

**Université M'Hamed Bougara-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 de**

**Master**

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Hydrocarbure

**Option** : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Présenté par :

SAIDATE Brahim

**THEME**

**Étude comparative de deux méthodes d'activation des puits:  
Gas lift et pompe électrique immergée (ESP) dans la région TFT.**

Soutenu publiquement le 24 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury	GARECHE Mourad	MCA	UMBB
Examinateur	ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB
Encadreur	SAIFI Redha	MAA	UMBB

## Remerciements

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

*En toute humilité et reconnaissance, je suis dépassé 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.*

*Je tends à exprimer mes remerciements remarquables à **mes enseignants de la faculté** pour le partage de leurs connaissances de l'ensemble du curriculum, en particulier le **Pr. ZRAIBI, Dr. SAIFI, Dr. GARECHE** et **Pr. BENYOUNES**.*

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

*Je suis également extrêmement redevable à **mes parents** pour leurs amour, leurs prières, leurs soins et leurs sacrifices pour moi éduquer et moi préparer pour mon avenir.*

*Je tends également à remercier mon encadreur **Dr. SAIFI** d'avoir partagé avec moi leur expériences antérieures.*

*Enfin, je remercie mes familles et mes amis de la FHC qui ont été nombreux à m'aider et à m'encourager.*

## **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** 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** : Hamid et Djilali et Rayane*

*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 mes amis d'enfance et leurs familles*

**SAIDATE Brahim**

## Résumé

Dans les premiers temps de la vie du puits, les hydrocarbures sont générés par l'énergie naturelle du réservoir. Comme quoi, cette énergie finit par s'épuiser, ce qui empêchera l'extraction du reste du combustible fossile sous la surface. L'une des méthodes utilisées pour augmenter la production est la récupération assistée, également connue sous le nom d'activation des puits.

Dans le cadre de ce projet de fin d'études, il est nécessaire de manipuler le programme de simulation PIPESIM pour représenter le puits et de réaliser le design de chaque méthode d'activation. Et aussi mesurer les erreurs afin de le rendre autant que possible comparable à la réalité. Dans cette thèse, le défi consiste à identifier la méthode d'activation des puits la plus efficace entre le Gas lift et l'ESP afin d'améliorer les performances du puits et les profits de l'entreprise. Le choix des critères a été basé sur des analyses techniques et économiques.

## Abstract

Using one of the driving methods, the reservoir's natural energy is used to produce hydrocarbons at the beginning of the well's life. Like everything else, this energy will eventually run out, making it impossible to retrieve the remaining fossil fuel from below the surface. Artificial lift, sometimes known as assisted recovery, is one method utilized to increase production.

In order to model the Well and construct each activation strategy, the study project's end requires using the simulation program PIPESIM. And also, through error calculation, converge as much as feasible to reality. The task of this thesis is to ascertain which artificial lift technique - gas lift or ESP - is best in order to enhance well performance and business earnings. The technical and economic studies served as the foundation for the selection criteria.

## ملخص

في بداية حياة بئر بتروولي، يتم الإنتاج من خلال الطاقة الطبيعية الكامنة في البئر. والتي مع الوقت يتم استنزاف هذه الطاقة. الشيء الذي يتسبب في بقاء كميات معتبرة من المحروقات في المكنن. و لهذا السبب يتم اللجوء إلى تقنيات الإنتاج المدعم والتي تسمى بالرفع الصطناعي .

يتضمن مشروع التخرج هذا العمل على برنامج المحاكاة التجاري PIPESIM لمحاكاة بئر و كذلك محاكاة طرق تفعيل الآبار كل طريقة لوحدها مع الأخذ بالاعتبار اخطاء الحساب. الهدف في هذا العمل هو اختيار أفضل طريقة للإنتاج المدعم . والاختيار بين المضخة الكهربائية المغمورة في البئر وتقنية الرفع بالغاز، تحت هدف زيادة معدل الانتاجية المثلى للبئر وتوفير عوائد أكبر للشركة بحيث يتم الإختيار على أسس تقنية واقتصادية .

## Table des matières

Remerciements .....	i
Dédicaces .....	ii
Résumé .....	iii
Abstract.....	iii
Table des matières .....	iv
Liste des figures .....	vii
Liste des tableaux .....	ix
Nomenclatures .....	x
Introduction Générale .....	xi
Chapitre 1: Évolution 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 Gas lift:.....	10
1.5.3 Gas lift naturel .....	11
1.5.4 Gas lift à l'azote .....	12
1.6 Hybride ESP-Gas Lift sans cordon.....	13
1.7 Conclusion .....	13
Chapitre 2: Activation des puits .....	15
2.1 Introduction .....	15
2.2 Définition d'activation des puits.....	15
2.3 Méthodes d'activation des puits .....	15
2.4 Critères de choix de la méthode d'activation des puits .....	16

2.5 Gas lift .....	18
2.5.1 Définition.....	18
2.5.2 Principe de gaz-lift.....	19
2.5.3 Les type du gas-lift .....	19
2.5.4 Les principaux paramètres du gas-lift .....	21
2.5.5 Les équipement de Gas lift .....	22
2.5.6 Les problèmes liés au gas-lift .....	24
2.5.7 Les avantages et les limitations du gas-lift.....	25
2.6 Pompes électriques immergées (ESP) .....	26
2.6.1 Définition.....	26
2.6.2 Applications.....	26
2.6.3 Principes de fonctionnement des pompes centrifuges.....	26
2.6.4 Les composants d'un System ESP.....	27
2.6.5 Le choix d'une pompe ESP.....	34
Chapitre 3: Analyse nodale et aperçu sur PIPESIM .....	35
3.1 Analyse nodale .....	35
3.1.1 Les pertes de charges.....	35
3.1.2 Les différentes positions du nœud.....	36
3.1.3 Procédure d'analyse nodale.....	37
3.1.4 Inflow performance Relationship IPR.....	38
3.1.5 Applications de l'analyse nodale.....	39
3.1.6 Les objectifs de l'analyse nodale.....	39
3.2 Aperçu sur logiciel PIPESIM .....	40
Chapitre 4: Étude de cas .....	41
4.1 Introduction .....	41
4.2 Critères de choix de puits pilot TFT69.....	41
4.3 Étude technique .....	41
4.3.1 Généralités sur le puits étudiés TFT69 .....	41
4.3.2 Création d'un modèle sur PIPESIM (TFT69).....	42
4.3.3 Les tests de sensibilités de puits TFT69 .....	47
4.3.4 Design gas-lift.....	48
4.3.5 Design de la pompe ESP .....	54
4.4 Étude économique .....	58
4.4.1 Le valeur actuelle nette (VAN) .....	58

4.4.2 L'indice de profitabilité .....	58
4.4.3 L'étude économique pour l'utilisation de Gas lift sur TFT69 .....	59
4.4.4 L'étude économique pour l'utilisation d'ESP sur TFT69 .....	61
4.5 Étude comparative et discussion .....	63
Conclusion générale et Recommandations .....	65
Conclusion générale .....	65
Recommandations .....	65
Bibliographie .....	67
Annexes .....	

## Liste des figures

Figure 2.1 Méthodes d'activation des puits[23].....	16
Figure 2.2 Méthodes d'activation des puits utilisées dans le monde et en Amérique du Nord[24].....	16
Figure 2.3 La séquence de déchargement de Gas lift.....	19
Figure 2.4 Schéma d'un système de gaz-lift[28].....	20
Figure 2.5 Cycle d'injection de Gas lift d'une limace liquide dans un puits de Gas lift à flux intermittent. ....	21
Figure 2.6 Les équipements de compression[32].....	23
Figure 2.7 Les types des mandrins (conventionnel, à poche latérale, avec vanne concentrique)[33].....	23
Figure 2.8 Les composants de système de pompage ESP[35].....	27
Figure 2.9 Pompe centrifuge[36] .....	28
Figure 2.10 Circulation de fluide dans les étages de la pompe[35] .....	29
Figure 2.11 Augmentation de pression dans un impulsur[39] .....	29
Figure 2.12 Le moteur électrique[36]. ....	30
Figure 2.13 Types des séparateurs de pompe ESP[36].....	31
Figure 2.14 Variable speed drive VSD[36] .....	33
Figure 2.15 Différents type des câbles électrique[35] .....	34
Figure 3.1 Les différentes pertes de charge dans le système de production[40] .....	35
Figure 3.2 Les différentes positions du nœud[40] .....	36
Figure 3.3 Point de fonctionnement de système[40].....	38
Figure 3.4 Fenêtre de logiciel PIPESIM 2012 .....	40
Figure 4.1 Historique de production de TFT69 .....	42
Figure 4.2 Nouveau projet .....	43
Figure 4.3 Propriétés d'huile .....	43
Figure 4.4 Les données de complétion.....	44
Figure 4.5 Les données de réservoir .....	44
Figure 4.6 Les courbes de l'analyse nodale : VLP, IPR pour TFT69.....	46
Figure 4.7 Teste de sensibilité de TFT69.....	47
Figure 4.8 Le débit optimum d'injection de gaz TFT69.....	48
Figure 4.9 Résultats du point d'injection le plus profond de Gas lift.....	49
Figure 4.10 Caractéristiques de puits TFT69 et de gaz injecté.....	50
Figure 4.11 Les propriétés des vanne gas-lift .....	50
Figure 4.12 Les résultats de design GL TFT69 .....	51
Figure 4.13 Graph de design gas-lift TFT69 .....	51
Figure 4.14 Effet de déclin de $P_{ws}$ sur le débit d'huile et de gaz d'injection optimum .....	52

Figure 4.15 Effet de water cut et le débit de gaz injecté sur le débit prouduit .....	53
Figure 4.16 La selection de pompe .....	54
Figure 4.17 Courbe de performance de pompe Reda MT5A-60 & well operating .....	55
Figure 4.18 Variation de débit en fonction de vitesse de pompe et de déclin de Pws .....	56
Figure 4.19 Variation de débit à cause d'augmentation de Wcut en fonction de frequence / vitesse de pompe .....	57

## Liste des tableaux

Tableau 2.1 : L'effet de la productivité des puits sur la méthode artificielle[25] .....	17
Tableau 2.2 : L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle[25] .....	17
Tableau 2.3 : L'effet des problèmes de fonctionnement sur la méthode artificielle[25] .	18
Tableau 3.1 : Les différentes pertes de charge de system de production [39] .....	36
Tableau 4.1 : Chute de production à TFT69 .....	42
Tableau 4.2 : Les propriétés de fluide de réservoir.....	43
Tableau 4.3 : Les données de la complétion .....	45
Tableau 4.4 : Les donnés de réservoir .....	45
Tableau 4.5 : Les données de teste jaugeage .....	46
Tableau 4.6 : Datas de puits TFT69 .....	47
Tableau 4.7 : Point d'injection le plus profond du Gas lift. ....	49
Tableau 4.8 : Les caractéristiques des vannes gas-lift TFT69. ....	52
Tableau 4.9 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en gas-lift.....	53
Tableau 4.10 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift. ....	54
Tableau 4.11 : Les datas de puits TFT69 et de pompe .....	54
Tableau 4.12 : Les carractéristiques de pompe ESP choisie TFT69 .....	55
Tableau 4.13 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en ESP .....	56
Tableau 4.14 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP .....	57
Tableau 4.15 : Suivie d'investissement TFT69 en gas-lift.....	59
Tableau 4.16 : Les données de calcul pour le cas de Gas lift .....	60
Tableau 4.17 : Le calcul de la VAN pour le cas de Gas lift .....	60
Tableau 4.18 : Suivie d'investissement TFT69 en ESP .....	61
Tableau 4.19 : Les données de calcul pour le cas de l'ESP .....	62
Tableau 4.20 : Le calcul de la VAN pour le cas de l'ESP .....	62
Tableau 4.21 : Étude comparative entre GL et ESP sur TFT69 .....	63

## Nomenclatures

VCP	Variable cavity pump	GL	Gas 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		
HC	Hydrocarbures		
Pr	Pression de Réservoir		
VIR	Value Investment Ratio		
IP	Indice de Profitabilité		

# **Introduction Générale**

## Introduction Générale

Les différents secteurs de l'énergie mondiale incluent le pétrole, le gaz naturel liquéfié (GNL), le charbon, les énergies renouvelables et l'électricité. Au fil du temps, le secteur de cette industrie a subi de nombreuses évolutions et est prêt à subir encore davantage de modifications à l'avenir. Les combustibles fossiles constituaient 82 % de l'énergie primaire mondiale il y a cinq ans. Il est prévu que ce nombre diminue, avec une croissance significative dans les domaines du gaz naturel et des énergies renouvelables, notamment l'éolien et le solaire. Cependant, en raison de la croissance démographique et économique, les énergies renouvelables rencontrent des difficultés à répondre à la demande, ce qui implique que les combustibles fossiles demeureront une source primordiale, car la demande augmente.

En Algérie, à la suite de la nationalisation des hydrocarbures en février 1971, la plus grande entreprise d'Afrique, la compagnie pétrolière nationale SONATRACH, possède 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 domaine majeur qui se subdivise en trois parties distinctes: l'amont, l'intermédiaire et l'aval. Cette étude fait partie du segment amont ; le segment amont est chargé de l'exploration et de la production. L'extraction des hydrocarbures est une activité complexe ; il est nécessaire de mener une étude approfondie tout au long de la durée de vie du réservoir et du puits pour maximiser l'extraction du combustible fossile.

Dans le domaine de l'énergie, toute entreprise cherche à optimiser la quantité de combustible fossile récupérée dans les réservoirs souterrains en minimisant les coûts tout en garantissant la sécurité des mesures.

Ce n'est pas seulement les réserves en place qui contrôlent la quantité de pétrole et de gaz vendue, de nombreux facteurs influencent cet aspect, tels que la récupération et la rentabilité de l'investissement d'un projet donné ; la situation politique peut également jouer un rôle important.

La vie d'un puits débute lorsque le puits coule spontanément grâce à la force du réservoir, ce qui est entraîné par divers mécanismes tels que le jet d'eau, le captage du gaz, la solution de gaz, l'expansion de la roche et le mélange de ces derniers. Au bout d'un certain temps, l'énergie naturelle se décomposera et le puits ne coulera plus.

Au fil du temps, la recherche a mis au point des méthodes visant à prolonger la durée de vie d'un champ ou d'un puits spécifique. La stimulation, la récupération assistée, la récupération secondaire et la récupération finement tertiaire peuvent être utilisées.

Dans cette étude particulière, on traite de la récupération assistée, aussi appelée méthodes d'activation des puits. Ainsi, en cas de baisse des performances du puits, il est possible d'explorer différentes méthodes de récupération artificielle afin d'améliorer la production. Toutefois, le problème réside dans les multiples choix possibles. Quel système est le plus adapté et le plus performant à mettre en place dans chaque puits?

Pour prendre une décision appropriée, il est nécessaire de suivre plusieurs étapes, comme mentionné dans les chapitres suivants. Afin d'atteindre cette finalité, l'étude suit le plan suivant :

- Le premier chapitre montre les diverses études et articles qui ont mené des études sur le choix de la méthode d'activation, l'ESP et les technologies de Gas lift au fil du temps.
- Le deuxième chapitre détermine le sens de l'activation des puits et de ses diverses formes. Il permet aussi d'acquérir une compréhension approfondie des deux techniques étudiées, à savoir le Gas lift et les pompes électriques enterrées.
- Le troisième chapitre souligne l'importance d'une analyse nodale dans le système de production pétrolière et les procédures que permet à l'ingénieur de analyser les performances des systèmes. Et inclure aussi un petit aperçu sur logiciel PIPESIM que utilisée principalement pour représenter le puits et des designs pour chaque méthode.
- Le quatrième chapitre met en avant une étude technique qui s'appuie largement sur la représentation du puits dans le programme, puis sur la représentation de chacune des deux méthodes pour obtenir une simulation très proche des caractéristiques réelles. Puis nous abordons également une étude économique propre à chaque méthode. Enfin, après avoir étudié chaque méthode individuellement sur les plans technique et économique, nous abordons une comparaison et pouvons conclure la meilleure manière de travailler dans cet région.

# **Chapitre 01 : Évolution de l'art**

## Chapitre 1:Évolution 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 Gas 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 Gas lift à flux continu est recommandé pour les volumes élevés de pression statistique au fond du puits. La méthode de Gas lift intermittent est généralement utilisée pour les puits qui produisent de faibles volumes de fluide. Les puits où le Gas 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 Gas lift est le type d'activation le plus communément utilisé dans les puits onshore, offshore et sous-marins. L'installation d'un Gas lift n'a pas d'incidence majeure sur la conception des arbres sous-marins. Le Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas lift ont été effectués afin de calculer l'espacement requis entre les mandrins du Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas lift. La majorité de ces puits subissent un Gas 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 Gas lift est le test de performance des vannes de Gas 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 Mubarraz 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 Mubarraz 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 Gas 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 Mubarraz [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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas lift au cours des dernières décennies, en établissant des parallèles avec d'autres technologies d'activation des puits. Le Gas 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 Gas 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 Gas lift qui pouvaient être utilisées pour le déchargement par étapes.

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

Les équipements de Gas 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 Gas lift comme un système technique complexe.

Avec la création du système de Gas lift numérique, le Gas lift entre dans l'ère du numérique. Le système de gas 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 Gas 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 Gas lift, cependant, est restée pratiquement inchangée - la technologie que le temps a oubliée.

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

### **1.5.2 Design du Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas lift. Une version modifiée du programme a été utilisée dans un champ du Texas contenant 150 puits de Gas lift.

La distribution optimale du gaz dans un système de Gas 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 Gas 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 Gas lift.

Il est important de prévoir que le puits sera alimenté en Gas 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 Gas lift doit être optimisée en tenant compte de tous les paramètres du système[18].

### **1.5.3 Gas lift naturel :**

Cet article examine le concept de "Gas 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.

Gas 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 Gas lift classique.

Gas 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 "Gas 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 Gas 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 Gas 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 " Gas 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 Gas 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 N<sub>2</sub> comme gaz de source. Au début du projet, des camions de stockage ont été utilisés pour livrer le N<sub>2</sub>. Les dépenses élevées ont conduit au projet de génération de N<sub>2</sub> 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 N<sub>2</sub> 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 N<sub>2</sub> et l'oxygène (O<sub>2</sub>). La séparation est obtenue parce que l'O<sub>2</sub> traverse la membrane plus rapidement que le N<sub>2</sub>. L'O<sub>2</sub> est évacué dans l'atmosphère, et le N<sub>2</sub> de qualité 95 à 98% est acheminé vers l'étape de compression suivante.

L'utilisation du N<sub>2</sub> 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 N<sub>2</sub>. L'injection de N<sub>2</sub> plutôt que de gaz naturel a permis de réduire les besoins en électricité de 10 %. Comme le N<sub>2</sub> 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 N<sub>2</sub> 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 Gas 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 Gas 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-Gas lift a été mis en œuvre en 2009. L'idée était d'installer un Gas 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-Gas lift utilisait une seule vanne Gas 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 Gas 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 Gas 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 Gas lift classique. Il était encore possible d'optimiser la conception hybride à Gas lift en abaissant le point d'injection. Pour obtenir un point d'injection plus profond, un nouveau système hybride à Gas lift a été conçu.

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

Comme la conception hybride du gas 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 Gas lift. Le système doit être soigneusement calculé pour assurer un fonctionnement équilibré et stable du Gas lift[21].

### **1.7 Conclusion :**

L'importance de l'activation des puits est évidente dans toute la littérature depuis le début de l'industrie. Après la maturation des gisements d'hydrocarbures, sa valeur augmente.

Les méthodes d'activation des puits les plus couramment utilisées sont le Gas lift et l'ESP, et l'industrie de l'énergie s'efforce toujours d'améliorer la technologie de ces méthodes. Une définition approfondie de chaque technique suivie d'une étude de cas est livrée 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 :**

- Gas 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).

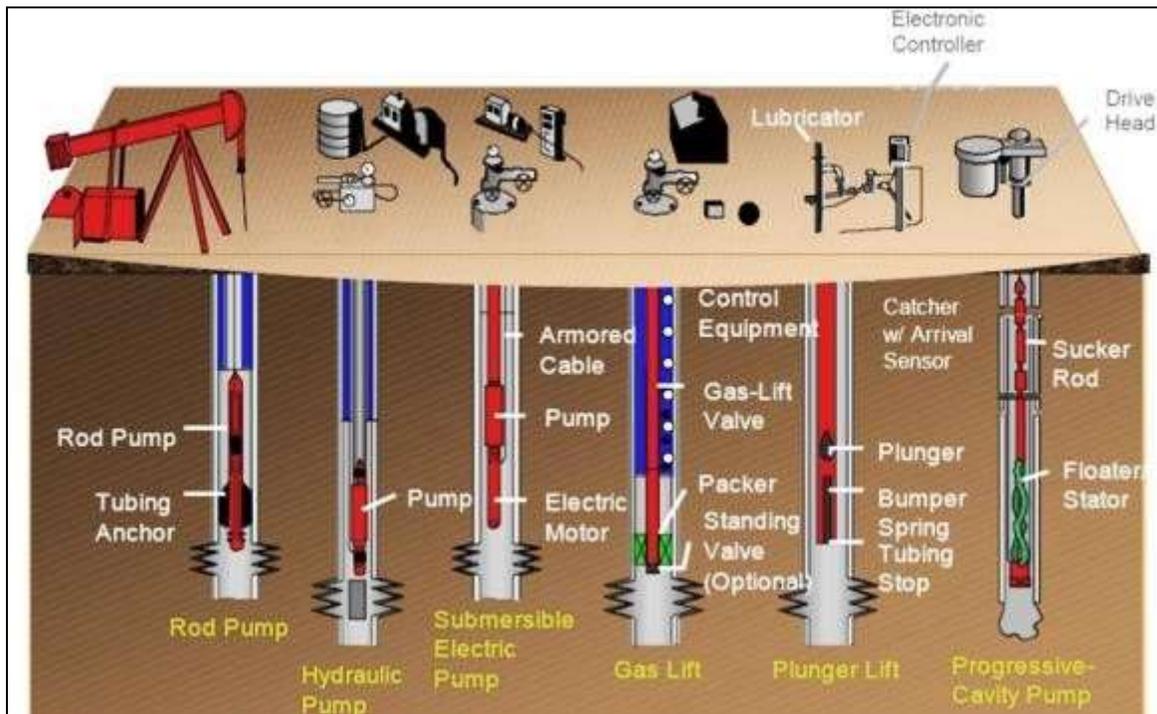


Figure 2.1 Méthodes d'activation des puits[23]

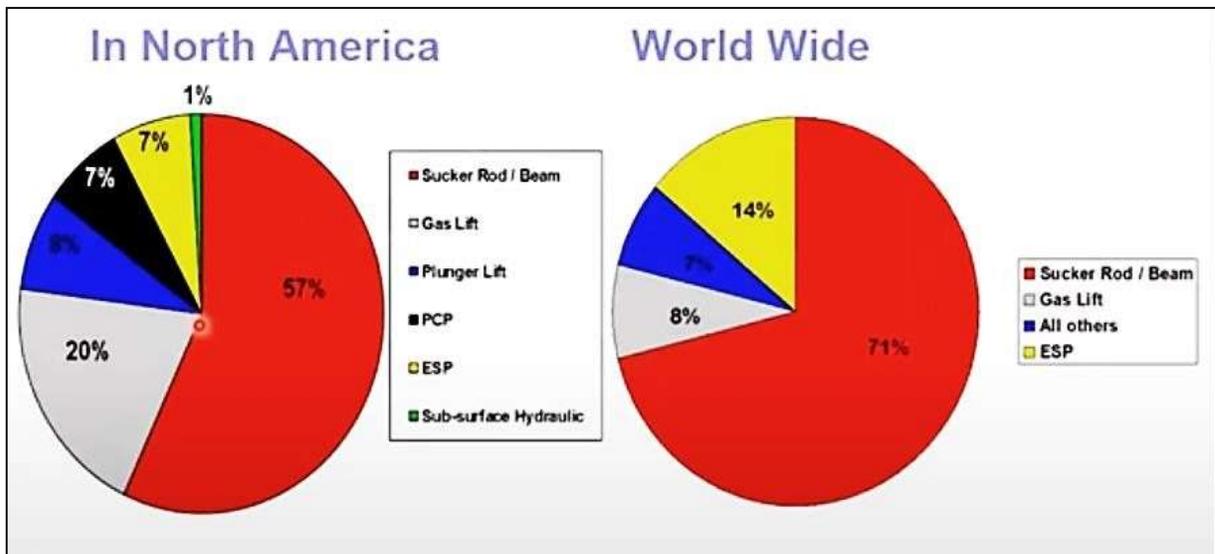


Figure 2.2 Méthodes d'activation des puits utilisées dans le monde et en Amérique du Nord[24]

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.

- 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.

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

**Tableau 2.1 : L'effet de la productivité des puits sur la méthode artificielle[25]**

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

**Tableau 2.2 : L'effet de la profondeur du puits sur la méthode artificielle[25]**

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

**Tableau 2.3 : L'effet des problèmes de fonctionnement sur la méthode artificielle[25]**

## **2.5 Gas 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 Gas 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 Gas lift, l'activation par Gas 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 activé par le Gas 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 Gas 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].

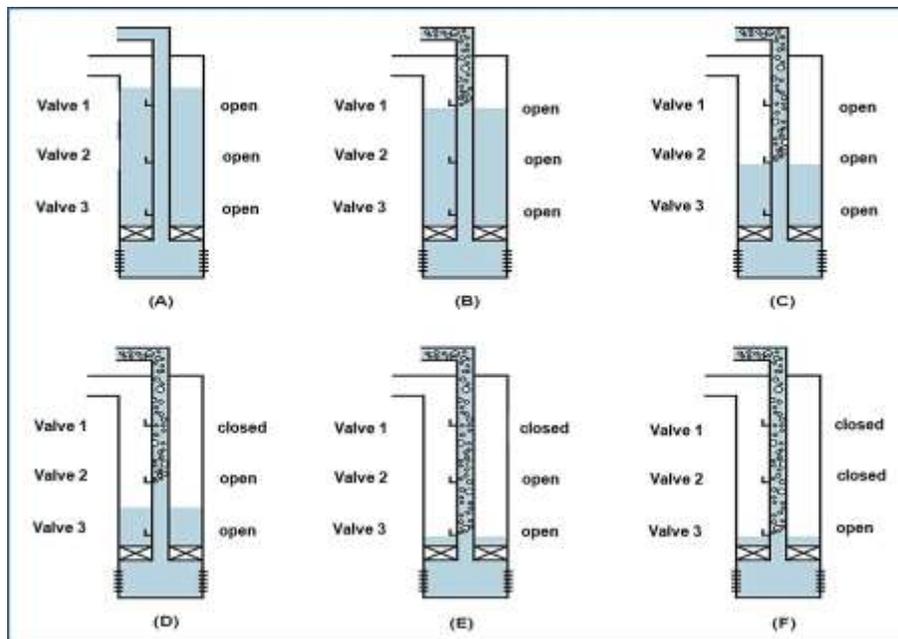


Figure 2.3 La séquence de déchargement de Gas lift

### 2.5.3 Les type du gas-lift

#### 2.5.3.1 Gas lift à débit continu :

L'injection de gaz est réalisée d'une manière continue avec une pression et un débit bien déterminé dans la partie basse de la colonne de production. Le gaz allège le poids volumique du fluide dans la colonne de production et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface

(Figure 2.4).[33]

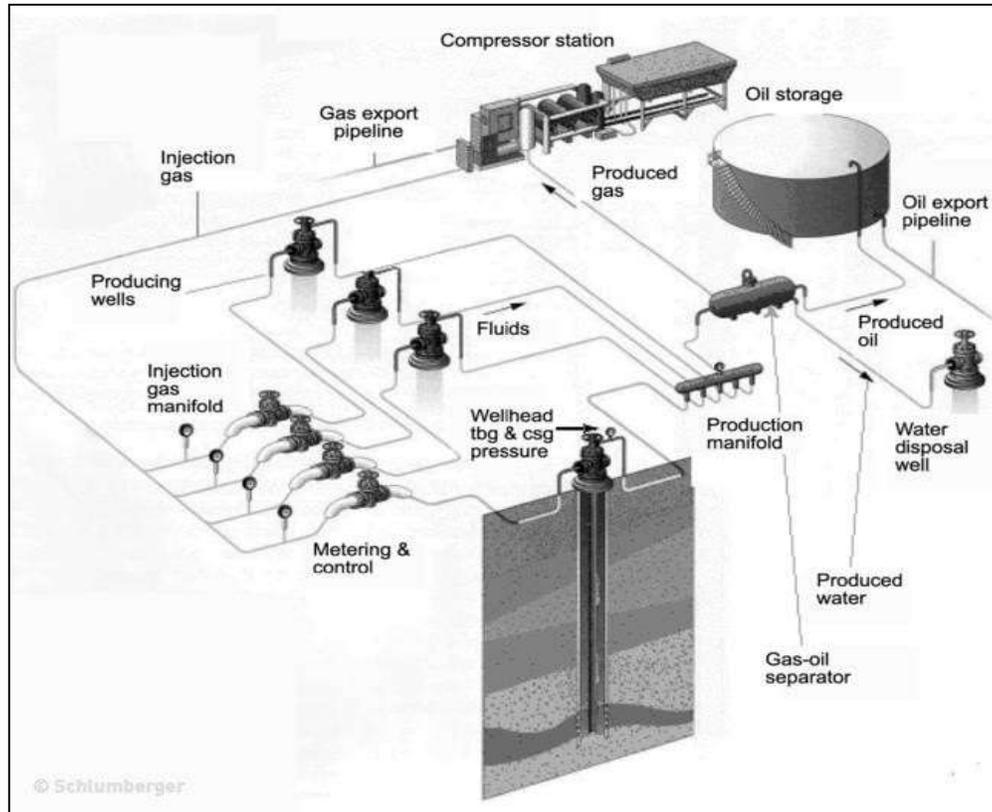
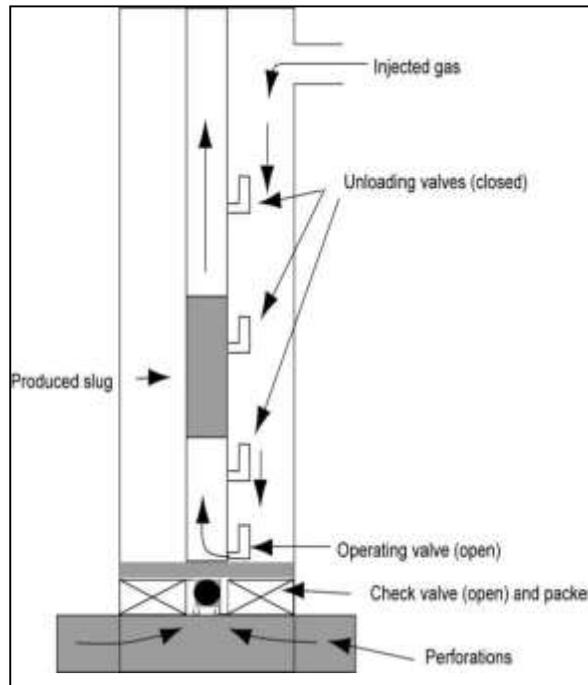


Figure 2.4 Schéma d'un système de gaz-lift[28]

### 2.5.3.2 Gas lift à débit intermittent :

Il se base sur une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans les parties basses de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. La pression sur la couche se diminue, celle-ci se met à ré-débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite (Figure 2.5).[33]



**Figure 2.5 Cycle d'injection de gaz allégeant un bouchon liquide dans un puits de Gas lift à fluxintermittent.**

#### **2.5.4 Les principaux paramètres du gas-lift:**

##### **2.5.4.1 Pression en tête de puits ( $P_{wh}$ ):**

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.[32]

##### **2.5.4.2 Pression du gaz injecté:**

La pression du gaz injecté affecte sur le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single point, ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance des puits (cas des puits d'huile de la région de Hassi R'mel).[32]

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well).[32]

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chuter pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.[32]

### **2.5.4.3 Profondeur de l'injection du gaz :**

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.[32]

### **2.5.4.4 IP important et effet de Skin :**

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift amène des débits spectaculaires. On appelle effet de peau l'endommagement des premiers centimètres du réservoir.[32]

L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un ou plusieurs procédés connus tels que l'acidification, la ré-perforation ...etc.[32]

Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.[32]

## **2.5.5 Les équipements de gas-lift:**

### **2.5.5.1 Les équipements de surface:**

Les équipements de surface sont constitués de :

- ✓ Équipements de compression (si la pression du gaz n'est pas suffisante).
- ✓ Un réseau de distribution de haute pression.
- ✓ Équipements de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc).
- ✓ Réseau de récupération des fluides à basse pression.
- ✓ Équipements de déshydratation. (Figure 2.6)[33]

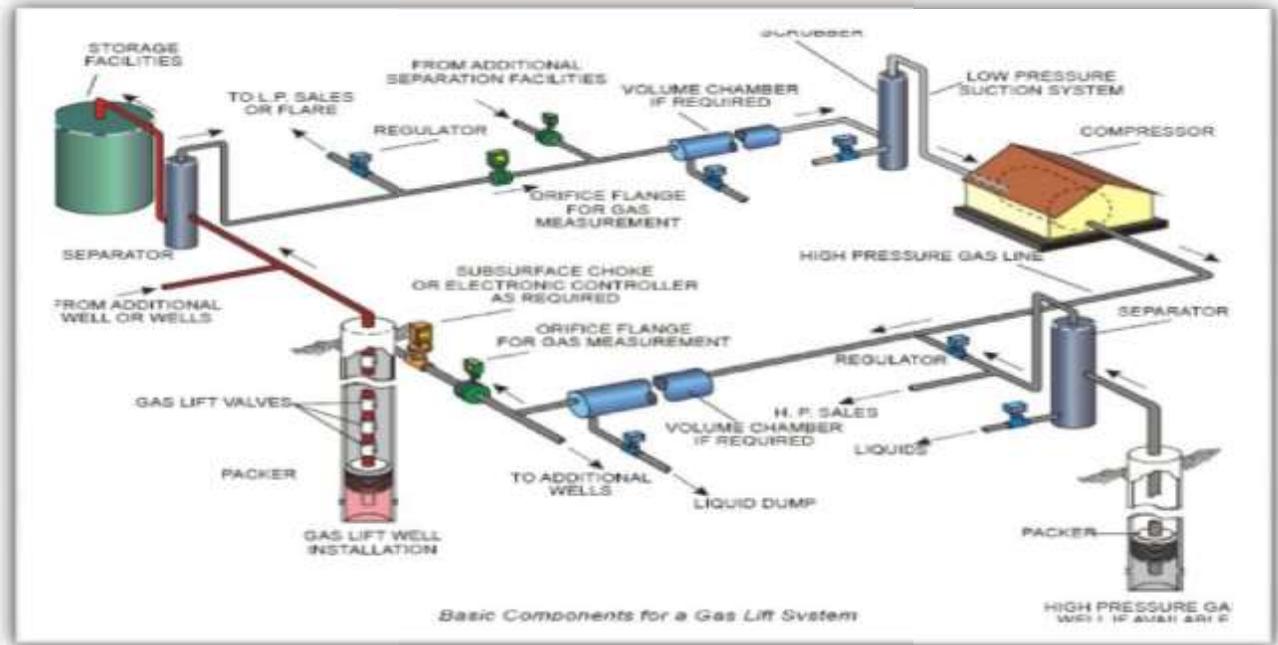


Figure 2.6 : Les équipements de compression[32]

### 2.5.5.2 Les équipements de fond :

Les équipements de fond comprennent les mandrins, et autre équipements spécifiques à usageparticulier :

**a. Les mandrins :** Principalement, il existe trois types de mandrins :

- ✓ Mandrins conventionnels
- ✓ Mandrins à poche latérale
- ✓ Mandrins avec vanne concentrique (Figure 2.6)[33]

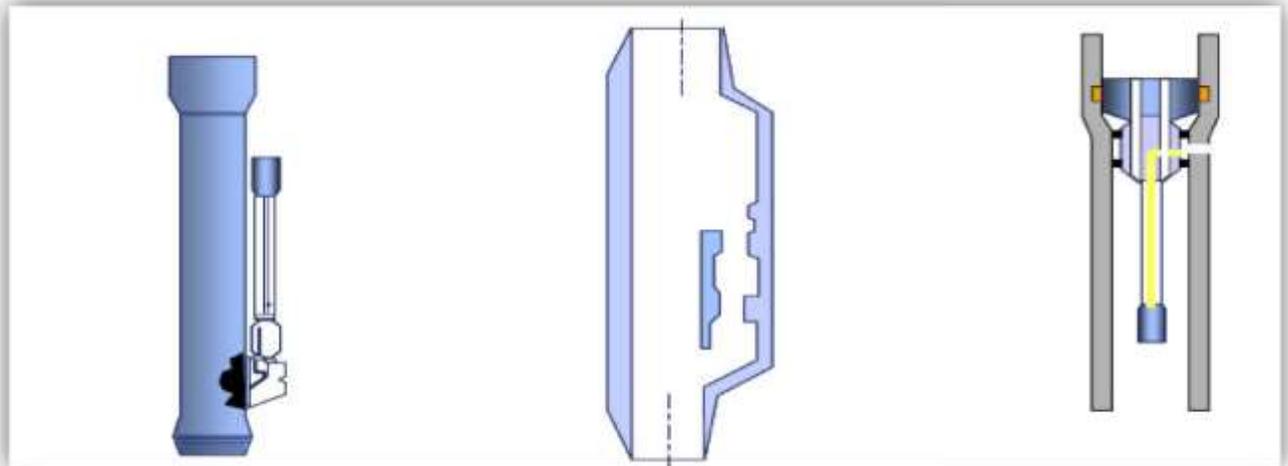


Figure 2.7 : Les types des mandrins (conventionnel, à poche latérale, avec vanne concentrique) [33]

### **b. Autres équipements spécifiques :**

Parmi ces équipements on a :

- ✓ Clapet anti-retour.
- ✓ Sécurité annulaire.
- ✓ Tubing spool.[33]

### **c. Les vanne du gas-lift :**

Les vannes du gas-lift sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices. Trois types de vannes sont utilisés :

- ✓ Vanne de décharge : elle est ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage, un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte.
- ✓ Vanne de service : elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté.
- ✓ Bouchons dits dummies : bouchon joue le rôle d'une barrière de sécurité et protection des portées du mandrin. [33]

## **2.5.6 Les problèmes liés au gas-lift :**

L'activation d'un puits par le gas-lift rencontre plusieurs problèmes, on peut citer les deux principaux :

### **2.5.6.1 Formation des hydrates (givrage) :**

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (Duse ou vanne), conduit à une diminution de la température, qui peut mener le système dans ces conditions à cristallisation de l'eau, cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz. [32]

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt de production.[32]

### **2.5.6.2 Prévention des hydrates :**

Pour éviter la formation des hydrates, les instructions suivantes doit être prendre en compte:

- ✓ Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème(sépare les goulettes d'eau).
- ✓ Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'unéchangeur de chaleur.
- ✓ L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le pointde fusion des corps solides (hydrates).

La mise en place d'une duse de fond pour les puits ayant un concentrique. [32]

### **2.5.6.3 Érosion des équipements :**

L'érosion est un phénomène indésirable créée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée, ses actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogiques, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraises la dusse à ses parois intérieures, le débit du gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.[32]

Ces variations influentes négativement sur le débit d'huile produite, le volume de gaz soit important par apport a celui de l'huile, on réalise ici des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui gêne la séparation.[32]

### **2.5.7 Les avantages et les limitations du gas-lift :**

#### **2.5.7.1 Les avantage de gas-lift :**

- ✓ Investissement faible pour les équipements du puits, des mandrins peuvent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- ✓ Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits, grande déviation ou puits en hélice, la seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose des vannes si nécessaire.
- ✓ La compatibilité avec de hauts GLR, le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing, cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.
- ✓ La compatibilité avec la production de solides, sable ou de grands volumes d'eau.
- ✓ La flexibilité, le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface, Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- ✓ La possibilité de commander le puits à distance par télémétrie.[33]

#### **2.5.7.2 Les limitations de gas-lift :**

- ✓ Nécessité d'une source de gaz à une grande pression.
- ✓ Pose problème de redémarrage (régimes transitoires).
- ✓ L'importance des installations de surface (compresseurs GL).
- ✓ Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits.
- ✓ Délai de mise en place.
- ✓ Limites d'activation par déplétion importante.
- ✓ Gaz de formations corrosives.
- ✓ Problèmes d'hydrates.

- ✓ Adaptation du casing au Gas lift.
- ✓ Installation haute pression.
- ✓ Rendement faible (10 à 30%).[33]

## **2.6 Pompes électriques immergées (ESP)**

### **2.6.1 Définition :**

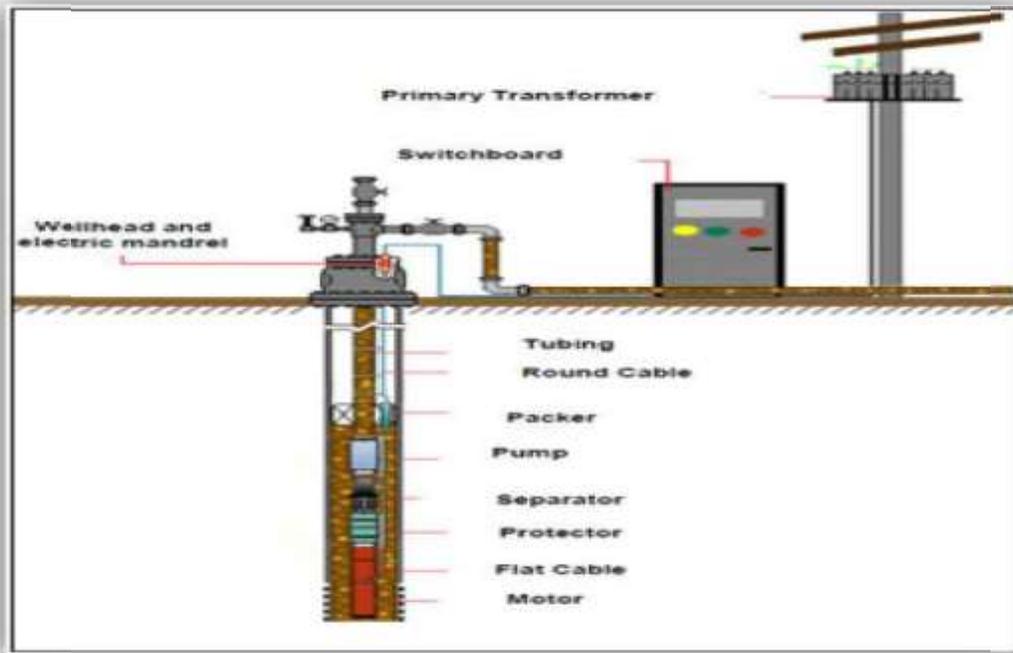
C'est une méthode d'activation des puits pétroliers qui utilise un système de pompage au fond du puits actionné électriquement. La pompe comprend généralement plusieurs sections de pompes centrifuges étagées qui peuvent être configurées spécifiquement pour s'adapter aux caractéristiques de production 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 [41]

### **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 bpj, 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 bpj, 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 bpj [42].

### **2.6.3 Principe de fonctionnement :**

Le system ESP est composée généralement de trois parties, partie de fond, surface et le câble d'alimentation. La partie fond est suspendu dans le tubing et est immergée dans le fluide de puits pour aspirer l'effluents. La partie surface se compose des équipements de surface qui contrôle les valeurs et manipuler le système. Et la partie du câble d'alimentation qui alimenté le moteur de system au fond. [39]



**Figure 2.8 : Les composants de système de pompage ESP [35]**

Le fluide qui vient du réservoir, doit passer par le moteur afin de le refroidir et lorsqu'il arrive à la prise (intake: séparateur) il rentre dans la pompe. Cette dernière qui est constituée des plusieurs étages qui sont disposés sous forme des combinaisons (impulser/diffuser) vont

augmenter la pression de fluide jusqu'à la pression nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de commande au niveau de la surface fournit la puissance nécessaire au moteur et protège les équipements de fond de l'ESP. [39]

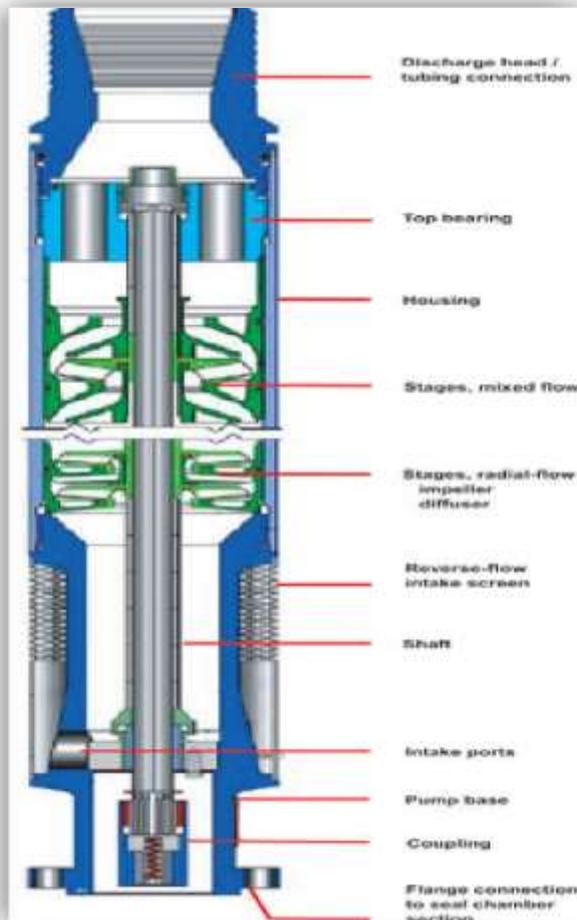
#### **2.6.4 Les composants d'un System ESP :**

Le système ESP est composé généralement de deux parties : partie des équipements de fond, partie des équipements de surface et le câble électrique qui relie les deux parties.

##### **2.6.4.1 Les composants de fond :**

###### **a. La pompe immergée :**

C'est une pompe centrifuge qui peut déplacer du fluide en le faisant tourner avec une roue rotative (impulser) dans un diffuseur qui a une entrée centrale et une sortie tangentielle. Le trajet du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre vers le diffuseur.

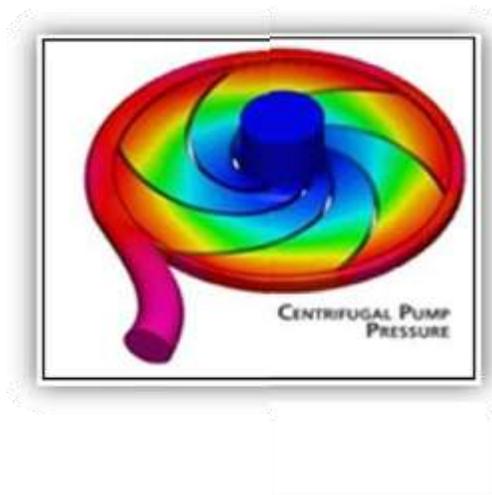


**Figure 2.9 : Pompe centrifuge [36]**

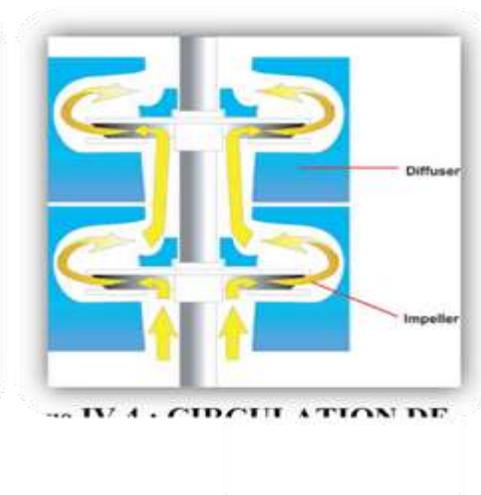
La pompe est multi-étagé comprenant le nombre d'étage nécessaire pour obtenir la hauteur de refoulement désirée est constitué de :

- ❖ L'arbre de rotation (shaft) est relié au protecteur et au l'arbre de moteur .Il a pour fonction principale de transmettre le mouvement de rotation et le couple produits par le moteur aux aubes qui sont placées dans les étages de la pompe.
- ❖ Les étages de la pompe « stages » sont des composants qui donnent une élévation de pression au fluide. Un étage est constitué d'une aube tournante (impulser) et d'un diffuseur stationnaire, qui représentent les composants principaux de la pompe centrifuge.
- ❖ L'impulser reçoit la puissance de l'axe tournant et accélère les particules de fluide et le diffuseur transforme la vitesse élevée de fluide (énergie cinétique) en pression. [39]

Le schéma 2.9 montre le chemin d'écoulement du fluide qui pénètre dans l'entré des impulser, avec une certaine énergie de rotation dont elle est exploitée pour centrifuger radialement les particules de fluide et les projeter vers la sortie de l'impulser.



**Figure 2.10 : Circulation de fluide dans les étages de la pompe [35]**



**Figure 2.11 : Augmentation de pression dans un impulser [39]**

Une fois qu'il sort, le fluide fait une tour et rentre dans le passage du diffuseur. Pendant qu'il traverse ce passage, le fluide est rebondi sur les parois de diffuseur, où sa vitesse sera.

convertie en pression (Figure 2.10). Ce processus est répété dans chaque étage jusqu'à ce que le fluide traverse tous les étages, et la pression atteinte la pression de refoulement nécessaire pour développer la hauteur "Head" (TDH) désirable de la pompe.

Les ensembles ainsi formés, sont empilés à l'intérieur d'une chemise. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre l'ensemble, des géométries de l'aube (impulser) et du diffuseur, et de la vitesse de rotation de rotor [36].

#### **b. Le moteur électrique :**

C'est un moteur de type d'induction, bipolaires, tri-phasique qui fonctionne avec une fréquence de 50 et 60 hertz équivalent de 2900 tr/min et 3600 tr/min dont la vitesse de fonctionnement réelle est approximativement 2800 tr/min et 3500 tr/min, sous des tensions de 230 v et 5000 V et produit des intensités variables des 20 à 120 Ampères. Le moteur peut fonctionner dans des conditions de température de 500 °F. [39]

Le moteur est enfermé dans une enceinte d'acier remplie d'huile qui assure les rôles de lubrification pour les paliers, isolation électrique et refroidissement du moteur par transfert de chaleur vers le fluide extérieur produit remontant dans le puits.

Généralement, la longueur et le diamètre donne une estimation de la puissance du moteur. L'énergie électrique est transmise au moteur par un câble électrique spécialement étudié. [39]

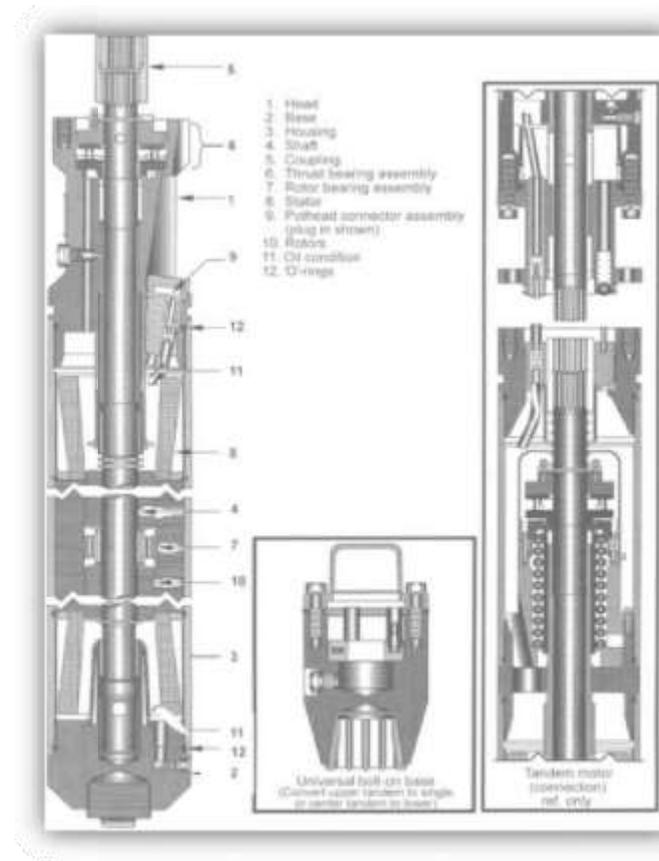
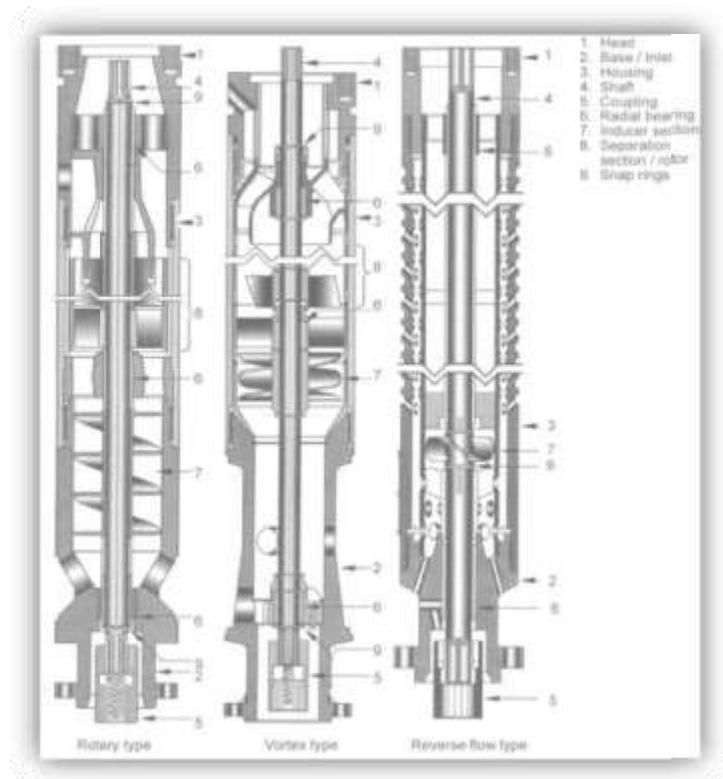


Figure 2.12 : Le moteur électrique [36]

### c. Séparateur de gaz :

Dans les puits à haute présence du gaz libre, la performance de la pompe ESP réduit à cause de phénomène de cavité. Alors il faut séparer du gaz au liquide avant de réduire la production et la durée de vie de système. Pour cela un séparateur est installé juste à l'entrée de fluide dans la pompe (aspiration) qui améliore la ségrégation du gaz libre et le dévier vers l'annulaire. Deux de ces dispositifs sont représentés dans la Figure 2.12 [39]

- ✓ **Séparateur de type vortex :** Le fluide produit, qui a déjà subi une séparation annulaire naturelle, est aspiré dans l'unité par les orifices d'admission. Ceux-ci peuvent être des orifices d'admission droits, comme déjà mentionné, ou un style d'admission inverse-flux. Le fluide est ensuite injecté dans le générateur de vortex par l'inducteur à déplacement positif. Le générateur de vortex est généralement une roue à aubes de type axial. Il donne une rotation à grande vitesse au fluide. Ceci fait que les fluides les plus lourds (liquides) sont suspendus à la zone extérieure du passage d'écoulement et les fluides plus légers (chargés de gaz libre) à se mélanger autour de la zone intérieure et de l'arbre. Le fluide pénètre alors dans une pièce d'écoulement stationnaire. Le filtre a un passage annulaire externe qui prend les fluides les plus lourds qui y pénètrent et les dirige vers l'entrée de la pompe. Le fluide de densité plus faible qui pénètre dans le passage annulaire interne du filtre est dirigé vers les événements du séparateur, où il sort vers l'annulaire et s'écoule vers le haut du puits. [36]



**Figure 2.13: Types des séparateurs de pompe ESP[36]**

- ✓ **Séparateur rotatif de type centrifuge :** Il est de conception similaire au style vortex, mais il a une chambre rotative à la place du générateur de vortex. La chambre a plusieurs lames radiales qui sont entourées par une enveloppe externe ou une coquille. Le fluide qui entre dans la chambre est centrifugé à des forces de gravités très élevées sur la longueur de la chambre. En sortant de la chambre, le fluide pénètre dans le passage d'écoulement et suit le même traitement que celui déjà décrit dans le style vortex. [36]

#### **d. Le protecteur :**

Le protecteur sert de la liaison vitale dans tout l'assemblage de system ESP, et s'il n'est pas correctement appliqué, il peut réduire la durée de vie en service de l'équipement. Il y a plusieurs fonctions du protecteur et nous devons considérer chacun dans le processus global de conception et d'application pour choisir le model efficace.

Le protecteur a quatre fonctions principales :

1. permet l'expansion d'huile contenue dans le moteur due à l'augmentation de température
2. pour porter la poussée développée dans la pompe.
3. agir comme un réservoir d'huile pour le moteur.

4. Égaliser la pression entre le moteur et l'espace annulaire pour empêcher le passage de fluide de réservoir. [34]

L'une des principales fonctions du protecteur est de garder les fluides du puits hors du moteur, là où ils pourraient causer des dommages.

Dans l'environnement pétrolier, les fluides produits sont beaucoup plus agressifs que ceux habituellement rencontrés dans l'environnement aquatique et, en cas de contact avec l'intérieur du moteur, ils peuvent provoquer une défaillance prématurée. Lorsque l'unité est installée pour la première fois dans le puits, elle passe de la pression atmosphérique à la pression très élevée dans le fond du puits. Lorsque l'unité est utilisée, le chauffage interne provoque l'expansion de l'huile motrice, ce qui ajoute encore plus de pression si elle n'avait pas d'endroit où aller. Si l'unité est arrêtée et laissée refroidir, l'huile entrera en contact, ce qui créerait un vide dans un système scellé. Le protecteur maintient simplement la pression à l'intérieur de l'unité, tout comme la pression à l'extérieur de l'unité, quelle que soit la pression externe. [34]

#### **2.6.4.2 Les équipements de command en surface :**

##### **a. Variable speed drive VSD :**

Le Variateur de vitesse est un dispositif électronique qui synthétise une alimentation triphasé à tension variable et à fréquence variable pour les moteurs asynchrones. C'est un équipement essentiel dans le système ESP.il permet :

- l'optimisation de production avec le changement des conditions de puits.
- faire varier la vitesse de rotation de pompe par la variation de fréquence de moteur.
- protéger le moteur de fond lorsque la pompe est éteinte. [36]
- Optimisation de l'efficacité ESP : Soit lorsqu'un système ESP est initialement conçu, soit après qu'il a été déployé, l'ajustement de la fréquence de l'unité peut maximiser l'efficacité totale du système. À la lumière des incertitudes IP du puits, cela permet à l'opérateur une certaine flexibilité entre les exigences de la conception initiale et les conditions de fonctionnement réelles de l'équipement dans le puits. [36]
- Maximiser la production de puits : Si l'IP du puits est supérieur à celui de la conception d'origine, soit par erreur de données, soit par modification des paramètres du puits, le point de fonctionnement ESP peut être augmenté avec un VSD. [36]
- Production minimale de puits : Si l'IP est inférieur à celui de la conception d'origine, le point de fonctionnement ESP peut être réduit avec le VSD. La hauteur totale développée (TDH) de la pompe est le facteur limitant de la fréquence VSD minimale. La tête produite de la pompe diminue avec le carré du rapport de fréquence. Par conséquent, le concepteur doit d'abord envisager de surdimensionné la levée de la pompe s'il existe un potentiel de fonctionnement à fréquence réduite. [36]

Il peut également y avoir des cas où l'ESP fonctionne à une fréquence réduite pour réduire les

contraintes sur le réservoir. Cela pourrait éviter l'endommagement du réservoir et contrôler les venues de sable ou de matériel de frac non consolidés en raison de différences de pression soudaines à travers le puits. [36]

- Isolation électrique ESP : Dans une application ESP à vitesse fixe, le moteur de fond de trou est connecté directement à la source d'alimentation via le contacteur du tableau, avec isolement uniquement à partir du transformateur et des impédances du câble. Lorsqu'un VSD est connecté, l'isolation automatique se produit. Le convertisseur d'entrée et le convertisseur de sortie sont découplés ou isolés par le bus DC. En outre, les transitoires de haute énergie ouvrent des fusibles ou détruisent les dispositifs semi-conducteurs à semi-conducteurs dans le VSD au lieu d'endommager potentiellement les composants électriques (moteur, câble, pénétrateur électrique). [36]
- Réduction des contraintes au démarrage : Avec un VSD, les niveaux de démarrage maximum peuvent être contrôlés. Au démarrage, la fréquence pour produire un couple de démarrage minimum peut être utilisée avec une rampe contrôlée jusqu'à des vitesses de fonctionnement et des réglages de puissance. Cela produit le démarrage progressif optimal. Avec tous les avantages et capacités supplémentaires, il y a aussi quelques mises en garde. [36]

Pour réaliser pleinement les avantages qu'un VSD peut apporter à une application ESP, il faut prendre soin de comprendre son impact sur le système de fond de trou et de minimiser toute influence néfaste potentielle. Plusieurs préoccupations comprennent:

- Chauffage excessif du moteur.
- Augmentation de la tension.
- Maximisation de la performance du couple du moteur. [36]

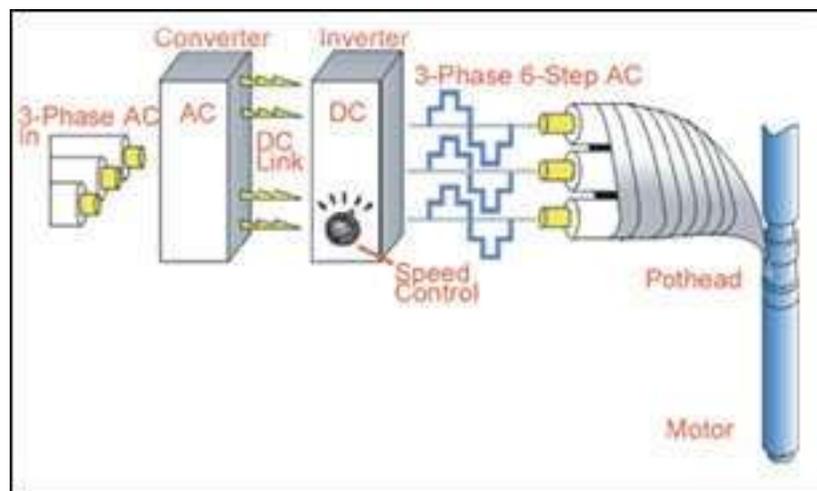


Figure 2.14 : Variable speed drive VSD [36]

**b. Transformateur :**

La distribution du courant électrique sur le champ de pétrole est habituellement réalisée à une tension intermédiaire. Et puisque la pompe ESP peut fonctionner dans l'intervalle de 250 jusqu'à 4000 volts un transformateur doit être utilisé pour transformer la distribution de tension. [39]

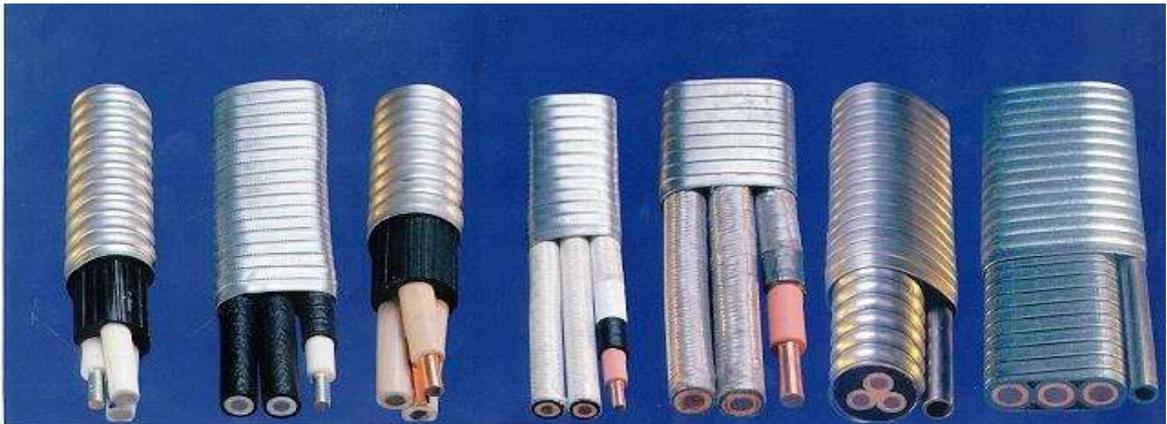
**c. Junction box :**

Elle a trois fonctions, d'abord fournir un point pour relier le câble électrique du système de commande au câble électrique qui vient du puits, elle représente aussi un passage du gaz à l'atmosphère en cas de son migration jusqu'au câble électrique, et fournit un point de test pour vérifier des unités de fond. [39]

**2.6.4.3 Le câble électrique :**

Des câbles électriques de trois phases sont employés pour transmettre la puissance de la surface jusqu'au moteur submersible. Ils doivent être de petite taille et bien protégés contre l'environnement agressif au fond de puits. Il existe de type de câble : le câble ronds et le câble plats.

La température de fonds et le type de fluide au fonds sont les paramètres les plus essentiels pour le choix d'un câble. [35]



**Figure 2.15 : Différents types de câbles électriques [35]**

**2.6.5 Le choix d'une pompe ESP :**

Pour un meilleur choix d'une pompe pour un puits donné on va procéder premièrement à déterminer les conditions requises de pompage, la pompe généralement est installée au-dessus des perforations afin de permettre au fluide de passer par le moteur induisant son refroidissement nécessaire, le débit possible est d'autant plus important quand la profondeur où on met la pompe augmente à cause de la chute de pression de fond, pour les puits à forte GLR, exceptionnellement on place la pompe immédiatement au-dessus de la zone de turbulence, on peut diminuer la profondeur où on place la pompe et cela pour maximiser la chute de pression et avoir une bonne séparation naturelle de gaz et en conséquence la production. Pour tous les installations des pompes il faut que la pression d'aspiration soit supérieure au égale 150 psi équivalent approximativement à une colonne de 350 ft de fluide au-dessus de la pompe et sans cette submersion les performances de la pompe seront détériorés. [39]

## **Chapitre 03 : Analyse nodale et aperçue sur PIPESIM**

## Chapitre 3: Analyse nodale et aperçue sur PIPESIM

### 3.1 Analyse nodale :

Dans la conception de gas-lift ou de la pompe ESP, il est souvent nécessaire de déterminer le débit de production depuis le réservoir jusqu'à le fond du puits. Par conséquent, la prédiction précise du débit de production est essentielle pour une conception efficace. La prédiction du débit de production peut être réalisée par l'analyse nodale.

L'analyse Nodal en génie pétrolier est l'analyse du système pour la détermination du débit et la pression de production de fluide à un nœud donné.

Le système analysé se compose de trois phases:

- ✓ Écoulement dans le milieu poreux (Réservoir).
- ✓ Écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (Tubing/Casing).
- ✓ Écoulement dans les pipes horizontales (Équipements de surface). [40].

#### 3.1.1 Les pertes de charges :

Dans le système de production pétrolier, le pétrole et/ou le gaz se déplace du réservoir à travers le tubing et la tête de puits jusqu'au bac de stockage à la surface et à la ligne de vente. Grâce à cette trajectoire, les propriétés du fluide se change avec la pression et la température dépendant de l'emplacement ce qui résulte les pertes de charge. [37]

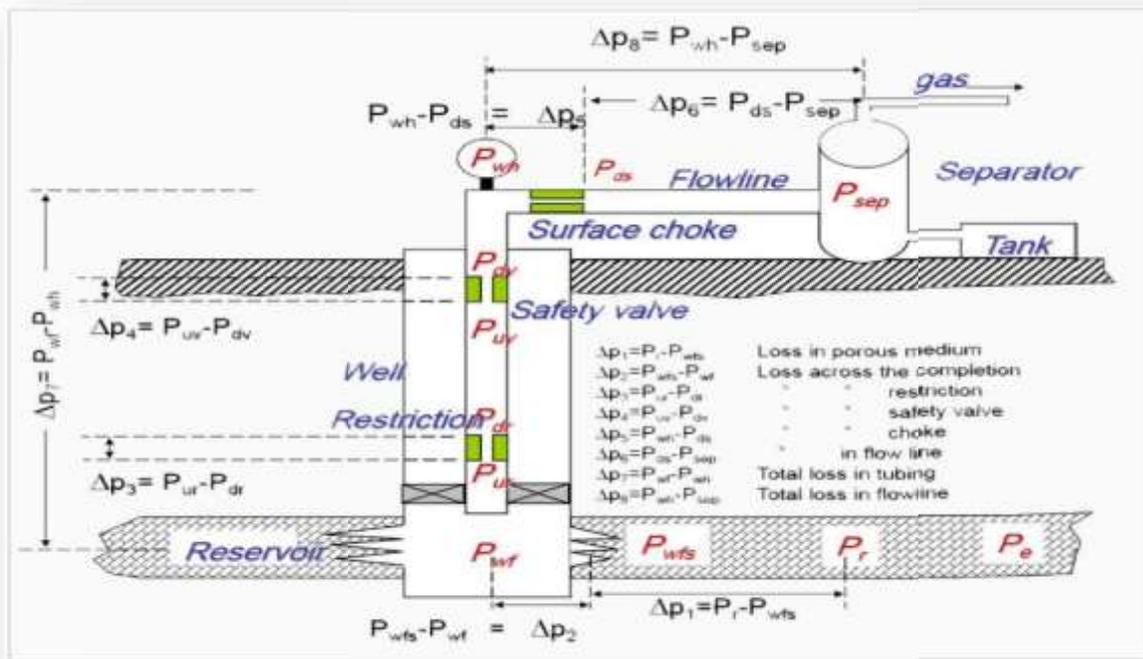


Figure 3.1 : Les différentes pertes de charge dans le système de production [40]

La Figure (3.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. [37]

Commençant du réservoir, ces pertes sont notées comme suite:

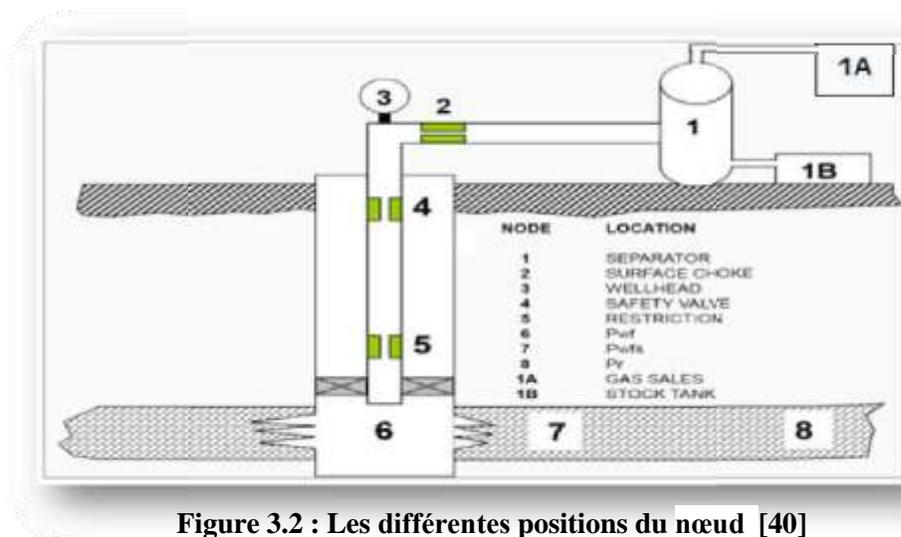
Perte de charge	Désignation
$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs}$	Perte dans le milieu poreux
$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$	Perte à travers la complétion
$\Delta P_3 = P_{ur} - P_{dr}$	Perte le long des restrictions
$\Delta P_4 = P_{uv} - P_{dv}$	Perte le long des vannes de sécurité
$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{ds}$	Perte dans la duse de surface
$\Delta P_6 = P_{ds} - P_{sep}$	Perte dans les conduites de surface
$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$	Perte totale dans le tubing
$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$	Perte totale dans les collectes

**Tableau 3.1: Les différentes pertes de charge de system de production [39]**

### 3.1.2 Les différentes positions du nœud :

Pour simuler l'écoulement du fluide dans le système, il est nécessaire de diviser ce système en nœuds distincts qui séparent les éléments du système (sections d'équipements). Ces nœuds sont placés dans des parties qui sont définis par différentes équations ou corrélations.

La Figure (3.2) montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.[34].



**Figure 3.2 : Les différentes positions du nœud [40]**

- Nœud 1 (séparateur) : Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.
- Nœud 2 (duse) : L'emplacement du nœud 2 (duse) nous permet d'étudier son effet, et de contrôler le débit de production.
- Nœud 3 Tête de puits (wellhead) : Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits.
- Nœud 6 (fond du puits): Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.
- Nœud 8 (réservoir) : Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.
- Nœud 7 (au niveau des perforations): Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits [37].

### 3.1.3 Procédure d'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- ❖ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ❖ Une seule pression peut exister.

Une fois le nœud est sélectionné, la pression à ce dernier est déterminée par :

$$\text{Inflow : } P_{noeud} = P_R - \Delta P \quad (3.1)$$

$$\text{Outflow : } P_{noeud} = P_{sép} + \Delta P \quad (3.2) \quad \text{ou} \quad P_{noeud} = P_{tét} + \Delta P \quad (3.3)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $Q$ , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. [40]

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'équipement ou un changement des conditions de séparation.

Aucun point d'intersection signifie que y'à aucun point entre les deux courbes vérifié les deux conditions citées au-dessus, ça veut dire y'à pas de production. [40]

La procédure est la suivante :

- ✓ Choisir les composants à optimiser.
- ✓ Sélectionner l'emplacement du nœud.
- ✓ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- ✓ Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [40]

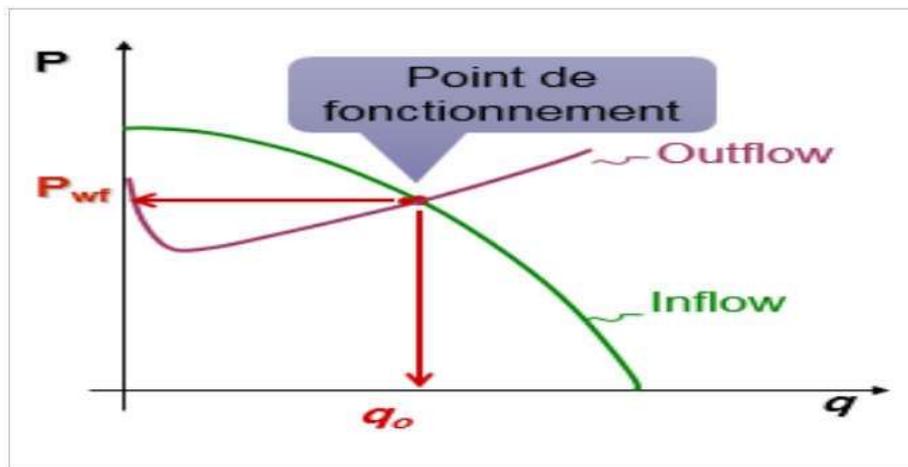


Figure 3.3 : Point de fonctionnement de système [40]

### 3.1.4 Inflow performance Relationship IPR :

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR. Parmi ces méthodes :

#### a. Loi de darcy:

La vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnellement au gradient de pression. Et inversement proportionnelles à la viscosité de liquide. [40]

$$V = q/A = -(K/\mu) \partial P / \partial X \quad (3.4)$$

V : vitesse de fluide (m/s)    q : débit (m<sup>3</sup>/s)    A : l'aire (m<sup>2</sup>)  
 K : perméabilité (md)    ∂P : différence de pression (pas)  
 μ : viscosité (cp)    ∂x : déplacement de fluide (m)

#### b. Méthode de l'index de productivité IP :

L'index de productivité IP c'est le rapport de débit total du puits Q par la différence entre la pression de fond statique Pws dans le réservoir et la pression de fond dynamique Pwf. [40]

$$IP = Q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (3.5)$$

IP : index de productivité (bbl/j/psi)      Pws : pression de fond statique (psi)

Q : débit (bbl/j)      Pwf : pression de fond dynamique (psi)

### c. Méthode de Vogel :

J.V Vogel à élaborée à 1968 une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits ou la pression de fond statique est inférieur à la pression de bulle. Il à déduit son équation :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \times \left( \frac{P_{WF}}{P_R} \right) - 0.8 \times \left( \frac{P_{WF}}{P_R} \right)^2 \quad (3.6)$$

- $q_o$  : débit entrant (inflow rate) correspondant à une  $P_{wf}$
- $q_{o\max}$  : débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ ) [40]

### 3.1.5 Applications de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole ou gaz. On peut citer :

- 1) Choix du diamètre de tubing.
- 2) Choix de dimensionnement des collecteurs et l'optimisation de réseaux.
- 3) Choix de diamètre de duse.
- 4) Optimisation gas lift.
- 5) Évaluation des puits stimulés.
- 6) Prévoir de l'effet de la déplétion de réservoir et le skin sur la production. [38]

### 3.1.6 Les objectifs de l'analyse nodale :

1. Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
2. Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
3. Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
4. Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
5. Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production. [38]

### 3.2 Aperçu sur logiciel PIPESIM :

PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching. Il peut être utilisé aussi pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de la surface. [38]

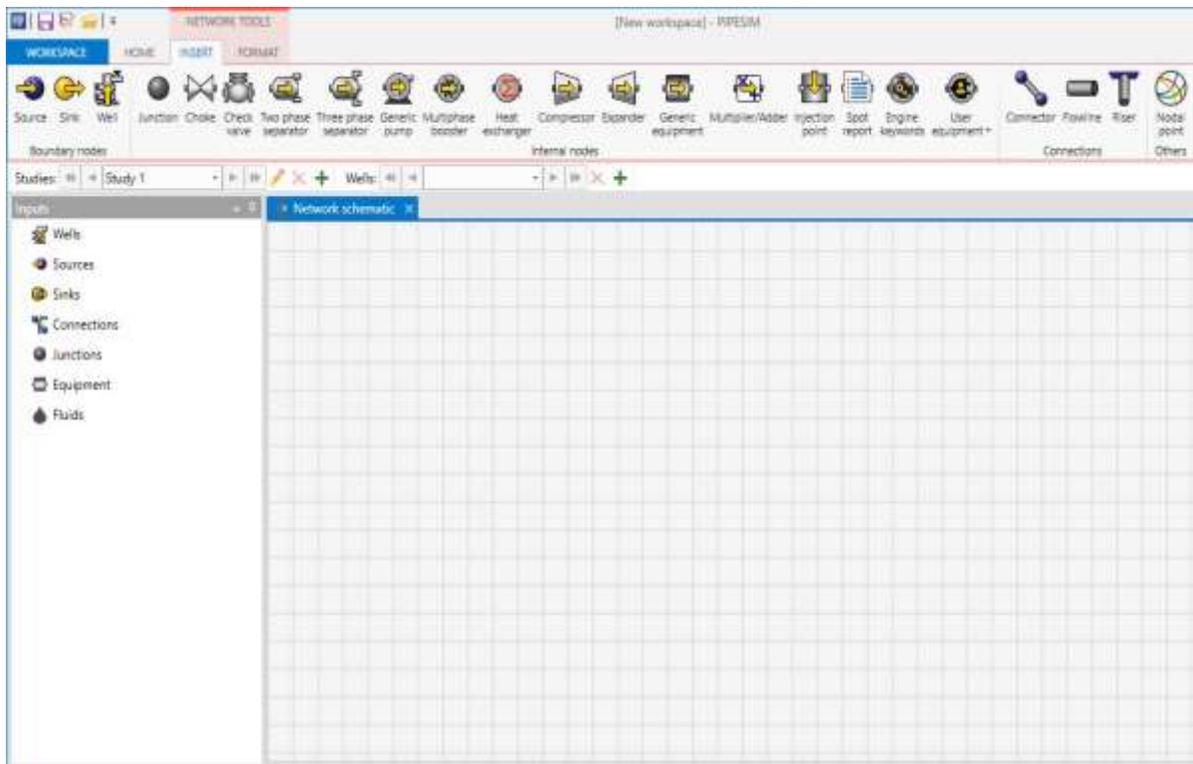


Figure 3.4 : Fenêtre de logiciel pipesim 2021

Ce logiciel est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes:

- L'optimisation des équipements des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production.

## **Chapitre 04 : Etude de cas**

## **Chapitre 4: Etude de cas**

### **4.1 Introduction :**

L'exploitation du champ TFT débute en 1968 (50 ans d'exploitation). Dans un premier temps, le mode de production était éruptif jusqu'en 1987 (mise en service de l'unité de traitement de gaz associée) où la pression du réservoir a diminué et la production des puits a diminué. Ce que signifie changer de mode de production et passer à la récupération assistée pour la production.

L'injection d'eau est utilisée dans la région TFT comme une méthode de maintien de pression moyenne afin de diminuer la baisse de pression du réservoir et de balayer l'effluent en parallèle avec les techniques d'artificial lifting. On utilise actuellement trois techniques d'artificial lifting dans la région TFT : le gas-lift, le pompage électrique à l'aide de la pompe ESP et le pompage à l'aide de la pompe Sucker Rod. La sélection d'une méthode est influencée par divers éléments et critères techniques et économiques. Le gas-lift et la pompe ESP sont les méthodes les plus efficaces et les plus adaptées aux puits en fin d'éruptivité avec une IP importante.

Dans ce chapitre, nous examinons l'application de ces deux techniques de lifting artificiel à la région TFT. Un puits pilote (TFT69) a été sélectionné pour mener l'étude technique et économique. Dans cette étude technique, chaque méthode du puits TFT69 est élaborée et optimisée à l'aide d'un logiciel d'analyse de performance de système de production (PIPESIM). En se basant sur le design et les résultats obtenus, il est nécessaire de réaliser des tests de sensibilité aux différents paramètres qui peuvent impacter les méthodes étudiées, tels que la pression de réservoir et le water cut.

La comparaison économique représentant le coût de mise en place des équipements de chaque méthode et le VAN pour les deux méthodes.

Alors, à travers des résultats obtenues par ces deux études on peut de choisir la méthode la plus convenable et approprié pour le puits, et générer le choix pour toute la région.

Enfin, On donne une conclusion générale sur l'étude ainsi que des recommandations d'utilisation de chaque méthode.

### **4.2 Critères de choix de puits pilot TFT69 :**

On a choisie le puits TFT69 comme un puits pilot selon les critères suivants :

- Le périmètre TFT ordovicien situe à proximité de station de compression gas-lift, alors on a la possibilité de raccordement de puits en réseau GL et même d'installer une pompe ESP.
- Le GOR et l'IP de puits chute d'une façon considérable (389 en 2011 ; 70 en 2017).

### **4.3 Étude technique :**

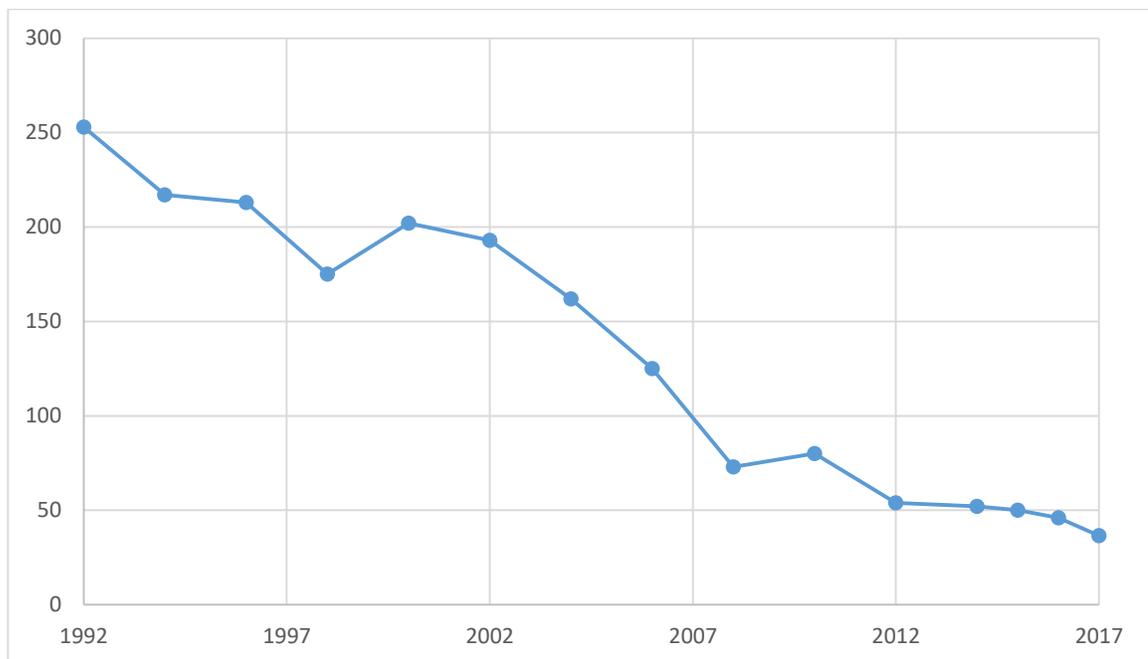
#### **4.3.1 Généralités sur le puits étudiés TFT69 :**

Le puits TFT69 est situé au secteur nord de la région TFT, exactement au Nord-Est de champs TFT Ordovicien. Le puits TFT69 est foré en 1991 et mis en production en 1992. Le débit initiale de TFT69 en éruptif été 253 sm<sup>3</sup>/d, Après des années de service de puits, le déclin de pression de réservoir et la chute de GOR (de 389 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup> à 70 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>), été suivie par une chute de débit de puits. Des prévisions obtenues par les tests de puits montrent un arrêt sur la production de ce puits aux prochaines années. Ce qui implique une intervention sur le puits par ce mettre en récupération assisté. Le Tableau 4.1 et Figure 4.1 ci-dessous montre l'historique de

production de puits TFT69.

Années	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /d)
1992	253
1994	217
1996	213
1998	175
2000	202
2002	193
2004	162
2006	125
2008	73
2010	80
2012	54
2014	52
2015	50
2016	46
2017	36,5

**Tableau 4.1: Chute de production à TFT69**



**Figure 4.1 : Historique de production de TFT69**

#### 4.3.2 Création d'un modèle sur PIPESIM (TFT69) :

Afin de réaliser le design de gas-lift et de pompe ESP sur le puits TFT69, le modèle de ce puits doit être créé par logiciel PIPESIM suivant ces étapes :

- Ouvrir un nouveau projet (Figure 4.2)
- Définir les caractéristiques d'huile (Figure 4.3)



Figure 4.2 : Nouveau projet

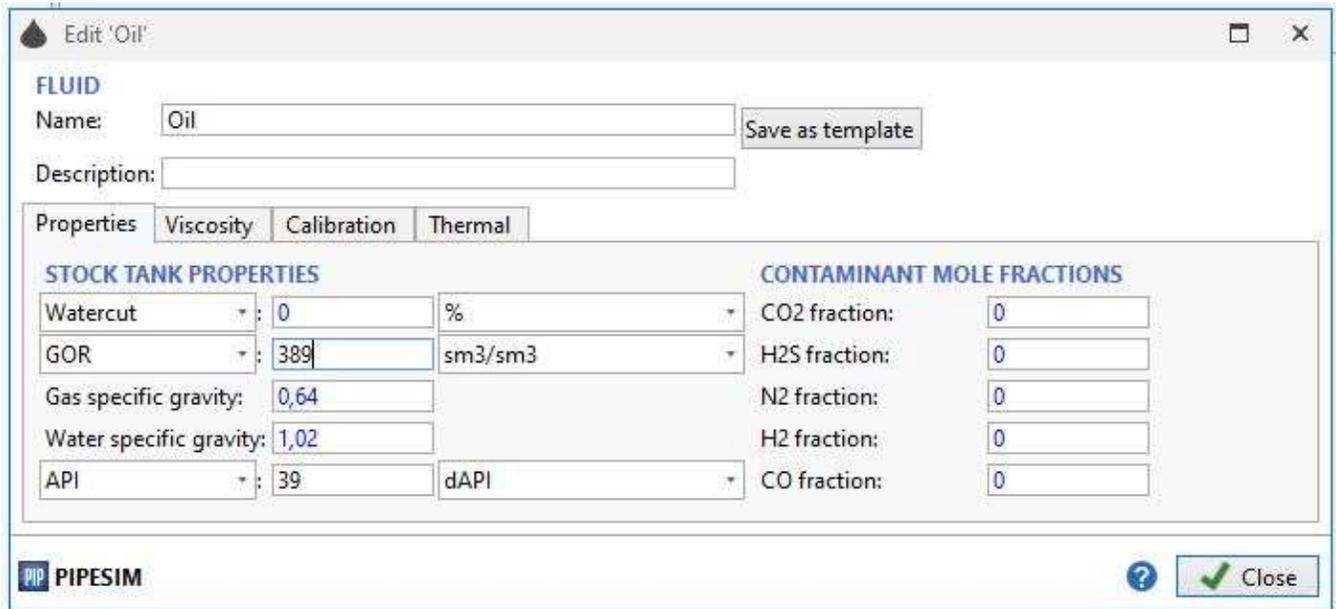


Figure 4.3 : Propriétés d'huile

Les propriétés de fluide de réservoir sont montrées ci-dessous (Tableau 4.2) :

Type de fluide	Huile
Wcut[%]	0
GOR[sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ]	389
Gas S.G	0,64
Water S.G	1,02
API	39

Tableau 4.2: Les propriétés de fluide de réservoir

- Insérer le diamètre de duse : (32/64")
- Insérer les données de la complétion (Figure 4.4) et de réservoir (Figure 4.5)

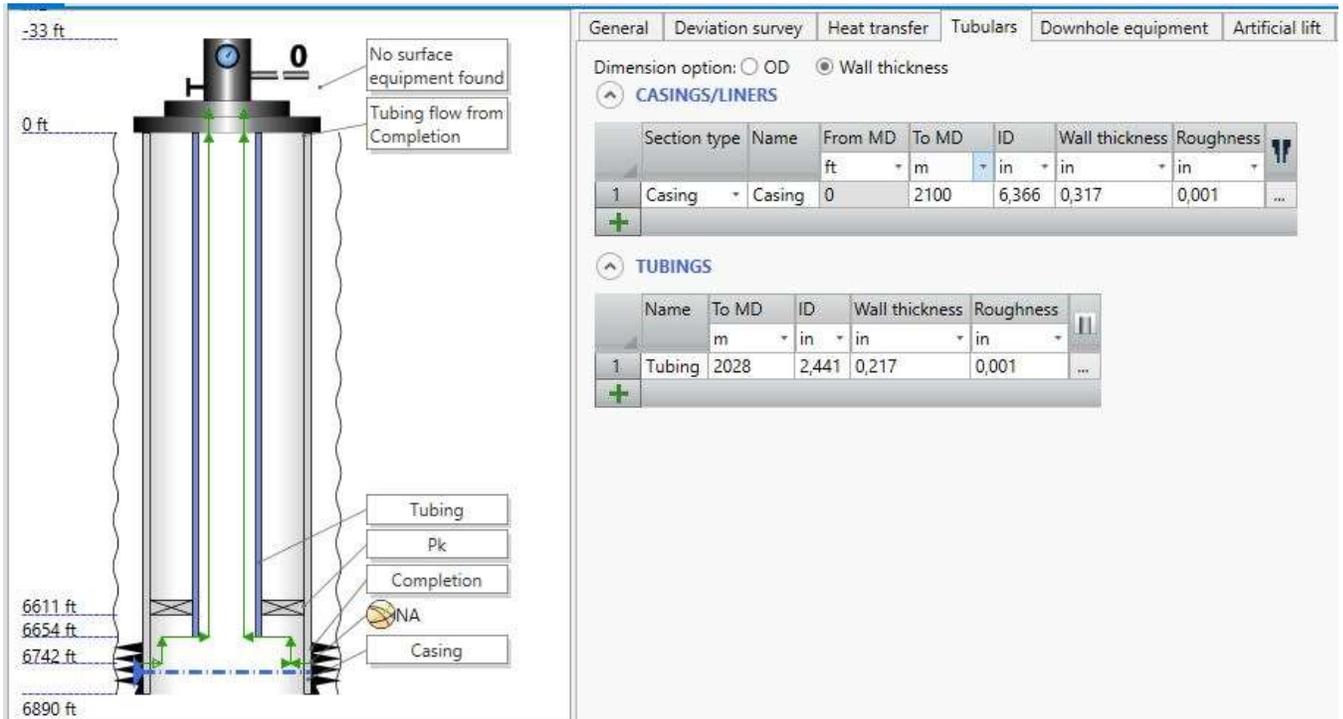


Figure 4.4 : Les données de complétion

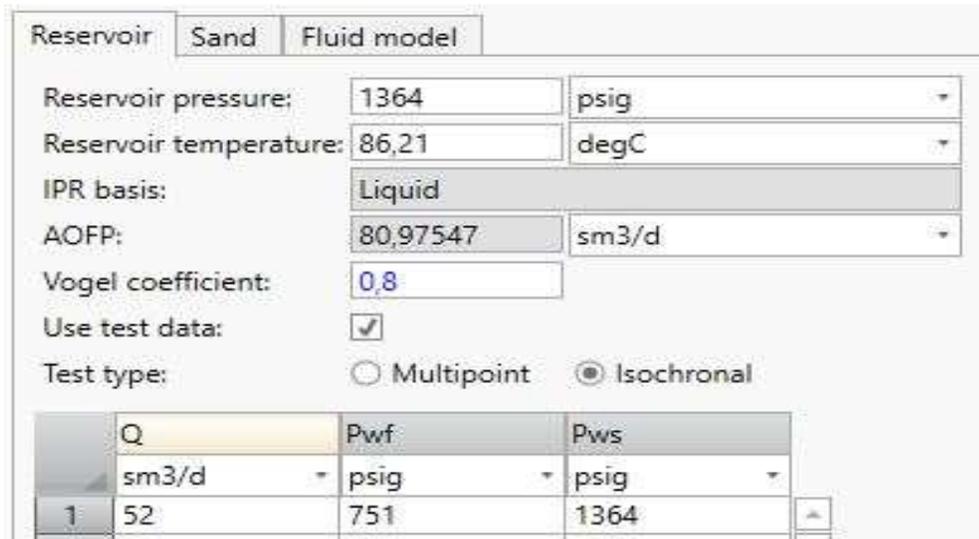


Figure 4.5 : Les données de réservoir

Profil du puits (Deviation survey)	
MD [m]	TVD [m]
0	0
2055	2055
Gradient géothermique (Geothermal survey)	
MD [m]	Température ambiante [°C]
0	29,54
2055	86,21
Configuration tubing	
MD [m]	ID [inches]
2028	2,441
2055	6,366

Tableau 4.3: Les données de la complétion

La première période de développement de TFT, qui s'est déroulée sur une période de vingt ans (de 1968 à 1988), a été marquée par une décession naturelle, ce qui a entraîné une baisse de pression plus ou moins significative. La tension statique observée dans TFT69 est plus faible que la tension de bulle ( $P_{ws} = 95 \text{ bars} < P_b = 202 \text{ bar}$ ). Le modèle IPR adapté à ces conditions est le modèle Vogel pour les réservoirs d'huile saturés qui sont équipés d'écoulements bi-phasiques.

Les données utilisées pour générer l'IPR de TFT69 sont portées dans le tableau suivant :

Model d'IPR	Équation de Vogel	
Data de réservoir	Pression statique [psig]	1364
	Température [°C]	86,21
Data de calcul	Débit de test [sm <sup>3</sup> /d]	52
AOF P	Pression de fond dynamique [psig]	751
	Pression de fond statique [psig]	1364

Tableau 4.4: Les données de réservoir

A.O.F.P = 80,98 sm<sup>3</sup>/d.

On doit choisir les corrélations de perte de charge dans le tubing pour les écoulements verticaux. Les informations utilisées sont montrées ci-dessous (Tableau 4.5) :

Informations de test	
Puits	TFT69
Date de test	24/3/2011
Données de jaugeage	
Débits [sm <sup>3</sup> /d]	52
Pression de tête [psig]	351
GOR [sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> ]	389
Water cut [%]	0

Tableau 4.5: Les données de teste jaugeage

Le logiciel PIPESIM évalue l'erreur et les facteurs de friction et de holdup pour chaque corrélation. La corrélation à sélectionner est celle qui a la plus faible marge d'erreur.

Les corrélations Gray Original & Gray Modified présentent les erreurs les plus faibles. D'où GRAYM est la corrélation des écoulements verticaux qui calcule les pertes de charge dans le tubing et convient le plus pour notre modèle TFT69.

$$P_{wh} \text{ mesurée} = 351 \text{ psig} \quad ; \quad P_{wh} \text{ calculée} = 351,34 \text{ psig}$$

$$\text{Erreur (\%)} = \frac{P_{wh} \text{ mesurée} - P_{wh} \text{ calculée}}{P_{wh} \text{ mesurée} - P_{wh} \text{ calculée}} \quad (4.1)$$

PIPESIM nous fournit la courbe d'Outflow et d'Inflow qui illustre la fluctuation du débit en fonction de la Pression de fond au niveau du nœud afin de déterminer le point de fonctionnement du puits TFT69 (Figure 4.6).

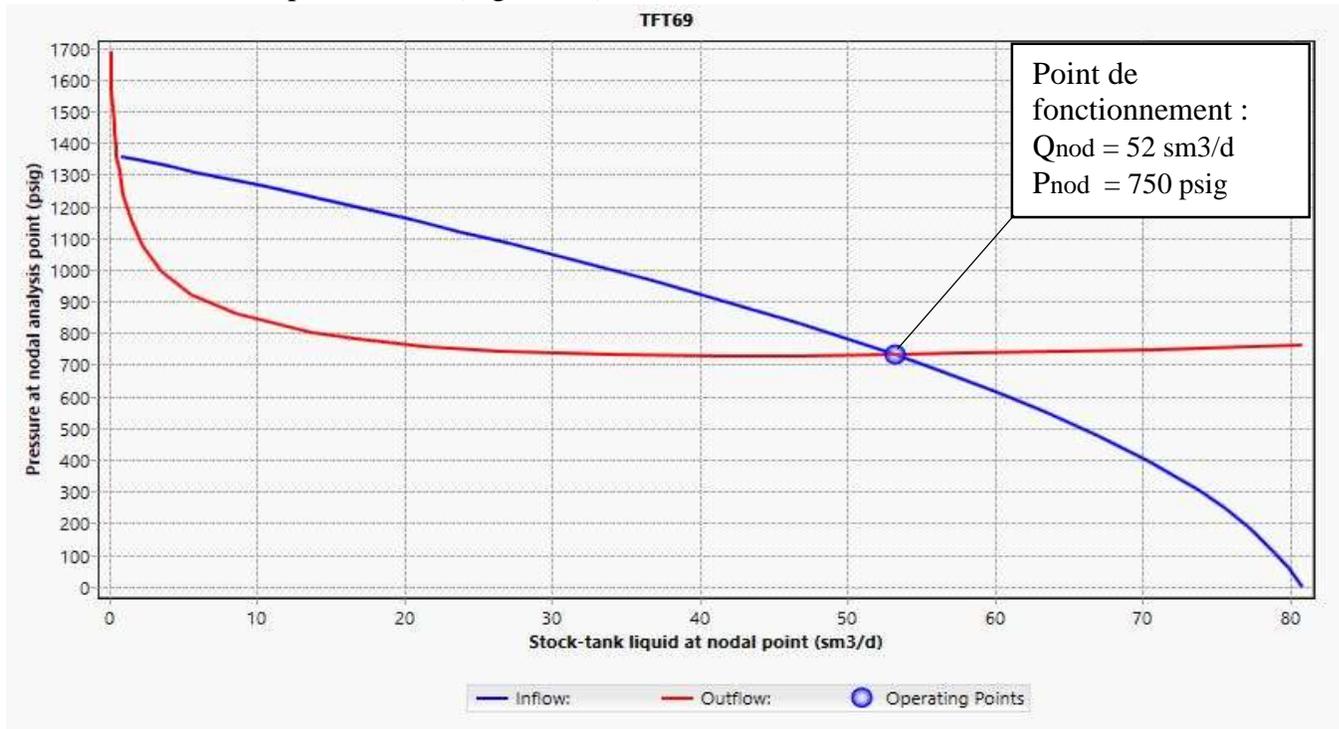


Figure 4.6 : Les courbes de l'analyse nodale : VLP, IPR pour TFT69

Le point de fonctionnement est :  $Q_o = 52 \text{ sm}^3/\text{d}$  et  $P_{wf} = 750 \text{ psig}$  (Figure 4.6)

Le débit et  $P_{wf}$  calculé sont:  $Q_{cal} = 52 \text{ sm}^3/\text{d}$  et  $P_{wfcal} = 751 \text{ psig}$ .

Dû que le débit et la pression de fond mesurées et calculées sont presque les mêmes et l'erreur est négligeable. Alors on dit que notre modèle de puits TFT69 est valide.

Les données actuelles de puits TFT69 (le dernier test) sont les suivantes :

Date de test	$Q_o$ ( $\text{sm}^3/\text{d}$ )	GOR ( $\text{sm}^3/\text{sm}^3$ )	Wcut(%)
27/01/2017	36,5	70	0,6
24/3/2011	52	389	0

Tableau 4.6: Datas de puits TFT69

### 4.3.3 Les tests de sensibilités de puits TFT69 :

Le but de ces tests est de prédire le comportement du puits en fonction de la diminution de la pression du réservoir et de la chute de la GOR (selon les tests de build-up, la diminution de la pression statique du réservoir avec le maintien de la pression par l'injection d'eau est d'environ 35 psig/an).

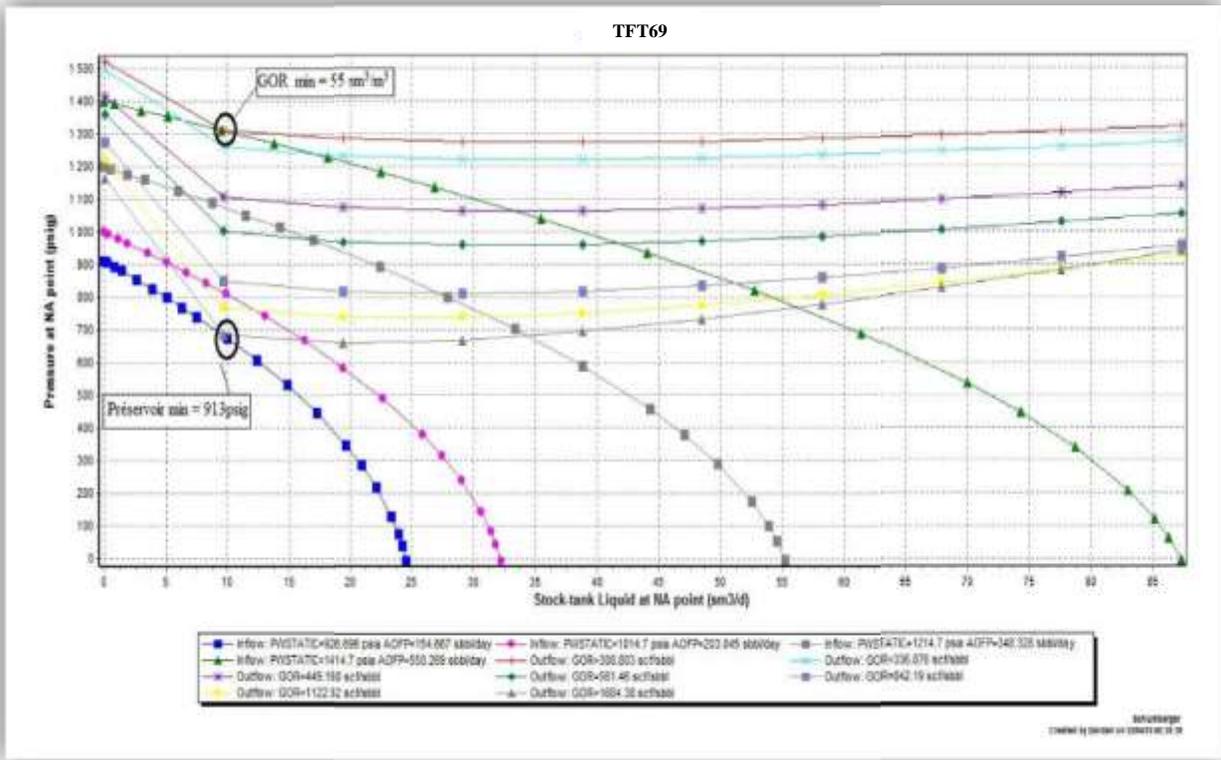


Figure 4.7 : Teste de sensibilité de TFT69

Selon les résultats des tests de sensibilisation, il est observé que lorsque le GOR diminue en dessous de 55  $\text{sm}^3/\text{sm}^3$ , le puits ne génère jamais de production, peu importe la pression du réservoir, et même si la pression du réservoir diminue en dessous de 913 psig, le puits ne génère jamais de production, peu importe le GOR (Figure 4.7). Donc, il est nécessaire d'intervenir sur le puits TFT69 en modifiant son mode de production en utilisant l'une des méthodes de récupération assistée (ou en utilisant un gas-lift ou une pompe ESP) avant que le puits ne dépasse les limites de GOR et de pression de réservoir mentionnées. Actuellement, le puits TFT69 présente un GOR de 70  $\text{sm}^3/\text{sm}^3$  et une pression de réservoir de 1364 psig.

### 4.3.4 Design gas-lift :

Pour concevoir un design de gas-lift pour le puits TFT69, il est nécessaire de suivre ces étapes:

#### 4.3.4.1 Débit de gaz optimum a injecté :

Afin de sélectionner le point optimal d'injection de gaz, deux éléments sont pris en compte: le volume de gaz injecté et le débit obtenu par ce volume. Selon la représentation graphique (Figure 4.8), afin d'atteindre le débit maximal (355 STB/d), il est nécessaire d'injecter une quantité importante de gaz (20 000 sm<sup>3</sup>/d).

Avant ce point, nous sélectionnons le débit de gaz optimal à injecter car la quantité de gaz à injecter est plus importante que le débit récupéré (une augmentation de 4000 sm<sup>3</sup>/d de gaz injecté entraîne une augmentation de 5 STB/d en plus seulement).

Cependant, le débit optimal de gaz injecté pour le TFT69 est de 16000 sm<sup>3</sup>/d, ce qui équivaut à une production de 354,8 STB/d = 56,4 sm<sup>3</sup>/d (une augmentation de 54,52% par rapport au débit de TFT69 sans l'utilisation d'un ascenseur gazeux).

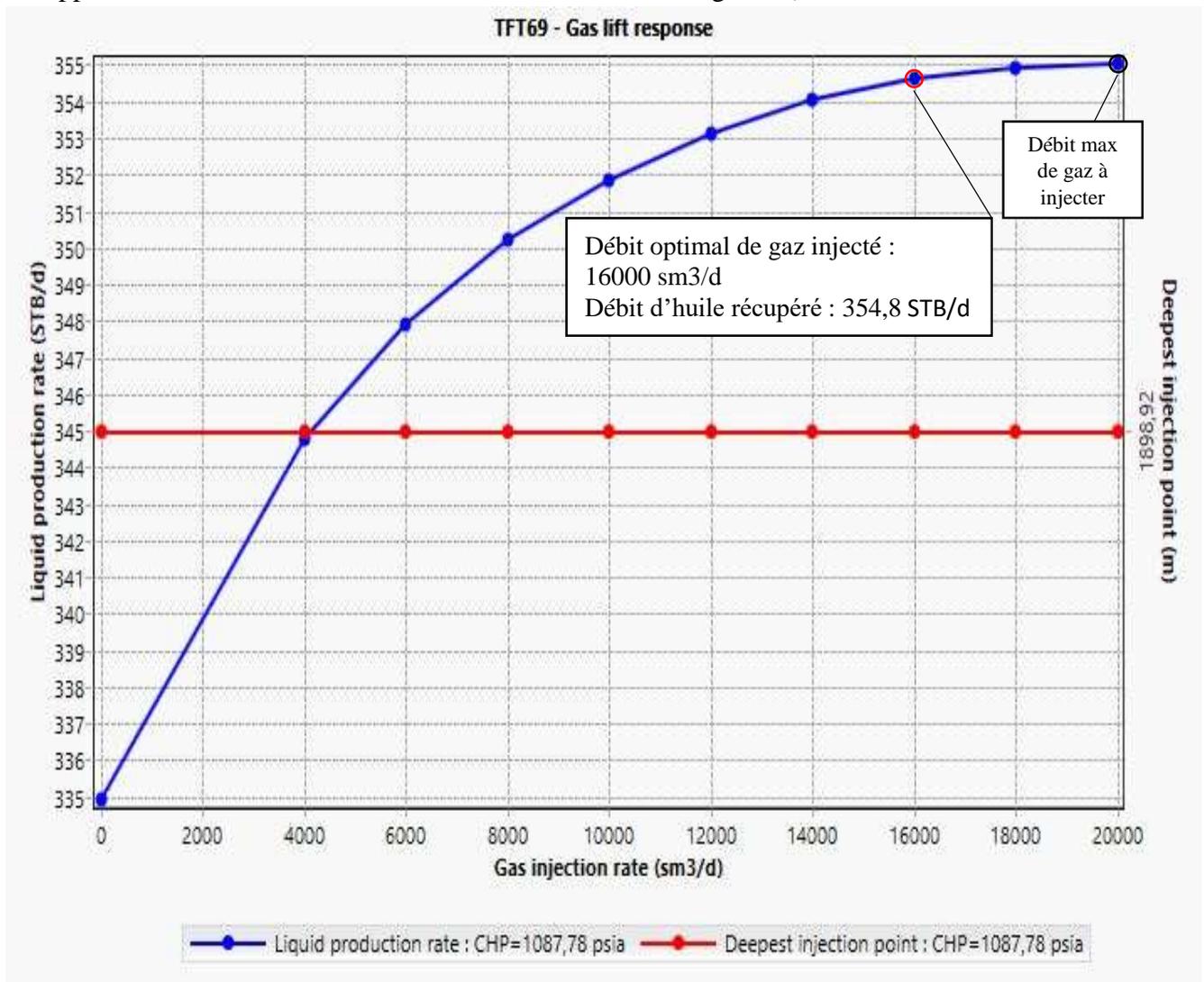


Figure 4.8 : Le débit optimum d'injection de gaz TFT69

#### 4.3.4.2 Point d'injection le plus profond de Gas lift :

Déterminer la profondeur maximale de l'injection, en veillant à ce que ce point soit au-dessus du packer à un minimum de 40 mètres.

Les données à insérer sont :

$Q_g$ max d'injection (sm <sup>3</sup> /d)	$P_{max}$ de gaz injecté (bara)	T de gaz d'injection (C)	Gas S.G	Outlit pression (psig)
20000	75	20	0,68	351

Tableau 4.7: Point d'injection le plus profond du Gas lift

Après avoir lancé la simulation, les résultats suivants sont présentés (Figure 4.9) et Le point d'injection de gaz le plus profond possible pour TFT69 est à 1900 m.

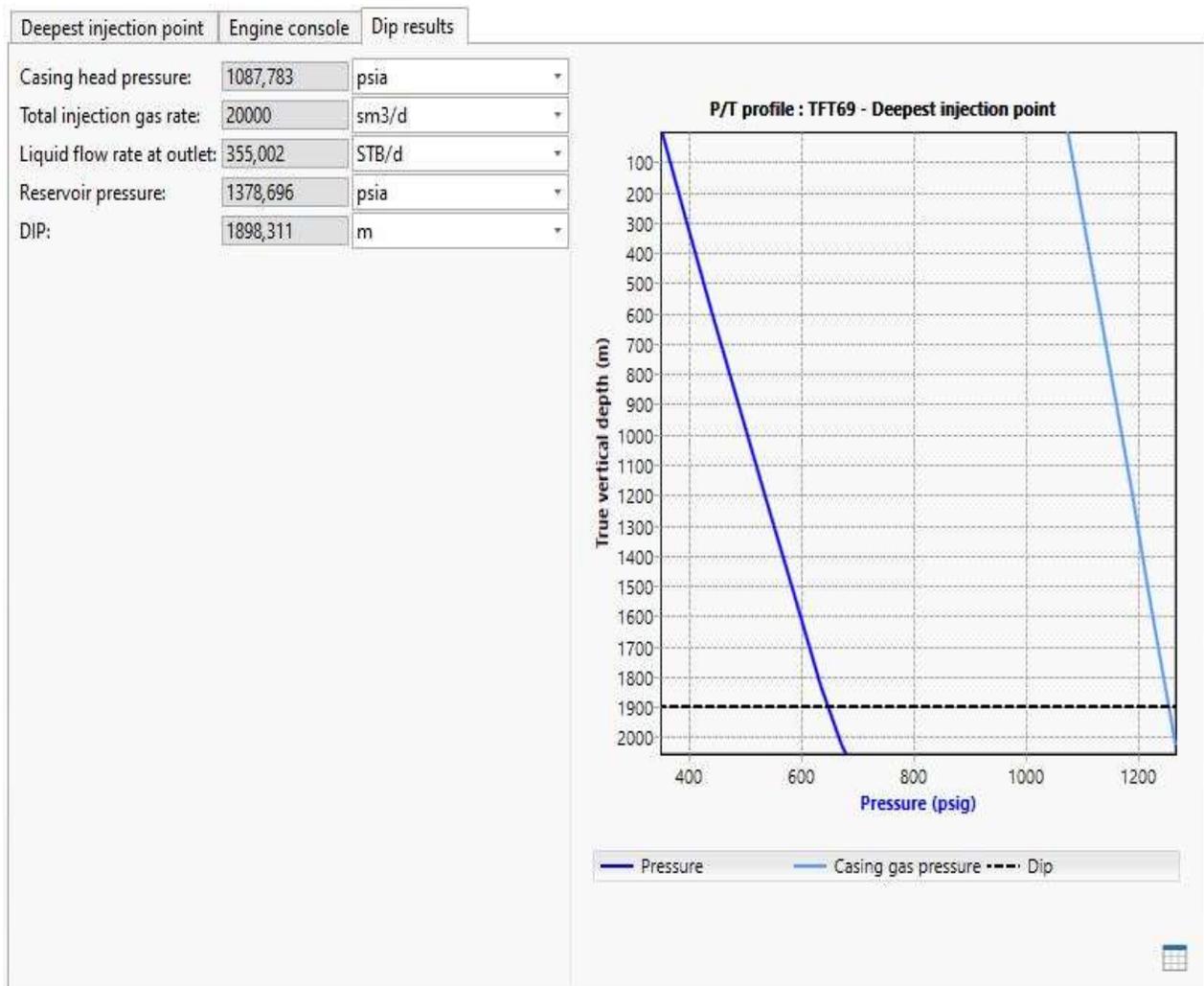


Figure 4.9 : Résultats du point d'injection le plus profond de Gas lift

#### 4.3.4.3 Emplacement des cotes des vannes gas-lift :

- Inclure les informations pertinentes concernant le puits et le gaz d'injection. Il est remarqué que la pression d'injection de gaz en surface est de 75 bara, ce qui correspond à la pression maximale que l'on peut atteindre dans le réseau d'injection gas-lift pour la région de TFT (Figure 4.8).
- Il faut même choisir les caractéristiques des vannes de gas-lift à utiliser (Figure 4.10).

BOUNDARY CONDITIONS		SPACING CONTROL	
Branch end:	TFT69 - Wellhead	Design spacing:	New spacing
Calculated variable:	Production rate	Design spacing method:	IPO surface close
Production outlet pressure:	351 psig	Top valve location:	Assume liquid to surface
Unloading outlet pressure:	351 psig	Maximum injection TVD:	1900 m
Reservoir pressure:	1364 psig	Enable bracketing:	<input type="checkbox"/>
Reservoir temperature:	86,21 degC	Unloading gradient:	0,45 psi/ft
GOR:	389 sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	Minimum valve injection DP:	147,6378 psi
Watercut:	0 %	Minimum valve spacing:	328,084 ft
INJECTION PARAMETERS		DESIGN BIAS	
Operating injection pressure:	75 bara	Surface close DP:	15,00001 psi
Kickoff pressure:	80 bara	Locating DP at valve location:	49,99991 psi
Surface injection temperature:	20 degC	Transfer factor options:	% difference between pProd and...
Target injection rate:	16000 sm <sup>3</sup> /d	Transfer factor:	0 %
Gas specific gravity:	0,68	Adjust operating valve Ptro:	0 psia
CALCULATION OPTIONS		Use orifice as operating valve:	<input type="checkbox"/>
Production pressure curve:	Production pressure model	VALVE TEMPERATURE CORRECTION	
Injection gradient:	Static gradient	Test rack temperature:	60,0008 degF
Top valve unload temperature:	Unloading	Nitrogen temp. correction:	DAK Sutton
Lower valves unload temperature:	Unloading		
Minimum unloading liquid rate:	STB/d		

Figure 4.10 : Caractéristiques de puits TFT69 et de gaz injecté

VALVE SELECTION FILTER	
Manufacturer:	SLB (Camco)
Valve type:	IPO
Valve size:	1 Inch
Valve series:	BK-1
Minimum port size:	0,1875 Inch

Figure 4.11 : Les propriétés des vannes Gas-lift

Une fois que le bouton « RUN » a été sélectionné, le système affiche le design optimal du puits TFT69 pour les paramètres fournis, avec les résultats affichés dans les deux Figures 4.12 et 4.13.

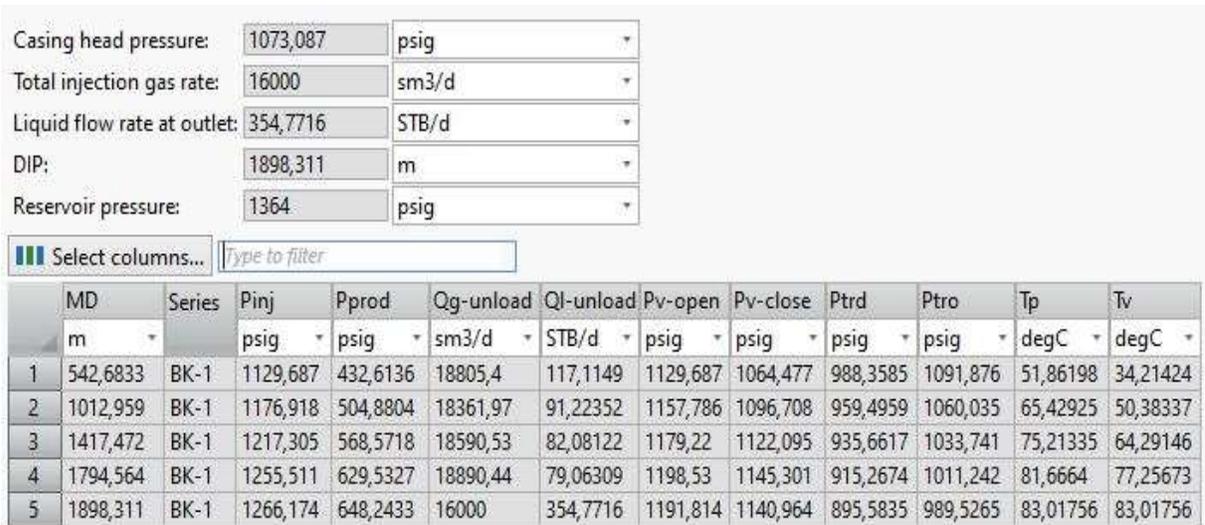


Figure 4.12 : Les résultats de design GL TFT69

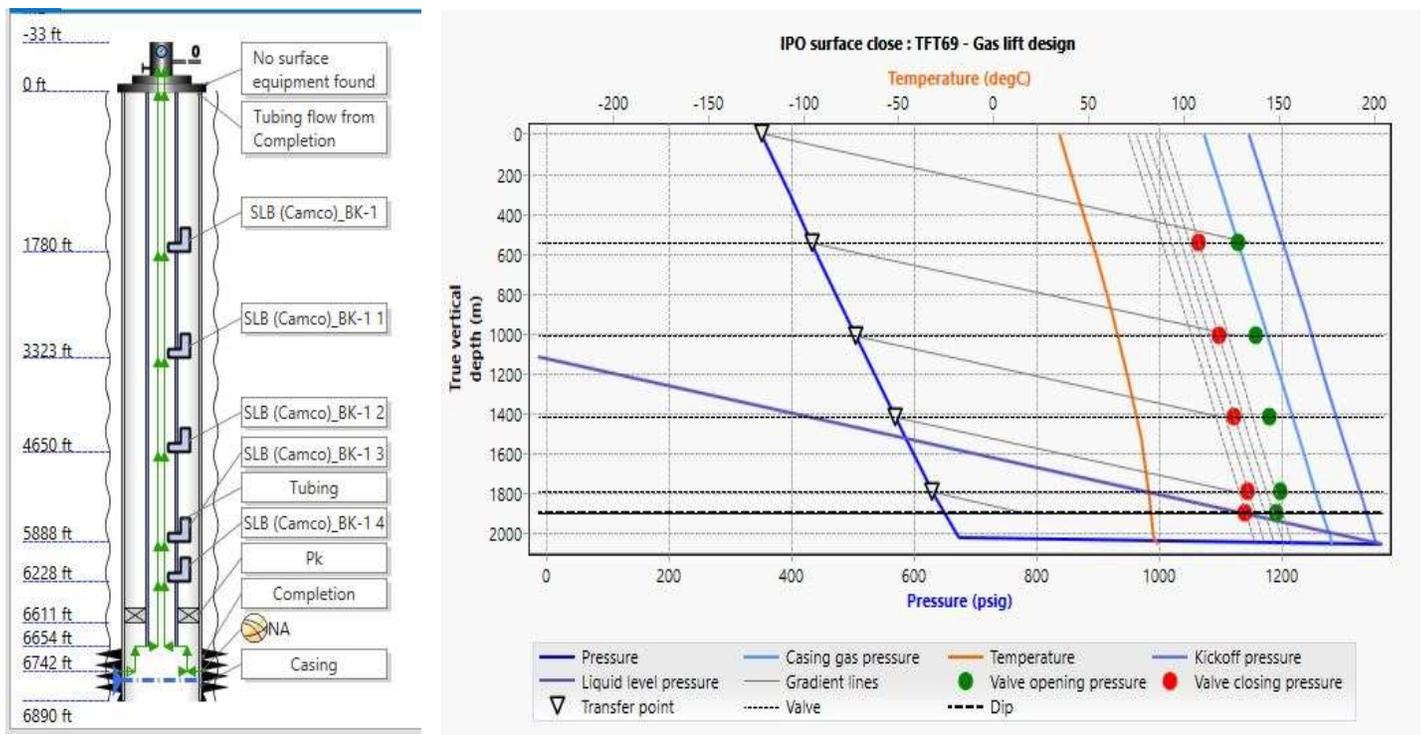


Figure 4.13 : Graph de design gas-lift TFT69

Les caractéristiques des vannes pour TFT69 sont montrées dans le tableau ci-dessous :

Well	Valve depth [m]	Valve series	Open pressure at surface [bara]	Close pressure at surface [bara]	Valve temperature [°C]	
TFT69	1	542,73	BK-1	78,91	74,25	51,90
	2	1013,05	BK-1	80,83	76,47	65,55
	3	1415,95	BK-1	82,28	78,21	75,37
	4	1791,51	BK-1	83,59	79,80	81,76
	5	1898,62	BK-1	83,16	79,53	82,86

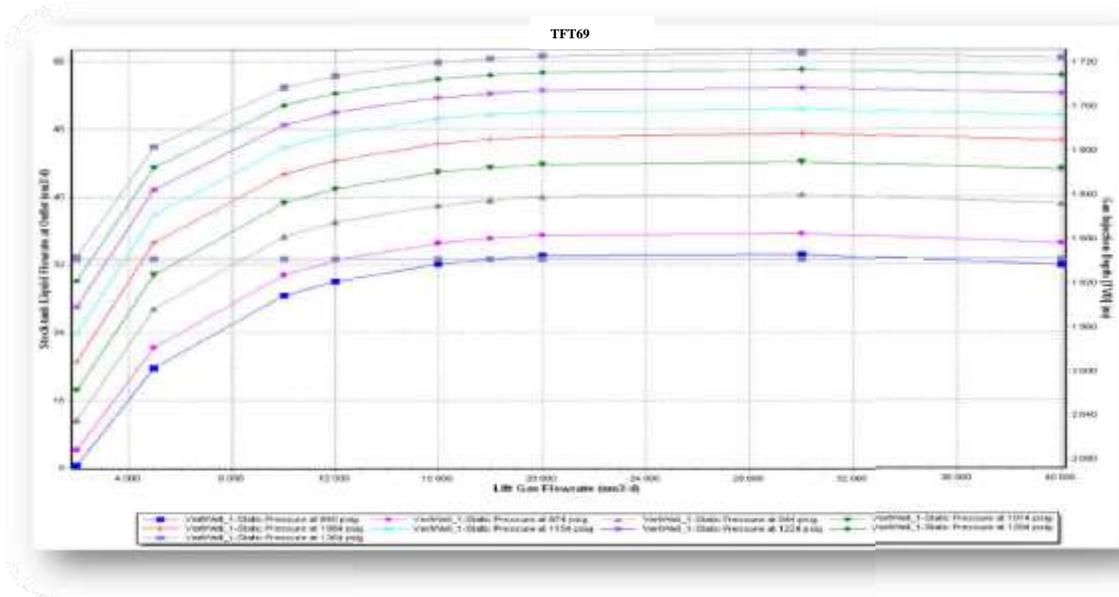
**Tableau 4.8: Les caractéristiques des vannes gas-lift TFT69**

Selon ces résultats, il est nécessaire d'équiper le puits TFT69 avec cinq vannes et mandrins, dont le plus profond (qui contient la vanne opératrice) sera situé à une profondeur de 1900 mètres. Les calculs indiquent également les différentes catégories de vannes, leurs pressions d'ouverture et de fermeture, ainsi que les températures à l'intérieur des vannes.

**4.3.4.4 Les tests de sensibilités TFT69 en gas-lift :**

Des tests de sensibilité sont réalisés afin de prédire le comportement du puits TFT69 (équipé d'un système de gaz-lift) en fonction de la diminution de la pression du réservoir et de l'augmentation de water cut en fonction du débit d'huile et du débit de gaz injecté ( $Q_{\text{gas}} \text{ injecté Opt}=16000 \text{ sm}^3/\text{d}$ ). D'après les tests build-up, le réservoir de puits TFT69 connaît une diminution de pression moyenne de 35 psig/an (voir l'annexe).

➤ **Effet de déclin de pression de réservoir TFT69 en gas-lift :**



**Figure 4.14 : Effet de déclin de  $P_{ws}$  sur le débit d'huile et de gaz d'injection optimum**

D'après la Figure 4.14 et tableau 4.9 , on observe :

- La diminution de débit d'huile produit chaque année est de moyenne de 551.41  $\text{sm}^3/\text{an} = 3468 \text{ STB}/\text{an}$ .

- Pour la chute de pression de réservoir jusqu'à 840 psig (en 2032), l'injection de 16000 sm<sup>3</sup>/d ne sera pas suffisante pour que le fluide de réservoir atteigne la surface.

Année	Pression de réservoir (psig)	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /d)
2017	1364	56,40
2019	1294	54,45
2021	1224	52,24
2023	1154	49,75
2025	1084	46,78
2027	1014	43,45
2029	944	39,59
2031	874	35,09
2032	840	0

Tableau 4.9: Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TTF69 en gas-lift

➤ Effet d'augmentation de Water cut TTF69 en gas-lift :

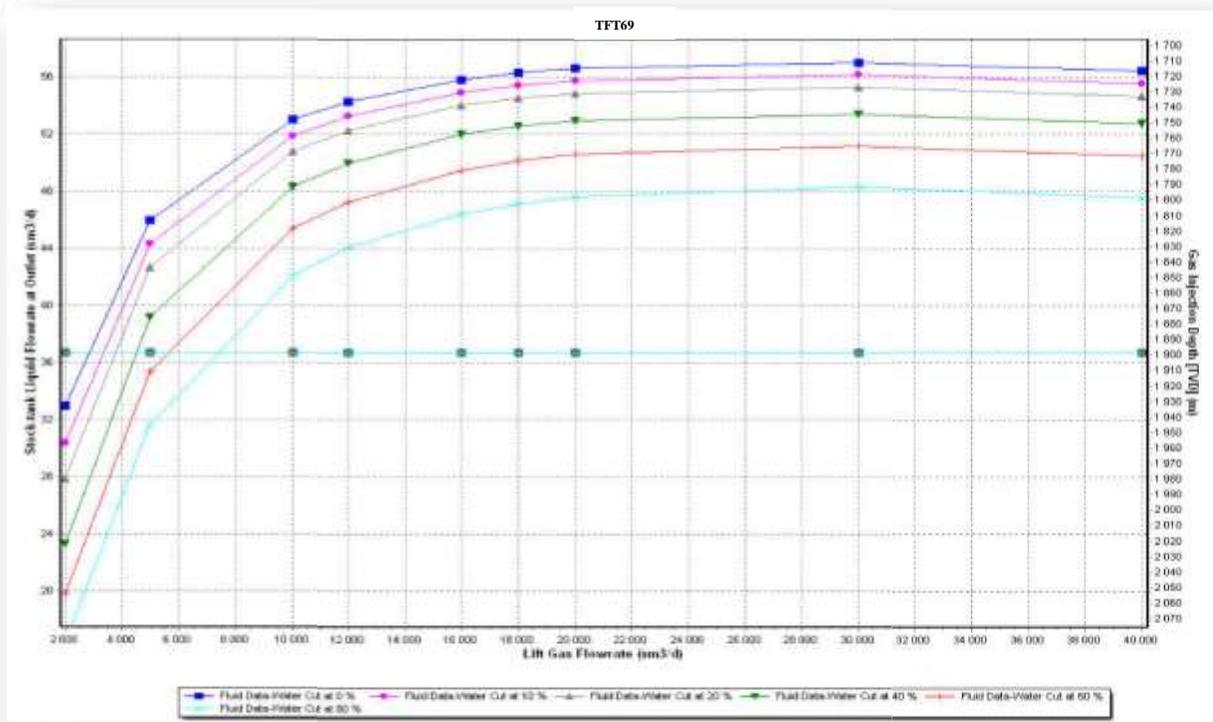


Figure 4.15 : Effet de water cut et le débit de gaz injecté sur le débit produit

Selon la Figure 4.15 et le Tableau 4.10, on constate une baisse moyenne de 5,81 sm<sup>3</sup>/d pour chaque 10% en raison de l'augmentation de la coupe de l'eau, ce qui équivaut à 36,55 STB/d pour chaque 10%.

Water cut (%)	Débit liquide (sm <sup>3</sup> /d)	Débit d'huile (sm <sup>3</sup> /d)
0	56,40	55,81
10	55,51	50,02
20	54,58	43,78
40	52,54	31,76
60	50,05	20,37
80	47,17	9,90

Tableau 4.10: Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift

### 4.3.5 Design de la pompe ESP :

#### 4.3.5.1 Choix de pompe ESP :

Insérer les informations requises pour la pompe "données de design de pompe" et le puits, puis sélectionner la pompe de l'efficacité la plus élevée parmi les différentes pompes proposées par PIPESIM.

Casing ID:  in

Equipment clearance:  in

Operating frequency:  Hz

Operating flowrate:  sm<sup>3</sup>/d

Show recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate	Max. flowrate	Efficiency at d...
				m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	%
1	REDA	MT5A-60	405	49,19045	94,7816	60,30299
2	ESP	TD600	400	69,95441	127,1898	58,54391
3	ODI	W7	45	0	188,7116	57,82745
4	ESP	TD460	400	47,69619	95,39238	56,04141
5	Novomet	NHV(790-1000...	5A (406)	35,77215	191,5797	54,84051
6	REDA	MT5A-80	405	62,40188	134,4079	53,92574

Figure 4.16 : La selection de pompe

Les informations de puits TFT69 et de pompe à insérer sont :

Design production rate (sm <sup>3</sup> /d)	Design outlet pressure (psig)	Static reservoir pressure (psig)	Wcut (%)	GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Pump depth (m)	Casing ID (inches)	Design frequency /speed (Hz)
60	351	1364	0	70	1900	6,366	50

Tableau 4.11: Les datas de puits TFT69 et de pompe

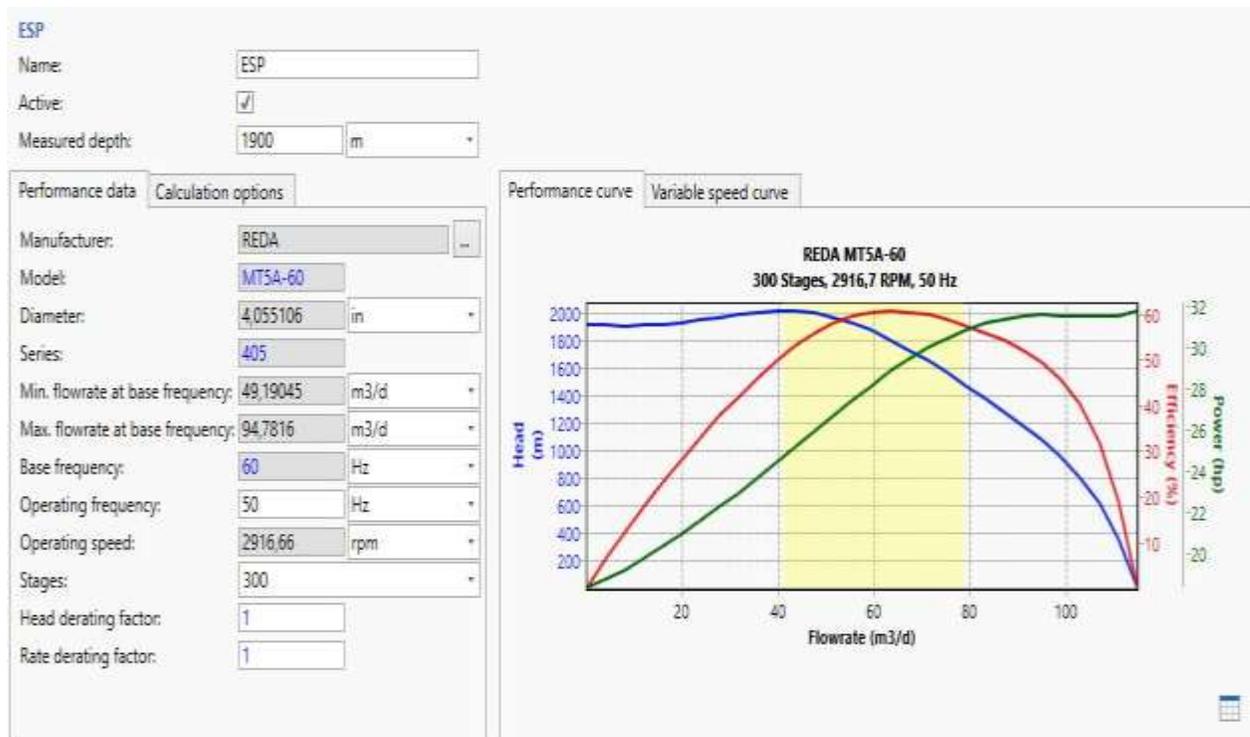
- Il est essentiel que le débit souhaité du puits soit en adéquation avec le choix du moteur et de la pompe, ainsi qu'avec la pression de fond dynamique (751 psig), et pour le puits TFT69, un débit souhaité Q = 60 m<sup>3</sup>/d a été sélectionné.

- La sélection de la pompe ESP joue un rôle crucial dans le design. La pompe est sélectionnée en fonction du débit minimal et maximal supporté par celle-ci, en prenant en considération la chute de l'IP du puits, le diamètre du casing et l'efficacité de celle-ci.

Pump type	Nb of stages	Pump efficiency (%)	Pump power required (HP)	Diameter (inches)	Q min (m <sup>3</sup> /d)	Q max (m <sup>3</sup> /d)
Reda MT5A-60	300	60,30	29,40	4,05	49,2	94,78

**Tableau 4.12: Les caractéristiques de pompe ESP choisie TFT69**

- Une fois qu'un type de pompe a été développé, elle sera automatiquement intégrée à PIPESIM avec toutes ses caractéristiques et ses courbes de performance (Figures 4.17).



**Figure 4.17 : Courbe de performance de pompe REDA MT5A-60 & Well operating**

4.3.5.2 Les teste de sensibilités de TFT69 ESP :

➤ Effet de déclin de pression de réservoir TFT69 en ESP :

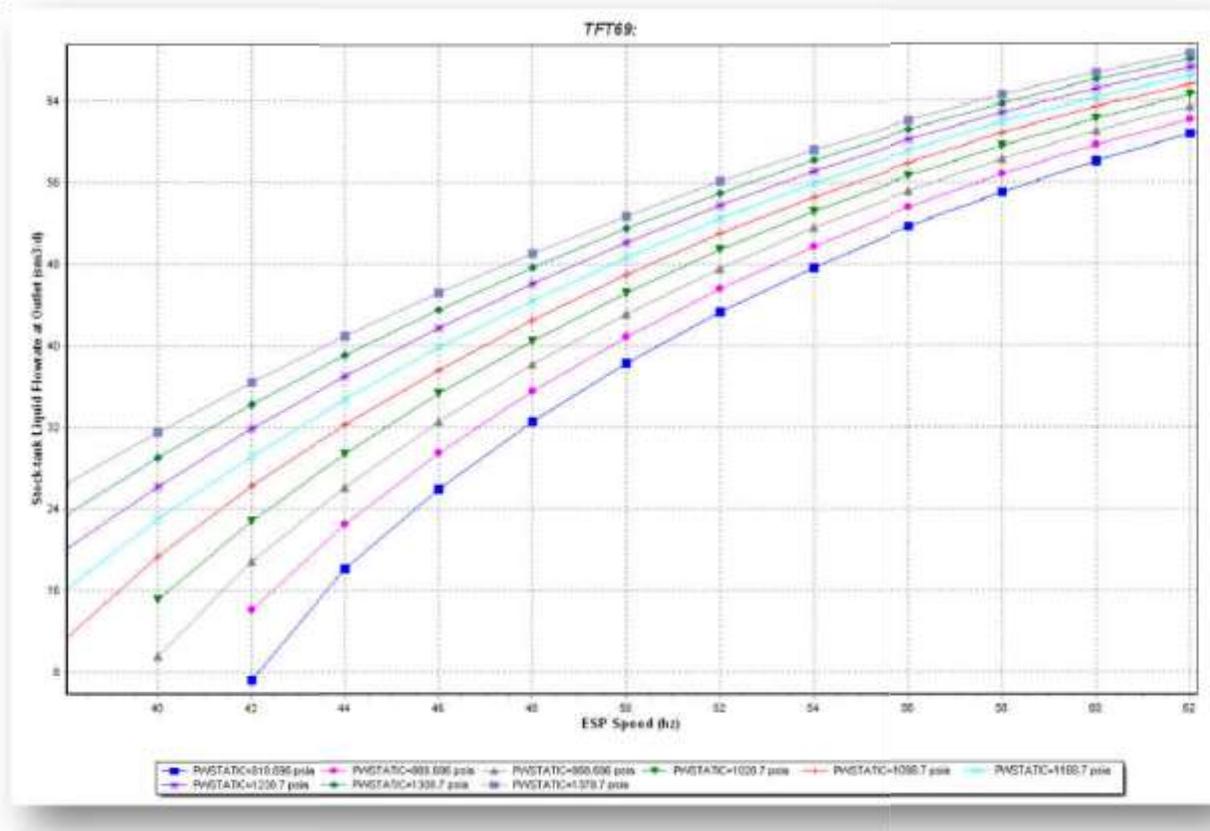


Figure 4.18 : Variation de débit en fonction de vitesse de pompe et de déclin de Pws

Année	Pression de réservoir (psig)	Débit d’huile (sm <sup>3</sup> /d)		
		40 Hz	50 Hz	60 Hz
2017	1364	31,67	52,77	66,02
2019	1294	28,95	51,54	65,21
2021	1224	26,19	50,18	64,32
2023	1154	23,00	48,69	63,36
2025	1084	19,46	47,06	62,26
2027	1014	15,14	45,26	62,05
2029	944	09,61	43,23	61,03
2031	874	0	40,90	59,64
2032	804	0	38,32	58,05

Tableau 4.13 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en ESP

D’après la figure 4.18 on note :

- Une augmentation de 44,58% par rapport au débit de TFT69.

$$L'augmentation(\%) = \left( \frac{V_{nv} - V_{an}}{V_{an}} \right) \times 100 \quad (4.2)$$

- La diminution de débit d'huile est de moyenne de 330 sm<sup>3</sup>/an = 2073 STB/an.
- Le débit d'huile augmente au moyen de 21 sm<sup>3</sup>/d par l'augmentation de chaque 10 Hz.

➤ L'effet d'augmentation de water cut TFT69 en ESP :

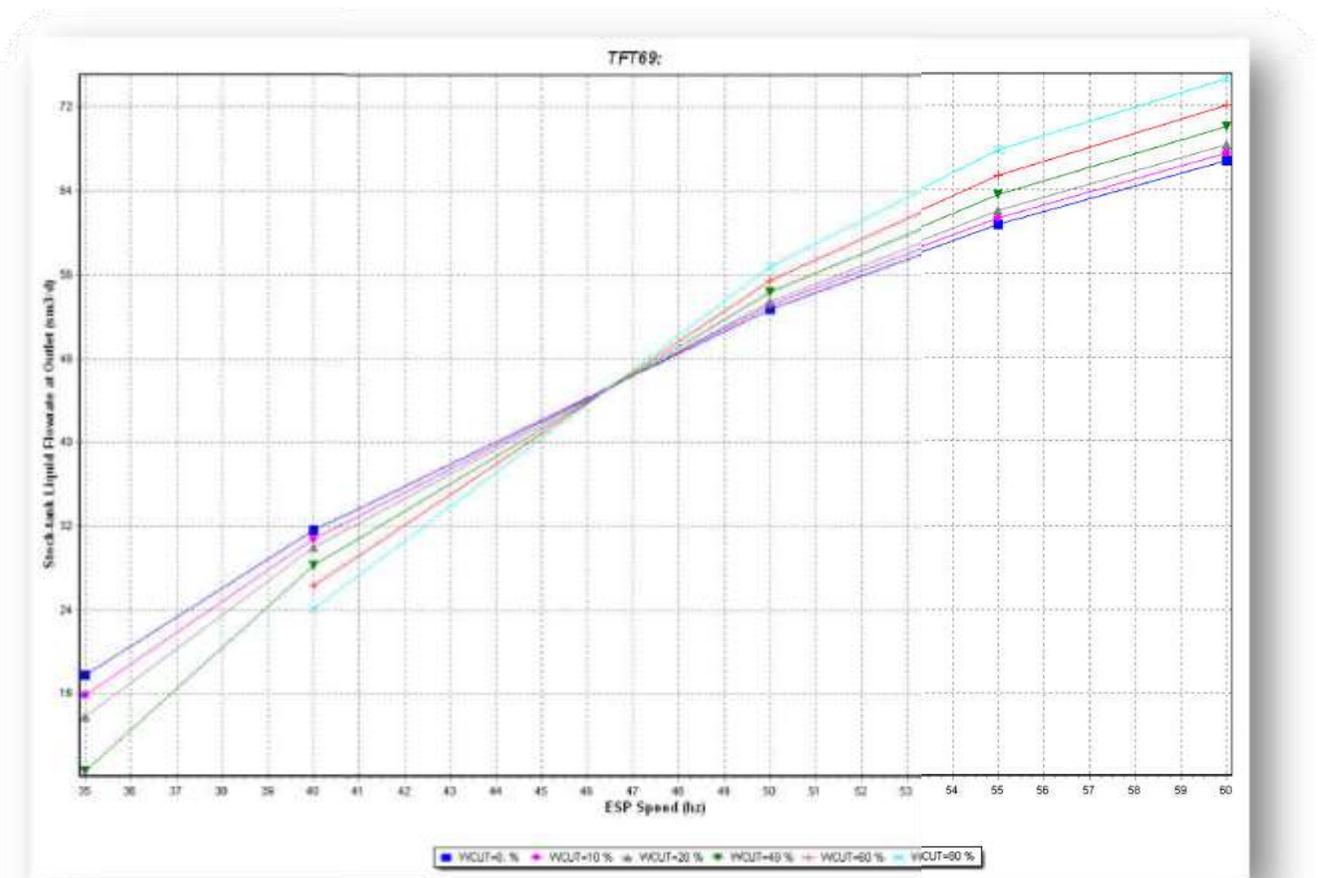


Figure 4.19 : Variation de débit à cause d'augmentation de Wcut en fonction de frequence/vitesse de pompe

D'après la Figure 4.19, on constate une baisse moyenne de 5,17 sm<sup>3</sup>/d pour chaque 10%, ce qui équivaut à 32.55 STB/d pour chaque 10%.

Water cut (%)	Débit liquide (sm <sup>3</sup> /d)	Débit huile (sm <sup>3</sup> /d)
0	52,77	52,77
10	53,10	47,79
20	53,48	42,78
40	54,36	32,61
60	55,45	22,18
80	56,80	11,36

Tableau 4.14 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP

#### 4.4 Étude économique :

Afin de mener une étude économique précise, il est nécessaire de prendre en compte toutes les dépenses liées à l'installation des équipements et à toutes les dépenses pendant la construction des puits.

##### 4.4.1 Le 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 [41].

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.

##### 4.4.2 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[42].

### 4.4.3 L'étude économique pour l'utilisation de gas-lift sur TFT69 :

#### 4.4.3.1 Le coût d'installation de gas-lift sur TFT69 :

Les charge d'installation : En prendre comme un taux de rechange (1\$ = 130 DZA) (voir les détaillies sur l'annexe)

Le type de charge		Nb/duré d'opération	Montant globale (DZA)
Appareil WORK OVER -ENTP-		13 jours	31 290 244,00
EMEC + DTM		10 jours	1657488,00
Les Moyens propres		10 jours	4 972 884,00
EMEC Produits + Transport		10 jours	7 749 222,08
Pompage HALLIBURTON		1 Opération	31200,00
Servising WESP		1 Opération	973690,90
Équipements de fond	Tubing 2''7/8	210	3499815,90
	Tête de puits	1	3848781,45
	5 Mandrins +5 vannes+ Packer+ Anchor+...	/	654847,03
Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de gas-lift sur TFT69			<b>54 958 973,36</b>

Tableau 4.15 : Suivie d'investissement TFT69 en gas-lift

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation de gas-lift sur TFT69 est **54 958 973,36 DZA**  $\approx$  **422761,33\$**

Le Pay Out Time (POT) est calculé en fonction du temps requis pour que le montant total des fonds d'exploitation du projet soit égal au capital initialement investi.

Le tarif de base pour un baril de brute est de 79 \$, tandis que les frais d'installation en équivalent de production s'élèvent à environ 5351 STBaril, étant donné que le débit de production d'huile de TFT69 en gas-lift est de 351 STB/d.

$$POT_{GL} = \frac{422761,33 \div 79}{351} = 15,24 \text{ jours} \quad (4.3)$$

Donc, le montant total de toutes les dépenses liées à l'installation du gas-lift sur TFT69 peut être récupéré en environ 15,24 jours.

#### 4.4.3.2 Analyse des investissements pour le cas de Gas lift :

Les données nécessaires permettent de faire des calculs économiques pour le cas de Gas lift.

	Montant	Unités
<b>Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de gas-lift sur TFT69</b>	422761,33	\$
<b>Prix de pétrole</b>	79	\$/bbl
<b>Quantité de gaz injecté</b>	16000	Sm3/J
<b>Prix de gaz injecté</b>	51,87	\$/ ( mmscf/J)
<b>Prix de gaz injecté</b>	18932,55	\$/An
<b>Durée de vie proposée pour faire la comparaison</b>	60	Mois

Tableau 4.16 :Les données de calcul pour le cas de Gas lift

Années	0	1	2	3	4	5
Investissement (\$)	422761,33	0	0	0	0	0
taux de production (STB/d)	/	354,75	342,48	328,58	312,92	294,24
Cumul du production (STB)	/	129483,75	125005,20	119931,70	114215,80	107397,60
Prix du pétrole (\$/STB)	79	79	79	79	79	79
Cash-flow (\$)	/	10229216,25	9875410,8	9474604,3	9023048,2	8484410,4
Coût de l'injecion de gaz (\$)	/	18932,55	18932,55	18932,55	18932,55	18932,55
Net cash-flow (\$)	/	10210283,7	9856478,25	9455671,75	9004115,65	8465477,85
Cash-flow actualisé (1%)	/	9811881,95	9471881,86	9086714,70	8652778,16	8054611,70

Tableau 4.17 :Le calcul de la VAN pour le cas de Gas lift

- La valeur actuelle nette est :

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_f}{(1+i)^t} \quad (4.4)$$

$I_0$  = 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.

$$\rightarrow \text{VAN} = 44655107,04 (\$)$$

- L'indice de profitabilité est :

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{C_f}{(1+i)^t}}{I_0} \quad (4.5)$$

$$\rightarrow IP = 107 \%$$

- Le délai de récupération des capitaux investis est de **15,24 jours**.

#### 4.4.4 L'étude économique pour l'utilisation d'ESP sur TFT69 :

##### 4.4.4.1 Le coût d'installation de pompe ESP sur TFT69 :

Type de charge		Nb/duré d'opération	Montant globale (DZA)
Appareil WORK OVER –ENTP-		18 jours	41925985,36
EMEC + DTM		21 jours	2900604,00
Les Moyens propres		21 jours	8702547,00
EMEC Produits + Transport		21 jours	7749222,08
Pompage HALLIBURTON		1 Opération	31200,00
Servising WESP		1 Opération	793315,90
Équipements de fond	Tubing 2''7/8	150	2499868,50
	Tête de puits	1	3848781,45
	Pompe ESP	1	26000000,00
<b>Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe ESP sur TFT69</b>			<b>94 732 324,29</b>

**Tableau 4.18 : Suivie d'investissement TFT69 en ESP**

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation d'une pompe ESP sur TFT69 est : **94 732 324,29 DZA**  $\approx$  **728710,19 \$**

Donc les frais d'installation en équivalent de production s'élèvent à environ 9342 ST Baril, le débit de production d'huile de TFT69 en pompe ESP est de 332 STB/d.

$$POT_{ESP} = \frac{728710,19 \div 79}{332} = 27,78 \text{ jours} \quad (4.6)$$

Alors, le montant total de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP sur TFT69 peut être récupéré en environ 27,78 jours.

#### 4.4.4.2 Analyse des investissements pour le cas de pompe ESP :

Les données nécessaires permettent de faire des calculs économiques pour le cas de ESP.

	Montant	Unités
<b>Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de ESP sur TFT69</b>	728710,19	\$
<b>Prix de pétrole</b>	79	\$/bbl
<b>Coût de location de la pompe</b>	967563,9	\$/An
<b>Durée de vie proposée pour faire la comparaison</b>	60	Mois

**Tableau 4.19 : Les données de calcul pour le cas d'ESP**

Années	0	1	2	3	4	5
Investissement(\$)	728710,19	0	0	0	0	0
taux de production (STB/d)	/	331,91	324,18	315,62	306,25	296
Cumul du production (STB)	/	121147,15	118325,7	115201,3	111781,25	108040
Prix du pétrole (\$/STB)	79	79	79	79	79	79
Cash-flow (\$)	/	9570624,85	9347730,30	9101613,70	8830718,75	8535160
Coût de location de la pompe (\$)	/	967563,9	967563,9	967563,9	967563,9	967563,9
Net cash-flow (\$)	/	8603060,95	8380166,40	8134049,80	7863154,85	7567596,10
Cash-flow actualisé (1%)	/	8517882,13	8215044,02	7894828,60	7556337,26	7200308,03

**Tableau 4.20 : Le calcul de la VAN pour le cas de l'ESP**

- La valeur actuelle nette est :

$$\rightarrow \text{VAN} = 38655689,85 (\$)$$

- L'indice de profitabilité est :

$$\rightarrow \mathbf{IP = 54.05 \%}$$

- Le délai de récupération des capitaux investis est de **27,78 jours**

#### 4.5 Étude comparative et discussion :

Ce tableau résume les résultats de l'étude technique et économique, ainsi que les principaux avantages et inconvénients de chaque méthode :

	<b>Pompe ESP</b>	<b>Gas-lift</b>
<b>Le gain (augmentation)</b>	44.58 %	54.42 %
<b>L'indice de profitabilité (IP)</b>	54.05 %	107 %
<b>Le VAN</b>	38655689,85 (\$)	44655107,04 (\$)
<b>Influence de déclin de Pws sur la production</b>	Diminution moyenne de 2073 STB/an	Diminution moyenne de 3468 STB/an
<b>La durée de vie</b>	10 ans au maximum	30 ans au maximum
<b>POT</b>	28 jours	15 jours

**Tableau 4.21 : Étude comparative entre GL et ESP sur TFT69**

Selon notre étude technique et économique, il est possible de conclure que le gas-lift a une influence significative sur la diminution de la pression du réservoir par rapport à la pompe ESP. Cependant, en termes d'économie et de rendement, le gas-lift est le plus bénéfique. Cependant, il existe d'autres éléments qui peuvent avoir un impact sur le choix du type de production, et chaque type présente des avantages et des inconvénients qu'il est important de prendre en considération avant de favoriser un choix par rapport à l'autre. On peut les mentionner ici :

- La pompe ESP a une durée de vie restreinte (de 4 à 10 ans), tandis que pour le gas-lift, elle peut dépasser 30 ans.
- Il est impossible de faire la maintenance de la pompe ESP, alors que le changement de pompe demande tout un appareil de Work-over. Par contre pour le gas-lift, les interventions sur les vannes sont simples, elles sont effectuées par l'unité de Wire line (certains puits sont déjà équipés de mandrins depuis leur mise en service).
- La mise en place d'une pompe ESP dans un puits ne permet pas toutes les opérations nécessitant une descente d'outils au fond du puits, telles que le grattage-contrôle, le test d'amerada et le Build up, ainsi que toutes les opérations de stimulation telles que le

kick-off, l'acidification et la fracturation.

- La pompe ESP est extrêmement vulnérable aux variations brusques et incontrôlables du comportement des puits (bouchons de gaz ou d'eau, sable, sel, diminution de niveau dynamique de puits, etc.), ce qui cause la cavitation de la pompe. Par contre le gas-lift n'affect pas beaucoup par tels types des problèmes.
- Les pompes ESP ne sont pas recommandées pour les puits de fort GOR, car cela entraîne le risque de cavitation de la pompe.
- Il est nécessaire de payer des taxes pour le torchage de gas-lift à basse pression, car la récupération de gaz à basse pression requiert des équipements de compression spécifiques, ce qui n'est pas disponible dans la région de TFT.
- En raison de la présence d'hydrates dans le gaz injecté, notamment pendant les quatre mois d'hiver, le gas-lift entraîne des problèmes de givrage dans les conduites, ce qui entraîne une perte de production.

Donc, on peut considérer que le gas-lift est la méthode la plus efficace pour l'artificial lifting dans le champ TFT Ordovicien et dans tous les champs où il existe un réseau gas-lift, et le pompage en général, spécifiquement la pompe ESP est la deuxième option que l'on peut utiliser selon les caractéristiques de puits et de réservoir.

## **Conclusion générale et recommandations**

## Conclusion générale et recommandations

### CONCLUSION GÉNÉRALE :

D'après l'étude technique et les résultats obtenues on trouve que le gas-lift est le plus influent par le déclin de pression de réservoir (perte de production de 32,55 STB/d pour chaque 10% pour la pompe ESP et 36,55/d pour chaque 10% pour le gas-lift) et par l'augmentation de Wcut (perte de production de 2073 STB/an pour la pompe ESP et 3468 STB/an pour le gas-lift) par rapport à la pompe ESP, par contre pour l'augmentation de débit (une augmentation de 44,58 % pour la pompe ESP et 54,42 % pour le gas-lift), mais de côté économique le gas-lift est le meilleur (POT de pompe ESP = 28 jours, VAN = 38655689,85 (\$) et POT de gas-lift = 15 jours, VAN = 44655107,04 (\$)).

En avis générale, le gas-lift est considéré comme la méthode la plus efficace pour activer les puits dans le champ TFT en raison de ses nombreux avantages : une durée de vie élevée, un coût abordable, une maintenance facile, un rendement et des performances élevés, et une adaptation aux différentes caractéristiques des réservoirs et aux problèmes rencontrés...

Aussi, le pompage ESP dans le champ demeure une méthode essentielle lorsque l'utilisation du gas-lift est impossible, soit en raison du manque de gaz dans la région, soit en raison de l'éloignement des puits de station de compression de gaz dans des zones isolées.

Donc, ces deux situations sont les principales utilisations de la pompe ESP, même si elles présentent des inconvénients et un coût élevé.

### RECOMMANDATION :

- **Pour la pompe ESP :**

- ✓ Il est nécessaire de concevoir un design adéquat afin de garantir le bon fonctionnement de la pompe et d'accroître sa durée de vie.
- ✓ Il est important de surveiller régulièrement le niveau dynamique du puits et le comportement du réservoir afin de les adapter aux paramètres électriques de la pompe, ce qui peut diminuer les problèmes rencontrés par la pompe.

- **Pour le gas-lift :**

- ✓ Il est recommandé de mettre en place un échangeur de chaleur à la ligne de gas-lift dans l'entrée sur puits afin de résoudre le problème de givrage des conduites gas-lift et garantir un traitement optimal du gaz injecté.
- ✓ Une station de récupération de gaz à basse pression est recommandée afin d'éviter le torchage du gaz injecté et ses frais.

- **Pour le puits TFT69:**

- ✓ Il est préférable d'équiper le puits TFT69 avec un système de gas-lift selon le design simulé initial.
- ✓ Injection de 16000 sm<sup>3</sup> par jours de gaz au puits.

- **Pour la région TFT :**

La méthode appropriée pour chaque périmètre de la région TFT est recommandée, avec une justification de choix :

- ✓ Le mode d'activation le plus approprié pour les périmètres de TFT Zone 100, TFT Ordovicien, TFT Zone Est, Tamendjelt, Tin Fouye, Tin Fouye Nord, Amassak est le gas-lift, car ces champs sont proches des stations de compression de gas-lift, ce qui ne pose aucun problème de connexion avec le réseau gas-lift.

- ✓ Le mode d'activation optimal pour les zones de Djoua Ouest, Hassi Mazoula Sud, Hassi Mazoula B et Hassi Mazoula Nord est la pompe ESP. En raison de leur éloignement des stations de compression de gaz-lift et des difficultés techniques et économiques rencontrées lors de l'alimentation de ces champs par gaz-lift, il est recommandé de sélectionner le mode de pompage ESP. En effet, le coût d'investissement d'une station de compression de gaz dans ces zones est très élevé par rapport aux revenus de ses puits.

## 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, “Imporve 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 insouthern,” 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](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 PUIITS ACTIVÉ PAR GAS 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](http://petrowiki.org/Gas_lift_equipment_and_facilities#Surface_production_facilities).
- [28] “Gas lift - PetroWiki.” [https://petrowiki.org/Gas\\_lift](https://petrowiki.org/Gas_lift) (accessed Jul. 16, 2020).
- [29] SH DP-TFT : Documentation sur le gisement TFT.
- [30] D. PERRIN : Activation des puits, ENSPM formation industrie, 2000
- [31] Roy Fleshman Bartlesville-Oklahoma-USA, Harryson Obren Lekic-HoustonTexas-USA: Artificial lift for high volume production, 1999
- [32] Groupe SOCOTEC Industrie, SERPRO.S.N : Récupération assisté par gas-lift
- [33] TOTAL : Le process; Les puits activé par gas-lift, Support de formation, cours EXP-PR-PR030 révision 0.2, 17/04/2007
- [34] Mohamed BENAGA: Electrical submersible pump for clients, Schlumberger document, 20-05-2009
- [35] Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saouduniversity, 09-03-2014
- [36] John BEARDEN: Centrilift, Baker Hughes Inc, Petroleum Engineering Handbook : Volume IV - Production Operations Engineering : Chapter 13 – Electrical Submersible Pumps, Pgs. 634-720, Society of petroleum engineers, 2006

- [37] H. Dale BEGGS : production optimisation using nodal analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, 1991
- [38] MAANANI Ramzi, HANI Ilyas: Performance de l'anneau d'huile d'ALRAR, mémoire de fin d'étude ingénieur d'état, Université de Boumerdes, 2010
- [39] Benzerga Ali, Aroudji mohamed el habib: Lifting artificiel par une pompe électrique immergée étude de cas: puits AMA52-AMA09 application sur le champ de TFT, mémoire master production, université de Ouargla, 2016
- [40] CHIHI Elhadi, HACINI M.dhya eddin, L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université d'Ouargla 2016
- [41] "Net Present Value (NPV). " <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp> (accessed Aug. 18, 2020).
- [42] "Profitability Index Definition." <https://www.investopedia.com/terms/p/profitability.asp> (accessed Aug. 18, 2020).
- [43] K. A. Jasim, "ESP Design 2018," *Missan Oil Co.*, vol. 53, p. 57, 2018, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [44] G. P. . Takacs, *Electrical submersible pumps manual\_ design, operations, and maintenance*, vol. 2. Joseph P. Hayton, 2018.

# ANNAXES

SH / DP / T, F, T

EQUIPEMENT DU Puits

FOLIO N° : 3

<b>CHAMP</b> : T F T		<b>PUITS</b> : T FT- 69		<b>X</b> : 374,060		<b>Y</b> : 3,165,350	
<b>CS</b> : 4		<b>COMPLETION</b> : Simple		<b>RESERVOIR</b> : Ordovicien			
		<b>TYPE DE Puits</b> : Huile		<b>TYPE DE PROD</b>		éruptif	
<b>TETE D'ERUPTION</b>							
<b>MARQUE</b> : CAMERON		<b>TYPE</b> : C S		<b>Racd Sup</b> :		<b>SUSPENSION TBG</b>	
<b>PRESSION DE SERVICE</b> : 5000 Psi		<b>ATTACH Tbg</b> : Olive		<b>BRIDE</b> :		<b>COUPE SCHEMATIQUE DU Puits</b>	
<b>EMBASE</b> : 11"3000 *7"1/16 5000		<b>REDUCTION</b> :		<b>OLIVE</b> : 6" * 2"7/8 eu			
<b>VANNES</b>	<b>SAS</b>	<b>MAITRESSE</b>	<b>Lat-TBG</b>	<b>Lat - Csg</b>		<b>Z - FORAGE</b> : 482.00	
<b>MARQUE</b>	CAMERON	CAMERON	IKS	CAMERON		<b>Z - SOL</b> : 478.00	
<b>ETANCHEITE S/TBG</b>					<b>Z - PROD</b> : 477.02		
<b>NOMBRE</b>	1	2	2	2		<b>S P</b> : 0.56	
<b>DIAM ET SERIE</b>	2"9/16"5000	2"9/16"5000	2"1/165000	2"5000			
<b>COLONNE DE TUBINGS</b>							
	<b>DESIGNATION</b>	<b>NBR</b>	<b>TYPE</b>	<b>DIAM</b>	<b>LONG</b>	<b>COTE PRD</b>	
1	SABOT	1	VAM	2"7/8	1.90	2028.02	
2	SIEGE	1	"XN"	2"7/8	0.32	2025.80	Dint=56 mm
3	TBG LONG		EU	2"7/8	9.50	2016.30	
4	REDUCTIONS		EU/VAM		0.27	2017.01	Dint=62 mm
5	PACKER		HALL	7"	1.44	2015.10	H=0,93 B=0,51
6	ANCHOR SEAL	1	EU	2"7/8	0.22		
7	TUBING	1	EU	2"7/8	9.48		
8	MANDRIN	1	EU	2"7/8	2.07	2003.33	WEATHERFORD
9	TUBING	57	EU	2"7/8	540.42		Dint=62 mm
10	TUBINGS	32	EU	2"7/8	303.50		Dint=62 mm
11	TUBINGS	54	EU	2"7/8	511.70		Dint=62 mm
12	TUBINGS	63	EU	2"7/8	634.57		Dint=62 mm
13	TBGS COURT	5	EU	2"7/8	12.98		Dint=62 mm
14	OLIVE	1	EU	6"	0.16		2"7/8 EU / 6"
<b>Total Garniture</b>				<b>2028.53</b>			
<b>PERFORATION</b>							
<b>Niveau des perfos</b>	<b>Hauteur</b>	<b>Ø Perfos</b>	<b>Densité/m</b>	<b>calage</b>	<b>Nbr coups</b>		
2050m à 2060m	10	2"1/8	13	CCL	130		
Poids de la garniture au MD=20 tonnes dans une boue c=0,90							

<b>ANNULE LE FOLIO N°</b>	
<b>Fi</b> nplétion	<b>5/20/2004</b>

CONTRÔLE BUDGETAIRE D'INVESTISSEMENTS

WORK OVER  
DTM

Operation WO

Soit 02 jours

Soit 10 jours

Rapport Finance

PUTIS: TFT-69 GL  
APPAREIL: TP-177

IMPUTATION:

	Montant Précédent		Prix Unitaire		N° Heures	Cumule du mois		Montant globale		Mode de calcul
	Dv	Da	Dv	Da		Dv	Da	Dv	Da	
<b>ENTP</b>										
Déménagement TFT AVEC COMP			23,076,389.00	0	0.00		0.00		0.00	
Déménagement TFT			18,045,736.00	0	1.00		18,045,736.00		18,045,736.00	
Forage T.1			55,742.88	0	192.00		10,702,632.96		10,702,632.96	
Forage T.2			52,956.73	0	48.00		2,541,875.04		2,541,875.04	
Forage T.3			36,232.87	0	0.00		0.00		0.00	
Forage T.4			33,445.73	0	0.00		0.00		0.00	
	Dv	Da	Dv	Da	N° Operation	Dv	Da	Dv	Da	Mode de calcul
<b>EMEC inclus DTM</b>										
Cabine + Boue			248.00		12	2,976.00	0.00	2,976.00	0.00	N°jours * Prix U
Superviseur + Parc + Cabine+CHARIOT + 04 Manœuvre+ CAMION 10T			380.00	56,484.00	12	4,560.00	677,808.00	4,560.00	677,808.00	
<b>ENSP</b>										
SLIKLINE		0.00							0.00	
<b>MOYENS PROPRES</b>										
01 Camion Citerne + Plateau 34 919,00/jr			34,919.00		12		419,028.00		419,028.00	
Gardiennage HIMAYA PLUS			371,388.00		12		4,456,656.00		4,456,656.00	
Supervision SH-DP			8,100.00		12		97,200.00		97,200.00	
<b>EMEC Produit + transport</b>										
Le brute de la boue + Displacement			0.00	190.00	50	0.00	1,235,000.00	0.00	1,235,000.00	
Produits à boue base d'huile			35,000.00	0.00		35,000.00	0.00	35,000.00	0.00	Consommationglobale
Produits à boue base d'eau				0.00	0		711,000.00	0.00	711,000.00	Consommationglobale
Transport km/T, et Transfert de la boue			950.00	0.00	5	4,750.00	0.00	4,750.00	0.00	
Pose Liner de bourbier 1125,04m2+ equipe de pose 14,700,00				1,125.04	552		635,722.08		635,722.08	168m2 + installation
<b>COPS</b>										
Cimentation		0.00	0.00	0.00	0			0.00	0.00	
<b>Smith Matériels Instrumentation</b>										
Hydraulie Jar 4 1/4 * 02 Junk baskets 4 1/4 * 02 83,40\$ Junk mill 6" * Taper tap 44,6\$ (Tarand) 1 1/2 * 4" 1/2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
<b>HESP</b>										
Puncher			0.00	0.00					0.00	
ancrage Paker Electrique			0.00	0.00					0.00	
<b>HALLIBURTON</b>										
Cimentation			0.00	0.00	0				0.00	
Pompage Divers		0.00	0.00	2,400.00	0.00	1	2,400.00	0.00	2,400.00	0.00
<b>WESP SERVICING</b>										
Clé Automatique / Joints		0.00	0.00	27.75	0.00	200	5,550.00	0.00	7,489.93	0.00
unité Clé Automatique 1039,93\$ + Transport 900\$		0.00	0.00	1,939.93	0.00	1	1,939.93	0.00		Descente tbg 2 1/8
Coup tube 7"			0.00	0.00					0.00	
<b>équipement de fond</b>										
Tubing 2 7/8		0.00		16,665.79	210		3,499,815.90		3,499,815.90	
Csg 4 1/2		0.00		43,189.64	0		0.00		0.00	
Csg 7"		0.00		66,747.50	0		0.00		0.00	
Tête de puits		0.00		3,848,781.45	1		3,848,781.45		3,848,781.45	
Completion (Equipts Fond Paker+anchor)		0.00		654,847.03	1		654,847.03		654,847.03	
ACHOR TUBING CATCHER 7"		0.00		300,000.00	0		0.00		0.00	
Pompe Immergie		0.00		3,220,200.00	0		0.00		0.00	
Cumule mensuelle		0.00	0.00			57,175.93	47,526,102.40	57,175.93	47,526,102.40	TAUX RECHANGE
TOTAL Fin de work over		0.00	0.00				54,958,973.36		54,958,973.36	130

