

N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers
Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BAIZID Anes

BOUKTIR El mouaiz

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

Étude comparative de deux méthodes d'activation des puits:
Gaz lift & pompe électrique immergée

Devant le jury :

ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Président
SAIFI Redha	MAA	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
GARECHE Mourad	MCA	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

*Tout d'abord, nous aimerions dire el hamdoulilah à **notre Allah** qui nous a donné la force et la volonté de terminer ce travail.*

En toute humilité et reconnaissance, nous sommes dépassés pour reconnaître ma profondeur à tous ceux qui m'ont aidé à mettre ces idées, bien au-dessus du degré de simplicité et dans quelque chose de concret.

*Nous tenons à exprimer nos remerciements remarquables à **nos enseignants de la faculté** pour le partage de leurs connaissances de l'ensemble du curriculum, en particulier le **Pr. ZRAIBI, M. SAIFI, Dr. GARECHE, Dr. NAIT AMAR et Pr. BENYOUNES.***

*Toute tentative à quelque niveau que ce soit ne peut être menée à bien sans le soutien et les conseils de **nos familles et amis.***

*Nous sommes également extrêmement redevables à **nos parents** pour leur amour, leurs prières, leurs soins et leurs sacrifices pour nous éduquer et nous préparer pour notre avenir.*

*Nous tenons également à remercier **M. NACER Taher et LAALAM Aimen** d'avoir partagé avec nous leurs expériences antérieures.*

*Nous tenons à remercier **M. RACHI Houssam Eddine** de nous avoir fourni toutes les données nécessaires pour réaliser la simulation de notre thèse.*

*Nous tenons également à exprimer notre gratitude à **la somme des ingénieurs de Schlumberger** pour nous aider à revoir notre travail et à répondre à nos demandes; chacun avec son nom :*

ROUABAH Oussama, BABELHADJ Mohammed Laid, KECIR Naima and HAMIDI Borhaneddine.

Enfin, nous remercions nos familles et nos amis de la FHC qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

Dédicace

Je dédie ce mémoire

*À **ma plus chère mère**, celle qui croit toujours en moi, me soutient, me guide et me guide, source de mon bonheur. Ses prières ont été d'une grande aide pendant toute ma vie.*

*À **mon très cher père Mohamed**, un travailleur acharné qui s'occupe de sa famille. Vous avez été et serez toujours mon modèle.*

*A mes frères **Nour El Islam, Lakhder, Hodaifa et Mouaouia**.*

*Aux deux familles **BAIZID et FANDI**.*

*À mes amis d'enfance **Kadiro, Karimou, Aziz et Raouf** un bon ami que n'importe qui aimerait avoir à ses côtés.*

*À mes amis de l'université / colocataires **Mouaiz et ELmoudir** (Adel).*

*À mes collègues et amis de la **SEG Student Chapter**.*

*À la famille **World Learning** avec tous les mentors et les étudiants.*

À Tous ceux que j'ai rencontrés ou rencontrés au cours de mon voyage qu'on appelle la vie. Il est assez difficile de vous mentionner tous dans ces petites lignes, mais vous serez toujours dans mon cœur.

*Enfin à la famille **BOUKTIR***

BAIZID Anes

Dédicace

À *ma très chère mère*, qui me donne toujours l'espoir de vivre, rêver et réussir et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À mon exemple de vie mon *très cher père Mohamed Larbi* pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mes *chers frères* : Nour El islam et Mosaab et *mes sœurs* : Hadjer et Amira.

À *mon grand-père* Madani que Dieu le bénisse, ma *chère grand-mère* Keltoum, et tous mes oncles spécialement *Ahmed, Nacir, Hamza et Oussama*.

À *mon grand-père* Hocin que Dieu guérisse ma *chère grand-mère* m'barka et tous mes oncles.

Aux familles **BOUKTIR** et **SOLTANI**

À mes chers collègues et frères : *Anes et Adel El moudir*.

À mes chers amis de **DELEGATION-STH** et **SEG Student Chapter**

À *chaque étudiant* de cette faculté s'est battu pour ses droits en toute sincérité et a contribué à obtenir une certaine justice dans cette faculté.

À tout que j'ai connu ou rencontré dans ma vie sociale et universitaire. Il me serait difficile de vous citer tous, vous êtes dans mon cœur, affectueusement. Et Finalement à la famille **BAIZID**.

BOUKTIR El Mouaiz

Résumé

Au début de la durée de vie du puits, les hydrocarbures sont produits par l'énergie naturelle du réservoir en utilisant l'un des mécanismes de drainage. Comme toute chose, cette énergie finira par expirer ne permettant pas d'extraire le reste du combustible fossile sous la surface. Une des approches utilisées pour améliorer la production est la récupération assistée également appelée activation des puits.

Ce projet de fin d'étude implique la manipulation du programme de simulation PIPESIM afin de modéliser le Puits A et converger autant que possible vers la réalité par le calcul d'erreur. Le défi dans cette thèse est de déterminer quelle est la méthode d'activation des puits la plus optimale entre gaz lift et ESP pour améliorer la performance du puits et les bénéfices de l'entreprise. Les critères de sélection ont été fondés sur des analyses techniques et économiques.

Abstract

In the beginning of the well life, the hydrocarbons are produced through the natural energy of the reservoir utilizing one of the drive mechanisms. As all things, this energy will eventually expire not allowing to extract the rest of the fossil fuel beneath the surface. One of the approaches used to enhance the production is the assisted recovery also called artificial lift.

This end of the study project involves the manipulation of the simulation program PIPESIM in order to model the Well A and converge as much as possible to the reality through error calculation. The challenge in this thesis is to determine which is the optimal artificial lift method between the gas lift and ESP to improve the well performance and the company profits. The criteria of selection were based on technical and economic analyses.

ملخص

في بداية حياة بئر بترول، يتم انتاج المحروقات باستغلال الطاقة الطبيعية الكامنة في المكمن. لكن مع مرور الزمن يتم استنزاف هذه الاخيرة. مما يؤدي الى بقاء كميات معتبرة من المحروقات في المكمن. و لهذا يتم استعمال تقنيات الإنتاج المدعم والتي تسمى بالرفع الاصطناعي .

يتضمن مشروع التخرج هذا استعمال برنامج المحاكاة التجاري PIPESIM لمحاكاة بئر (أ) اخذا بالاعتبار اخطاء الحساب. التحدي في هذا العمل يكمن في اختيار طريقة الإنتاج المدعم المثلى. والاختيار بين المضخة الكهربائية المغمورة في البئر وتقنية الرفع بالغاز، من اجل انتاجية مثلى للبئر وعوائد أكبر تم الاختيار على أسس تقنية واقتصادية.

Table des matières

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Résumé	iv
Abstract.....	iv
Table des matières	v
Liste des figures.....	ix
Liste des tableaux	xi
Nomenclatures	xii
Introduction Générale	xiii

Partie A: Partie Théorique

Chapitre 1: État de l'art.....	1
1.1 Introduction	1
1.2 Choix de la méthode d'activation des puits :	1
1.3 Développements dans le domaine d'activation des puits :.....	4
1.4 Étude axée sur la pompe ESP.....	5
1.4.1 Historique de l'ESP:.....	5
1.4.2 Étude de cas :	6
1.4.3 L'effet du séparateur de gaz :	7
1.4.4 Développement de l'ESP :	8
1.5 Étude axée sur la pompe ESP	8
1.5.1 Le passé et le futur :.....	9
1.5.2 Design du gaz lift:.....	10
1.5.3 Gaz lift naturel :	11
1.5.4 Gaz lift à l'azote :	12
1.6 Hybride ESP-Gas Lift sans cordon :.....	13
1.7 Conclusion :	13
Chapitre 2: Activation des puits	16
2.1 Introduction	16
2.2 Définition d'activation des puits :	16
2.3 Méthodes d'activation des puits :	16
2.4 Critères de choix de la méthode d'activation des puits	17

2.5 Gaz Lift :.....	19
2.5.1 Définition :.....	19
2.5.2 Principe de gaz-lift :	20
2.5.3 Modes de gaz-lift.....	20
2.5.4 Facteurs de design dans le gaz lift :.....	23
2.5.5 Équipement de gaz lift :.....	27
2.5.6 Les limites du gaz lift :	30
2.6 Pompes électriques immergées (ESP)	32
2.6.1 Définition :.....	32
2.6.2 Applications :.....	32
2.6.3 Principes de fonctionnement des pompes centrifuges :.....	32
2.6.4 Équipements :	35
2.6.5 Avantages et limites :	43
Partie B : Partie pratique	
Chapitre 3: Modélisation et performance des puits	47
3.1 Introduction :	47
3.2 Aperçu sur l'analyse nodale :.....	47
3.2.1 Diverses pertes de pression dans le système de production :	47
3.2.2 Le principe de l'analyse nodale :.....	48
3.2.3 Conclusion :.....	49
3.3 PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator (le logiciel commercial):	49
3.3.1 Aperçu general:.....	49
3.3.2 Les Caractéristiques :.....	50
3.3.3 Applications :.....	50
3.4 Modélisation de puits:	51
3.4.1 Le modèle de puits:.....	51
3.4.2 Le réservoir :.....	53
3.4.3 Le modèle de fluide :	56
3.4.4 Courbe de performance de réservoir (IPR) :	57
3.4.5 Courbe de performance de tubing VLP :.....	58
3.4.6 Équipement :	65
3.5 Performance des puits :.....	66
3.5.1 Introduction :	66

3.5.2 L'analyse nodale dans PIPESIM :	66
3.5.3 Calculs d'erreur :	66
3.5.4 Actualisation du modèle :	67
3.6 Conclusion	70
Chapitre 4: Étude de cas	72
4.1 Introduction :	72
4.2 Diagnostic du réservoir :	72
4.2.1 Introduction	72
4.2.2 Déclin de pression	72
4.2.3 Déclin du débit :	72
4.3 Gaz Lift.....	73
4.3.1 Introduction :	73
4.3.2 Données du Gaz lift :	73
4.3.3 Design de Gaz Lift :	77
4.3.4 Choix de la duse :	78
4.3.5 Point de solution avec Gaz lift installé :	79
4.3.6 Prévision de la performance des puits avec Gaz lift :	80
4.4 Pompes électriques immergées (ESP) :	81
4.4.1 Introduction :	81
4.4.2 Les informations de la pompe :	81
4.4.3 ESP dans PIPESIM :	81
4.4.4 Fonction de domaine de la pompe :	82
4.4.5 Point de solution avec l'ESP installé :	83
4.4.6 Influence de la sensibilité :	83
4.4.7 Prévision de la performance de puits avec l'ESP :	85
Chapitre 5: Étude comparative entre le Gaz lift et l'ESP.....	88
5.1 Les critères de présélection :	88
5.1.1 Productivité du puits :	88
5.1.2 Profondeur du puits :	88
5.1.3 Les problèmes de fonctionnement :	88
5.1.4 La procédure d'installation :	89
5.2 Étude technique:	90
5.2.1 Aperçu rapide :	90
5.2.2 Prévisions de la production avec les deux méthodes d'activation :	90

Table des matières

5.3 Étude économique :	91
5.3.1 Les bases de l'économie :	91
5.3.2 Pompes électriques immergées (ESP) :	93
5.3.3 Gaz Lift :	94
5.4 Conclusion :	95
Conclusion générale & Recommandations.....	97
Conclusion	97
Recommandations	97
Bibliographie	99

Liste des figures

Figure 2-1 Méthodes d'activation des puits[23].	17
Figure 2-2 Méthodes d'activation des puits utilisées dans le monde et en Amérique du Nord[24].	17
Figure 2-3 La séquence de déchargement de gaz lift.	20
Figure 2-4 Schéma d'un système de gaz-lift[28].	21
Figure 2-5 Le gradient de pression d'écoulement passe au-dessus et au-dessous de la profondeur d'injection du gaz dans un puits à gaz lift à débit continu[28].	22
Figure 2-6 Cycle d'injection de gaz lift d'une limace liquide dans un puits de gaz lift à flux intermittent.	23
Figure 2-7 Marge de tolérance des gradients de pression.	24
Figure 2-8 Mandrin de gaz lift [(a) Mandrin récupérable pour tubing ; (b) Mandrin récupérable pour wireline[30].	28
Figure 2-9 Schéma d'une vanne de gaz lift à pression d'injection type[29]	29
Figure 2-10 Valve Latch[31]	29
Figure 2-11 Outils de mise en route de gaz lift[32]	30
Figure 2-12 Courbes H-Q d'une pompe à différentes vitesses.	35
Figure 2-13 Installation typique de la pompe ESP.	36
Figure 2-14 Étapes de la pompe centrifuge (a) Débit radial (b) Débit mixte	37
Figure 2-15 Séparateur rotatif de gaz.	38
Figure 2-16 Section de joint.	39
Figure 2-17 Moteur électrique immergé	40
Figure 3-1 : Diverses pertes de pression dans le système de production.	48
Figure 3-2:Interface du logiciel	50
Figure 3-3:La fiche technique du puits A	51
Figure 3-4:Le modèle de puits dans le simulateur	52
Figure 3-5: les données de diagraphie de puits A	52
Figure 3-6:Les niveaux de perforation représentés sous forme de point unique dans le logiciel.	53
Figure 3-7:Onglet "Réservoir" dans le simulateur	54
Figure 3-8:Graphe semi-logarithmique de la pression en fonction du rayon	55
Figure 3-9: L'indice de productivité dans le PIPESIM	55
Figure 3-10:Black Oil Properties in PIPESIM.	56
Figure 3-11:les données de calibrage dans le programme.	57
Figure 3-12:courbe IPR pour puits A.	58
Figure 3-13: les systèmes inflow et outflow de puits.	58
Figure 3-14:Catalogues, cheminement de puits dans PIPESIM	60
Figure 3-15:Onglet "survey data"	60
Figure 3-16:Calibration du modèle, onglet de "data comparison" -PIPESIM-	61
Figure 3-17:choix de la corrélation VLP	61
Figure 3-18:Classification des groupes de données en fonction de la géométrie du puits.	62

Liste des figures

Figure 3-19:Choix de la corrélation d'écoulement.....	65
Figure 3-20:Équipement de surface du puits A	65
Figure 3-21:Point de solution pour le puits A.....	66
Figure 3-22:Test de build up.....	67
Figure 3-23:Point de solution pour l'actualisation du puits A à l'aide de Hagedorn & Brown.....	68
Figure 3-24:Point de solution pour l' actualisation du puits A avec Orkiszewski	69
Figure 4-1:sensibilité de l'inflow sur la pression du réservoir (Pr).....	72
Figure 4-2:Le déclin du débit de pétrole/gaz en fonction du temps.	73
Figure 4-3:Quantité d'injection de gaz en fonction du débit du liquide.....	74
Figure 4-4:Graphique des bénéfices par rapport au débit d'injection de gaz.....	75
Figure 4-5:Graphe du débit en fonction de la profondeur	75
Figure 4-6: Point d'injection le plus profond du Gaz lift.	76
Figure 4-7:Résultats du point d'injection le plus profond de gaz lift.....	77
Figure 4-8:Design de Gaz Lift	77
Figure 4-9:Complétion de Gaz Lift.....	78
Figure 4-10:Taille optimale de la duse	79
Figure 4-11:Courbes de outflow/inflow pour le puits de Gaz lift A.....	79
Figure 4-12:Sensibilité de la pression du réservoir avec le Gaz lift	80
Figure 4-13:ESP inputs dans PIPESIM	81
Figure 4-14:Profondeur en fonction du débit ESP.....	82
Figure 4-15:Courbe de performance de la pompe REDA GN4000.....	82
Figure 4-16:Courbes de outflow/inflow pour le puits A avec une ESP.....	83
Figure 4-17:Sensibilité du GOR	84
Figure 4-18:Sensibilité à la fréquence de fonctionnement	84
Figure 4-19:Sensibilité du nombre d'étages de pompe	85
Figure 4-20:La sensibilité de la pression du réservoir avec l'ESP	86
Figure 5-1:Prévisions de la production avec gaz lift et ESP.....	91
Figure 5-2:VAN de l'ESP et du Gaz lift.....	95

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : L'effet de la productivité des puits sur la méthode artificielle[25].....	18
Tableau 2-2 : L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle[25].....	18
Tableau 2-3 : L'effet des problèmes de fonctionnement sur la méthode artificielle[25] .	19
Tableau 3-1:Informations sur la perforation	53
Tableau 3-2:Informations sur le DST	53
Tableau 3-3: Les propriétés PVT.....	56
Tableau 3-4:well survey data	59
Tableau 3-5:Base de données sur la classification des points de pression	62
Tableau 3-6 :Classification des données du pétrole pour chaque groupe (cluster) de la base de données.....	63
Tableau 3-7:Onglet "Meilleures corrélations dans chaque groupe pour les puits de pétrole" (F).....	64
Tableau 3-8:Les valeurs mesurées et calculées du DST.....	67
Tableau 3-9:Les informations de Build Up test.....	67
Tableau 3-10:Onglet "Meilleures corrélations dans chaque groupe pour les puits " (F) après l'actualisation.....	68
Tableau 3-11:Les valeurs mesurées et calculées de Build Up test entre HB et ORK.	69
Tableau 5-1:L'effet de la productivité du puits sur la méthode artificielle (partiellement) [26].....	88
Tableau 5-2:L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle (partiellement) [10].....	88
Tableau 5-3: comparaison de la performance des deux méthodes sous différentes conditions (partiellement).....	89
Tableau 5-4:Comparaison technique entre le gaz lift et l'ESP.....	90
Tableau 5-5:Les prix des opérations et des ventes ESP.....	93
Tableau 5-6:Le calcul de la VAN pour le cas ESP.....	93
Tableau 5-7:Les prix des opérations et des ventes Gaz lift.....	94
Tableau 5-8:Le calcul de la VAN pour le cas de Gaz lift.....	94

Nomenclatures

CPI	Compagnies Pétrolières Internationales	IOR	Improved Oil Recovery
VCP	Variable cavity pump	GL	Gaz lift
PCP	Progressive cavity pump	N2	Azote
ESP	Electric Submersible Pumps	O2	Oxygène
BHP	Bottom Hole Pressure	TVD	True Vertical Depth
IP	Indice de Productivité		
GOR	Gas/Oil Ratio		
IPO	Injection-Pressure-Operated		
GLR	Gaz/liquide Ratio		
OD	Outer Diameter		
PLT	Production Logging Tools		
BEP	Best Efficiency Point		
GPM	Gallons Per Minute		
NPSH	Net Positive Suction Head		
bpd	Barrel Per Day		
VSD	Variable Speed Driven		
VSC	Variable Speed Controller		
CT	Coiled Tubing		
DST	Drill Stem Test		
Pwf	Well fond pressure		
IPR	Inflow-Performance Relationship		
PVT	Pression-Volume-Température		
GIS	Geographic Information System		
API	American Petroleum Institute		
BBL	Barrel Per Day		
VLP	Vertical lift performance		
ID	Inside Diameter		
GRE	GRE Corrélation		
DRM	Duns and Ros Modifier		
ORK	Orkiszewski		
HB	Hagedorn & Brown		
HC	Hydrocarbures		
Pr	Pression de Réservoir		
VAN	Valeur Actuelle Nette		
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital		
VIR	Value Investment Ratio		
IP	Indice de Profitabilité		
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi		
ESRI	Environmental Systems Research Institute		

Introduction Générale

Le mix énergétique mondial comprend les secteurs du pétrole, du gaz naturel liquéfié (GNL), du charbon, des énergies renouvelables et de l'électricité. Le domaine de cette industrie a connu de nombreuses transformations au fil des ans et est prêt à subir encore plus de changements à l'avenir. Il y a cinq ans, les combustibles fossiles représentaient 82 % de l'énergie primaire mondiale. Ce chiffre est appelé à diminuer, avec une forte croissance dans les secteurs du gaz naturel et des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire. Toutefois, en raison de l'augmentation de la population mondiale et de la croissance économique, les énergies renouvelables ont du mal à suivre la demande, ce qui signifie que les combustibles fossiles resteront une source primaire, car la demande énergétique augmentera de 1 % par an au cours des 20 prochaines années.

En Algérie, après la nationalisation des hydrocarbures en février 1971, la compagnie pétrolière nationale SONATRACH, la plus grande entreprise d'Afrique détient environ 80 % de la production totale d'hydrocarbures en Algérie, tandis que les compagnies pétrolières internationales (CPI) représentent les 20 % restants.

L'industrie pétrolière est un secteur important qui se divise en trois parties : en amont, en intermédiaire et en aval. Cette recherche appartient au segment amont ; l'amont est celui qui est responsable de l'exploration et de la production. L'exploitation des hydrocarbures est une activité complexe ; une étude approfondie doit être réalisée tout au long de la vie du réservoir et du puits afin d'optimiser l'extraction du combustible fossile.

L'objectif de toute entreprise dans le domaine de l'énergie est de maximiser la quantité de combustible fossile récupérée dans les réservoirs souterrains avec le minimum de coût possible tout en étant et en s'assurant de la sécurité des mesures.

La quantité de pétrole et de gaz vendue n'est pas seulement contrôlée par les réserves en place, de nombreux facteurs manipulent cet aspect comme la récupération et la rentabilité de l'investissement d'un certain projet ; la condition politique peut également être un facteur majeur.

La vie d'un puits commence par le fait que le puits coule naturellement avec la force du réservoir qui est entraîné par différents mécanismes (water drive, gaz cap, gaz en solution, expansion de la roche et mélange de ces derniers). Après un temps considérable, l'énergie naturelle finira par se désintégrer, ce qui rendra le puits non coulant.

Tout au long de l'histoire, la recherche a développé des techniques pour prolonger la durée de vie d'un champ ou d'un puits en particulier. Il peut s'agir de la stimulation, de la récupération assistée, de la récupération secondaire et de la récupération finement tertiaire.

Dans cette étude spécifique, la récupération assistée est abordée, également connue sous le nom de méthodes d'activation des puits. Par conséquent, si les performances du puits chutent, plusieurs possibilités de récupération artificielle peuvent être obtenues pour améliorer la production. Cependant, le dilemme réside dans les nombreuses options disponibles. Quel est le système le plus optimal et le plus efficace à installer dans chaque puits ?

Afin de faire un choix adéquat, un certain nombre d'étapes doivent être effectuées comme indiqué dans les chapitres suivants. Pour atteindre cet objectif, l'étude suit le plan à venir :

- Une première partie, théorie et littérature dont le but est de se concentrer sur les notions de méthodes d'élévation artificielle pour proposer diverses informations au lecteur et elle compose de ces deux chapitres :
 - Le premier chapitre met en évidence les différentes études et articles qui ont effectué des recherches sur la sélection de méthode d'activation, l'ESP et les technologies de gaz lift au cours de l'histoire.
 - Le deuxième chapitre définit la signification d'activation des puits et de ses différentes variétés. Il offre également une connaissance approfondie des deux méthodes étudiées, le gaz lift et les pompes électriques immergées.
- La dernière partie, la partie pratique, est divisée en plusieurs sections :
 - Modélisation et performance de puits où une version virtuelle d'un puits réel est conçue dans le simulateur logiciel PIPESIM pour avoir un comportement simulateur de la réalité.
 - Élaboration de l'analyse du cas après la chute de pression et présentation de l'effet des deux techniques sur le puits A.
 - Comparaison sur trois niveaux différents pour mettre en évidence l'approche optimale de récupération assistée.
- Enfin, le travail se termine par une conclusion et des recommandations.

Partie A
Partie Théorique

Chapitre 01 : État de l'art

Chapitre 1:État de l'art

1.1 Introduction

L'activation des puits ou la récupération assistée est une méthode qui a été développée au fil des ans pour valoriser les hydrocarbures et qui est basée sur le principe du levier d'Archimède où l'on applique une petite quantité d'énergie pour en récupérer une quantité beaucoup plus importante. Comme l'a dit Archimède : "Donnez-moi un levier assez long et un point d'appui sur lequel le placer, et je ferai bouger le monde" [1]

Dans les phrases suivantes, un certain nombre d'articles seront résumés en paragraphes bien organisés.

1.2 Choix de la méthode d'activation des puits :

Un article publié en 1981 résume les remarques liminaires des membres du panel lors d'une discussion de groupe sur la "Sélection de la méthode d'activation des puits ". Il s'agit d'un document comportant cinq sections, chaque section étant rédigée de façon indépendante par un membre du comité.

Les principaux critères se concluent par les points suivants :

Les considérations relatives au réservoir et au puits qui correspondent ici à la capacité d'activation des puits et à la productivité du puits sont des facteurs clés. Les facteurs les plus importants à prendre en considération sont la pression des réservoirs et la productivité des puits, en plus de certaines considérations environnementales et géographiques qui peuvent être des questions primordiales.

Un autre facteur dont il faut tenir en compte est le rendement à long terme du réservoir. Deux approches sont utilisées dans le passé, qui étaient considérées comme erronées et extrêmes. La mauvaise hypothèse est d'installer des outils très durables pour toute la durée de vie du puits. En conséquence, l'équipement peut avoir fonctionné à un rendement insuffisant en raison d'une sous-charge sur une partie importante.

La domination du gaz lift dans le Golfe et aux États-Unis comme mécanisme de récupération assistée ; il est largement utilisé dans le monde entier avec ses deux types. Le gaz lift à flux continu est recommandé pour les volumes élevés de pression statistique au fond du puits. La méthode de gaz lift intermittent est généralement utilisée pour les puits qui produisent de faibles volumes de fluide. Les puits où le gaz lift intermittent est recommandé ont normalement les caractéristiques suivantes : (1) PI élevé et BHP faible ou (2) PI faible avec BHP élevé.

Pour le pompage immergé, une étude de cas est réalisée concernant quatre sites en offshore et un site onshore. Les recherches qui ont permis de conclure que le pompage immergé est la méthode d'activation la plus économique sont les suivantes :

Adaptable à des puits très déviés jusqu'à 80 degrés, silencieux, sûr et sanitaire pour des opérations acceptables dans une zone offshore et respectueuse de l'environnement, une pompe à grand volume qui permet d'augmenter les volumes et de réduire la consommation d'eau grâce au maintien de la pression et aux opérations de récupération secondaire.

Certaines des faiblesses du système immergé sont la tolérance de seulement le pourcentage minimal de production de solides (sable). Pas particulièrement adaptable aux faibles volumes - moins de 150 V/D brut [2].

Les auteurs définissent un champ marginal comme étant un champ plus petit qui est à peine économique alors que la plupart du temps il commence par une activation des puits artificiels ou si tôt dans leur vie. La sélection d'un mode d'activation spécifique pour le champ offshore marginal est l'une des tâches les plus complexes.

L'ESP convient le mieux pour un taux de production de liquide élevée, une coupe d'eau importante, un faible gaz/liquide ratio et une faible profondeur. Mais son application dans les puits offshore et sous-marins est très limitée en raison du faible temps moyen entre les réparations, du coût élevé des réparations et du courant de démarrage important. Le gaz, le sable, la cire, les fluides corrosifs et les températures élevées influencent également les performances de l'ESP. Les principaux problèmes ont été les ruptures de joints de câbles au niveau de l'arbre de Noël et du moteur de la pompe.

Le Gaz Lift est le type d'activation le plus communément utilisé dans les puits onshore, offshore et sous-marins. L'installation d'un gaz lift n'a pas d'incidence majeure sur la conception des arbres sous-marins. Le gaz lift n'est pas favorable en cas de récupération des hydrocarbures lourds en raison de la forte teneur en solution GOR dans les conditions de faible formation GLR et lorsque le gaz n'est pas disponible sur le gisement. Le gaz lift est favorable pour les sites offshore principalement en raison de sa flexibilité de taux, de nécessité de complétion de puits conventionnels, de l'absence de problème avec la capacité du sable à manipuler des fluides corrosifs, de son adéquation à des températures élevées, de sa GLR élevée et de sa water cut [3].

L'auteur explique que la gestion de l'activation est un processus continu conçu pour obtenir une rentabilité maximale d'un puits de production ou de service. Le choix de la méthode d'activation tient compte des éléments suivants : Emplacement géographique, coût d'investissement, coûts d'exploitation, flexibilité et fiabilité de la production.

Le plan initial de développement du champ doit tenir compte de toutes les contraintes connues et envisager les futures modifications de la méthode d'activation. Une fois la méthode d'activation sélectionnée, l'équipement spécifique du puits et tous ses composants sont identifiés.

Les conditions de production peuvent changer et changent souvent (parfois rapidement), et il est essentiel de surveiller ces changements. Les changements du GOR et l'augmentation des water cut peuvent affecter considérablement les performances du système d'activation. Tous les changements de production influencent l'efficacité de l'exploitation et peuvent entraîner des défaillances de l'équipement. La surveillance de la production est essentielle si l'on veut identifier correctement les causes des défaillances d'équipement et mettre en œuvre un contrôle économique de ces défaillances. L'objectif n'est pas de contrôler toutes les défaillances mais d'accroître la rentabilité. Les efforts visant à atteindre une rentabilité maximale profitent non seulement au producteur qui gère le programme, mais aussi aux autres entreprises qui investissent dans les propriétés qu'ils exploitent [4].

Dans le cadre de cette recherche, les éléments économiques tels que le coût initial, le coût de l'énergie, les coûts de fonctionnement du personnel, les coûts d'entretien courant et de remplacement peuvent être estimés avec une certaine précision. Les concepts de la valeur actuelle et du taux de rendement sont appliqués à ces coûts comme mesure économique de la plupart des sociétés pétrolières pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent.

La profondeur et le volume à exploiter auront une forte influence sur la sélection finale ; elle pourrait à elle seule restreindre les choix. En outre, la caractérisation du réservoir et le plan d'épuisement prévu doivent également être pris en compte. En outre, la localisation peut réduire les choix ; les ESP sont moins envahissantes visuellement et auditivement dans une zone urbaine [5].

Cette étude montre que la pression des réservoirs et la productivité des puits sont parmi les facteurs les plus importants à prendre en compte. Si on trace un graphe du taux de production par rapport à la pression de fond du puits, on obtient généralement l'une des deux courbes de performance de réservoir (IPR). Certains types d'activation sont capables de réduire la pression de production de la face de sable à un niveau inférieur que d'autres. La récompense pour obtenir une pression de production plus faible dépendra de l'IPR du réservoir.

L'utilisation de modèles d'inflow des puits horizontaux pour les puits horizontaux déplétés actuels ou futurs peut être utilisé pour déterminer si les taux de production de débit peuvent être augmentés de manière économique par l'utilisation d'une méthode d'activation des puits.

Fluide de réservoir : les caractéristiques du fluide du réservoir doivent également être prises en compte. La paraffine est un problème beaucoup plus difficile pour certains types d'activation que pour d'autres. La production de sable peut être très préjudiciable à certains types d'activation. Le rapport gaz-liquide de production (GLR) est très important pour le designer.

Le choix de la méthode d'activation doit faire partie de la conception globale du puits. Une fois la méthode d'activation choisie, il faut tenir compte de la taille du puits nécessaire pour obtenir le taux de production souhaité.

Sélection par considération des capacités du système de profondeur/débit. L'un des critères de sélection est la gamme de profondeur et de vitesse dans laquelle des types d'activation particuliers peuvent fonctionner. Des conditions de puits particulières peuvent entraîner de grandes divergences par rapport à la sélection initiale en utilisant uniquement ces cartes. Il est recommandé d'utiliser des conceptions spécifiques pour des conditions de puits particulières afin de déterminer les débits possibles à partir de profondeurs données [6].

Une étude approfondie a été menée pour comparer les différentes alternatives d'activation des puits. Pour des gisements à débits particulièrement élevé, à faible GOR, sans sable ni écaille, le choix s'est limité aux ESP et au gaz lift comme étant les techniques les plus appropriées à appliquer.

Pompage ESP : L'un des principaux avantages des ESP est qu'ils offrent une grande flexibilité en ce qui concerne les niveaux de prélèvement. La principale préoccupation dans le fonctionnement d'une installation ESP est la capacité à gérer la production du gaz libre. Des calculs de conception de gaz lift ont été effectués afin de calculer l'espacement requis entre les mandrins du gaz lift. Des prévisions de performances des puits sous flux gazeux ont été développées, couvrant une large gamme de sensibilités dans les water cut, la pression à la tête du puits en fonction des débits d'injection de gaz pour chaque puits. Afin de prédire la performance des puits sous un système de gaz lift, une courbe d'admission des tubings a été créée sous différentes water cut. Il a été observé que le coût par bbl dans le cas de l'ESP est toujours plus élevé que dans celui du Gaz Lift [7].

Dans l'article de recherche, l'auteur élabore la décision du système d'activation à utiliser, qui dépend de nombreux facteurs tels que : la pression du réservoir, la profondeur et le potentiel du puits, le type de fluide produit. La technologie la plus récente est appliquée dans les champs pétroliers égyptiens et cette décision est très importante pour la rentabilité à long terme.

Le gaz lift est l'un des principaux systèmes d'activation des puits utilisé de manière intensive dans le monde entier et le système d'activation le plus courant utilisé dans les champs offshore en Égypte. Il est favorable aux champs offshore en raison de la flexibilité de ses taux de production, de sa capacité à manipuler des fluides corrosifs, de son adéquation aux puits à haute température et à fort GOR et de sa compatibilité avec la production de sable. Le golfe de Suez contribue à plus de 80 % du taux de production totale de pétrole en Égypte. La majeure partie de la production pétrolière de cette région provient des puits à gaz lift. La majorité de ces puits subissent un gaz lift continu.

L'ESP est la meilleure pour un taux de production de liquide élevé, une water cut importante, un faible ratio gaz/liquide. De bonnes données sur les puits sont nécessaires pour choisir une taille de pompe qui fonctionne dans la plage recommandée. Plusieurs compagnies de production pétrolière en Égypte ont utilisé l'ESP soit comme la meilleure sélection depuis le début, soit l'ont mise en marche après avoir surveillé le système avec une autre alternative. Les principaux facteurs de défaillance de l'ESP sont les suivants : fluctuation de puissance, fluctuation de la puissance, température élevée au fond du trou, fluide de production abrasif, fuite du protecteur de joint, endommagement aux câbles, mauvaise installation et faible production [8].

Shauna Noonan, responsable de la technologie de complétion, montre que l'activation des puits est une technologie essentielle utilisée pour maintenir les puits en production lorsqu'ils sont incapables de fournir suffisamment d'énergie - sous forme de pression - pour produire des liquides à la surface à des taux économiques. La plupart des zones de développement dans le monde ne seraient pas rentables sans l'activation des puits [9].

1.3 Développements dans le domaine d'activation des puits :

Dans cette étude, le correspondant souligne qu'avec la combinaison de pompes centrifuges, de moteurs électriques, de chambres d'étanchéité, de marques spécifiques et de séparateurs, de contrôles de surface, de câbles et de nouvelles technologies des matériaux, il semble y avoir toujours quelque chose de nouveau dans le domaine de l'ESP.

Les deux versions de systèmes de capteurs de fond améliorés pour le fonctionnement de l'ESP. Bien que chaque système présente des caractéristiques particulières, ils annoncent tous deux qu'il est possible d'obtenir une pression d'admission et une pression de refoulement. En général, les améliorations apportées par l'obtention d'une pression d'admission et d'une pression de refoulement sont les suivantes :

Les effets du gaz libre passant par la pompe dans diverses conditions seraient mesurés, ce qui permettrait de déterminer des meilleurs modèles pour ce type de situation. Les effets de la viscosité sur les performances de la pompe seraient mesurés dans des conditions de fond de trou, ce qui permettrait à nouveau de mettre au point de meilleurs modèles dans ce domaine. Les effets de la performance de la pompe pourraient être séparés des effets de la performance des tubings.

Moteur à haute température avec la conduite d'huile injectée en surface fixée au moteur. On estime que ce moteur peut fonctionner dans la plage supérieure de 400°F. Une autre société a également obtenu des durées de fonctionnement importantes avec des moteurs à haute température dans des puits à haute température. Cette société utilise un protecteur de moteur ou une section de joint plus longue, avec une isolation améliorée et d'autres caractéristiques.

Le sable a longtemps été un problème avec les ESP. La poussée vers le bas provoque une usure par les rondelles d'usure phénoliques et le métal. Une usure radiale peut se produire, ce qui desserre l'arbre dans ses bagues et provoque des vibrations.

L'un des nouveaux développements dans le domaine du gaz lift est le test de performance des vannes de gaz lift. L'hypothèse est que la vanne agit comme un orifice dont la surface est égale à celle du siège complètement ouvert. Cependant, les essais de la vanne prennent en compte le taux de charge de la vanne et l'interaction de la bille près du siège qui peut restreindre la surface d'écoulement.

L'utilisation ultérieure d'un modèle de vanne permettra à l'utilisateur de prédire la vitesse des fluides et des gaz pendant le déchargement, ainsi que de prévoir le reflux dans la formation. L'utilisateur peut alors essayer de faire des ajustements dans les procédures de déchargement suggérées à l'avance pour minimiser les effets indésirables.

Un concept de vanne à commande électrique pour la vanne d'injection permettrait de contrôler en surface le débit à travers la vanne d'injection pour modifier les conditions du puits. Il reste à voir quelle sorte de demande il y a pour le contrôle étroit de la vanne d'injection de la surface [10].

1.4 Étude axée sur la pompe ESP

1.4.1 Historique de l'ESP:

Les autres technologies d'activation des puits couramment utilisées aujourd'hui existent également depuis de nombreuses années mais ont généralement connu une évolution significative au cours des dernières décennies. Elles ont adopté des caractéristiques électroniques et numériques leur permettant d'améliorer leur fiabilité, leur flexibilité et leur efficacité globale.

Les pompes électriques immergées (ESP), par exemple, ont été utilisées pour la première fois en 1916 pour l'assèchement des mines et des navires en Allemagne. Plus tard, en 1926, l'industrie des ESP s'est formée en Amérique et les premières unités ont été déployées en 1930.

Au début du développement des ESP, leur durée de vie pouvait être courte, et les défaillances à l'installation étaient fréquentes. Au fil du temps et en raison de leur coût d'installation élevé et de leur capacité à avoir des rendements élevés, ils ont été largement développés pour améliorer la fiabilité et l'interaction avec les gaz, les débris et les sables.

L'intégration de ces types de systèmes dans un "champ pétrolier numérique" permet d'automatiser ou du moins de faciliter l'optimisation de la production à l'échelle du champ et l'efficacité opérationnelle globale du champ pétrolier, ainsi que des rendements plus élevés pour les opérateurs et les propriétaires d'actifs [11].

1.4.2 Étude de cas :

Le champ de Mubarratz est situé dans la partie sud du golfe Arabe, à environ 56 km au large des côtes d'Abu Dhabi, aux Émirats arabes unis. La production du champ a commencé en mai 1973. Cependant, la production de certains puits a rapidement diminué et l'activation artificielle ou d'autres méthodes IOR (récupération améliorée du pétrole) sont devenues nécessaires pour maintenir une production stable du champ. L'ESP (Electrical Submersible Pump) a été choisie comme la méthode de récupération la plus appropriée pour le champ pour les raisons suivantes :

- Les applications d'autres modes d'activation nécessiteraient plus d'espace pour les installations. Il en résulterait une augmentation des coûts de construction.
- La production des hydrocarbures avec une forte water cut est inévitable car les mécanismes de drainage de tous les réservoirs principaux sont fortement sollicités par l'eau.
- Par conséquent, une énergie de levage plus élevée serait nécessaire.
- Tous les réservoirs du champ de Mubarratz sont fortement sous-saturés et la solution GOR est relativement faible. Ces propriétés sont adaptées à l'application des ESP.
- En outre, il a été évalué que l'approvisionnement en gaz serait court pour l'application du gaz lift.

Cependant, le seul inconvénient de l'application de l'ESP est le coût d'exploitation plus élevé causé par les emplois de reprise de travail dus aux défaillances de l'ESP. Par conséquent, une longue durée de vie des ESP est économiquement essentielle pour l'application des ESP dans le champ de Mubarratz [12].

L'auteur a démontré dans cette recherche ce qui suit. L'activation des puits est une technique utilisée pour fournir de l'énergie aux fluides de formation dans un puits de production lorsque la pression de la formation n'est pas assez élevée pour que les hydrocarbures remontent le long de la colonne de production à un rythme économique. Plusieurs types d'activation peuvent être utilisés pour augmenter le taux de production et

maximiser la récupération des hydrocarbures. Les ESP sont largement utilisés dans les applications de récupération des hydrocarbures, en particulier en offshore.

Ces pompes peuvent connaître des défaillances imputables aux éléments suivants : Dépassement des limites pour lesquelles elles ont été conçues, défaut d'isolation électrique dans l'environnement du puits de forage, pratiques de terrain non optimales et surchauffe du moteur électrique de fond. La simplicité et la flexibilité d'une HSP ont été déterminantes dans son application à une large gamme de tâches d'activation des puits, y compris les applications onshore et offshore, le pompage multiphase du pétrole lourd, l'apurement des aquifères et le renforcement des fonds marins (mudline), ainsi que dans les applications de production thermique, telles que le drainage par gravité assisté par la vapeur [13].

1.4.3 L'effet du séparateur de gaz :

Cette présentation examine les phénomènes de réduction de la durée de vie des ESP qui peuvent se produire lorsque des séparateurs de gaz rotatifs sont utilisés. L'une des limites des pompes centrifuges est leur incapacité à traiter des quantités importantes de gaz. Tout au long de l'histoire de l'ESP, divers dispositifs et techniques ont été essayés afin de permettre la production avec de plus grandes quantités de gaz. Le séparateur rotatif de gaz a été introduit à la fin des années 1970.

Une pompe centrifuge de l'ESP produit la même hauteur de charge quelle que soit la densité du fluide. Ainsi, l'ESP est un compresseur inefficace et ne devrait jamais être choisi délibérément pour les fluides à haute teneur en gaz.

Le fluide produit à partir d'un puits comporte généralement plus d'une phase. Le plus souvent, il y a trois phases, l'eau, l'huile et le gaz, qui s'écoulent ensemble. Dans la pompe, le fluide multiphasique peut ne pas être capable de rester homogène. La différence de densité peut entraîner une séparation plus rapide des phases que la turbulence ne peut les mélanger.

Le dispositif de traitement de gaz se divise en trois catégories selon la manière dont il est censé traiter le gaz. Le séparateur d'exclusion empêche l'entrée du gaz. Le dispositif de manipulation modifie une configuration de la pompe ou une propriété du fluide pour réduire l'effet du gaz. Le séparateur d'expulsion ingère le fluide, retire et réintroduit le gaz dans l'espace annulaire du carter et transmet le liquide à la pompe. Le terme "efficacité du séparateur" est souvent utilisé pour comparer la capacité de ces dispositifs.

Un problème de performance que ces appareils ont en commun est la limitation de l'admission. En termes simples, si vous ne pouvez pas faire entrer le liquide, vous ne pouvez pas le séparer correctement. C'est ce que l'on appelle parfois la surcharge. Un problème est apparu, qui semblait être propre au séparateur de gaz rotatif.

Housing Cutting où, parfois, à l'occasion, le séparateur coupe le boîtier et fait tomber le moteur dans le trou. Les vibrations et les dommages qui y sont associés ont été considérés comme un autre problème majeur du séparateur rotatif.

Le séparateur rotatif de gaz a fait l'objet de nombreuses améliorations majeures, il a prouvé qu'il avait un large éventail de fonctionnement efficace, les recherches indiquent

qu'il existe une nette démarcation entre la zone de bonne et de mauvaise séparation des gaz [14].

1.4.4 Développement de l'ESP :

Les pompes électriques immergées (ESP) sont l'une des méthodes d'activation des puits les plus importantes dans l'industrie pétrolière, et bien que ce ne soit pas la méthode d'activation la plus répandue, elle est la bête de somme pour déplacer efficacement de grands volumes de fluide. Certaines études montrent que les dépenses annuelles moyennes de maintenance des pompes centrifuges sont 50 % plus élevées que celles de tout autre type de machine rotative. Les défaillances de l'ESP ont des implications économiques importantes pour les opérateurs du secteur des hydrocarbures et il est essentiel d'accroître la fiabilité des équipements pour améliorer l'efficacité des opérations de production.

Saudi Aramco s'est fixé des objectifs ambitieux pour améliorer les performances opérationnelles de l'ESP. Ces objectifs ont été résumés dans la vision 1-10 de l'entreprise, la vision fait appelle au développement des capacités permettant de restaurer la production des puits liftés par l'ESP en un jour et de les exploiter sans défaillance de l'ESP pendant 10 ans.

Il existe trois stratégies principales pour améliorer la fiabilité de l'ESP :

L'utilisation des systèmes ESP redondants ou doubles est une alternative pour améliorer la fiabilité et plusieurs opérateurs l'utilisent aujourd'hui lorsque le coût de remplacement des équipements dépasse plusieurs fois le coût de l'équipement ESP lui-même. Par la suite, les défaillances de cause commune peuvent limiter les gains de fiabilité résultant de la redondance. Par exemple, l'exposition à des températures élevées ou à la corrosion entraînera une dégradation des matériaux sur la pompe de secours, même si elle ne fonctionne pas.

Les efforts actuels pour améliorer la fiabilité de l'ESP visent à éviter les défaillances prématurées causées principalement par l'erreur humaine (c'est-à-dire la fabrication, la manipulation, l'installation et le fonctionnement). Ces efforts sont limités dans leur capacité à améliorer la durée de vie des équipements et ne répondent pas à la question fondamentale de l'amélioration de la fiabilité intrinsèque.

Les puits exploités par l'ESP sont généralement maintenus dans le cadre d'une stratégie d'exploitation à long terme. L'une des raisons est que l'exécution de tout autre type de stratégie d'entretien serait plus coûteuse que le remplacement du système ESP lui-même. La dernière génération des systèmes ombilicaux ESP offre la possibilité de développer des systèmes de déploiement alternatifs plus légers, plus rapides et plus économiques ; cela ouvre la possibilité d'envisager l'utilisation des systèmes ESP réparables couplés à d'autres stratégies de maintenance comme un moyen réalisable d'améliorer la fiabilité et de réduire la possibilité de pannes non programmées [15].

1.5 Étude axée sur la pompe ESP

Les premiers documents qui définissent une nouvelle méthode de gaz lift qui finit par être impopulaire sont brièvement expliqués. Trouver une méthode permettant de produire économiquement des puits à faible niveau de fluide et à faible production devient chaque

année un problème plus urgent. La disponibilité croissante du gaz naturel dans les champs pétroliers, soit à partir de puits de gaz, soit à partir d'usines de compression de gaz utilisées pour des projets de récupération secondaire, de systèmes rotatifs de gaz lift existants, d'usines à essence ou d'installations de transmission, indique que les nouveaux développements devraient être orientés vers l'utilisation du gaz comme moyen de lifting.

Un nouveau système de gaz lift, pour être économiquement intéressant, devrait donc présenter ces caractéristiques :

- Un ou deux techniciens sans équipement d'entretien lourd ou outils spéciaux doivent effectuer tous les contrôles, réglages et réparations nécessaires pour faire fonctionner facilement et rapidement le lift à la surface.
- Si possible, l'installation initiale doit servir le puits jusqu'à déplétion sans être démontée, quelle que soit l'évolution des caractéristiques de production au cours de sa vie.
- Le lift doit être réalisé avec de faibles besoins en volume de gaz à des pressions raisonnables.
- L'efficacité du gaz lift doit être indépendante des caractéristiques des fluides produits par le puits : bruts moussants, sable en suspension, eau et volumes de gaz produits élevés, tous doivent être manipulés facilement.

La pompe à billes est un système de gaz lift qui élimine tout glissement de gaz dans la production des liquide en fournissant une interface solide ou un piston entre le liquide lifté et le gaz lift. Une boule est poussée par le gaz comprimé vers le bas d'une chaîne de tubing et remonte une autre chaîne de tubing, entraînant avec elle la charge de liquide balayée de la chambre d'accumulation formée par la jonction des deux chaînes de tubing. Les boules sont séparées de la production du puits et réinjectées dans le puits dans un système cyclique[16].

1.5.1 Le passé et le futur :

Cet article décrit l'évolution des systèmes de gaz lift au cours des dernières décennies, en établissant des parallèles avec d'autres technologies d'activation des puits. Le gaz lift est une méthode d'activation des puits qui utilise une source externe de gaz à haute pression pour aider à faire remonter les fluides du réservoir à la surface.

Ces formes de lift ont été utilisées dès 1797 dans les mines pour soulever l'eau des puits de mine. Ces systèmes utilisaient l'injection d'air en un seul point dans le flux de liquide, normalement par une soupape de pied au bas de la chaîne.

Le gaz lift a été utilisé dès 1864 en Pennsylvanie pour exploité des puits de pétrole, également à l'aide d'air comprimé, par une conduite d'air qui amène l'air au fond du puits. L'air a également été utilisé au Texas pour l'activation des puits à grande échelle. En 1920, le gaz naturel a remplacé l'air, ce qui a réduit le risque d'explosion. De 1929 à 1945, environ 25 000 brevets ont été délivrés sur différents types de vannes de gaz lift qui pouvaient être utilisées pour le déchargement par étapes.

Une réalisation typique de gaz lift consiste en plusieurs mandrins à poches latérales installés à différentes profondeurs le long du tubing.

Les équipements de gaz lift tels que les vannes et les mandrins sont souvent considérés comme une marchandise dans l'industrie pétrolière et sont parfois classés dans la catégorie des équipements de complétion plutôt que dans celle des équipements d'activation des puits. La sélection d'un produit ne nécessite pas un temps d'ingénierie important, et il peut être acheté en grande quantité et installé de manière standardisée sur le champ.

Pour un même champ et un même réservoir en cours de production, chaque puits aura ses propres singularités et son propre comportement de production. Par conséquent, il est de la plus haute importance d'adapter le système d'activation et de sélectionner l'équipement qui fournira la réponse la plus adaptée aux caractéristiques spécifiques du puits, et de gérer l'équipement de gaz lift comme un système technique complexe.

Avec la création du système de gaz lift numérique, le gaz lift entre dans l'ère du numérique. Le système de gaz lift numérique est un mandrin contrôlé électroniquement, qui est transporté et installé avec la chaîne de tubing lors d'une opération de workover. Le mandrin comprend jusqu'à 6 orifices d'injection indépendants, chacun contrôlé individuellement depuis la surface, avec un large spectre de débits d'injection de gaz. Le succès de cette technologie prometteuse dépendra principalement des premiers utilisateurs dans l'industrie, ce qui permettra de constituer un dossier de références dans une variété de champs et de conditions de puits.

La popularité du gaz lift est liée à sa capacité inhérente à manipuler des fluides gazeux, sableux et corrosifs dans des puits déviés et à son applicabilité à une large gamme de taux de production. Cependant, au cours de cette période, l'industrie pétrolière a subi une transformation importante. La technologie du gaz lift, cependant, est restée pratiquement inchangée - la technologie que le temps a oubliée.

La technologie du gaz lift numérique représente un changement radical dans les opérations de gaz lift dans nos champs. Elle a le potentiel pour devenir la technologie de choix pour les gisements à gaz lift et remplacer progressivement les vannes actionnées par pression[11].

1.5.2 Design du gaz lift:

La détermination de la distribution optimale du gaz revêt une importance particulière pour les Créoles, car ils doivent utiliser une grande partie des installations de compression existantes pour injecter le gaz produit dans des réservoirs souterrains. Au fur et à mesure que l'allocation de gaz disponible pour les projets de maintien de la pression augmente, il y a moins de gaz disponible pour les puits de pétrole à gaz lift. Pour maintenir la production de pétrole à des niveaux souhaitables, les Créoles doivent utiliser de manière optimale le gaz disponible dans ces puits, qui fourniront le plus de pétrole conformément aux bonnes pratiques de génie des réservoirs.

Le créole dispose également d'autres incitations pour déterminer la distribution optimale du gaz dans un système de gaz lift. Tout d'abord, il est nécessaire de réaffecter correctement le gaz lorsqu'une station de compression est en panne pour des raisons d'entretien régulier ou en raison d'une panne d'équipement. Deuxièmement, les bottlenecks dans les installations de traitement du pétrole-gaz peuvent inutilement limiter les puits hautement productifs qui ne nécessitent que de petites quantités de gaz lift. Par

conséquent, les créoles ont reconnu qu'ils pouvaient améliorer leurs opérations quotidiennes en minimisant la quantité de gaz nécessaire pour maintenir la production de pétrole par gaz lift.

Un programme informatique a été développé pour effectuer les calculs nécessaires à la procédure. Ce programme a été utilisé dans un champ du Venezuela comptant 1500 puits de gaz lift. Une version modifiée du programme a été utilisée dans un champ du Texas contenant 150 puits de gaz lift.

La distribution optimale du gaz dans un système de gaz lift à flux continu peut être déterminé de manière analytique. Pour que la distribution optimale de gaz calculée soit significative, il faut une description précise des installations de production ainsi que des données précises sur les puits [17].

Dans cette étude, les chercheurs soulignent les paramètres qui influencent le plus la conception du gaz lift. Un paramètre de sensibilité très important est la pression différentielle au point d'injection du gaz. Elle est influencée par tous les autres paramètres de sensibilité. La compréhension de la relation entre ce paramètre crucial et la profondeur d'injection est la clé d'une conception réussie de l'extraction par gaz lift.

Il est important de prévoir que le puits sera alimenté en gaz lift, ainsi que d'autres paramètres plus économiques tels que la dimension du tubing, la taille de la pipe, la pression du séparateur, etc. Le water cut est également considéré comme un paramètre sensible.

L'ordre de la sensibilité est le suivant : la taille des tubings et des conduites est prioritaire. Dans les cas où la baisse de la production due au water cut et la pression différentielle, la priorité va à l'élément précédent.

La conception du gaz lift doit être optimisée en tenant compte de tous les paramètres du système[18].

1.5.3 Gaz lift naturel :

Cet article examine le concept de "gaz lift" ou production de pétrole par gaz in situ. Les réservoirs comportant des zones de pétrole minces entre un bouchon de gaz et un aquifère de fond sont des candidats naturels pour cette application, mais les réservoirs de pétrole appauvris avec ou sans zones de gaz adjacentes (à condition qu'une certaine source de gaz soit accessible depuis le puits) sont également de bons candidats.

Gaz lift naturel provenant d'une zone gazière contiguë Ce procédé s'applique principalement aux réservoirs dont le mécanisme de drainage est double (empiètement de l'eau en bas et expansion du gaz en haut). Du point de vue de la récupération, le déplacement du pétrole par le gaz est plus efficace que le déplacement par l'eau. Ceci est dû à la plus faible saturation résiduelle du pétrole lorsque le gaz est la phase de déplacement. Pour cette application, des perforations dans la zone de gaz fourniront la source de gaz, et une vanne contrôlée en surface sera utilisée pour contrôler la quantité requise de gaz entrant dans le tubing, comme dans une installation de gaz lift classique.

Gaz lift naturel d'une zone gazière non contiguë où l'utilisation d'une formation gazière non voisine pour la production d'un réservoir d'huile. Il a été observé que dès le début de la production, le puits a besoin d'un système de récupération artificielle pour délivrer les fluides à la pression requise à la tête du puits. Ces exigences ont été modélisées comme une source externe de gaz qui a été injectée dans le tubing au-dessus de la perforation de la zone de pétrole. Lorsque la pression du réservoir diminue au cours des trois premiers mois de production, le GOR augmente et atteint une valeur maximale de 2000 scf/stb.

Une meilleure récupération du pétrole en utilisant l'approche "gaz lift" peut être obtenue en optimisant les changements de position de la vanne, et donc en émulant mieux le cas de base lorsqu'une source de gaz externe est utilisée. Pour que le gaz lift d'une zone non adjacente soit possible, la pression de la zone gazeuse doit être en équilibre hydrostatique ou supérieure à la pression de la zone pétrolière.

Le gaz lift in situ est une alternative viable pour l'exploitation des réserves pétrolières. L'utilisation à cet effet de vannes de régulation du débit au fond du trou actionné en surface permet à l'opérateur de réguler la quantité de gaz produite et donc d'optimiser la production, comme dans toute autre situation d'activation des puits. Le principal avantage du procédé " Gaz lift naturel " est la réduction des coûts de l'infrastructure d'extraction artificielle, en particulier pour les sites offshore ou éloignés[19].

1.5.4 Gaz lift à l'azote :

La production du champ de Bellota (sud du Mexique) a commencé en 1982, atteignant un pic de 44 000 STB/D en 1995 et diminuant à 20 000 STB/D en 1998. Les puits dont il est question dans cette demande se trouvent dans la partie nord du champ, qui est déplétés en dessous de la pression de saturation.

Les puits convertis en GL sont profonds. Des pompes électriques immergées ont été testées dans ce champ avec de mauvais résultats. Un système de GL a alors été installé, qui utilise le N₂ comme gaz de source. Au début du projet, des camions de stockage ont été utilisés pour livrer le N₂. Les dépenses élevées ont conduit au projet de génération de N₂ sur place qui utilise la technologie des membranes. Cette méthode a permis de réduire le coût du GL de 50 % pour les trois puits de GL.

La génération du N₂ à l'aide d'un équipement à membrane se fait en forçant de l'air sous haute pression à travers une membrane, un matériau de forme spéciale pour séparer le N₂ et l'oxygène (O₂). La séparation est obtenue parce que l'O₂ traverse la membrane plus rapidement que le N₂. L'O₂ est évacué dans l'atmosphère, et le N₂ de qualité 95 à 98% est acheminé vers l'étape de compression suivante.

L'utilisation du N₂ comme source de gaz naturel est possible et sa rentabilité est similaire à celle du gaz naturel. Au moment de cette étude, il était plus rentable pour Pemex d'acheter et d'installer une centrale de génération de N₂. L'injection de N₂ plutôt que de gaz naturel a permis de réduire les besoins en électricité de 10 %. Comme le N₂ est un gaz inerte, les risques pour la sécurité sont considérablement réduits. Le taux de production devrait être inférieur de 10 % avec l'injection de N₂ par rapport à l'injection de gaz naturel [20].

1.6 Hybride ESP-Gas Lift sans cordon :

Les champs de Kaji-Semoga, dans le sud de Sumatra, en Indonésie, sont des champs de pétrole mûrs et inondés d'eau. La production des hydrocarbures de ce champ a commencé en 1998 à partir de 3 formations d'hydrocarbures. Le système de gaz lift a commencé à être mis en place à Kaji Semoga en 2001, lorsque la plupart des puits ont cessé de produire naturellement en raison de la baisse de pression du réservoir et de l'augmentation des water cuts. La disponibilité du gaz dans le champ de Kaji Semoga, qui soutenait le système de gaz lift, a commencé à diminuer, et un projet de conversion de la récupération artificielle a été étudié et mis en œuvre à partir de 2008, où l'ESP a été sélectionnée.

Afin de minimiser l'ajournement de la production de pétrole en raison de problèmes d'ESP au fond du trou, un hybride ESP-gaz lift a été mis en œuvre en 2009. L'idée était d'installer un gaz lift en secours pour que le puits puisse rester en production, bien qu'à un rythme réduit, jusqu'à ce que l'ESP puisse être réparée ou remplacée.

Le design original de l'hybride ESP-gaz lift utilisait une seule vanne gaz lift comme vanne de déchargement et aussi comme point d'injection. La profondeur de la vanne d'injection conçue se situe entre le point d'équilibre (intersection entre la ligne de gradient de pression statique du liquide à l'intérieur du tubing et la ligne de gradient de pression maximale du gaz à l'annulaire) et le point de cake (intersection entre la ligne de gradient de pression statique et la ligne de gradient de débit estimé du liquide à l'intérieur du tubing). Le système hybride de gaz lift a fait ses preuves en minimisant les pertes de pétrole pendant les temps d'arrêt de l'ESP causés par tout problème d'ESP en fond de puits.

La nouvelle conception hybride de gaz lift ESP, basée sur l'analyse des performances de la conception hybride GL originale, a révélé une différence moyenne de 300 pieds (TVD) dans la profondeur du point d'injection par rapport au système optimal de gaz lift classique. Il était encore possible d'optimiser la conception hybride à gaz lift en abaissant le point d'injection. Pour obtenir un point d'injection plus profond, un nouveau système hybride à gaz lift a été conçu.

Dans la nouvelle conception, une deuxième vanne de gaz lift a été ajoutée sous la vanne de gaz lift du déchargeur, avec un concept similaire à la conception du système de gaz lift conventionnel. La première (supérieure) vanne de gaz lift utilise une vanne de gaz lift ordinaire avec un réglage P_{tro} calculé comme vanne de déchargement, tandis que la seconde (inférieure) vanne de gaz lift est un orifice à tamis (SO) comme point d'injection.

Comme la conception hybride du gaz lift est sans garniture, l'équilibre de pression entre le tubing et l'annulaire doit être pris en considération pour déterminer la profondeur du point d'injection du gaz lift. Le système doit être soigneusement calculé pour assurer un fonctionnement équilibré et stable du gaz lift[21].

1.7 Conclusion :

Dans toute la littérature, l'importance d'activation des puits est perceptible depuis le début de l'industrie. Elle devient plus précieuse après la maturation des gisements d'hydrocarbures.

Le gaz lift et l'ESP sont l'une des méthodes d'activation des puits les plus utilisées. L'industrie de l'énergie cherche toujours à améliorer la technologie de ces méthodes. Une définition approfondie de chaque technique suivie d'une étude de cas est présentée dans les chapitres suivants.

Chapitre 02 : Activation des puits

Chapitre 2:Activation des puits

2.1 Introduction

Lorsqu'un puits est foré pour faire remonter le pétrole et le gaz à la surface, c'est un phénomène général que le pétrole et le gaz remontent vigoureusement à la surface en raison de l'énergie qu'ils contiennent. Au cours des années/mois de production, le déclin de l'énergie a lieu et à un moment donné, l'énergie existante est jugée insuffisante pour soulever la quantité adéquate de pétrole à la surface. À partir de ce moment-là, un effort fait par l'homme est nécessaire et c'est ce qu'on appelle l'ascenseur artificiel. En d'autres termes, l'ascenseur artificiel est un supplément à l'énergie naturelle pour soulever bien fluide à la surface.

Par conséquent, l'écoulement des hydrocarbures du réservoir vers la surface peut être appelé fondamentalement comme période d'auto-écoulement et période d'activation[22].

2.2 Définition d'activation des puits :

Lorsqu'un puits d'huile à écoulement libre cesse de couler ou n'est pas en mesure de fournir la quantité requise à la surface, l'énergie supplémentaire est complétée soit par des moyens mécaniques, soit par injection de gaz comprimé.

Prenons un puits qui peut livrer la quantité requise d'huile à une certaine hauteur dans le puits, disons 500 mètres de la surface, par la suite des méthodes d'activation des puits / équipements aident à soulever la quantité requise de 500 mètres à la surface.

Le but d'activation des puits est de créer une basse pression constante ou une contre-pression réduite au fond du puits en face du réservoir, de manière à permettre au fluide du puits de pénétrer continuellement dans la colonne de production. Dans ce processus, il en résulterait un flux continu de production à la surface. En d'autres termes, le maintien d'une pression basse requise et constante aux abords du puits, que nous appelons pression de fond constante, est la base fondamentale pour la conception de toute installation d'activation[22].

2.3 Méthodes d'activation des puits :

- Gaz lift.
- Pompe électrique immergée.
- Pompe à piston ou Plunger lift.
- Pompe hydraulique ou à jet.
- Pompe à cavité variable (VCP).
- Pompe à cavité progressive (PCP).

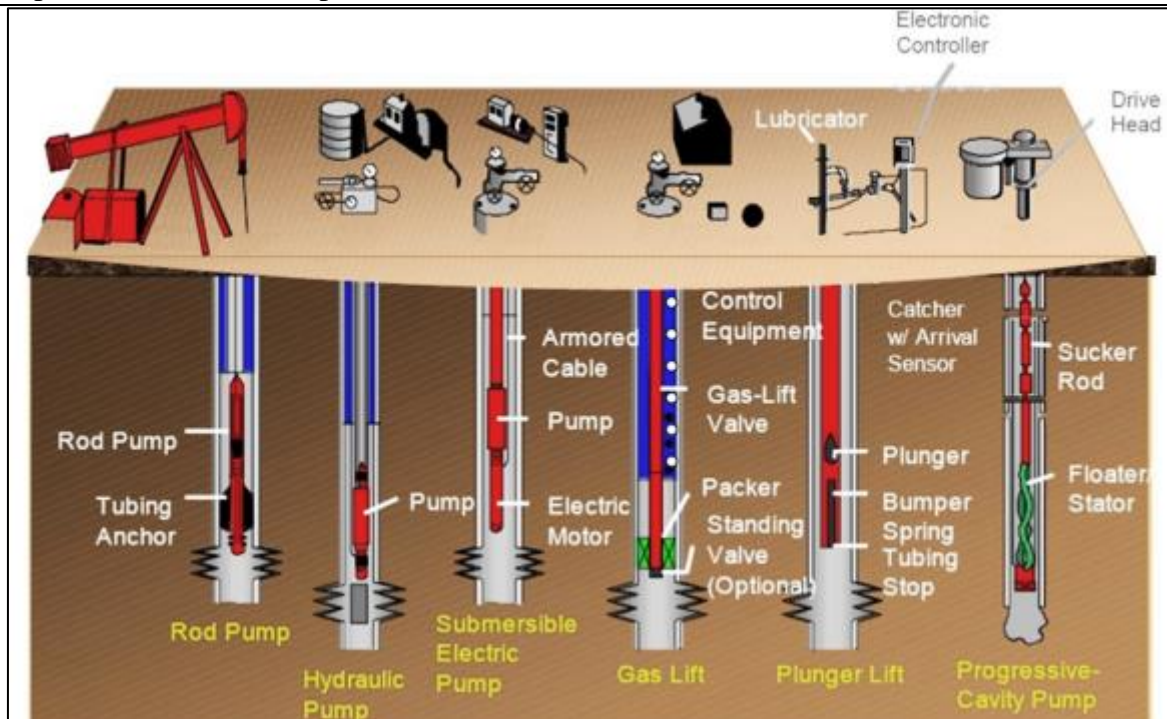


Figure 2-1 Méthodes d'activation des puits[23].

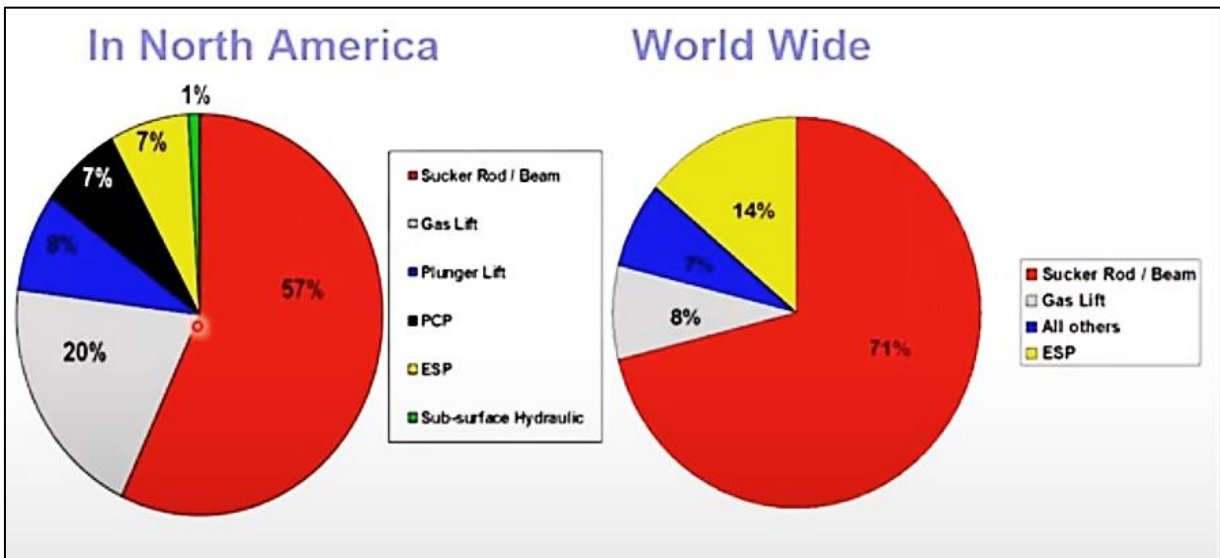


Figure 2-2 Méthodes d'activation des puits utilisées dans le monde et en Amérique du Nord[24]

Dans notre étude, nous ne nous intéresserons qu'aux deux premières méthodes.

2.4 Critères de choix de la méthode d'activation des puits

Cette présélection devra être confirmée en fonction des problèmes rencontrés sur le puits et des différents facteurs suivants[25] :

- Nombre de puits et espacement des têtes de puits.
- Taille des tubages, types de complétions (pour les puits existants), sinon la conception du puits doit prendre en compte le type d'activation à pratiquer, dès le départ.
- Profil du puits.

Chapitre 2:Activation des puits

- Type d'activation existante (expérience).
- Problèmes de fonctionnement (dépôts, paraffines, corrosion...).
- Disponibilités locales (énergie, services, pièces détachées, ...).
- Coûts d'investissement et de fonctionnement.
- Performance en temps réel.
- Situation géographique (environnement).
- Possibilités de workover.

Et aussi, nous prenons en considération d'autres critères qui permettent de faire une présélection du type d'activation :

- La productivité des puits.
- Profondeur du puits.
- Disponibilité du gaz.

Tableau 2-1 : L'effet de la productivité des puits sur la méthode artificielle[25]

Productivité des puits	Gaz lift	Pompe ESP	le pompage aux tiges	Pompe à cavité progressive (PCP).
<6000 m ³ /j	√	√	X	X
500-2300 m ³ /j	√	√	X	X
32-500 m ³ /j	√	√	√	√
<32 m ³ /j	√	X	√	√

Tableau 2-2 : L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle[25]

Profondeur du puits	Gaz lift	Pompe ESP	le pompage aux tiges	Pompe à cavité progressive (PCP).
<3600 m	√	X	X	X
3000-3600 m	√	(P _b T°)	X	X
<2400 m	√	√	√	√

Tableau 2-3 : L'effet des problèmes de fonctionnement sur la méthode artificielle[25]

Problème	Gaz lift	Pompe ESP	le pompage aux tiges	Pompe à cavité progressive (PCP).
Sable	Bonne	Mauvaise	Mauvaise	Bonne
Haut GOR	Excellente	Bonne (avec séparateur de gaz rotatif)	Faible	Passable
Puits dévié	Bonne	Bonne	Passable	Moyenne
Débits élevés	Excellente	Excellente	Passable	Moyenne
Profondeur	Bonne	Moyenne	Moyenne	Faible
Simplicité de la conception	Oui	Moyenne	Oui	Oui
Flexibilité des débits	Bonne	Bon (avec changeur de fréquences)	Moyenne	Bonne
Présence de dépôts	Moyenne	Moyenne	Faible	Bonne
Présence de gaz libre	Excellente	Moyenne (avec séparateur de gaz rotatif)	Mauvaise	Faible
Effluent visqueux	Possible	Possible	Oui (le plus utilisé)	Oui

2.5 Gaz Lift :

2.5.1 Définition :

Le gaz-lift est la méthode d'extraction artificielle qui utilise une source externe de gaz à haute pression pour compléter le gaz de formation afin d'extraire les fluides du puits. La principale considération dans la sélection d'un système de gaz-lift pour activer un puits, un groupe de puits ou un champ entier est la disponibilité et le coût de compression du gaz.

Le gaz lift est particulièrement applicable pour l'allègement des puits où du gaz à haute pression est disponible. Des compresseurs de gaz peuvent avoir été installés pour l'injection de gaz, ou des puits de gaz à haute pression peuvent se trouver à proximité. Comme le coût de la compression dépasse de loin le coût des équipements de fond de gaz lift, l'activation par gaz lift doit toujours être envisagée lorsqu'un volume adéquat de gaz à haute pression est disponible pour les puits nécessitant une activation.

La plupart des puits peuvent être activés par le gaz lift. Ce qui est particulièrement vrai depuis la mise en place de programmes de maintien de la pression des réservoirs dans la plupart des grands champs pétroliers[26].

2.5.2 Principe de gaz-lift :

Les puits producteurs sont classés en deux catégories : éruptifs - la pression du réservoir est suffisante pour remonter l'effluent à la surface et non éruptifs - lorsque la pression de la formation n'est pas suffisante pour remonter le fluide jusqu'à la surface. Cela peut être le cas lors d'une nouvelle complétion ou lorsque la SBHP dans les puits existants a décliné. Les systèmes d'activation des puits sont utilisés sur des puits non éruptifs ou non suffisamment éruptifs

Pour comprendre le principe du gaz lift, il est nécessaire de se familiariser avec la pression hydrostatique et le gradient de fluide.

- Pression hydrostatique - la pression exercée par une colonne verticale de fluide, affectée par la hauteur et la densité du fluide.
- Gradient de fluide - la pression exercée par pied de hauteur verticale du fluide.

Le gaz est introduit dans la colonne d'huile aussi profondément que possible, habituellement de l'annulaire vers le tubing, mais peut parfois être du tubing vers l'annulaire.

Au fur et à mesure que le gaz se mélange à l'huile, il réduit sa densité, et donc son gradient. En réduisant le gradient, la pression hydrostatique diminue jusqu'à un point où la pression de formation est supérieure à la pression hydrostatique (BHP). Lorsque le gaz et l'huile se déplacent vers le haut, le gaz se dilate, ce qui réduit encore la pression hydrostatique[27].

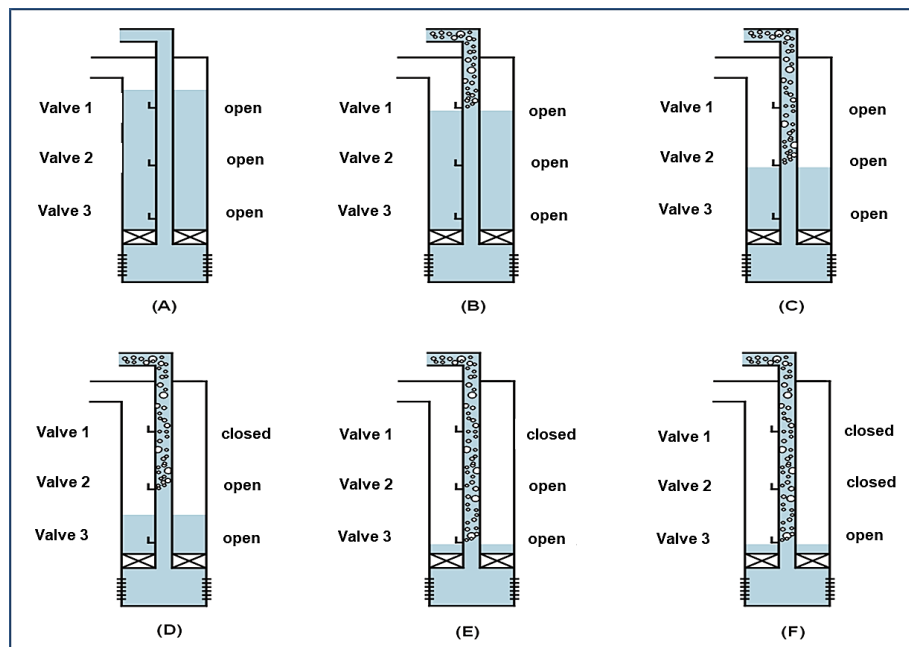


Figure 2-3 La séquence de déchargement de gaz lift

2.5.3 Modes de gaz-lift

2.5.3.1 Gaz lift à débit continu (Continuous-flow gaz lift) :

La grande majorité des puits à gaz-lift sont produits par un débit continu, qui est très similaire au débit naturel. (Figure 2-4) présente un schéma d'un système de gaz-lift. Dans le cas

Chapitre 2:Activation des puits

d'un gaz lift à débit continu, le gaz de formation est complété par du gaz à haute pression supplémentaire provenant d'une source extérieure. Le gaz est injecté en continu dans la colonne de production à une profondeur maximale qui dépend de la pression du gaz injecté et de la profondeur du puits. Le gaz d'injection se mélange au fluide de puits produit et diminue la densité et, par conséquent, le gradient de pression du mélange entre le point d'injection du gaz et la surface. Le gradient de pression d'écoulement réduit la pression du fond de puits en dessous de la pression statique du fond de puits, créant ainsi une pression différentielle qui permet au fluide de s'écouler dans le fond du puits. (Figure 2-5) illustre ce principe[28].

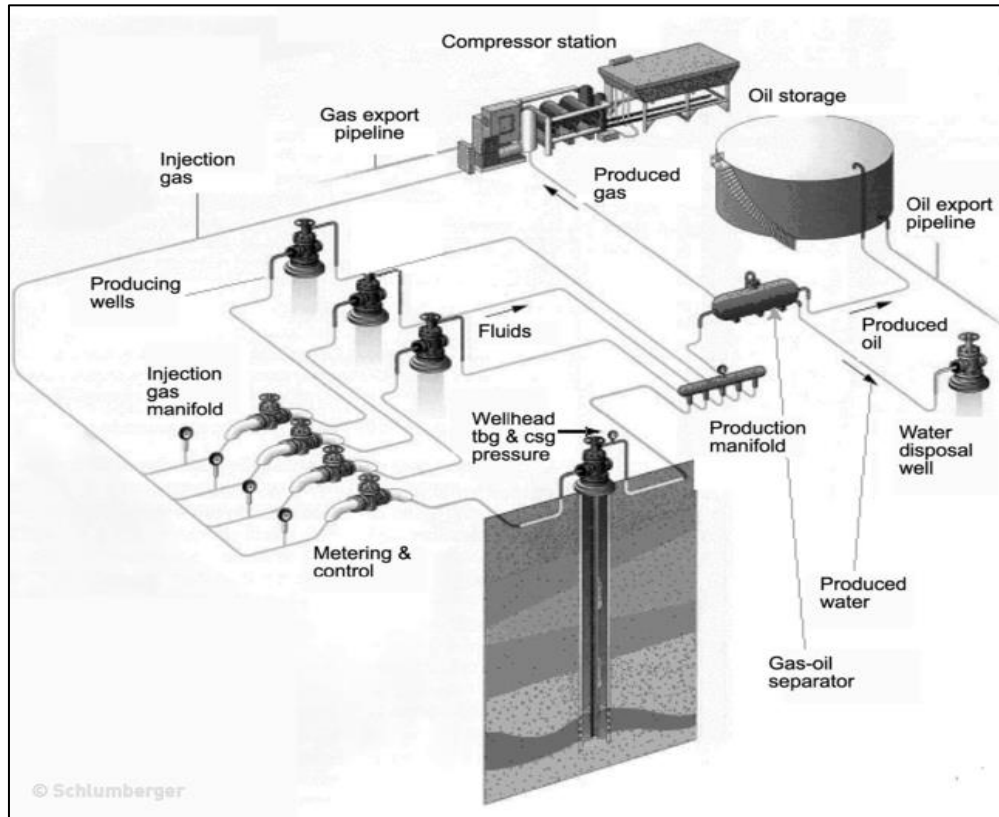


Figure 2-4 Schéma d'un système de gaz-lift[28]

L'extraction de gaz en continu est recommandée pour les puits à grand volume et à haute pression de fond statique SBHP dans lesquels des problèmes de pompage importants pourraient survenir avec d'autres méthodes d'activation des puits. C'est une excellente application pour les formations offshore qui ont un fort water drive, ou dans les réservoirs à injection d'eau avec de bons indices de productivités IP et des rapports gaz/huile (GOR) élevés. Lorsque le gaz à haute pression est disponible sans compression ou lorsque le coût du gaz est faible, le gaz lift est particulièrement intéressant. Le gaz lift à débit continu complète le gaz produit par une injection supplémentaire de gaz pour abaisser la pression d'admission dans le tubing, ce qui entraîne également une pression de formation plus faible.

Un approvisionnement fiable et adéquat en gaz est nécessaire pendant toute la durée de production du puits si l'on veut maintenir efficacement la production. Dans de nombreux gisements, le gaz produit diminue à mesure que le water cut augmente, ce qui nécessite une source de gaz extérieure. La pression du gaz lift est généralement fixée pendant la phase initiale de la conception de l'installation. Idéalement, le système devrait être conçu pour alléger juste au-dessus de la zone de production. Les puits peuvent produire de façon irrégulière ou pas du

tout lorsque l'alimentation par gaz s'arrête ou que la pression fluctue radicalement. Une mauvaise qualité de gaz peut nuire à la production, voire l'arrêter, s'il contient des substances corrosives ou des liquides en excès qui peuvent bloquer les vannes ou remplir les points bas des conduites de distribution. La condition de base pour le gaz doit être remplie, sinon le gaz lift n'est pas une méthode d'activation fiable.

Le gaz lift à débit continu impose une contre-pression relativement élevée sur le réservoir par rapport aux méthodes de pompage ; par conséquent, les taux de production sont réduits. En outre, le rendement énergétique n'est pas bon par rapport à certaines méthodes d'activation des puits et le faible rendement augmente considérablement à la fois le coût d'investissement initial pour la compression et les coûts énergétiques d'exploitation[28].

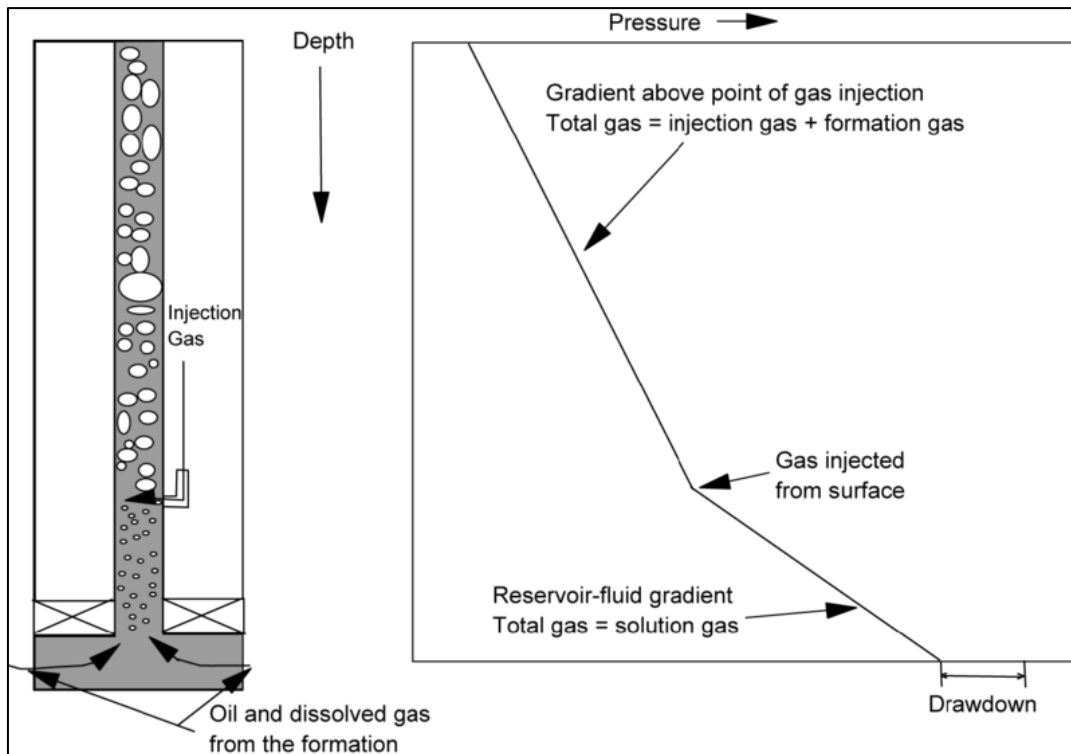


Figure 2-5 Le gradient de pression d'écoulement passe au-dessus et au-dessous de la profondeur d'injection du gaz dans un puits à gaz lift à débit continu[28].

2.5.3.2 Gaz lift à débit intermittent :

Comme son nom l'indique, l'écoulement intermittent est le déplacement périodique du liquide du tubing par du gaz à haute pression. L'action est similaire à celle observée lorsqu'une balle est tirée d'un pistolet. (Voir Figure 2-6) Le bouchon liquide qui s'est accumulé dans le tubing représente la balle. Lorsque la gâchette est pressée (la valve de gaz lift s'ouvre), le gaz d'injection à haute pression pénètre dans la chambre (tubing) et se dilate rapidement. Cette action force le bouchon de liquide (Figure 2-6) à sortir du tubing de la même manière que l'expansion du gaz force la balle à sortir du canon. L'inconvénient de la remontée de gaz à flux intermittent est le besoin "on/off" de gaz à haute pression, ce qui pose un problème de manipulation du gaz à la surface et provoque une augmentation de la pression au fond du puits qui ne peut être tolérée dans de nombreux puits produisant du sable. En raison de la production intermittente du puits, le gaz lift à flux intermittent n'est pas capable de produire à un taux aussi élevé que le gaz lift à

flux continu. L'écoulement intermittent ne doit pas être envisagé à moins que la pression au fond du puits soit faible et que le puits soit en train de soulever le gaz de la vanne de fond.

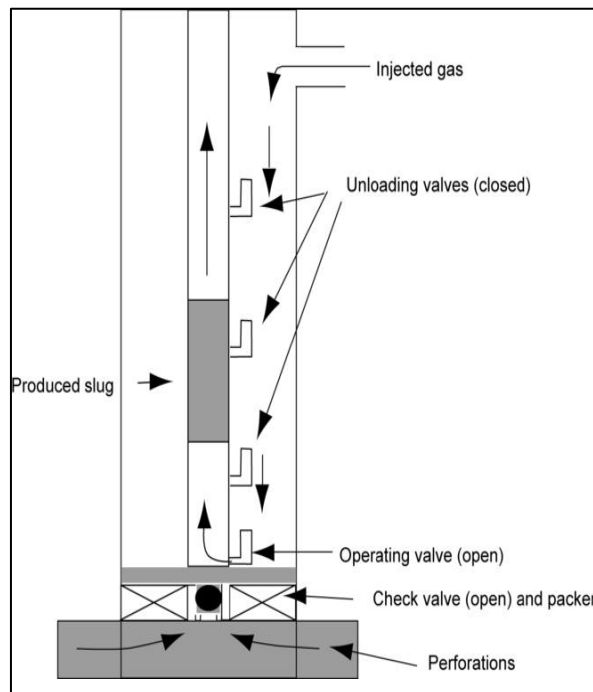


Figure 2-6 Cycle d'injection de gaz allégeant un bouchon liquide dans un puits de gaz lift à flux intermittent.

La méthode du gaz-lift intermittent est généralement utilisée pour les puits qui produisent de faibles volumes de fluide (environ < 150 à 200 B/D), bien que certains systèmes produisent jusqu'à 500 B/D. Les puits dans lesquels le gaz-lift intermittent est recommandé ont normalement les caractéristiques d'un indice de productivité (IP) élevé et d'une faible pression de fond de puits (BHP) ou d'un IP faible avec une BHP élevée. Le gaz lift intermittent peut être utilisé pour remplacer le gaz lift continu dans les puits qui se sont épuisés à de faibles taux ou utilisé lorsque les puits de gaz se sont épuisés à de faibles taux et sont entravés par la charge de liquide.

Si une alimentation en gaz adéquate, de bonne qualité et à faible coût est disponible pour soulever des fluides à partir d'un puits relativement peu profond, à un rapport gaz/huile élevé (GOR), à faible PI ou à faible BHP avec un mauvais fond de puits qui produit un peu de sable, alors le gaz lift intermittent serait un excellent choix. Le gaz lift intermittent présente les mêmes avantages/inconvénients que le gaz lift à flux continu, et les principaux facteurs à prendre en compte sont similaires. Seules les différences sont mises en évidence dans la discussion suivante. Si le l'activation par piston « Plunger lift » peut être utilisé à la place de l'activation en intermittence seul, le rendement sera plus élevé. Cette différence pourrait déterminer le succès ou l'échec du système.

2.5.4 Facteurs de design dans le gaz lift :

De nombreux facteurs doivent être pris en compte dans le design des systèmes de gaz lift afin de faire correspondre les performances du système à la productivité du réservoir. Il est important que le concepteur ait une compréhension approfondie des différents processus physiques impliqués et de leur interaction.

L'incapacité à contrôler de nombreux paramètres qui jouent un rôle dans le design des gaz lift rend nécessaire l'introduction de marges de design, ou facteurs de design, dans le design des chaînes de gaz lift pour s'assurer qu'elles fonctionnent sur le terrain.

Il n'est pas possible de donner une liste exhaustive des règles fixes concernant les facteurs de conception pour les gaz lift, car le nombre de paramètres interdépendants est si important. Toutefois, les considérations suivantes peuvent aider à sélectionner des marges de conception raisonnables[29].

2.5.4.1 Modélisation de la pression :

En supposant que les données d'entrée soient correctes, les courbes de gradient de pression générées par les logiciels de simulation fournissent la meilleure approximation disponible. Cependant, une marge d'erreur subsiste. L'ordre de grandeur de cette marge dépend de la qualité des données réelles sur terrain disponibles pour permettre la comparaison avec la sortie du simulateur, et de l'ajustement des paramètres pour obtenir un optimum pour les conditions données.

Dans le design d'un gaz lift, la marge d'erreur possible dans les courbes de gradient est prise en compte en plaçant les vannes légèrement plus haut que la profondeur maximale théorique pour permettre une différence de pression initiale à travers la vanne à cette profondeur. La gamme des gradients de pression couverts par l'autorisation d'une telle marge est illustrée dans (Figure 2-7) [29].

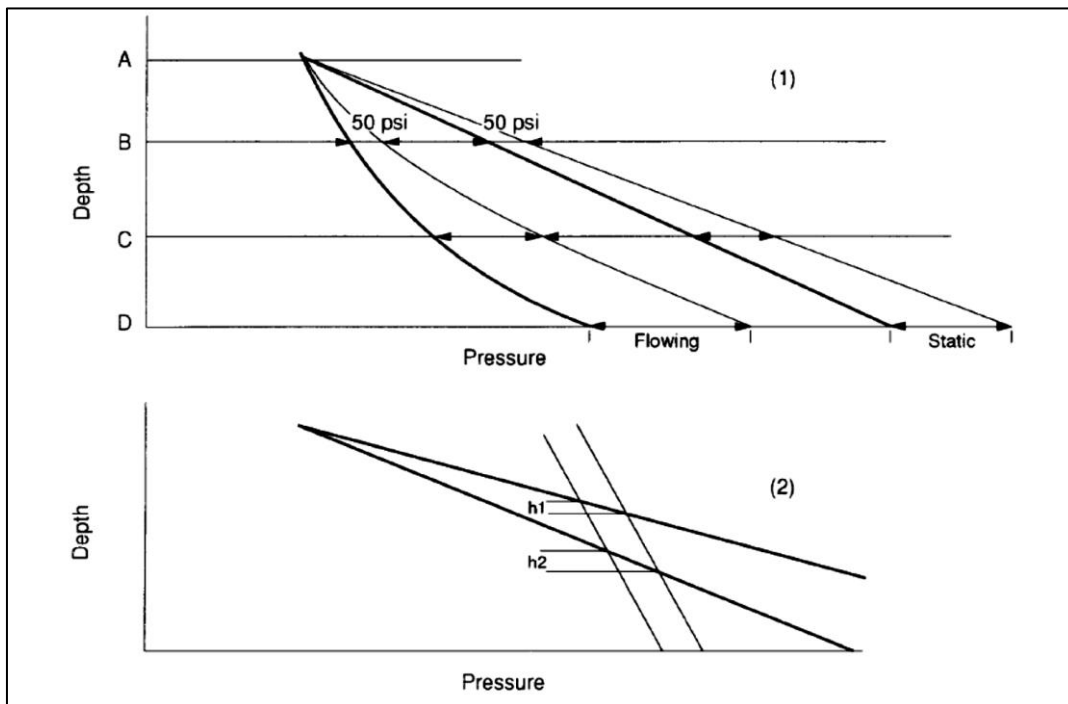


Figure 2-7 Marge de tolérance des gradients de pression

Dans cette figure, le point A représente la pression de transfert pour une vanne de gaz lift. C'est un point fixe puisqu'il doit être atteint quel que soit le gradient en dessous.

La profondeur B représente le niveau d'une vanne de gaz lift. À cette profondeur, une "dP" de 50 psi est indiqué pour un gradient d'écoulement et pour un gradient statique. La marge des

gradients de pression couverte par la valeur de 50 psi "dP" est représentée entre les passages de pression épais et fins.

Comme les traversées sont divergentes, la marge d'erreur couverte par la pression au fond du puits augmente avec la profondeur. Il s'ensuit que si la marge de pression du fond, ou les pressions à la profondeur de la vanne suivante, sont considérées comme trop grandes ou trop petites, la "dP" minimum requise à la profondeur de la vanne peut être sélectionné pour s'adapter[29].

2.5.4.2 Les données du puits (well data) :

Pour chaque ensemble de conditions, il n'existe qu'une seule conception "optimale". Cette conception générera le plus de production avec le moins d'équipement de fond de puits.

Il existe généralement un certain nombre d'incertitudes concernant les performances (futures) d'entrée du réservoir, le rapport gaz-liquide (futur), le water cut et, dans certains cas, les performances des conduites d'écoulement et les contraintes des installations.

On peut s'attendre à ce que les conditions du puits changent pendant sa durée de vie. L'ingénieur devra relever le défi de devoir créer un design qui soit le meilleur dans l'ensemble, mais pas "optimal" tout le temps. À cet égard, le design de gaz lift doit être proche de l'optimum au début de la vie de l'installation, car c'est à ce moment que la majeure partie des revenus est générée par le puits. En outre, les puits peuvent être reconditionnés à une date ultérieure, ce qui permet de "régler" le design.

Une approche du design initial consiste à répéter le calcul pour différents points dans le futur où l'on prévoit que les paramètres de base auront changé de manière significative (par exemple, IP, water cut, pression du réservoir). Après avoir généré des conceptions pour différents points dans le temps, il est alors nécessaire de comparer (superposer) les profondeurs de vanne requises et de décider d'un modèle, ou d'une combinaison de modèles, qui serait adéquat pour une période suffisamment longue.

Il convient de rappeler que (dans la plupart des cas) le réglage de la vanne peut être modifié par le wireline Il est bien sûr possible d'inclure certains mandrins à des profondeurs appropriées pour une utilisation future, mais il faut garder à l'esprit que chaque mandrin supplémentaire est une source potentielle de problèmes opérationnels.

Compromettre des conceptions doit être évitées ou évaluées très soigneusement. Un modèle pour les conditions prévues à la fin de la vie du champ est susceptible d'être très différent du modèle pour les conditions actuelles. Dans ce cas, une conception "de compromis" sera inefficace la plupart du temps (ou tout le temps) - et peut conduire à une défaillance prématurée si la profondeur d'injection opérationnelle initiale se fait à travers une vanne à gaz lift qui devrait se fermer (et ne pas fuir) plus tard[29].

2.5.4.3 Alimentation en gaz et pression d'injection de gaz :

Le volume de gaz disponible pour l'injection dans le puits particulier pour lequel le modèle est préparé détermine le rapport gaz/liquide réalisable, et est donc d'une importance vitale pour le calcul de la courbe d'équilibre, des courbes de pression de fond et des gradients d'écoulement du gaz lift.

Les effets des variations positives ou négatives de la disponibilité du volume de gaz ne sont pas évidents, et en cas d'incertitude, il est nécessaire d'élaborer également le modèle pour les cas maximum et minimum.

Étant donné qu'un contrôle positif de l'injection maximale est normalement possible, il convient d'obtenir une valeur fiable du gaz d'injection disponible pour le modèle.

La pression maximale et la pression de fonctionnement de l'injection de gaz en surface à la tête du puits sont également des paramètres critiques pour le modèle de gaz lift. La valeur précise de ce paramètre doit être mesurée sur le terrain et/ou des instruments adéquats doivent être fournis pour maintenir la valeur sélectionnée pendant les opérations de gaz lift, en particulier pendant le déchargement du puits. Une mesure (ou une estimation) de la pression du gaz de la surface d'exploitation pendant l'injection est nécessaire avant le design du gaz lift afin que toute perte de pression dans le réseau de gaz de surface puisse être prise en compte lors de ce design.

2.5.4.4 Pression de transfert des vannes :

Ce paramètre est choisi par le designer parmi une gamme assez large :

- Le gradient d'écoulement ultime.
- Par la pression résiduelle.
- La pression d'équilibre.

Pour une efficacité maximale et pour réduire au minimum le nombre de mandrins, la pression de transfert doit être aussi faible que possible.

Une marge de calcul peut être nécessaire pour garantir que la vanne ne se rouvrira pas ultérieurement lorsque le biais d'injection de gaz aura été entièrement établi à un niveau plus profond.

La marge de calcul requise dépend fortement du type de vanne utilisé et de l'incertitude quant au comportement prévu du puits.

Néanmoins, une vérification pour confirmer que la vanne ne se rouvrira pas lorsque le puits coule à plein régime est nécessaire pour éviter les surprises. Il faut se rappeler que dans la plupart des vannes IPO, la pression du fluide (tubing) agit comme une force d'ouverture, son importance dépendant de la surface du port de la vanne[29].

2.5.4.5 Passage du gaz dans les vannes :

Le déchargement d'un puits par gaz lift ne fonctionnera correctement que si le taux de gaz prévu dans le modèle peut effectivement être injecté à travers chaque vanne. Cela permettra de garantir que le GLR prévu au-dessus du point d'injection, et donc la réduction prévue de la pression dans le tubing, puisse être atteinte.

Il est donc essentiel de s'assurer que chaque vanne, avec l'orifice et la taille de duse sélectionnés, peut passer au moins le débit de gaz requis à la pression différentielle définie dans la conception.

Lorsque les vannes sont équipées de duses pour contrôler le volume d'injection de gaz, la liberté de prendre une duse plus grande comme marge de conception peut être limitée. Si ce n'est pas le cas, une duse plus grande ou un orifice plus grand peut être pris pour assurer un

passage de gaz adéquat, à condition que la pression de fermeture et de réouverture prévue par la conception puisse être atteinte.

Au cours du processus de déchargement, le gaz sera injecté pendant de courtes périodes par deux vannes lorsque la pression de transfert est sur le point d'être atteinte (la vanne située en dessous est découverte avant que la pression de transfert ne soit atteinte). En d'autres termes, il n'est pas nécessaire qu'une vanne puisse passer le volume total de gaz jusqu'au moment où elle se ferme, car la vanne en dessous a déjà commencé à passer des volumes de gaz croissants[29].

2.5.5 Équipement de gaz lift :

Les équipements de gaz lift peuvent être classés comme des équipements de surface et des équipements de fond.

2.5.5.1 Équipements de surface :

Le principal équipement de surface d'un système de gaz lift est le contrôleur d'injection de gaz. Le contrôleur d'injection de gaz de surface est conçu pour contrôler la quantité de gaz nécessaire à l'injection dans le tubage dans diverses conditions. Pour un système de gaz lift continu, le contrôleur d'injection de gaz est normalement une vanne de contrôle pneumatique, qui utilise l'air pour contrôler l'ouverture de la vanne et donc pour contrôler le débit d'injection de gaz. Pour les systèmes à injection intermittente, le contrôleur d'injection de gaz est normalement une vanne utilisée pour réguler le cycle de démarrage et d'arrêt de l'injection de gaz. Ce dispositif est parfois appelé "intermittent". Cette vanne est dotée d'un mécanisme commandé par une horloge qui provoque l'ouverture d'une vanne motorisée à intervalles réguliers[30].

2.5.5.1 Équipements de fond :

Les équipements de fond d'un système de gaz lift comprennent des mandrins, des verrous de vannes de gaz lift et des outils d'emboîtement (kick-over tools) [30].

a. Mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels) :

Le mandrin à poche latérale est un équipement de fond dans lequel des vannes à gaz sont installées et utilisées. Les mandrins ont normalement un profil de poche de 1 ou 1^{1/2} pouce de diamètre intérieur. Chaque mandrin peut être fabriqué pour être un système d'injection à écoulement tubulaire, à écoulement annulaire, à bypass et de traitement chimique. Les mandrins peuvent être classés en mandrin à récupération par tubing (tubing retrievable) et en mandrin à récupération par wireline (wireline retrievable). Dans une configuration de mandrin à tubing récupérable (Figure 2-8(a)), les vannes de gaz lift sont actionnées en même temps que le tubing string et le tubing string doit être tiré pour réparer ou remplacer une vanne de gaz lift. Cette configuration est coûteuse et longue lorsqu'une intervention au niveau du fond du puits est nécessaire pour changer une vanne de gaz.

Un autre type de mandrin est le mandrin à câble récupérable. Il est parfois appelé mandrin à poche latérale car la poche latérale est décalée par rapport à l'axe central du tubing, comme le montre la Figure 2-8(b). Ce mandrin permet d'installer ou de remplacer une vanne de gaz en utilisant les opérations normales du wireline sans avoir besoin de tirer sur le tubing pour réparer ou ajuster la vanne [30].

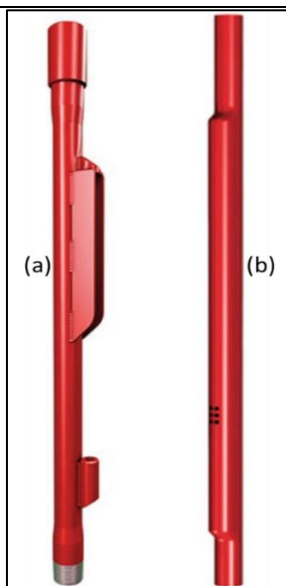


Figure 2-8 Mandrin de gaz lift [(a) Mandrin récupérable pour tubing ; (b) Mandrin récupérable pour wireline][30]

b. Vanne de Gaz Lift :

La vanne de gaz lift est un dispositif situé à l'intérieur du mandrin de gaz lift et qui assure la communication entre le tubing de production et l'annulaire. La principale fonction d'une vanne de gaz lift est de contrôler le flux de gaz injecté depuis la surface dans le tubing. La vanne de gaz lift peut être considérée comme le cœur d'un système de gaz lift car l'optimisation d'un système de gaz lift dépend principalement du nombre et de la position des vannes de gaz lift ainsi que des réglages initiaux de cette vanne.

Une configuration classique d'une vanne de Gaz Lift installée à l'intérieur d'un mandrin à poche latérale (mandrin récupérable par câble) est illustrée à la (Figure 2-9). Le gaz injecté à haute pression est forcé dans l'espace annulaire entre le tubing et le casing. Si la pression du gaz annulaire à la profondeur de la vanne est suffisamment élevée, la vanne s'ouvre, permettant au gaz d'entrer dans le tubing par la vanne. Ce gaz injecté se mélangera aux fluides à l'intérieur du tubing pour réduire la pression hydrostatique et donc la pression au fond du trou BHP [30].

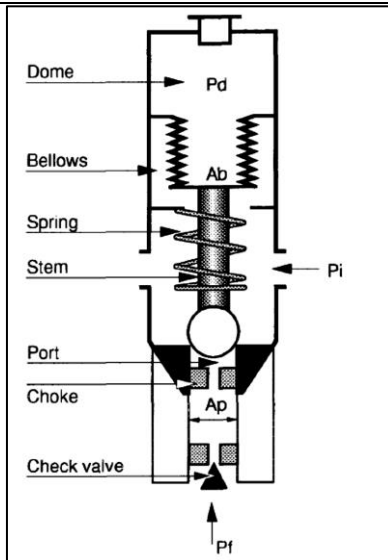


Figure 2-9 Schéma d'une vanne de gaz lift à pression d'injection type[29]

c. Latch Valve :

Les loquets de vannes de Gaz Lift Pour récupérer le loquet et la valve qui y est attachée, l'opérateur secoue la ficelle de l'outil vers le haut pour libérer la goupille de cisailant et en désengageant le mécanisme de verrouillage du profil de poche du loquet. Les loquets sont normalement munis d'un joint torique pour empêcher les débris de pénétrer dans la poche du mandrin.

Des loquets communs sont disponibles pour les vannes à gaz lift de 1 in et 1 1/2 in OD (Figure 2-10) [30].

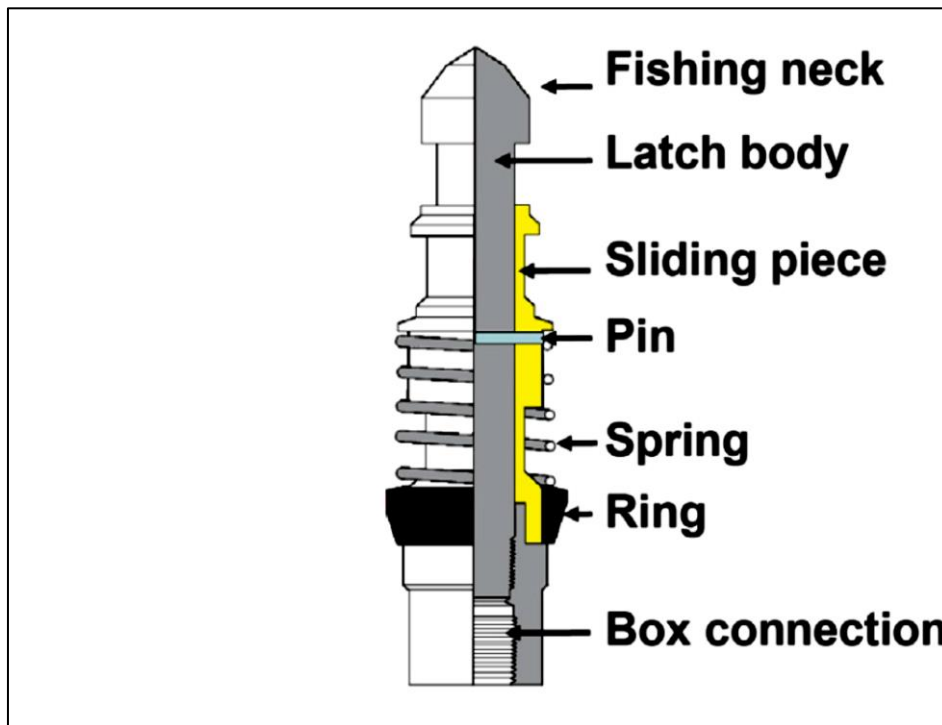


Figure 2-10 Valve Latch[31]

d. Outils d'introduction des équipements de gaz lift (Gaz Lift Kick-over Tools) :

Sont des dispositifs à câble utilisés pour installer et récupérer sélectivement des vannes à gaz lift sur des mandrins à poche latérale avec un manchon d'orientation. La plupart du temps, les techniques wireline standard peuvent être utilisées pour faire entrer des outils de débordement dans le puits. Le manchon d'orientation guide l'outil de débordement dans un alignement parfait au-dessus de la poche du mandrin et permet ainsi l'installation ou la récupération précise de vannes à gaz lift ou de vannes factices. Les outils gaz lift sont également utilisés pour installer ou récupérer des dispositifs de contrôle pour l'injection de produits chimiques et l'injection d'eau.

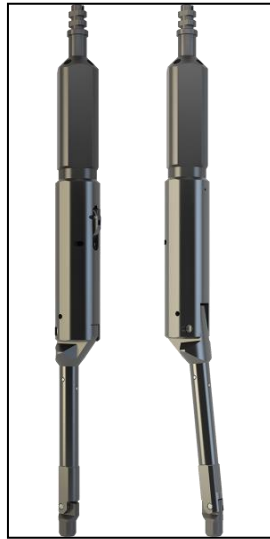


Figure 2-11 Outils de mise en route de gaz lift[32]

2.5.6 Les limites du gaz lift :

Malgré les avantages évidents du gaz lift en termes de flexibilité, lorsque l'on compare les installations de gaz lift à d'autres formes d'activation des puits , un certain nombre de limitations distinctes apparaissent[29] :

- Une source de gaz adéquate et fiable est nécessaire pendant toute la durée de vie du projet. De plus, si la source de gaz est médiocre (par exemple, basse pression, humide, corrosive), des dépenses supplémentaires importantes seront nécessaires pour installer une installation de conditionnement du gaz. Cela peut être moins problématique que par le passé, car la plupart des nouveaux développements incluent désormais le traitement du gaz pour la vente ou la réinjection.

- Le pompage continu des gaz est incapable de réduire les pressions d'admission pour "pomper". En raison du processus physique, le gaz lift est incapable d'atteindre des pressions très basses dans le fond du trou. Il en résulte une contre-pression plus élevée sur le réservoir que les autres méthodes de pompage, ce qui limite le potentiel de production - voire même la récupération finale. Ce problème devient plus évident avec l'augmentation de la profondeur et la diminution de la pression du réservoir.

Les principaux avantages et inconvénients du gaz lift sont résumés ci-dessous :

2.5.6.1 Avantages :

- Les gaz lift peuvent fonctionner dans une large gamme de conditions de production.
- Des quantités importantes de matériaux indésirables peuvent être manipulées en toute sécurité (par exemple, du sable).
- Le gaz lift a une capacité inhérente de manipulation des gaz, un inconvénient majeur par rapport à de nombreuses autres formes d'activation des puits.
- Les systèmes peuvent être conçus pour être discrets et peu encombrants. Les installations offshore sont relativement courantes.
- Les interventions sur les puits et leur accessibilité sont excellentes (généralement un accès complet) pour la surveillance des puits et les travaux de remédiation (PLT, BHP, re-perforation.).
- Le gaz lift peut être appliqué à toute configuration de puits (dévié, horizontal, double).
- Avec un système de gaz lift, la source d'énergie est située en surface. Les composants souterrains sont facilement et à moindre coût remplacés wireline (à l'exception des puits offshore).
- Compte tenu de la volonté de réduire le gaz destiné à la torche, des installations de compression et de traitement du gaz seront généralement disponibles dans les zones où les volumes de gaz associés sont importants. (Par exemple pour réinjecter ou exporter)
- Les coûts d'exploitation sont généralement faibles et directement liés aux coûts du carburant et à la fiabilité/intégrité du système.

2.5.6.2 Inconvénients :

- L'investissement peut être à forte intensité de capital en raison des coûts de compression, mais il peut être réduit en adoptant une centrale de distribution et en bénéficiant de la compression "requisite" (vente, réinjection).
- Capacité de soutirage limitée - de nombreux puits profonds ne peuvent être soulevés jusqu'à l'abandon.
- Le gaz n'est pas toujours facilement disponible.
- Des précautions de sécurité doivent être prises pour les lignes de distribution de gaz à haute pression et les "annulaires" sous tension.
- le Gaz Lift peut aggraver le gel du gaz, et donc des problèmes de formation des hydrates ou de paraffines peuvent avoir lieu.
- Une intégrité supplémentaire du casing est nécessaire.
- Une approche globale de la conception du système est essentielle. Pour les autres systèmes d'activation, cela est moins important.
- L'inventaire du gaz AIWU~US en offshore peut nécessiter des systèmes de sécurité annulaires sous la surface des puits de la plate-forme.
- Le gaz lift peut être très inefficace en l'absence de bonnes pratiques de surveillance (c'est-à-dire que le gaz lift ne "tombe pas en panne " de la même manière évidente qu'un ESP ou un autre type de pompe), et nécessite donc une surveillance étroite pour fonctionner efficacement en continu.

2.6 Pompes électriques immergées (ESP)

2.6.1 Définition :

C'est une méthode d'activation des puits pétroliers qui utilise un système de pompage au fond du puits actionné électriquement. La pompe comprend généralement plusieurs sections de pompes centrifuges étagées qui peuvent être configurées spécifiquement pour s'adapter aux caractéristiques de production et de forage d'une application donnée. Les systèmes de pompes électriques submersibles sont une méthode d'activation des puits courante, offrant une flexibilité sur une gamme de conditions de puits et de débits de sortie [33]

2.6.2 Applications :

Le premier succès à grande échelle des installations ESP a eu lieu à la fin des années 1920, lorsque le champ d'Oklahoma City a été converti du pompage par tiges au pompage submersible. Les unités ESP pouvaient soulever des volumes d'huile allant jusqu'à 1 000 bpd, une quantité deux à trois fois supérieure à ce que les unités de pompage par tiges pouvaient produire. Les premières applications ont également montré leurs avantages dans les opérations d'injection d'eau où l'augmentation des débits de liquide pouvait considérablement augmenter la production. Aujourd'hui, les principales applications comprennent les opérations d'injection souterraine (à la fois la production de liquide et l'injection d'eau), la production en offshore, et tous les autres cas où l'électricité est disponible et où de grands volumes doivent être soulevés. La gamme habituelle de débits de liquide, dans la gamme de profondeur d'installation typique de 1 000 à 10 000 ft, se situe entre 200 et 20 000 bpd, et diminue fortement avec la profondeur du puits. Les limites extrêmes de profondeur et de taux de liquide des unités ESP actuelles sont respectivement d'environ 15 000 ft et 30 000 bpd [34].

2.6.3 Principes de fonctionnement des pompes centrifuges :

Une pompe centrifuge à un seul étage est une machine simple entraînée par un moteur primaire assurant un mouvement rotatif et se compose de deux composants de base : (a) le rotor, un ensemble de palettes rotatives, et (b) le stator, la partie stationnaire contenant le boîtier du rotor, ainsi que les roulements et les joints nécessaires au bon fonctionnement. Les palettes des pompes ESP sont contenues dans des roues fermées, et la partie stationnaire est appelée « diffuseur »[35].

2.6.3.1 Vitesse spécifique :

Afin de pouvoir comparer correctement les pompes centrifuges de différentes conceptions, le concept de vitesse spécifique, N_s , a été introduit. Elle est définie comme la vitesse de rotation (SPM) nécessaire pour produire un débit de liquide de 1 gallon par minute contre 1 ft de hauteur d'élévation avec une roue géométriquement similaire à celle étudiée. La formule pour calculer la vitesse spécifique est la suivante, où tous les paramètres sont pris au meilleur point de rendement (BEP) de la pompe :

$$N_s = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{0.75}} \quad (2-1)$$

Où :

N : vitesse de la pompe, RPM.

Q : débit de la pompe, gpm.

H : hauteur développée par un étage, ft.

La vitesse spécifique n'a aucune importance pratique et n'est utilisée que pour comparer les différentes conceptions de pompes centrifuges. Sa valeur varie de manière caractéristique en fonction du type de pompe : les pompes à refoulement radial se situent généralement dans la plage de $500 < N_s < 1\ 800$, et les pompes à refoulement à débit mixte peuvent atteindre un maximum autour de $N_s = 4\ 500$.

2.6.3.1 Rendement de la pompe :

Comme il a été montré dans les sections précédentes, une pompe centrifuge transforme l'énergie mécanique (entrée du moteur qui l'entraîne) en énergie cinétique du liquide transporté. Comme l'énergie cinétique est proportionnelle au terme ρv^2 (densité multipliée par la vitesse au carré), une pompe centrifuge fonctionnant à une vitesse donnée et ayant donc une vitesse de refoulement constante de sa roue transmet différentes quantités d'énergie à des liquides de densité différente. Par conséquent, après conversion de l'énergie cinétique en pression, l'augmentation de la pression dans un étage ou dans une pompe complète augmente avec la densité du liquide pompé. En d'autres termes, l'augmentation de pression développée par la pompe divisée par la densité du liquide, appelée "tête", est une constante pour une pompe donnée et un débit de liquide donné. C'est la raison pour laquelle, dans le cas des pompes centrifuges, la hauteur manométrique est utilisée à la place de la pression dans tous les calculs concernant les performances et l'utilisation des pompes centrifuges. Bien que l'augmentation de pression développée par une pompe quelconque dépende de la densité du liquide pompé, la hauteur de charge développée est constante pour tout liquide[35].

2.6.3.2 Cavitation :

Lors du pompage de liquides, la pression à n'importe quel endroit de la pompe ne doit pas descendre en dessous de la pression de vapeur saturée du liquide valable à la température de fonctionnement, car il se produira le phénomène de cavitation. Cela implique la formation de petites bulles de vapeur qui, lorsqu'elles sont entraînées par le liquide en mouvement vers des endroits où la pression est plus élevée, s'effondrent soudainement. L'effondrement des bulles de vapeur provoque des augmentations extrêmement importantes et soudaines de la pression et entraîne une destruction mécanique due à l'érosion des pièces métalliques.

La cavitation peut se produire dans l'œil de la roue de la pompe ESP où une grande augmentation de la vitesse a lieu. Cela implique (selon la loi de Bernoulli) une diminution soudaine de la pression d'écoulement et si cette pression tombe en dessous de la pression de vapeur valable à la température d'écoulement, de petites bulles de vapeur peuvent se former dans le courant liquide. Les conséquences néfastes de la cavitation affectent considérablement les performances de la pompe centrifuge ; la capacité de la pompe ainsi que son efficacité sont considérablement réduites.

La pression minimale requise à l'aspiration pour éviter la cavitation est connue sous le nom de hauteur d'aspiration positive nette, ou NPSH, et est un paramètre mesuré pour chaque pompe centrifuge. Le NPSH réel pour les pompes immergées est la différence entre la pression absolue du corps disponible au premier étage de la roue et la pression de vapeur. Pour éviter la cavitation, le NPSH réel doit être supérieur ou égal à la valeur NPSH minimale pour la pompe donnée par

le constructeur. Bien qu'il s'agisse d'un problème important pour les pompes centrifuges en général, les pompes centrifuges immergées dans des conditions de champ pétrolier ne connaissent généralement pas de cavitation car une pression d'aspiration suffisamment élevée est toujours disponible en raison de la présence d'une longueur suffisante de colonne de liquide au-dessus de l'entrée de la pompe[35].

2.6.3.3 Forces de poussée axiale :

Pendant le pompage, diverses forces déséquilibrées s'exercent sur la roue de la pompe centrifuge et ces forces sont directement transmises à l'arbre de la pompe. Les composantes radiales de ces forces sont absorbées par le carter de la pompe ESP et n'affectent pas de manière significative le bon fonctionnement. Les composantes axiales de la force, par contre, sont beaucoup plus nuisibles et, si elles ne sont pas absorbées par des paliers de butée de capacité appropriée, peuvent induire le mouvement axial des roues et de l'arbre de la pompe également ; ce qui entraîne des dommages mécaniques aux étages de la pompe. C'est la raison pour laquelle, dans toutes les pompes centrifuges, en particulier dans les versions immergées à plusieurs dizaines ou centaines d'étages, des dispositions doivent être prises pour minimiser et compenser les forces axiales[35].

2.6.3.4 Lois d'affinité :

La plupart des pompes centrifuges, en surface ou en fond de puits, fonctionnent à vitesse constante car elles sont généralement entraînées par des moteurs électriques reliés à un réseau fournissant un courant électrique à fréquence constante. Toutefois, leurs performances à différentes vitesses ont été étudiées depuis longtemps et les règles de base du fonctionnement à vitesse variable ont été établies. Selon les lois d'affinité, les relations suivantes existent entre la vitesse réelle de la pompe centrifuge et ses paramètres de performance les plus importants :

- Le débit d'une pompe change directement proportionnellement à sa vitesse de fonctionnement.
- La hauteur de charge développée par la pompe varie proportionnellement au carré de la vitesse.
- La puissance au frein nécessaire pour entraîner la pompe varie proportionnellement au cube de la vitesse.
- L'efficacité de la pompe ne change pas avec les changements de vitesse.

Les règles ci-dessus peuvent être exprimées mathématiquement comme suit :

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (2-2)$$

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad (2-3)$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad (2-4)$$

Où :

N_2, N_1 : vitesses de pompage, RPM

Q_2, Q_1 : débit de pompage à N_2 et N_1 , bpd

H_2, H_1 : la hauteur de charge développée à N_2 et N_1 , ft

BHP_2, BHP_1 : puissance de freinage requise à N_2 et N_1 , hp.

L'effet des changements de vitesse sur la performance de la tête d'une pompe centrifuge est représenté schématiquement (Figure 2-12), où les courbes $H-Q$ pour différentes vitesses de rotation sont tracées pour un cas hypothétique. Comme on le voit, la diminution de la vitesse de N_1 à N_2 implique une diminution des capacités de charge. Les lignes en pointillés relient les points des différentes courbes de hauteur de refoulement appartenant aux mêmes rendements de pompe et montrent que des vitesses plus élevées déplacent les points de meilleur rendement (BEP) vers des débits de liquide plus importants. Ce comportement sera utilisé dans des puits dont les performances d'entrée sont inconnues ou changent rapidement, où les pompes avec des entraînements à vitesse variable (VSD) sont utilisées à l'avantage[35].

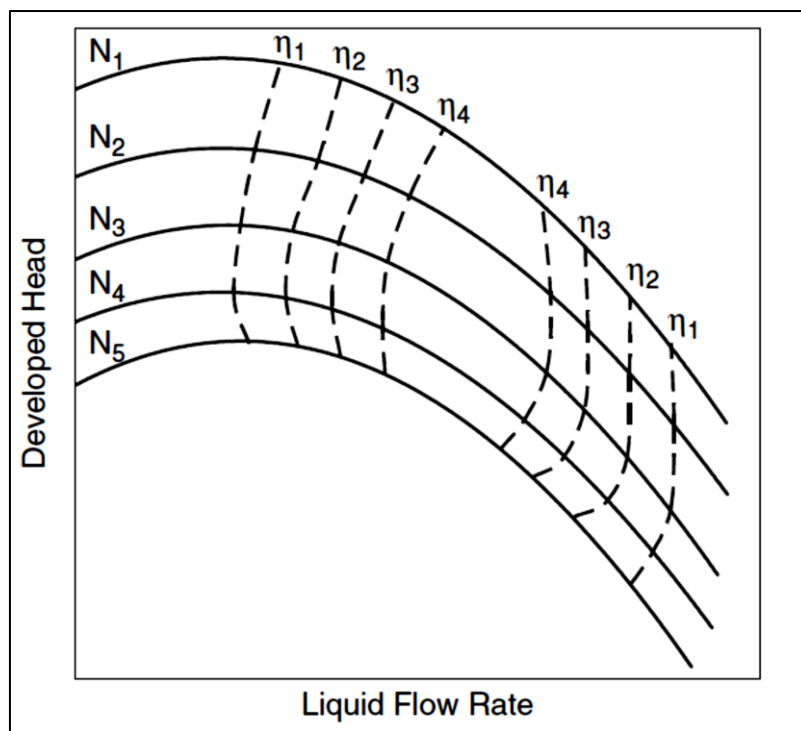


Figure 2-12 Courbes H-Q d'une pompe à différentes vitesses.

2.6.4 Équipements :

Le système de pompage est composé de plusieurs éléments principaux. Ces composants sont les suivants : moteur électrique triphasé, section de joint, séparateur de gaz rotatif, pompe centrifuge à plusieurs étages, câble d'alimentation électrique, contrôleur de moteur et transformateurs. Les autres composants divers comprennent normalement la tête de puits, les bandes de câbles, les clapets de retenue et les vannes de vidange. Les équipements optionnels peuvent inclure un capteur de pression et de température au fond du puits pour surveiller les conditions du puits. Dans sa position de fonctionnement, l'équipement de fond est suspendu à un tube de décharge et immergé dans les fluides du puits. Une installation typique de pompe électrique submersible est présentée à la Figure 2-12.

C'est le type d'installation le plus courant et il constitue plus ou moins une norme pour comparer d'autres types de configurations d'installation. Dans ce type d'application, l'appareil est installé au-dessus de la zone de perforation. Le fluide produit est forcé de se déplacer vers le haut à partir des perforations, en passant devant le moteur. Ce faisant, le fluide produit, tout en passant devant le moteur, absorbe la chaleur générée dans le moteur et le refroidit ainsi[36].

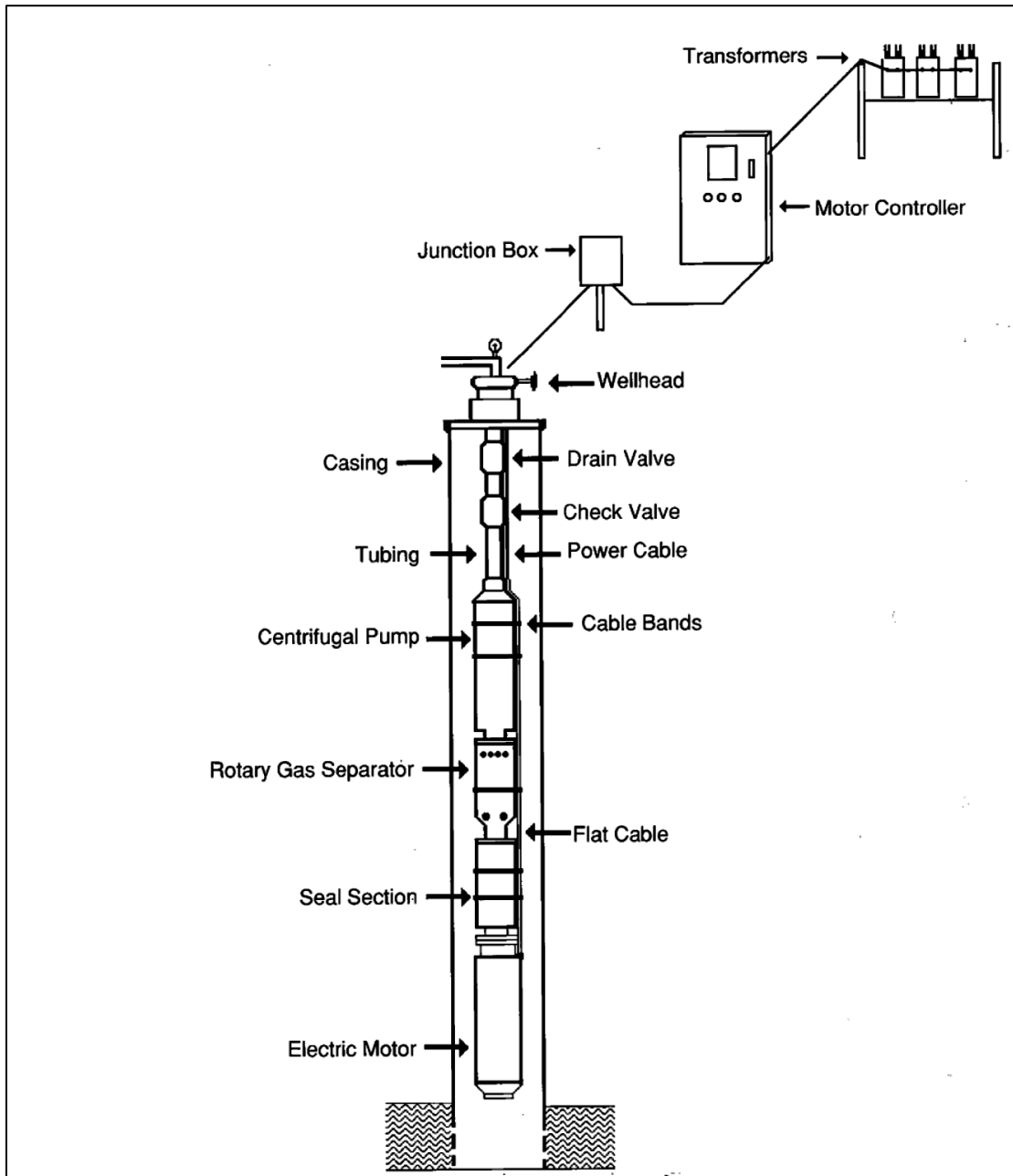


Figure 2-13 Installation typique de la pompe ESP.

2.6.4.1 Pompes centrifuges :

Les pompes immergées sont des pompes centrifuges à plusieurs étages. Chaque étage d'une pompe submersible est constitué d'une roue rotative et d'un diffuseur fixe. Le changement de pression-énergie est accompli lorsque le liquide pompé entoure la roue, et lorsque la roue tourne, elle imprime un mouvement rotatif au liquide. En fait, le mouvement communiqué au liquide par la roue comporte deux composantes. L'un de ces mouvements se fait dans une direction

radiale vers l'extérieur à partir du centre de la roue. Ce mouvement est causé par la force centrifuge. L'autre mouvement se déplace dans une direction tangentielle au diamètre extérieur de la roue. Le résultat de ces deux composantes est la direction réelle de l'écoulement. La fonction du diffuseur est de transformer une partie de l'énergie "haute vitesse" en énergie de pression.

Le design des pompes centrifuges immergées se divise en deux catégories générales. Les pompes à petit débit sont généralement de conception radiale. (Figure 2-14 (a)) montre une telle configuration d'étage. Remarquez que la roue rejette le fluide dans une direction essentiellement radiale. Comme les pompes atteignent des débits nominaux d'environ 1900 BPD (300 m³/d) dans les pompes de la série 400 et 3500 BPD (550 m³/j) dans les pompes de plus grand diamètre, le design change pour un débit mixte. (Figure 2-14 (b)) illustre cette configuration. Dans cette conception d'étage, la roue communique au fluide une direction qui contient une composante axiale substantielle ainsi qu'une composante radiale [36].

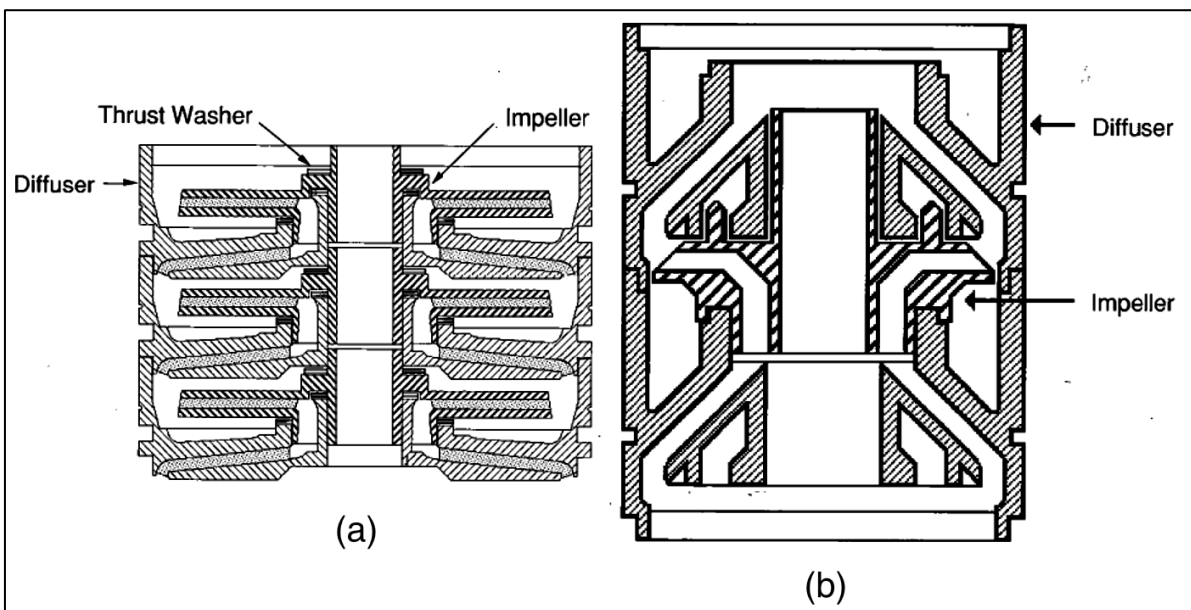


Figure 2-14 Étapes de la pompe centrifuge (a) Débit radial (b) Débit mixte

2.6.4.2 Séparateur rotatif de gaz :

L'utilisation des ESP dans les puits ayant un GOR élevé devient une pratique courante. La capacité d'une pompe centrifuge à traiter le gaz sans verrouillage est limitée. Au cours de la dernière décennie, la conception, le développement et l'utilisation de séparateurs de gaz rotatifs ont permis d'étendre considérablement l'application des ESP. Ces composants utilisent la force centrifuge pour séparer le gaz libre (gaz non en solution) du fluide du puits avant son entrée dans la pompe.

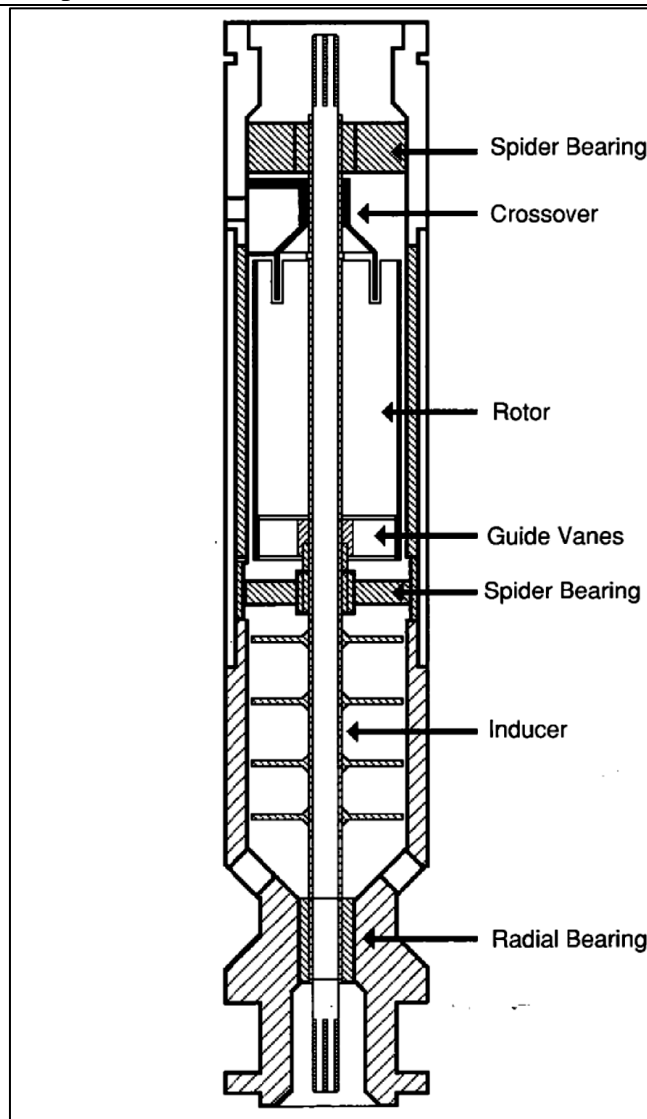


Figure 2-15 Séparateur rotatif de gaz

(Figure 2-15), représente le design d'un séparateur de gaz rotatif typique. Le fluide entre dans le séparateur et est forcé dans une chambre centrifugeuse rotative par l'action d'un inducteur. Une fois dans la centrifugeuse, le fluide ayant le poids spécifique le plus élevé est forcé vers la paroi extérieure de la chambre rotative par la force centrifuge, laissant le gaz près du centre. Le gaz est séparé du fluide par le séparateur et est évacué vers l'espace annulaire du puits où il remonte vers la surface. Le fluide plus lourd est dirigé vers l'entrée de la pompe où il est pompé vers la surface.

Le rendement typique des séparateurs de gaz varie entre 80 et 95 %. L'efficacité du système dépend des volumes, de la composition et des propriétés du fluide. Les ensembles de séparateurs de gaz sont souvent connectés en tandem pour améliorer l'efficacité globale dans les applications à gaz élevé [36].

2.6.4.3 Section de joint :

La section de joint relie l'arbre d'entraînement du moteur à l'arbre de la pompe ou du séparateur de gaz et remplit les fonctions vitales suivantes :

- Pour permettre la dilatation de l'huile diélectrique contenue dans l'entrefer du rotor du moteur. Les gradients de température résultant de l'augmentation de la température ambiante et de la température du moteur entraînent une dilatation de l'huile diélectrique. Cette dilatation doit être prise en compte dans le joint.
- Pour égaliser la pression annulaire du casing avec le fluide diélectrique interne du moteur. Cette égalisation de la pression à travers le moteur aide à empêcher le fluide du puits de s'écouler au-delà des joints étanches du moteur. Les fluides de puits qui pénètrent dans le moteur provoquent une défaillance diélectrique précoce. La vessie en caoutchouc illustrée à la Figure 2-15, ainsi que les chambres de type labyrinthe, permettent cette égalisation de pression.
- Pour isoler le fluide de puits du fluide propre du moteur diélectrique. Comme indiqué précédemment, la contamination de l'isolation du moteur par le fluide du puits entraînera une défaillance précoce de l'isolation. La section des joints contient de multiples joints mécaniques d'arbre qui empêchent le fluide du puits de fuir le long de l'arbre. La vessie en caoutchouc fournit une barrière positive au fluide de puits. Les chambres à labyrinthe assurent la séparation des fluides en fonction de la différence de densité entre le fluide de puits et l'huile moteur. Tout fluide de puits qui passe par les joints d'arbre supérieurs ou la chambre supérieure est contenu dans les chambres à labyrinthe inférieures comme moyen de protection secondaire.
- Pour absorber la poussée vers le bas de la pompe. Ceci est réalisé par un palier de poussée coulissant. Le palier utilise un film d'huile hydrodynamique pour assurer la lubrification du palier pendant le fonctionnement. La poussée vers le bas est le résultat de la pression développée par la pompe agissant sur la section transversale de l'arbre de la pompe et de la poussée résiduelle transférée de chaque roue d'étage de la pompe à l'arbre. (Figure 2-15) montre une section transversale de la garniture d'étanchéité.

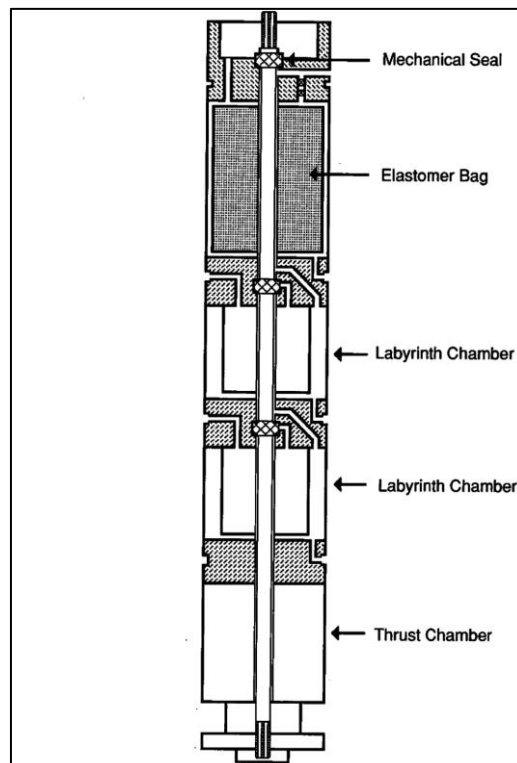


Figure 2-16 Section de joint

2.6.4.4 Moteur électrique immergé :

Les moteurs électriques utilisés dans les pompes immergées sont de type bipolaire, triphasé, à cage d'écureuil et à induction. Ces moteurs sont remplis d'une huile minérale hautement raffinée à haute rigidité diélectrique. La conception et la tension de fonctionnement de ces moteurs peuvent être aussi basses que 230 volts ou aussi hautes que 5 000 volts. L'ampérage requis peut varier de 12 à 200 ampères. La puissance requise est obtenue en augmentant simplement la longueur, ou le diamètre, de la section du moteur.

Le moteur est composé de rotors, généralement d'une longueur d'environ 12 à 18 pouces, qui sont montés sur un arbre et situés dans le champ électrique (stator) monté à l'intérieur du boîtier en acier. Les plus grands ensembles de moteurs simples approchent les 33 pieds de longueur et ont une puissance nominale de 400 chevaux, tandis que les moteurs en tandem approchent les 90 pieds de longueur et ont une puissance nominale de 750 chevaux. La Figure 2-17 présente l'ensemble stator, rotor et arbre d'un moteur submersible.

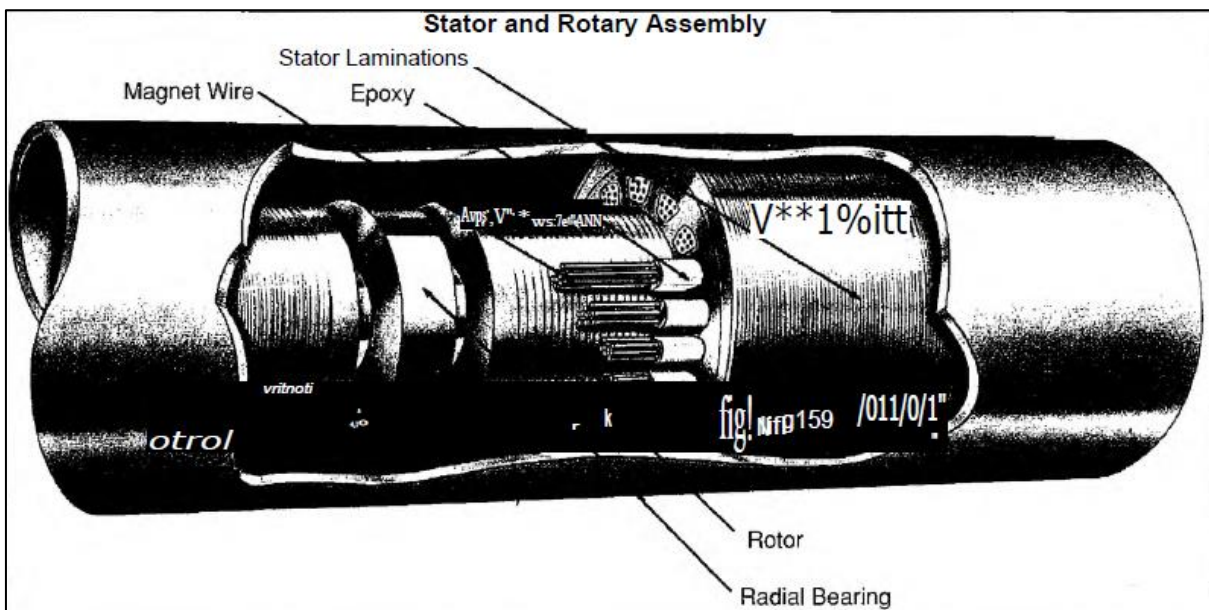


Figure 2-17 Moteur électrique immergé

Le stator est composé d'un groupe d'électro-aimants individuels disposés de telle sorte qu'ils forment un cylindre creux, un pôle de chaque électro-aimant étant orienté vers le centre du groupe. Bien qu'aucun mouvement physique du stator n'ait lieu, un mouvement électrique est créé en changeant progressivement la polarité des pôles du stator de manière à ce que leur champ magnétique combiné tourne. Dans un moteur à courant alternatif, cela est facile à réaliser car l'inversion du courant à chaque demi-cycle change automatiquement la polarité de chaque pôle du stator.

Le rotor est également composé d'un groupe d'électro-aimants disposés dans un cylindre avec les pôles en face des pôles du stator. Le rotor tourne simplement par attraction et répulsion magnétique, ses pôles essayant de suivre le champ électrique rotatif généré par le stator. Il n'y a pas de connexion externe au rotor, le flux de courant à travers les pôles électriques du rotor est induit par le champ magnétique créé dans le stator. La vitesse à laquelle le champ du stator tourne est la vitesse synchrone. Cette vitesse peut être calculée à l'aide de cette équation :

$$N = \frac{120 * f}{P} \quad 2-5)$$

Où :

N : vitesse en tours par minute.

f : fréquence en cycles par seconde.

P : nombre de pôles magnétiques dans le moteur.

Comme le nombre de pôles du stator est déterminé par le fabricant et qu'il n'est pas facile de le modifier, la seule façon de modifier la vitesse du champ magnétique du stator est de changer la fréquence appliquée. Le rotor tentera de suivre le champ magnétique du stator, bien qu'en raison de la composante résistive dans les conducteurs du rotor, il soit en retard. Ce retard est généralement spécifié par le fabricant et est connu sous le nom de glissement. Même si l'importance du glissement varie d'un fabricant à l'autre, il est d'environ 3 % de la vitesse synchrone du moteur[36].

2.6.4.5 Contrôleurs de moteur :

Il existe trois types de base de contrôleurs de moteur utilisés dans les applications ESP. Ils comprennent le tableau de distribution, le démarreur progressif et le contrôleur de vitesse variable (VSC). Normalement, ils utilisent tous des circuits à semi-conducteurs pour assurer la protection et le contrôle du système ESP. Les contrôleurs sont de taille, de conception et de puissance très différente.

Certains contrôleurs de moteur sont de simple design, tandis que d'autres peuvent être extrêmement sophistiqués et complexes tout en offrant de nombreuses options qui ont été conçues pour améliorer les méthodes de contrôle, de protection et de surveillance du fonctionnement de l'ESP. Le choix d'un type par rapport à l'autre dépend de l'application, de l'économie et de la méthode de contrôle préférée[36].

2.6.4.6 Contrôle de la pression et de la température en fond de puits :

De précieuses données sur les performances des réservoirs et des pompes sont disponibles grâce à l'utilisation de systèmes de surveillance de la pression et de la température en fond de puits. En corrélant la pression du réservoir avec le débit de soutirage, un opérateur peut déterminer quand changer la taille de la pompe, modifier le débit d'injection ou envisager un workover.

Il existe différents types de capteurs de pression et de température de fond disponibles auprès des fournisseurs de pompes submersibles. Ces systèmes varient en termes de conception, de coût, de précision, de fiabilité, de fonctionnement et de capacités. Le système type a la capacité de (1) surveiller en permanence la pression et la température du fond de trou, (2) de détecter les pannes électriques et (3) d'être interfacé avec les régulateurs de vitesse variable pour réguler la vitesse[36].

2.6.4.7 Les transformateurs :

La distribution de l'énergie électrique aux champs pétroliers se fait généralement à une tension intermédiaire, comme 6000 volts ou plus. Comme les équipements ESP fonctionnent à des tensions comprises entre 250 et 4000 volts, une transformation de la tension de distribution est nécessaire.

Les transformateurs sont généralement fournis soit dans une banque de trois monophasés, soit dans une configuration triphasée unique. Ces transformateurs sont généralement remplis

d'huile, refroidis par eux-mêmes et sont inhabituels du fait qu'ils contiennent un nombre important de prises de tension secondaire qui permettent une large gamme de tensions de sortie. Cette large gamme de tensions est nécessaire afin de pouvoir ajuster la tension de surface pour une variété de chutes de tension de câble qui peuvent se produire en raison des différentes profondeurs de réglage[36].

2.6.4.8 Boîte de jonction :

Une boîte de jonction ou parfois appelée "boîte de ventilation" remplit trois fonctions : (1) elle fournit un point de connexion entre le câble d'alimentation du contrôleur et le câble d'alimentation du puits (2) elle fournit un évent à l'atmosphère pour tout gaz qui pourrait migrer vers le câble d'alimentation submersible et (3) elle fournit des points de test facilement accessibles pour vérifier électriquement l'équipement de fond.

2.6.4.9 Clapet anti-retour :

Un clapet anti-retour, généralement situé 2 à 3 joints au-dessus de l'ensemble de la pompe, peut être utilisé pour maintenir une colonne complète de fluide au-dessus de la pompe. Si le clapet anti-retour ne tient pas ou si le clapet anti-retour n'est pas installé, une fuite de fluide dans la tuyauterie à travers la pompe peut provoquer une rotation inverse de l'unité de fond lorsque le moteur est arrêté. La puissance appliquée pendant la rotation inverse peut entraîner une brûlure du moteur, un câble ou un arbre cassé.

Dans les applications où le blocage du gaz est possible, il peut être souhaitable de placer le clapet de retenue à 5 ou 6 joints au-dessus de l'ensemble de la pompe. Cela permettrait d'avoir une colonne de fluide disponible pour briser un blocage de gaz en cas d'arrêt du système.

Dans les installations où un clapet anti-retour n'est pas utilisé, il faut prévoir un délai suffisant pour que la tuyauterie puisse se vider par la pompe avant que le moteur ne soit redémarré. Un minimum de trente (30) minutes est généralement recommandé[36].

2.6.4.10 Vanne de vidange :

Chaque fois qu'un clapet anti-retour est utilisé dans le tubing, il est recommandé d'installer une vanne de vidange immédiatement au-dessus du clapet anti-retour pour éviter de tirer sur un tubing mouillé. Si un clapet anti-retour n'est pas actionné, il n'y a aucune raison de faire fonctionner une vanne de vidange, car le fluide dans le tubing s'écoulera généralement par la pompe en tirant[36].

2.6.4.11 Le câble :

La puissance est transmise au moteur immergé par un câble d'alimentation électrique triphasé spécialement construit pour être relié au tubing de production. Ce câble doit être de petit diamètre, bien protégé contre les abus mécaniques et imperméable à la détérioration de ses propriétés physiques et électriques par les environnements chauds et agressifs des puits.

Les câbles sont disponibles dans une large gamme de tailles de conducteurs, ce qui permet de les adapter efficacement aux besoins des moteurs. Ils peuvent être fabriqués dans des configurations rondes ou plates en utilisant de l'acier galvanisé, de l'acier inoxydable ou une armure monel capable de résister aux environnements hostiles d'un puits de pétrole ou d'un puits d'eau. Tous les câbles sont fabriqués selon des spécifications strictes en utilisant des matériaux spécialement formulés pour différents environnements de fonctionnement. La construction de

conducteurs solides est recommandée, bien que la construction de conducteurs toronnés soit disponible sur demande spéciale[36].

2.6.4.12 Bandes de câbles :

Les bandes de câble sont utilisées pour attacher le câble d'alimentation au tubing. On utilise généralement une bande par intervalle de 5 m. Les bandes de câble sont également utilisées pour attacher le câble plat du moteur à la pompe et pour la rendre étanche : Il est recommandé d'utiliser une bande par 18 pouces, protégée par des protections de câble plat, pour un soutien et une protection maximum.

Les matériaux de base utilisés dans la construction des bandes de câble sont l'acier au carbone, l'acier inoxydable et le monel. Les matériaux varient également en largeur et en épaisseur, ce qui leur confère une résistance et un soutien supplémentaires[36].

2.6.5 Avantages et limites :

2.6.5.1 Avantages[35] :

Les avantages généraux de l'utilisation des unités ESP peuvent être résumés comme suit, sur la base :

- Idéalement adapté pour produire des volumes de liquide élevés à extrêmement élevés à partir de profondeurs moyennes. Le débit maximal est d'environ 30 000 bpj à partir de 1 000 ft.
- L'efficacité énergétique est relativement élevée (environ 50 %) pour les systèmes produisant plus de 1 000 bpj.
- Pouvoir être utilisé sans problème dans des puits déviés.
- Nécessite peu d'entretien, à condition que l'installation soit correctement conçue et exploitée.
- Peut être utilisé dans les zones urbaines car les équipements de surface ne nécessitent qu'un espace minimal.
- Bien adapté à l'environnement offshore en raison du faible encombrement.
- Les traitements contre la corrosion et le tartre sont relativement faciles à réaliser.

2.6.5.2 Inconvénients[35] :

Les principaux inconvénients sont énumérés ci-dessous :

- Une source fiable d'énergie électrique de 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. Il est essentiel de concevoir une installation appropriée, basée sur des données précises sur le débit d'entrée dans le puits et d'adapter la capacité de l'unité à la capacité de production du puits, faute de quoi des opérations de workover coûteuses sont nécessaires pour faire fonctionner une nouvelle unité dans le puits. L'utilisation de variateurs de vitesse peut éliminer la plupart de ces problèmes, mais à un coût supplémentaire.
- Le gaz libre présent dans les conditions d'aspiration détériore le rendement de la pompe immergée 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 % du gaz libre entre dans la pompe.

- Le sable ou les matériaux abrasifs présents dans les fluides de puits augmentent l'usure des équipements. Des matériaux spéciaux résistant à l'abrasion sont disponibles, mais ils augmentent les coûts d'investissement.
- La réparation des équipements ESP dans les conditions des champs pétroliers est difficile, les équipements défectueux doivent être envoyés à l'atelier de réparation du fabricant.
- La température élevée du puits est un facteur limitant, l'équipement standard est limité à environ 250°F, et l'utilisation de matériaux spéciaux augmente la limite de température à 400°F.
- La production d'huiles à haute viscosité augmente les besoins en énergie et réduit la levée.
- Les coûts de fonctionnement et de traction sont élevés en raison de la nécessité d'utiliser des appareils de forage lourds. Les unités ESP suspendues par câble ou déployées par CT (coiled tubing) réduisent les coûts de workover.

Partie B :
Partie pratique

Chapitre 03 : Modélisation et performance des puits

Chapitre 3: Modélisation et performance des puits

3.1 Introduction :

La première preuve tangible de la découverte d'un réservoir d'hydrocarbures dans un puits d'exploration est fournie par les déblais de forage. Cette preuve peut être étayée par des carottages et/ou des diagraphies. Toutefois, la seule façon de savoir si les hydrocarbures sont récupérables est de procéder à un test par tige de forage DST, qui est un moyen de faire démarrer le puits en toute sécurité en surface, pour surveiller les performances dynamiques du réservoir. Historiquement, les DSTs étaient effectués à l'aide de tiges de forage, comme leur nom l'indique, mais aujourd'hui, la plupart des DST en offshore sont effectués à l'aide d'une tige désignée spécialement pour cette tâche, avec le tubing comme conduite de production.

Le but d'un DST est d'obtenir les données de réservoir nécessaires pour planifier le développement d'un champ et pour optimiser la récupération des hydrocarbures d'un puits. Ces données de réservoir comprennent :

- La pression statique du réservoir
- La composition des fluides produits
- La productivité des puits
- Indications d'hétérogénéités ou de limites des réservoirs.

La connaissance de la pression statique initiale du réservoir est vitale et doit être faite avant qu'elle ne soit perturbée par un débit important. C'est à partir de ce point de référence que sont effectués les comparaisons et les calculs qui permettent de définir l'évolution du réservoir. L'effet de l'écoulement du puits sur son mécanisme de drainage est également très important. Des tests précis et l'analyse des résultats de plusieurs puits d'exploration permettront de révéler la nature et la source de ce mécanisme de drainage[22].

3.2 Aperçu sur l'analyse nodale :

Le flux des hydrocarbures du réservoir au séparateur de surface est illustré à la (Figure 3-1) la perte de pression du fluide du réservoir au séparateur de surface est composée de plusieurs sections de perte de pression causée par la résistance : perte de pression à travers le milieu poreux (premier sous-système de pression), perte de pression à travers la section de complétion du puits (deuxième sous-système de pression), perte de pression à travers la colonne de production (troisième sous-système de pression), et perte de pression à travers la ligne d'écoulement (quatrième sous-système de pression)[37].

3.2.1 Diverses pertes de pression dans le système de production :

3.2.1.1 Perte de pression des fluides à travers les milieux poreux.

En accord avec la relation entre la pression du réservoir, la pression d'écoulement au fond du puits BHP, la pression de saturation de l'huile, et la théorie de la mécanique des fluides à travers les milieux poreux. Les relations de distribution de pression de l'écoulement d'un liquide monophasique, de l'écoulement gazeux monophasique, de l'écoulement diphasique de l'huile et du gaz, de l'écoulement triphasique de l'huile, du gaz et de l'eau, et du drainage par du gaz dissous, ainsi que la relation de performance de l'écoulement de l'huile et du gaz peuvent être

dérivées ; ainsi, la perte totale de pression du fluide à travers les milieux poreux peut être déterminée[37].

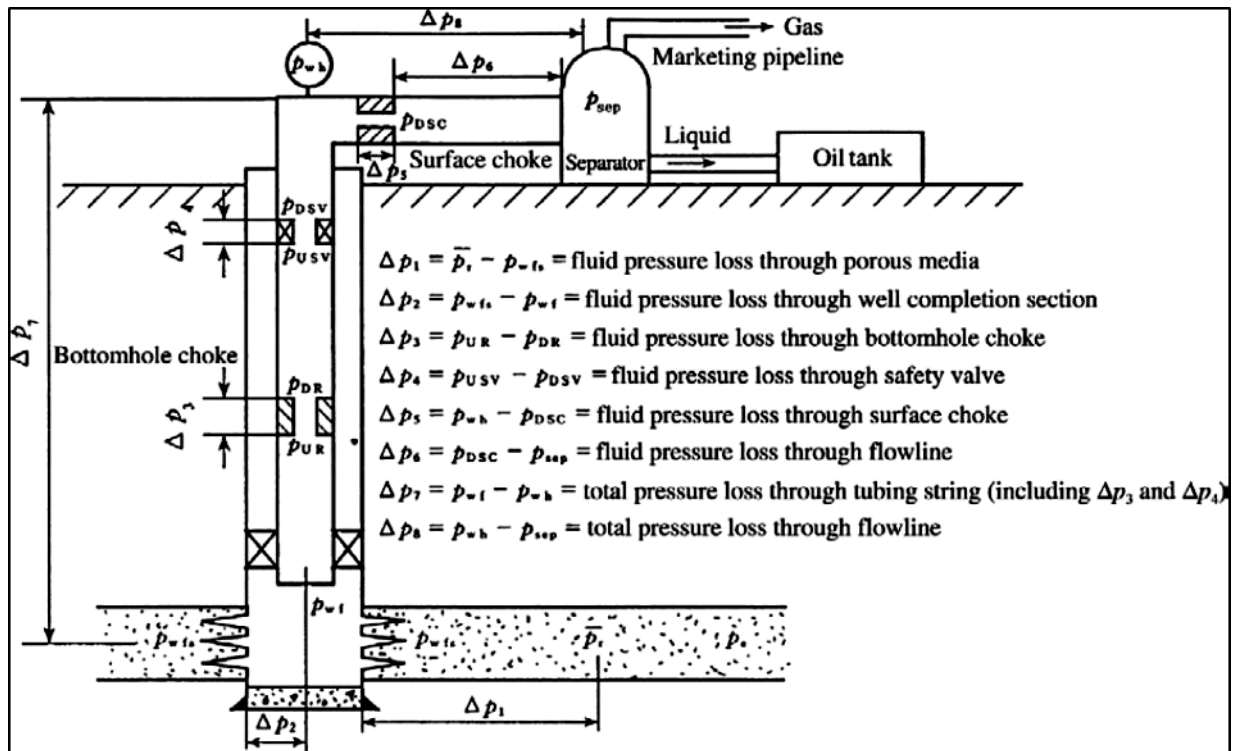


Figure 3-1 : Diverses pertes de pression dans le système de production.

3.2.1.2 Perte de pression du fluide à travers la section de complétion du puits :

La perte de pression du fluide à travers la section de complétion du puits est étroitement liée au mode de complétion du puits et peut être calculée en calculant le facteur total de skin S sous différents modes de complétion.

3.2.1.3 Perte totale de pression du fluide à travers le tubing :

Cette perte de pression peut être déterminée par le calcul dans des conditions d'écoulement multiphasique dans les tubings. Actuellement, il existe différentes méthodes pour calculer les paramètres de l'écoulement multiphasique dans les pipes.

3.2.1.4 Perte totale de pression du fluide dans la ligne d'écoulement (flow line) :

La méthode de calcul utilisée est la même que celle de l'écoulement multiphasique dans les pipes.

3.2.2 Le principe de l'analyse nodale :

La production de l'huile et du gaz passe par les quatre sous-systèmes de la liste précédente, qui peuvent être réunis en une unité en créant des nœuds. Si le calcul analogique de chaque sous-système est effectué, l'ensemble du système de production peut être simulé mathématiquement. La méthode d'analyse nodale utilise justement un tel processus de calcul analogique pour analyser et optimiser le système de production d'un puits de pétrole et de gaz. Lorsqu'un problème spécifique doit être résolu en utilisant la méthode d'analyse nodale, il est habituel de viser un nœud (connu sous le nom de nœud de solution) dans le système. Le système de production d'un puits peut être simplifié en deux grandes parties (c'est-à-dire les parties

d'entrée et de sortie) en sélectionnant le nœud de solution. Par exemple, lorsque le nœud de solution est sélectionné à P_{wf} du fond du puits, la partie d'entrée comprend les deux sous-systèmes, c'est-à-dire le flux de fluide à travers le milieu poreux et le flux de fluide à travers la section de complétion. Alors que la partie de sortie comprend les deux autres sous-systèmes. C'est-à-dire l'écoulement du fluide à travers la ligne de tubing et l'écoulement du fluide à travers la ligne d'écoulement de surface. Ainsi, les deux problèmes majeurs suivants peuvent être résolus.

À condition que les valeurs des paramètres de la partie de sortie soient constantes, la section de complétion peut être optimisée en utilisant la méthode d'analyse nodale des systèmes. Par exemple, pour un puits perforé, les paramètres de la complétion perforée, y compris la densité de la perforation, le diamètre de la perforation, la longueur de la perforation et l'angle de phase, peuvent être optimisés en utilisant cette méthode d'analyse.

Cependant, dans les conditions de mode de complétion constant et de valeurs de paramètres de complétion, la taille du tubing et de la duse peuvent être optimisés. L'analyse de sensibilité de la taille des tubings, qui est décrite plus loin, n'est qu'une extension de ce problème[37].

3.2.3 Conclusion :

En résumé, pour un nouveau puits, la production quotidienne maximale du fluide et la pression d'écoulement minimale pour l'ensemble du processus de production du puits pétrolier, doivent être prédits à l'aide de la simulation numérique ou de la méthode de prédiction de la courbe future de la relation débit-performance (IPR) afin d'optimiser les paramètres de complétion et la taille des tubings à l'aide de la méthode d'analyse nodale. C'est à cela que l'ingénieur de complétion des puits accorde le plus d'attention. Pour un puits d'huile ou de gaz mis en production, la méthode d'analyse nodale est utile pour la gestion scientifique de la production.

3.3 PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator (le logiciel commercial):

3.3.1 Aperçu general:

Le simulateur d'écoulement multiphasique en régime permanent PIPESIM intègre les trois domaines principaux de la modélisation de l'écoulement : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Depuis plus de 30 ans, le simulateur PIPESIM a été continuellement amélioré non seulement par les dernières avancées scientifiques dans ces domaines, mais aussi par les dernières innovations en matière d'informatique et de technologies de l'industrie pétrolière et gazière.

Le simulateur PIPESIM comprend des modèles mécanistiques avancés, une modélisation rigoureuse du transfert de chaleur et des options de modélisation PVT complètes. Le canevas cartographique GIS supporté par ESRI aide à fournir une véritable représentation spatiale des puits, des équipements et des réseaux. Les réseaux peuvent être construits soit sur le canevas GIS, soit automatiquement à l'aide d'un Shape file GIS. La construction et l'analyse rapides des modèles de puits se font à l'aide d'un puits de forage graphique interactif. La mise en œuvre d'un nouveau solveur de réseau parallèle, qui répartit la charge de calcul sur tous les processeurs, a également permis d'accélérer l'exécution des simulations[38].

3.3.2 Les Caractéristiques :

Le simulateur PIPESIM offre les flux d'assurance de flux en régime permanent les plus complets de l'industrie pour les opérations de design et de production de systèmes frontaux[38] :

- Des workflows complets d'assurance de flux en régime permanent.
- Canevas GIS pour construire des réseaux et saisir les profils d'élévation des pipelines.
- Outil de conversion pour une modélisation rationalisée de l'assurance de flux en régime permanent et dynamique.
- Visualisation des résultats consolidés, y compris les résultats de plusieurs simulations.
- Un espace de travail personnalisable, comprenant des volets de saisie et de tâches pour faciliter la navigation, ainsi qu'un centre de messages pour améliorer le retour d'information sur l'avancement des simulations.
- Résolveur de réseau parallèle pour distribuer le traitement informatique afin d'améliorer sensiblement les performances.
- Validation continue du modèle.
- Création automatisée de réseaux à partir d'un fichier de forme GIS.

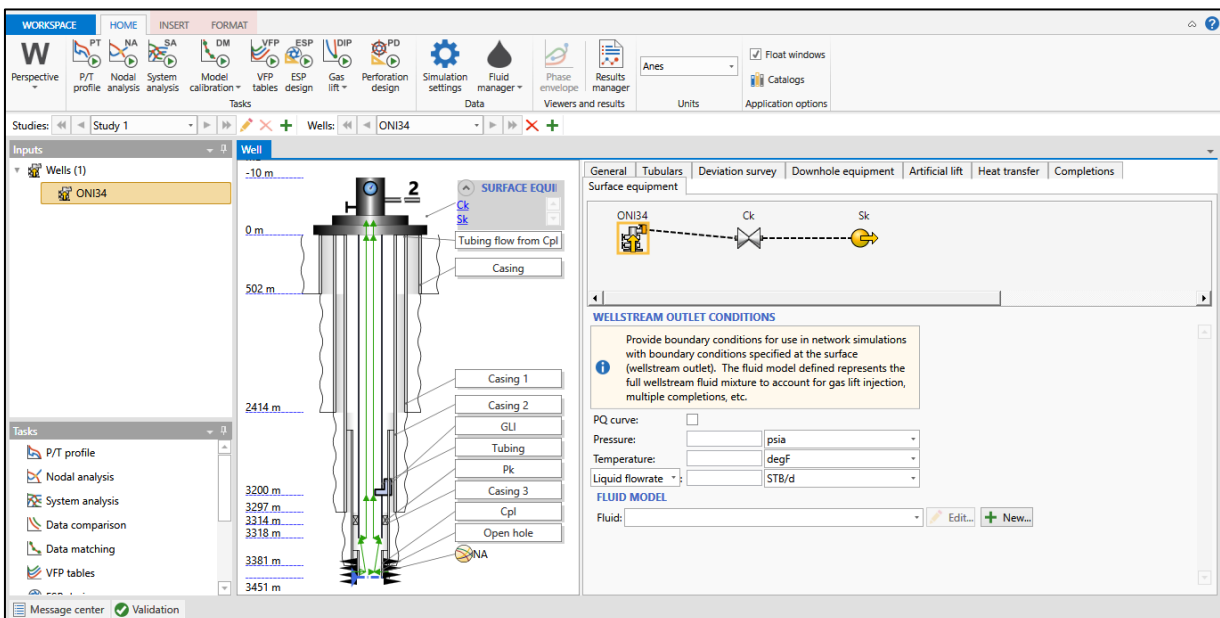


Figure 3-2:Interface du logiciel

3.3.3 Applications :

Les ingénieurs peuvent assurer un transport de fluides sûr et efficace grâce au dimensionnement des installations, des pipelines et des systèmes de récupération, à une gestion efficace des liquides et des solides, et à l'intégrité des puits et des pipelines[38].

- Modélisation précise des débits sur l'ensemble du cycle de vie d'un système.
- Fournit des analyses de sensibilité complètes et sophistiquées du système hydraulique.
- Permet la construction rapide de modèles de puits, avec des schémas et des modèles graphiques interactifs.

- Permet de passer facilement d'un agencement de puits à un agencement centré sur le réseau grâce à un environnement de travail simplifié.
- Permet l'optimisation du design et de l'exploitation en relevant les défis potentiels de l'assurance du débit pour l'ensemble du système de production.

3.4 Modélisation de puits:

3.4.1 Le modèle de puits:

3.4.1.1 Tubulaires:

Pour construire un modèle de puits, le mode centré sur le puits est le plus optimal. Lancez PIPESIM et sélectionnez l'option pour créer un nouvel espace de travail bien centré. L'onglet Insérer est actif. Dans le groupe Tubulaires de l'éditeur de puits, ajoutez du tubage au puits en cliquant sur Tubage et en faisant glisser le tubage sur la tête de puits.

Le logiciel offre de nombreuses options, du tubage à l'identification du tubing, à la profondeur et à d'autres paramètres. Nous suivons les données qui proviennent de la fiche technique du programme de forage.

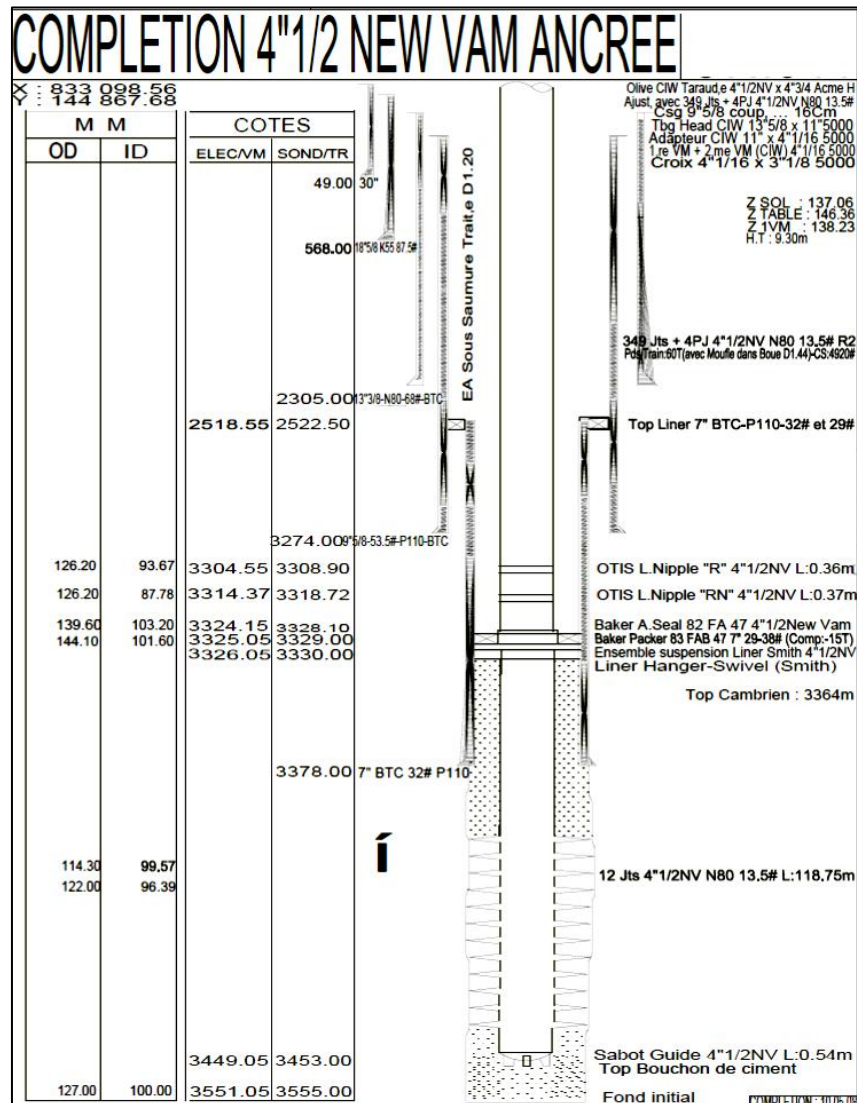


Figure 3-3:La fiche technique du puits A

Chapitre 3:Modélisation et performance des puits

Le but ici est comme la première étape d'obtenir le même puits avec la même mesure dans le simulateur.

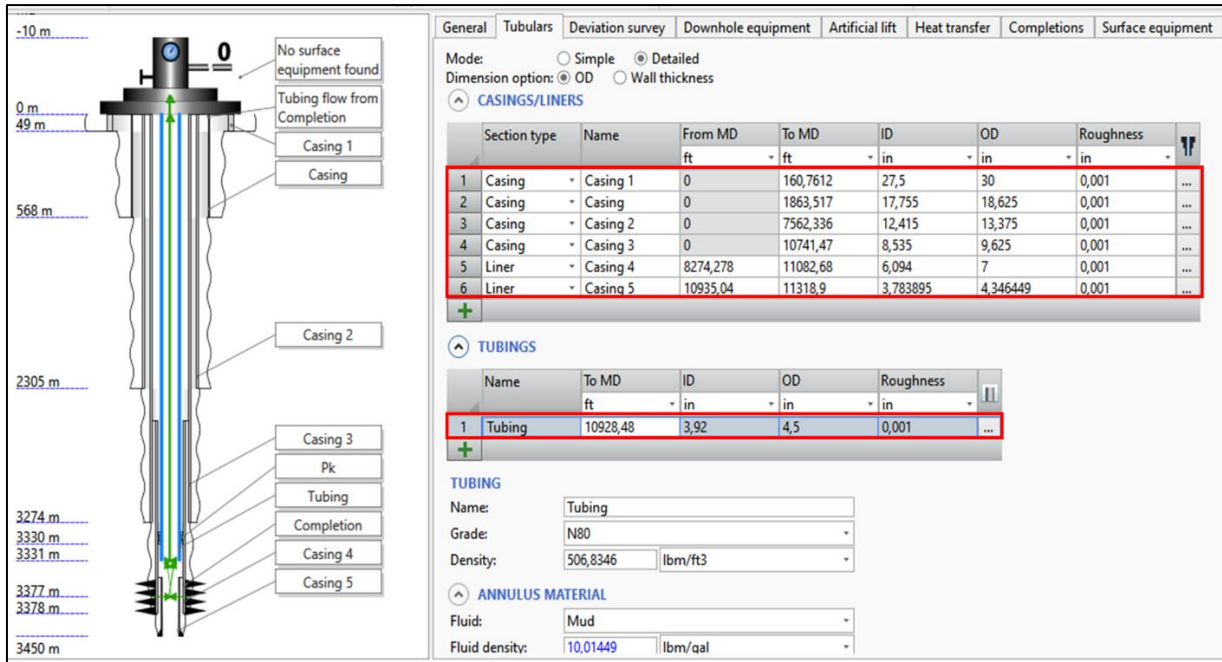


Figure 3-4:Le modèle de puits dans le simulateur

3.4.1.2 Complétion :

La deuxième étape consiste à déterminer la profondeur de perforation du puits (interface puits/réservoir) à partir de la diagraphie du puits et des données pétrophysiques qui ont été fournies comme suit :

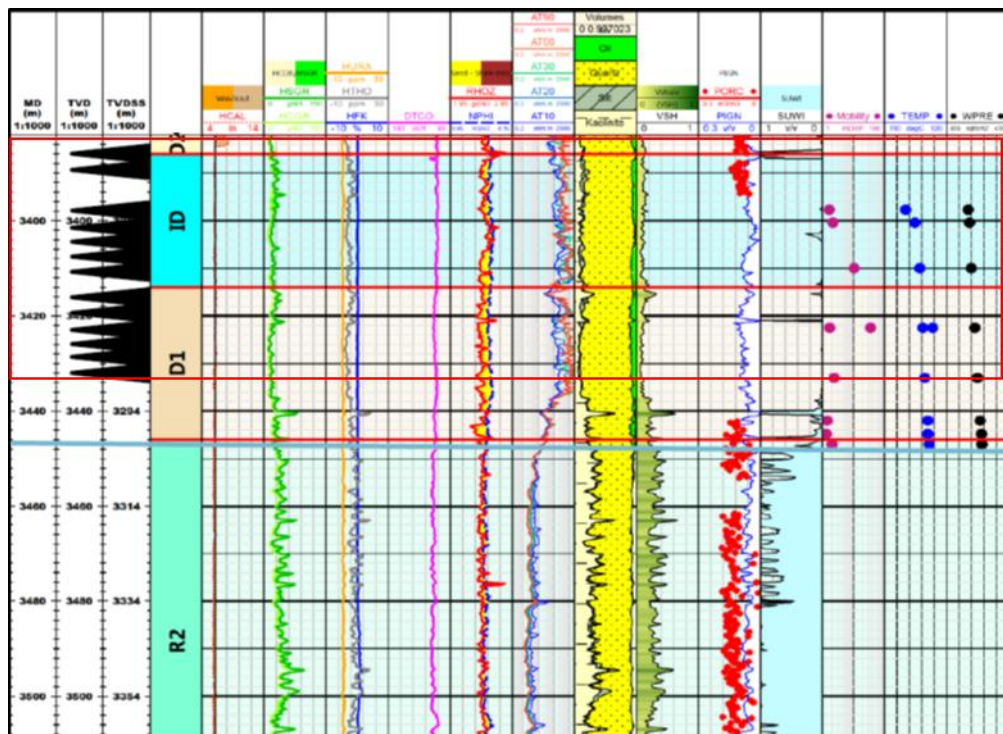


Figure 3-5: les données de diagraphie de puits A

On observe, on a trois étapes de perforation au cours de l'histoire du puits, comme il est illustré sur le tableau suivant :

Tableau 3-1:Informations sur la perforation

Date	Intervalle de perforation	Profondeur en un seul point
20/08/2008	3390-3394	3392
	3398-3414	3406
	3417-3434	3425.5

Comme le simulateur ne permet qu'un seul point d'entrée des fluides, il faut en compléter trois afin de simuler correctement la situation, mais les données fournies par le test DST nous ont obligés à faire un seul point, comme l'illustre la (figure 4 6) :

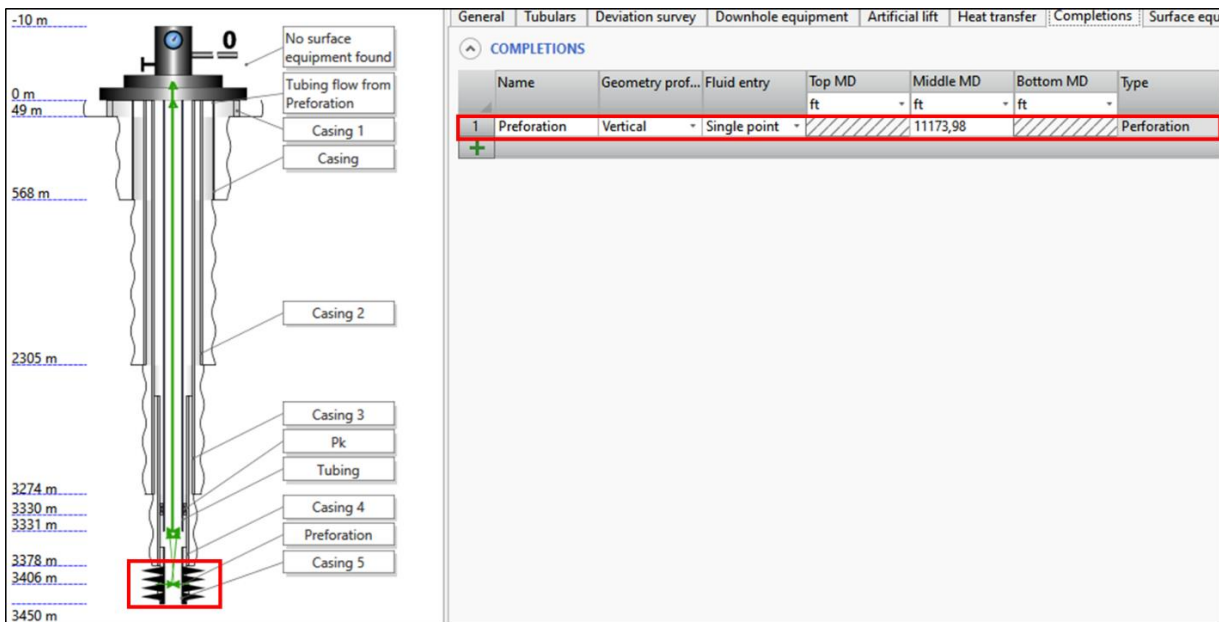


Figure 3-6:Les niveaux de perforation représentés sous forme de point unique dans le logiciel

3.4.2 Le réservoir :

3.4.2.1 Entrées de données du réservoir (Réservoir data input) :

Une bonne représentation du réservoir dans le logiciel dépend des données des tests de puits. Dans notre cas, un test DST était disponible comme suit :

Tableau 3-2:Informations sur le DST

Test	Date	Pg (psia)	Pf (psia)	Pt (psia)	Débit (m ³ /h)	IP
DST	19/04/2008	6775,335	6305.68	3165.166	20.8	1.49

La température du réservoir peut être extraite des données pétrophysiques 188 °C. Le DST montre une très bonne communication du réservoir.

Nous insérons toutes ces informations dans le logiciel au fur et à mesure :

Chapitre 3:Modélisation et performance des puits

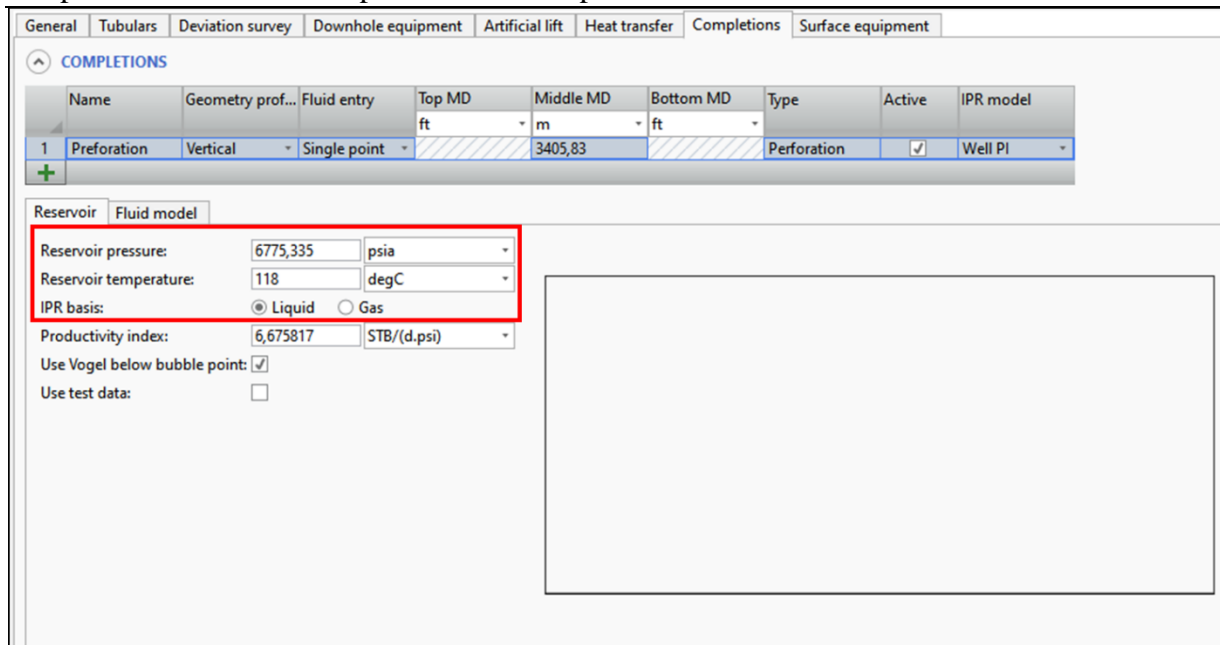


Figure 3-7: Onglet "Réservoir" dans le simulateur

3.4.2.2 Le concept de l'indice de productivité :

La relation entre le débit d'entrée des puits et la diminution de la pression a souvent été exprimée sous la forme d'un indice de productivité J :

Où :

$$J = \frac{0.00708hk_o}{\mu B_o \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)} \quad (3-1)$$

L'équation d'entrée pour le flux de pétrole peut alors s'écrire comme suit :

$$q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (3-2)$$

Ou bien :

$$J = \frac{q_o}{(\bar{p}_r - p_{wf})} \quad (3-3)$$

La résolution de p_{wf} en termes de q_o , révèle qu'un tracé de p_{wf} en fonction de q_o sur des coordonnées cartésiennes donne une ligne droite ayant une pente de $(-1/J)$ et un point d'intersection de \bar{p}_r à $q_o=0$.

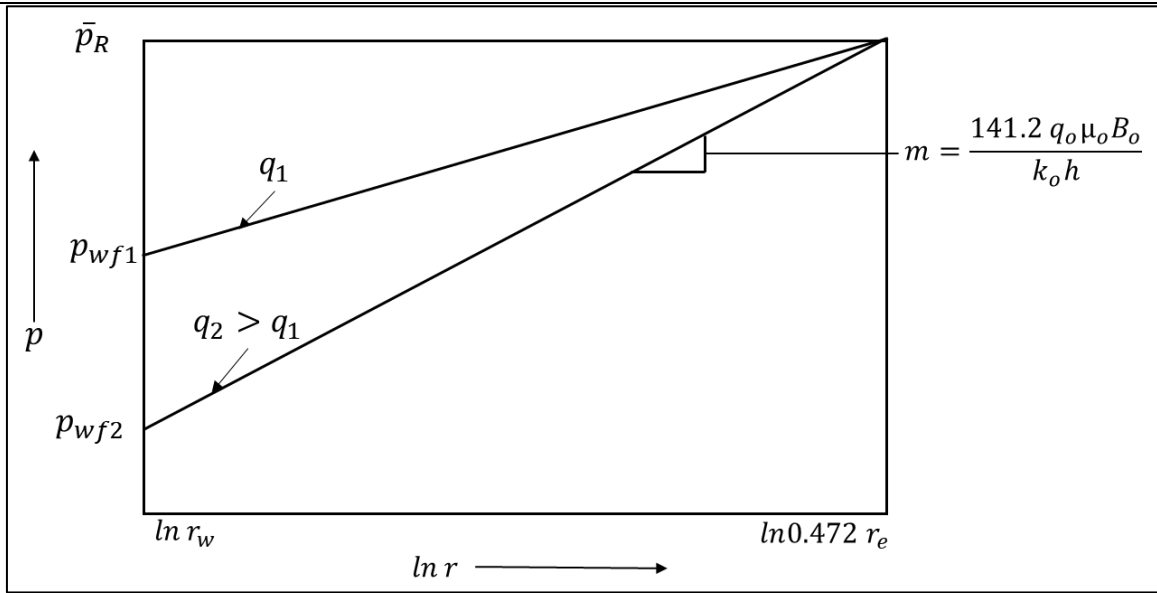


Figure 3-8:Graphe semi-logarithmique de la pression en fonction du rayon

P.S : Le débit d'entrée si p_{wf} est réduit à zéro, c'est-à-dire le potentiel d'écoulement libre absolu (AOF) ou $q_o(max)$.

Les prédictions faites ne sont valables que si J reste constant. Cela implique que la fonction de pression $f(p) = \frac{k_o}{\mu B_o}$, reste constante, ce qui est rarement le cas, L'indice de productivité peut également être exprimé sous la forme :

$$J = \frac{0.00708h}{(\bar{p}_r - p_{wf}) \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp \quad (3-4)$$

3.4.2.3 L'indice de productivité dans le PIPESIM :

Le logiciel donne la possibilité de choisir la méthode de calcul de l'IP en utilisant les données de test de la DST :

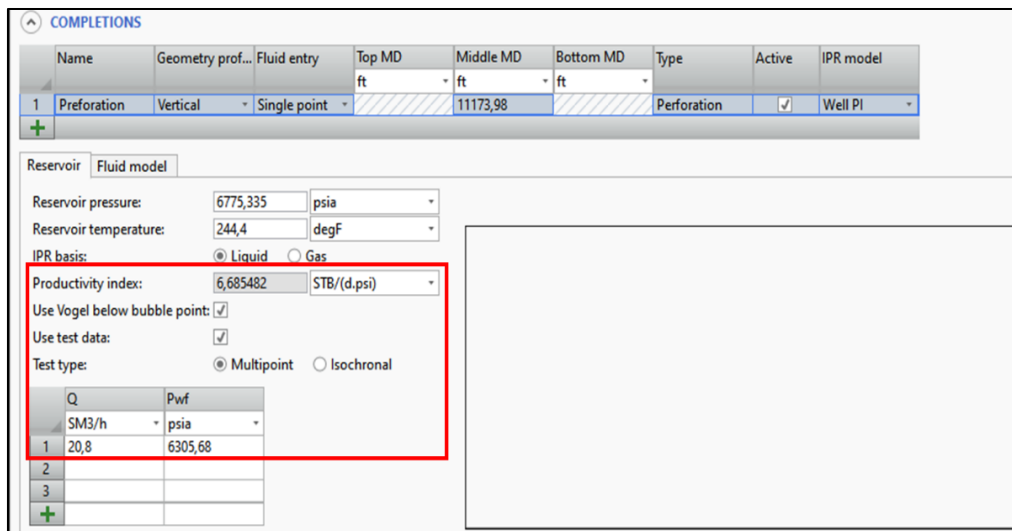


Figure 3-9: L'indice de productivité dans le PIPESIM

3.4.3 Le modèle de fluide :

Les fluides "Black oil" sont modélisés en trois phases : le pétrole, le gaz et l'eau. La quantité de chaque phase est définie dans les conditions du bac de stockage en spécifiant les ratios des phases gaz et eau, généralement le ratio gaz/pétrole (GOR) et le water-cut. Les propriétés à des pressions et des températures autres que celles du bac de stockage sont déterminées par des corrélations empiriques. On suppose que l'eau reste en phase liquide. La propriété clé pour déterminer le comportement des hydrocarbures en phase est le rapport gaz/huile en solution, qui est utilisé pour calculer la quantité de gaz dissous dans le pétrole à une pression et une température données.

3.4.3.1 Les propriétés PVT :

Les données disponibles pour notre puits qui devaient remplir les informations du simulateur pour des résultats plus fiables sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3-3: Les propriétés PVT.

Le modèle de fluide	Water cut (%)	GORs (Sm3/ Sm3)	Densité de Gaz (sp.g)	Densité d'eau (sp.g)	Densité d'huile(API)
Black Oil	0	200	1.104	1.02	42.14

En insérant ces statistiques dans notre logiciel, les informations sur la fraction de contamination ne sont pas disponibles car une analyse PVT approfondie n'a pas été faite pour notre puits, l'onglet fluide est illustré dans la (Figure 3-10) :

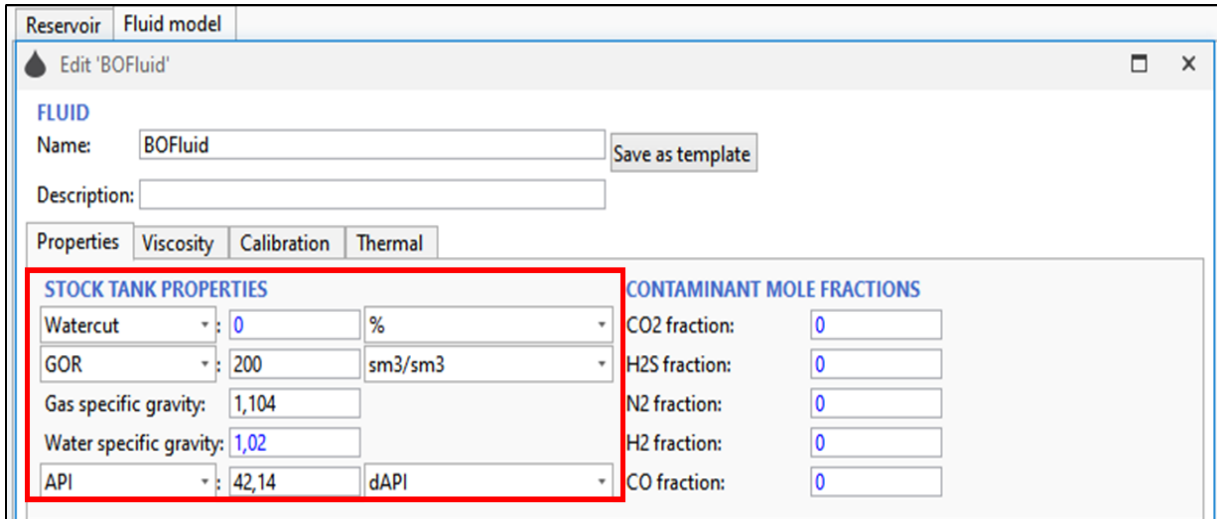


Figure 3-10:Black Oil Properties in PIPESIM

3.4.3.2 Étalonnage du PVT:

Les modèles de fluides Black Oil utilisent un ensemble de corrélations empiriques pour calculer diverses propriétés comme la viscosité, la pression au point de bulle, la densité, etc. Dans de nombreux cas, ces propriétés calculées ne correspondent pas aux valeurs mesurées en laboratoire. Un étalonnage est nécessaire pour améliorer la précision des calculs des propriétés du fluide en ajustant les corrélations pour qu'elles correspondent aux données mesurées par l'analyse en laboratoire.

La pression du point de bulle est l'un des paramètres les plus importants dans la modélisation du fluide black oil car la plupart des propriétés du fluide et des choix de corrélation changent au-dessus et en dessous de ce point. Le point de bulle fait référence aux conditions de pression et de température auxquelles tout le gaz disponible est entièrement dissous dans l'huile. Une légère baisse de pression (en supposant une température constante) entraînera la sortie de la première bulle de gaz de la phase huileuse et à mesure que la pression diminuera, de plus en plus de gaz sortira de la solution. L'huile au-dessus du point de bulle est appelée huile sous-saturée car la quantité de gaz dissous est toujours inférieure à ce qu'elle pourrait dissoudre. D'autre part, l'huile en dessous du point de bulle est appelée huile saturée. L'huile sans gaz dissous est appelée huile morte.

point de bulle (psia)	R_s (sm ³ / sm ³)	B_o (BBL/STB)	Viscosité (cp)	Température (°C)
2291.984	201	1.802	0.19	118

En insérant ces ensembles de données dans notre logiciel, les informations ci-dessus et certaines des informations en dessous du point de bulle ne sont pas disponibles car une analyse PVT approfondie n'a pas été faite pour notre puits, l'onglet de calibrage du fluide est illustré dans la (Figure 3-11) :

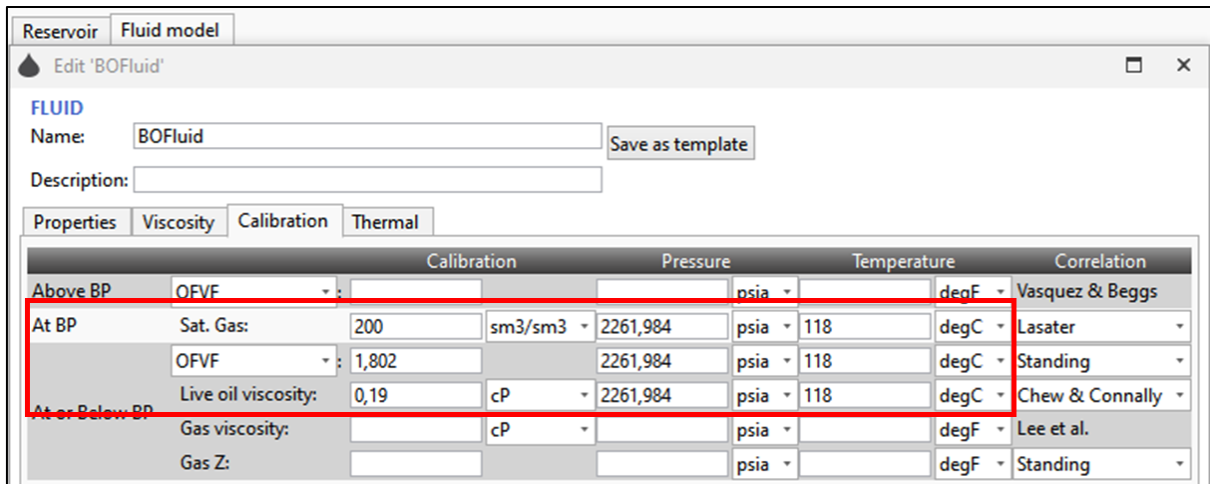


Figure 3-11:les données de calibrage dans le programme.

3.4.4 Courbe de performance de réservoir (IPR) :

Le IPR d'un puits est la relation entre le débit du fond du puits et la pression d'écoulement p_{wf} . Le IPR est illustré graphiquement par la courbe p_{wf} en fonction de q . Si le IPR peut être représenté par un indice de productivité constant J , le graphe sera linéaire et la pente de la ligne sera de $-1J$ avec des points d'interception de $p_{wf} = \overline{p}_R$ and $q_o = q_{max}$, aux valeurs respectives de $q = 0$ et $p_{wf} = 0$.

Après avoir introduit différents ensembles de données dans le simulateur, tels que le modèle de puits, les entrées de réservoir et le modèle de fluide, une courbe de IPR peut être observée (Figure 3-12). Notez qu'il existe différentes façons de tracer le IPR dans notre cas : la méthode de l'IP du puits a été utilisée[39].

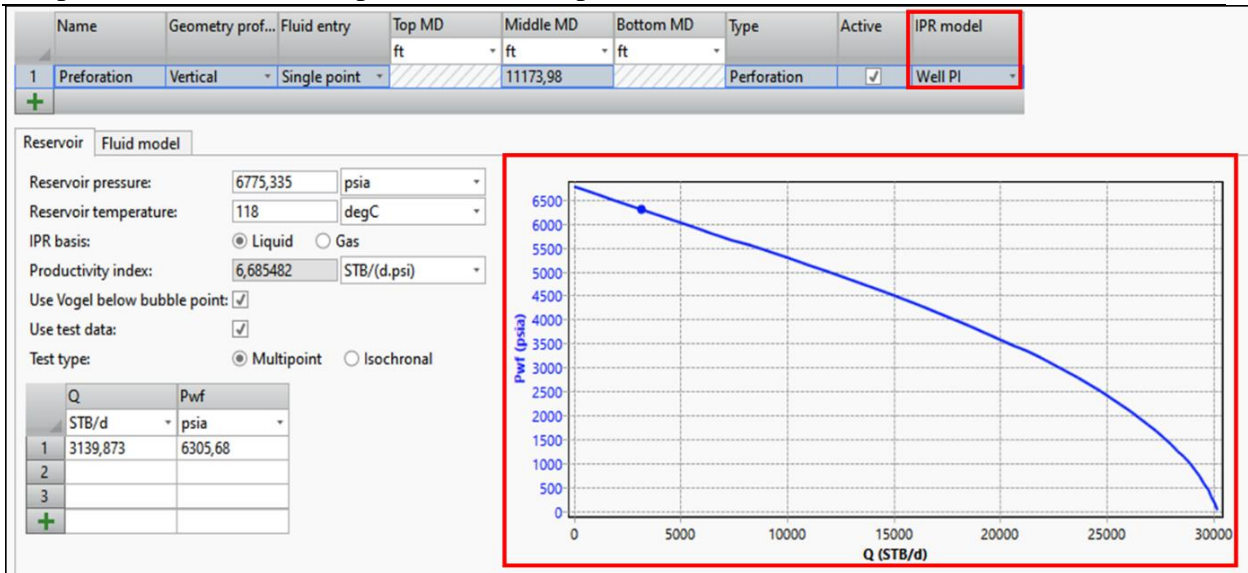


Figure 3-12: courbe IPR pour puits A

3.4.5 Courbe de performance de tubing VLP :

3.4.5.1 Introduction :

La performance de tubing (VLP) concerne le mouvement des fluides du réservoir depuis le fond du puits jusqu'à la duse de production en surface. Les courbes VLP dépendent des pressions d'admission dans le tubing, des pressions de tête du tubing, des diamètres intérieurs du tubing, des pertes de pression dans le tubing, des propriétés du fluide, du comportement de la phase fluide et des performances de la duse. Les systèmes d'entrée et de sortie d'un puits sont illustrés dans la Figure 3-13[40].

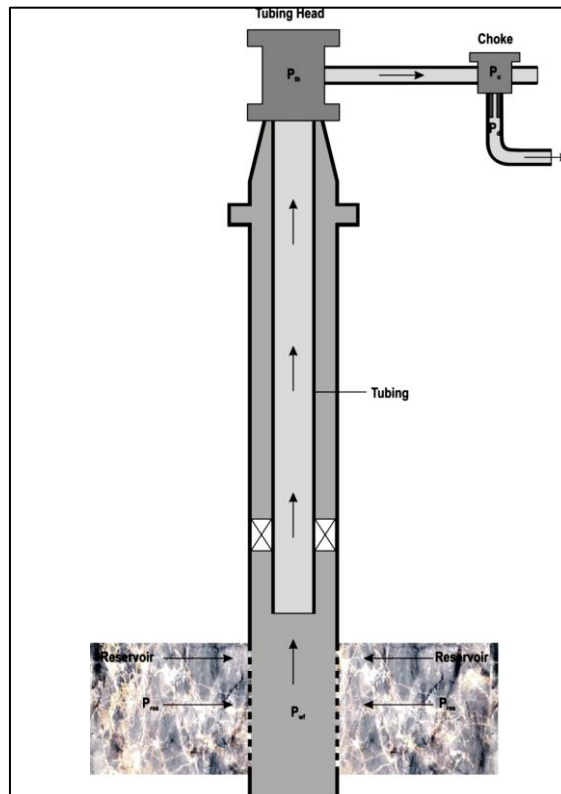


Figure 3-13: les systèmes inflow et outflow de puits.

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{gravity} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{friction} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{kinetic} \quad (3-5)$$

ou:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \phi + \frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dz} + \frac{f v^2 \rho}{2 g_c d} \quad (3-6)$$

3.4.5.2 Les facteurs influençant le VLP :

- Taille des tubings.
- Le débit.
- La viscosité du fluide.
- La densité du fluide.
- Le rapport gaz-liquide (GLR).
- Le rapport eau-huile (WOR).
- La déviation des puits verticaux.

3.4.5.3 L'application dans le software :

Afin de simuler l'écoulement dans le tubing, un certain nombre d'équations ont été introduites dans le logiciel afin de représenter pleinement l'écoulement en trois phases. Certaines équations sont générales, d'autres sont spécifiques à certains domaines avec certaines limitations.

Quelques étapes doivent être suivies pour choisir la corrélation adéquate à notre système :

a. Les données de puits (well survey data) :

Peuvent être obtenus à partir d'essai de puits pour obtenir des données de la surface et du fond du puits, comme indiqué dans le tableau :

Tableau 3-4:well survey data

Débit d'huile (STB/d)	Débit de gaz (MMscf/d)	Débit d'eau (STB/d)	Température (°C)	Pression de fond « dynamique » (psia)	Pression de tête (psia)	Profondeur de la pression de fond (m)
3139,873	3,680172	0	118	6301,414	3165,166	3200

b. Catalogue de puits dans PIPESIM

Le software donne la possibilité d'insérer les données précédentes à une utilisation ultérieure pour choisir l'équation appropriée, comme indiqué dans la Figure 3-14

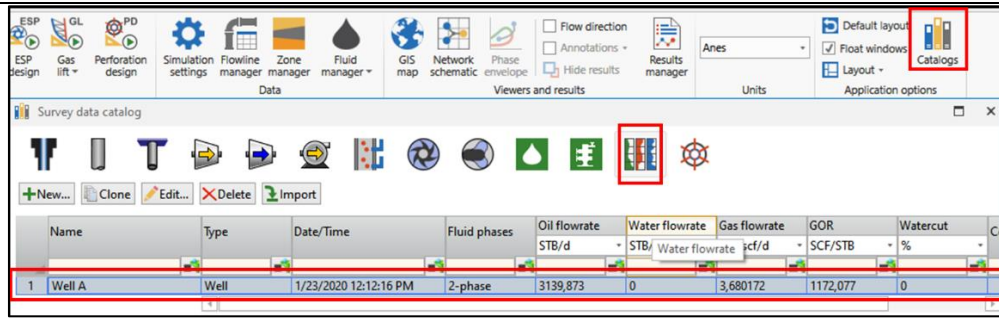


Figure 3-14:Catalogues, cheminement de puits dans PIPESIM

L'onglet dans lequel les données du Tableau 3-4 peuvent être insérées sera représenté (Figure 3-15) :

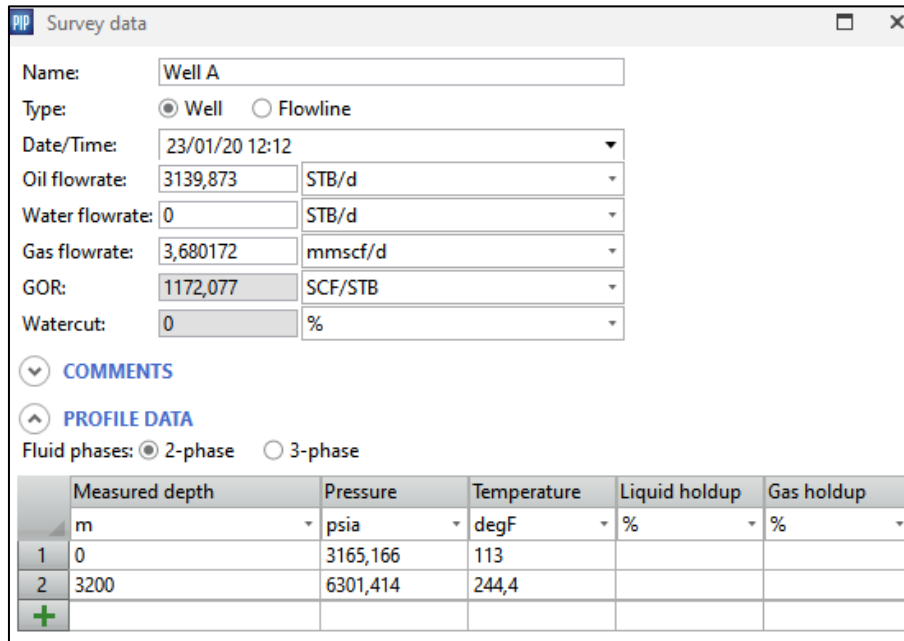


Figure 3-15:Onglet "survey data"

c. Calibration du modèle :

Exécution de tâches de calibration de modèles afin de régler les modèles suivants pour qu'ils correspondent aux mesures sur le terrain : corrélations PVT, corrélations de flux empiriques et modèles de transfert de chaleur. Le modèle de calibrage donne la possibilité de choisir les corrélations souhaitées à partir de l'équation d'ajustement.

Chapitre 3:Modélisation et performance des puits

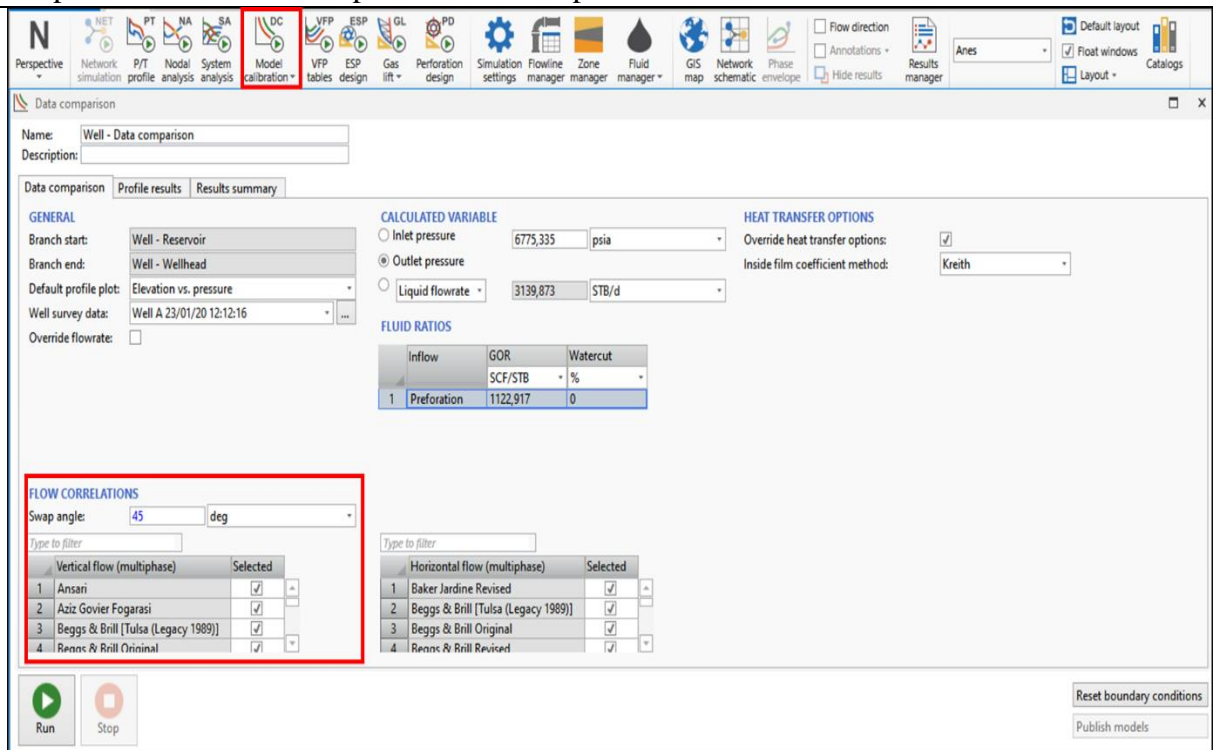


Figure 3-16:Calibration du modèle, onglet de "data comparison" -PIPESIM-

Exécution du mode de calibration pour garantir le modèle de calibration par la vérification des erreurs comme indiqué ci-dessous (Figure 3-17) :

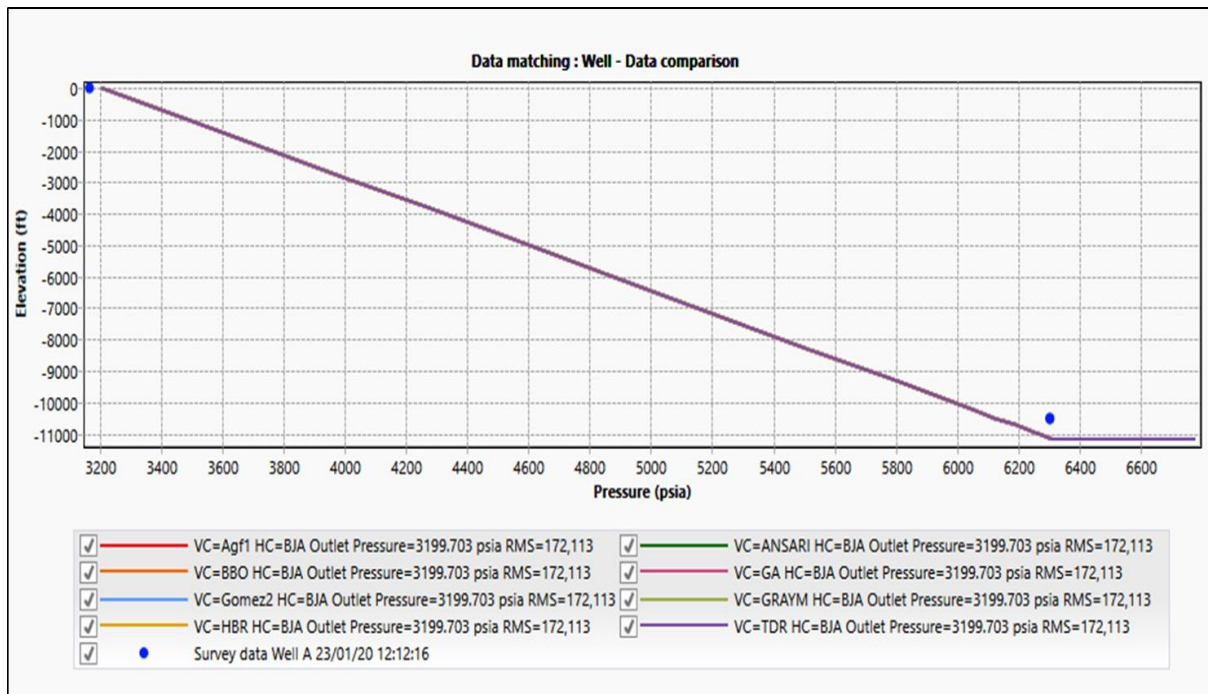


Figure 3-17:choix de la corrélation VLP

d. Recherche bibliographique :

Le second critère est un article récent publié "Proper Selection of Multiphase Flow Correlations Mohamed"[41]. Les chercheurs ont recueilli des données de différents puits pour évaluer les corrélations (Tableau 3-5).

Chapitre 3:Modélisation et performance des puits

L'approche a été légèrement intéressante après avoir rassemblé les données : un groupe a été créé pour classer chaque puits en prenant en considération le type de fluide (pétrole et gaz), le water cut, la profondeur, le débit, la GOR et le type de puits (dévié, vertical et horizontal[41].

Tableau 3-5:Base de données sur la classification des points de pression

Production Type	Number of Pressure Points	No. of surveys	survey points	single points
Production Type	2,165	225	1,700	465
Natural Flow Oil	555	2	15	540
Natural Flow Gaz	231	18	189	42
Gaz Lift	299	2	15	284

Les données ont été classées en groupes selon le type de fluide (pétrole et gaz), le type de puits (vertical, dévié et horizontal), la profondeur (≤ 2000 , $2000-9000$, et >9000 ft), et l'ID du tubing (<2.99 ", ≥ 2.99 "") comme indiqué dans (Figure 3-18) :

		Vertical		Deviated		Horizontal	
		Oil	Gas	Oil	Gas	Oil	Gas
Shallow	< 2.99	(A)					
	≥ 2.99	(B)		(G)	(R)	(L)	
Moderate	< 2.99	(C)	(N)	(H)	(S)		
	≥ 2.99	(D)	(O)	(I)	(T)	(M)	
Deep	< 2.99	(E)	(P)	(J)	(U)		
	≥ 2.99	(F)	(Q)	(K)	(V)		

Figure 3-18:Classification des groupes de données en fonction de la géométrie du puits.

D'après nos données, notre étude de cas se classe dans le groupe (F).

Le tableau 4 6 montre les critères qui ont été utilisés pour classer les données de pression dans chaque groupe en fonction des conditions d'écoulement du pétrole.

Tableau 3-6 :Classification des données du pétrole pour chaque groupe (cluster) de la base de données.

Q _o STB/d	W,C %	GOR, SCF/STB
< 2500	< 5	<1000
2500-10000	5-30	1000-5000
>10000	30-70	>5000
	>70	

Nous avons ensuite utilisé un logiciel commercial pour construire des modèles de puits pour tous les cas (près de 1580 modèles) et exécuter toutes les corrélations disponibles pour prédire les 3250 points de pression. Une comparaison entre différentes corrélations d'écoulement multiphasique a été effectuée dans chaque cas pour sélectionner la ou les corrélations les plus appropriées pour chaque cas (en fonction de l'erreur entre les points de pression mesurés et prévus). Les corrélations utilisées dans ce travail comprennent[41] :

1. Duns and Ros Modifier.
2. Hagedorn and Brown.
3. Fanher and Brown.
4. Mukherjee and Brill.
5. Beggs and Brill.
6. Petroleum Experts.
7. Orkiszewski
8. Petroleum Experts 2.
9. Duns and Ros Originale.
10. Petroleum Experts 3.
11. GRE.
12. Petroleum Experts 4.
13. Hydro.
14. Petroleum Experts 5.

L'équation suivante a été utilisée pour calculer l'erreur entre les points de pression mesurés (observés) et prévus pour chaque corrélation :

$$Erreur \% = \left| \frac{mesuré - observé}{mesuré} \right| * 100 \quad (3-7)$$

Le Tableau 3-7 montre les meilleures corrélations dans chaque groupe (cluster) et leurs facteurs de force pour les puits de pétrole. La ligne du groupe (F) du tableau a été choisie uniquement parce qu'elle nous intéresse :

D'après le Tableau 3-7, la meilleure corrélation ajustée pour le puits A est Duns and Ros Modifier (DRM).

Tableau 3-7:Onglet "Meilleures corrélations dans chaque groupe pour les puits de pétrole" (F).

Group	Qo bbl/d	GOR scf/stb	W.C. %	Total Points	Correlation	Strength Factor %	Average Absolute Error %
F	<2,500	<1,000	<5	9	FB	89	2.66
					GRE	89	3.54
					PET 4	89	3.57
					PET 5	89	3.63
					HB	89	3.64
					ORK	89	3.64
					PET 2	89	3.64
					PET 3	89	3.64
					PET	89	3.64
		5-30	6	ORK	100	10.31	
		30-70	5	FB	100	0.83	
		HB	100	1.3			
		PET 4	100	0.62			
		PET 3	100	0.64			
	PET	100	0.85				
	PET 5	100	0.85				
	1,000-5,000	<5	4	GRE	75	0.54	
	MB			75	1.24		
	PET 4			100	0.15		
	PET 5			100	0.46		
	PET			100	0.49		
PET 3	100			0.58			
GRE	100			0.62			
5-30	1	ORK	71	15.64			
30-70	14	DRM	50	4.6			
2,500-10,000	<1,000	<5	10	DRM	100	1.06	
>10,000	1,000-5,000	<5	2	DRM	100	1.06	
	1,000-5,000	<5	2	BEGG	100	2.01	

Duns and Ros (1963) Modifier

Duns et Ros (1963) ont développé leur modèle basé sur trois régions différentes : bulle, bouchon et flux de vapeur. Ce modèle empirique de la chute de pression le long du puits est le résultat d'une étude intensive en laboratoire de 4 000 essais d'écoulement à deux phases. Les expériences ont été réalisées dans des tubes verticaux d'un diamètre allant de 1,26 à 5,60 pouces pour l'écoulement gaz-eau (Brill & Mukherjee, 1999), et l'écoulement gaz-diesel. Dans le modèle hybride présenté dans ce rapport, la corrélation de Duns et Ros a été choisie pour les écoulements à bulles et à bouchons en raison de sa bonne précision à prédire la chute de pression dans ces régimes d'écoulement pour les fluides air-eau et gaz-pétrole, pour une large gamme de diamètres de tube[42].

- Il dispose d'une carte du régime d'écoulement élargie par les travaux de Gould et al. Celle-ci comprend une nouvelle région de transition entre l'écoulement des bulles et des limaces, et une région supplémentaire d'écoulement de l'écume à haut débit. La retenue est considérée comme une absence de glissement pour l'écoulement de l'écume, et est interpolée sur la transition bulle-limace.
- Les autres relations de hold-up sont comme pour les Duns and Ros classiques. Le frottement est calculé par la méthode proposée par Kleyweg. Celle-ci utilise un facteur de friction monophasique plutôt que biphasique, mais implique l'utilisation d'une vitesse moyenne du fluide. Kleyweg prétend que cette méthode est meilleure.
- Duns and Ros Modifier donne les plus fortes chutes de pression dans le régime du slug flow pour les puits de pétrole[43].

e. Insertion de la corrélation de choix :

Dans PIPESIM, la corrélation peut être modifiée dans les paramètres de simulation dans l'onglet de corrélation d'écoulement comme indiqué dans :

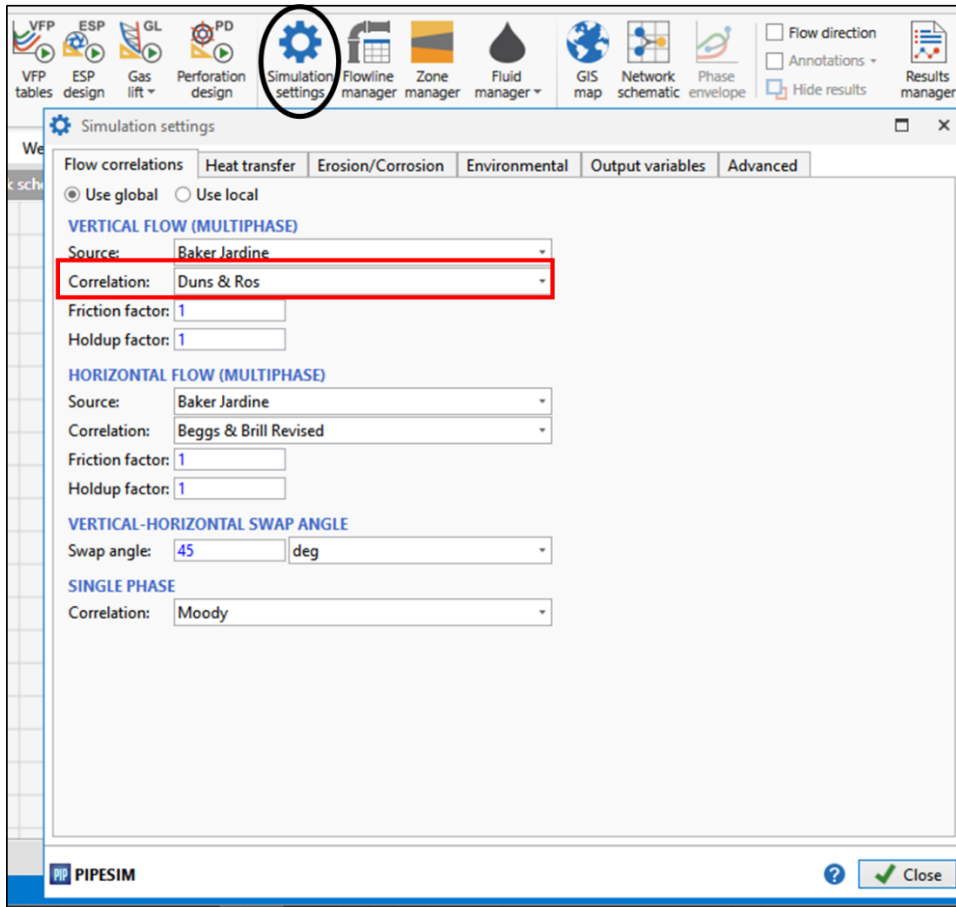


Figure 3-19:Choix de la corrélation d'écoulement

3.4.6 Équipement :

Comme il le sait bien, il est nécessaire de relier le puits à un pipeline extérieur pour établir une corrélation avec la pression et le débit du réseau, ainsi que d'ajouter une vanne de calage pour contrôler le débit à venir.

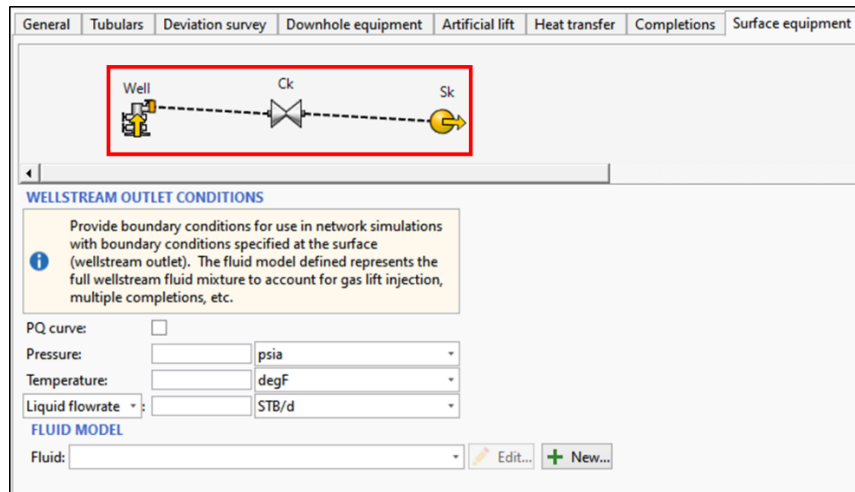


Figure 3-20:Équipement de surface du puits A

3.5 Performance des puits :

3.5.1 Introduction :

Comme mentionné dans les sections précédentes de l'analyse nodale, afin d'évaluer la performance du puits A, nous appliquons le principe mentionné pour trouver le point de solution ou comme il est appelé point de fonctionnement.

3.5.2 L'analyse nodale dans PIPESIM :

La tâche d'analyse nodale, le puits de forage a été choisi comme point nodal, le réservoir comme point de départ et la tête de puits comme point d'arrivée. La pression de sortie (pression de la tête de puits) est fixée à 3165,166 psia, puis le simulateur peut être exécuté avec les résultats suivants (Figure 3-21) :

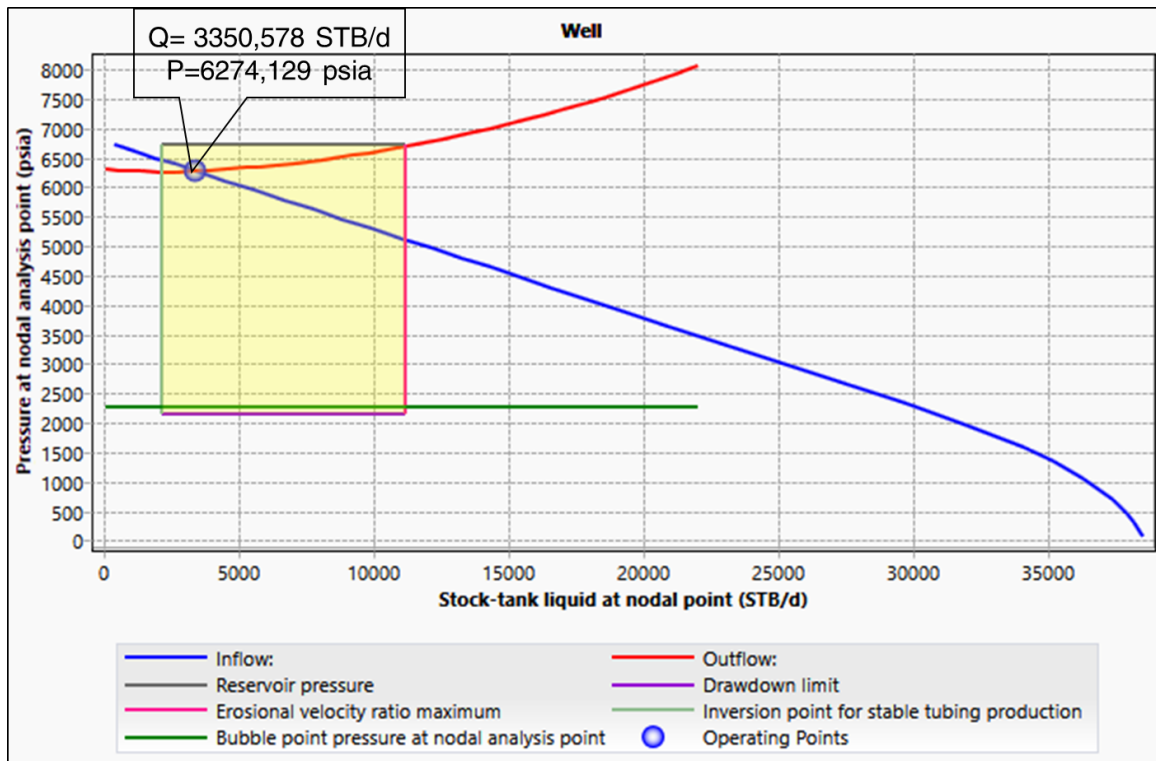


Figure 3-21:Point de solution pour le puits A

Comme présenté, le puits A fonctionné naturellement sans qu'il soit nécessaire de recourir à des méthodes d'amélioration de l'état initial du réservoir et du puits avec un débit de $3350,578$ STB/d et une pression de $6274,129$ psia.

3.5.3 Calculs d'erreur :

Afin de confirmer les résultats donnés par le simulateur, les calculs d'erreur sont essentiels pour identifier la différence entre la valeur mesurée par le DST et la valeur calculée.

L'équation d'erreur :

$$Erreur = \left| \frac{Valeur_{mesuré} - Valeur_{calculée}}{Valeur_{mesuré}} \right| < 10\% \quad (3-8)$$

Tableau 3-8:Les valeurs mesurées et calculées du DST.

	DST	PIPESIM	Erreur (%)
Débit (STB/d)	3139,873	3350,578	6,7106217
Pression (psia)	6305,681	6274,129	0,50037419

Comme la régulation de 10 % de l'erreur, notre modèle vérifie les normes et peut être considéré comme raisonnable et peut offrir des résultats en quelque sorte précis tout au long des changements des conditions du puits et du réservoir.

3.5.4 Actualisation du modèle :

3.5.4.1 Introduction :

Après une certaine production, les effets de déplétion finiront par modifier les paramètres du puits. Un test de build up a été effectué afin d'évaluer les nouvelles conditions du puits. Le test a duré 200 heures, comme indiqué ci-dessous :

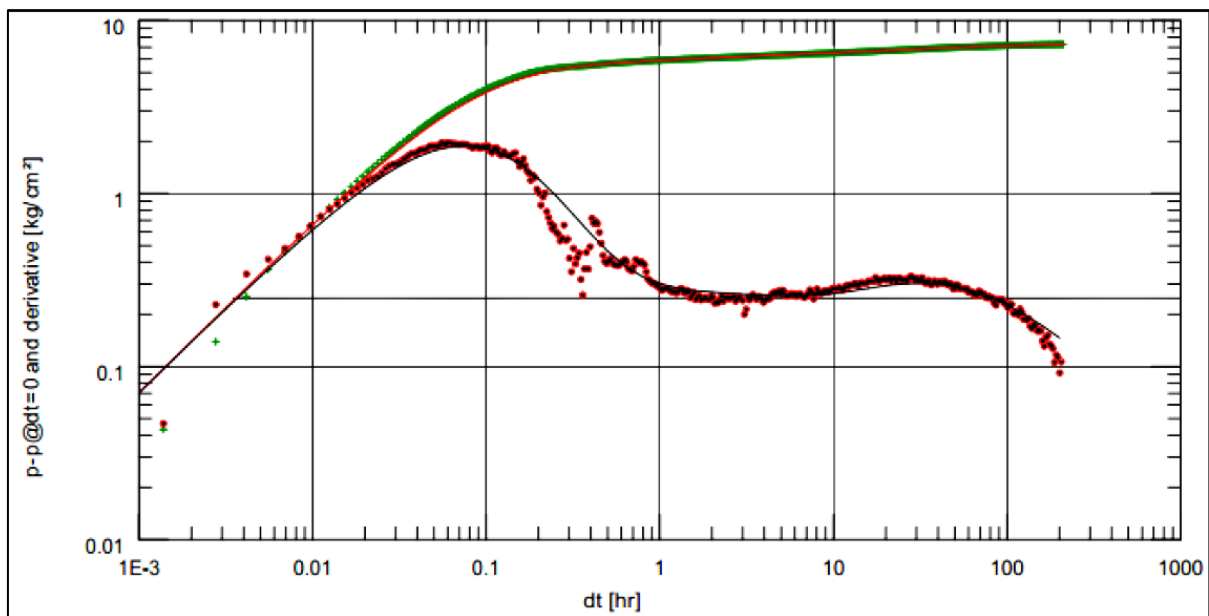


Figure 3-22:Test de build up

Le build up test a été réalisé après 8 ans de production, l'analyse du test du puits montre une pression constante/aucune barrière de débit à environ 50m. Ce qui peut être dû à la faille à l'est. La pression a baissé, et l'IP est toujours élevé, montrant une très bonne communication entre le puits et le réservoir.

Tableau 3-9:Les informations de Build Up test.

Test	Date	Pg (psia)	Pf (psia)	Pt (psia)	Débit (m³/h)	GOR (Sm³/ Sm³)	IP
Build Up	27/09/2016	2877,997	2729,505	296,3222	8,60379	153	0,536

3.5.4.2 Actualisation de la corrélation VLP :

Après la modification des données, le choix de la corrélation peut être modifié en fonction de l'article mentionné précédemment [41]. Le puits A fait toujours partie du groupe (F), mais le groupe de paramètres de production a changé comme suit (Tableau 3-10) :

Tableau 3-10:Onglet "Meilleures corrélations dans chaque groupe pour les puits " (F) après l'actualisation.

Group	Qo bbl/d	GOR scf/stb	W.C. %	Total Points	Correlation	Strength Factor %	Average Absolute Error %
F	<2,500	<1,000	<5	9	FB	89	2.66
					GRE	89	3.54
					PET 4	89	3.57
					PET 5	89	3.63
					HB	89	3.64
					ORK	89	3.64
					PET 2	89	3.64
					PET 3	89	3.64
					PET	89	3.64
		5-30	100	10.31			
		30-70	100	0.83			
		HB	100	1.3			
		1,000-5,000	<5	4	PET 4	100	0.62
					PET 3	100	0.64
	PET				100	0.85	
	PET 5				100	0.85	
	5-30		1	GRE	75	0.54	
				MB	75	1.24	
				PET 4	100	0.15	
	30-70	14	ORK	71	15.64		

Hagedorn & Brown et Orkiszewski sont les seules corrélations communes entre l'article et le simulateur. Le facteur décisif entre les deux serait l'erreur dans les calculs comparaison au test des données réelles :

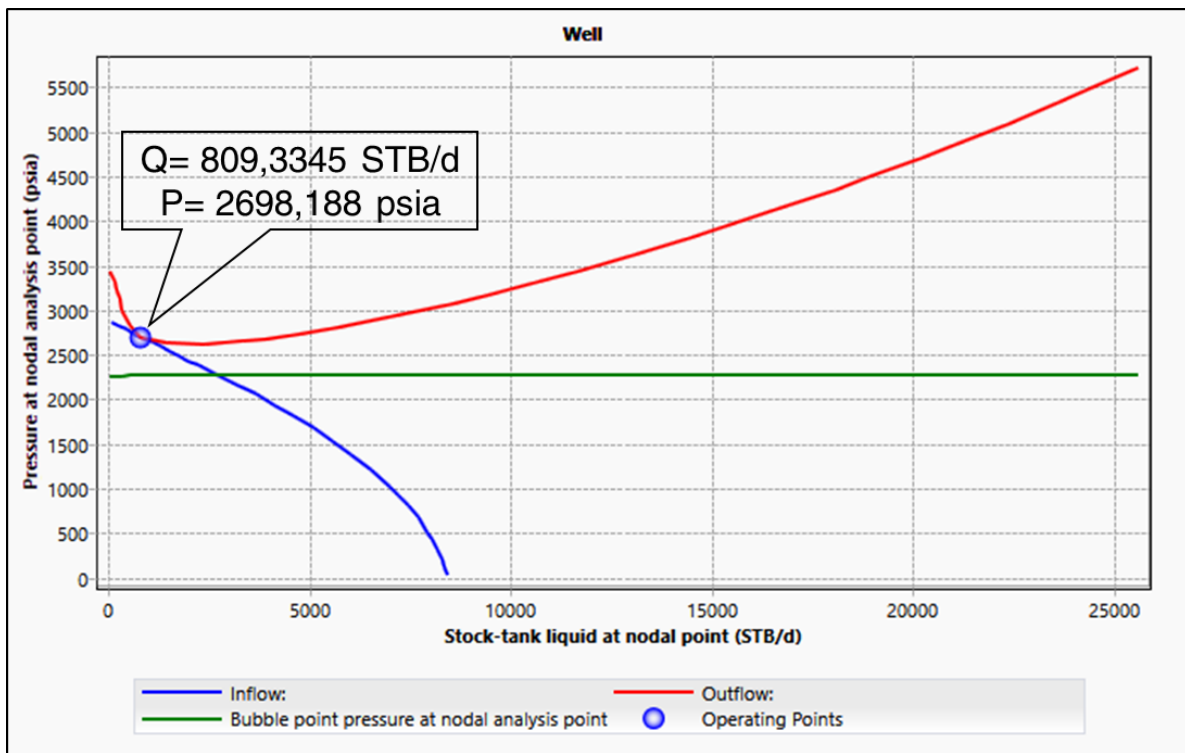


Figure 3-23:Point de solution pour l'actualisation du puits A à l'aide de Hagedorn & Brown

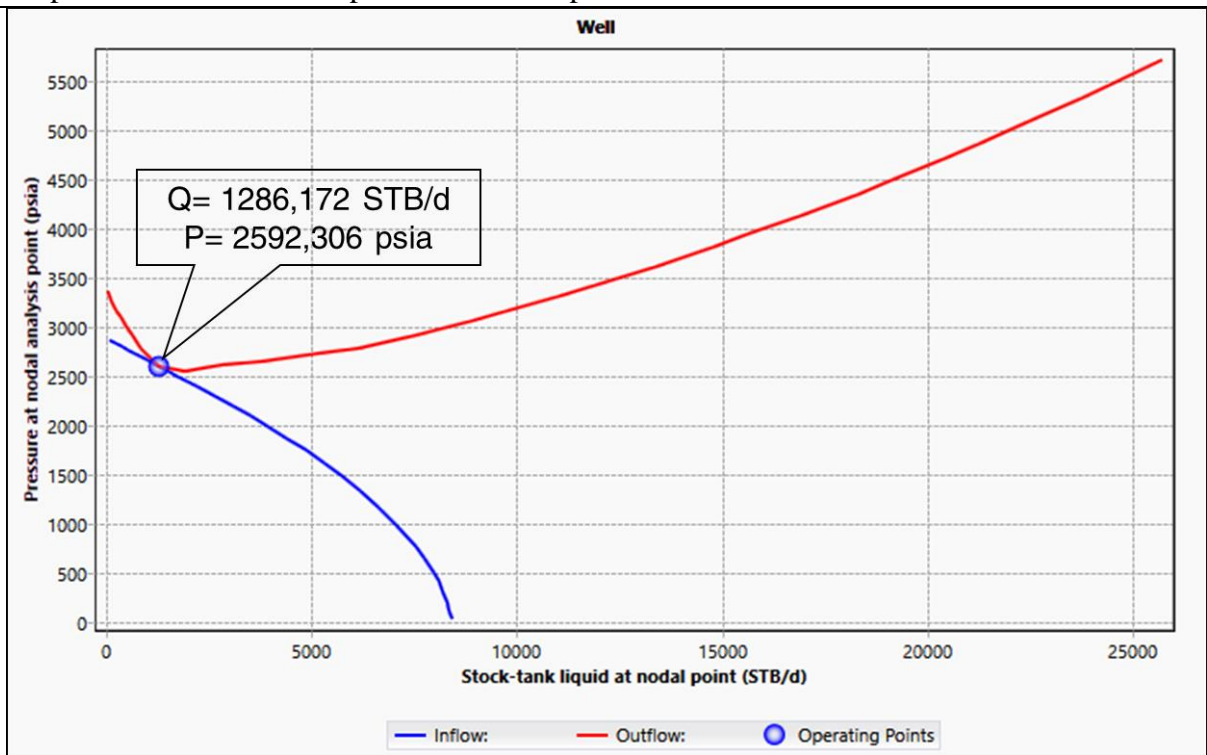


Figure 3-24:Point de solution pour l' actualisation du puits A avec Orkiszewski

3.5.4.3 Calculs d'erreur :

Afin de confirmer les résultats donnés par le simulateur, les calculs d'erreur sont essentiels pour identifier la différence entre la valeur mesurée par le DST et la valeur calculée.

Notez que pour **Hagedorn & Brown**, la pression de sortie (tête de puits) est de **457,41 psia** et de **354,93 psia** pour le cas **Orkiszewski**. La différence entre les pressions à la tête du puits et les données réelles est importante. Comme première hypothèse, **Hagedorn & Brown** semble être plus présentable.

Pour en revenir au calcul de l'erreur, bien que la corrélation **ORK** donne une marge acceptable pour la pression, la marge pour le débit est totalement inacceptable. En revanche, **HB** donne un résultat raisonnable qui peut mieux représenter le modèle.

Tableau 3-11:Les valeurs mesurées et calculées de Build Up test entre HB et ORK.

	Build Up test	Hagedorn and Brown	Erreur HB (%)	Orkiszewski	Erreur ORK (%)
Débit (STB/d)	768,7326	809,3345	5,28166751	1286,172	67,3107138
Pression (psia)	2729,505	2698,188	1,14735089	2592,306	5,0265158

3.5.4.1 Corrélation de Hagedorn &Brown :

Cette méthode est largement utilisée dans la corrélation généralisée du pétrole, qui comprendrait toutes les gammes pratiques de débits, une large gamme de GLR, toutes les tailles de tubing habituellement utilisées et les effets des propriétés des fluides. Elle nécessite des

corrélations à la fois pour le holdup du liquide et le facteur de friction. Les régimes d'écoulement ne peuvent pas être déterminés[44].

3.6 Conclusion

Comme nous l'avons observé tout au long du chapitre, l'évaluation du comportement d'un puits à l'aide de diverses méthodes, principalement l'analyse nodale, permet d'identifier l'état du puits et ce qui doit être corrigé ou modifié :

Au premier état, le puits produisait avec un débit élevé malgré la pression suprême de la tête de puits.

Par la suite, l'énergie naturelle du puits a chuté, ce qui a entraîné de mauvaises performances et le fait qu'il produise à peine est le signe qu'une intervention supplémentaire est nécessaire pour optimiser la production du puits.

Le choix d'une corrélation de performance de tubing VLP est un facteur critique dans la présentation d'une simulation de modélisation de puits.

Chapitre 04 : Étude de cas

Chapitre 4:Étude de cas

4.1 Introduction :

Dans le chapitre précédent, la modélisation montre que le puits A produit dans des conditions instables, mais que le réservoir communique très bien avec la basse pression et le débit. Afin de renforcer la productivité du puits, une récupération secondaire telle que l'injection d'eau ou de gaz non miscible est recommandée en premier lieu pour augmenter la pression du réservoir. Comme deuxième recommandation, une méthode d'activation pourrait permettre d'aider le puits à augmenter le débit dans une marge acceptable.

4.2 Diagnostic du réservoir :

4.2.1 Introduction

Afin de diagnostiquer le réservoir, deux grands ensembles de données peuvent être analysés : l'analyse de la courbe de déclin et la baisse de pression du réservoir.

4.2.2 Déclin de pression

Choisir la sensibilité de l'inflow et faire une gamme allant de la pression actuelle du réservoir de **2877.997 psia** jusqu'à **2600 psia** comme présenté dans la (Figure 4-1)

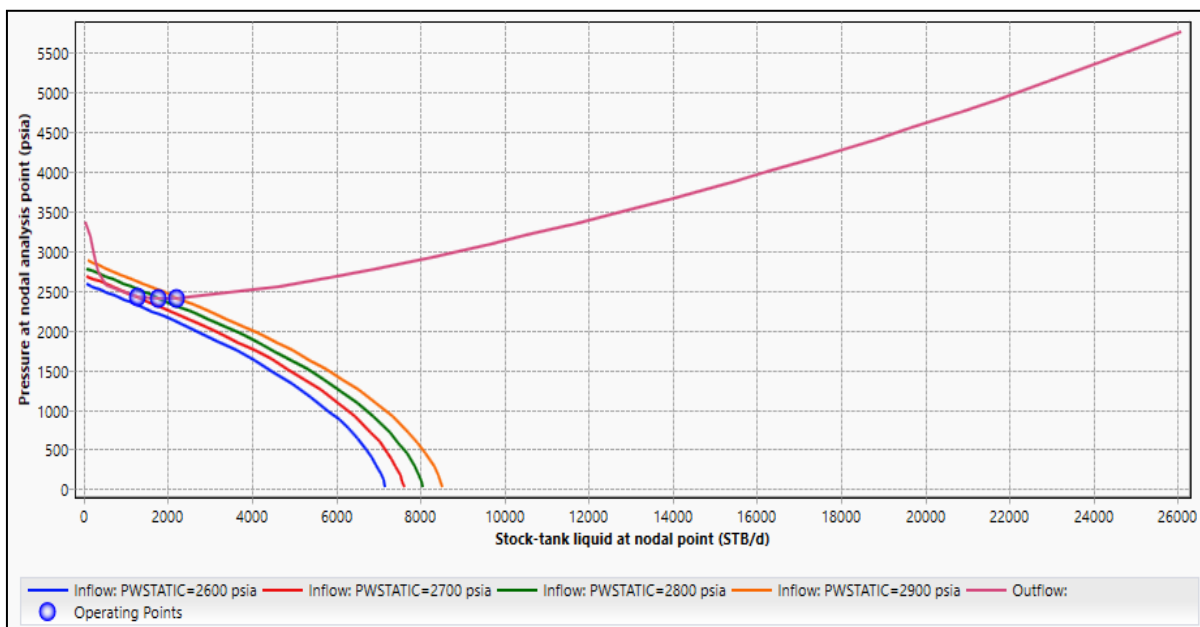


Figure 4-1:sensibilité de l'inflow sur la pression du réservoir (Pr)

Comme illustré lorsque la pression du réservoir atteint **2683,2 psia** marque le puits A cessera de produire s'il reste avec l'énergie naturelle. La chute de pression est estimée à **40 psia** par an avec un faible débit.

Cela se traduira par une production continue de **4 ans** et **10 mois** de production instable si aucune intervention n'est effectuée dans le puits A.

4.2.3 Déclin du débit :

D'après le taux historique de production des HC du puits A et l'analyse nodale de l'état initial et réel du puits, on constate que le puits produit maintenant avec un débit remarquablement faible (Figure 4-2).

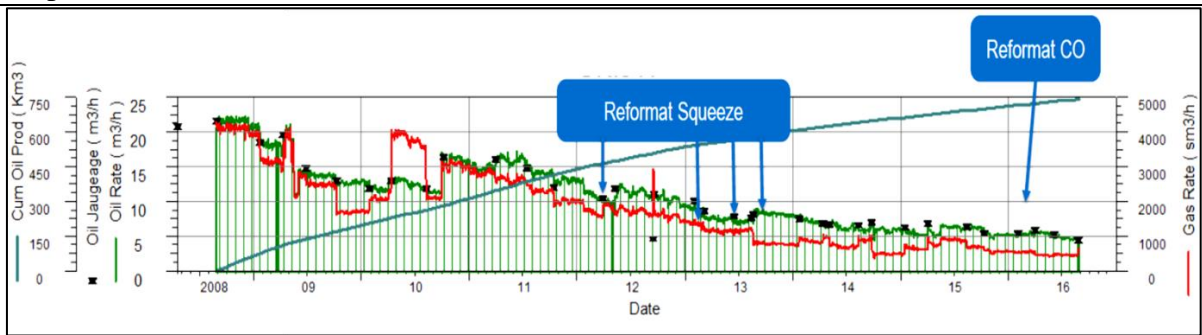


Figure 4-2:Le déclin du débit de pétrole/gaz en fonction du temps.

Comme pour les précédents, le puits a besoin d'une assistance pour produire de manière économique. Deux méthodes d'activation sont proposées pour améliorer les performances du puits.

4.3 Gaz Lift

4.3.1 Introduction :

Le gaz lift est le processus de soulèvement ou d'extraction d'un fluide d'un puits en injectant du gaz dans le puits par le tubing, le tubage, l'annulaire ou le riser. Le gaz injecté aère le fluide pour lui faire exercer une pression inférieure à celle de la formation ; la pression plus élevée de la formation qui en résulte force le fluide à sortir du puits de forage. Le gaz peut être injecté de manière continue ou intermittente, selon les caractéristiques de production du puits et la disposition de l'équipement du gaz lift.

4.3.2 Données du Gaz lift :

Les données relatives aux gaz lift comprennent de nombreux paramètres, mais l'étude se concentrera sur trois d'entre eux :

- Densité du gaz 0,7.
- Profondeur de la vanne d'injection.
- La quantité d'injection.

4.3.2.1 La quantité d'injection :

Afin de déterminer la quantité d'injection du gaz, "PIPESIM Gaz lift response " peut donner des diagraphes analytiques pour déterminer la performance du puits sous gaz lift. Une gamme de *1-10 mmscf/d* de quantité d'injection a été choisie avec une pression d'injection de surface de *1700 psia* et une pression de tête de puits de *868.096 psia* suffisante pour atteindre la pression de la conduite qui va de *270-370 psia*.

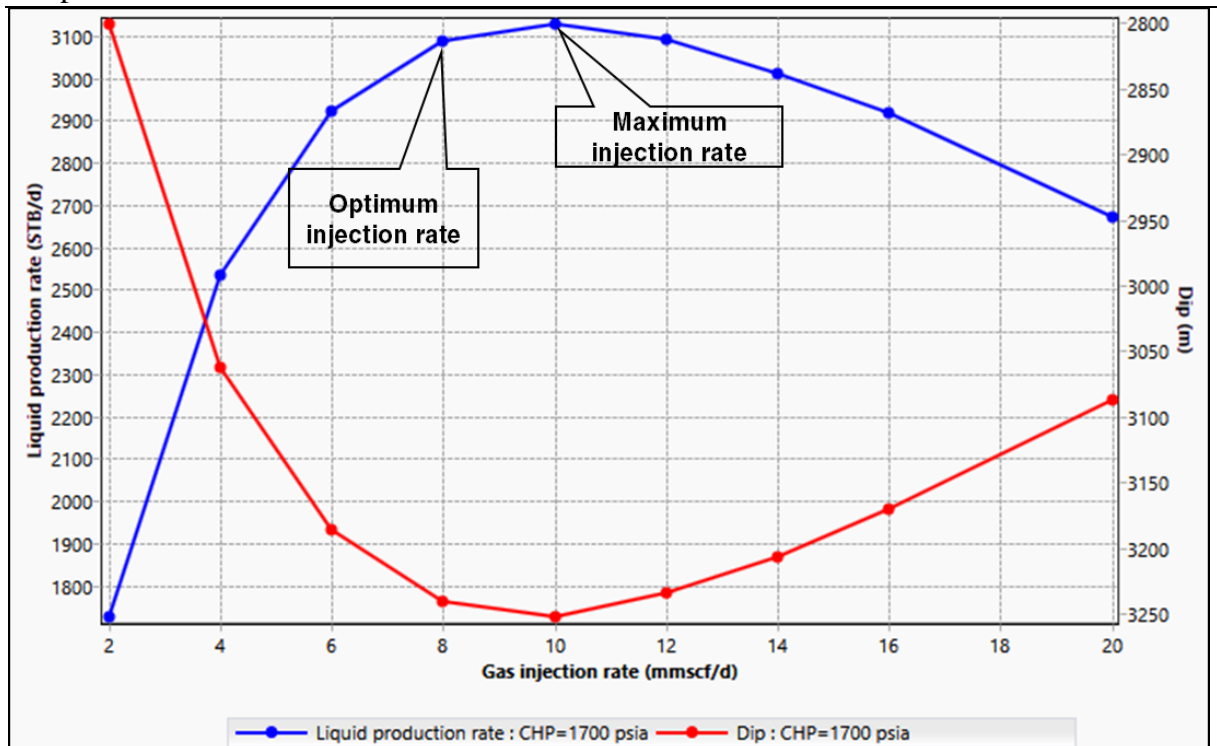


Figure 4-3: Quantité d'injection de gaz en fonction du débit du liquide.

Comme observé, les graphiques montrent qu'il existe une limite où plus le débit d'injection augmente, moins le puits produit de liquide, ce qui entraîne un effet inverse. Sur ce spot, les deux termes maximum et débit d'injection optimal car l'ingénieur a tendance à choisir l'optimum plutôt que le maximum.

4.3.2.2 Analyse économique :

Afin de définir cette méthode d'activation, une fonction a été adaptée pour calculer les gains et les pertes, comme le montre l'équation.

$$Profits(\$ / d) = P_{Oil} * Q_L - P_{gi} * Q_{gi} \quad (4-1)$$

Où :

P_{Oil} : Prix du pétrole (\$) par baril 45,04 \$ (comme au moment où cette phrase a été écrite).

Q_L : Débit d'huile (STB/d).

P_{gi} : Prix du gaz injecté (\$) par mmscf (727,74 \$).

Q_{gi} : Débit de gaz injecté (mmscf/d).

Un graphique qui représente les bénéfices par rapport au débit d'injection tel que présenté ci-dessous :

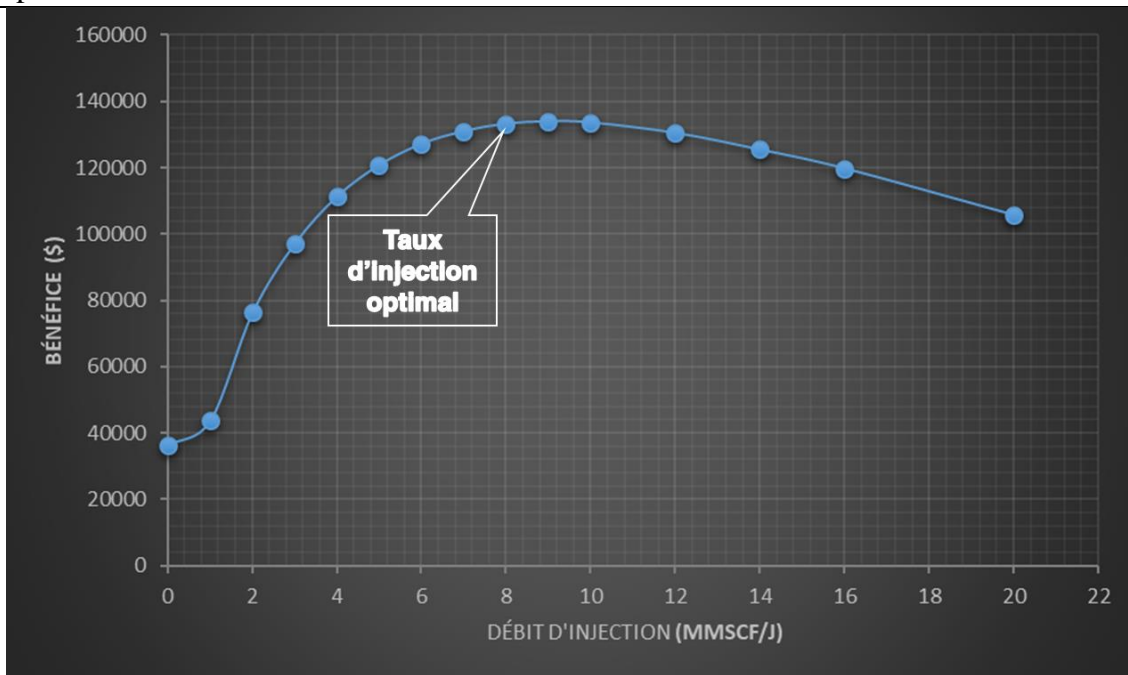


Figure 4-4:Graphique des bénéfices par rapport au débit d'injection de gaz

Il convient de mentionner que le débit d'injection est limité par la disponibilité du gaz, les installations de surface, le nombre de puits d'injection et de puits de gaz lift. Une étude à grande échelle doit être réalisée sur l'ensemble du champ pour décider précisément du débit d'injection optimal.

Le débit d'injection optimal est de 8 MMscf/d .

4.3.2.3 Profondeur de la vanne d'injection.

Afin d'identifier complètement la profondeur de la vanne d'injection, il faut connaître les compresseurs de l'installation de surface et la pression d'injection ainsi que la pression de tête du puits. En l'absence de données sur la surface, la détermination de la profondeur sera liée à la performance du puits.

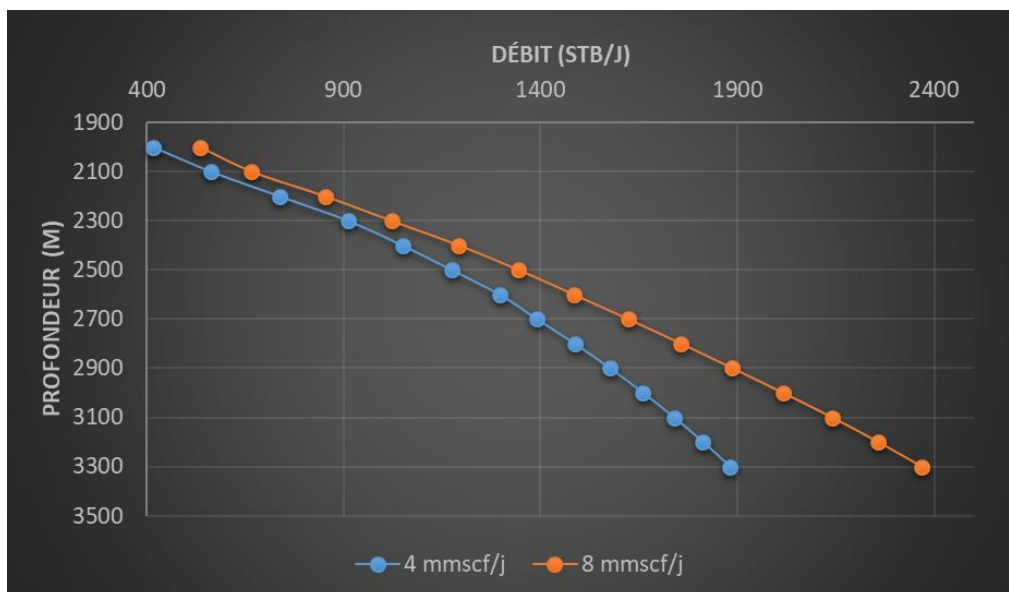


Figure 4-5:Graphe du débit en fonction de la profondeur

Comme observé le plus bas nous injectons le gaz, plus le débit est élevé. Cependant, cela se fera au coût des capacités des compresseurs d'injection de pression de surface et des installations de surface.

4.3.2.4 Point d'injection le plus profond (PIPESIM) :

Le logiciel donne la possibilité de rechercher le point d'injection le plus profond en exécutant une tâche appelée "Deepest injection point" dans l'onglet "Gaz Lift" et en entrant les données suivantes (Figure 4-6) :

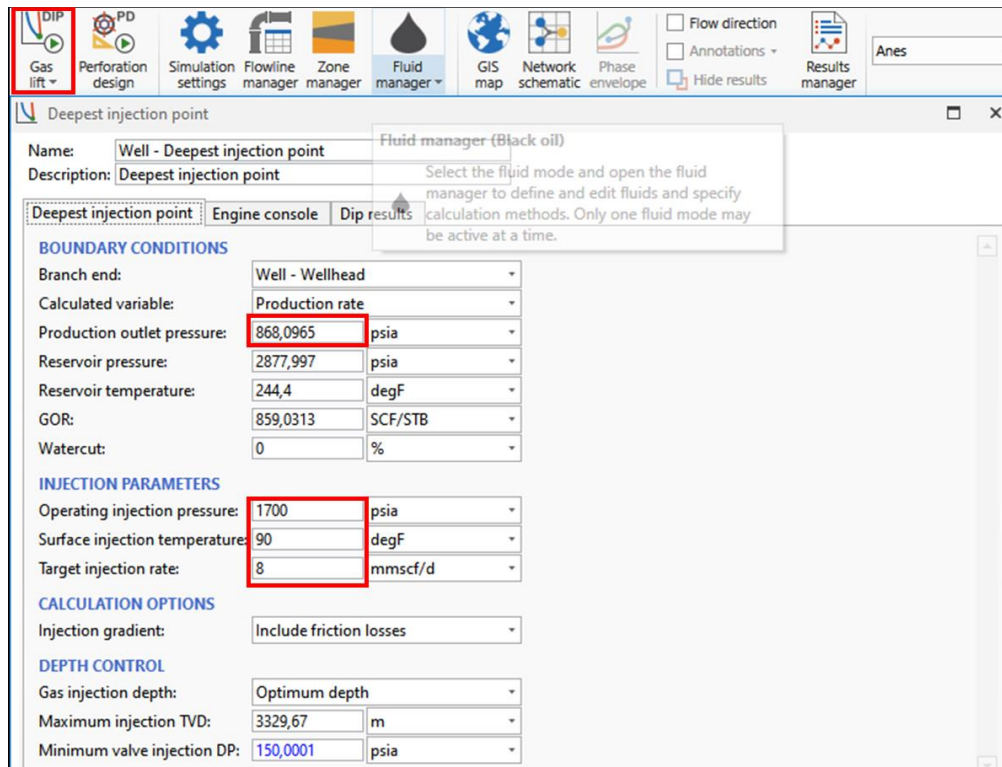


Figure 4-6: Point d'injection le plus profond du Gaz lift.

Après avoir lancé la simulation, les résultats suivants sont présentés (Figure 4-7) et la profondeur est de **3240,537 m**.

Chapitre 4: Étude de cas

La boîte de dialogue de design du Gaz lift est utilisée pour créer un design détaillé de l'emplacement et du type de vannes à insérer dans le tubing pour maximiser le potentiel du puits. Elle offre de nombreux résultats tels que la pression, les gradients de température, la pression d'ouverture et de fermeture des vannes et la pression d'injection la plus profonde.

Le système de complétion final après l'installation de nombreuses vannes à gaz est présenté dans le document. Le processus d'installation des vannes doit être planifié à l'avance en plaçant des vannes factices à des endroits potentiels où la vraie vanne à gaz sera placée plus tard. Ce processus permettra de passer de l'énergie naturelle à un système de récupération artificielle sans avoir à recourir à des interventions lourdes telles que le workover ; il peut être réalisé par des opérations filaires relativement simples et peu coûteuses pour retirer les vannes factices et les remplacer par des vannes d'injection de gaz.

La fonction des vannes supérieures est d'aider à ouvrir éventuellement la vanne la plus basse. Une fois ouverte, elle ne sera généralement pas fermée, sauf en cas de besoin dans le cas d'un gaz lift continu, ce qui est le cas pour le puits A.

Le schéma final de complétion est affiché (Figure 4-9) qui montre la profondeur d'injection de la vanne avec toutes les autres informations nécessaires :

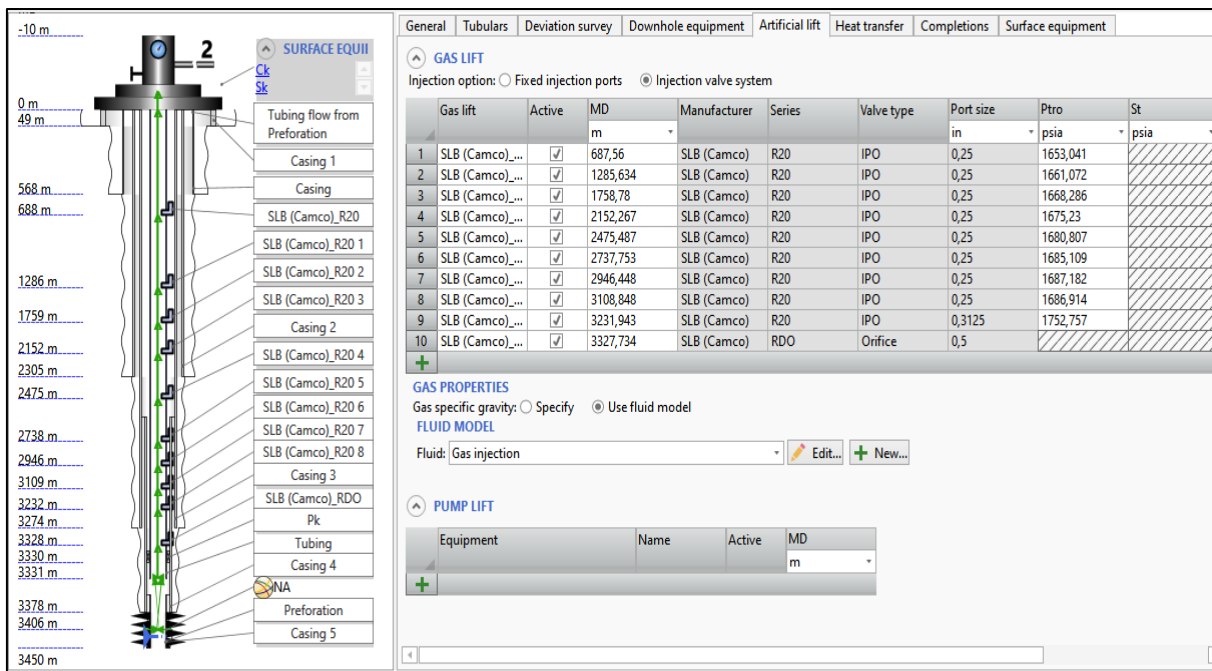


Figure 4-9: Complétion de Gaz Lift

4.3.4 Choix de la duse :

La duse, parfois aussi appelée "choker valve", est un type de vanne de contrôle, principalement utilisée dans les puits de production de pétrole et de gaz pour contrôler le flux des fluides de puits produits. Les duses servent également à tuer la pression du réservoir et à réguler la pression en aval dans les conduites.

Les duses permettent l'écoulement du fluide par une très petite ouverture, conçue pour tuer la pression du réservoir tout en régulant la production du puits. Les fluides du réservoir peuvent

contenir des particules de sable. C'est pourquoi les duses sont généralement conçues pour traiter un service érosif [45].

Le choix de la taille de la duse dépend de la performance du puits par rapport à la quantité de gaz injectée au moment de la noyade :

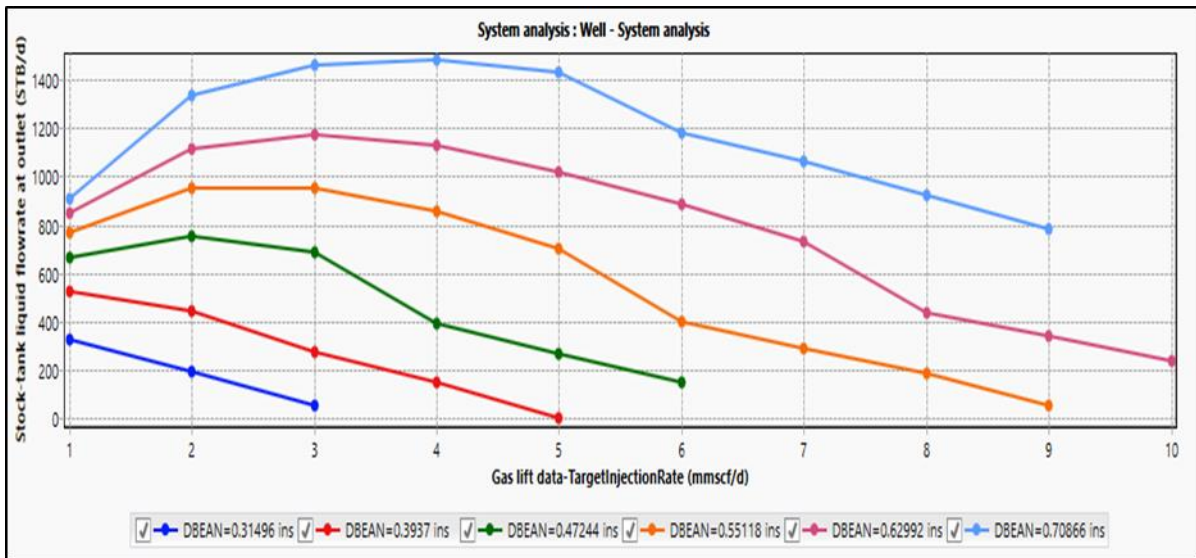


Figure 4-10: Taille optimale de la duse

D'après la figure précédente, la taille optimale de la duse est de **0.63 pouce (16 mm)**.

4.3.5 Point de solution avec Gaz lift installé :

Afin d'évaluer la progression du puits A et l'effet de la méthode d'activation appliquée sur celui-ci, une analyse nodale est essentielle pour garder une trace des données.

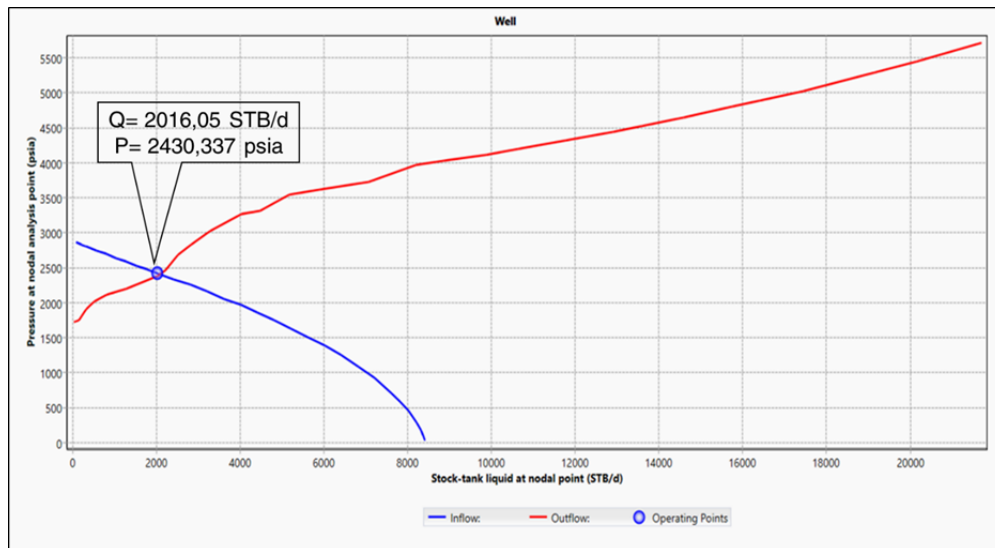


Figure 4-11: Courbes de outflow/inflow pour le puits de Gaz lift A

Comme on l'a fait remarquer, l'augmentation du débit pour l'étude de cas utilisant la méthode du Gaz lift a fait passer le débit de **809,3345 STB/d** à **2016,05 STB/d**.

$$Augmentation(\%) = \left(\frac{V_{nv} - V_{an}}{V_{an}} \right) * 100 \quad (4-2)$$

La valeur de l'augmentation est de **149,1 %**.

4.3.6 Prédiction de la performance des puits avec Gaz lift :

Afin de prédire le débit du puits, il est important de préciser que le système est stable et que le seul paramètre variable est la pression du réservoir comme situation idéale. En tenant compte du fait qu'aucun facteur extérieur n'affectera l'état du puits.

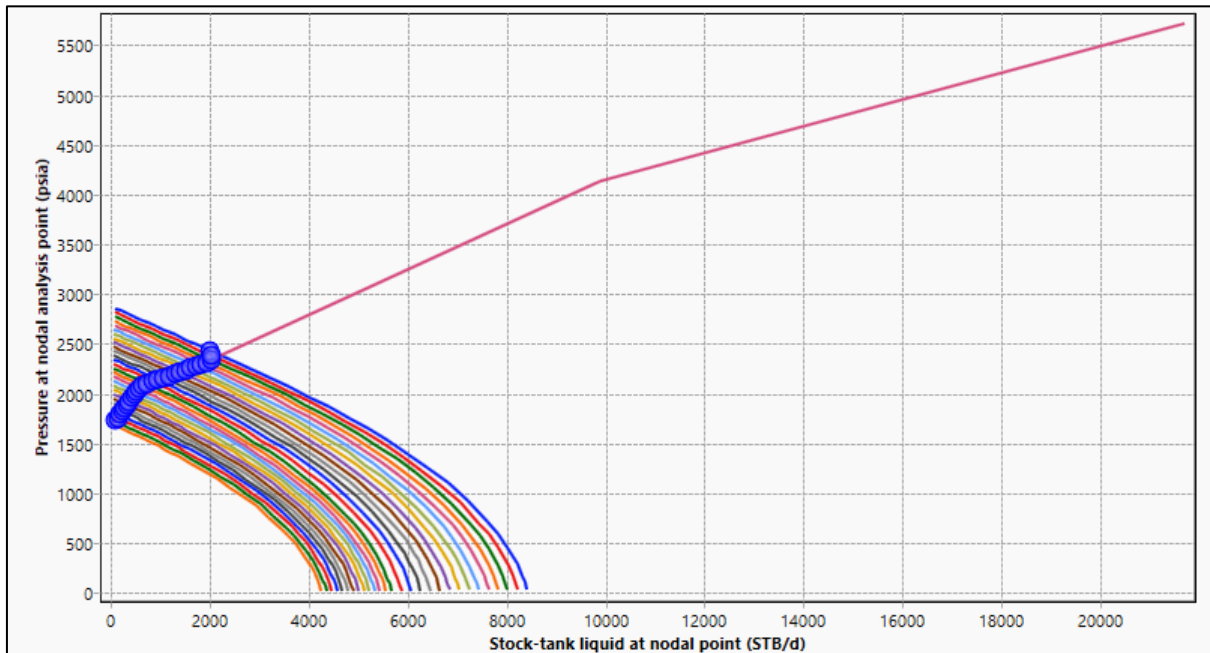


Figure 4-12: Sensibilité de la pression du réservoir avec le Gaz lift

Comme le montre la (Figure 4-12), le puits a une durée de vie d'environ **20 ans**, avec un épuisement moyen de **43,51 psia** par an dans ce champ, et comme le GOR ainsi que d'autres paramètres ne sont pas pris en compte, la prévision peut être un peu fausse.

4.4 Pompes électriques immergées (ESP) :

4.4.1 Introduction :

Plusieurs opérations sont effectuées dans le cadre de la conception d'un puits ESP afin de calculer et de rendre compte des performances d'un puits avant et après l'installation d'un ESP. Dans ce cas, nous choisissons la pompe en fonction de sa disponibilité sur le marché.

4.4.2 Les informations de la pompe :

Informations sur l'appareil	N° de Stages	Configuration de la mise en scène	Type de staging	Diamètre (in)	Fréquence (Hz)
REDA 540 GN4000	95	CR-CT	ARZ	5,13	60

Ces paramètres étaient donnés par la manufacture "Schlumberger".

4.4.3 ESP dans PIPESIM :

Le logiciel a dans sa base de données une variété de collections ESP, dans cette étude de cas particulière, le choix est limité à un modèle.

La sélection standard de la conception de l'ESP se ferait en choisissant une pression de sortie et un débit souhaité. Un certain nombre de pompes seraient affichées et un choix serait fait en fonction de la politique de l'entreprise et du prix de la pompe.

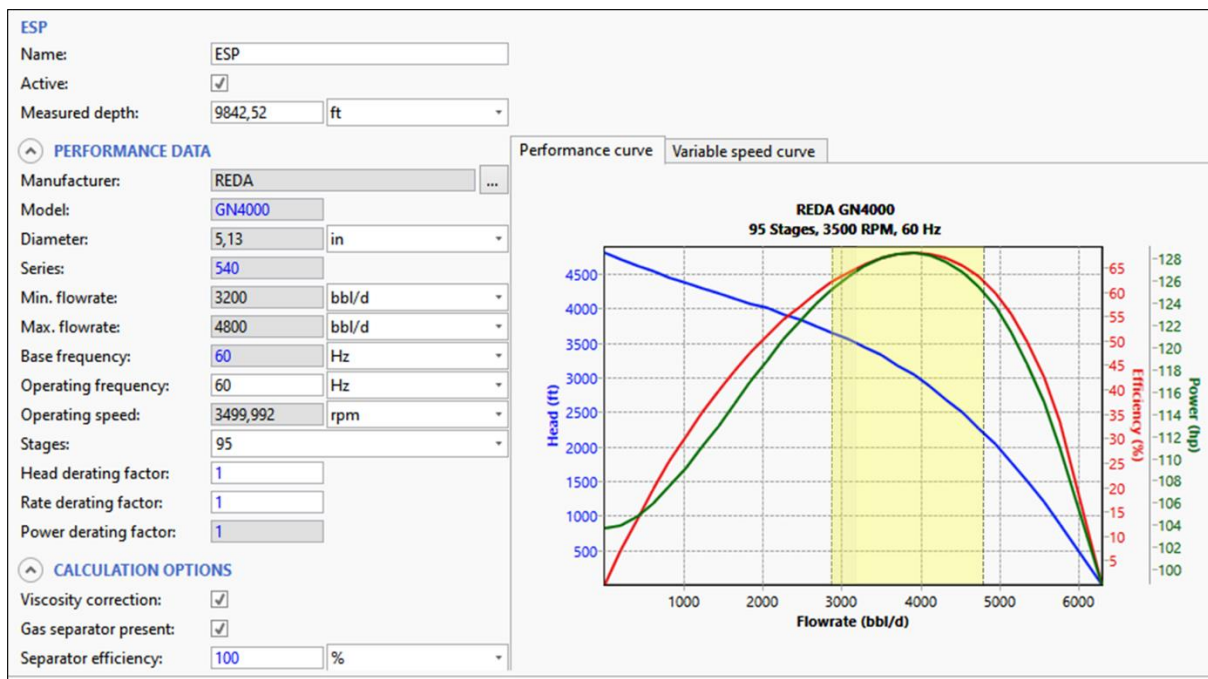


Figure 4-13:ESP inputs dans PIPESIM

4.4.3.1 Sélection de la profondeur

Afin de sélectionner la profondeur optimale, comme cela a été fait précédemment dans le cas de Gaz lift. Une analyse du débit en profondeur doit être faite pour mieux déterminer le bon placement de l'ESP.

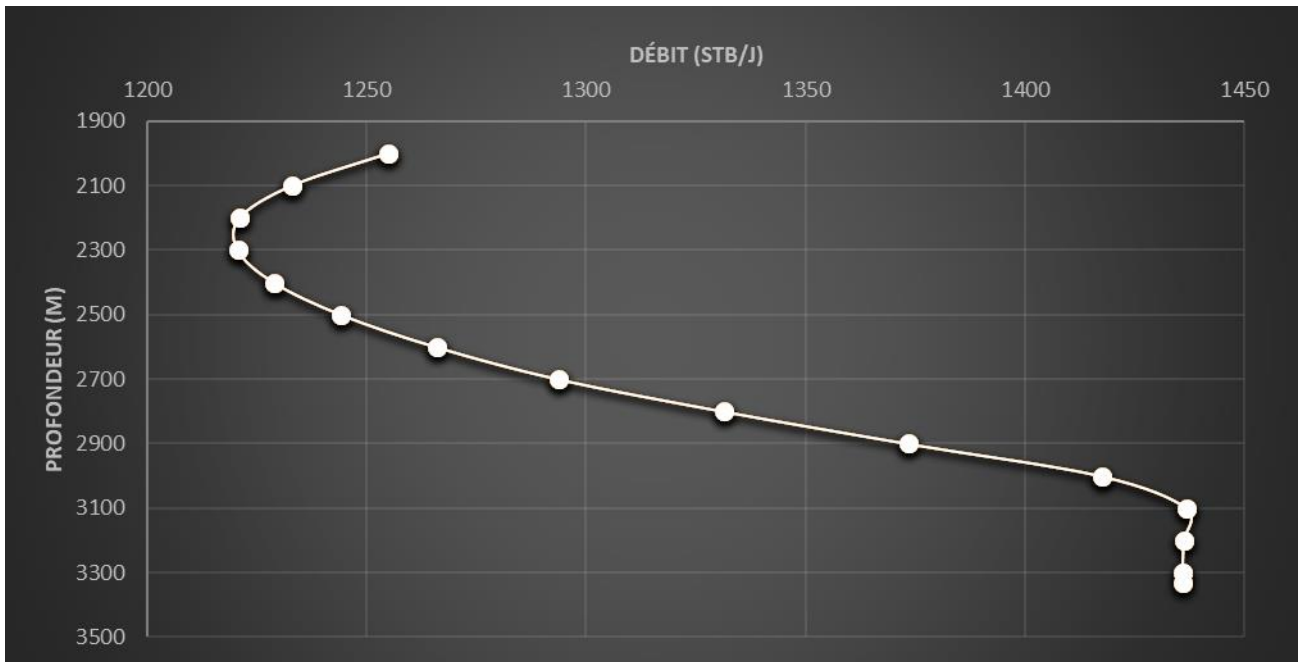


Figure 4-14: Profondeur en fonction du débit ESP

La profondeur idéale est le point le plus profond que les étages de pompe peuvent atteindre dans l'étude de cas actuelle, soit **3100 m**.

4.4.4 Fonction de domaine de la pompe :

Chaque pompe a une certaine limite où elle fonctionne avec plus d'efficacité. Ce domaine est observé dans la courbe de performance.

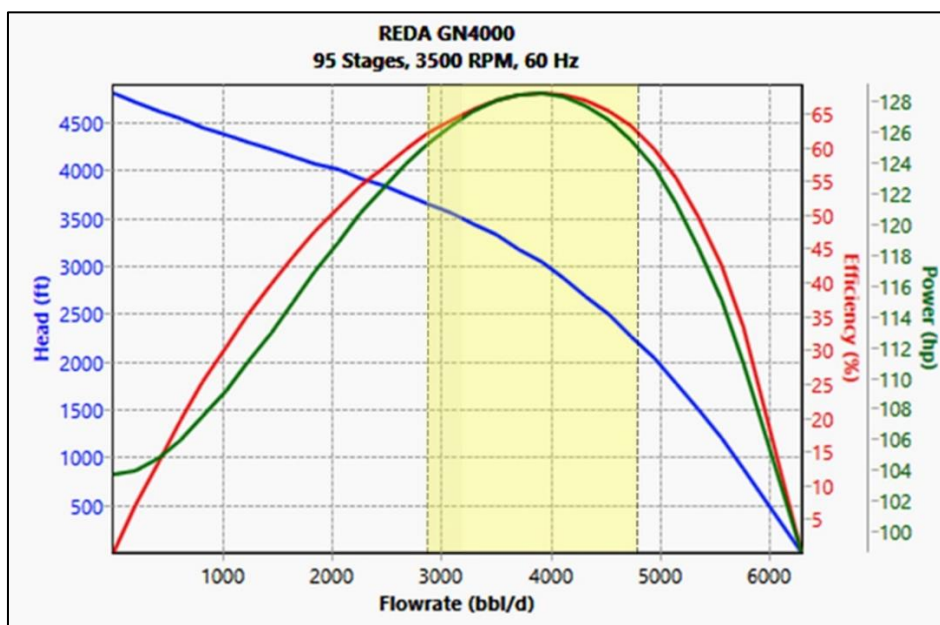


Figure 4-15: Courbe de performance de la pompe REDA GN4000

La marge dans laquelle la pompe fonctionne est limitée entre *2900 bbl/d* et *4800 bbl/d*.

4.4.5 Point de solution avec l'ESP installé :

Afin d'évaluer la progression du puits A et l'effet que la méthode ESP produit sur le système, une analyse nodale est essentielle pour garder une trace des données.

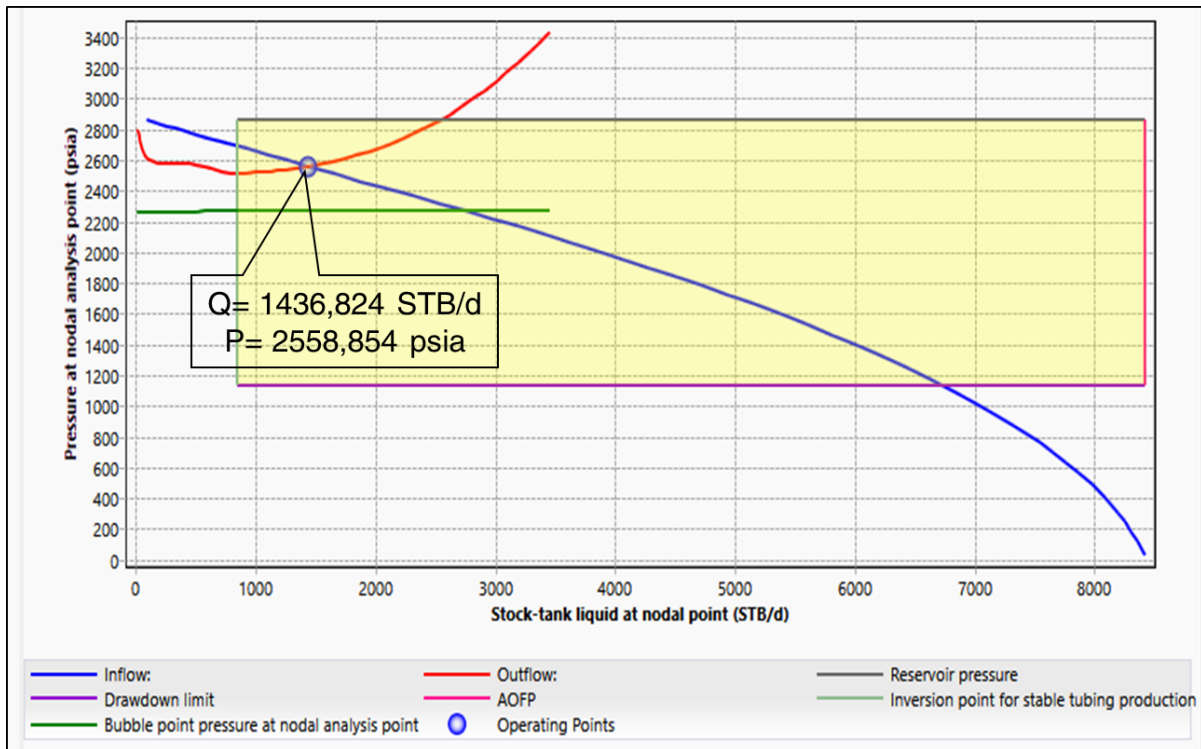


Figure 4-16: Courbes de outflow/inflow pour le puits A avec une ESP

Comme on l'a fait remarquer, l'augmentation du débit pour l'étude de cas utilisant la méthode du Gaz lift a fait passer le débit de *809.3345 STB/d* à *1436.824 STB/d*.

La marge d'augmentation est de *77,53 %*.

4.4.6 Influence de la sensibilité :

L'influence que chaque paramètre pourrait avoir sur le système varie, les paramètres les plus importants sont:

- GOR
- Fréquence du moteur
- Nombre d'étages de la pompe.

4.4.6.1 Influence du GOR :

La sensibilité du GOR est commune à la fois pour l'inflow et l'outflow. Si l'objet commun est sélectionné comme objet de sensibilité dans l'inflow ou l'outflow, le même objet de sensibilité, la même variable et les mêmes valeurs seront utilisés pour l'inflow et l'outflow lors de l'opération d'analyse nodale.

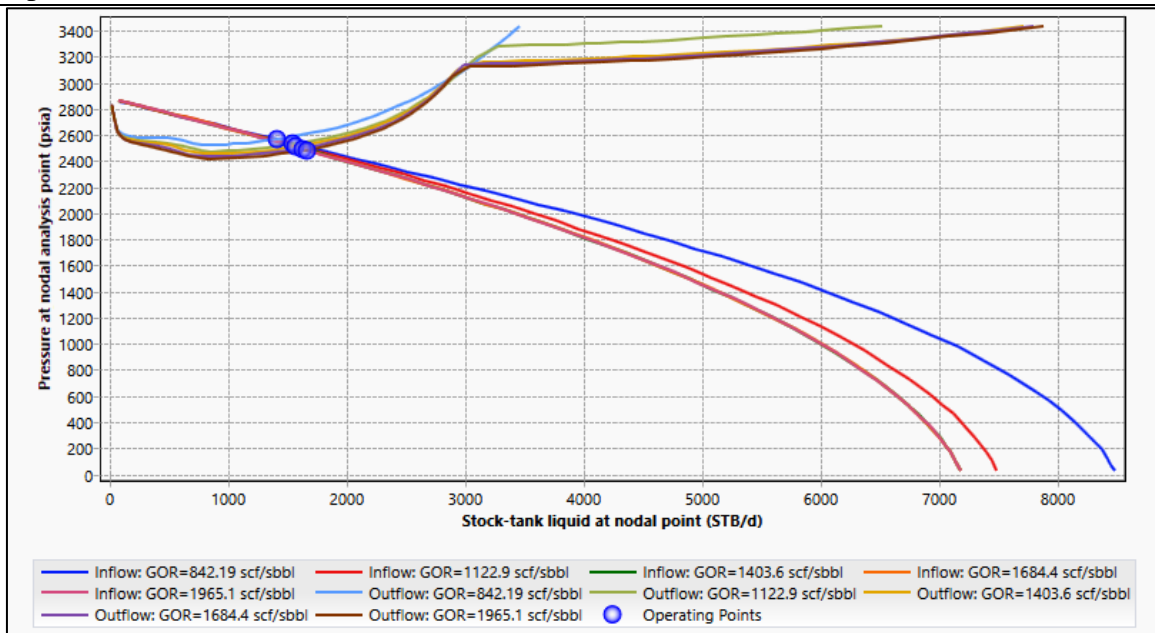


Figure 4-17: Sensibilité du GOR

D'après la figure ci-dessus, on remarque que si le GOR augmente, le débit d'huile va diminuer et cette augmentation va affecter négativement la pompe (aspect technique : cavitation). Néanmoins, l'effet est fortement réduit en raison de l'effet de séparateur de gaz.

4.4.6.2 Influence de la fréquence du moteur :

La fréquence de la puissance d'entrée est le plus souvent déterminée par le système de distribution électrique du pays dans lequel le moteur est utilisé. Les fréquences les plus courantes sont 50 Hz et 60 Hz. La diminution de la fréquence sur un moteur à courant alternatif diminue sa vitesse [46].

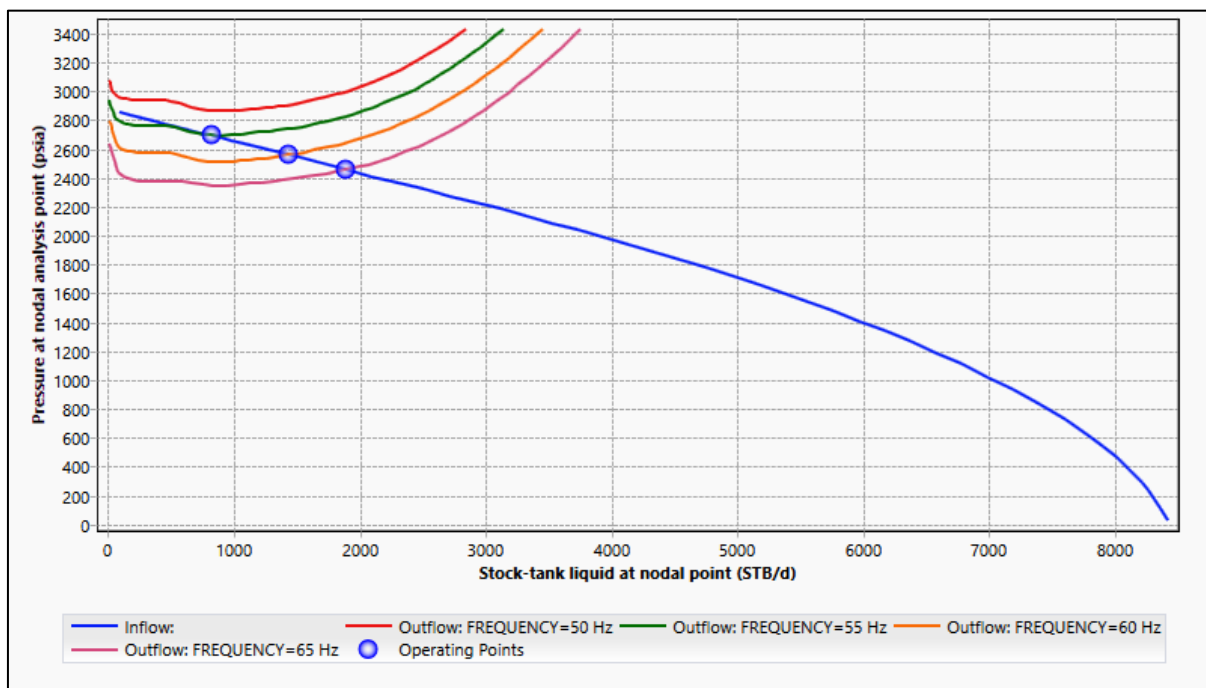


Figure 4-18: Sensibilité à la fréquence de fonctionnement

Comme le montre la conclusion (Figure 4-17), nous pouvons voir que si nous augmentons la fréquence du moteur de la pompe, le débit d'huile augmentera.

4.4.6.3 Influence du nombre d'étages de la pompe :

Les étages de la pompe sont les composants qui communiquent une augmentation de pression au fluide. L'étage est constitué d'une roue en rotation et d'un diffuseur fixe. Les étages sont empilés en série pour augmenter progressivement la pression jusqu'à celle calculée pour le débit souhaité [47].

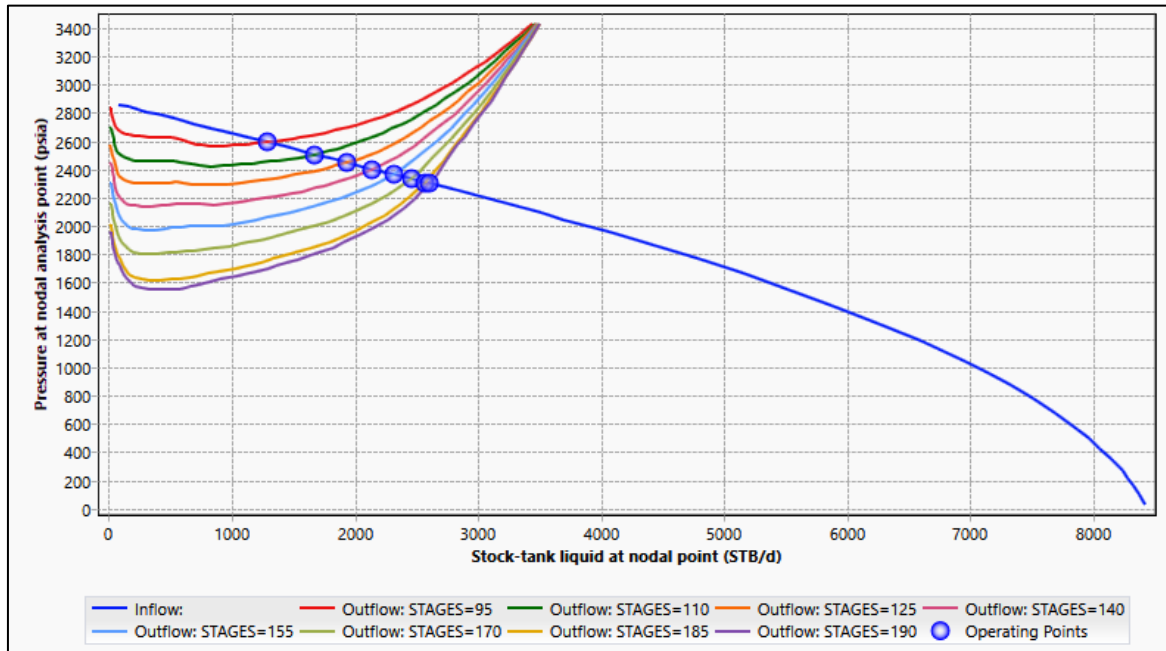


Figure 4-19: Sensibilité du nombre d'étages de pompe

Comme l'illustre la figure ci-dessus, on constate que si l'on augmente le nombre d'étages de la pompe, le débit d'huile augmentera de telle sorte que si l'on augmente les étages de 95 à 190 (soit le double), on aura un gain de 81,5 %. En raison des limitations matérielles, 95 étages ne peuvent être dépassés.

4.4.7 Prédiction de la performance de puits avec l'ESP :

Afin de prédire le débit du puits, il est important de préciser que le système est stable et que le seul paramètre variable est la pression du réservoir comme situation idéale. En tenant compte du fait qu'aucun facteur extérieur n'affectera l'état du puits.

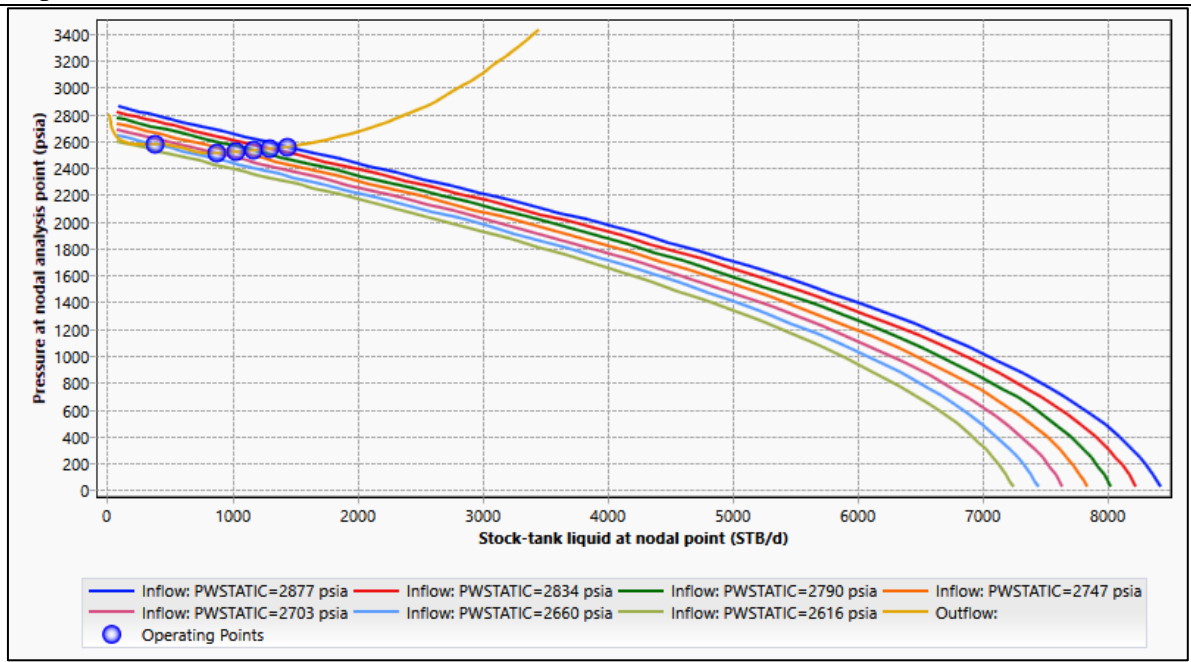


Figure 4-20: La sensibilité de la pression du réservoir avec l'ESP

Comme le montre la (Figure 4-19), le puits a une durée de vie de **6 ans** avec un déplétion moyenne de **43,51 psia** par an dans ce champ.

Chapitre 05 : Étude comparative entre le Gaz lift et l'ESP

Chapitre 5:Étude comparative entre le Gaz lift et l'ESP

5.1 Les critères de présélection :

Comme mentionné précédemment au point "Critères de choix de la méthode d'activation des puits", certains critères doivent être respectés et pris en considération avant de choisir l'approche artificielle souhaitée.

5.1.1 Productivité du puits :

La productivité du puits A est comprise entre **2500** et **1200 STB/j**.

Tableau 5-1:L'effet de la productivité du puits sur la méthode artificielle (partiellement) [26].

Productivité du puits		Gaz lift	ESP
<6000 m ³ /d	<37739 STB/j	√	√
500-2300 m ³ /d	3145-14467 STB/j	√	√
32-500 m ³ /d	202-3145 STB/j	√	√

Le (Tableau 5-1) montre que les deux méthodes peuvent pleinement supporter le débit requis qui s'écoule dans le puits A.

5.1.2 Profondeur du puits :

La profondeur du puits A est de **3453 m** déterminée par le câble de Wireline. Cette profondeur est plus précise que celle estimée durant le forage.

Tableau 5-2:L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle (partiellement) [10].

Profondeur du puits	Gaz lift	ESP
3000-3600 m	√	(P _b T°)
<2400 m	√	√

Le tableau ci-dessus montre que le Gaz lift peut fonctionner à la profondeur voulue. Cependant, l'ESP dépend de la pression du point de bulle et de la température du puits. D'après les puits proches, cette condition est bien adaptée au modèle REDA GN4000 ESP.

5.1.3 Les problèmes de fonctionnement :

Les problèmes de fonctionnement sont liés aux propriétés du champ et à la politique de l'entreprise.

Tableau 5-3: comparaison de la performance des deux méthodes sous différentes conditions (partiellement).

Problème	Performance de la méthode Gaz lift	Performance de la méthode Electric Submersible Pump
GOR élevé	Excellente	Bonne (avec séparateur rotatif de gaz)
Débit élevé	Excellente	Excellente
Flexibilité pour les débits	Bonne	Bonne (avec changement de Fréquence)
Présence des dépôts	Moyenne	Moyenne
Présence de gaz libre	Excellente	Moyenne (avec séparateur rotatif de gaz)

En ce qui concerne les difficultés d'exploitation, le puits A semblé avoir des problèmes de dépôts d'asphaltenes comme on l'a observé (Figure 4-2) avec le reformat pour les opérations de coiled tubing. La production de sable est insuffisante car il s'agit d'un liner perforé cimenté.

La différence est que le Gaz lift fonctionne parfaitement avec un GOR élevé alors que l'ESP a besoin d'une installation de séparateur de gaz pour avoir de bonnes performances.

5.1.4 La procédure d'installation :

Pour chaque méthode d'activation des puits, une procédure d'installation doit être effectuée. Pour le Gaz lift, si l'entreprise prévoit d'installer un Gaz lift dans les dernières phases du puits, des vannes factices sont installées dans le mandrin à poche latérale à une certaine profondeur en attendant d'être remplacées par une vanne de gaz lift au cas où le puits en aurait besoin. Si le gaz lift n'est pas prévu, une opération de workover est nécessaire pour installer la vanne de gaz lift ou une technique appelée "velocity string" où un train de tubing de petit diamètre passe à l'intérieur du tubing de production d'un puits comme traitement correctif pour résoudre les problèmes de chargement de liquide [48].

Pour l'installation de l'ESP, une opération de workover est nécessaire pour compléter la procédure d'assemblage et pour établir l'équipement de surface permettant de surveiller et de contrôler la pompe.

5.2 Étude technique:**5.2.1 Aperçu rapide :****Tableau 5-4:Comparaison technique entre le gaz lift et l'ESP**

	Gaz Lift	ESP
Débit d'injection de gaz (MMscf/j)	8	/
N° d'étage	/	95
Débit d'huile (STB/j)	2016.05	1436.824
La valeur d'augmentation (%)	149.1	77.53
Durée de vie du puits (années)	20	6
Performance en cas de GOR élevé	Excellente	Bonne (avec séparateur rotatif de gaz)
Performance en profondeur	Bonne	Moyenne
Simplicité de design	Oui	Moyenne

Les résultats de la comparaison de la production (Tableau 5-4) montrent que la méthode de gaz lift donne un taux de production plus élevé par rapport à la méthode ESP sous les mêmes conditions de puits. En outre, elle est meilleure en cas de GOR élevés, plus grande profondeur et également en terme de simplicité de la conception.

5.2.2 Prévisions de la production avec les deux méthodes d'activation :

Afin de prédire la baisse du débit, on considère que la chute de pression est de 43,51 psia par an. Ainsi, chaque année représente un débit. Tout cela est inséré dans une feuille de calcul Excel qui est représentée dans le graphe ci-dessous :

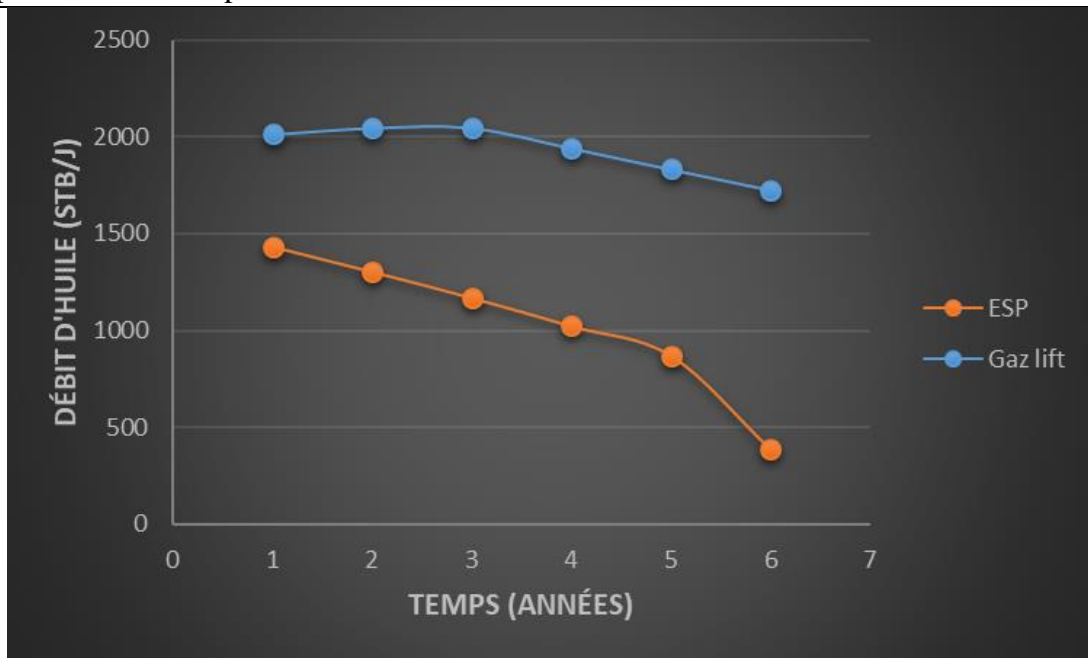


Figure 5-1: Prévisions de la production avec gaz lift et ESP.

Comme on l'a observé, le Gaz lift surpasse l'ESP en matière de débit de pétrole et il continue à fonctionner pendant des années presque trois fois plus que l'ESP.

5.3 Étude économique :

L'aspect économique est, avec la sécurité, le critère le plus important dans la prise de décision. Après l'étude technique, le facteur déterminant d'un choix qui a un rendement élevé rapporte un poids économique important.

5.3.1 Les bases de l'économie :

5.3.1.1 Valeur actuelle nette (VAN) :

La valeur actuelle nette (VAN) est la différence entre la valeur actuelle des entrées de fonds et la valeur actuelle des sorties de fonds sur une période donnée. La VAN est utilisé dans l'établissement du budget d'investissement et la planification des investissements pour analyser la rentabilité d'un investissement ou d'un projet prévu [49].

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{C_f}{(1+i)^t} \quad (5-1)$$

I_o = Dépenses d'investissement initiales.

C_f = Net cash inflow-outflows au cours d'une seule période t.

i = Taux d'actualisation ou rendement qui pourrait être obtenu dans des investissements alternatifs.

t = Nombre de périodes.

a. Cash-flow net :

Le cash-flow est le montant net des liquidités et des équivalents de liquidités transférés dans une entreprise et hors d'une entreprise. Au niveau le plus fondamental, la capacité d'une entreprise à créer de la valeur pour les actionnaires est déterminée par sa capacité à générer des cash-flow positifs, ou plus précisément à maximiser le cash-flow libre à long terme[50].

b. Utilisation de la VAN dans la prise de décision :

Un investissement avec une VAN positive est rentable, mais un investissement avec une VAN négative n'entraînera pas nécessairement une perte nette : c'est juste que le taux de rendement interne du projet est inférieur au taux de rendement requis[51].

Si...	Ça veut dire...	Alors...
VAN > 0	l'investissement apporterait une valeur ajoutée à l'entreprise	le projet peut être accepté
VAN < 0	l'investissement soustrairait de la valeur à l'entreprise	le projet peut être rejeté
VAN = 0	l'investissement n'entraînerait ni gain ni perte de valeur pour l'entreprise	Nous devrions être indifférents dans la décision d'accepter ou de rejeter le projet. Ce projet n'ajoute aucune valeur monétaire. La décision devrait être fondée sur d'autres critères, par exemple le positionnement stratégique ou d'autres facteurs qui ne sont pas explicitement inclus dans le calcul.

c. Taux d'actualisation :

Un taux d'actualisation est le taux de rendement utilisé pour actualiser les cash-flows futurs à leur valeur actuelle. Ce taux est souvent le coût moyen pondéré du capital (CMPC) d'une entreprise, le taux de rendement requis ou le taux de rendement minimum que les investisseurs s'attendent à obtenir par rapport au risque de l'investissement[52].

5.3.1.2 Le délai de récupération des capitaux investis (DRCI)

Le délai d'amortissement désigne le temps nécessaire pour récupérer le coût d'un investissement. En termes simples, la période d'amortissement est la durée pendant laquelle un investissement atteint le seuil de rentabilité.

L'opportunité d'un investissement est directement liée à sa période de récupération. Des délais de récupération plus courts signifient des investissements plus attrayants[53].

5.3.1.3 L'indice de profitabilité :

L'indice de profitabilité (IP), également appelé ratio valeur-investissement (VIR) ou ratio profit-investissement (PIR), décrit un indice qui représente la relation entre les coûts et les bénéfices d'un projet proposé. Il est calculé comme le rapport entre la valeur actuelle des cash-flows futurs attendus et le capital initial investi dans le projet. Plus l'IP est élevé, plus un projet sera attrayant[54].

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{C_f}{(1+i)^t}}{I_o} \quad (5-2)$$

5.3.2 Pompes électriques immergées (ESP) :**5.3.2.1 Données pour l'étude économique :**

Notez que ces prix sont limités au contrat conclu entre le client et la société de services. La société nationale SONATRACH a des prix plus bas en raison de certains avantages politiques. Les prix pour les sociétés internationales et multinationales telles que PERTAMINA, ENI et Anadarko peuvent être jusqu'à trois fois plus élevés pour les mêmes services.

Tableau 5-5:Les prix des opérations et des ventes ESP.

	Montant	Unités
ESP + services d'équipements de surface	254625	\$
Prix du pétrole	45,04	\$/bbl
taux de production	1436.824	STB/J
Coût de location de la pompe	2650.86	\$/J
Durée d'opération Work Over	30	jour
Coût de l'opération Work Over	2 000 000	\$
Durée de vie	60	mois
Taux d'actualisation	1	%

5.3.2.2 Analyse des investissements :

Afin d'analyser pleinement l'investissement, il existe trois paramètres principaux qui définissent le succès d'un certain projet : La valeur actualisée nette, la durée d'amortissement et l'indice de profitabilité.

Tableau 5-6:Le calcul de la VAN pour le cas ESP.

Années	0	1	2	3	4	5
Investissement(\$)	2 254 625	0	0	0	0	0
taux de production (STB/d)	/	1434,319	1304,423	1169,569	1023,134	870,9868
Cumul du production (STB)	/	523526,435	476114,395	426892,685	373443,91	317910,182
Prix du pétrole (\$/STB)	45,04	45,04	45,04	45,04	45,04	45,04
Cash-flow (\$)	/	23579630,63	21444192,4	19227246,5	16819913,7	14318674,6
Coût de location de la pompe (\$)	/	967563,9	967563,9	967563,9	967563,9	967563,9

Chapitre 5:Étude comparative entre le Gaz lift et l'ESP

Net cash-flow (\$)	/	22612066,73	20476628,5	18259682,6	15852349,8	13351110,7
Cash-flow actualisé (1%)	/	22388184,88	20273889,6	18078893,7	15695395,8	13218921,5
VAN (\$)	-2 254 625	20 133 560	40 407 449	58 486 343	74 181 739	87 400 660

- La valeur actuelle nette est de **87 400 660 \$**.
- L'indice de profitabilité est de **59,54%**.
- Le délai de récupération des capitaux investis est de **36,5 jours**.

5.3.3 Gaz Lift :

5.3.3.1 Données pour l'étude économique :

Dans le cas du Gaz lift, la méthode utilisée est l'injection continue de gaz par des vannes annulaires. L'installation de ces vannes se fait par l'opération Wireline. Le coût de raccordement du puits au réseau de gaz lift est également inclus.

Tableau 5-7:Les prix des opérations et des ventes Gaz lift.

	Montant	Unités
Raccordement au réseau de gaz lift (1,2 km de pipe)	350 000,00	\$
Prix de pétrole production	45,04	\$/bbl
Prix de gaz injecté	727,74	\$/ (mmscf/J)
Prix de gaz injecté	265626,2114	\$/An
Durée de l'opération Wire-line	30	Jours
Coût de Wire-line	25 000	\$/J
Durée de vie	60	Mois

5.3.3.2 Analyse des investissements :

Tableau 5-8:Le calcul de la VAN pour le cas de Gaz lift

Années	0	1	2	3	4	5
Investissement (\$)	1 100 000	0	0	0	0	0
taux de production (STB/d)	/	2016,05	2046,852	2046,852	1942,353	1833,847
Cumul du production (STB)	/	735858,25	747100,98	747100,98	708958,845	669354,155
Prix du pétrole (\$/STB)	45,04	45,04	45,04	45,04	45,04	45,04
Cash-flow (\$)	/	33143055,58	33649428,1	33649428,1	31931506,4	30147711,14
Coût de location de la pompe (\$)	/	265626,2114	265626,211	265626,211	265626,211	265626,2114

Chapitre 5: Étude comparative entre le Gaz lift et l'ESP

Net cash-flow (\$)	/	32877429,37	33383801,9	33383801,9	31665880,2	29882084,93
Cash-flow actualisé (1%)	/	32551910,27	33053269,2	33053269,2	31352356,6	29586222,7
VAN (\$)	-1 100 000	31 451 910	64 505 180	97 558 449	128 910 805	158 497 028

- La valeur actuelle nette est de **158 497 028\$**.
- L'indice de profitabilité est de **149,1%**.
- Le délai de récupération des capitaux investis est de **12,17jours**

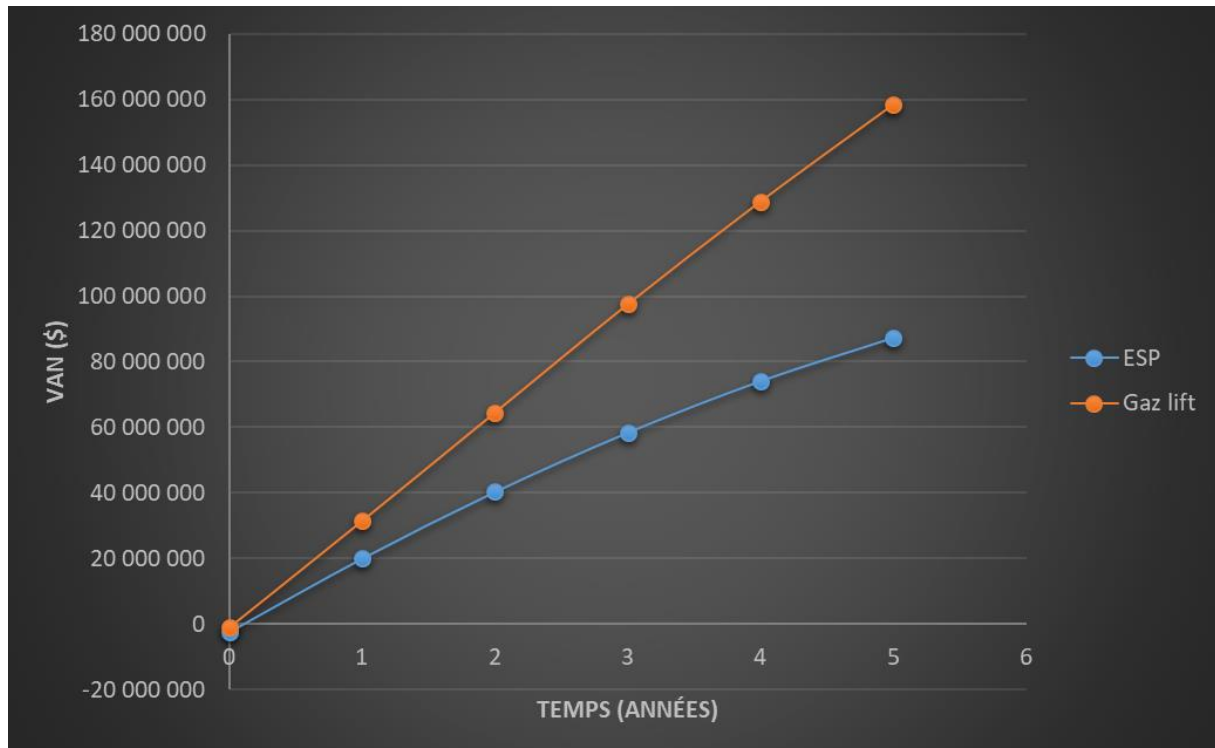


Figure 5-2: VAN de l'ESP et du Gaz lift.

5.4 Conclusion :

Les résultats de la comparaison entre l'ESP et le Gaz Lift, présentés ci-dessus, montrent que le Gaz lift surpasse la pompe ESP sur différents aspects techniques et économiques. Il convient de mentionner que le Gaz lift est un système qui doit être installé sur un champ entier, d'abord pour extraire le gaz indésirable, le traiter, puis le réinjecter dans les puits candidats pour le Gaz lift afin d'augmenter leur productivité et d'extraire les hydrocarbures désirés. L'ESP, en revanche, peut être installé pour un seul puits sans créer un réseau énorme.

Conclusion générale & Recommandations

Conclusion générale & Recommandations

Conclusion

Après la modélisation du puits, l'évaluation technique et économique du puits A, l'étude de cas conclut les points suivants :

- PIPESIM est un logiciel très utile dans de nombreuses applications en production telles que la modélisation des puits, la simulation du réseau de surface et la conception des méthodes d'activation.
- L'analyse nodale est l'outil optimal et nécessaire pour examiner la performance du puits.
- Les critères supplémentaires sont négligés car, en raison du manque de données telles que l'emplacement et le transport.
- Le choix de la corrélation VLP joue un rôle majeur dans la définition du modèle de puits et la minimisation de l'erreur de calcul globale.
- Le Gaz lift est techniquement et économiquement la meilleure méthode d'activation pour le puits A.
- Le Gaz lift offre une croissance de 120% du débit initial en revanche, la pompe ESP ne donne qu'une augmentation de 70%.
- Le gaz lift est plus efficace pour ce puits, car il offre une durée de vie plus longue que l'ESP, où l'ESP a fourni six ans que le gaz lift a livré.

Recommandations

À partir de cette étude, un certain nombre de recommandations devraient être prises en considération pour les recherches futures :

- D'autres tests de puits devaient être effectués afin de recueillir toutes les informations nécessaires pour évaluer correctement la formation et les conditions du puits.
- Mettre à jour la corrélation VLP dans le logiciel car elle ne permet pas de comparaison réelle entre les corrélations dans l'onglet du modèle de calibration.
- Il est proposé d'optimiser le débit du gaz pompé en fonction de la modification des paramètres du réservoir.
- Effectuer une vérification quotidienne du débit et de la pression d'injection pour le puits A.
- Avant d'installer le système, prendre en compte les problèmes de fonctionnement qui peuvent être présents dans le puits tels que les solides (débris, sable...), minéraux (sel...) En outre, les dépôts organiques (asphalte...) et prévoir la solution adéquate.
- Il est proposé d'augmenter le nombre d'étages de la pompe pour le puits A si l'ESP est la seule option disponible ou pour améliorer globalement les performances de l'ESP, le débit a augmenté de 81,5% lorsque nous avons doublé le volume des étages.
- Il est recommandé de choisir une bonne qualité du matériel des équipements (câble, protecteur...) pour éviter leur érosion lors d'une acidification.

Conclusion générale & Recommandations

- Une première étude est approuvée pour prédéfinir la méthode d'activation qu'il est possible de placer dans un certain puits pour réduire le coût des opérations.

Bibliographie

- [1] “Give me a lever long enough and a fulcrum on... - Quote.”
<https://allauthor.com/quotes/28201/> (accessed Aug. 31, 2020).
- [2] B. Neely, F. Gipson, J. Clegg, B. Capps, and P. Wilson, “Selection of artificial lift method,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 1981-October, 1981, doi: 10.2523/10337-ms.
- [3] K. Kahali, R. Rai, and R. K. Mukerjee, “Artificial Lift Methods for Marginal Fields,” 1991, doi: 10.2118/21696-ms.
- [4] F. Chadwick, “Managing artificial lift,” *Hart’s E P*, no. AUG., pp. 335–340, 2004.
- [5] R. L. Heinze and L. J. Herald W, “Decision Tree for Selection of Artificial Lift 00029510.pdf.” 1995.
- [6] J. F. Lea and H. V. Nickens, “Selection of artificial lift,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Mid-Continent Oper. Symp. 1999, MCOS 1999*, 1999, doi: 10.2118/52157-ms.
- [7] M. A. Naguib, A. Bayoumi, N. El-Emam, and A. El Battrawy, “Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field,” *SPE - Asia Pacific Oil Gas Conf.*, pp. 611–620, 2000, doi: 10.1306/a967389c-1738-11d7-8645000102c1865d.
- [8] M. A. Naguib, S. E. Shaheen, A. El-Wahab Bayoumi, and N. A. El-Emam, “Review of Artificial Lift in Egypt,” *SPE - Asia Pacific Oil Gas Conf.*, pp. 1131–1139, 2000, doi: 10.2523/64508-ms.
- [9] L. S. B. A. & Wolfman, “Legends of Artificial Lift,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [10] J. F. Lea and H. W. Winkler, “New and expected developments in artificial lift,” *Proc. Univ. Tulsa Centen. Pet. Eng. Symp.*, pp. 339–350, 1994, doi: 10.2523/27990-ms.
- [11] A. BenAmara, “Gas lift - past & future,” *Soc. Pet. Eng. - SPE Middle East Artif. Lift Conf. Exhib. 2016*, pp. 420–425, 2017.
- [12] M. Miwa, Y. Yamada, and O. Kobayashi, “ESP performance in Mubarraz field,” *Soc. Pet. Eng. - Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. 2000, ADIPEC 2000*, no. May 1973, 2000, doi: 10.2118/87257-ms.
- [13] A. Bhatia and S. A. L. McAllister, “Artificial Lift: Focus on Hydraulic Submersible Pumps,” *W. Ahead*, vol. 10, no. 03, pp. 29–31, 2014, doi: 10.2118/0314-029-twa.
- [14] B. L. Wilson, “SPE 28526 ESP Gas Separator ’ s Affect on Run Life.”
- [15] R. Lastra and S. Aramco, “SPE-185149-MS Achieving A 10-Year ESP Run Life Reliability , Maintainability and Availability Improving ESP Reliability,” no. April, pp. 24–28, 2017.
- [16] R. P. Vincent and L. B. Wilder, “A new gas lift system,” *Soc. Pet. Eng. - Fall Meet. Pet. Branch AIME, FM 1953*, vol. 4, 1953, doi: 10.2118/282-g.
- [17] J. D. Redden, T. A. G. Sherman, and J. R. Blann, “Optimizing Gas-Lift Systems,” 1974, doi: 10.2118/5150-ms.
- [18] U. of T. H. Mukherjee, Floptrol Johnston SLB and K.E Brown, “Improve your gas lift

- design.” p. 8, 1986.
- [19] S. Betancourt, K. Dahlberg, Hovde, and Y. Jalali, “Natural Gas-Lift: Theory and Practice,” *Proc. SPE Int. Pet. Conf. Exhib. Mex.*, pp. 411–417, 2002, doi: 10.2118/74391-ms.
- [20] M. Principle, “Gas Lift With On-Site- Generated Nitrogen In the Bellota field in southern,” pp. 1–2, 1998.
- [21] A. F. Rohman, Y. I. Arseto, and K. Hamzah, “Redesign of a single string packerless ESP-gas lift hybrid,” *Soc. Pet. Eng. - SPE/IATMI Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. APOGCE 2015*, no. October, pp. 20–22, 2015, doi: 10.2118/176291-ms.
- [22] N. K. Mitra, “Principles of artificial lift,” 2012.
<https://books.google.dz/books?id=6NokTvD4mjoC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false> (accessed Jul. 15, 2020).
- [23] “Introduction to Artificial Lift.”
https://www.petroskills.com/blog/entry/00_totm/sept17-sub-totm-artificial-lift?page=5 (accessed Jul. 15, 2020).
- [24] D. A. Dahroug, “Introduction to Artificial Lifting, Dr. Ahmed Dahroug - YouTube,” 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=3VIpFP4dMwI&t=3612s> (accessed Jul. 15, 2020).
- [25] Total, “LE PUITES ACTIVÉ PAR GAZ LIFT,” p. 215, [Online]. Available: <http://www.ciments-renforces.fr/index.php?id=27&lg=fr>.
- [26] H. W. Winkler, “Gas Lift text book,” p. 57.
- [27] Europe Learning Centre and S. Petrowiki, “Gas lift equipment and facilities,” 2015, [Online]. Available: http://petrowiki.org/Gas_lift_equipment_and_facilities#Surface_production_facilities.
- [28] “Gas lift - PetroWiki.” https://petrowiki.org/Gas_lift (accessed Jul. 16, 2020).
- [29] G. Amaral *et al.*, “Artificial lift manual part A2 Gas Lift Design Guide,” *J. Petrol.*, vol. 2A, no. 1, p. 155, 1993, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [30] T. Nguyen, *Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications Petroleum Engineering*. Springer Nature, 2020.
- [31] A. Hernández, *Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting*. 2016.
- [32] “Merla Type Kickover Tool | Running & Pulling | Wireline | LiMAR.” <https://www.limaroiltools.com/wireline/merla-type-kickover-tool> (accessed Jul. 19, 2020).
- [33] K. A. Jasim, “ESP Design 2018,” *Missan Oil Co.*, vol. 53, p. 57, 2018, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [34] G. P. . Takacs, *Electrical submersible pumps manual_ design, operations, and maintenance*, vol. 2. Joseph P. Hayton, 2018.
- [35] G. Takacs, *Electrical Submersible Pumps Manual*. United States of America: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2009.

- [36] B. H. Company, *Submersible Pump HANDBOOK*, vol. 6. 1997.
- [37] W. Renpu, *Advanced Well Completion Engineering*. 2011.
- [38] Schlumberger, “PIPESIM Steady-state flow,” [Online]. Available: https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/fed741582a7458c2feb4bb74d1783192_Pipesim.pdf.
- [39] H. D. Beggs, *Production optimization using NODAL Analysis*. .
- [40] Weatherford technology and training centre, “Completion Design,” vol. 2, p. 76, 2009.
- [41] M. A. A. El Moniem and A. H. El-Banbi, “Proper selection of multiphase flow correlations,” *Soc. Pet. Eng. - SPE North Africa Tech. Conf. Exhib. 2015, NATC 2015*, no. September, pp. 924–943, 2015, doi: 10.2118/175805-ms.
- [42] R. Hughes, “Interim Report 2018 Development and Improvement of Flow Models Applied to Multiphase Flows in Large-Diameter Pipes and High-Velocity Flows Development and Improvement of Flow Models Applied to Multiphase Flows in Large-Diameter Pipes and High-Velocity Flo,” 2018.
- [43] K. Gregory, “Multi-Phase Flow Correlations,” *Introduction to Petroleum and Natural Gas Engineering*. <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/892%0D> (accessed Aug. 02, 2020).
- [44] A. U. Chaudhry, *Oil Well Testing Handbook*. Houston ,Texas: ELSIVIER, 2004.
- [45] “Choke Valves, types and purpose - EnggCyclopedia.” <https://www.enggcyclopedia.com/2012/03/choke-valves/> (accessed Aug. 11, 2020).
- [46] “What’s Your Frequency? | Groschopp.” <https://www.groschopp.com/whats-your-frequency/> (accessed Aug. 16, 2020).
- [47] “ESP centrifugal pump - PetroWiki.” https://petrowiki.org/ESP_centrifugal_pump (accessed Aug. 15, 2020).
- [48] Schlumberger Oilfield Services, “velocity string - Schlumberger Oilfield Glossary.” https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/v/velocity_string.aspx.
- [49] “Net Present Value (NPV).” <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp> (accessed Aug. 18, 2020).
- [50] “Cash Flow Definition.” <https://www.investopedia.com/terms/c/cashflow.asp> (accessed Aug. 19, 2020).
- [51] S. MOHAPATRA, *Case Studies in Strategic Management A Practical Approach*, vol. 12, no. 2. Delhi.Chennai: PushP Printer Services, 2017.
- [52] “Discount Rate - Definition, Types and Examples, Issues.” <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/discount-rate/> (accessed Aug. 20, 2020).
- [53] “Payback Period Definition.” <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp> (accessed Aug. 18, 2020).
- [54] “Profitability Index Definition.” <https://www.investopedia.com/terms/p/profitability.asp> (accessed Aug. 18, 2020).

