aide d'une règle de mélange telle que :

$$M_a = \sum_{i=1}^{N_c} y_i M_i \quad (3.5)$$

- Pression et température pseudo-critique

Les propriétés critiques d'un gaz peuvent être déterminées en fonction des propriétés critiques des composés présents dans le gaz en utilisant la règle de mélange. Les propriétés critiques du gaz déterminées sont appelées "propriétés pseudo-critiques". La pression pseudo-critique du gaz P_{pc} et la température pseudo-critique T_{pc} sont respectivement exprimées comme suit :

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i P_{ci} \quad (3.6)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i T_{ci} \quad (3.7)$$

- Viscosité

La viscosité dynamique μ_g en centipoises [cp] est généralement utilisée en ingénierie pétrolière. La viscosité cinématique ν_g est liée à la viscosité dynamique par la masse volumique ρ_g .

$$\nu_g = \frac{\mu_g}{\rho_g} \quad (3.8)$$

Pour un nouveau gaz, il est préférable de mesurer directement sa viscosité. Si la composition du gaz et les viscosités de ses composants sont connues, on peut utiliser la règle de mélange pour déterminer la viscosité du mélange de gaz :

$$\mu_g = \frac{\sum(\mu_g y_i \sqrt{M_i})}{\sum(y_i \sqrt{M_i})} \quad (3.9)$$

- 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 parfait à une pression et une température données. Le facteur de compressibilité est exprimé comme suit :

$$z = \frac{V_{actuel}}{V_{gazparfait}} \quad (3.10)$$

- Masse volumique

Étant donné que le gaz est compressible, sa masse volumique dépend de la pression et de la température. La densité du gaz peut être calculée avec une bonne précision à partir de la loi des gaz réels :

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{MW_a P}{z RT} \quad (3.11)$$

Où, m est la masse du gaz et ρ_g est la masse volumique du gaz. En prenant la masse moléculaire de l'air égale à 29 [g/mol] et R égal à 10,73 [(ft³.psi)/(mole.R°)].

- Facteur de volume de formation du gaz

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

$$B_g = \frac{V}{V_{cs}} = \frac{P_{cs}}{P} \frac{T}{T_{cs}} \frac{z}{z_{cs}} = 0,0283 \frac{z T}{P} \quad (3.12)$$

Où B_g : le facteur de volume de formation du gaz [ft^3/scf]; P_{cs} , T_{cs} , z_{cs} : la pression, la température et le facteur de compressibilité de gaz en condition standard. P , T , z : la pression, la température et le facteur de compressibilité de gaz en condition de réservoir.

3.3 Relation de performance d'écoulement entrant (IPR)

La relation de performance d'écoulement entrant (Inflow Performance Relationship) est une relation qui illustre comment le débit de production provenant d'un réservoir est influencé par la variation de la pression du réservoir. [Guo and al, 2007]

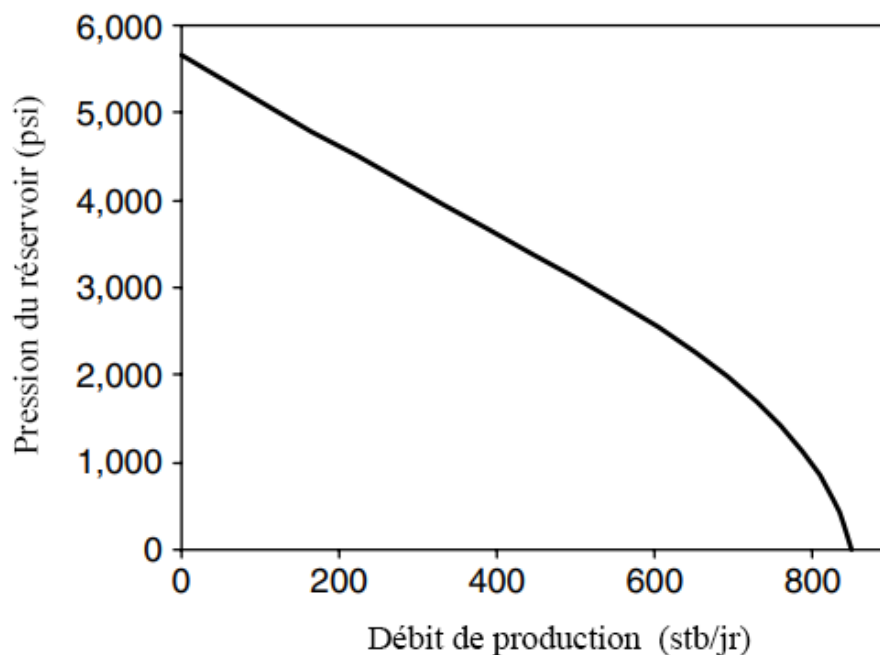


FIGURE 3.1 – Courbe typique d'IPR pour un puits de pétrole [Guo and al, 2007]

P_{wf} : pression au fond du puits en écoulement
 P_e : pression dans le réservoir à la distance
 r_e de l'axe central du puits
 h : épaisseur du réservoir
 r_w : rayon du puits de forage

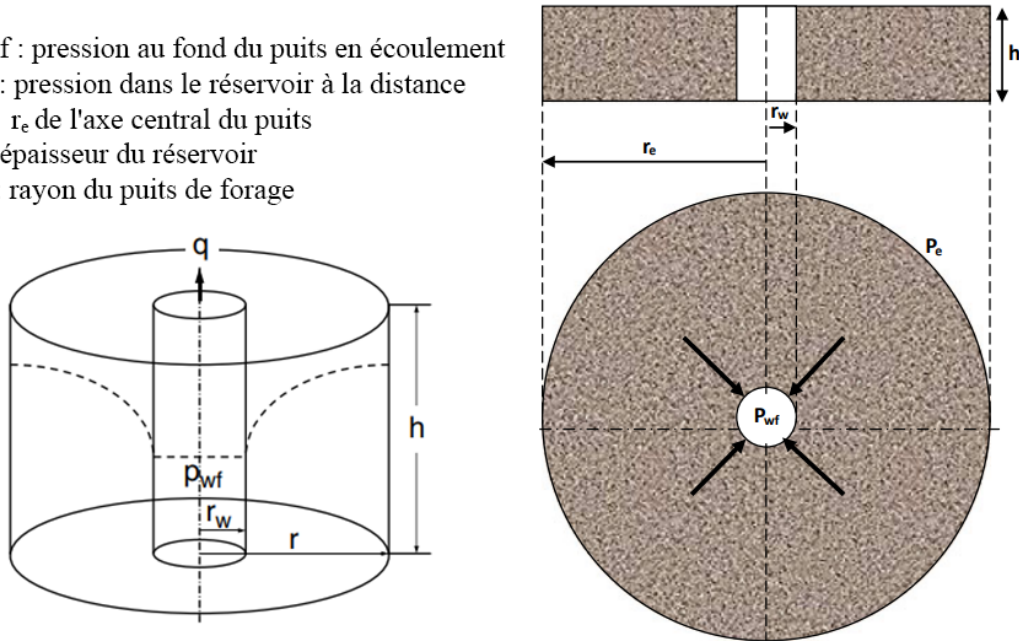


FIGURE 3.2 – Illustration de l'écoulement radiale d'un puits vers le tubing de production [Guo and al, 2007]

3.3.1 IPR pour les réservoirs de pétrole sous-saturés

Si la pression du réservoir, P_r , est supérieure à la pression du point de bulle, P_b , le fluide de formation à l'intérieur du réservoir peut être considéré comme une seule phase. Selon la loi de Darcy, l'écoulement radial dans un milieu poreux d'un fluide dans des conditions d'écoulement stationnaire peut être décrit comme suit :

$$q = -\frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - \rho g \right) \quad (3.13)$$

Avec, P : pression dans le réservoir à la distance r [ft] de l'axe central du puits [psi]; q : débit de production de pétrole [stb/jr]; μ : viscosité dynamique de l'huile [cp]; K : perméabilité horizontale effective de l'huile [md]. A : section de l'écoulement [ft²]; ρ : masse volumique de l'huile [lb/ft³]; g : accélération de la pesanteur [ft/s²].

La distribution de la pression dans le réservoir peut être exprimée par :

$$P_e - P(r) = \frac{141.2 q B_o \mu}{Kh} \ln\left(\frac{r_e}{r}\right) \quad (3.14)$$

Avec,

B_o : facteur de formation du volume d'huile [rb/stb].

3.3.2 IPR pour les réservoirs de pétrole saturés

Si la pression du réservoir est initialement inférieure à la pression du point de bulle, ou si la pression au fond du puits en écoulement est réglée à une valeur inférieure à la pression de bulle, il y a présence de gaz libre dans le réservoir. L'écoulement peut

maintenant être considéré comme un écoulement diphasique. Selon Vogel, la relation de performance d'écoulement (IPR) du pétrole devient :

$$\frac{q_o}{q_{o, max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad (3.15)$$

Avec, $q_{o, max}$: le potentiel de débit maximum en écoulement [rb/stb]; \bar{P} : pression moyenne dans le réservoir [psi]; q_o : le potentiel de débit en écoulement [rb/stb].

Telle que :

$$q_o = \frac{Kh \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]}{254,2 B_o \mu(\bar{P}) \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right)} \quad (3.16)$$

Avec S, Skin factor (facteur de skin) qui représente les effets de perturbations locales autour du puits, tels que les endommagements de formation, les effets de complétion, etc.

3.3.3 Indice de productivité

L'amplitude de la pente de la courbe (IPR) est appelée indice de productivité PI [STB/jr/psi]. Il est défini comme le rapport entre le débit de liquide et la diminution de pression :

$$PI = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{Kh}{141,2 B_o \mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (3.17)$$

3.4 Relation de performance d'écoulement sortant (OPR)

OPR (Outflow Performance Relationship) est une relation qui décrit comment le débit de production est influencé par la pression de fond de trou (flowing bottom-hole pressure) et d'autres paramètres liés à la complétion de puits. [Guo and al, 2007]

3.4.1 OPR pour un écoulement monophasique

La pression de fond de trou (flowing bottom-hole pressure) peut être calculée pour un fluide incompressible par l'équation de bernoulli :

$$P_{wf} = P_{wh} + \rho_o g h + \Delta P_f \quad (3.18)$$

Avec, h : profondeur verticale réelle du puits [ft]; P_{wf} : pression au fond du puits en écoulement [psi]; P_{wh} : pression à la tête du puits [psi]; ΔP_f : pertes de pression par frottement [psi], peut être exprimées généralement par la formule de Darcy-Weisbach comme suit :

$$\Delta P_f = \frac{2f \rho_o U^2}{D} L \quad (3.19)$$

U : la vitesse du liquide dans le tubing [ft/s]; D : diamètre interne du tubing de production [ft]; L : la longueur du tubage [ft]; f : Coefficient de frottement; ρ_o : la masse volumique d'huile [lb/ft³].

3.4.2 OPR pour un écoulement diphasique

Dans ce cas, la pression, la température et la vitesse du mélange gaz-liquide diphasique changent le long du tubing. la perte de pression totale dans le tubing est généralement présentée comme suit :

$$\frac{dP}{dl}|_T = \frac{dP}{dl}|_g + \frac{dP}{dl}|_f + \frac{dP}{dl}|_a \quad (3.20)$$

Le gradient de chute de pression gravitationnelle

$$\frac{dP}{dl}|_g = \rho_m g \sin \Theta \quad (3.21)$$

Avec, Θ comme l'angle entre l'axe de l'écoulement et de l'horizontale. Le gradient de chute de pression due aux frottements

$$\frac{dP}{dl}|_f = \frac{2f\rho_m (U_m)^2}{D} \quad (3.22)$$

Avec, ρ_m : la masse volumique de mélange [lb/ft³] et U_m la vitesse du mélange [ft/s] déduite par la relation suivante :

$$U_m = \frac{q_m}{A_p} = \frac{q_l}{A_p} + \frac{q_g}{A_p} = U_L + U_G \quad (3.23)$$

Tel que, U_L : la vitesse du liquide [ft/s] ; U_G : la vitesse du gaz [ft/s] ; q_m : Débit volumétrique du mélange [stb/jr] ; A_p : section d'écoulement de tubing ; q_l : Débit volumétrique d'huile [stb/jr] ; q_g : Débit volumétrique du gaz [stb/jr].

La chute de pression due à l'accélération est plus faible en comparaison à celle due à la gravité et aux frottements. Par conséquent, il peut être négligé lors du calcul du gradient total de chute de pression.

3.5 Corrélations de prédiction du gradient de pression

Ces corrélations sont des relations mathématiques utilisées pour estimer ou prédire le gradient de pression le long d'un écoulement. Ils sont généralement basés sur des données expérimentales et sont spécifiques à des conditions d'écoulement particulières. on distingue trois classes des corrélations.

Catégorie (a)

Aucune prise en compte du glissement ni du type d'écoulement. La densité du mélange est calculée en fonction du rapport gaz-huile fourni, car il est supposé que le gaz et le liquide se déplacent à la même vitesse. Cette catégorie n'est plus utilisée pour les écoulements multiphasiques. La plus connu est celle de **Francher and Brown** [Brill, 1999].

- Corrélations de Francher and Brown

Le gradient de pression totale :

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f\rho_m U_m^2}{2D} + \rho_m g \quad (3.24)$$

Tel que f : Coefficient de frottement obtenue de l'abaque de Francher and Brown ;
 ρ_n : Masse volumique du mélange sans glissement (No Slip) [lb/ft³] obtenue à partir de :

$$\rho_n = \rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l) \quad (3.25)$$

λ_l : La fraction volumique du liquide :

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad (3.26)$$

Catégorie b

Prise en compte du glissement, sans considération du type d'écoulement. Une corrélation est nécessaire à la fois pour le taux de rétention du liquide et pour le facteur de frottement. Étant donné que le liquide et le gaz peuvent se déplacer à des vitesses différentes, une méthode doit être utilisée pour prédire la portion du conduit occupée par le liquide à chaque emplacement. Les mêmes corrélations sont utilisées pour le taux de rétention du liquide et le facteur de frottement, quel que soit le modèle d'écoulement. [Brill, 1999].

Les corrélations les plus couramment utilisées sont :

- Corrélations de Hagedorn and Brown (HBR)

Le gradient de pression totale est :

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \rho_n^2 U_m^2}{2 \rho_s D} + \rho_s g + \frac{\rho_s (\Delta U_m^2)}{2 D Z} \quad (3.27)$$

Tel que :

$$(\Delta U_m^2) = U_{m1}^2 - U_{m2}^2 \quad (3.28)$$

Où, 1, 2 représente l'extrémité aval et amont respectivement de la vitesse du mélange ; f : Coefficient de frottement prédit par l'abaque de Moody. ρ_s : Masse volumique du mélange avec glissement (Slip) [lb/ft³].

$$\rho_s = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l) \quad (3.29)$$

H_l : Taux de rétention du liquide.

- Corrélations de Gray (GA)

Le gradient de pression totale :

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \rho_n U_m^2}{2D} + \rho_s g - \rho_n^2 U_m^2 \frac{d}{dZ} \left(\frac{1}{\rho_n} \right) \quad (3.30)$$

Avec,

f : Prédit par l'abaque de Moody.

Catégorie c

Prise en compte du glissement et du type d'écoulement. Des corrélations sont nécessaires non seulement pour prédire le taux de rétention du liquide et le facteur de frottement, mais également pour prédire le type d'écoulement. Une fois que le type d'écoulement est déterminé, les corrélations appropriées pour le taux de rétention du liquide et le facteur de frottement sont utilisées [Brill, 1999].

Les corrélations qui présentent les meilleurs résultats sont :

- Corrélations de Duns and Ros (DR)

Le gradient de pression totale :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_t = \frac{\left(\frac{dP}{dZ}\right)_g + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_f}{1 - E_k} \quad (3.31)$$

Tel que :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_f = \frac{f\rho_l U_l U_m}{2D} \quad (3.32)$$

E_k est le facteur de correction de l'énergie cinétique utilisé pour tenir compte des changements de vitesse du fluide et des pertes d'énergie associées dans un système d'écoulement à deux phases. f coefficient de frottement prédit par l'abaque de Moody.

- Corrélations de Aziz and al / Chierici and al (AGF)

Le gradient de pression totale est égale :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_f = \frac{f\rho_l H_l U_m^2}{2D} \quad (3.33)$$

Avec f : Le coefficient de frottement (de l'Abaque de Moody).

- Corrélations de Beggs and Brill (BB)

Le gradient de pression totale :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\frac{f\rho_n U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (3.34)$$

Avec, f prédit par l'abaque de Moody et ρ_s calculée par :

$$\rho_s = \rho_l H_{l(\theta)} + \rho_g (1 - H_{l(\theta)}) \quad (3.35)$$

Tel que, $H_{l(\theta)}$ est le taux de rétention du liquide corrigé :

$$H_{l(\theta)} = H_l \psi \quad (3.36)$$

Le facteur de correction $H_{l(\theta)}$ est exprimé par :

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin^3(1,8\theta)] \quad (3.37)$$

Avec :

$$C = (1 - \lambda_l) \ln(\exp(\lambda_l N_{Fr})) \quad (3.38)$$

Nombre de Froude :

$$N_{Fr} = \frac{U_m^2}{gd} \quad (3.39)$$

3.6 Analyse Nodal

L'approche d'analyse NODAL, consiste à sélectionner un point de division ou un nœud dans le puits et à diviser le système à ce point. Tous les composants en amont du nœud constituent la section d'entrée (le débit de fluide à travers les milieux poreux et le débit de fluide à travers la section de complétion), tandis que la section de sortie comprend tous les composants en aval du nœud (c'est-à-dire le débit de fluide à travers le tubing et le débit de fluide à travers la conduite de surface). Une relation entre le débit et la perte de pression doit être disponible pour chaque composant du système. Cela permet d'évaluer le débit à travers le système une fois que les exigences suivantes sont satisfaites :

- Le débit dans le nœud est égal au débit hors du nœud.
- Uniquement une seule pression peut exister à un nœud.

La pression en un point est calculée de la manière suivante :

- Entrée vers le nœud : $P_r - \Delta P$ (composants en amont) = $P_{nœud}$
- Sortie depuis le nœud : $P_{wh} + \Delta P$ (composants en aval) = $P_{nœud}$

La chute de pression dans chaque composant varie en fonction du débit. Par conséquent, un graphique de la pression du nœud en fonction du débit produira deux courbes, dont le point d'intersection donnera les conditions satisfaisant les exigences. [Rowlan et al, 2019]

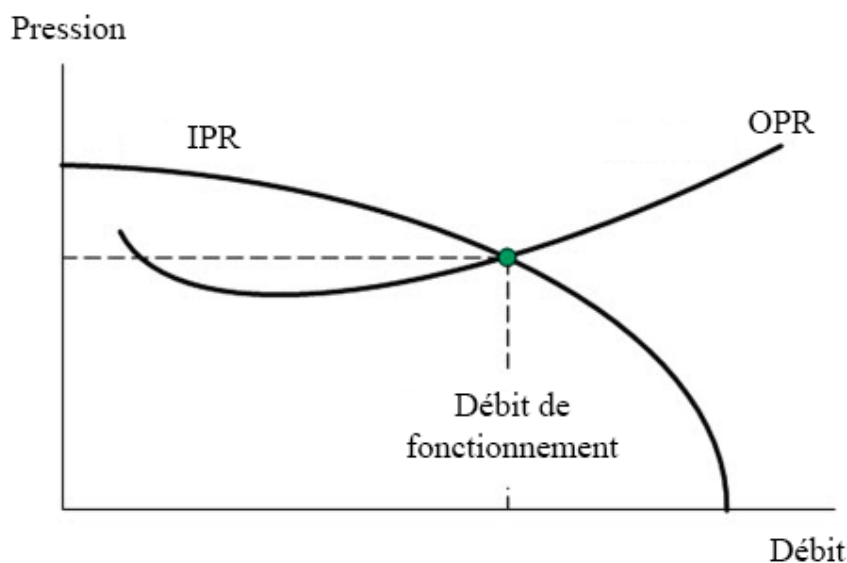


FIGURE 3.3 – Détermination de la capacité d'écoulement de système
[Rowlan et al, 2019]

3.7 Conception de système Gas lift

Si l'écoulement naturel n'existe pas ou il est trop faible pour être considéré comme rentable, l'injection du gaz dans le puits peut réduire la pression au fond du puits en écoulement. La figure 3.4.a montre un puits qui ne présente aucun écoulement. Lorsque du gaz est injecté dans le puits à une pression de fonctionnement en surface de P_{so} , le rapport gaz-liquide augmente à GOR_2 et GOR_3 (figure 3.4.b). Le puits produit à des débits de liquide Q_2 et Q_3 en raison de la réduction de la pression au fond du puits en écoulement, passant de P_{wf2} à P_{wf3} respectivement [Nguyen, 2020].

Pour concevoir un système de Gas lift dans un puits, il faut déterminer les paramètres suivants :

- Débit volumétrique du gaz d'injection Q_g , et pression de fonctionnement d'injection en surface $P_{s,c}$.
- Nombre de vanes et emplacement des vanes de déchargement et de la vanne de fonctionnement.
- Caractéristiques des vanes d'injection.

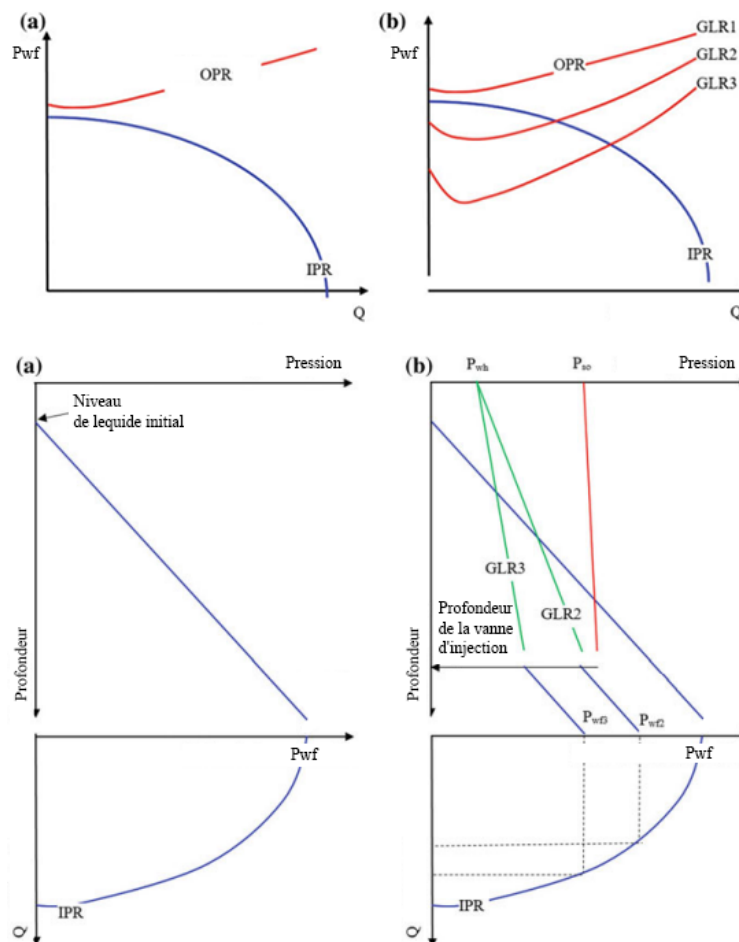


FIGURE 3.4 – Gradient de pression du fluide de formation à l'intérieur du tubing avant et après l'injection de gaz [Nguyen, 2020]

3.7.1 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 :

$$Q_g^s = (TGOR - GOR_F)Q_L \quad (3.40)$$

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]; $TGOR$: (Total Gas Oil Ratio) le rapport total gaz-huile dans le tubing au-dessus du point d'injection [scf/stb]; GOR_F : (Gas Oil Ratio Formation) 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 :

$$TCF = 0,0544\sqrt{\gamma_g T_{vd}} \quad (3.41)$$

Avec, γ_g : la densité du gaz; T_{vd} : la température à la profondeur de la vanne [R°].

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

$$Q_g^{vd} = Q_g^s * TCF \quad (3.42)$$

3.7.2 Pression d'injection

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

$$P_{c,v} = P_{t,v} + \Delta P_v \quad (3.43)$$

Ou,

$P_{c,v}$: La pression du casing à la profondeur de la vanne [psi]; ΔP_v : la différence de pression à travers la vanne [psi]. Il est courant d'utiliser $\Delta P_v = 100$ psi.

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

$$P_{c,s} = P_{c,v} \exp\left(-0,01875 \frac{\gamma_g D_v}{\bar{z} \bar{T}}\right) \quad (3.44)$$

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; \bar{z} : le facteur de compressibilité moyen du gaz; \bar{T} : la température moyenne [°R].

3.7.3 Emplacement des vannes

L'objectif fondamental lors du choix des emplacements des vannes est le suivant :

- Pouvoir ouvrir les vannes de déchargement avec la pression d'injection
- Assurer une injection ponctuelle pendant les conditions de déchargement et de fonctionnement normal
- Injecter du gaz aussi profondément que possible.

La procédure de solution analytique est décrite comme suit :

1. À partir de la pression souhaitée à la tête de puits P_{hf} en surface, la pression dans le tubing en conditions complètement déchargées de fluide de complétion est calculée. Cela peut être réalisé en utilisant différentes corrélations d'écoulement diphasique.
2. À partir d'une pression de tête de puits de conception $P_{hf,d} = P_{hf} + \Delta P_{hf}$, où ΔP_{hf} peut être pris comme $0,25 P_{c,s}$, une ligne qui décrit la pression dans le tubing est établie. Les pressions dans cette ligne, notées $P_{t,d}$, représentent la pression du tubing après ajustement pour la marge de pression. Le gradient de cette ligne est indiqué par $G_{f,d}$. $\Delta P_{hf} = 0$ si une marge de pression du tubing n'est pas nécessaire.
3. À partir d'une pression de fonctionnement d'injection souhaitée $P_{c,s}$ en surface, la ligne de pression de fonctionnement d'injection est calculée.

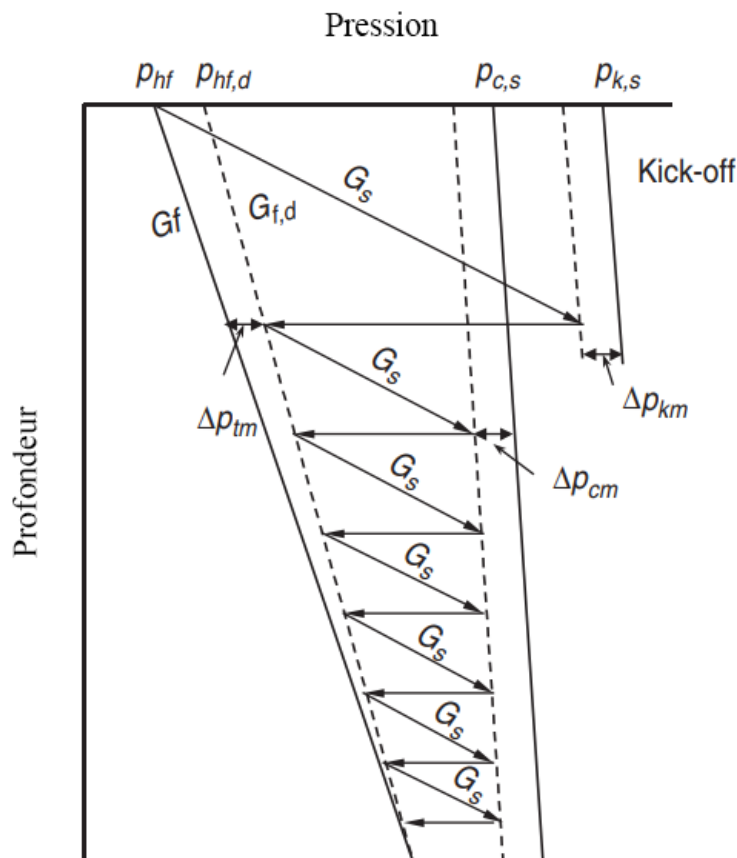


FIGURE 3.5 – Procédure d'espacement des vannes [Nguyen, 2020]

4. À partir de $P_{c,s} - \Delta P_{cm}$ en surface, où la marge de pression ΔP_{cm} peut être prise comme 50[psi], une ligne parallèle à la ligne de pression d'injection est établie. Les pressions dans cette ligne, indiquées par $P_{c,d}$, représentent la pression d'injection après ajustement. $\Delta P_{cm} = 0$ si la marge de pression de l'enceinte n'est pas requise.
5. À partir de la pression de kick-off disponible avant l'injection au point de départ ($P_{k,s}$) de casing, établir la courbe de pression dans le casing (kickoff casing pressure line). Si $P_{k,s} = P_{c,s}$, on utilise la ligne de pression de fonctionnement d'injection pour le calcul de toutes les vannes.
6. À partir de P_k (pression à la surface) et ΔP_{km} (marge de pression de kick-off au départ, qui peut être prise comme 50[psi]), une ligne parallèle à la ligne de pression du casing de départ est établie. Les pressions sur cette ligne, notées P_{kd} , représentent la pression de kickoff après ajustement pour la marge. Si aucune marge de pression n'est requise, $\Delta P_{km} = 0$.
7. la profondeur de la première vanne est calculée en se basant sur le fait que $P_{hf} + G_s D_1 = P_{kd1}$, la profondeur de la vanne supérieure s'exprime comme suit :

$$D_1 = \frac{P_{kd1} - P_{hf}}{G_s} \quad (3.45)$$

Tel que :

P_{kd1} [psi] : Pression de kickoff au niveau de la vanne supérieure. G_s [psi/ft] : Gradient de pression statique de kill fluid.

$$P_{kd1} = (P_{k,s} - \Delta P_{km}) \left(1 + \frac{D_1}{40\,000}\right) \quad (3.46)$$

Donc :

$$D_1 = \frac{P_{k,s} - \Delta P_{km} - P_{hf}}{G_s + \frac{P_k - \Delta P_{km}}{40\,000}} \quad (3.47)$$

8. Les profondeurs des autres vannes sont calculées en se basant sur le fait que $P_{hf} + G_{fd} D_2 + G_s (D_2 - D_1) = P_{cd2}$, la profondeur de la vanne 2 s'exprime comme suit :

$$D_2 = \frac{P_{cd2} - G_{fd} D_1 - P_{hf}}{G_s} + D_1 \quad (3.48)$$

P_{cd2} [psi] = La pression d'injection dans la deuxième vanne.

Tel que :

$$P_{cd2} = (P_{c,s} - \Delta P_{cm}) \left(1 + \frac{D_2}{40\,000}\right) \quad (3.49)$$

$$D_2 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - P_{hf,d} + (G_s - G_{fd}) D_1}{G_s - \frac{P_c - \Delta P_{cm}}{40\,000}} \quad (3.50)$$

$$D_3 = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - P_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_2}{G_s - \frac{P_c - \Delta P_{cm}}{40\,000}} \quad (3.51)$$

Alors :

$$D_i = \frac{P_{c,s} - \Delta P_{cm} - P_{hf,d} + (G_s - G_{fd})D_{i-1}}{G_s - \frac{P_c - \Delta P_{cm}}{40\,000}} \quad (3.52)$$

Les profondeurs de toutes les vannes peuvent être calculées de manière similaire jusqu'à ce que l'espacement minimal entre les vannes (400 pieds) soit atteint.

3.7.4 Taille des vannes

Pour déterminer la taille requise de l'orifice de la vanne (A_p) [Guo and al, 2007], la formule suivante est utilisée :

$$A_p = \frac{q_g}{1248 C P_{up} \sqrt{\frac{1,3}{(0,3)\gamma_g T_{up}} \left[\left(\frac{P_{dn}}{P_{up}} \right)^{1,54} - \left(\frac{P_{dn}}{P_{up}} \right)^{1,77} \right]}} \quad (3.53)$$

Avec, q_g : Débit d'injection du gaz [scf/d]; p_{up} : Pression en amont de la vanne [psi]; T_{up} : Température en amont [F°]; P_{dn} : Pression en aval de la vanne [psi]; C : Coefficient de décharge de la vanne

3.8 Conception de système ESP

Le puits produit naturellement à un débit d'équilibre de Q_e et à une pression de fond en écoulement de P_{wf} . Les courbes IPR (Inflow Performance Relationship) et OPR (Outflow Performance Relationship) sans pompe se croisent en un point déterminé par Q_e et P_{wf} . Lorsqu'une pompe submersible électrique (ESP) est installée, la nouvelle pression OPR avec la pompe se croise avec la courbe IPR à un débit plus élevé de Q_e pompe et une pression d'écoulement de fond de trou inférieure de P_{wf} pompe [Nguyen, 2020].

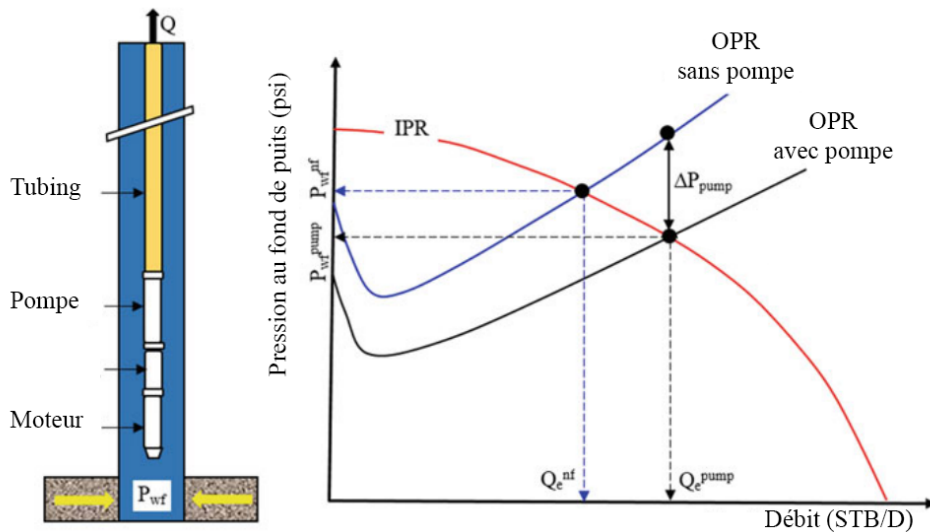


FIGURE 3.6 – Principe de fonctionnement des ESPs [Nguyen, 2020]

La première étape pour concevoir un ESP consiste à collecter et vérifier les données de base utilisées dans la conception, liées au puits, aux performances de production et aux fluides de formation.

3.8.1 Sélection de la profondeur de la pompe

La pression gagnée à travers la pompe ΔP_{Pompe} , est définie comme la différence de pression entre la sortie de la pompe, P_d , et l'aspiration de la pompe, P_i

$$\Delta P_{Pompe} = P_d - P_i \quad (3.54)$$

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

$$P_d = P_{wh} + (\Delta P_f)^{Pompe-surf} + \rho_f g h \quad (3.55)$$

On peut écrire donc :

$$P_i = P_{wh} + (\Delta P_f)^{Pompe-surf} + \rho_f g h - \Delta P_{Pompe} \quad (3.56)$$

La pression de fond de trou en écoulement au milieu de la perforation peut s'écrire comme suit :

$$P_{wf} = P_i + \rho_f g ((TVD) - h) + (\Delta P_f)^{perf-Pompe} \quad (3.57)$$

en remplaçant P_i avec l'expression précédente, P_{wf} devient :

$$P_{wf} = P_{wh} + \rho_f g (TVD) + (\Delta P_f)^{perf-Surf} - \Delta P_{Pompe} \quad (3.58)$$

Ainsi, nous pouvons conclure que la profondeur de la pompe (position de la pompe, h n'affecte pas la pression de fond de trou en écoulement.

En appliquant la définition de la pression de la pompe, on obtient :

$$P_{wf} = P_{wh} + \rho_f g (TVD) + (\Delta P_f)^{perf-Surf} - (P_d - P_i) \quad (3.59)$$

$$P_d = P_{wh} + \rho_f g (TVD) + (\Delta P_f)^{perf-Surf} - (P_{wf} - P_i) \quad (3.60)$$

Si la pompe est installée près de la perforation, alors la pression d'aspiration de la pompe est similaire à la pression de fond de trou en écoulement, que nous pouvons écrire :

$$P_d = P_{wh} + \rho_f g (TVD) + (\Delta P_f)^{perf-Surf} \quad (3.61)$$

De manière conventionnelle, il est recommandé d'installer les pompes submersibles électriques (ESPs) dans les puits verticaux et horizontaux au-dessus des perforations, à quelques centaines de pieds et avec au moins 500 [ft] de fluide au-dessus de la pompe. Cette recommandation vise à garantir que la chaleur générée par le moteur est dissipée vers le haut par les fluides de formation, afin d'éviter la surchauffe du moteur. De plus, cela permet de s'assurer que la pression à l'aspiration de la pompe est à un niveau qui permet un bon fonctionnement de la pompe et prévient le phénomène de cavitation, qui peut se produire si la pression d'aspiration est trop basse [Takacs, 2018].

3.8.2 Sélection des diamètres de la pompe et du moteur

Le dernier tubage introduit dans un puits de pétrole est le casing de production. Le diamètre interne de ce tubage fixe une limite pour les diamètres externes maximum de la pompe et du moteur. De manière générale, du point de vue de la fabrication, une pompe avec un plus grand diamètre externe permettra de réduire à la fois les coûts initiaux et les coûts d'exploitation, car il est plus facile pour les fabricants de concevoir et de fabriquer des pompes de plus grande taille. Les fabricants fournissent des lignes directrices et des recommandations pour la sélection des pompes et des moteurs en fonction du diamètre interne des tubages de production. Le tableau 3.1 présente un exemple de sélection des diamètres externes de la pompe et du moteur en fonction des diamètres internes des tubages de production [Nguyen, 2020].

TABLEAU 3.1 – Sélection des diamètres extérieures de la pompe et du moteur [Nguyen, 2020]

Casing de production (in)	Pompe (in)	Moteur (in)	Facteur de coût
4 "1/2	3,750	3,750	2,300
5 "1/2	4,500 - 4,560	4,500 - 4,560	1,440
7	5,400	5,620	1,000
8 "5/8	7,250- - 7,380	7,250- - 7,380	N/A

3.8.3 Sélection de la pompe

Les courbes de performance des pompes sont fournies pour chaque série de pompes par les fabricants. Pour sélectionner une ESP, il est important de connaître le diamètre externe de la pompe et la hauteur manométrique de refoulement [Nguyen, 2020].

La hauteur est définie comme suit :

$$HMT = \frac{\Delta P_{Pompe}}{\rho_f g} = h + \frac{\Delta P_{frottement}^{Tubing}}{\rho_f g} + \frac{\Delta P_{frottement}^{Flowline}}{\rho_f g} + \frac{P_{wh}}{\rho_f g} + \frac{P_{Separateur}}{\rho_f g} \quad (3.62)$$

Avec $\Delta P_{frottement}^{Tubing}$: la perte de pression par frottement à l'intérieur du tubing ; $\Delta P_{frottement}^{Flowline}$: la perte de pression par frottement à l'intérieur de flowline ; P_{wh} : la pression de tête de puits ; $P_{Separateur}$: la pression dans le séparateur.

on peut écrire ainsi :

$$HMT = \frac{P_d - P_i}{\rho_f g} = h + h_{frottement}^{Tubing} + h_{frottement}^{Flowline} + h_{wh} + h_{Separateur} \quad (3.63)$$

À partir du débit souhaité et du diamètre externe de la pompe, en utilisant les courbes de performance fournies par les fabricants de pompes, la hauteur manométrique par étage de la pompe peut être obtenue. Cela nous permet de déterminer le nombre d'étages de la pompe avec la formule suivante :

$$NS = \frac{HMT}{h_{Etage}} \quad (3.64)$$

La puissance de pompe peut également être calculée comme suit :

$$P = P_{un\ etage} * NS \quad (3.65)$$

3.9 Conclusion

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

Dans la suite de cette étude, le logiciel de calcul PIPESIM, développé par SLB, sera utilisé pour modéliser le puits et établir le calcul du système en utilisant les équations préalablement intégrées. L'avantage d'utiliser ce logiciel est qu'il permet de simuler plusieurs scénarios simultanément et de recalculer le système dans différentes conditions de fonctionnement. Cela fournira une meilleure compréhension des performances futures du puits et permettra de choisir la méthode d'activation la plus adaptée.

Chapitre 4

Simulation via PIPESIM et discussion des résultats OMK-5

4.1 Introduction

L'utilisation d'outils de simulation permet une optimisation plus poussée des opérations pétrolières, où les différentes configurations et paramètres du système peuvent être testés et ajustés facilement pour maximiser l'efficacité du puits et minimiser les risques potentiels. Pour la présente étude, le logiciel de simulation PIPESIM, développé par SLB, sera utilisé. Ce logiciel offre une précision de calcul accrue et une exécution rapide, ce qui permet de modéliser différents scénarios et d'obtenir une visualisation claire des résultats. Ces éléments permettront de prendre des décisions éclairées et d'améliorer l'efficacité opérationnelle. Dans ce chapitre, les différentes étapes suivies pour modéliser et étudier le puits OMK-5 avec PIPESIM seront présentées.

4.2 Présentation de PIPESIM

PIPESIM est un logiciel de simulation d'écoulement multiphasique en régime permanent, intègre trois domaines de modélisation : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Au cours des 30 dernières années, PIPESIM a constamment évolué en intégrant les dernières avancées scientifiques dans ces domaines, ainsi que les nouvelles innovations en informatique et en technologies spécifiques à l'industrie pétrolière et gazière. Le logiciel offre plusieurs avantages, notamment :

- Il permet de réaliser des analyses de sensibilité complètes du système hydraulique.
- Il facilite la construction rapide de modèles de puits grâce à des schémas graphiques interactifs et des modèles préétablis.
- Il offre la possibilité de passer facilement entre des configurations centrées sur le puits et sur le réseau grâce à un environnement de travail simplifié.
- Il permet d'optimiser la conception et l'exploitation en abordant les éventuels problèmes d'assurance de l'écoulement pour l'ensemble du système de production.

Notre choix de PIPESIM pour cette étude est principalement basé sur sa capacité à modéliser les systèmes de production assistée à Gas Lift ou à pompes ESP. Il prend en compte les caractéristiques spécifiques des puits, les propriétés des fluides et les paramètres de l'installation. De plus, PIPESIM offre la possibilité d'évaluer la performance du système dans diverses conditions d'opération, ce qui nous permet d'optimiser son fonctionnement de manière précise et fiable. Ainsi que PIPESIM est l'un des logiciels de simulation les plus largement utilisés sur le marché, même s'il existe d'autres outils disponibles. Cependant, il convient de noter que ces logiciels de simulation nécessitent une licence pour leur utilisation. Grâce à notre stage chez SLB, nous avons eu l'avantage d'accéder à PIPESIM, ce qui nous a permis de modéliser efficacement notre système.

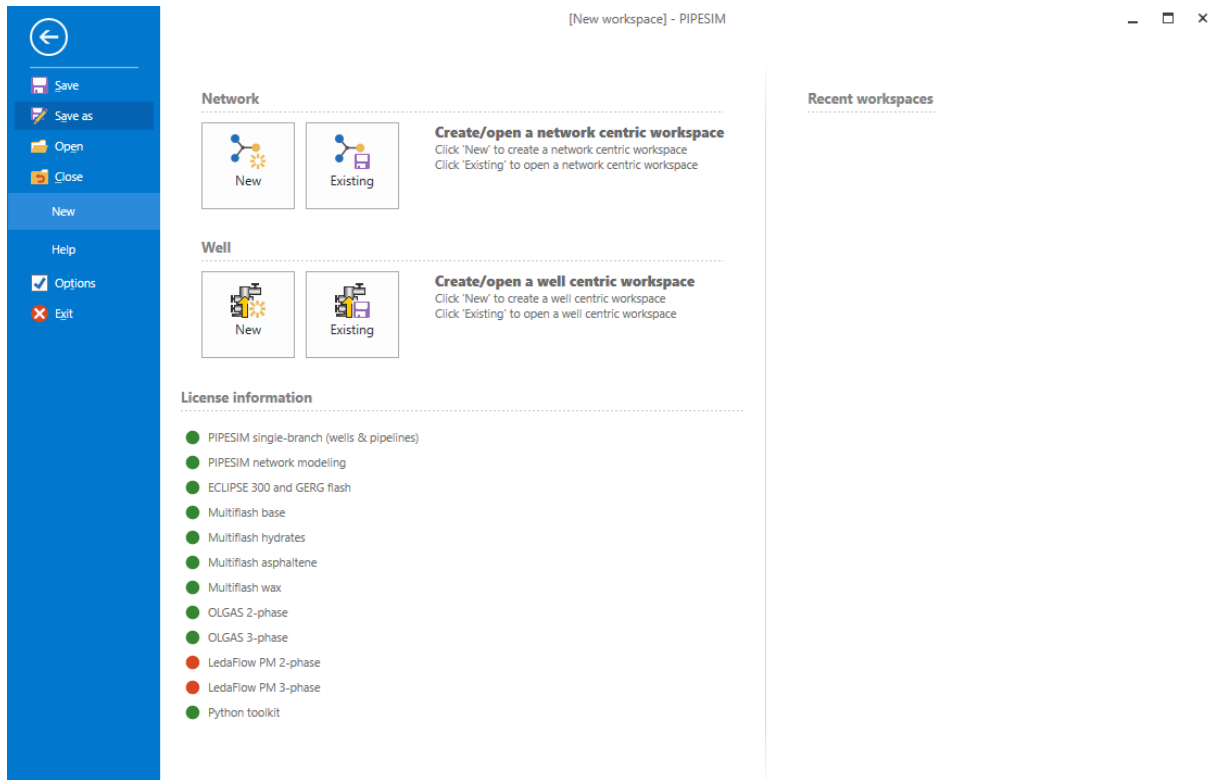


FIGURE 4.1 – Interface de PIPESIM

4.3 Modélisation de puits

La première étape consiste à construire le modèle de notre puits en utilisant le mode "Construction des puits" de PIPESIM (figure 4.2). Pour créer ce modèle, il est essentiel d'incorporer les données relatives à la complétion actuelle du puits, ainsi que les propriétés du réservoir et les caractéristiques du fluide.

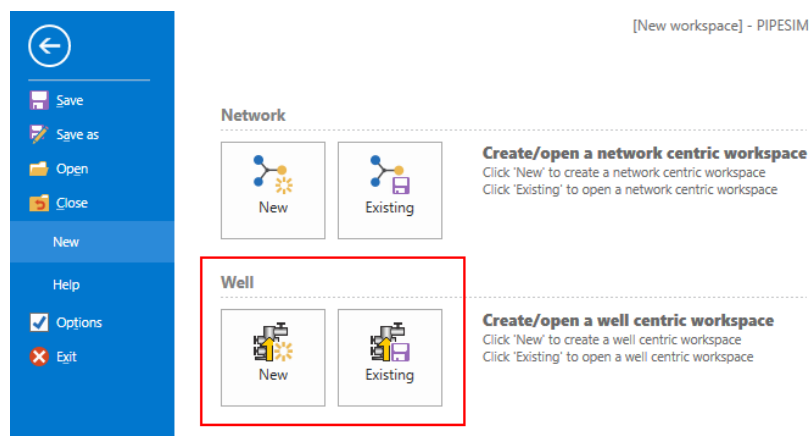


FIGURE 4.2 – Mode création de puits de PIPESIM

Dans l'onglet "Général", nous introduisons le nom du puits et son type : puits d'injection ou puits de production.

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

Well name:

Active:

Well type: Production Injection

COMMENTS

Max. characters 2000

FIGURE 4.3 – Introduction des informations générales du puits OMK-5 dans PIPESIM

4.3.1 Tubages

Lors de la création d'un nouveau puits, le schéma qui décrit la géométrie du puits apparaît vide à l'exception de la tête de puits. On peut ajouter des casings et des tubings pour créer un schéma de puits simple ou détaillé sur l'onglet "Tubulars". Un schéma de puits simple comprend un casing et un tubing. Dans un schéma de puits détaillé, plusieurs casings et tubings sont ajoutés.

TABLEAU 4.1 – Caractéristiques des casings et des tubings du puits OMK-5

OD (in)	Top (m)	Shoae (m)	Steel	Poids (lb/ft)	ID (mm)
24"1/2	Surface	62	J55	133	596,9
18"5/8	Surface	384	J55	96,5	442
13"3/8	Surface	1881	J55	72	313,6
9"5/8	Surface	2565	P110	53,5	216,8
7"	2033	2868	P110	29	157,1
3"1/2	Surface	2762,15	P110	9,2	2,992

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

Mode: Simple Detailed

Dimension option: OD Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness	
			m	m	mm	in	in	
1	Casing	Casing	0	62	596,9	24,5	0,001	...
2	Casing	Casing 1	0	384	442	18,625	0,001	...
3	Casing	Casing 2	0	1881	313,6	13,375	0,001	...
4	Casing	Casing 3	0	2565	216,8	9,625	0,001	...
5	Liner	Casing 4	2033	2868	157,1	7	0,001	...

+ ^ TUBINGS

	Name	To MD	ID	OD	Roughness	
		m	in	in	in	
1	Tubing	2762,15	2,992	3,5	0,001	...

+ ^

FIGURE 4.4 – Insertion des données spécifiques aux casings et aux tubings dans PIPESIM

Le catalogue de PIPESIM comporte les caractéristiques des tubages standard élaborées par l'API (figure 4.5), ce qui permet de choisir les casings et les tubings appropriés. Dans des cas spéciaux, il est également possible de créer un casing ou un tubing avec ses caractéristiques spécifiques.

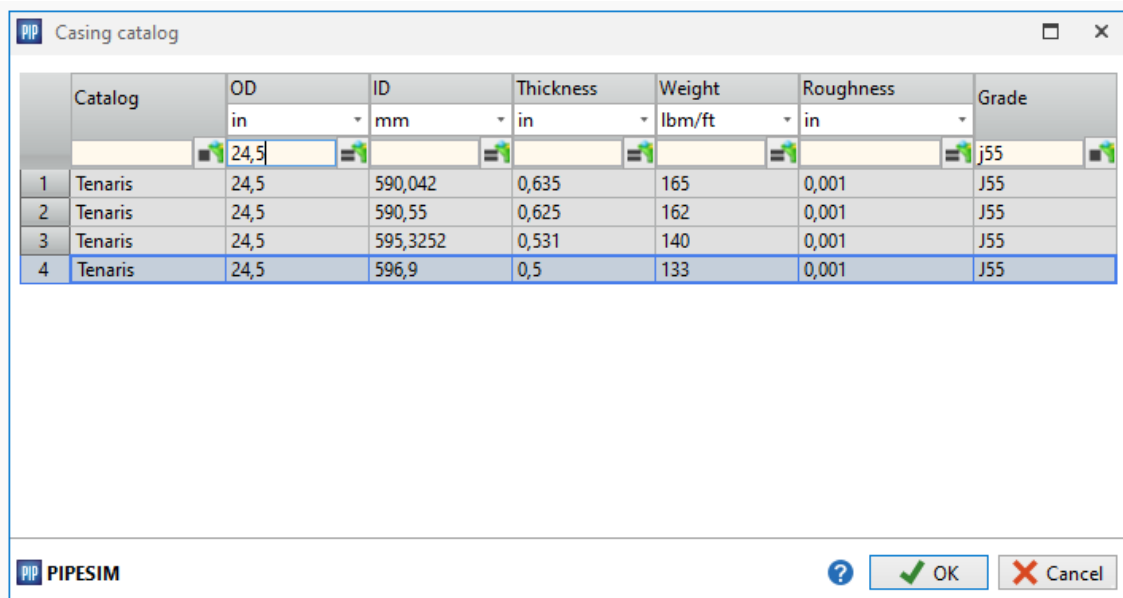


FIGURE 4.5 – Choix de casing depuis le catalogue de PIPESIM

4.3.2 Équipements de fond de puits

Dans l'onglet "Downhole Equipment", un packer est inséré à une profondeur de 2705m

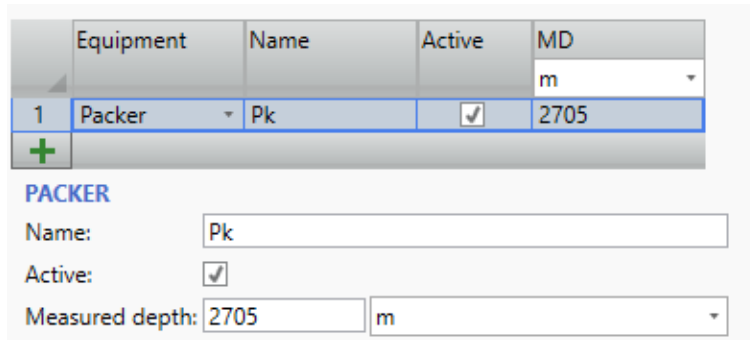


FIGURE 4.6 – Insertion du packer

4.3.3 Réservoir

Dans l'onglet "completions", l'intervalle de perforation est précisé en indiquant les caractéristiques du réservoir, y compris la pression de réservoir, la température de réservoir et l'indice de productivité qui permettent d'évaluer la relation de performance d'écoulement entrant (IPR) du réservoir. Les données relatives au fond de trou du puits OMK-5 sont présentées dans le tableau 4.2.

TABLEAU 4.2 – Données relatives au Réservoir

<i>Pression de fond de puits (bar)</i>	<i>Température de réservoir (C°)</i>	<i>Indice de Productivité (m³/jr/bar)</i>	<i>Intervalle de perforation (m)</i>	
260	82	5	2760	2764,5

The screenshot shows the 'COMPLETIONS' tab in PIPESIM. At the top, a table lists completion data for well 'Cpl':

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1 Cpl	Vertical	Single point	ft	2762	ft	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Well PI

Below the table, the 'Reservoir' section is expanded, showing the following parameters:

- Reservoir pressure: 260 bar
- Reservoir temperature: 82 degC
- IPR basis: Liquid Gas
- Productivity index: 5 sm3/(d.bar)
- Use Vogel below bubble point:
- Use test data:

FIGURE 4.7 – Saisie des données du réservoir dans PIPESIM

Une fois les données sont saisies, le schéma complet du puits s'affiche.

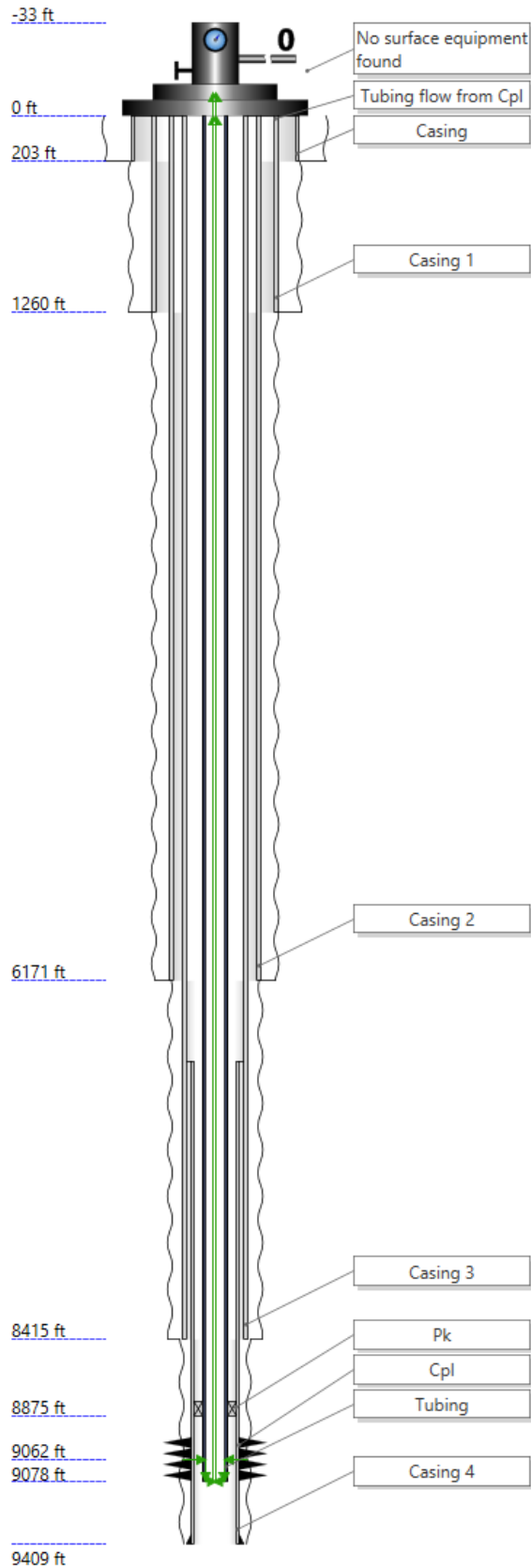


FIGURE 4.8 – Schéma du puits OMK-5 dans PIPESIM

4.3.4 Modèle de fluide

Les fluides sont modélisés comme étant composés de trois phases : huile, gaz et eau. Dans l'onglet "Fluid Model", la quantité de chaque phase est définie dans des conditions de réservoir par les caractéristiques des hydrocarbures obtenues à partir des tests de laboratoire. La propriété clé pour déterminer le comportement des phases après est le rapport gaz/huile en solution. Les fractions de contaminants sont ainsi introduites pour améliorer la précision des calculs.

TABLEAU 4.3 – Propriétés de fluide

Données	Valeurs	Unité
Watercut	11	%
GOR	120	m ³ /m ³
Densité de gaz	0,810	-
Densité d'eau	1,264	-
API	42,600	dAPI
Fractions de contaminants		
CO2	0,340	%
N2	0,210	%

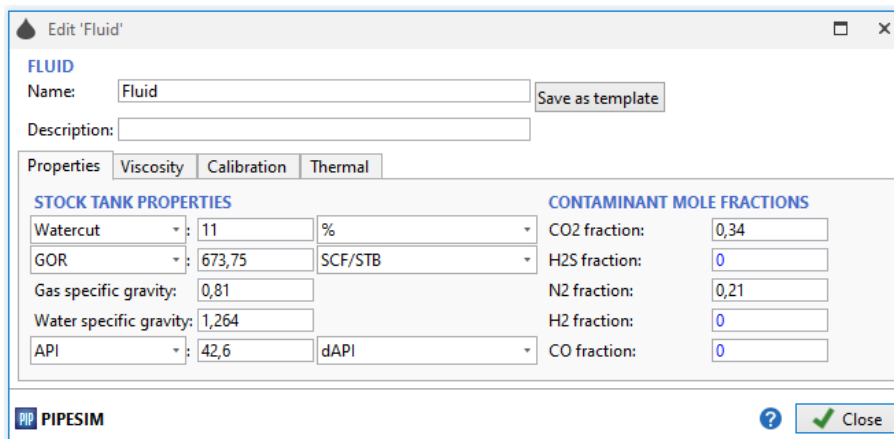


FIGURE 4.9 – Création de modèle de fluide dans PIPESIM

Les propriétés calculées nécessitent une correction car une légère baisse de pression en dessous du point de bulle entraîne la libération de gaz de la phase huileuse, et à mesure que la pression diminue, de plus en plus de gaz sortent de la solution. C'est pourquoi la calibration est nécessaire pour améliorer la précision des calculs des propriétés du fluide en tenant compte des variations considérées. Dans l'onglet "Calibration", les données du rapport gaz-huile (GOR), de la pression et de la température au point de bulle déterminées en laboratoire sont introduites.

TABLEAU 4.4 – Paramètres de fluide au point de bulle

$GOR (m^3/m^3)$	Pression de bulle (bar)	Température au point de bulle (C°)
116,775	120,658	82,222

The screenshot shows the 'Edit Fluid' window in PIPESIM. The 'FLUID' section has 'Name: Fluid' and a 'Save as template' button. Below are tabs for 'Properties', 'Viscosity', 'Calibration', and 'Thermal'. The 'Calibration' tab is selected, showing a table with columns for 'Calibration', 'Pressure', and 'Temperature'. The 'At BP' row is highlighted with a red border, containing the following data: 'Sat. Gas: 116,775 sm3/m3', '120,658 bara', and '82,222 degC'. Other rows include 'OFVF' and 'Live oil viscosity', 'Gas viscosity', and 'Gas Z' with their respective units.

FIGURE 4.10 – Insertion des données de fluide au point de bulle dans PIPESIM

4.3.5 Relation de performance d'écoulement entrant (IPR)

Après avoir saisi les différents paramètres du puits, PIPESIM calcule la courbe IPR du réservoir, qui décrit la performance du débit provenant du réservoir en fonction de la variation de pression à ce point. Les résultats des calculs sont présentés dans le tableau 4.5. la figure 4.11 représente la courbe de variation de la pression au fond du puits en fonction du débit de production.

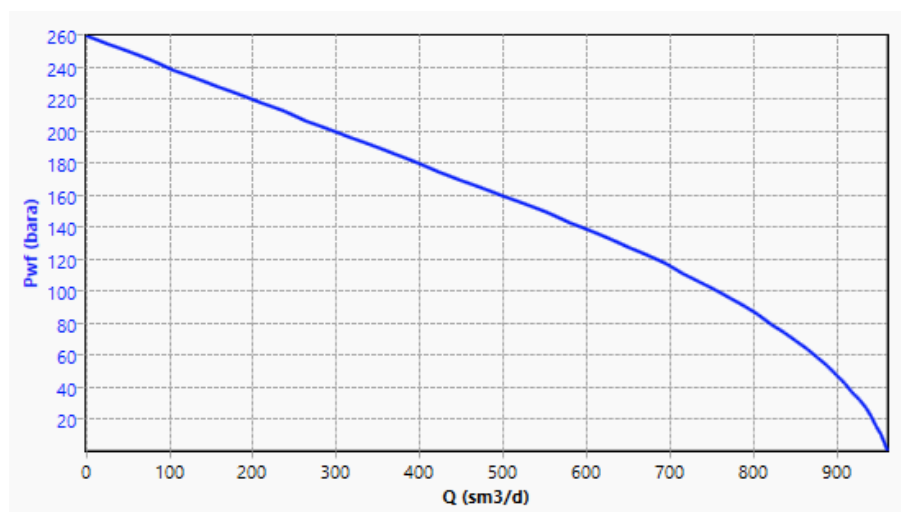


FIGURE 4.11 – Courbe IPR de puits OMK-5

TABLEAU 4.5 – Calcul de débit de production en fonction de la variation de pression du réservoir

Q (m^3/jr)	P_{wf} (bar)	$Q(m^3/jr)$	P_{wf} (bar)
0	260,0000	651,9500	127,8640
26,42719	254,7146	674,1972	122,5786
52,85438	249,4291	695,6294	117,2932
79,28158	244,1437	716,2464	112,0077
105,7088	238,8582	736,0484	106,7223
132,1360	233,5728	755,0353	101,4369
158,5632	228,2874	773,2071	96,15142
184,9903	223,0019	790,5638	90,86598
211,4175	217,7165	807,1054	85,58054
237,8447	212,4311	822,8319	80,29510
264,2719	207,1456	837,7434	75,00966
290,6991	201,8602	851,8397	69,72423
317,1263	196,5747	865,1210	64,43879
343,5535	191,2893	877,5871	59,15335
369,9807	186,0039	889,2382	53,86791
396,4079	180,7184	900,0742	48,58247
422,8351	175,4330	910,0951	43,29703
449,2623	170,1476	919,3009	38,01160
475,6895	164,8621	927,6917	32,72616
502,1167	159,5767	935,2673	27,44072
528,5438	154,2912	942,0279	22,15528
554,8102	149,0058	947,9733	16,86984
580,3178	143,7204	953,1037	11,58441
605,0103	138,4349	957,4190	6,298967
628,8877	133,1495	960,9192	1,013529

4.4 Modèle de corrélation

Avant de commencer l'analyse du système, il est nécessaire de choisir le modèle de corrélation le plus approprié qui permet une meilleure prédiction de l'écoulement et les pertes de charge. La fonction "Data Comparison" permet de comparer les paramètres mesurés réellement du puits (pression en tête de puits, débit de production, pression de réservoir) avec ceux prédits par les modèles de corrélation. Le modèle qui fournit des résultats correspondant aux valeurs réelles sera sélectionné pour le reste des calculs et de l'analyse. Avant de commencer la recherche de la meilleure corrélation, il est nécessaire d'insérer les dernières données disponibles relatives au puits dans le "Survey Data Catalog".

TABLEAU 4.6 – Caractéristiques de débit de production

<i>Débit d'huile</i>	133.5	m ³ /jr
<i>Débit d'eau</i>	16.5	m ³ /jr
<i>Débit de gaz</i>	0.5658	mmscf/jr
<i>GOR</i>	120	m ³ /m ³
<i>Watercut</i>	11	%

TABLEAU 4.7 – Informations disponibles sur la pression et la température dans le puits

	<i>Profondeur mesurée (m)</i>	<i>Pression (bar)</i>	<i>Température (C°)</i>
<i>Tete de puits</i>	0	50	45
<i>Fond de puits</i>	2767	260	82

PIP Survey data

Name: OMK-5 Survey Data

Type: Well Flowline

Date/Time: 03/06/2023 14:01

Oil flowrate: 133,5 sm3/d

Water flowrate: 16,5 sm3/d

Gas flowrate: 0,5658 mmscf/d

GOR: 120,0125 sm3/m3

Watercut: 11 %

COMMENTS

PROFILE DATA

Fluid phases: 2-phase 3-phase

	Measured depth	Pressure	Temperature	Liquid holdup	Gas holdup
	m	bara	degC	%	%
1	0	50	45		
2	2762	260	82		
+					

PIPESIM ? OK Cancel

FIGURE 4.12 – Insertion des données de puits dans Survey Catalog

La fonction "Data Comparison" est lancée en sélectionnant la pression à la tête de puits comme variable à calculer, les données propres au puits nécessaires sont insérées (GOR, Water cut, pression au fond et en tête de puits). Les corrélations de calcul ainsi que les données créées dans le "Survey Data Catalog" sont sélectionnées.

Les résultats des calculs sont présentés dans le tableau ci-dessous, montrant les valeurs de la pression le long de la profondeur du puits estimés par chaque modèle de corrélation.

TABLEAU 4.8 – Calcul de pression le long de la profondeur du puits

<i>Corrélations</i>	<i>AGF</i>	<i>BB</i>	<i>DR</i>	<i>GA</i>	<i>HBR</i>
Élévation (m)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)	Pression (bar)
-2762,25	260,0013	260,0013	260,0013	260,0013	260,0013
-2762,25	230,0009	230,0009	230,0009	230,0009	230,0009
-2762,25	230,0009	230,0009	230,0009	230,0009	230,0009
-2762,15	229,9937	229,9937	229,9937	229,9937	229,9937
-2762,15	229,9933	229,9933	229,9933	229,9933	229,9933
-2762,00	229,9824	229,9824	229,9824	229,9824	229,9824
-2761,69	229,9604	229,8379	229,8379	229,8379	229,8379
-2760,00	229,8379	215,7774	215,7774	215,7774	215,7774
-2565,00	215,7776	215,7774	215,7774	215,7774	215,7774
-2565,00	215,7776	199,4718	199,4718	199,4718	199,4718
-2337,80	199,4722	177,7404	177,7404	177,7404	177,7404
-2033,00	177,7410	166,9720	166,9720	166,9720	166,9720
-1881,00	166,9728	147,4288	147,4288	147,4288	147,4288
-1603,20	147,4298	126,2309	126,2309	126,2309	126,2309
-1298,40	126,2321	105,6375	105,5051	105,5757	105,5757
-993,60	105,5024	86,6446	85,9568	86,58427	86,5842
-688,80	85,6474	69,5580	68,1767	69,6810	69,6810
-384,00	67,0535	68,6363	67,2390	68,7959	68,7959
-62,00	66,0538	53,0429	51,9370	54,3753	54,3753
0	46,2599	50,0643	49,1405	51,7369	51,7369

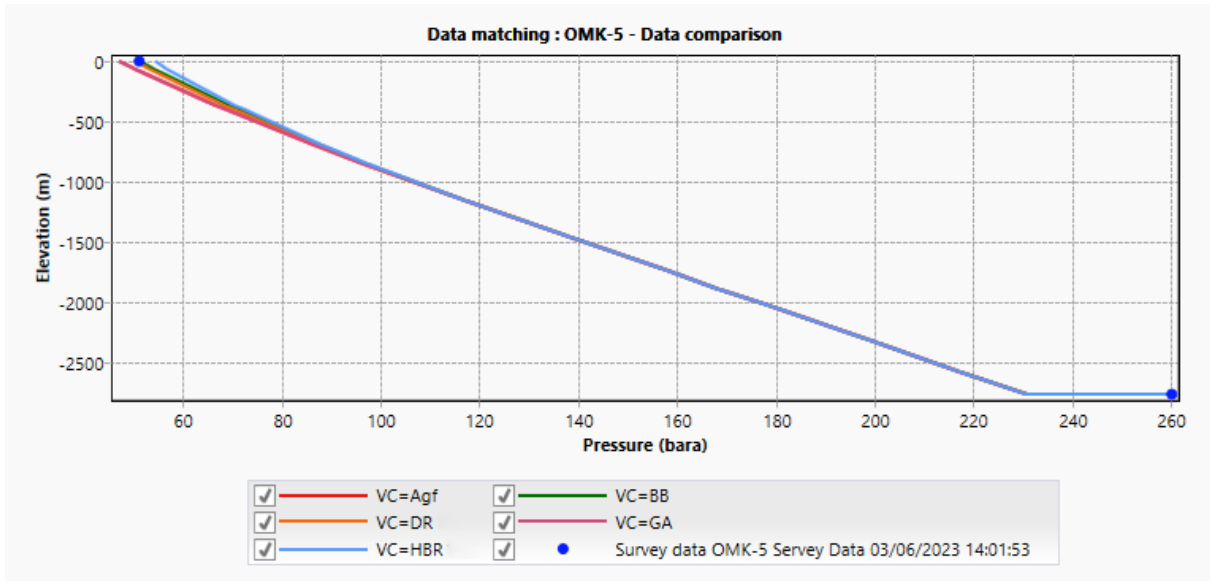


FIGURE 4.13 – Variation de la pression en fonction de la profondeur du puits pour les corrélations de calcul utilisées.

PIPESIM calcule automatiquement l'erreur RMS (Root Mean Squared Error) pour chaque modèle de corrélation. Le modèle présentant une valeur faible de RMS et un débit estimé proche du débit mesuré sera sélectionné pour l'étude de notre système. Le tableau ci-dessous résume les résultats des calculs obtenus.

TABLEAU 4.9 – Calcul de la pression en tête de puits et estimation de l'erreur RMS pour chaque corrélation

Corrélations	<i>AGF</i>	<i>BB</i>	<i>DR</i>	<i>GA</i>	<i>HBR</i>
Pression (bar)	46,2599	50,0643	49,1405	51,7369	51,7369
RMS	320,3180	318,2310	318,3130	318,9050	319,6820

Interprétation des résultats :

Pour ce cas d'étude, le modèle de Beggs and Brill présente la valeur d'erreur RMS la plus faible et une pression en tête de puits très proche de la pression mesurée. Cela démontre qu'il offre une meilleure prédiction du comportement d'écoulement. Donc, dans l'onglet "Simulation Settings", il sera précisé comme corrélation d'écoulement.

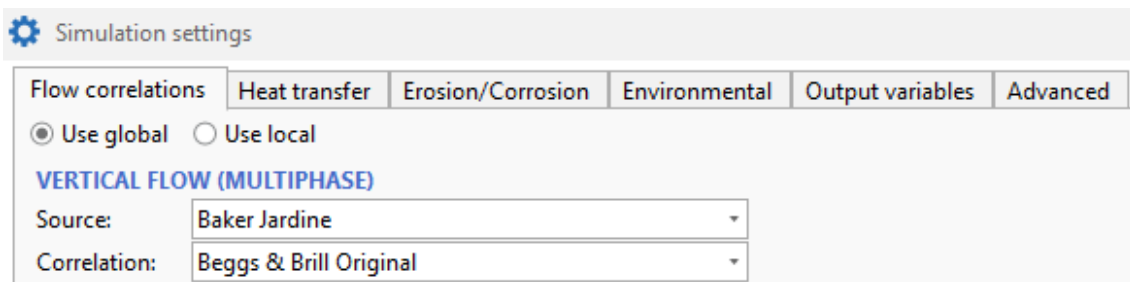


FIGURE 4.14 – Sélection de la corrélation choisie dans les paramètres de la simulation

4.5 Analyse nodale

Une analyse nodale de système est effectuée pour évaluer la performance de l'écoulement sortant du puits. Dans l'onglet "Home", la commande "Nodal Analysis" est lancée au niveau du fond de puits, qui représente le point de nœud, en spécifiant la pression en tête de puits et le débit de production.

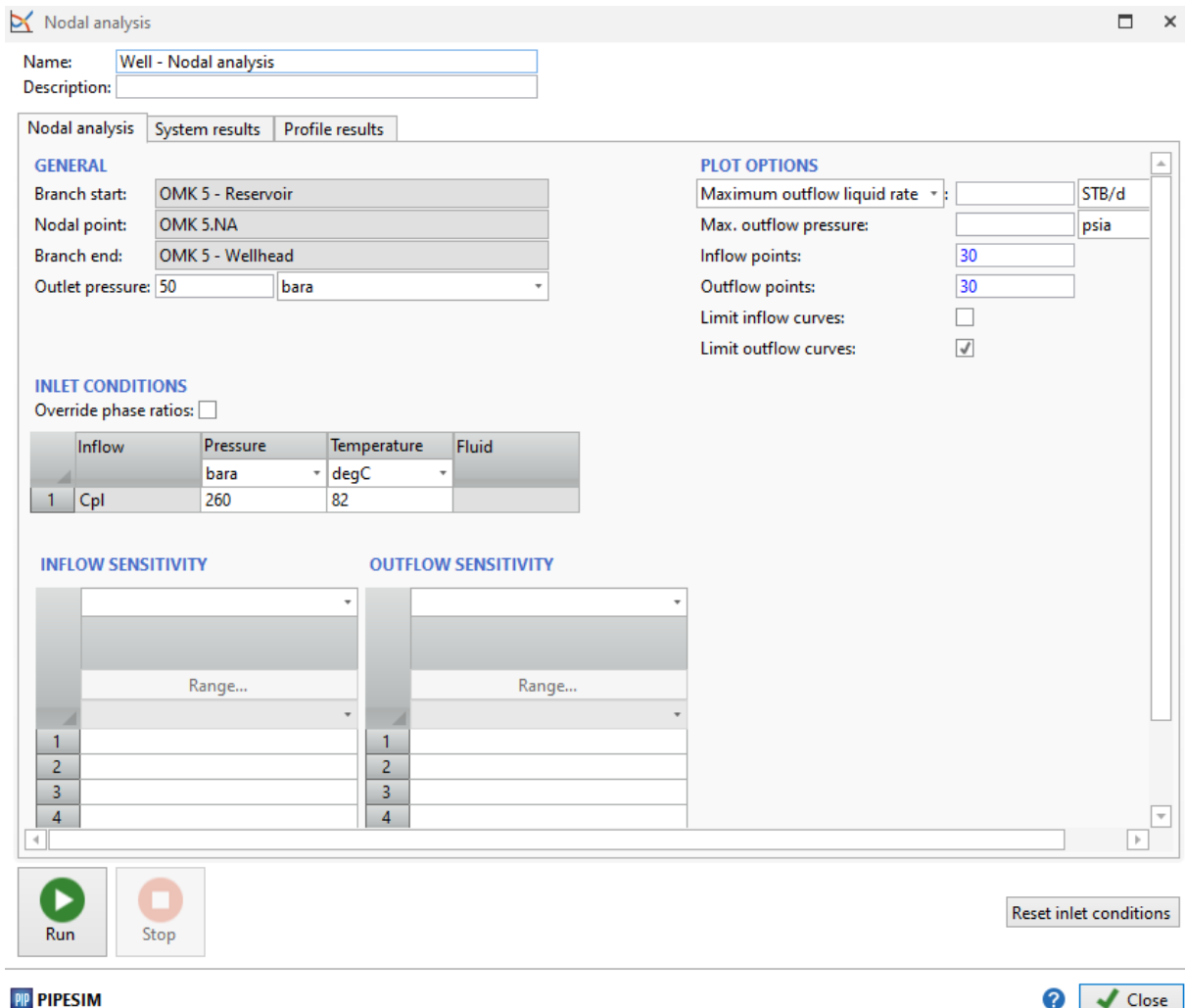


FIGURE 4.15 – Paramètre de l'analyse nodale

Le tableau 4.10 montre les résultats de calcul des caractéristiques de performance du puits OMK-5. L'évolution des courbes IPR et OPR est décrite par la figure 4.16.

TABLEAU 4.10 – Les caractéristique de performance calculées par l'analyse nodale

Débit de production calculé m^3/jr	150,6180
Débit de point d'inversement m^3/jr	172,9767
AOFP m^3/jr	947,2694

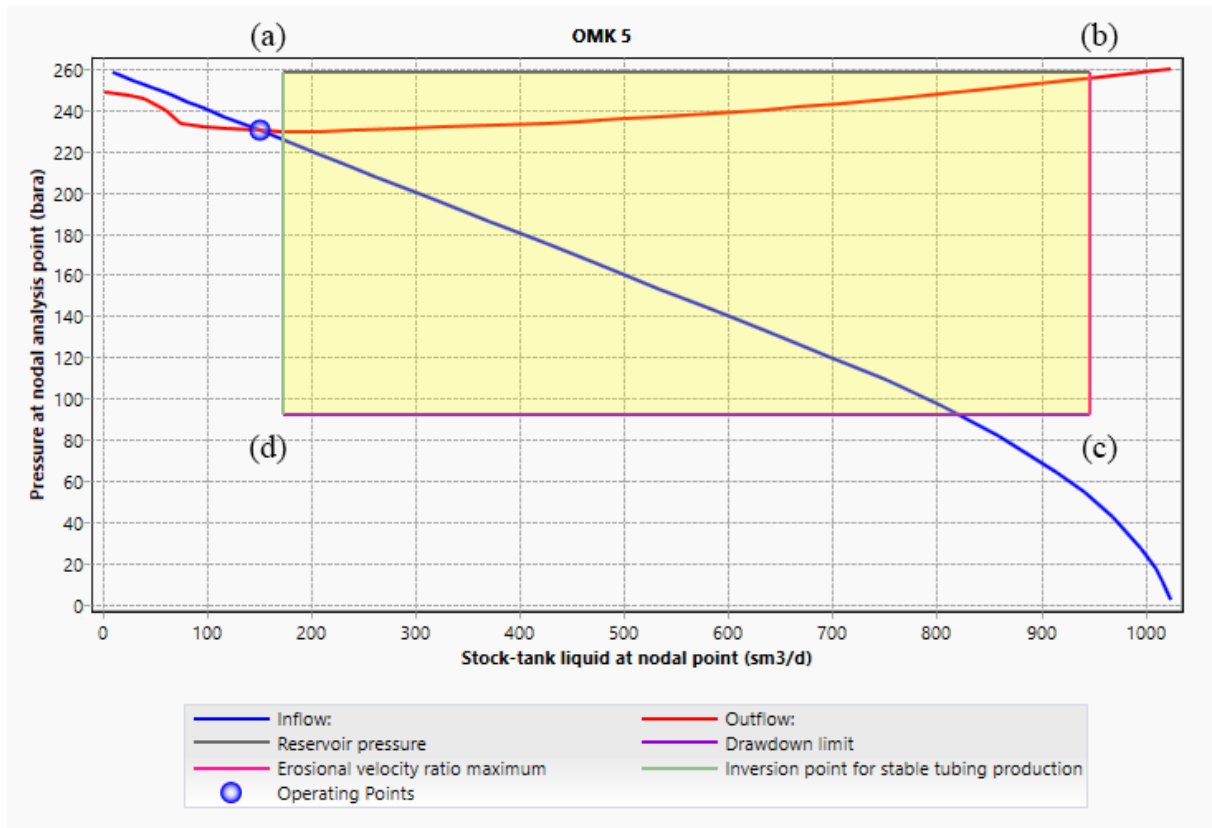


FIGURE 4.16 – Courbe de performance du puits OMK-5

Interprétation des résultats :

Les courbes de performance calculées montrent que le puits OMK-5 produit en dehors du domaine de production stable (a, b, c, d). Ce domaine est délimité par une pression supérieure qui représente la pression du réservoir, une pression inférieure qui correspond à la ligne de baisse maximale de pression tolérée, un débit maximal qui est déterminé par la valeur la plus basse entre la limite de vitesse d'érosion et le potentiel de débit absolu (AOF - Absolute Open Flow Potential) et un débit minimal qui est déterminé par le point d'inversion de la courbe d'écoulement sortant OPR à partir duquel la production prend une évolution stable. Il est donc nécessaire de ramener le point d'opération à l'intérieur de domaine en améliorant le débit de production.

En analysant maintenant la performance future du puits pour les pressions de réservoir craintes à atteindre lors de la chute, effectuant une analyse nodale en prenant une sensibilité à la pression de réservoir qui varie de 260 à 240 *bar*. Le tableau 4.11 présente les valeurs de débit de production calculées pour les pressions du réservoir craintes à atteindre. Les différentes variations des courbes de performances de puits sont présentées dans la figure 4.17

TABLEAU 4.11 – Débit de production calculé pour les pressions du réservoir après chute

<i>Pression de réservoir (bar)</i>	<i>Débit de production (m³/jr)</i>
260	150,6186
250	92,3630
240	—

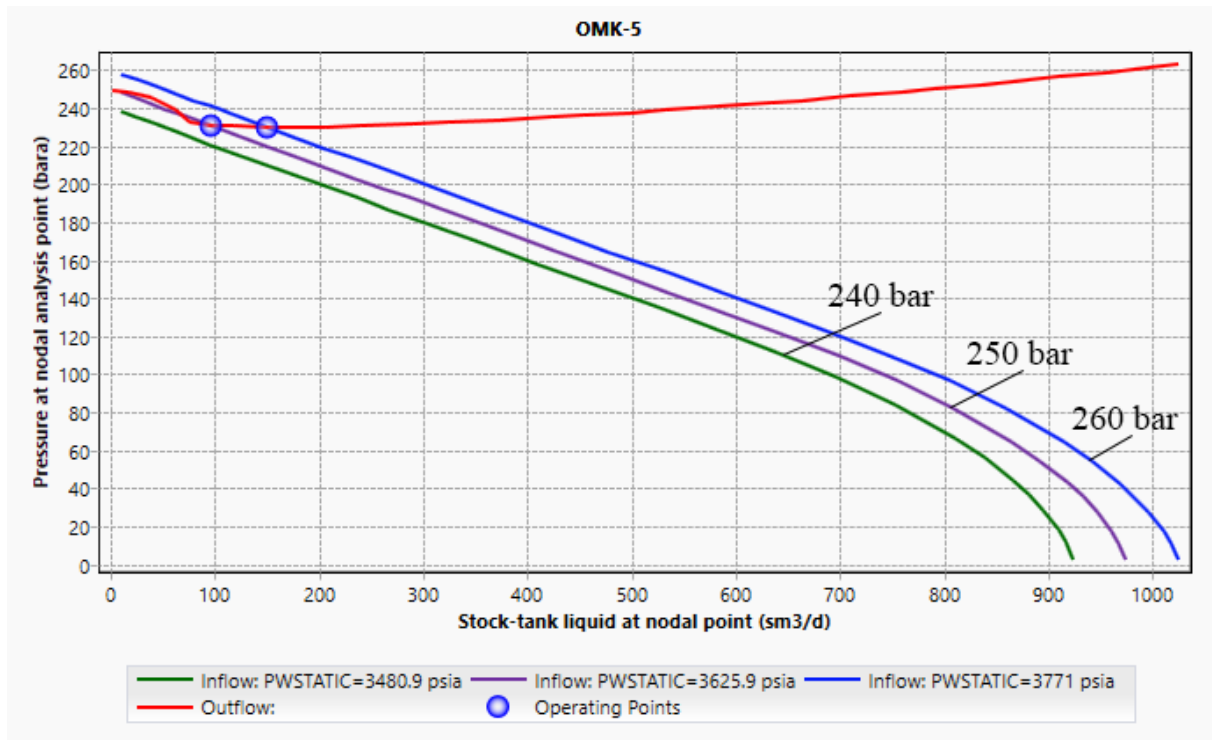


FIGURE 4.17 – La sensibilité du système à la chute de pression du réservoir

Interprétation des résultats :

Pour une pression de réservoir de 250 bar, le puits montre une chute de débit considérable. Le débit de production devient de $95,58 \text{ m}^3/\text{jr}$, ce qui est loin du débit économique cible. En revanche, pour une pression de réservoir de 240 bar, la solution du système diverge, ce qui entraîne l'absence d'un point d'opération. En conséquence, le puits est désormais mort.

4.6 Conception du système à Gas Lift

4.6.1 Réponse du système

Pour cette étape, la variation de la pression d'injection en surface est prise en compte. Dans le mode d'analyse "Gas lift response", les conditions aux limites relatives aux paramètres du puits sont incluses. La sensibilité au débit d'injection est évaluée dans une plage allant de 0,01 à 0,5 *mmscf/jr*, tandis que la pression d'injection en surface doit surmonter la pression à la tête de puits, elle est donc initialement fixée à 1000 *psi*.

The screenshot shows the 'Gas lift response' window in PIPESIM. It is divided into several sections:

- NAME AND DESCRIPTION:** Name: OMK 5 - Gas lift response; Description: Gas lift response.
- BOUNDARY CONDITIONS:**
 - Branch end: OMK 5 - Wellhead
 - Production outlet pressure: 725,1887 psia
 - Reservoir pressure: 3770,981 psia
 - Reservoir temperature: 179,6 degF
 - GOR: 673,75 SCF/STB
 - Watercut: 11 %
- INJECTION PARAMETERS:**
 - Surface injection temperature: 113 degF
 - Gas specific gravity: 0,64
- CALCULATION OPTIONS:**
 - Injection gradient: Include friction losses
- DEPTH CONTROL:**
 - Gas injection depth: Optimum depth
 - Maximum injection TVD: 8857,185 ft
 - Minimum valve injection DP: 150,0001 psia
- SENSITIVITY DATA:**

Gas lift data	Target injection gas rate	Range...
		mmscf/d
1	0,01	
2	0,11	
3	0,21	
4	0,31	
5	0,41	
6	0,5	
7		
8		
9		
10		
- Additional Sensitivity Data:**

Gas lift data	Surface gas injection pressure	Range...
		psia
1	3000	
2		
3		

At the bottom, there are 'Run' and 'Stop' buttons, a 'Reset boundary conditions' button, and a 'Close' button.

FIGURE 4.18 – Analyse de la réponse du puits au Gas Lift dans PIPESIM

Les résultats de calcul sont présentés dans les tableaux 4.12, 4.13, 4.14 et 4.15 :

TABLEAU 4.12 – Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 1000 psi

<i>Débit d'injection (mm.scf/jr)</i>	<i>P=1000 psi</i>	
	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	151,2964	196,1486
0,51	174,8783	260,0286
1,01	189,9347	305,6571
1,51	199,7244	336,0762
2,01	207,7314	360,4114
2,51	212,9760	378,1651
3,01	216,3103	387,3467
3,51	218,7886	396,4724
4	219,3928	396,4724

TABLEAU 4.13 – Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 1500 psi

<i>Débit d'injection (mm.scf/jr)</i>	<i>P=1500 psi</i>	
	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	153,8687	917,2476
0,11	179,0541	993,9048
0,21	196,9011	1054,7443
0,31	210,3615	1097,3300
0,41	221,8278	1136,8740
0,50	231,0379	1170,3350

TABLEAU 4.14 – Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 2000 psi et de 2500 psi

<i>Débit d'injection (mm.scf/jr)</i>	<i>P=2000 psi</i>		<i>P=2500 psi</i>	
	Q (m ³ /jr)	DIP (m)	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	155,5100	1566,3920	156,3041	2240,1540
0,11	192,8884	1688,7940	198,3957	2380,4020
0,21	218,4297	1771,0370	226,9112	2477,0800
0,31	240,1341	1841,0970	250,6720	2558,6530
0,41	259,7374	1905,5270	271,4790	2626,0520
0,50	274,9272	1957,0000	288,8013	2686,7990

TABLEAU 4.15 – Calcul de débit de production et de point d'injection le plus profond pour une pression d'injection de 3000 psi et de 3500 psi

Débit d'injection (mmscf/jr)	P=3000 psi		P=3500 psi	
	Q (m ³ /jr)	DIP (m)	Q (m ³ /jr)	DIP (m)
0,01	156,7575	2698,9480	156,7588	2698,9480
0,11	200,4637	2698,9480	200,4748	2698,9480
0,21	229,5684	2698,9480	229,5875	2698,9480
0,31	252,6950	2698,9480	252,7227	2698,9480
0,41	272,7816	2698,9480	272,8178	2698,9480
0,50	288,8313	2698,9480	288,8748	2698,9480

Les figures illustrent la variation du débit de production et du point d'injection en fonction du débit d'injection.

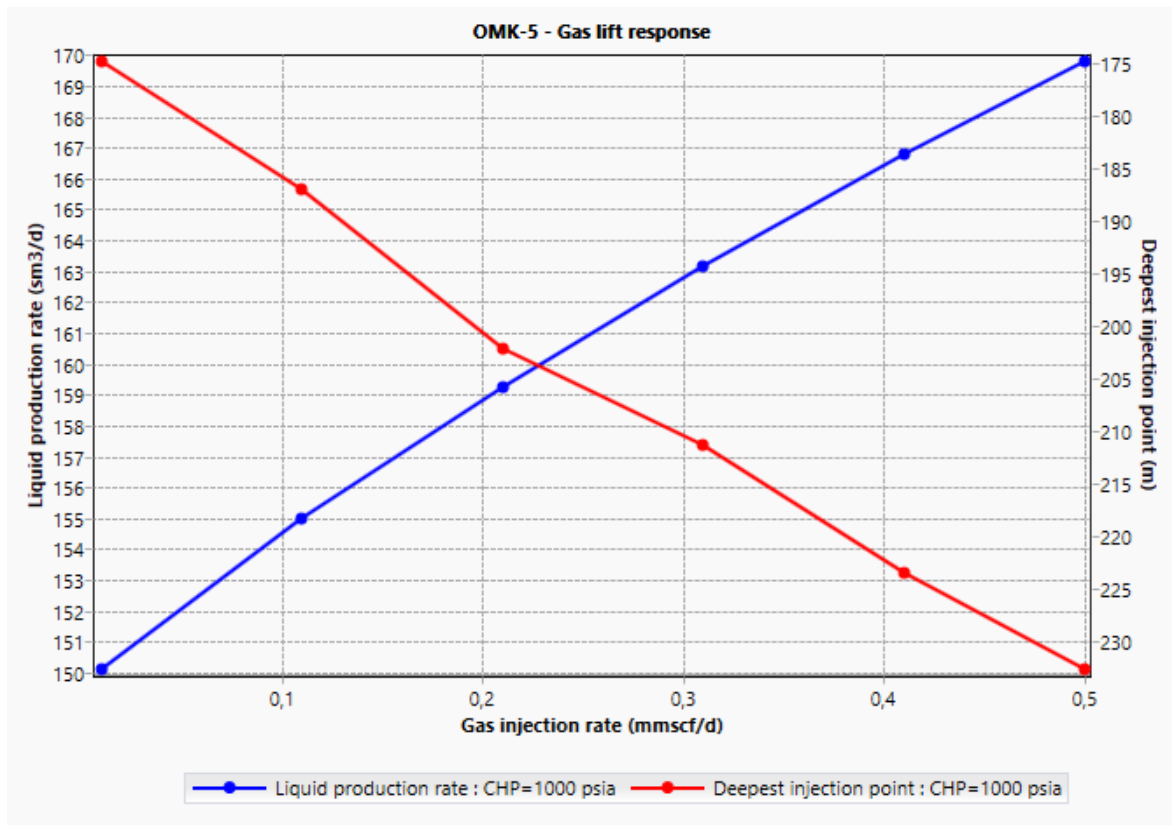


FIGURE 4.19 – Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 1000psi

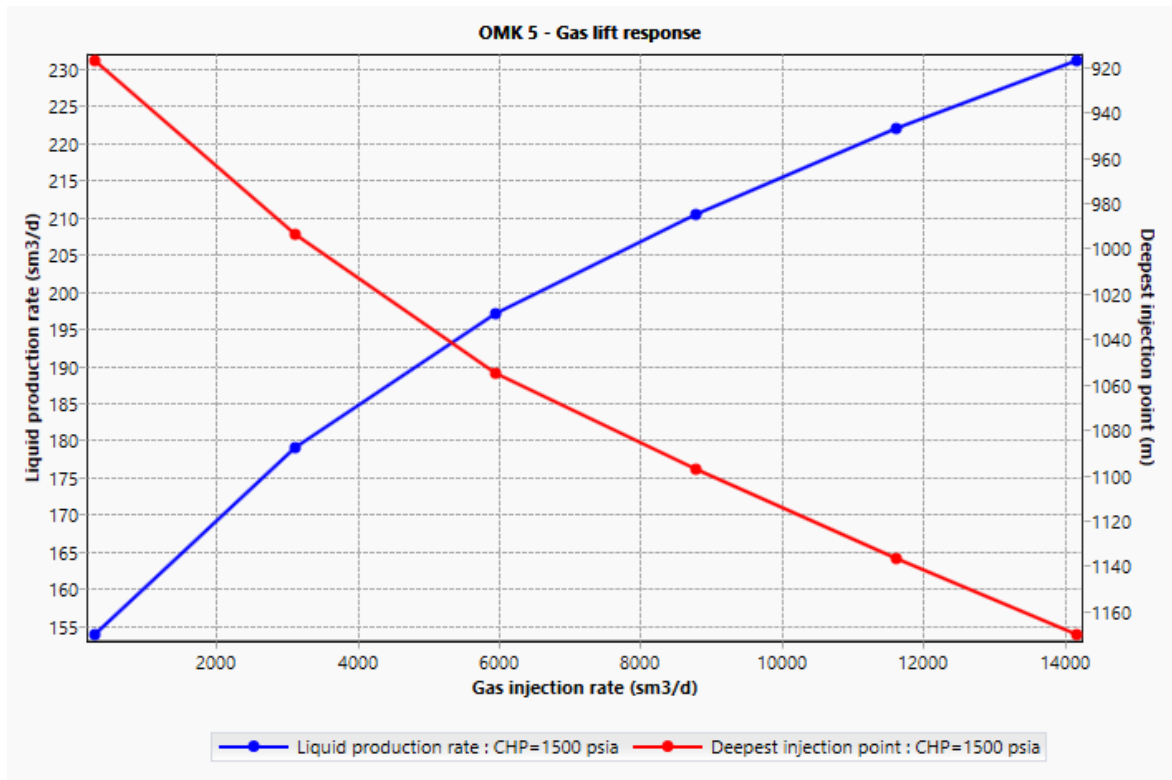


FIGURE 4.20 – Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 1500psi

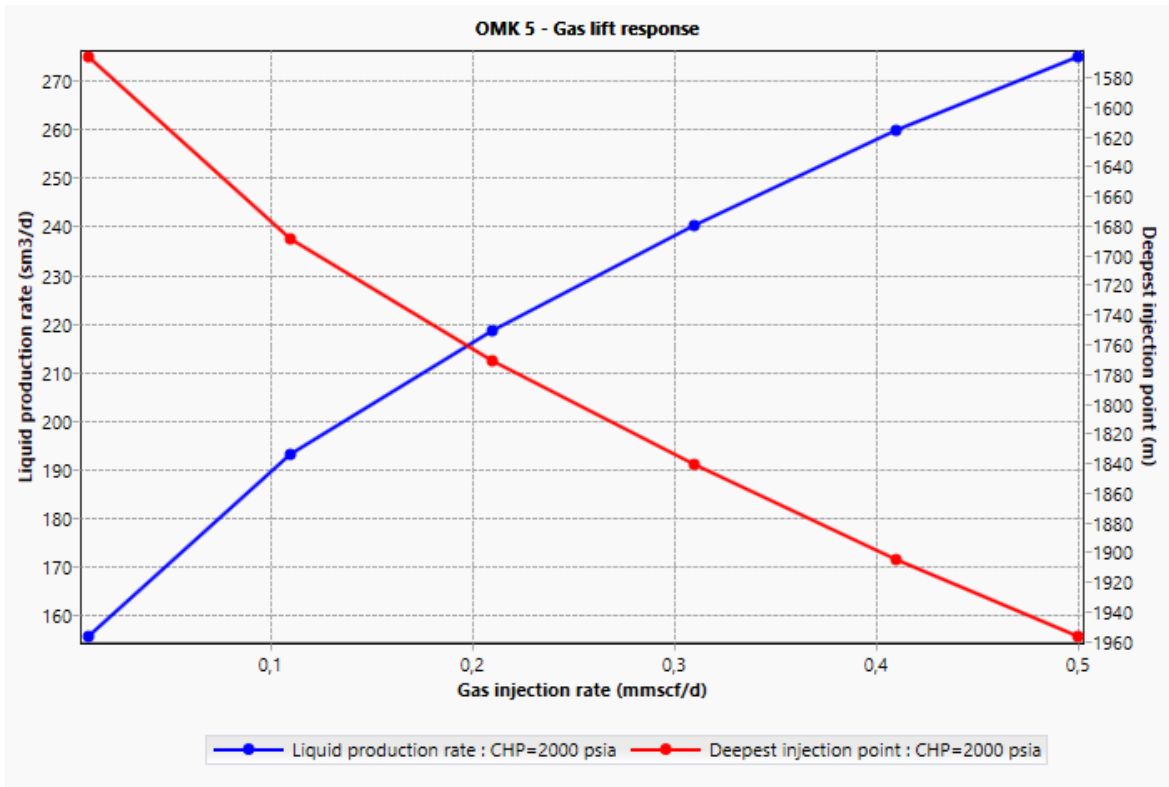


FIGURE 4.21 – Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 2000psi

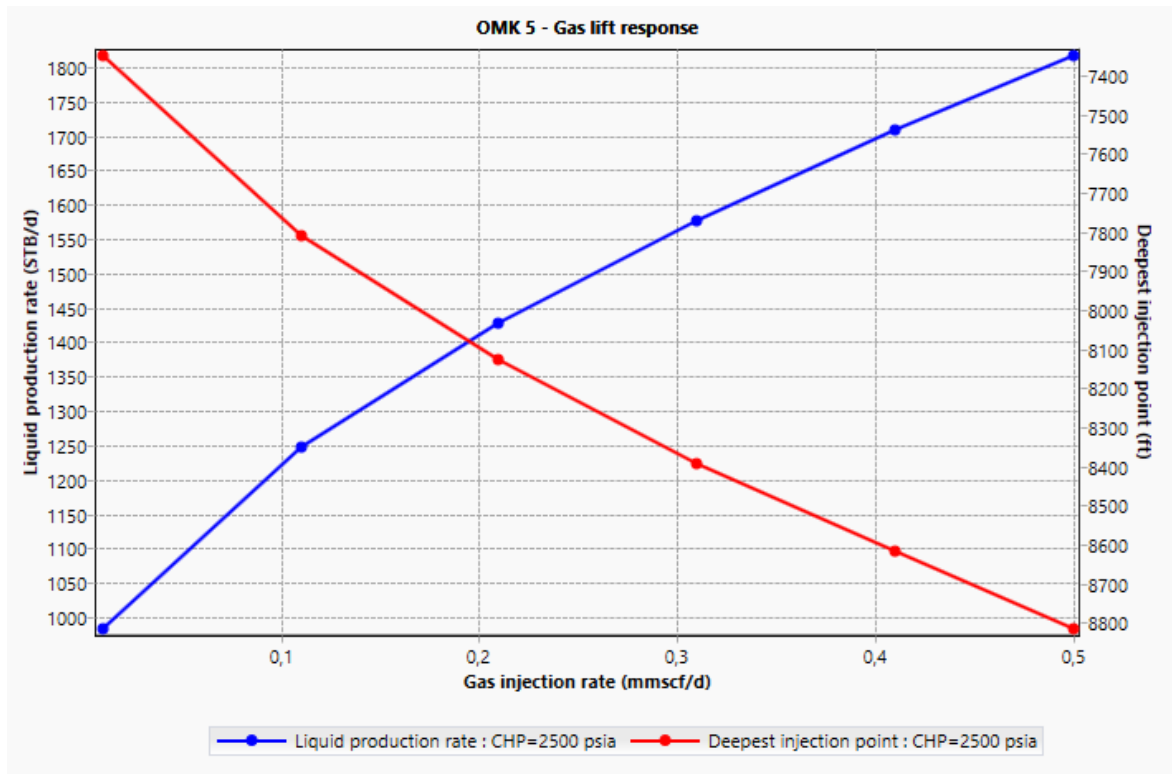


FIGURE 4.22 – Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 2500psi

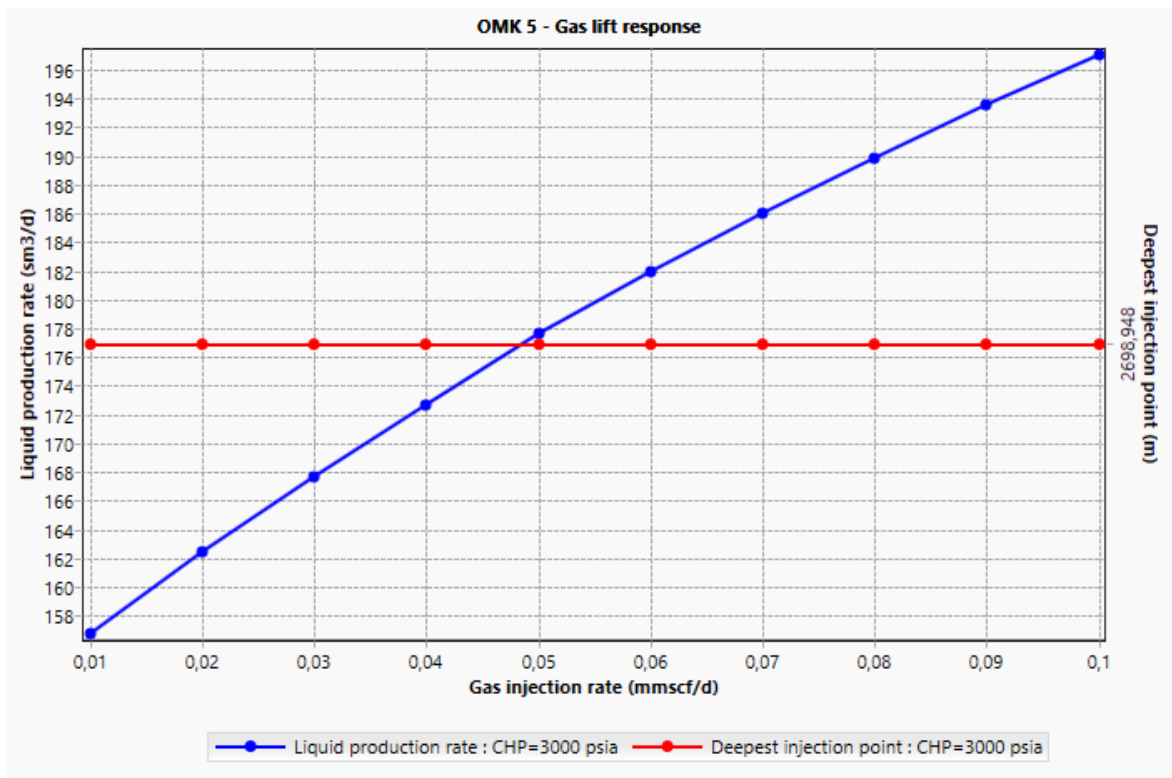


FIGURE 4.23 – Variation de la profondeur du point d'injection et du débit de production en fonction de débit d'injection pour une pression de 3000psi

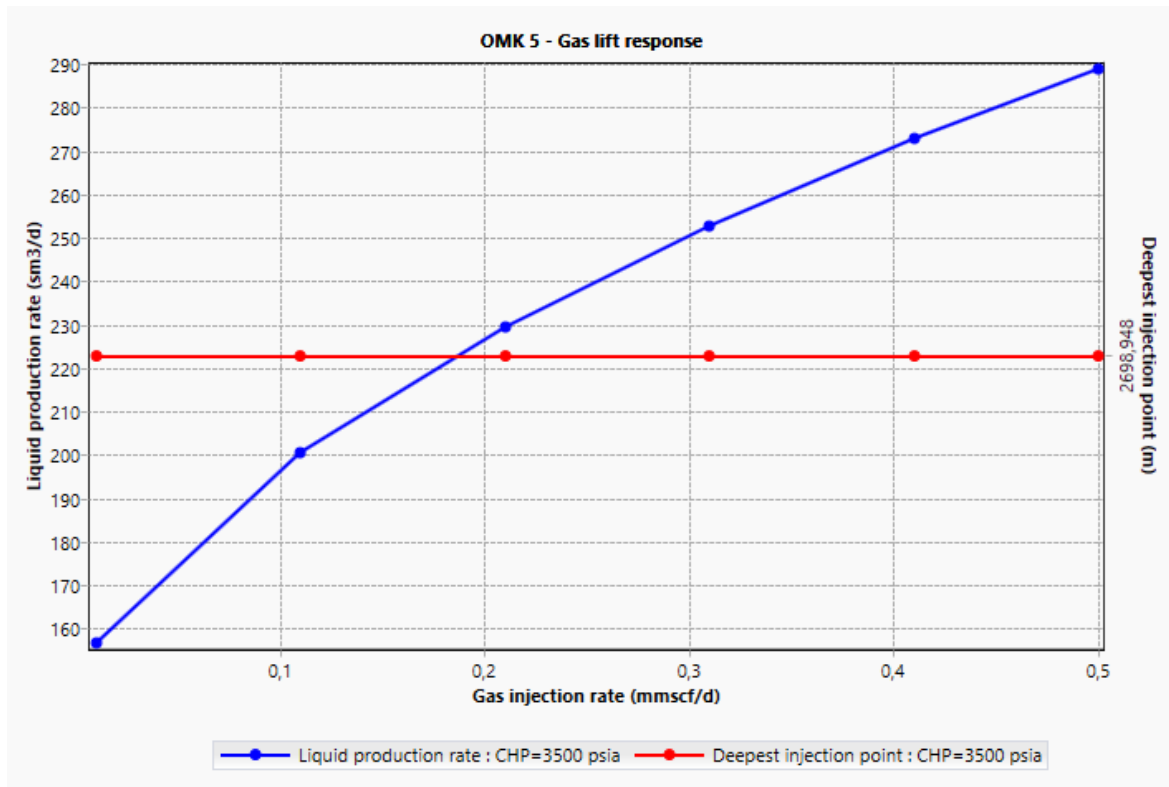


FIGURE 4.24 – Variation de la profondeur du point d’injection et du débit de production en fonction de débit d’injection pour une pression de 3500psi

Interprétation des résultats :

Il est remarqué que le débit de production cible peut être atteint avec plusieurs valeurs de débit et de pression d’injection. Cependant, certaines valeurs de profondeur d’injection sont moins intéressantes, car il est essentiel de placer le point d’injection au fond du puits, près du packer. Cela permet au système de Gas lift de s’adapter efficacement à l’évolution future du puits et assurer un transfert efficace du gaz vers la zone de production. Parmi la variété de scénarios envisagés, la configuration qui présente la plus petite pression suffisante d’injection en surface et un point d’injection le plus profond sera la plus avantageuse. Selon les résultats, la profondeur du point d’injection se stabilise à une profondeur proche du packer pour une pression d’injection de 3000 psi, ce qui permet d’atteindre un débit de production de 200.46 [m³/jr] pour un débit optimal d’injection de 0,11 [mmscf/jr].

4.6.2 Installation des vannes

La fonctionnalité "Gas Lift Design" permet d’élaborer le plan détaillé du Gas Lift en indiquant l’emplacement des vannes de déchargement en fonction du débit et de la pression d’injection, ainsi que d’autres paramètres relatifs au puits, aux propriétés du kill fluid et du gaz injecté.

PIPESIM possède un catalogue des vannes d’injection normalisées du marché pétrolier proposés par différents fabricants (Bombet, Daniel, Hughes, Macco, Slb (Camco), Slb(Merla), Weatherford), ce qui permet un filtrage et un choix optimal des vannes. Il est préférable d’avoir l’emplacement du point d’injection le plus profond du système Gas lift au fond du puits, ainsi qu’un nombre minimal de vannes de déchargement avec un espacement de 400 (ft) au moins. Il est également indispensable d’assurer une injection

ponctuelle pendant les conditions de déchargement et de fonctionnement normal, c'est-à-dire qu'une seule vanne doit être opérationnelle à un instant donné.

Le résultats de simulation fournit le plan du système de Gas lift :

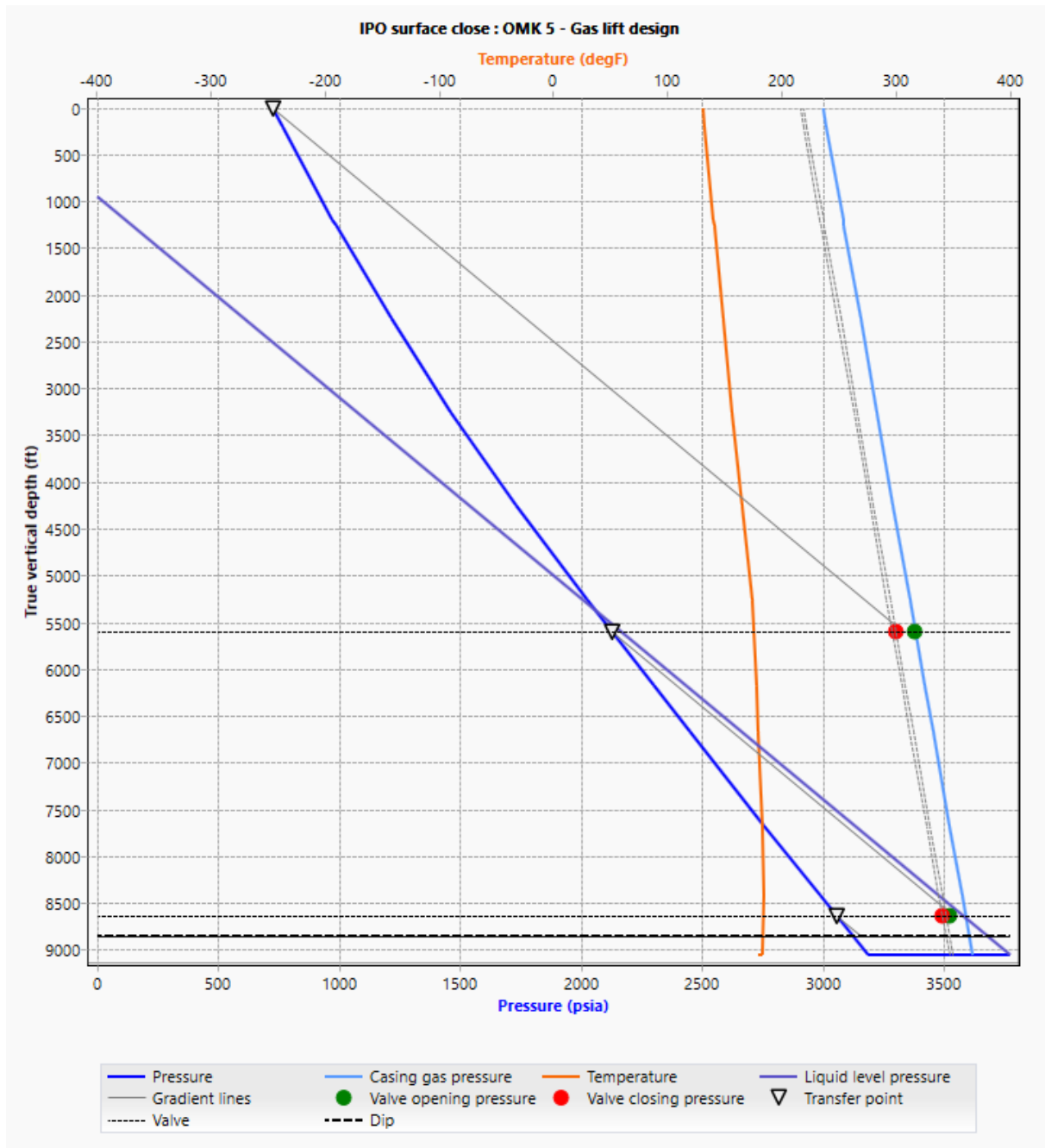


FIGURE 4.25 – Plan du système de Gas lift

Gas lift design Engine console Design results									
Filtered valves:									
ID	Manufacturer	Series	Valve type	Valve size[in]	Port size[in]	Bellow area[in2]	DP[psi]	CV	
1655	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,50	0,77	302,00	0,76	
1656	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,50	0,77	302,00	0,76	
1658	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,25	0,77	529,00	0,76	
1659	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,25	0,77	529,00	0,76	
1660	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,13	0,77	800,00	0,76	
1661	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,13	0,77	800,00	0,76	
1662	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,19	0,77	661,30	0,76	
1663	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,19	0,77	661,30	0,76	
1664	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,38	0,77	382,60	0,76	
1665	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,38	0,77	382,60	0,76	
1666	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,31	0,77	443,20	0,76	
1667	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,31	0,77	443,20	0,76	
1669	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	1,50	0,44	0,77	337,20	0,76	
1670	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,50	0,77	302,00	0,76	
1671	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,50	0,77	302,00	0,76	
1672	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,25	0,77	529,00	0,76	
1673	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,25	0,77	529,00	0,76	
1674	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,19	0,77	661,30	0,76	
1675	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,19	0,77	661,30	0,76	
1676	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,38	0,77	382,60	0,76	
1677	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,38	0,77	382,60	0,76	
1678	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,31	0,77	443,20	0,76	
1679	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,31	0,77	443,20	0,76	
1680	SLB (Camco)	R20-02	IPO	1,50	0,44	0,77	337,20	0,76	
1681	SLB (Camco)	R20-02 (TC Port)	IPO	1,50	0,44	0,77	337,20	0,76	
1682	SLB (Camco)	R28	IPO	1,50	0,25	0,77	529,00	0,76	
1683	SLB (Camco)	R28	IPO	1,50	0,31	0,77	443,20	0,76	
1684	SLB (Camco)	R20	IPO	1,50	0,44	0,77	337,20	0,76	
1709	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,50	0,00	0,00	0,80	
1713	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,38	0,00	0,00	0,84	
1718	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,44	0,00	0,00	0,84	
1720	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,25	0,00	0,00	0,86	
1721	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,13	0,00	0,00	0,86	
1722	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,19	0,00	0,00	0,86	
1723	SLB (Camco)	RDO	ORIFICE	1,50	0,31	0,00	0,00	0,86	

FIGURE 4.26 – Filtration des vannes adaptées aux conditions du système

GAS LIFT									
Injection option: <input type="radio"/> Fixed injection ports <input checked="" type="radio"/> Injection valve system									
Gas lift	Active	MD	Manufacturer	Series	Valve type	Port size	Ptro	St	Discharge coe...
1	<input checked="" type="checkbox"/>	1681,597	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	0,125	2582,262		0,76
2	<input checked="" type="checkbox"/>	2545,955	SLB (Camco)	R-20 (TC Port)	IPO	0,125	2703,11		0,76
3	<input checked="" type="checkbox"/>	2703,573	SLB (Camco)	RDO	Orifice	0,125			0,86

GAS PROPERTIES
Gas specific gravity: Specify Use fluid model
0,64

FIGURE 4.27 – Vanne de Gas lift choisies

Remarque

Dans les résultats de simulation de PIPESIM, il est indiqué que pour les vannes d'injection optimales choisies, le débit d'injection dépasse le débit ciblé de 0,11 mmscf/jour. Aucune vanne disponible n'est capable de garantir un débit d'injection aussi faible.

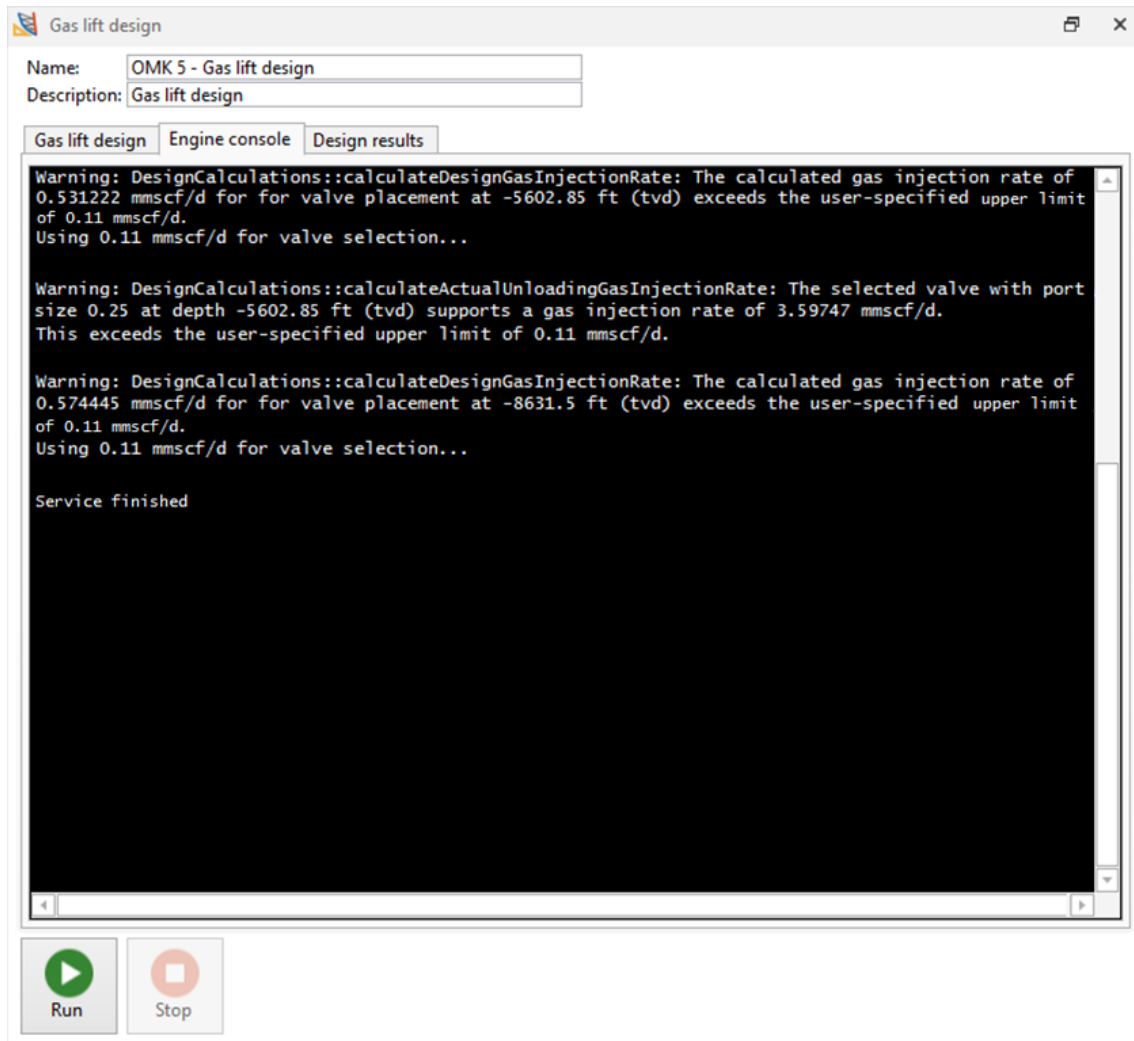


FIGURE 4.28 – Indication de dépassement du débit d’injection prévu

Interprétation des résultats :

Dans le cas du puits OMK-5, étant donné que l’augmentation du débit de production visée est relativement faible, elle nécessite un débit d’injection de gaz très faible pour être atteinte. Cependant, cela n’est pas réalisable en termes d’équipement car il y aura un surplus de débit d’injection à travers les vannes, ce qui augmentera le débit de production au-delà des objectifs fixés. Par conséquent, on peut conclure que le système de gas lift n’est pas applicable dans ce cas.

4.7 Conception du système ESP

4.7.1 Choix de la pompe

Le mode “ESP Design” est lancé depuis l’onglet “Home”. Les données spécifiques au puits sont préalablement intégrées. La pression souhaitée en tête de puits ainsi que le débit de production désiré sont précisés. Pour la pression de réservoir, la pression la plus basse prédite de 240 bar sera utiliser pour évaluer le système dans les conditions les plus défavorables.

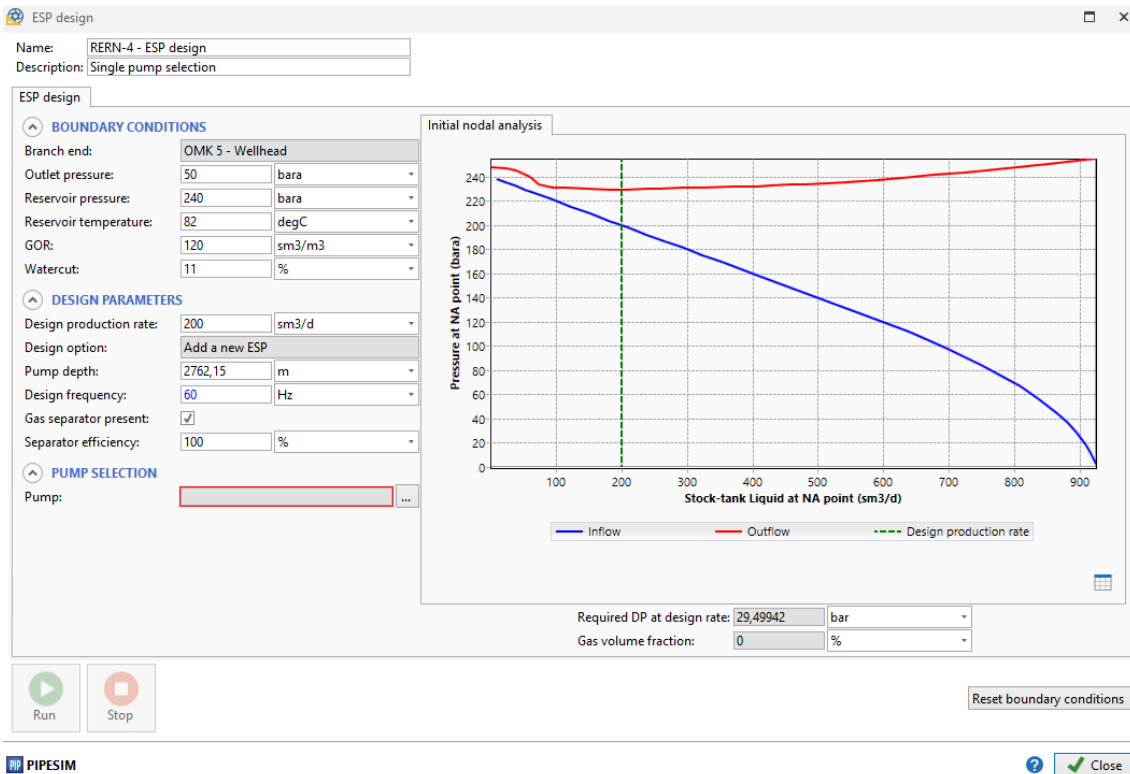


FIGURE 4.29 – Configuration des paramètres de simulation du système ESP

Le catalogue des pompes ESP de PIPESIM permet de sélectionner les pompes dont le débit de production requis se situe dans leur intervalle de fonctionnement optimal.

PIP ESP catalog

Casing ID: 6,185039 in

Equipment clearance: 0,5 in

Design frequency: 60 Hz

Design flowrate: 1257,962 STB/d

Intake liquid rate: 1676,996 bbl/d

Intake total rate: 1676,996 bbl/d

Show recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate	Max. flowrate	Efficiency at d...
				m3/d	m3/d	%
1	REDA	DN1800	400	190,7848	381,5695	73,27975
2	XPC	D1800EZ	400	187,605	379,9797	70,25442
3	XPC	D1800EZ (387)	387	187,605	379,9797	70,25442
4	ESP	TD1750	400	190,7848	325,924	68,63439
5	REDA	DN1750	400	190,7848	325,924	67,92352
6	REDA	DN1750(387)	387	190,7848	325,924	67,92352
7	XPC	D1760EZ	400	198,7341	333,8733	67,15967
8	XPC	D1760EZ (387)	387	198,7341	333,8733	67,15967
9	CENTRILIFT	P18	400	158,9873	397,4683	66,40118
10	ODI	RA16	55	190,7848	317,9746	64,0577
11	ESP	TD2200	400	222,5822	445,1645	63,95047
12	CENTRILIFT	GC2200	513	238,481	476,9619	63,68482
13	ODI	R14	55	174,886	270,2784	63,20553
14	CENTRILIFT	GC1600	513	158,9873	317,9746	62,9728
15	CENTRILIFT	GC1700	513	206,6835	349,7721	62,05769
16	XPC	D2100EZ	400	222,5822	421,3164	61,75623

PIP PIPESIM ? OK Cancel

FIGURE 4.30 – Choix de la pompe dans PIPESIM catalogue

La pompe REDA DN1800 présente un meilleur rendement parmi les pompes proposées. Donc, c'est celle qui sera choisie pour le système.

4.7.2 Réponse du système

En effectuant une analyse de réponse du système d'ESP, on détermine la configuration de la pompe REDA DN1800 choisie, ainsi que les nouvelles performances du système. Les résultats de simulation montrent la réponse du système avec une pression de réservoir de 240 bars après l'installation de la pompe, qui fonctionne avec différentes valeurs de fréquence d'électricité. Le puits atteint le débit cible de 200 m³/jour pour une fréquence de 60 Hz. Le tableau (4.16) résume les résultats de calcul. Les courbes caractéristiques de la pompe et l'analyse nodale du système après installation de la pompe sont montrés dans la figure 4.31 et 4.32 respectivement.

TABLEAU 4.16 – Configuration de la pompe choisie

Données	Valeurs	Unité
Nombre d'étages	71	
Vitesse	3499,9920	rpm
Efficacité	73,9744	%
Puissance	11,9442	KW
Hauteur manométrique	401,8790	m
Pression fournie	28,6529	bar

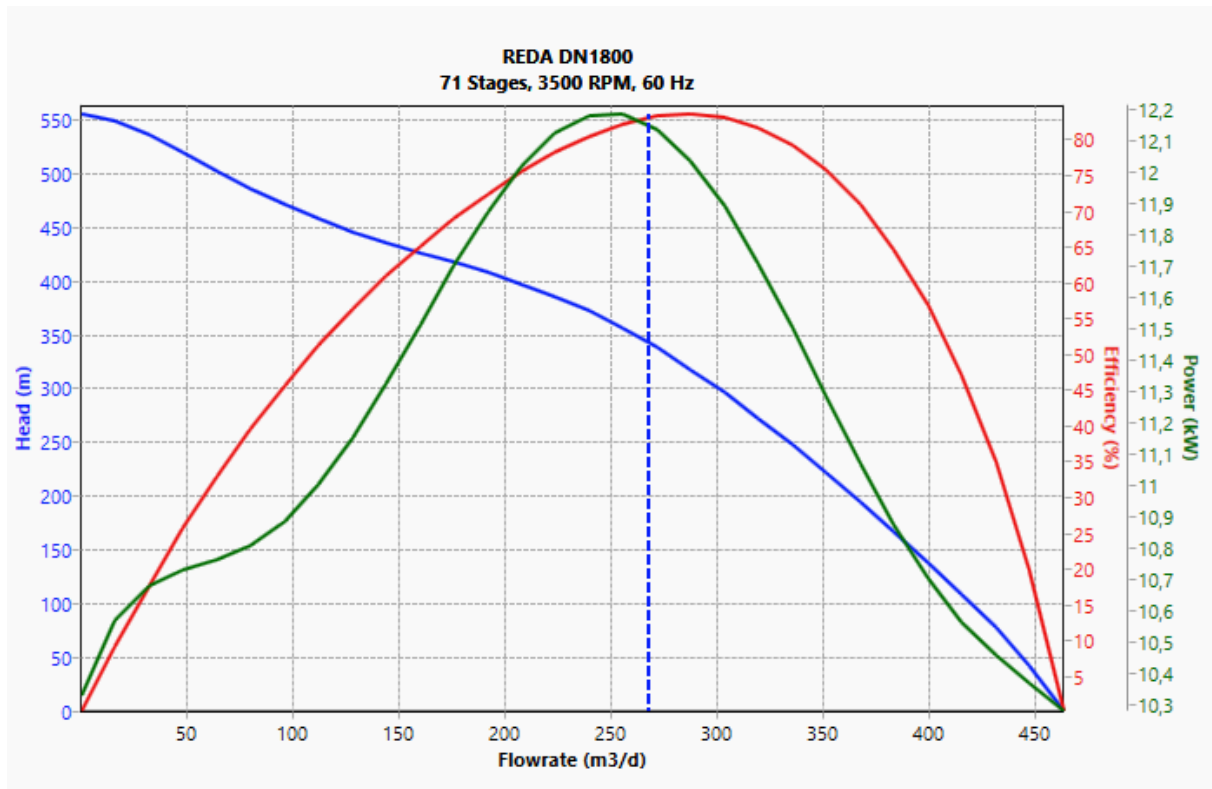


FIGURE 4.31 – Courbes de performance de la pompes

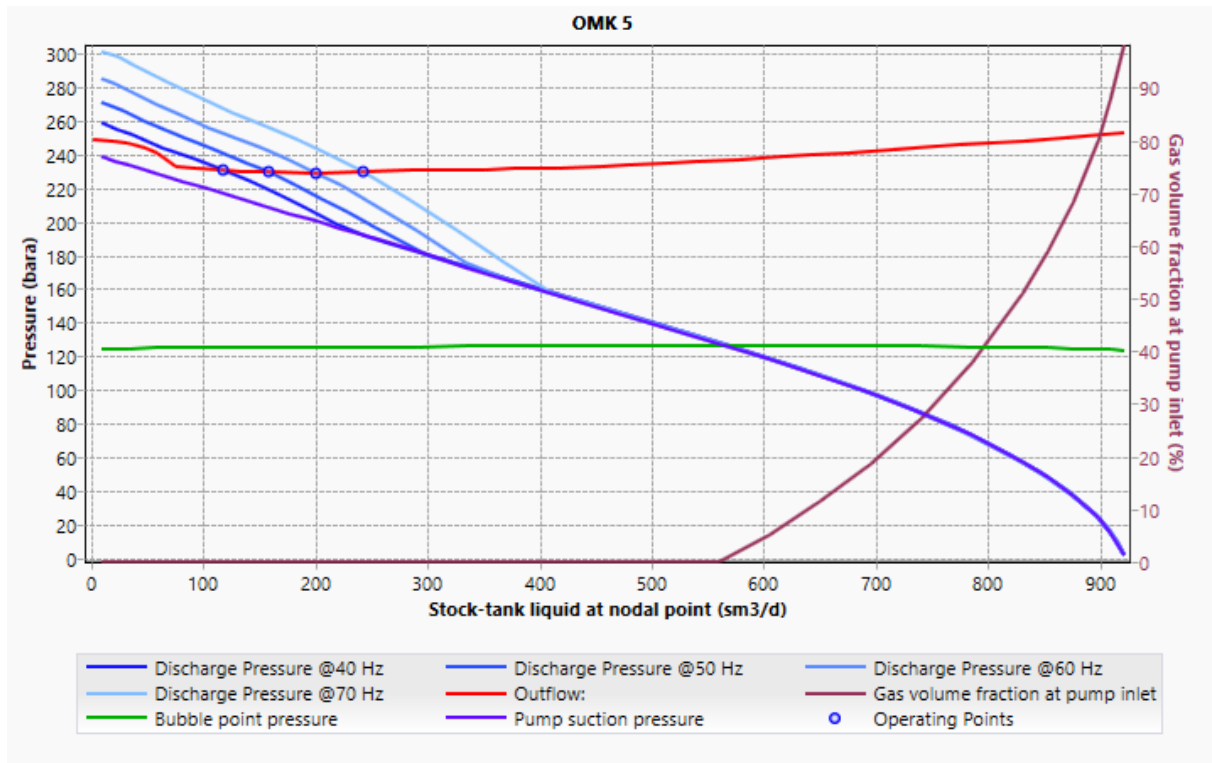


FIGURE 4.32 – Courbes de performance de la pompes

Interprétation des résultats :

Le premier diagnostic a montré que le puits était considéré comme étant mort pour une pression de réservoir de 240 bars. Après l'installation de la pompe REDA DN1800, le puits a repris la production avec un débit cible de 200 [m³/jr] dans le domaine de production stable. Aucune libération de gaz n'a été observée pour des débits de production inférieurs à 550[m³/jr].

4.7.3 Contrôle de production

La fréquence d'opération est le paramètre clé pour contrôler la pompe dans le système. Pour évaluer l'influence de la variation de fréquence de la pompe sur les performances du puits, une analyse de sensibilité à la fréquence est effectuée. Cette analyse permet de déterminer la fréquence de fonctionnement adaptée à l'évolution future prédite de la pression du réservoir. Les résultats de calcul sont présentés dans le tableau 4.17 :

TABLEAU 4.17 – Calcul du débit de production pour les différentes pressions de réservoir et les fréquences d'entraînement

Fréquence (HZ)	$P=260$ (bar)	$P=250$ (bar)
40	187,6554	155,3178
45	202,5330	172,2650
50	218,6554	190,0083
55	235,5022	208,1951
60	252,9295	226,7409
65	272,1455	245,9203
70	291,1437	267,2225

Les figures 4.33 et 4.34 présentent la variation des performances du système en réponse à la variation de la fréquence.

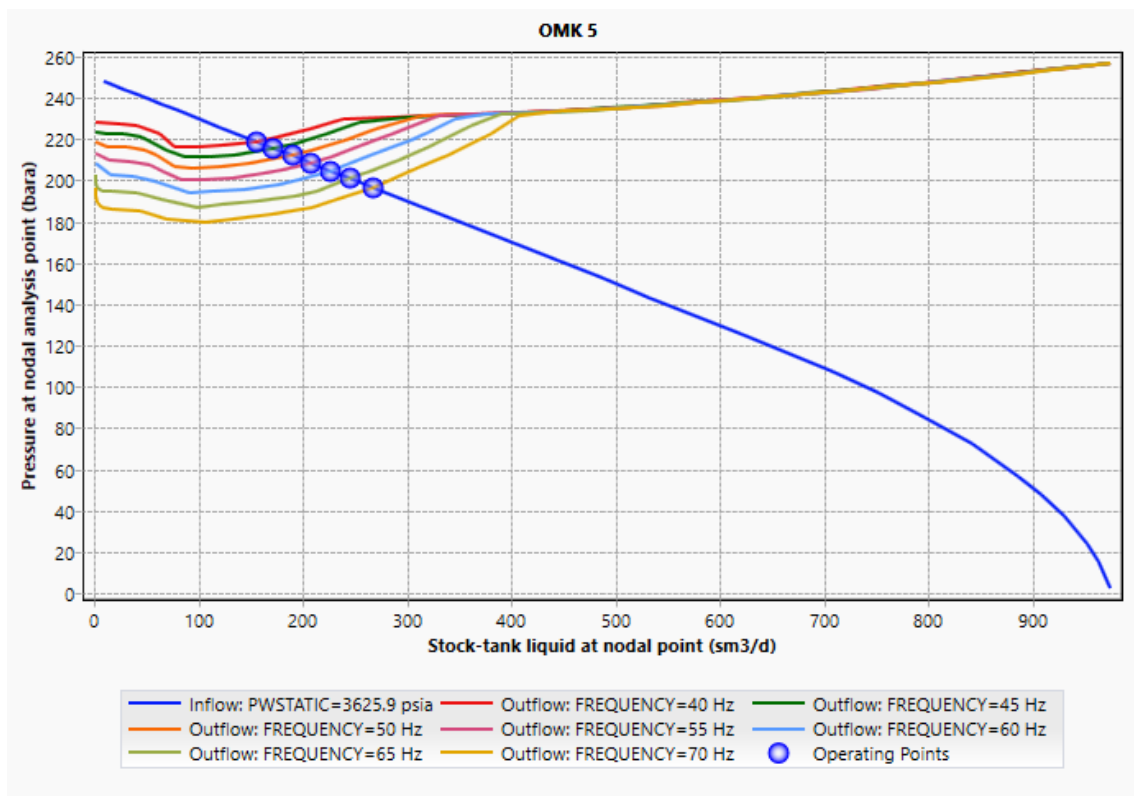


FIGURE 4.33 – Variation des courbes OPR en fonction de la fréquence d'opération pour une pression de réservoir de 250 bar.

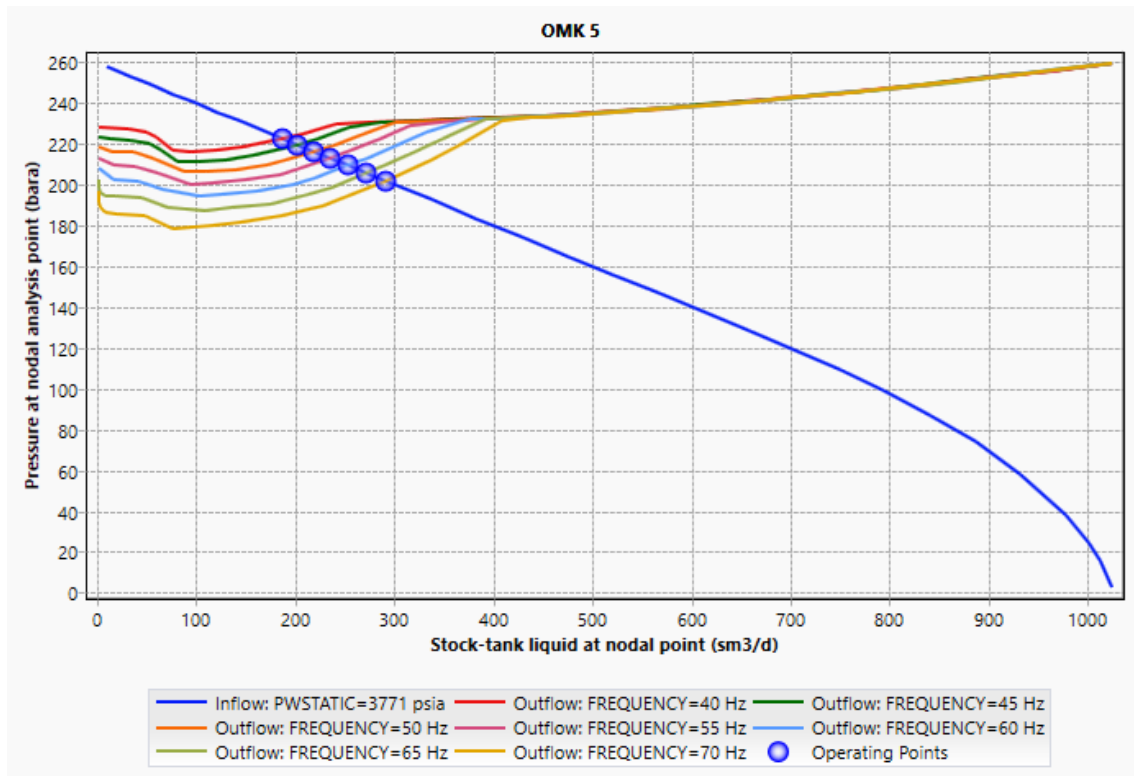


FIGURE 4.34 – Variation des courbes OPR en fonction de la fréquence d’opération pour une pression de réservoir de 260 bar.

Interprétation des résultats :

Plus la fréquence de fonctionnement de la pompe est élevée, plus elle permet d’améliorer le débit de production. D’après les résultats, la pompe dans le puits doit commencer avec une fréquence de 45 *Hz* pour atteindre un débit de production de 200 [m³/jr]. Pour une pression de réservoir de 250 [bar], la fréquence doit être augmentée à 55 *Hz* afin de maintenir le débit de production de 200 [m³/jr]. Lorsque la pression de réservoir est de 240 [bar], la fréquence peut être augmentée jusqu’à 60 *Hz* tout en maintenant le débit de production à 200 [m³/jr].

4.8 Conclusion

Dans le présent chapitre, la modélisation et la simulation numérique du puits OMK-5 ont été élaborées en utilisant PIPESIM. Ce logiciel a permis de concevoir les deux systèmes d’activation, le gas lift et les pompes électriques submersibles dans le puits OMK-5 et de diagnostiquer leur performance. Le système à gas lift, malgré sa puissance et ses avantages, n’a pas pu s’adapter aux conditions du puits OMK-5 en raison de débit d’injection très faible, rendant impossible l’utilisation des vannes d’injection disponibles. En revanche, les pompes ESP ont montré une excellente réponse, permettant au puits d’atteindre l’objectif de débit de production et de s’adapter aux évolutions futures.

Conclusion générale et perspectives

Dans le secteur de la production pétrolière, une multitude de contraintes variées sont observées. Les entreprises doivent relever de nombreux défis techniques, notamment la diminution naturelle de la pression dans les gisements pétroliers. Il devient très essentiel de trouver des solutions pour maintenir un niveau de production optimal tout en optimisant les coûts et en gérant les risques.

C'est dans ce contexte que s'inscrit ce travail, dont l'objectif était de mettre en place un système de production assistée pour le puits OMK-5 afin d'optimiser ses performances et atteindre les objectifs économiques souhaités. Notre stage effectué à Hassi Messaoud, au sein de SLB (Ex : Schlumberger), a été une excellente opportunité pour approfondir nos connaissances dans ce sujet.

Dans un premier temps, nous avons abordé une description générale des systèmes de production pétrolière et des mécanismes de propulsion naturelle afin de mieux appréhender la problématique. De plus, nous avons présenté différentes solutions potentielles pour l'activation du puits où le système de gas lift et les pompes électriques submersibles étaient les plus adaptés au puits OMK-5 dans notre cas.

Ensuite, nous avons procédé à la modélisation mathématique du problème, ce qui nous a permis de représenter quantitativement les phénomènes physiques impliqués et de concevoir les systèmes de solutions proposés.

Enfin, en résolvant le modèle mathématique à l'aide du logiciel de simulation PIPESIM, nous avons pu concevoir les solutions proposées, analyser et prédire leur comportement dans différentes conditions de production. Cette démarche nous a conduit à choisir les pompes électriques submersibles comme la meilleure solution pour le puits OMK-5.

D'autre part, il est essentiel de prendre en compte plusieurs considérations pour maintenir le système de production du puits OMK-5 dans les meilleures conditions tel que :

- suivre en continu l'évolution de la pression du réservoir afin de mieux contrôler le fonctionnement de la pompe électrique submersible (ESP).
- assurer que le réservoir fournit toujours des conditions acceptable de fonctionnement à la pompe pour éviter tout dommage potentiel d'équipements.
- installer un séparateur de gaz à l'entrée de la pompe en cas de risque élevé de libération de gaz
- mettre en place des mesures de maintenance préventive régulières pour assurer le bon fonctionnement de l'ESP

Pour conclure, la réalisation de notre projet de fin d'études nous a permis de tirer un certain nombre d'enseignements qui ont consolidé notre formation d'ingénieur et de développer de différentes compétences.

Bibliographie

- [Guo and al, 2007] Boyun GUO, William C.LYONS and Ali GHAIAMBOR. *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science & Technology Books. Edinburgh, London. 2007. Format PDF. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/book/9780750682701/petroleum-production-engineering>.
- [Towler and al, 2006] Brian F.TOWLER, Gas Propeties. Larry W.LAKE, John R.FANCHI. *Petroleum Engineering Handbook, General Engineering* Volum 1. Colorado School of Mines, Society of Petroleum Engineers (SPE). United States of America. 2006. P218. Format PDF. Disponible sur : <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-I-General-Engineering-P54.aspx>.
- [Perrin and al, 1999] Denis PERRIN, Michel CARON, Georges GAILLOT. *Well Completion and Servicing, Oil and Gas Field Development Techniques*. Éditions Technip. Institut français du Pétrole, Paris. 1999. Format PDF. Disponible sur : <https://fr.scribd.com/doc/242657766/IFP-Perrin-Denis-Well-Completions-and-Servicing-pdf#>.
- [Takacs, 2018] Gabor TAKACS. *Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations and Maintenance*. 2ème édition. Gulf Professional Publishing, Elsevier. Burlington, United States of America. 2018. Format PDF. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/book/9780128145708/electrical-submersible-pumps-manual> [Accès par abonnement].
- [Brill, 1999] Jmaes P.BRILL et Hemanta MUKHERJEE. *Multi Phase in wells*. 1ère édition. Journal of petroleum technology, Society of Petroleum Engineers (SPE). Texas, United States of America. 1999. Format PDF. Disponible sur : <https://store.spe.org/Multiphase-Flow-in-Wells-P39.aspx>.
- [Clegg and al, 2007] Joe Dunn CLEGG, Larry W.LAKE, Herald W. WINKER ET Jack R. BLANN *Petroleum Engineering Handbook, Production Operations Engineering*. Volume 4. Hydraulic Fracturing, Society of Petroleum Engineers (SPE). United States of America. 2007. P522. Format PDF. Disponible sur : <https://store.spe.org/Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering-P61.aspx>.
- [Rowlan et al, 2019] Lynn ROWLAN et James F. LEA JR. *Gas well Deliquification, Gulf Drilling Guides*. 3ème édition. Gulf Professional Publishing,

- Elsevier. United States of America. Format PDF. Disponible sur : <https://www.sciencedirect.com/book/9780128158975/gas-well-deliquification>.
- [Nguyen, 2020] Tan Nguyen, Sebastian PIVNICKA. *Artificial Lift Methods, Design Practices and Applications*. Petroleum Engineering, Petroleum and Natural Gas Engineering Department. Springer. New Mexico. 2020. Format PDF. Disponible sur : https://www.google.dz/books/edition/Artificial_Lift_Methods/xojUDwAAQBAJ?hl=fr&gbpv=0.
- [Renpu, 2008] Wan RENPU. *Advanced Well Completion Engineering*. Third Edition. Elsevier Science, Petroleum Industry Press. Chine. 2008. Format PDF. Disponible sur : https://books.google.dz/books?hl=fr&lr=&id=GH6JoDxT_9sC&oi=fnd&pg=PP1&dq=Advanced+Well+Completion+Engineering&ots.
- [Thompson and Woods, 1993] *Development Geology Reference Manual*. Diana Morton THOMPSON et Arnold M.WOODS. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma, United States of America. 1993. Format PDF. Disponible sur : https://books.google.dz/books?hl=fr&lr=&id=4NoVAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR3&dq=Development+Geology+Reference+Manual+pdf&ots=_UlmRmf2YU&sig=Ewb4UXj-wS3UE_sh7yScxoqZQq4&redir_esc=y#v=onepage&q=Development%20Geology%20Reference%20Manual%20pdf&f=false
- [Apolo and al, 2020] Byron Apolo, Rubén Manrique, Marlon Rodríguez, Ivan Martinez, Marcel Esparza, 2020, Metodología para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial en campos petroleros del Ecuador. Latin American and Caribbean Consortium of Engineering Institutions, 2020, Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/344972829_Metodologia_para_seleccion_de_Sistemas_de_Levantamiento_Artificial_en_campos_petroleros_delEcuador
- [WEC, 2007] Sonatrach-Schlumberger. WEC, Well Evaluation Conference. Petroleum Geology of Algeria, 1995, Algérie. Hafsa REMIDI, Leila LASSOUANI et Rabih LOUNISSI, 2007.
- [Wang, 2022] Woody FengMing WANG. *Artificial lift Introduction*. Schlumberger. Artificial Lift Methods Comparison. 2022.