

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Professionnelle

Présenté Par :

AMIRAT SALAH EDDINE, DAAS AYMEN

-THÈME-

**Évaluation et étude comparative entre le gaz-lift,
la pompe électrique immergée (ESP) et la
pompe a tige (SRP) dans la région TFT**

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mm. BOUFADESS Djamila

Enseignant: Univ Ouargla

Examineur : Mr. SIDROUHOU H.MED

Enseignant: Univ. Ouargla

Encadreur : Mr. MILOUDI Mustapha

Enseignant: Univ Ouargla

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force
et la puissance pour terminer ce modeste travail.*

*Tous nos remerciements vont à notre Encadreur **Mr MILOUDI
MOUSTAPHA** qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidés
tout au long de ce travail.*

*Nous tiendrons également à remercier tous les gens de la base
TFT et en particulier le personnel de la direction EP.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du
département production d'hydrocarbures qui ont contribué de
près ou de loin à notre formation durant tout le cursus
universitaire.*

*Enfin, que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de
ce travail et tous ceux qui nous ont aidé d'un simple encouragement
trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.*

Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère Mère

Celle qui m'a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité

A mon cher Père

*Celui qui est la source de mon inspiration et de mon courage
Ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

A toutes mes sœurs

A mes frères SYFE EDDINE, AMIRE, MONSEF

Pour leur soutien moral tout le long de mes études

A toute ma famille

A mon cher binôme AYMEN

Pour son entente et son sympathie

A mes meilleurs amis BORHAN, CHADAD, HADEF

*A mes amis KHALED, YASSER, HOUSSAM, SABER Pour
leur soutiens et aides durant les moments difficiles*

A toute les amis d'étude promo production Professionnel 2015

A toutes mes autres ami(e)s

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

*AMIRAT
SALAH EDDINE*



Dédicace

Je dédie ce projet :

A ma chère Mère

Celle qui m'a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité

A mon cher Père

*Celui qui est la source de mon inspiration et de mon courage
Ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

A toutes mes sœurs

Pour leur soutien moral tout le long de mes études

A toute ma famille

A mon cher binôme SALLAH EDDINE

Pour son entente et son sympathie

A mes meilleurs amis BORHAN, AMINE, TARIQ, YAHIA

A mes amis KHALED, YASSER, HOUSSAM, SABER Pour

leur soutiens et aides durant les moments difficiles

A toute les amis d'étude promo production Professionnel 2015

A toutes mes autres ami(e)s

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

DAAS AYMEN



Résumé :

L'Artificiel lift est utilisée pour augmenter la production des puits non ou insuffisamment éruptifs. Parmi les méthodes d'Artificiel lift on a l'activation des puits par gas-lift, par la pompe électrique émergée (ESP) et par la pompe a tige (SRP). L'activation des puits par gas-lift est la méthode la plus utilisé en Algérie par rapport à la pompe (SRP) et par rapport à la pompe (ESP) quel reste au cour d'essai et développement sur quelques régions, le champ TFT est le plus expert dans l'utilisation de ces trois méthodes soit de gas-lift, soit de pompe SRP et même de pompe ESP.

Dans notre étude on réalise le design de chaque méthode par un software (PIPESIM) et après l'étude technique et économique de chaque méthode on donne des recommandations pour le meilleur choix et sur utilisation des méthodes.

Mots clés : Artificial, lifting, ESP, gas-lift, SRP, PIPESIM.

Summary:

The Artificial lift is used to increase the production of non-eruptive or insufficiently eruptive wells. Among the methods of Artificial lift we have the activation of the wells by gas-lift, by the electric emergent pump (ESP) and by the rod pump (SRP). The activation of wells by gas-lift is the method most used in Algeria compared to the pump (SRP) and compared to the pump (ESP) which remains in the course of testing and development in some regions, the TFT field is the most expert in the use of these three methods, either gas-lift, SRP pump and even ESP pump.

In our study we carry out the design of each method by software (PIPESIM) and after the technical and economic study of each method we give recommendations for the best choice and on the use of the methods.

Keywords: Artificial, lifting, ESP, gas-lift, SRP, PIPESIM

ملخص:

يستخدم المصعد الاصطناعي لزيادة إنتاج الآبار غير البركانية أو غير البركانية بشكل كاف. من بين طرق الرفع الاصطناعي لدينا تفعيل الآبار عن طريق الرفع بالغاز ، بواسطة المضخة الكهربائية المنبثقة (ESP) وبواسطة مضخة القضيب (SRP). يعتبر تفعيل الآبار بواسطة الرفع الغازي الطريقة الأكثر استخداما في الجزائر مقارنة بالمضخة (SRP) ومقارنة بالمضخة (ESP) التي لا تزال قيد الاختبار والتطوير في بعض المناطق ، حقل TFT هي الأكثر خبرة في استخدام هذه الطرق الثلاث ، إما مضخة الرفع بالغاز أو مضخة SRP وحتى مضخة ESP. في دراستنا نقوم بتصميم كل طريقة عن طريق البرامج (PIPESIM) وبعد الدراسة الفنية والاقتصادية لكل طريقة نقدم توصيات لاختيار أفضل واستخدام الأساليب.

الكلمات الاستدلالية PIPESIM ، SRP ، رفع الغاز ، ESP ، استرجاع مساعد

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Symboles-Notation-Abréviation	VI
Introduction générale	01
Chapitre I : GÉNÉRALITÉ SUR LE CHAMP TFT	
I.1 Introduction	03
I.2.Position géographique	03
I.3Historique et découverte	04
I.4.Historique de production	04
I.5.Situation géologique	05
I.6.La composition de la série stratigraphique	05
Chapitre II : ACTIVATION ET PERFORMANCE DES PUITES	
II.1. Introduction	10
II.2. Les procédés d'artificiel lifting	10
II.3. Critères de choix d'un procédé d'activation	11
II.4. Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation	11
II.5. Performance des puits	12
II.5.1. Inflow performance relationship IPR	13
II.5.2.Vertical Lift Performance	14
II.5.3. Le point de fonctionnement du puits	15
Chapitre III : LES MÉTHODES DE RÉCUPÉRATION DES PUITES	
III.1. Introduction	16
III.2. Gas-lift	16
III.2.1. L'équipement du gas-lift	16
III.2.2. Principe de gaz lift	20
III.2.3. Types de gaz lift	21
III.2.4. Caractéristiques	24

III.2.5. Limites d'utilisation de gas lift continu et l'intermittent	24
III.2.6. Facteurs à considérer dans la conception du gas lift	25
III.2.7. Utilisation de gas lift	25
III.2.8. Les avantages et les inconvénients de gas-lift	26
III.3. Les pompes électriques submergées	27
III.3.1. Les équipements de fond d'ESP	28
III.3.2. Equipement de surface	33
III.3.3. Principe des pompes centrifuges	35
III.3.4. Courbe de performance de la pompe	36
III.3. 5. Les différents facteurs influant la durée de vie de la pompe	37
III.3.6. Points forts et faibles d'ESP	39
III.4. La pompe a tige (SUCKER ROD PUMP)	40
III.4.1. Principe de la pompe a tige	40
III.4.2. Cycle de pompage	41
III.4.3. Les composants de l'unité de pompage	42
III.4.4. Modèle API d'unité de pompage	49
III.4.5. Facteurs généraux effectuant la sélection de SRP	50

Chapitre IV : CALCUL ET APPLICATION

IV.1. Introduction	52
IV.2. Justification du choix de ces modes d'activation	52
IV.3 Etude technique	53
IV.3.1. L'étude du Puits TFT69	53
IV.3.1.1. Collecte des données	54
IV.3.1.2. Modélisation du puits	55
IV.3.1.3. Design gas-lift	62
IV.3.1.4. Design de pompe ESP	68
IV.3.2 Etude du Puits ODN2	74
IV.3.2.1. Les données du puits	74
IV.3.2.2. Modélisation du puits	74
IV.3.2.3. Design de la pompe ESP	76
IV.3.2.4. Design de la pompe SRP	78
IV.3.2.5. Modélisation avec PIPESIM	80

IV.4. Etude économique	83
IV.4.1. Le coût d'installation de gas-lift sur TFT69	83
IV.4.2. Le coût d'installation de pompe ESP sur TFT69	84
IV.4.3. Le coût d'installation de pompe ESP sur OND2	85
IV.4.4. Le coût d'installation de pompe SRP sur OND2	86
IV.5. Étude comparative et discussion	87
Conclusion générale et recommandations	89
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : La situation géographique TFT	03
Figure I.2 : La composition de la série stratigraphique de la région TFT	06
Figure I.3 : Les périmètres de la région de TFT	09
Figure II.1 : La courbe IPR	13
Figure II.2 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits	14
Figure II.3 : La courbes VLP	15
Figure II.4 : Inflow + Outflow performances	15
Figure III.1 : Equipement nécessaire pour l'installation gas lift	17
Figure III.2 : Type des Mandrin	19
Figure III.3 : Principe de gas lift	21
Figure III.4 : Gas lift continue et intermittent	22
Figure III.5 : Type de complétion (direct)	22
Figure III.6 : Type de complétion (indirect)	24
Figure III.7 : ESP	27
Figure III.8 : La pompe centrifuge	28
Figure III.9 : Pompe centrifuge immergée et ses composants	29
Figure III.10 : Le séparateur	30
Figure III.11 : Le protecteur	31
Figure III.12 : Moteur Electrique	32
Figure III.13 : Le câble plat	32
Figure III.14 : Le câble rond	33
Figure III.15 : Système de pompage électrique	33
Figure III.16 : Tête du puits avec connecteur électrique	34
Figure III.17 : Le chemin du fluide dans un étage	36
Figure III.18 : La courbe de performance de la pompe	37
Figure III.19 : Pourcentage des méthodes utilisées	40
Figure III.20 : Mouvement descendant / ascendant d'une pompe à piston	40
Figure III.21 : Schéma d'une unité à un balancier	42
Figure III.22 : L'unité à un balancier (modifie)	43
Figure III.23 : La Tête de cheval	43
Figure III.24 : Le contrepoids (modifie)	44
Figure III.25 : Collier de tige polie	44

Figure III.26 : Commande électrique	45
Figure III.27 : Tête de puits	46
Figure III.28 : L'encreur mécanique	46
Figure III.29 : Tête de pompage	49
Figure III.30 : Exemple numérique sur modèle de pompe	49
Figure III.31 : Exemple schématique sur modèle de pompe	50
Figure IV.1 : Historique de production de TFT69	54
Figure IV.2 : Création un nouveau projet	55
Figure IV.3 : Choix le system d'unités	56
Figure IV.4 : Choix de fluide et ces caractéristiques	56
Figure IV.5 : Choix de corrélations	57
Figure IV.6 : Choix de complétion	57
Figure IV.7 : Le modèle physique complète	58
Figure IV.8 : Vertical corrélation matching	59
Figure IV.9 : Les courbes de l'analyse nodale : VLP, IPR pour TFT69	50
Figure IV.10 : Teste de sensibilité de TFT69	61
Figure IV.11 : Deepest injection point	62
Figure IV.12 : Le débit optimum d'injection de gaz TFT69	63
Figure IV.13 : Caractéristiques de puits TFT69 et de gaz injecte	64
Figure IV.14 : Les propriété des vanne gas-lift	64
Figure IV.15 : Les résultats de design GL TFT69	65
Figure IV.16 : Graph de design gas-lift TFT69	65
Figure IV.17 : Effet de déclin de PWS sur le débit d'huile et de gaz d'injection optimum	66
Figure IV.18 : Effet de water cut et le débit de gaz injecte sur le débit produit	67
Figure IV.19 : Design de pompe	68
Figure IV.20 : La sélection de pompe	68
Figure IV.21 : Courbe de performance de pompe REDA D475N & WELL OPERATING	70
Figure IV.22 : Courbe de performance de pompe REDA D475N	70
Figure IV.23 : Choix du moteur	71
Figure IV.24 : Choix de CÂBLE	71

Figure IV.25 : Variation de débit en fonction de vitesse de pompe et de déclin Pws	72
Figure IV.26 : Variation de débit à cause d'augmentation de W_{cut} en fonction de fréquence/vitesse de pompe	73
Figure IV.27 : Historique de production de puits ODN2	74
Figure IV.28 : VLP/IPR matching du puit ODN2 (JAUGEAGE)	75
Figure IV.29 : La courbe de performance de la pompe	76
Figure IV.30 : Détermination de vitesse de pompage	80
Figure IV.31: Data matching jaugeage	81

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau I.1 : Les dates de découverte et de mise en service des périmètres de champs TFT	04
Tableau I.2 : Caractéristiques des réservoirs des champs de TFT	07
Tableau II.1 : Les problèmes rencontrés en fonction des méthodes d'activations	12
Tableau IV.1 : Données de puits TFT69 au dernier jaugeage	54
Tableau IV.2 : Les données de réservoir	58
Tableau IV.3 : Les caractéristiques des vannes gas-lift TFT69	66
Tableau IV.4 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en gas-lift	67
Tableau IV.5 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift	68
Tableau IV.6 : Les datas de puits TFT69 et de pompe	69
Tableau IV.7 : Les caractéristiques de pompe ESP choisie TFT69	69
Tableau IV.8 : Débit d'huile (sm ³ /d) en fonction de fréquence de pompe (Hz)	71
Tableau IV.9 : Les caractéristiques de moteur et de câble	71
Tableau IV.10 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP	73
Tableau IV.11 : Données du puits ODN2 au dernier jaugeage	75
Tableau IV.12 : Les datas de puits ODN2 et de pompe	76
Tableau IV.13 : Les caractéristiques de pompe ESP choisie ODN2	76
Tableau IV.14 : Les caractéristiques de moteur et de câble	77
Tableau IV.15 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit ODN2 en ESP	77
Tableau IV.16 : Données du test pour ODN2	81
Tableau IV.17 : Résultats de dernier test jaugeage	81
Tableau IV.18 : Résultat de l'analyse nodal pour le puits après l'installation de SRP	82
Tableau IV.19 : Suivie d'investissement TFT69 en gas-lift	83
Tableau IV.20 : Suivie d'investissement TFT69 en ESP	84
Tableau IV.21 : Suivie d'investissement ODN2 en ESP	85
Tableau IV.22 : Suivie d'investissement ODN2 en SRP	86

Liste des symboles et abréviations

UTM: Universal Transverse Mercator.

TPC: Tubing Performance Curves.

IPR: Inflow Performance Relationship.

IP: Index de Productivité.

VLP: Vertical Lift Performance.

GLR: Gas Liquid Ratio.

GOR: Gas Oil Ratio.

AOF: Absolute Open Flow.

ESP: Electric Submersible Pump.

TDH: Total Dynamic Head.

SG: Specific Gravity.

WC: Water Cut.

WOR: Water Oil Ratio.

VLR: Vapor Liquid Ratio.

BPD: Barrel Per Day.

VDF: Variable Drive Frequency.

VSD: variable speed drive.

PVT: Pressure Volume Temperature.

API: American Petroleum Institute.

BEP: Best Efficiency Point.

BHP: Brake Horsepower.

FBHP: Flowing Bottom Whole Pressure.

POT: Pay Out Time.

A: Aire (m²)

AMA: AMASSAK

AOFP: Absolute Open Flow Potential

D: Densité **DJW:** Djoua **GL :** Gas Lift

H : Hauteur dynamique [mètre]

HMB : Hassi Mazoula B

HMZ : Hassi Mazoula

HZS : Hassi Mazoula Sud

ID : Inside Diamètre [pouce]

IP : Index de Productivité [bbl/j/psi]
IPR: Inflow Performance Relationship
K: Perméabilité (md)
MD: Measured Depth [m]
PH: Pression Hydrostatique [Pa]
POT: Pay Out Time [jours]
Pr : Pression de réservoir [Pa]
Psép : Pression de séparation [Pa]
Pwf : Pression de dynamique [Pa]
Pwh : de tête de puits [Pa]
Pws : Pression de Fond Statique [Pa]
Q : Débit [m^3/j]
Qg : Débit de gaz [m^3/j]
Qo : Débit d'huile [m^3/j]
SG : Spécifique Gravity
SRP: Sucker Rod Pump
STB: Standard Barrel
TAM: Tamendjelt
TDH: Total dynamichead
TFN: Tifernine
TFT: Tin FouyéTabankort
TFY: Tin Foyé
TVD: True Vertical Depth [m]
V: Vitesse de fluide (m/s)
VLP: Vertical Lift Performance
VSD: Variable speed drive
Wcut : Water cut [%]
 μ : Viscosité (cp)

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction

L'exploitation naturelle d'un gisement pétrolier, dite primaire met en jeu l'énergie stocké dans le réservoir sous forme de pression dans le fluide comprimé et dans la roche (gaz-cap drive, gaz dissous et water drive). Au fur et à mesure de la production, les réservoirs commencent à s'épuiser et la capacité productrice des puits diminue. Ce déclin est provoqué par une diminution de la capacité du réservoir d'acheminer le fluide vers le puits (une chute de l'énergie d'éruption), et dans certains cas, provoqué par l'augmentation des pertes de charge dans la colonne de production.

Quand cette énergie ne répond pas aux contraintes de production malgré que les réserves en place sont importantes, des techniques de récupération dite secondaire sont introduites en vue d'améliorer le potentiel et d'augmenter la production. Dans ce but les différents systèmes d'artificiel lift peuvent être installés.

Parmi les importants champs de l'huile en l'Algérie, le champ de TFT. L'exploitation du champ été par déplétion naturelle jusqu'à ce que sa pression de gisement chute d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir une méthode d'artificiel lifting pour augmenter la récupération du champ. Parmi les méthodes de récupération secondaire les plus utilisées dans le champ TFT on trouve le gas-lift, le pompage électrique par un ESP et le sucker rod pump "Pompage par tiges"

L'objective de notre travail est de faire une étude comparative entre l'utilisation des deux méthodes; gas-lift et pompe ESP dans le champ TFT en choisissant deux puits (TFT69 et ODN2) pour faire l'étude. Logiciel utilisée pour faire la simulation de chaque méthode et leur design est le ''Software de Schlumberger PIPESIM''.

Cette étude nous permet à prendre une idée sur le fonctionnement de chaque méthode, ces avantages et ces inconvénients, les limitations d'utilisation, la sensibilité de chaque méthode aux différents facteurs techniques ainsi que les critères de choix de chaque méthode. L'analyse économique nous permet de prendre une idée sur le cout d'installation de chaque méthode.

Enfin, de donner une conclusion générale on montrant le choix de méthode la plus rentable et convenable pour les deux puits étudiés avec des recommandations d'utilisation de ces méthodes, et le choix de la méthode la plus convenable pour chaque périmètre.

L'organisation de notre travail est la suivante comme suite:

- ❖ Le premier chapitre comprend des généralités sur le champ de TFT.
- ❖ Le deuxième chapitre comprend des généralités sur l'activation et la performance des puits.
- ❖ Le troisième chapitre est fourni une présentation générale sur les méthodes de la récupération assistées.

Dans Le dernier chapitre on fait une étude de cas sur les deux puits TFT69 et ODN2.

***CHAPITRE I: GÉNÉRALITE SUR
LE CHAMP TFT***

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP TFT

I.1. Introduction

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankourt connue sous le nom de TFT, est une unité opérationnelle de la société SONATRACH, activité amont, division production créée en 1976 dans le cadre de réorganisation de l'ancien secteur d'In Aménas [1]

I.2. Position géographique

La Région de Tin Fouyé Tabankort (TFT) est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d' Illizi, plus précisément à 300 km au Nord - Ouest d' In-Amenas à 500 km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la route national N°3, à 1300 Km d'Alger et dépend administrativement de la Wilaya d' Illizi. La région se trouve sur une altitude de 432 m à une superficie de 4000 Km² selon les coordonnées suivantes :[1]

$$Y_1=310000$$

$$Y_2=3900000$$

$$X_1=3100000$$

$$X_2=400000$$

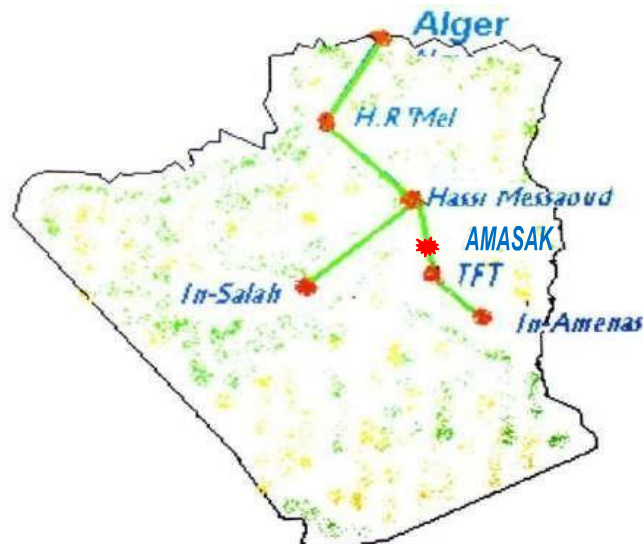


Figure I.1 :LA SITUATION GÉOGRAPHIQUE DE TFT
[1]

I.3. Historique et découverte

Les premières découvertes dans la région datent des débuts des années soixante, le premier gisement découvert est celui de TFY au 1961.

<i>Secteur sud</i>	<i>Champs</i>	<i>Date de découverte</i>	<i>Date de mise en service</i>
		<i>TIN FO YE</i>	<i>1961</i>
	<i>HASSI MAZO LA SUD</i>	<i>1963</i>	<i>1966</i>
	<i>HASSI MAZ ULA B</i>	<i>1966</i>	<i>1967</i>
	<i>TIN FOUYE NORD</i>	<i>1966</i>	<i>1966</i>
	<i>HASSI MAZOULA</i>	<i>1958</i>	<i>1965</i>
	<i>TFT ZON 100</i>	<i>1966</i>	<i>1967</i>
	<i>DJOUA OUEST</i>	<i>1966</i>	<i>1968</i>
	<i>TFT ORDO ICIEN</i>	<i>1967</i>	<i>1968</i>
	<i>TFT ZON EST</i>	<i>1968</i>	<i>1968</i>
	<i>TAMEND ELI</i>	<i>1970</i>	<i>1974</i>
	<i>AMASSAK</i>	<i>1970</i>	<i>1974</i>

Tableau I.1: Les dates de découverte et de mise en service des périmètres de champs TFT [1]

I.4. Historique de production

La région de TFT est connue par sa capacité de production de l'huile, classée la 2^{ème} région après Hassi Messaoud qui produit moyenne de :

- ✓ 10700 T/jour d'huile presque 13000 m³/ jour.
- ✓ 18500 m³/ jour d'eau.
- ✓ 3500 000 m³/ jour de gaz.

Le réservoir de TFT ordovicien (2000 m) produit la plus grande partie de la production de la région. Son exploitation a commencé en novembre 1968. Jusqu'au 1975, les puits forés étaient en nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production de l'huile en 1974 a atteint 2634000 tonnes. En raison de la diminution de pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie de réservoir, le projet de maintien de pression a été introduit en 1980. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2751651 tonnes, 4976886 tonnes en 1981 et 4410176 tonnes en 1994 et 3504200 tonnes en 1998 et 3987213 tonnes en 2004. Plusieurs techniques de récupération de l'huile ont été utilisées dans la région de TFT : récupération primaire (puits éruptif), et récupération secondaire (gas-lift, maintien de pression par injection d'eau et pompage électrique). [1]

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de

traitement de gaz. Actuellement 400 puits de l'huile sont forés dans le réservoir ordovicien de gisement TFT. [1]

I.5. Situation géologique

Étymologiquement, TFT puise son origine dans dialecte Touareg, elle se définit comme "rivière digues", signification plausible au regard du relief et configuration de la région. Du point de vue géologique le gisement de TFT se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimités par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclin, le toit du réservoir ordovicien forme un monoclin de direction Est-Ouest et de pendage Nord. La régularité du monoclin est aussi affectée par une série de failles de direction Nord-Ouest à Nord-Nord-Ouest et du Nord-Est à Nord-Nord-Est, par des culminations de la pente structurale. [1]

I.6. La composition de la série stratigraphique

La coupe stratigraphique type du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien gréseux au Turonien calcaire. L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par discordance Hercynienne, il ne reste que quelques mètres du Carbonifère et de même pour le réservoir F6 complètement ou partiellement érodé à son sommet. [1]

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.		
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile.		
			MARNEUX				
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
			IN-AKAMIL				
		ALBIEN	TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie		
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.			
	NEOCOMIEN + MALM		188	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.			
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite		
		LIAS		99	Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite		
		TRIAS	discordance hercynienne	ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.	
	PALEOZOIQUE	CARBO-NIFERE	VISEEN & TOURNAISIEN	SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.	
DEVONIEN		SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS. MELLOUKI	65	Argile, grès.	
			SERIE ARGILEUSE discordance frasnienne		154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire	
		INF	UNITE C3 - I	RESERVOIR "F6"	BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile, Pyrite
			UNITE C2 - II		TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.
			UNITE C1 - III		BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.
			UNITE B2 - IV-V		TALUS A	60	Grès, argile.
GOTHLANDIEN		GOTHLANDIEN ARGILO-GRESEUX	UNITE B2 - VI	RESERVOIR "F6"	TIGILLITES	17	Grès.
			UNITE B1 - VII		74	Grès, argile.	
			UNITE A - VIII		BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.
			UNITE M2 - IX		FORMATION D'ATAFAITAFI	54	Argile, grès.
			UNITE M1 - X		56	Grès, argile.	
			GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.	
	CAMBRO-ORDOVICIEN		UNITÉ IV - 3		"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.
UNITÉ IV - 2		24	Argilo-gréseux.				
UNITÉ III - 3		FORMATION D'IR TAHOUTE	17	Grès, argile. Tigillites.			
UNITÉ III - 2		"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.			
SOCLE					Roches éruptives (gabbro).		

Figure I.2: LA COMPOSITION DE LA SÉRIE STRATIGRAPHIQUE DE LA RÉGION TFT [1]

I.6.1. Caractéristiques pétro-physiques

Le réservoir de TFT se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétro-physiques. Il est surmonté par les argiles Siluriennes qui donnent lieu à un contact franc. Le mur de réservoir est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV. Les accumulations principales d'huile et de gaz appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2, ainsi qu'aux grès C1, C2, C3 de réservoir F6 du Dévonien. [1]

Le complexe terminal (Unité IV-3 et IV-2) qui est le réservoir principal de la région, est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire. Il repose sur les formations antérieures par l'intermédiaire d'une surface de ravinement et se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur et de faciès entraînant des caractéristiques pétro-physiques variables. [1]

	Réservoir	Profondeur moyenne (m)	Hauteur total (m)	Hauteur utile (m)	Porosité (%)	Perméabilité (md)	Pg actuel (Kg/cm ²)	Pg initial (Kg/cm ²)
TFT-ordo	Ordovicien	2050	25	15	8,7	60	165	202
TFT-dévo TFN	Dévonien	1400	50	15,5	19,5	560	115	130
TAM-ord	Ordovicien	2125	19	13	9	80	198	209
TAM-dévo	Dévonien	1550	13	9,5	17,9	380	136	145
AMA SSA K	Ordovicien	1970	16	13	9	60	183	202
	Dévo-III	1688	46	20	15	80	150	170
	Dévo-VIII	1805	55	15	15	80	166	177
	Dévo-X	1915	51	10	15	80	171	180
TFY	Dévonien	1300	60	24	17,5	525	115	126
HM Z Nord	Dévonien	1560	5	3,5	17,4	15	144	146
HMZ Sud	Dévonien	1350	100	24	14,3	60-450	125	138,5
HM Z B	Dévonien	1500	19	9,5	17,3	80	142	146

Tableau I.2: Caractéristiques des réservoirs des champs de TFT [1]

I.6.2. Aspect structurel

Le gisement de TFT se présente comme un système de compartiment longitudinal, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclin. Le toit du réservoir forme un monoclin de direction Est-Ouest et de pendage Nord, la régularité de monoclin et aussi affecté par une série de faille de direction Nord-Ouest à Nord Nord- Ouest et Nord-Est à Nord Nord-Est. Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60 m ont été mises en évidence dans la partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30 m. Quant au mur, il est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur). Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importants sont IV-3 et IV-2 appelés complexes terminal. Ce complexe est constitué par dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importantes variations de faciès, d'épaisseur de lithologie et de caractéristique pétro- physiques. L'analyse de la carte en isobare au toit de l'ordovicien et mur de la roche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocks. [1]

I.6.3. Aspect stratigraphique

La coupe stratigraphique du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien gréseux Turonien calcaire. L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ, en remarque néanmoins dans certaines zones que le paléozoïque est profondément entamé par l'érosion hercynienne, par conséquent il ne reste quelque mètre de carbonifère. [1]

I.6.4. Aspect pétrolier

Les accumulations principales de l'huile et de gaz qui en fait de la région l'un des plus grands gisements du pétrole en Algérie, appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2 de l'ordovicien avec une immense quantité de l'huile en place à l'origine associé un gaz cup important. [1]

I.6.5. Caractéristiques de la roche mère

Les principales sont les argiles du Gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300m. Les argiles de l'ordovicien, du dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques des roches mères, mais elles sont de moindres importances. [1]

I.6.6. La roche réservoir et couverture

Le réservoir de TFT se caractérise par l'importante variation d'épaisseur, de faciès et de Caractéristiques pétrophysiques. Les accumulations principales de l'huile et de gaz appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2 de l'ordovicien et surmontés par les argiles siluriennes (couverture). [1]

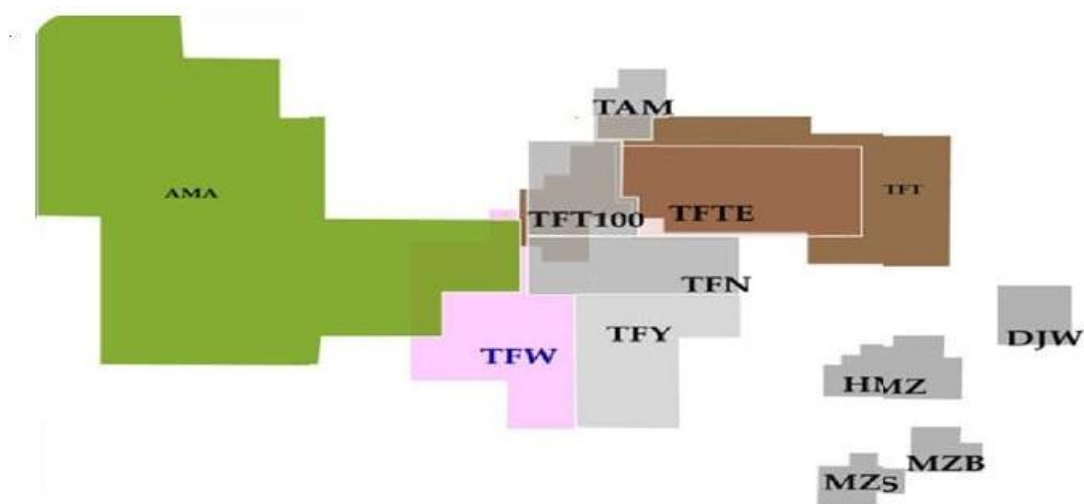


Figure I.3: LES PERIMETRES DE LA REGION DE TFT [1]

CHAPITRE II : ACTIVATION ET PERFORMANCE DES PUIITS

CHAPITRE II : ACTIVATION ET PERFORMANCE DES PUITES

II.1. Introduction

Artificiel lifting ou activation artificielle est une technique d'activation des puits qui est utilisé dans les puits non éruptif ou peu éruptif. C'est à dire que l'énergie naturelle de puits n'est pas suffisante pour remonter le fluide de réservoir jusqu'a la surface, elle ce fait par plusieurs techniques soit par le système de pompage par la pompe submersible électrique (ESP) ou par une pompe hydraulique ou Sucker Rod Pump (SRP); ou par le système de gas- lift. Alors que la formule de la pression hydrostatique explique La théorie de ces deux systèmes, le premier augmente la hauteur hydrostatique H et le deuxième réduit la densité de fluide de réservoir.

$$P_h = \frac{H \times d}{10.2} \quad (\text{II.1})$$

Ph : La pression hydrostatique de la colonne de production(bar).

H: La hauteur dynamique (m).

d : La densité de fluide de réservoir.

II.2. Les procédés d'artificiel lifting:

Il existe principalement deux familles de procédés d'activation: le pompage et le gas lift.

II.2.1. Le pompage :

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place une pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement. On distingue plusieurs techniques de pompage. [2]

II.2.1.1. Le pompage par tige ou sucker rod pump (SRP) : Une pompe de fond à piston est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va- et- vient.

II.2.1.2. Le pompage par pompe centrifuge électrique immergée (E.S.P): En fond de puits, un moteur électrique alimenté depuis la surface par un câble, entraîne une pompe centrifuge multi-étage. [2]

II.2.1.3. Le pompage hydraulique: C'est une pompe de fond à piston est accouplée à un moteur hydraulique à piston actionné depuis la surface par circulation de l'huile sous

pression. [2]

II.2.2. Le gas-lift :

Généralement le gaz est injecté par l'annulaire vers le tubing (en quantité suffisante et suffisamment bas), on allège l'effluent dans le tubing et on diminue ainsi la contre pression hydrostatique du fluide qui s'exerce sur le gisement. [2]

II.3. Critères de choix d'un procédé d'activation

Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaine étude technique et économique, qui permet en fin de réaliser un projet rentable ;

- ❖ Du côté économique, le problème qui se pose c'est de déterminer quel système d'activation permet de récupérer l'huile le plus vite et avec une grande quantité, et à moindre coût.
- ❖ Pour ce qui concerne le côté technique, on doit au préalable, et sans priori d'étudier les différents procédés possibles, et de déterminer quel est parmi eux qui est le plus compatible avec les spécifications de production requises ; pour cela, il est nécessaire de prendre en considération les points suivants :
 - ✓ La source d'énergie nécessaire au procédé, sa disponibilité (gaz, électricité), et son rendement énergétique.
 - ✓ La faisabilité de procédé, c'est-à-dire de voir est-ce qu'il répond aux exigences d'exploitation avec ses propriétés ; tel que : le débit de liquide à produire, hauteur de refoulement pour les pompes, profondeur de puits, pression de fond, etc.
 - ✓ Diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

Environnement générale : normes de sécurité, environnement industriel ou civile, puits isolés ou non, [2]

II.4. Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation

Le tableau suivant montre les différentes problèmes possible a rencontrés au puits en fonction de la méthode d'activation GL, ESP ou SRP.

Méthodes d'activation			
Problèmes	GL	ESP	SRP
Sable	<i>Bon</i>	<i>Mauvais</i>	<i>Mauvais</i>
GOR élevé	<i>Excellent</i>	<i>Bon (si rotary gaz. séparateur)</i>	<i>Médiocre</i>
Puits dévié	<i>Bon</i>	<i>Bon</i>	<i>Passable</i>
Débit élevé	<i>Excellent</i>	<i>Excellent</i>	<i>Passable</i>
Profondeur	<i>Bon</i>	<i>Moyen</i>	<i>Moyen</i>
Simplicité de conception	<i>Oui</i>	<i>Moyen</i>	<i>Oui</i>
Souplesse pour les débits	<i>Bon</i>	<i>Bon (si variateur de fréquence)</i>	<i>Moyen</i>
Présence des dépôts	<i>Moyen</i>	<i>Moyen</i>	<i>Médiocre</i>
Présence de gaz libre	<i>Excellent</i>	<i>Moyen (si gaz. séparateur)</i>	<i>Mauvais</i>
Effluent visqueux	<i>Possible(peu utilise)</i>	<i>Possible (si viscosité <200 cp)</i>	<i>Oui (le plus utilisé)</i>

TableauII.1: Les problèmes rencontrés en fonction des méthodes d'activations [2]

II.5. Performances des puits

Le point de fonctionnement d'un puits est le point d'intersection de deux courbes, la courbe de performance du réservoir (**inflow**) et la courbe de performance de tubing (**outflow**).

Les performances "internes et externes" du réservoir (Inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Ceci est l'application de la loi des nœuds ou l'analyse nodale qui signifie que tout ce qui entre dans le nœud est égal à celui qui sort (inflow = outflow). [2]

II.5.1. Inflow performance relationship-IPR

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétro physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. [2]

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

II.5.1.1. La méthode de l'IP : (l'indice de productivité)

Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle l'indice de la productivité sera constant. Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera où fur et à mesure que le gaz sort de la solution. Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, il a été le premier à comprendre la pleine signification de cette baisse de l'indice de productivité. Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} en fonction du

débit Q , c'est l'IPR. [2]

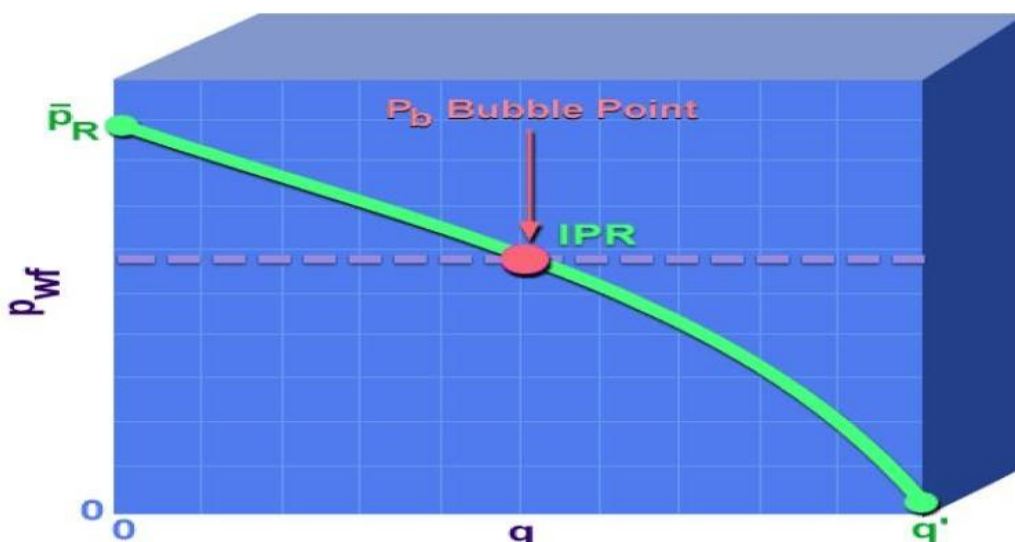


Figure II.1: LA COURBE IPR [2]

Parce que la pression du réservoir sera généralement en déplétion par la production, l'IPR de la vie d'un puits est démontré par une famille de courbes qui diminue vers l'origine.

Chaque courbe représente la relation entre la pression et le débit à une pression de réservoir donnée. [2]

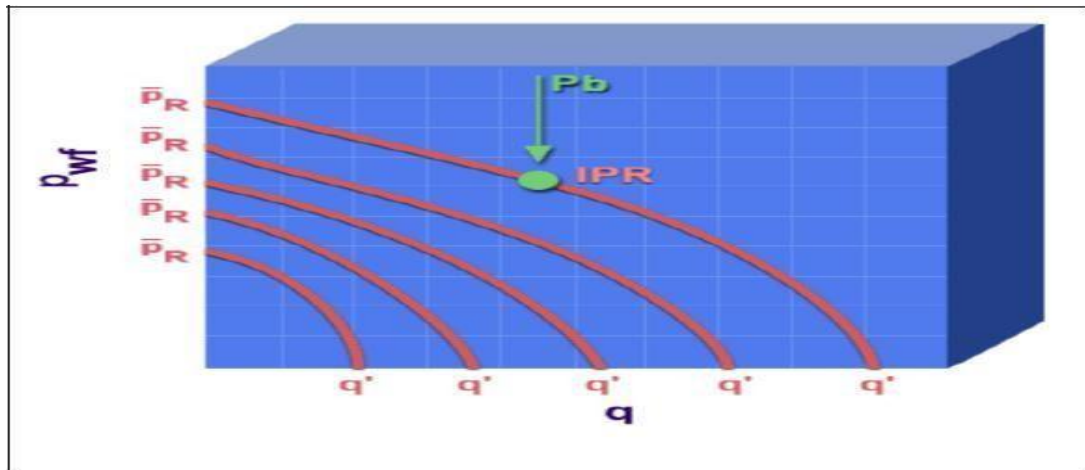


Figure II.2 : LA VARIATION DE L'IPR SUR LA VIE D'UN Puits [2]

Les extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne P_r à un débit compris entre zéro, et le débit maximal Q qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement au fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

Au-dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile ce qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

II.5.2. Vertical Lift Performance

La courbe de tubing (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour des différents débits liquides.

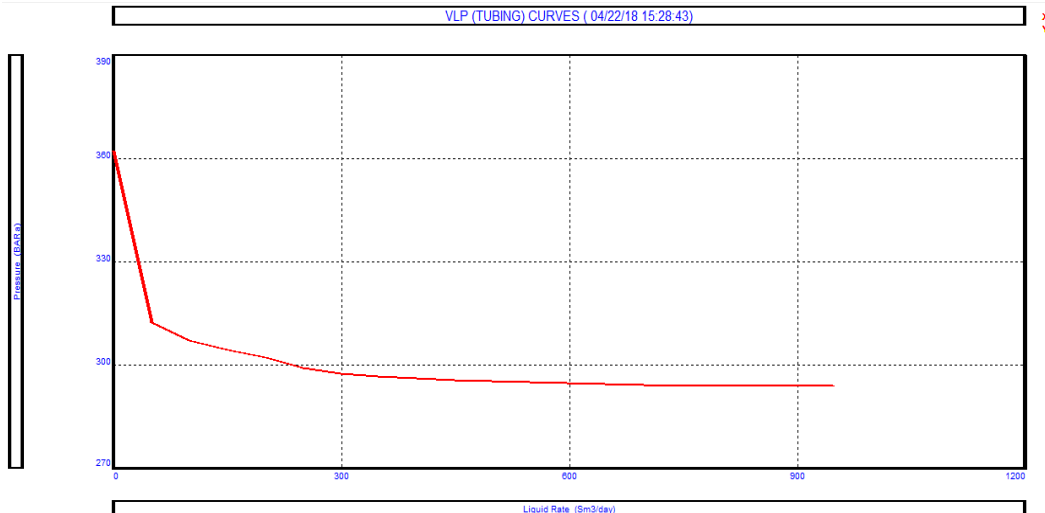


Figure II.3: LA COURBE VLP

II.5.3. Le point de fonctionnement du puits

Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir, et la réponse du tubing. Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (**Q, Pwf**).

Ce point se change suite au changement de l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres. [2]

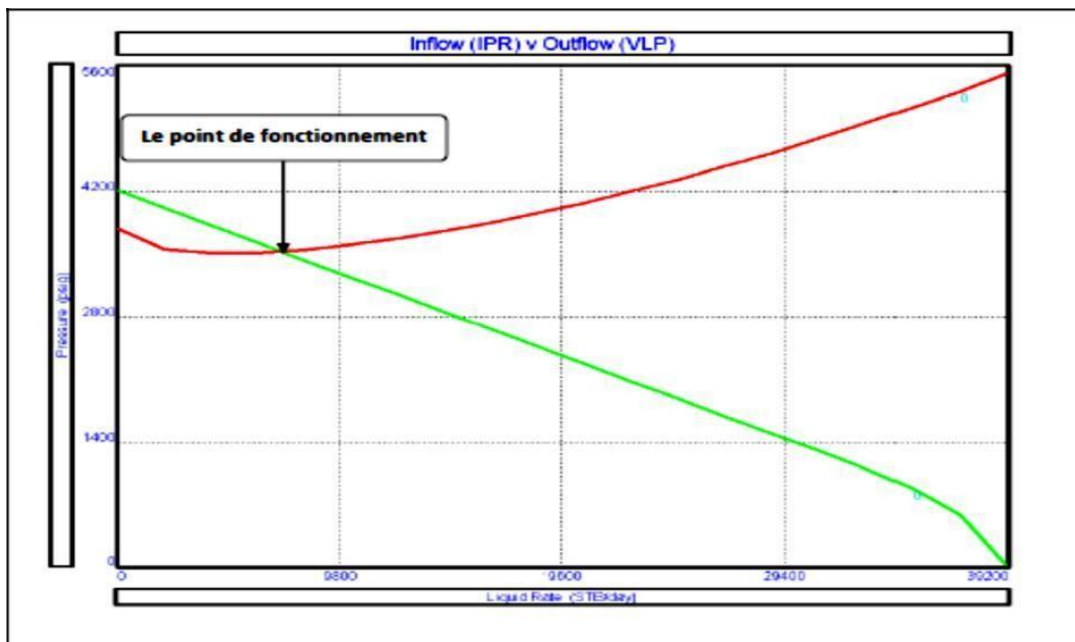


Figure II.4: INFLOW + OUTFLOW PERFORMANCES

CHAPITRE III : LES MÉTHODES DE RÉCUPÉRATION ASSISTÉE

CHAPITRE III : LES MÉTHODES DE RÉCUPÉRATION ASSISTÉE

III.1. Introduction

Après la découverte d'un gisement pétrolier et mise en exploitation, certains problèmes non connus apparaîtront au fur et à mesure de la mise en production des puits qui vont certainement influencer d'une façon négative sur le rendement du gisement, donc il faut connaître les causes de ces problèmes et définir les remèdes adéquates.

Parmi ces contraintes, on peut citer :

- Les venues d'eau, percées de gaz.
- Les dépôts de sel, asphaltes, sulfates de calcium/baryum, dans le fond des puits, des tubings et les duses.
- Dépôts de sédiments et venues de sable qui s'entassent au fond et créent la baisse des niveaux des horizons producteurs, ainsi que la détérioration des équipements des puits.

Dans ce travail, nous expliquons trois solutions qui consistent à l'activation des puits pétrolier par gaz lift, la pompe immergée et la pompe à tige afin de maintenir la production.

III.2. Gaz lift

Le gas-lift est un moyen d'activation de puits au principe très simple. L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz qui réduit la densité de la colonne de fluide dans le tubing, nécessite un conduit de la surface jusqu'au point d'injection. Ce conduit peut être un petit tube concentrique au tubing, un tube parallèle ou l'annulaire entre le tubing et le casing.

Une autre manière de définir le gas-lift est de le considérer comme un moyen d'amener de l'énergie en fond de puits et de le transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface. [3]

III.2 .1. L'équipement du gas-lift

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. [3]

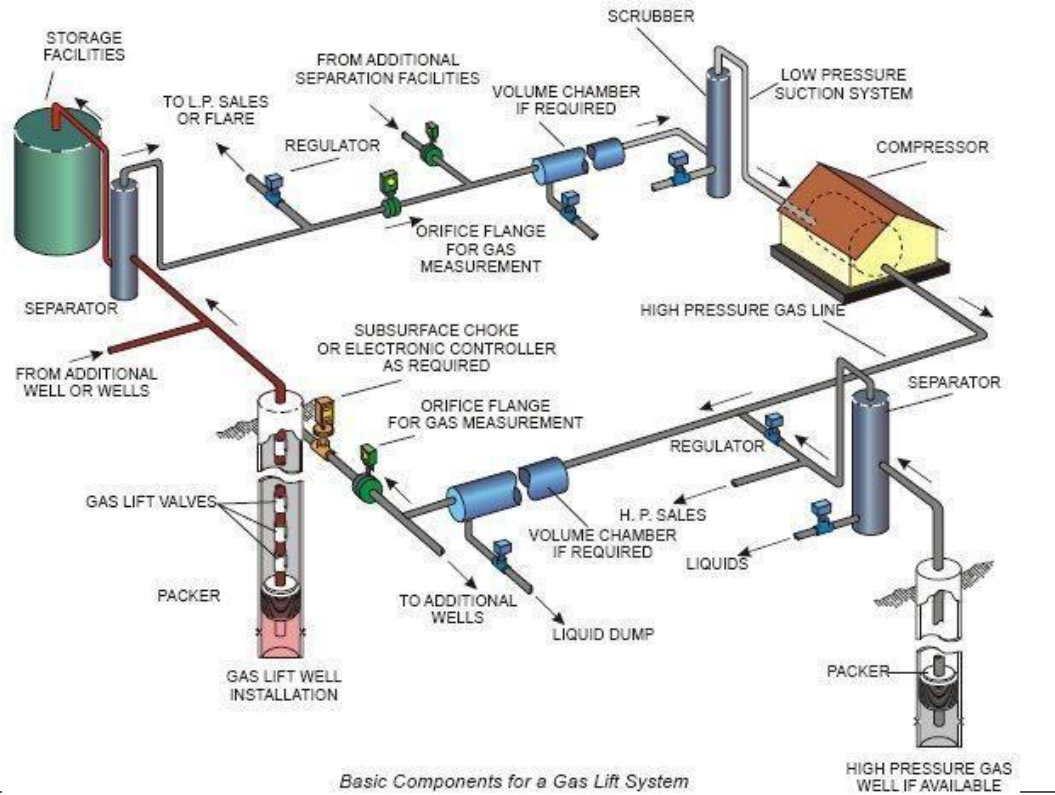


Figure III.1: EQUIPEMENT NECESSAIRE POUR L'INSTALLATION GAS-LIFT.
[4]

III.2.1.1. Equipement de surface

L'équipement de surface se compose de ; dispositifs de mesure, dispositifs d'injection, et la ligne de gas lift qui permet l'acheminement de gaz d'injection depuis la source jusqu'au puits, cette ligne renferme plusieurs vannes qui permettent en générale, l'isolement d'une partie ou l'ouverture à la torche suivant leur emplacement. [3]

III.2.1.1.1. Dispositif d'injection

Représenté par une duse réglable placée sur la conduite d'arrivée du gaz avant la vanne d'annulaire, permet d'assurer et de régler le débit de gaz injecté.

III.2.1.1.2. Dispositif de mesure

En surface le système d'injection doit être équipé par de dispositifs de mesure, et ceci pour le bon fonctionnement du système de gas lift, les paramètres à mesurer sont la pression et le débit d'injection.

Les dispositifs de mesure sont les manomètres (pour mesurer les pressions tbg et csg), et un dispositif de mesure de débit représenté par l'orifice de DANNIEL et un enregistreur de type BARTON. [3]

III.2.1.1.3. L'équipement de déshydratation

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coings d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG). [3]

III.2.1.2. Equipement de fond

L'équipement de fond comprend les mandrins, les vannes de gas lift et autre équipements spécifique à usage particuliers.

III.2.1.2.1. Les mandrins

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

- Mandrins conventionnels.
- Mandrins à poche latérale (side pocket mandrel).
- Mandrins pour vannes concentriques. [3]

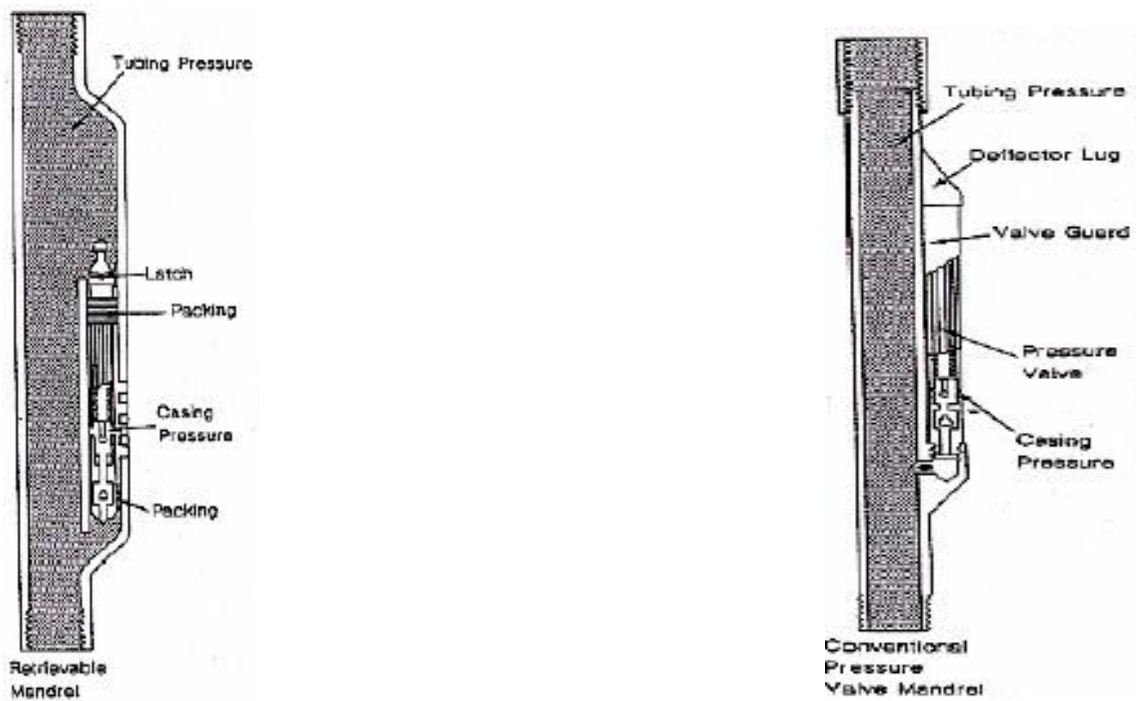
❖ Mandrins conventionnels

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond (WO ne coûte pas très chère). [3]

❖ Mandrins à poche latérale

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de wireline. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline. [3]



a) : Mandrin conventionnel

b) : Mandrin à poche latérale

Figure III.2: TYPE DES MANDRIN.

❖ Mandrins avec vanne concentrique :

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire.

La vanne concentrique peut :

- Soit être intégré au mandrin ;
- Soit être mise en place par travail au câble.

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple. [3]

III .2.1.2.2. Les vannes de gaz lift

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide, ou une combinaison des deux.

Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (Side Pocket Mandrel). IL y'a 3 types des vannes:

- Unloading valve
- Circulating valve
- Dummy valve
- L'orifice. [3]

III.2.1.3. Autres équipements spécifiques

Parmi ces équipements on a :

- **Clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation il est indispensable en gas lift intermittent lorsque les puits sont fortement déplétés.
- **Sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **Tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer un quelconque danger au dernier casing. [3]

III.2.2. Principe de gaz lift

Le principe de gas lift est reposé sur l'injection de gaz depuis la surface, à travers l'annulaire avec un débit et une pression bien déterminé ; le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing ; et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne de l'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus. [4]

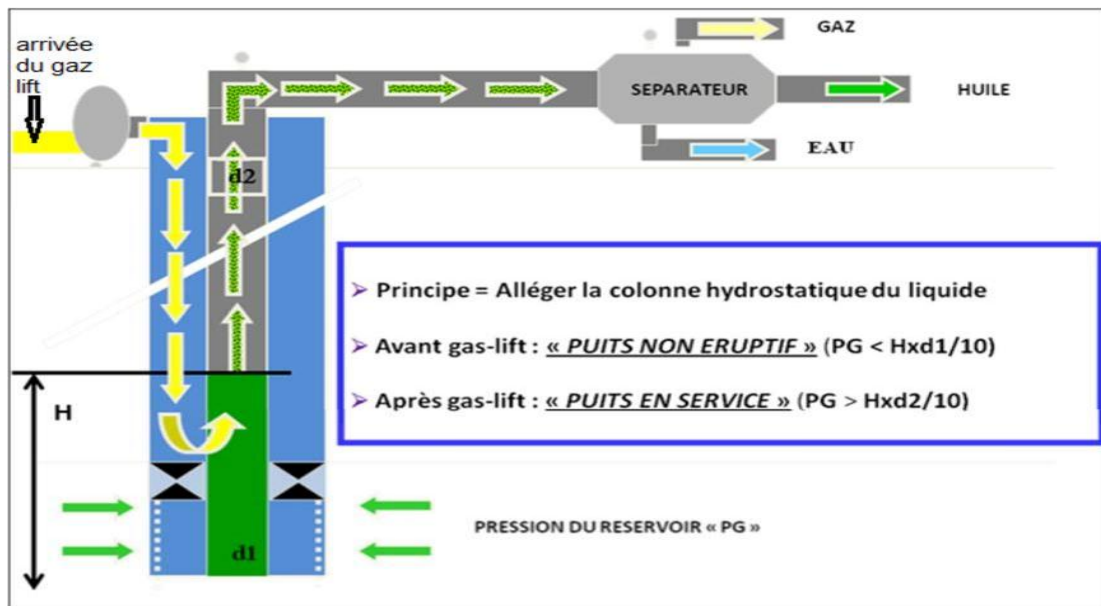


Figure III.3: PRINCIPE DE GAZ LIFT. [4]

III.2.3. Types de gaz lift

III.2.3.1. Classification suivant le mode d'injection

III.2.3.1.1. Gas lift continu

Le gas lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif. [3]

III.2.3.1.2. Gas lift intermittent

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse 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 redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [3]

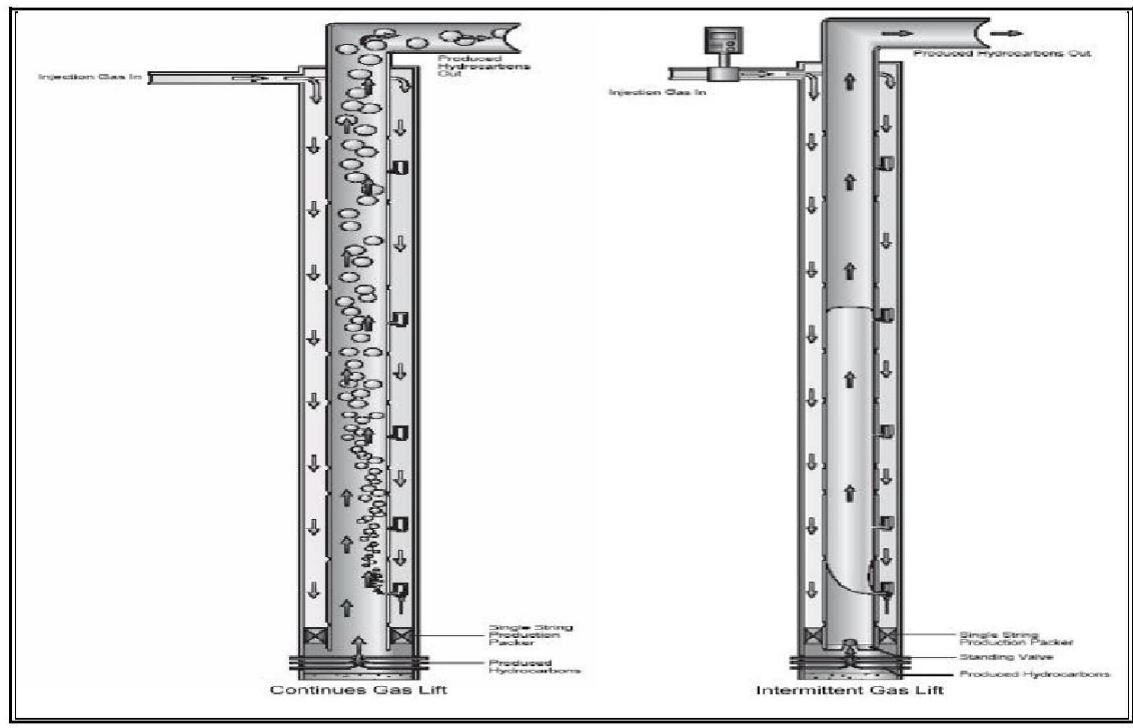


Figure III.4: GAZ LIFT CONTINUE ET INTERMITTENT. [5]

III.2.3.2. Classification en fonction de la complétion

III.2.3.2.1. Gas lift direct

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement. [3]

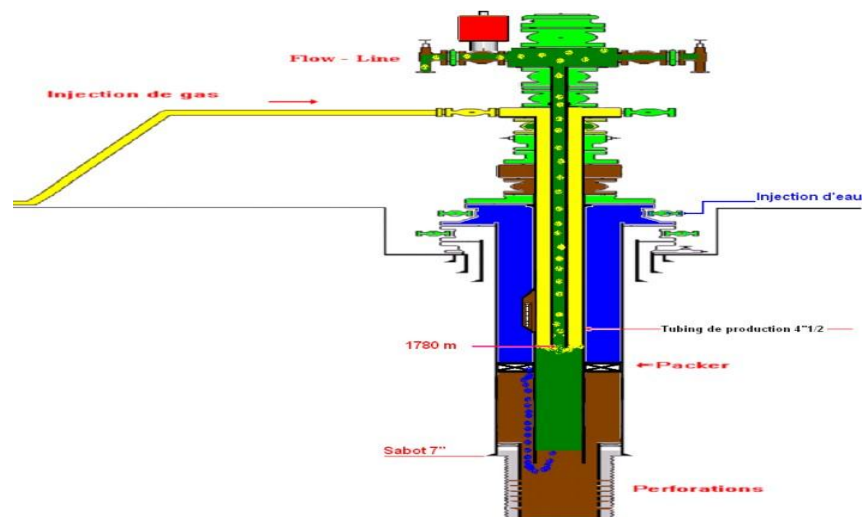


Figure III.5: TYPE DE COMPLETION (DIRECT). [4]

III.2.3.2.2. Gas lift indirect

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production

- **BTubing concentrique (concentric tubing string)** ; l'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing- macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4." [3]
- **Production par le casing et injection par le tubing**; cette technique convient au débit d'injection plus grand. Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :
 - ✓ Il est possible de faire des mesures sur le côté effluent.
 - ✓ Nécessite un très grand volume de gaz.
 - ✓ Le design de l'équipement est très spécial.
 - ✓ N'est pas adapté au gas lift intermittent. [3]
- **Gas lift double** : pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée ; le problème de ce type de gas lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes. [3]
- **Gas lift parallèle** : ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit ; il est utilisé dans le cas où :
 - ✓ Le gaz d'injection corrode le casing.
 - ✓ Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing
 - ✓ Comme injecteur de gas lift. [3]
- **Auto gas lift** : ce type de gas lift représente un cas très particulier, puisqu'il est lié au type de complétion et à la nature de réservoir (existence d'un gas cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous terrain ; des perforations au droit de la zone gas cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecte depuis la surface. [3]

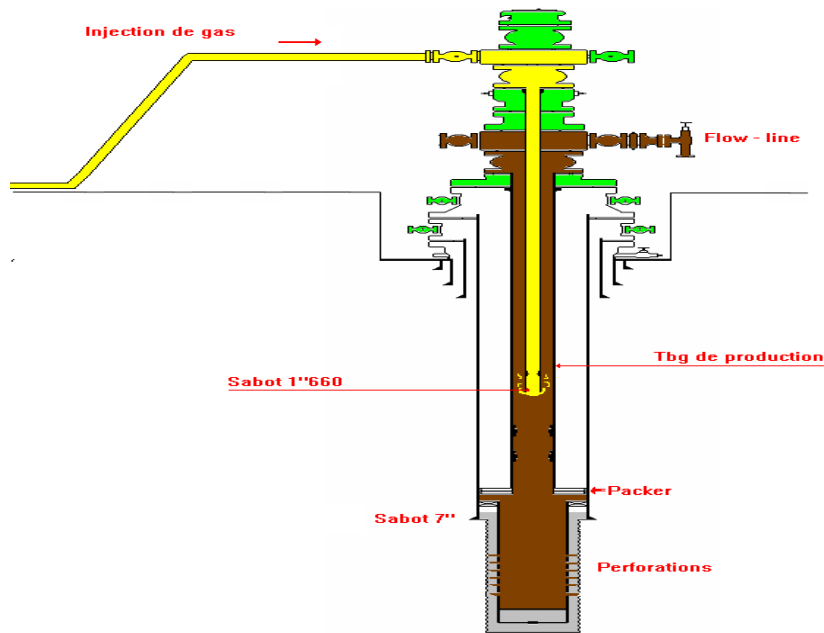


Figure III.6: TYPE DE COMPLETION(INDIRECT). [4]

III.2.4. Caractéristiques

Le gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou on shore et surtout ceux à GLR élevé.

La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.

De même, les puits en gaz-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) et qui nécessitent une reprise (work over). Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile.

Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est décomprimé pour son utilisation dans le circuit gaz lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir. [3]

III.2.5. Limites d'utilisation de gas- lift continu et l'intermittent

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP \geq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$), par contre le gaz lift intermittent c'est plus adapté aux puits à faible indice de productivité ($IP \leq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$).

D'une façon pratique, on constate que :

- Le gaz lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000 m³/j.
- Le gaz lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m³/j.
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m³/j, on préfère faire produire un puits à faible IP en diminuant le diamètre de la colonne de production au profit de l'augmentation de la vitesse de remontée du fluide.
- Le gaz lift intermittent est la seule technique de gaz lift possible dans les puits bons producteurs mais à faible pression de fond pour cause de pression de gisement faible au départ ou puits fortement déplétés.
- En résumé, dans le domaine de gaz lift 95% des puits produisent par gaz lift continu.[3]

III.2.6. Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer :

- La pression en tête de puits (well head pressure)
- La pression de gaz à injecter
- Profondeur d'injection de gaz
- L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S). [3]

III.2.7. Utilisation de gaz- lift

Le gaz lift est principalement une méthode d'activation des puits, et ça n'empêche pas de l'utiliser pour des autres fonctions s'il est possible. On peut citer:

- La mise en production des puits non éruptifs
- Démarrage des puits éruptifs ; puisqu'il peut jouer le rôle d'un bouchon d'azote, cette technique est utilisée généralement pour les puits insuffisamment éruptifs équipés en gaz lift ou possédant des WOR élevés, et aussi pour les puits d'eau.
- Décharge d'un puits injecteur.
- Augmentation de la production pour les puits éruptifs. [3]

III.2.8. Les avantages et les inconvénients**III.2.8.1. Principaux avantages de gaz-lift**

- Bien adapté aux débits moyens et élevés.
- Bien adapté aux puits à bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Equipement de puits simple, avec des vannes de gaz lift récupérable par le wireline (condition de fonctionnement pouvant être modifiées sans remonter du tubing).
- Investissement initial pouvant être bas si source de gaz à haute pression est disponible (comme pour le cas de HRM ou il n'y a pas nécessité d'installer des compresseurs).
- Pas de problème de la production avec présence de sable.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion) en même temps que le gaz.
- Convient aux puits déviés (et même horizontal).
- Bien adapté lorsqu'il s'agit de démarrer le puits.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°. [3]

III.2.8.2. Principaux inconvénients de gaz lift

- ❖ Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité par fois de changer la méthode d'activation en fin de vie de puits.
- ❖ Volumes nécessaire d'injection de gaz pouvant être excessif pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- ❖ Nécessité de gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et augmente les risques (sécurité).
- ❖ Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- ❖ Installation de traitement de gaz (déshydratation, adoucissement) pouvant alourdir les frais occasionnés par la compression.
- ❖ Problème de moussage pouvant être augmenté. Rendement assez faible surtout pour les puits profonds. [3]

III.3. Les pompes électriques submergées

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs déplités qui ont un haut water-cut et un GOR bas.

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une pompe centrifuge sur la colonne de production, qui sont connectés au mécanisme du contrôle de la surface et un transformateur par un câble électrique.

Comme il est montré dans la figure (III.7), Les composants du fond sont suspendus au tubing au- dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est

localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (Intake) ou séparateur du gaz et la pompe. Le câble électrique est rayé au tubing et branché dans le sommet du moteur. [9]

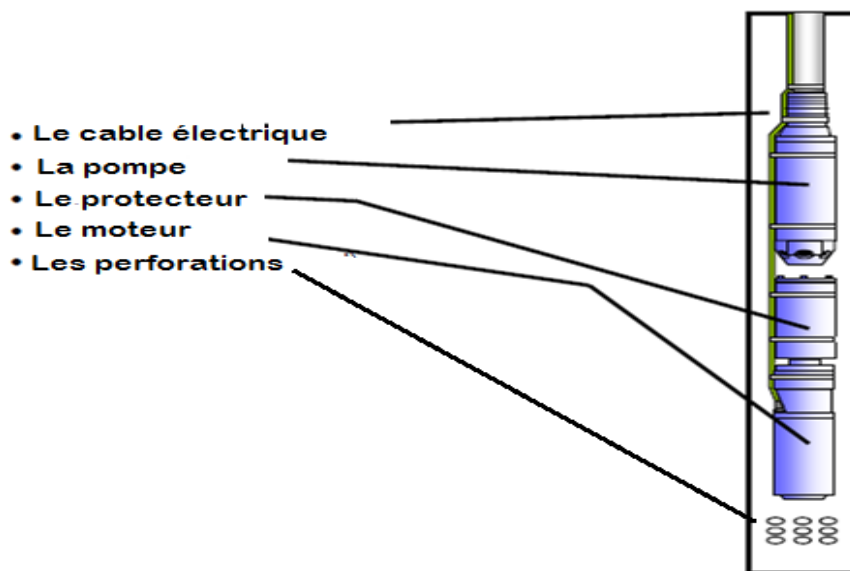


Figure III.7: ESP [10]

III.3.1. Les équipements de fond d'ESP

III.3.1.1. La pompe centrifuge

Une Pompe Centrifuge est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de la production.

❖ Les composants de la pompe centrifuge

Le schéma de la pompe est représenté ci-contre sur la figure (III.8):

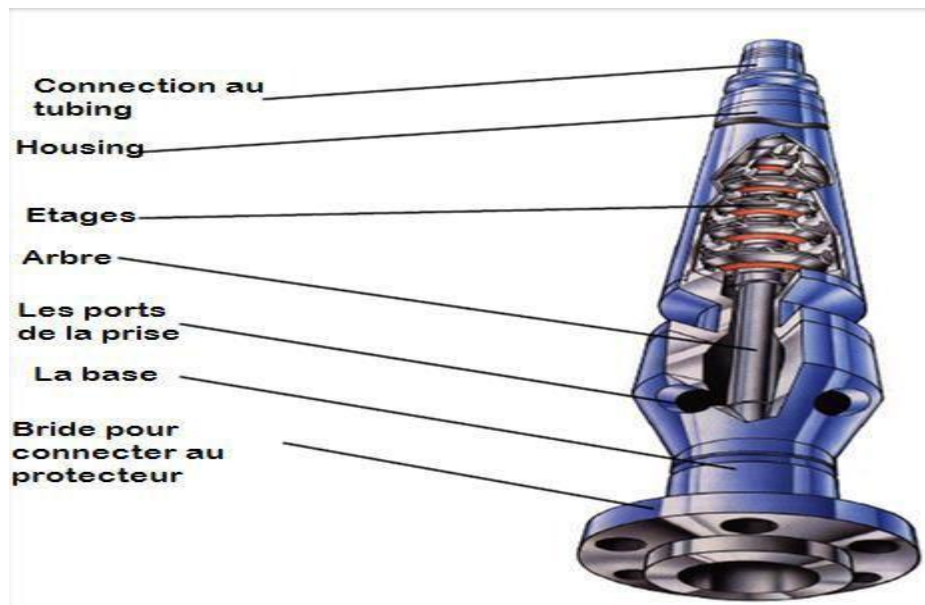


Figure III.8: LA POMPE CENTRIFUGE [10]

- **Rotor (Impeller) :** Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au tr/min du moteur. Comme le rotor tourne il donne une force centrifuge au fluide de la production,
- **Le diffuseur (Diffuser) :** Le diffuseur dirige le fluide vers le prochain rotor et il ne tourne pas.
- **Les étages (Pump Stage) :** Un étage de la pompe est formé d'un rotor et d'un diffuseur.
- **L'arbre (Shaft) :** L'arbre de la pompe est connectée au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné au tr/min du moteur.
- **La prise (Intake) :** La prise (Pump intake) est attachée à la fin inférieure du logement de la pompe (pump housing) son rôle est de fournir un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur.

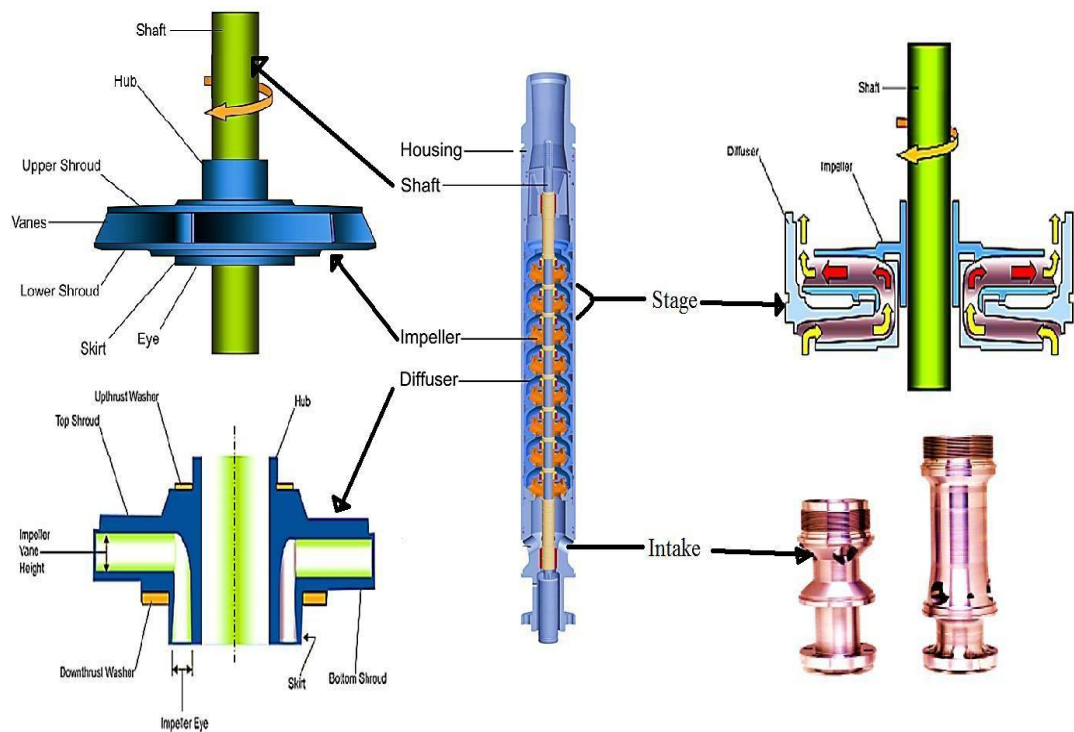


Figure III.9: POMPE CENTRIFUGE IMMERGÉE ET SES COMPOSANTS [10]

III.3.1.2. Le séparateur

III.3.1.2.1. Le but

Dans les puits avec haut GOR les Séparateurs de gaz remplacent les prises de la pompe standard (intake) et aident à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre le premier étage. Cela aide à éliminer le gaz-locking et à étendre le domaine d'application des systèmes d'ESP.

III.3.1.2.2. Les composants de séparateurs

- Gaz Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (HAVA)
- Chambre de Séparation
- Intake
- Arbre (Shaft).

Le schéma de séparateur est représenté sur la figure (III.10) :

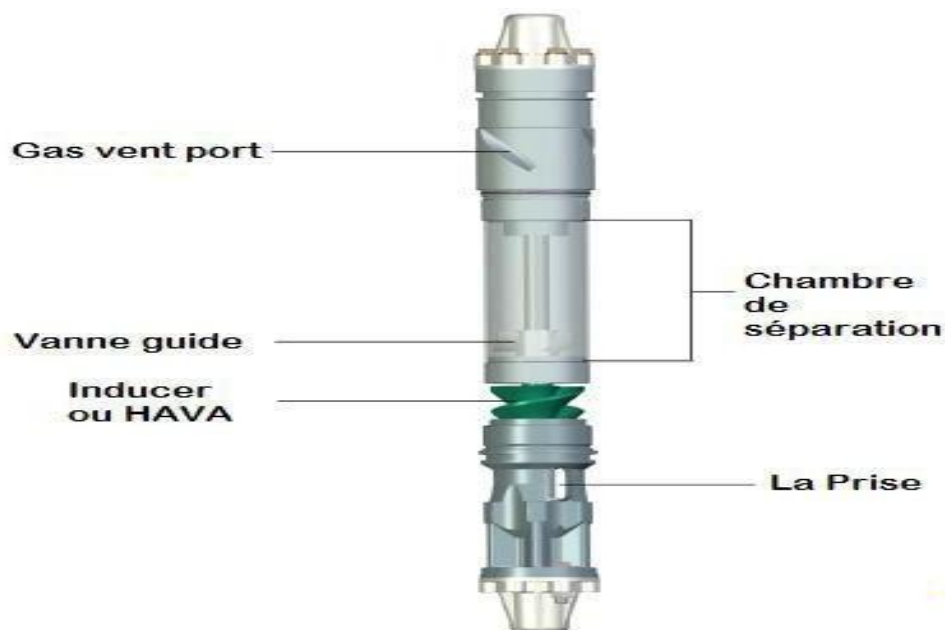


Figure III.10: LE SEPARATEUR [11]

III.3.1.3. Le protecteur

III.3.1.3.1. Les composants du protecteur

- Joints d'étanchéité mécanique (Mechanical Seals).
- Sac élastomère (Elastomer Bag).
- Chambre labyrinthe (Labyrinth Chamber).
- Coussinet (Thrust Bearing).
- Echangeur de température (Heat Exchanger).

III.3.1.3.2. Le rôle du protecteur

La section de protecteur est située entre la pompe et le moteur. Son but essentiel est d'isoler le moteur du fluide produit. La construction du protecteur permet:

- L'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur.
- Fournir un espace pour la dilatation et la contraction de l'huile du moteur (dilatation thermique à partir de la température de fond plus la température du moteur).
- Protéger l'huile du moteur de la contamination avec le fluide produit : deux joints d'étanchéité mécanique (figures III.11 et 12) fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre.
- Absorbe-le stress généré par la pompe et dissiper la chaleur produit du stress.

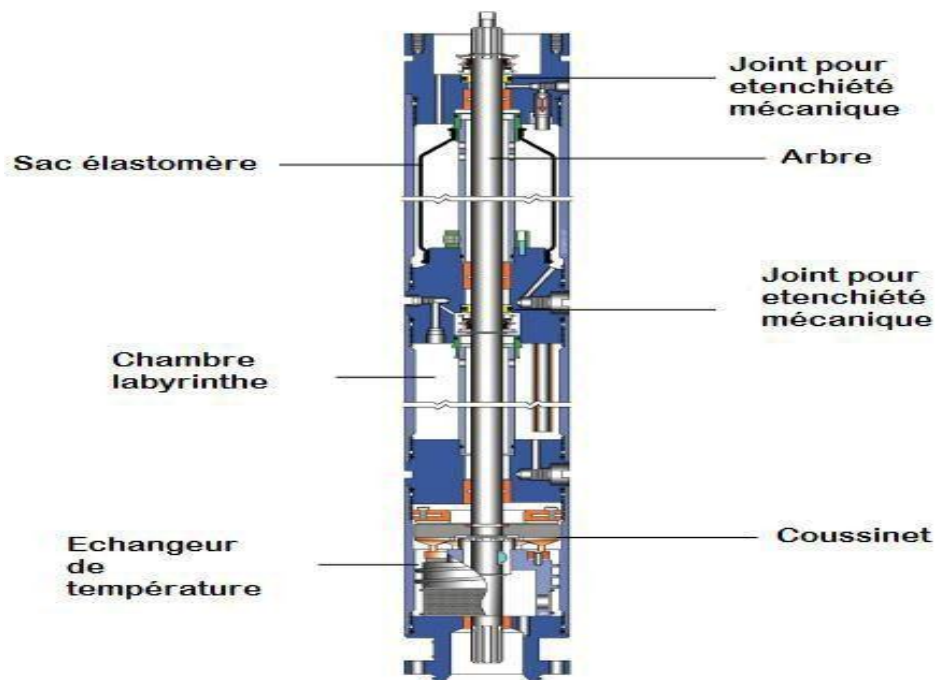


Figure III.11: LE PROTECTEUR [11]

III.3.1.4. Le moteur

Le rôle essentiel du moteur est de convertir l'énergie électrique dans le moteur au mouvement qui va tourner l'arbre. L'arbre est connecté à la pompe à travers le protecteur et le séparateur.

Les moteurs électriques dans l'ESP sont généralement des moteurs à deux pôles, triphasé, de type à induction

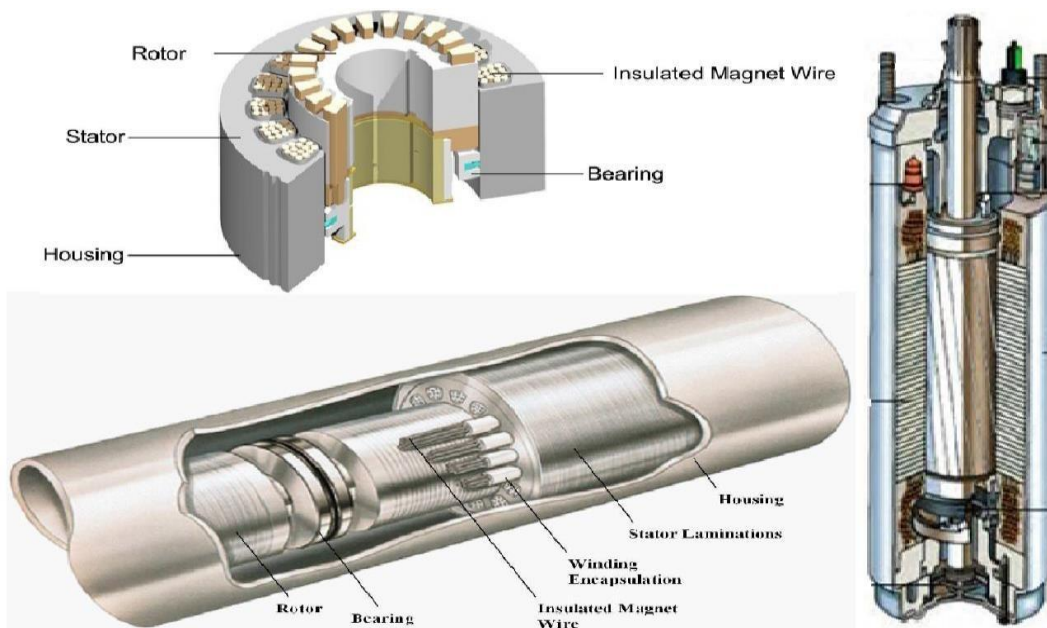


Figure III.12: MOTEUR ELECTRIQUE [11]

III.3.1.5. Le câble

Le câble électrique de l'ESP transmet l'énergie électrique requis au moteur, ce câble est spécialement construit pour les applications aux environnements au fond des puits. La plupart des câbles sont composés au moins de quatre (04) éléments suivants : conducteur, isolant, jaquette et armure (protection mécanique assuré par un blindage d'asservissement en acier ou en monel. [9]



1=Armour, 2=Braid, 3=Barrier layer, 4=Jacket, 5=Conductor/insulation gas block, 6=Conductor

Figure III.13: LE CABLE PLAT [10]



1=Armour, 2=Jacket, 3=Basic insulation, 4=Physical filler, 5=Conductor

Figure III.14: LE CABLE ROND [10]

III.3.2. Equipement de surface

Le matériel de surface pour une installation typique est illustré sur la figure (III.15). Une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que : ampèremètre –enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuterie de démarrage et des arrêts. Des transformateurs sont construits pour convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de tension de moteur.

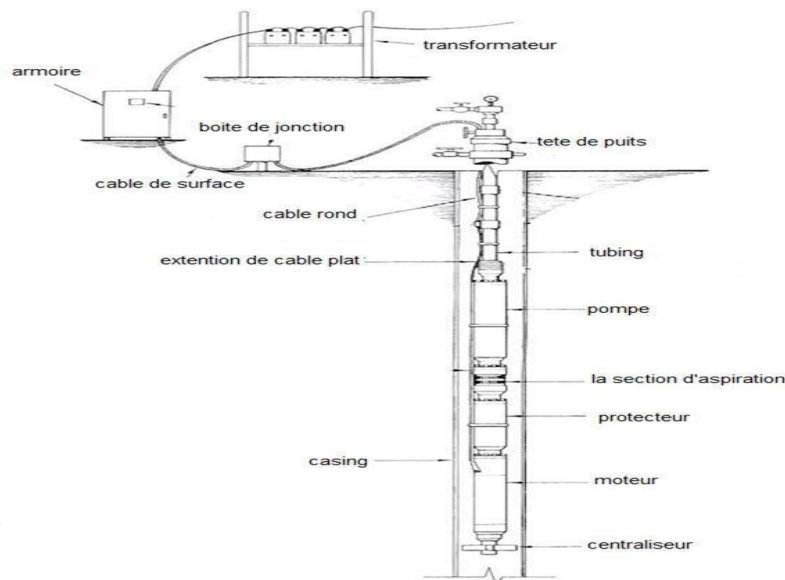


Figure III.15: SYSTEME DE POMPAGE ELECTRIQUE

III.3.2.1. Tête du puits

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisés pour supporter le poids des équipements de fond et maintenir le contrôle de l'annulaire. Ils doivent fournir une étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble. Des différentes solutions sont disponibles, la figure (III.16) montre une tête de puits qui permette une alimentation directe de câble à travers. Autres têtes de puits sont

équipées avec un connecteur électrique, le câble électrique venant de switchboard

aussi a un connecteur, les deux sont réunis dans la tête du puits (figure III.16). Ce type des têtes du puits admette plus de pression que les premiers types et ils sont plus facile à l'utiliser.

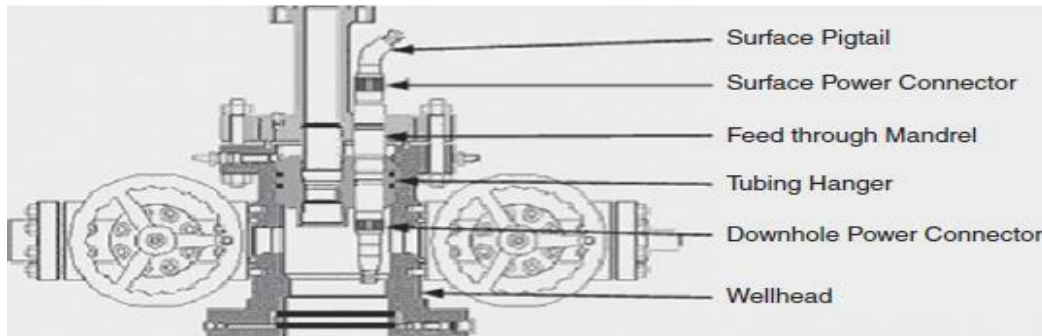


Figure III.16: TETE DU PUITS AVEC CONNECTEUR ELECTRIQUE [9]

III.3.2.2. Boite de jonction (Junction Box)

Le câble électrique venant du puits doit être connecté dans la surface avec le câble d'alimentation, les deux câbles sont connectés dans la boîte de jonction. Cette boîte performe les trois fonctions importantes suivantes:

- ❖ Il assure la connexion électrique entre le câble de fond et de surface.
- ❖ Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point à cause de la migration des gaz à travers le câble. Évacuation de gaz élimine le risque d'incendie ou d'explosion quand il rentre dans le switchboard.
- ❖ Il agit comme un point de teste facilement accessible pour le contrôle électrique des équipements de fond.

III.3.2.3. Armoire de contrôle (Switchboard)

Le switchboard est le centre de contrôle de l'ESP, il agit comme un contrôleur de moteur et en conséquence il commande le fonctionnement de toute l'installation. Le switchboard standard travaille sous une fréquence électrique constante, il varie en taille, conception et puissance. IL a les fonctions suivantes:

- ✓ Fournit un contrôle interruption marche / arrêt (on / off) de l'équipement ESP à l'alimentation.
- ✓ Protège les équipements de surface et de fond des grandes variétés des problèmes.
- ✓ Surveille et enregistre des paramètres importants pendant le fonctionnement de la pompe.

III.3.2.4. Le variateur de vitesse (ESP variable speed drive)

Variable speed drive (VSD) permet de contrôler la vitesse de moteur pour varier la performance de l'ESP. Le contrôle de vitesse du moteur peut nous aider à diminuer la température du moteur, augmenter les capacités de la manipulation de gaz de l'ESP, contrôler le draw down du puits, ajuster l'ESP par rapport au changement des conditions du puits, diminuer la fatigue du moteur au démarrage.

III.3.2.5. Transformateur

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible n'est pas compatible avec la tension du moteur requise, des transformateurs doivent être utilisés pour fournir le niveau de tension requise en surface. La distribution d'énergie dans le champ pétrolifère est à des tensions de 6000 volts ou plus, tandis que le moteur de l'ESP fonctionne à des tensions comprises entre 250 et 4000 volts. Les transformateurs sont manufacturés en différents size and accessoires pour adapter à l'installation de l'ESP. La tension de surface requise dépend fortement de la profondeur de la pompe immergée dès que la chute de tension dans le câble électrique augmente avec sa longueur. La somme de la chute de tension avec la tension du moteur sélectionné donne la tension de surface nécessaire.

III.3.2.6. Centralisateur

Particulièrement utilisés dans les puits déviés pour éliminer l'endommagement et obtenir un refroidissement approprié des équipements, ils empêchent également l'endommagement du câble dû au frottement.

III.3.2.7. Moniteur de pression et de température

Les besoins de changer la dimension de la pompe, le débit ou faire un workover du puits peuvent être déterminés quand des données actuelles sur la pression du réservoir sont valables. Et pour cela un moniteur utilisé pour la mesure conjuguée de la pression et la température du fond de puits, ayant la possibilité d'enregistrer spontanément et sans interruption les deux paramètres, afin de détecter les défiances électriques, et régler la vitesse de fonctionnement en utilisant le VSD. [9]

III.3.3. Principe des pompes centrifuges

L'arbre est connecté au protecteur et au moteur. Il transmet la rotation du moteur aux rotors de la pompe.

Les étages de la pompe sont les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. Le stage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermés tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator).

Les stages sont connectés en série pour augmenter graduellement la pression jusqu'à la pression calculée pour atteindre le débit désiré. La figure (III.17) montre le chemin du fluide, le fluide entre dans le rotor, le moment de rotation appliqué au fluide par le rotor est converti en énergie cinétique (en forme de vitesse). Une fois sortie du rotor, le fluide entre dans le diffuseur et diffusé vers l'étage prochain (la vitesse est convertie en pression). Ce processus continue jusqu'à où le fluide passe par tous les étages de la pompe et la pression de refoulement désigné est atteinte. Cette augmentation de pression est souvent référée comme le TDH de la pompe (Total Developed Head). [10]

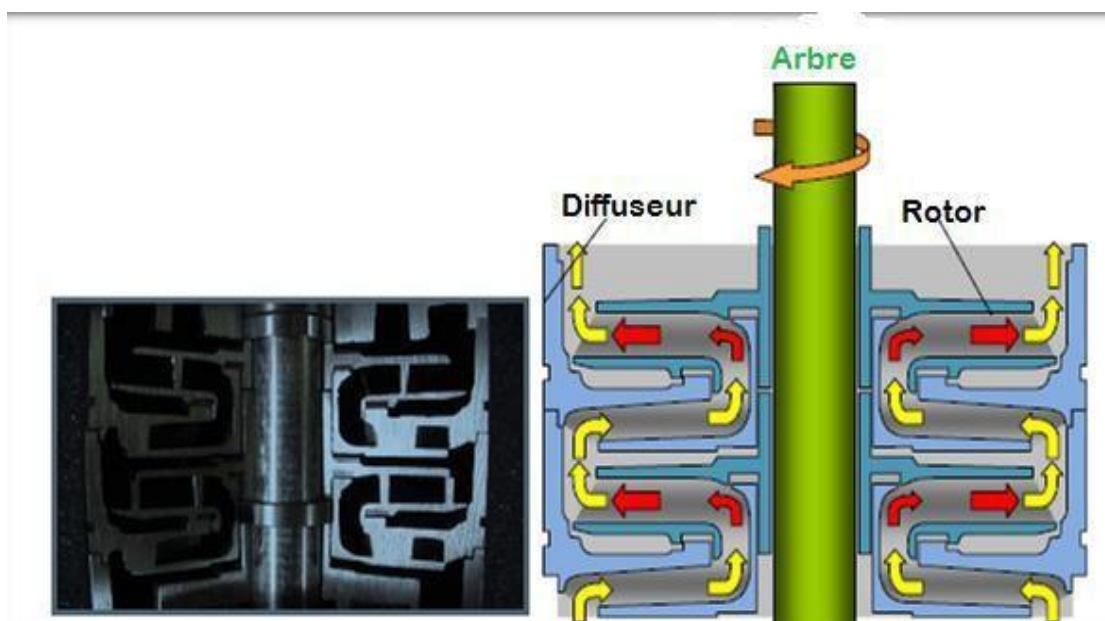


Figure III.17: LE CHEMIN DU FLUIDE DANS UN ETAGE [11]

III.3.4. Courbe de performance de la pompe

Cette courbe indique la relation entre la capacité de tête délivré par la pompe et le débit passer à travers. Les caractéristiques montrées dans cette courbe (figure III.18) sont

- Le domaine de fonctionnement.
- La capacité de tête (feet).
- Efficacité de la pompe (%).
- Effet de la pompe (BHP).

La courbe est tracée basant sur des données réelles. Généralement on peut dire que quand le débit augmente, la capacité de tête diminue, la pompe peut délivrer sa tête maximale quand il n'y a pas d'écoulement à travers la pompe (quand la vanne de décharge est fermée). [10]

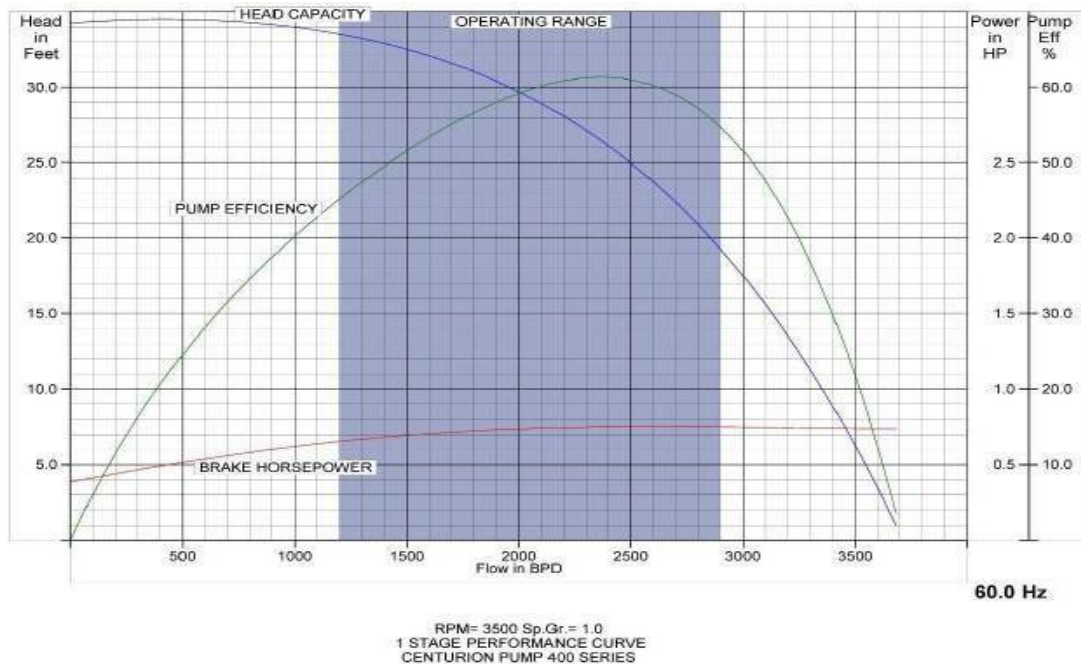


Figure III.18: LA COURBE DE PERFORMANCE DE LA POMPE [10]

III.3.5. Les différents facteurs influant la durée de vie de la pompe

III.3.5.1. Désigne

Un désigne propre pour l'unité de pompage est le premier facteur pour achever une longue durée de vie pour la pompe. Les conséquences d'un désigne non approprié va sortir la pompe de son domaine de fonctionnement ce qui accélère la diminution de sa durée de vie. Le sous dimensionnement de la pompe va entraîner des vibrations au moteur, le surdimensionnement de la pompe va causer l'échauffement du moteur (généralement causer par les changements des paramètres de production).

III.3.5.2. Gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP

- ❖ Déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussé du gaz produit avec l'huile.
- ❖ Gaz locking (En présence du gaz comprimé dans les étages de la pompe, l'étage à partir de sa conception ne peut pas jouer le rôle de convertir l'énergie cinétique en

énergie de pression pour les gaz).

- ❖ Perte de production (Si le GOR augmente \Rightarrow Q_g augmente \Rightarrow Q_o diminue).
- ❖ Stresses mécaniques et électriques.
- ❖ Pannes imprévues

Pour résoudre le problème du gaz libre il faut soit l'éviter, séparer ou le pomper.

III.3.5.3. Viscosité

Un fluide visqueux peut causer plusieurs problèmes. Quand la viscosité de fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente aussi. Ils produisent aussi plus de perte de charge le long du tubing qui va pousser la pompe à travailler plus.

III.3.5.4. Corrosion

La présence de CO₂ et H₂S peut influencer l'unité de pompage par éroder les connexions électrique et l'étanchéité. La sélection de matériel approprié peut éviter ce problème.

III.3.5.5. Sable

Le sable accélère l'échec de la pompe à cause de l'augmentation de vibration de l'arbre qui va mener à perdre l'étanchéité mécanique de protecteur, en conséquence échec du moteur à cause de migration du fluide de réservoir dedans. Le même sable peut être produit plusieurs fois à travers la pompe sans aboutir la surface.

La stratégie la plus efficace est d'éliminer ou diminuer la production de sable, comme on peut sélectionner un matériel approprié dans le désigne qui résiste abrasion et fournir plus de stabilisation à l'arbre de rotation.

III.3.5.6. Déposition

Dépôts, asphaltènes, paraffine peut se déposer dans la pompe. Le résultat est boucher ou diminuer l'écoulement à travers la pompe, diminuer son efficacité qui est associé avec le danger de griller le moteur. Le remède est soit par traitement chimique ou un revêtement (téflon) ou utiliser une pompe avec des étages mixés.

III.3.5.7. Echec électrique

Cet échec peut se produire soit à la surface qui sont facile à rectifier ou dans le fond qui nécessite un work over pour changer le câble ou l'ESP.

III.3.5.8. Vieillessement

Malgré que la pompe c'est fonctionné dans ce propre désigne, certains composants vont atteindre son échec, surtout concernant les articles consommables comme les étanchéités, huile du moteur et les joints toriques, aussi les composants électriques et les outils de monitoring. [9]

III.3.6. Points forts et faibles d'ESP**Points forts**

- Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basse (bottom
- Hole flowing pressure)
- Rendement plus élevé (higher efficiency)
- Électricité plus facile à produire que le gaz

Points faibles

- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLR est faible
- Peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse
- Détection des problèmes plus difficiles
- Réparations (repaires) plus difficiles
- Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes
- Pannes plus fréquentes (lower MTBF -mean time between failures). [10]

III.4. La pompe a tige (SUCKER ROD PUMP)

Sucker Rod Pompe(SRP) est la méthode artificielle la plus simple connue et le plus choix utilisé de méthodes artificielles. Aux États-Unis 80 %-85 % de puits ont opéré avec les pompes à tiges fonctionnent pendant que ce pourcentage 50 % dans le monde (Figure.III.19). [6]

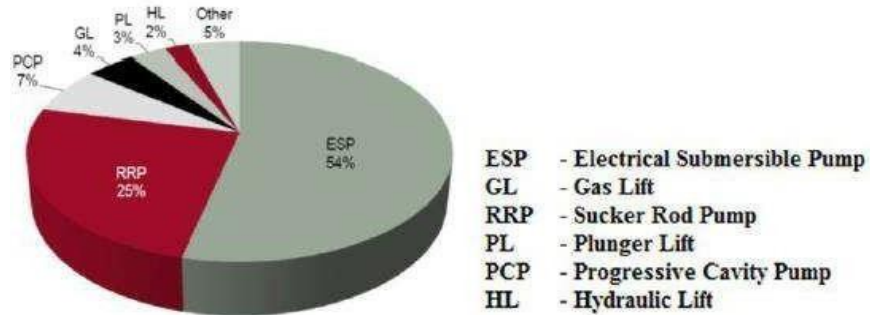


Figure III.19 : POURCENTAGE DES MES METHODES UTILISEES [6]

III.4.1. Principe de la pompe a tige

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendre dans le tubing. Vissée à l'extrémité un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraine une unité à un balancier ou un élévateur hydraulique.

En ce qui concerne la pompe à piston, elle est constituée d'un clapet de Non-retour fixe (standing valve) et d'un piston avec passage central du Fluide, ce passage étant muni d'un clapet de non-retour (travelling valve) (Figure. III.20). [6]

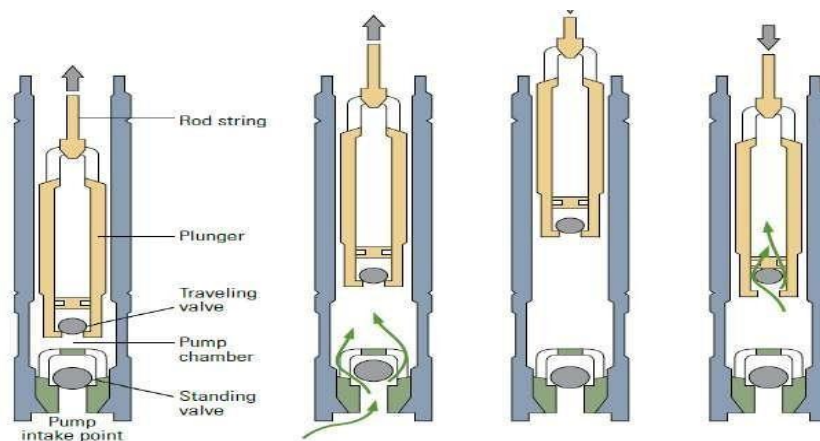


Figure III.20 : MOUVEMENT DESCENDANT /ASCENDANT D'UNE POMPE A PISTON [6]

Ce piston se déplace donc alternativement verticalement dans un Cylindre (barrel). Ce cylindre est soit intégré dans le train de tubings, soit ancré à l'intérieur du train de tubings. Dans le mouvement ascendant du piston, le travelling valve est fermé sous l'effet du poids du fluide au-dessus du piston.

Ce fluide se trouve donc poussé vers le haut tandis que le volume compris entre les clapets qui est en augmentation se remplit de fluide en provenance de la couche, le standing valve autorisant la circulation dans ce sens. [6]

III.4.2. Cycle de pompage

Les principales phases du cycle sont :

III.4.2.1. Piston en fin de course descendante

L'effluent s'écoule à travers le clapet mobile ouvert tandis que le poids dû à l'effluent dans le tubing et à la contre-pression en tête de puits repose sur le clapet fixe qui, par conséquent, est fermé (si la pression en fond de puits et en débit était supérieure à la pression exercée par l'effluent dans le tubing, le clapet fixe serait ouvert et le puits éruptif). [6]

III.4.2.2. Piston en début de course montante

Le clapet mobile est maintenant fermé ; en conséquence, la charge due au fluide a été transférée du tubing au train de tiges. Le clapet fixe s'ouvre dès que la pression qui s'exerce dessous devient supérieure à la pression résiduelle dessus ; cela dépend en particulier de la quantité de gaz libre piégé entre les clapets.

III.4.2.3. Piston en fin de course montante

Le clapet mobile est toujours fermé, le clapet fixe reste ouvert tant que la couche débite.

III.4.2.4. Piston en début de course descendante

Le clapet fixe se ferme à cause de l'augmentation de pression due à la compression du fluide entre le clapet fixe et le clapet mobile. Le point de la course descendante où le clapet mobile s'ouvre dépend du pourcentage de gaz dans le fluide piégé puisque la pression sous ce clapet doit dépasser la pression exercée au-dessus de lui par le fluide sus-jacent.[6]

III.4.3. Les composants de l'unité de pompage

L'unité de pompage est composée de 4 ensembles qui sont :

- ❖ L'unité à un balancier ou un élévateur hydraulique.
- ❖ Le coté de commande électrique.
- ❖ La tête de puits.
- ❖ La complétion.

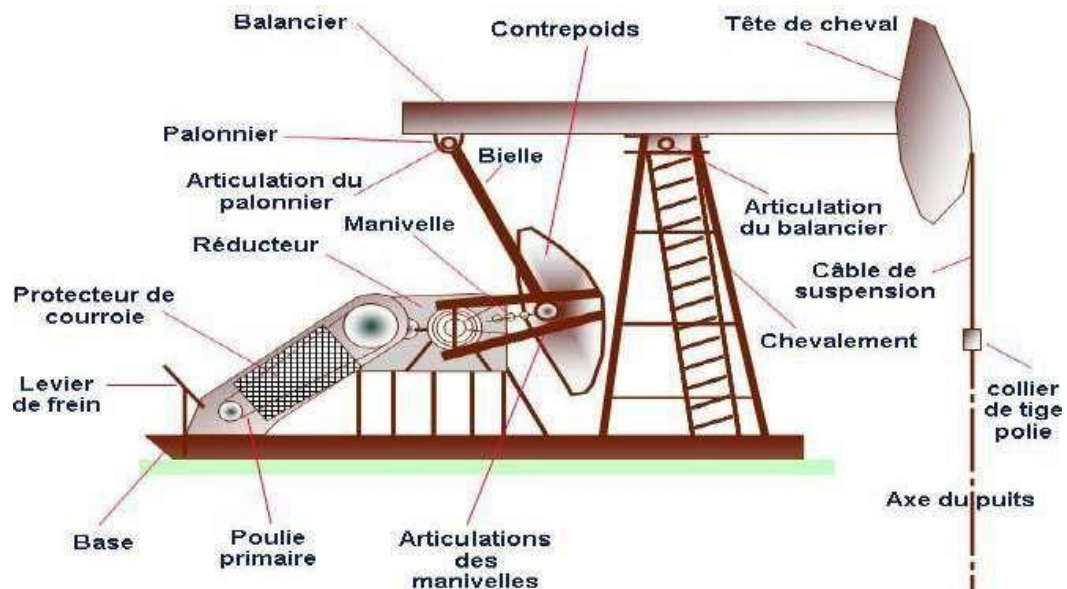


Figure III.21 : SCHEMA D'UNE UNITE A UN BALANCIER [6]

III.4.3.1. L'unité à un balancier ou un élévateur hydraulique

Moteur d'entraînement /Prime Mover: le Fonctionnement comme un approvisionnement énergétique qui est transmis au la pompe pour soulever le liquide. Un moteur d'entraînement peut être un moteur du gaz, un moteur de pétrole ou moteur électrique. Dont le choix le type de moteur est utilisé dépend des prix relatifs et disponibilité de combustible. Un moteur électrique a inférieur initial et le prix d'entretien, service de toute saison fiable et un système (Fig. III.22). [6]



Figure III.22 : L'UNITE A UN BALANCIER (MODIFIE) [6]

Le balancier / walking Beam : il est le responsable de changer le mouvement rotatif du moteur d'entraînement à l'échange du mouvement pour les tiges de pompage.

Bielle /Pittman Arm : la longueur de stroke pour chacun unité est variable dans les limites, de six longueurs possibles étant possible. Ceux-ci sont accomplis en changeant la position de la connexion de mineur dans le bras de fanatique.

La Tête de cheval /horse Head : ils sont utilisés pour mettre sur les tiges de pompage, par cette voie aucun mouvement n'est appliqué au-dessus de stuffing box (Fig.III.23).



Figure. III.23 : LA TETE DE CHEVAL [6]

Le contrepoids : ils conservent l'énergie pendant en bas stroke quand la demande sera basse de l'énergie, et de libération pendant bas stroke quand il y a grand demande d'énergie pour soulever le liquide et aussi les tiges. Le contrepoids est réalisé en plaçant des poids directement sur le rayon dans les plus petites unités, ou en attachant des poids au bras de bielle ou par une combinaison de deux (Fig.III.24).



Figure III.24 : LE CONTREPOITS (MODIFIE) [6]

Collier de tige polie : est la liaison directe entre les tiges de pompage et les équipements de surface. Le diamètre de tige de pompage et la grandeur de tubing limitent la grandeur du Collier de tiges polie (Fig.III.25).



Figure III.25: COLLIER DE TIGE POLIE [7]

III.4.3.2. Le coté de commande électrique :

❖ Armoire de contrôle :

L'armoire de contrôle est un dispositif utilisé pour assurer un démarrage progressif du moteur avec protection, elle fournit également la possibilité de surveiller le système de production par démarrage ou arrêt.

Ses fonctions :

- Marche / Arrêt.
- Enregistreur de l'intensité.
- Relais de surintensité.
- Relais de sous intensité.
- Temporisateur pour redémarrage.



Figure III.26 : COMMANDE ELECTRIQUE [8]

❖ Cabine de contrôle :

La cabine de contrôle est une cabine pour assemblé les capteurs et les boutons de contrôle électrique dans une chambre avec toute protection (les pluies, le vante de sable, les personnes).

III.4.3.3. La tête de puits /wellhead :

La tête de puits se dirigent bien le contrôle de surface. Le pompage des puits à besoin de quelques appareils de contrôle de pression de prévenir la fuite du liquide et la source du gaz contient stuffing box à cette fin, se compose de l'emballage (Figure III.26).



Figure III.27 : TETE PUITs [8]

III.4.3.4. La complétion : Contient de :

- L'équipement spécial du tubing
- Des pompes
- Des tiges de pompage

A- l'équipement spécial du tubing :

❖ **L'encreur mécanique :**

Les cycles de pompages vont entrainer des efforts statiques et dynamique sur le tubing avec, pour résultat, un mouvement de celui-ci peut se traduire par (Fig.III.27).

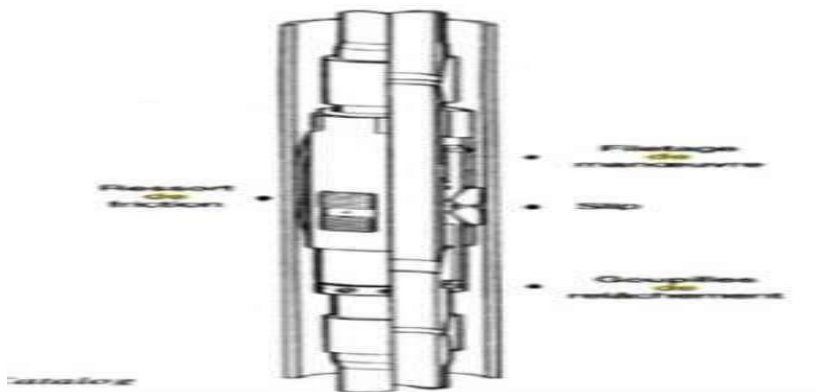


Figure III.28 : L'ENCREUR MECANIQUE [6]

- Une « respiration » (breathing), ou variation cyclique de longueur due au transfert du poids du fluide alternativement du tubing aux tiges et vice-versa.

- Un flambage (buckling) durant la course montante, dans la partie au-dessus de la pompe et en faible tension.

Ces efforts conduisent à une fatigue mécanique du tubing associé à une usure du train de tiges et des manchons.

Cette immobilisation aura aussi pour conséquence d'augmenter la course utile de la Pompe au fond du puits.

Pour cela nous utilisons l'ancrage mécanique *TMGuiberson*.

❖ **Pièges à gaz / gas anchor :**

La présence de gaz dans la pompe entraîne un mauvais remplissage de celle-ci, d'où perte de débit. De plus, un phénomène des gas lock peut se produire ; quand du gaz séjourne dans le haut du corps de pompe, le piston commence sa course descendante dans le gaz, clapet fermé, puis rencontre le liquide en recevant un choc brutal qui se transmet au train de tiges, choc d'autant plus fort que la cadence de pompage est élevée.

La présence de gaz libre est surtout liée à la pression e bulle. On peut y remédier en descendant la pompe suffisamment sous le niveau dynamique. Là ou dans l'annulaire. La hauteur de liquide crée une contre-pression hydrostatique supérieure à la pression de bulle et, par conséquent, empêche l'apparition du gaz pendant la course montante du piston.

Quant aux conséquences du gaz lock, on peut diminuer la brutalité des chocs en diminuant la cadence de pompage, mais il faudra jouer sur l'augmentation de la course ou du diamètre de la pompe pour retrouver le débit.

Ces dispositions peuvent être grandement améliorées, si besoin est, par un système mécanique de piège à gaz (gas anchor) choisi d'après les deux types de fonctionnement suivants :

- L'aspiration de la pompe est en communication avec un tube plongeant dans la base du tubing qui est fermée en bas et ouverte vers l'annulaire dans sa partie haute

- L'ensemble permet à l'effluent de se séparer, l'huile ayant à redescendre pour entrer dans la pompe, alors que le gaz continue à migrer librement vers le haut, dans l'espace annulaire.
- La pompe est solidaire, à sa base, d'un packer spécial qui oriente l'effluent vers l'annulaire au-dessus du packer, le gaz pouvant y poursuivre sa remontée alors que le liquide est repris en partie basse de l'annulaire vers l'aspiration de la pompe.

❖ **Les pompes de fond :**

Les pompes de fond descendues dans les puits sont classées par l'API SPEC, 11 AX en deux catégories (API : American Petroleum Institute ; SPEC : Spécification) .

Les pompes R (Rod pumps ou inserted pumps), qui sont descendues complètes au bout des tiges dans le tubing et ancrées avec-étanchéité à la cote de pompage dans un siège prévu à cet effet, ou quelquefois à l'aide d'un dispositif d'ancrage à packer. Elles peuvent être à cylindre fixe à ancrage par le haut ou par le bas, ou à cylindre mobile et piston fixe avec ancrage par le bas.

❖ **La tête de pompage :**

Elle coiffe la tête de puits. Elle est composée d'un té forgé solidaire de l'olive de suspension du tubing par une extension appropriée.

Ce té assure l'évacuation de l'effluent par une sortie latérale généralement de 2 fileté line- pipe. A la partie supérieure du té, se trouve le presse-étoupe qui comporte des garnitures en graphite ou en composé spécial, serrées par un chapeau à vis.

Ces garnitures, de section conique, sont fendues afin de pouvoir être engagées autour de la tige polie. Le presse-étoupe peut-être soit vissé sur le té, soit réuni avec celui-ci en une seule pièce (Fig.III.28).



Figure III.29 : TETE DE POMPAGE [7]

III.4.4. Modèle API d'unité de pompage

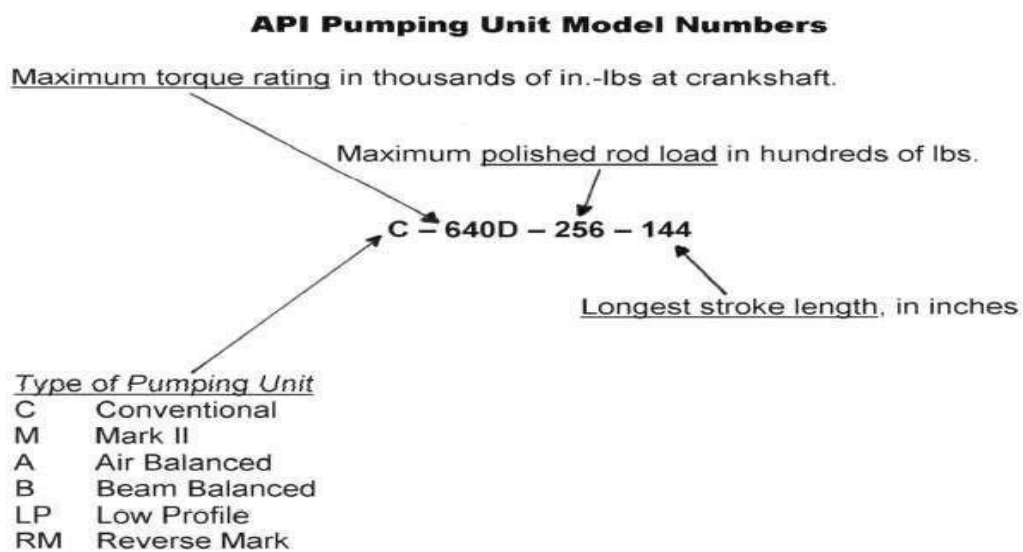


Figure III.30 : EXEMPLE NUMERIQUE SUR MODELE DE POMPAGE

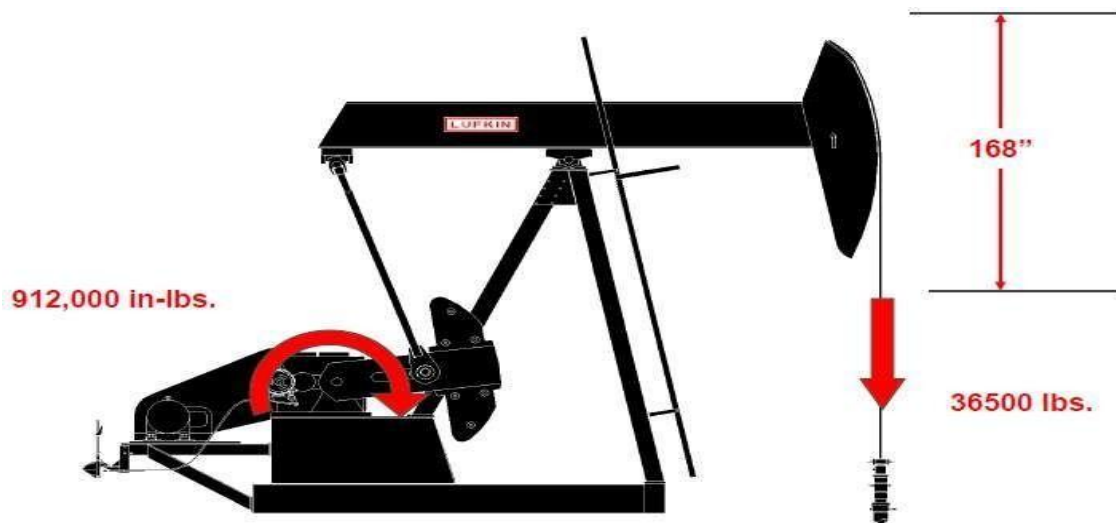


Figure III.31 : EXEMPLE SCHEMATIQUE SUR MODELE DE POMPE [6]

III.4.5. Facteurs généraux effectuant la sélection de SRP

- ❖ **La Profondeur totale de puits** : la profondeur effective de système de tige de pompage est de 7500 ft à 15000 ft. Dans la tension de pic de puits plus profonde au sommet de la tige peut être au-dessus de la tension de travail permise maximum des tiges étant utilisées. Dans une situation comme cela les dommages sévères peuvent se produire dans rod string.
- ❖ **Le Niveau liquide à partir de surface** : niveau de fluide est un rapport linéaire avec le débit si la densité spécifique moyenne de liquide constante. Dans les puits avec le haut pourcentage du gaz libre, le volume du gaz qui peut réduire l'efficacité volumétrique. Le niveau liquide est un paramètre efficace dans les calculs de pression de consommation.
- ❖ **La densité API** : Dans chaque pas de procédure de design de la densité de liquide est efficace puisque la caractéristique de liquide détermine les décisions. Les fabricants ont des différentes unités de pompage pour la différente API^o.
- ❖ **Water Cut** : le pourcentage d'eau dans le brut effectue la production cumulative, la grosse de l'index de productivité (PI) est aussi affectée.
- ❖ **Le Pourcentages H₂S, CO₂** : ces molécules corrosives sont caractéristiques importantes de bien pour chaque pompe systèmes. Puisqu'ils ont besoin de la matière

spéciale l'usage, les corrosifs sont des propriétés rentables. Les difficultés opérationnelles peuvent se produire à cause des échecs mécaniques en raison de la corrosion.

- ❖ **Le sable et Présence du Gaz :** les polluants de molécules corrosifs sont la cause tant difficultés mécaniques que fardeau économique. Ils ont besoin d'être inquiétés pendant que choix des baguettes.
- ❖ **Efficacité volumétrique et débit de Production :** les calculs de déplacement de la pompe ont besoin de ces deux paramètres.
- ❖ **La profondeur de pompe :** La profondeur de pompe est très importante pour l'efficacité totale du système comme d'augmentation de profondeur la vibration au sommet de la ficelle de baguette.
- ❖ **La longueur de stroke :** Il de coup est la distance que la ventouse voyage par rapport au baril de travail. Ce paramètre effectue le déplacement de pompe.
- ❖ **La vitesse de pompage :** est la production est le dépendant du temps la valeur pompant l'adaptation de vitesse effectuera la production par jour.
- ❖ **Diamètre de piston de pompe :** Puisque le volume de la ventouse dépend du Traversez la région catégorielle de la ventouse de pompe c'est un facteur efficace dans la procédure de design

En général, les conditions d'utilisation sont les suivantes :

- Diamètre du piston : de 1" à 4 3/4" (pouces) ;
- Course : de 50 cm à plus de G m ;
- Cadence : de 4 à 30 coups par minute ;
- Débit : moins de 1 m³/j à 300 m³/j ;
- Profondeur : elle doit être suffisante pour que, en débit, l'effluent arrive de lui-même jusqu'à la pompe (et, si possible, à une pression telle que tout le gaz soit encore dissous) mais sans exagération, afin de limiter les contraintes dans la tige polie ; en pratique, on travaille sans trop de problèmes jusqu'à des profondeurs de 1000 à 1 500 mètres.

CHAPITRE IV : CALCUL ET APPLICATION

CHAPITRE IV : CALCUL ET APPLICATION

IV.1. Introduction

Le champ TFT est mis en service en 1968 (50 ans d'exploitation). Le mode de production était éruptif initialement jusqu'à 1987 (mise en service de l'unité de traitement de gaz associé) où la pression de réservoir a chuté ainsi que la production des puits réduite. Ce qui implique le changement de mode de production, et passer vers le mode de production par la récupération assistée.

La région TFT utilise l'injection d'eau comme une moyenne de maintien de pression pour réduire le déclin de pression de réservoir et pour le but de balayage de l'effluent en parallèle avec les méthodes d'artificiel lifting. Trois méthodes d'artificiel lifting sont actuellement utilisées à la région TFT sont : le gaz-lift, pompage électrique par la pompe ESP et le pompage par Sucker Rod pump. Le choix d'une méthode est soumis au plusieurs facteurs et paramètres technique et économique.

Dans ce chapitre on a fait l'étude d'utilisation de ces méthodes d'artificiel lifting à la région TFT. On a choisi deux puits pilotes (TFT69) et (ODN2) pour faire l'étude technique et économique. Dans l'étude technique on fait a le design et l'optimisation de chaque méthode sur un Software d'analyse de performance de système de production (PIPESIM), à partir de design et les résultats obtenue, on doit faire des tests de sensibilités aux différents paramètres qui peuvent influencer sur les méthodes étudiés (la pression de réservoir et le water cut ...).

L'étude économique correspondant au coût d'installation des équipements de chaque méthode.

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

Finalement, On a donné une conclusion générale sur l'étude ainsi que des recommandations d'utilisation de chaque méthode.

IV.2. Justification du choix de ces modes d'activation : On a choisi les deux puits selon les critères suivants

Puit TFT69 :

- Le périmètre TFT ordovicien situe à proximité de station de compression gaz- 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).

Puits ODN2 :

- Le puits a un faible GOR avec une température de fond moyenne (n'est pas élevée).
- L'absence de station de compression gaz-lift .
- Il existe un stock des pompes disponibles à utiliser dans le magasin.
- Il existe un puits avec cette technique donne des bonnes résultats.
- La profondeur de puits environ 2404m

Dans ce chapitre on va faire le design de gaz-lift, la pompe ESP et de pompe SRP sur les deux puits avec une étude d'optimisation de débit de production puis l'influence des différents paramètres sur le système globale (la sensibilité) en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

IV.2.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PIPESIM)

Le 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. C'est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production
- L'analyse des puits multilatéraux

IV.3. Etude technique

IV.3.1. Etude du Puits 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 initial de TFT69 en éruptif été 253 sm³/d, Après des années de service de puits, le déclin de pression de réservoir et la chute de GOR (de 389 sm³/sm³ à 70 sm³/sm³), 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 se mettre en récupération assisté. La figure ci-dessous montre l'historique de production de puits TFT69 (figure IV.1).

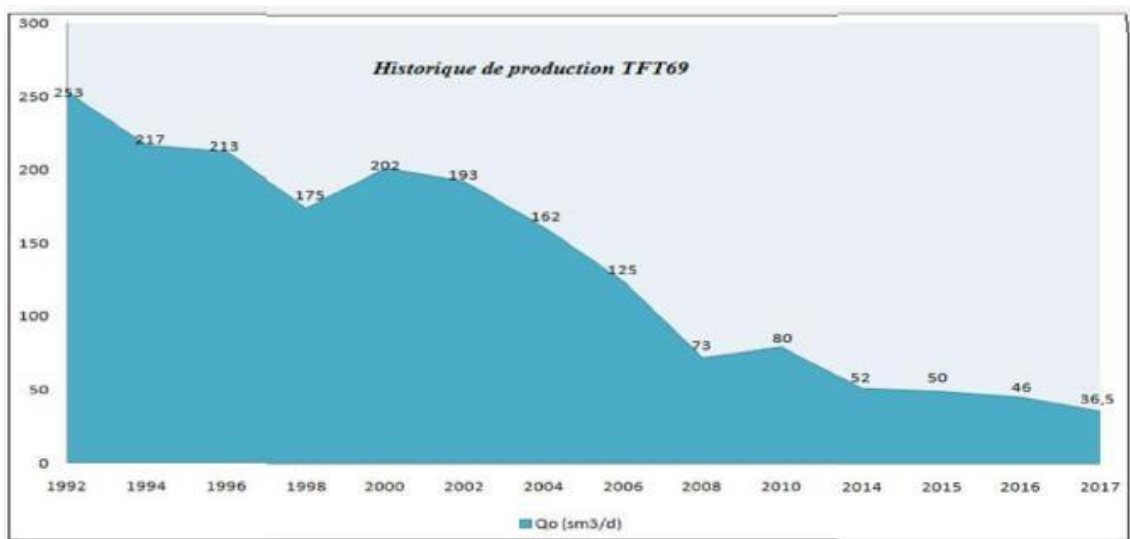


Figure IV.1 : HISTORIQUE DE PRODUCTION DE TFT69

IV.3.1.1. Collecte des données

Complétion de puits :

TFT69 est un puits vertical en cased hole complété par tubing 2’’7/8.

La complétion de puits est représentée dans La fiche technique

Jaugeage (24/03/2011) : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats dans le Tableau suivant :

PG (psig)	1364	DUSE (mm)	32/64’’
PFD (psig)	751	SKIN	-
PT (psig)	351	GOR	389
Qo (sm ³ /d)	52	Wcut	0

Tableau IV.1 : Données de puits TFT69 au dernier jaugeage

IV.3.1.2. Modélisation de puits

IV.3.1.2.1. Création d'un modèle sur PIPESIM

En règle d'achever notre objectif, nous accomplissons une procédure qui est le même pour Chaque puits, et pour éviter la répétition à chaque fois nous essayons de présenter le détail de modélisation et d'analyse nodal avec quelque analyse de teste de sensibilité pour un seul puits qui est TFT69.

Pour l'autre puits, nous suivons la même procédure et la même méthodologie

Afin de réaliser le design de gas-lift, la pompe ESP et de pompe SRP sur les deux puits TFT69 et ODN2, le modèle de ces puits doit être crié par logiciel PIPESIM suivant ces étapes :

- Ouvrir un nouveau projet (Figure IV.2)
- Choisir le système des unités à utiliser, selon les unités des tests de jaugeage Drawdown et Build up (Figure IV.3).
- Définir les caractéristiques d'huile (Figure IV.4).
- Le choix de déférentes corrélations (Figure IV.5).
- Insérer les données de complétion (Figure IV.6).
- Ajouter et connecter les éléments de modèle des puits (FigureIV.7).

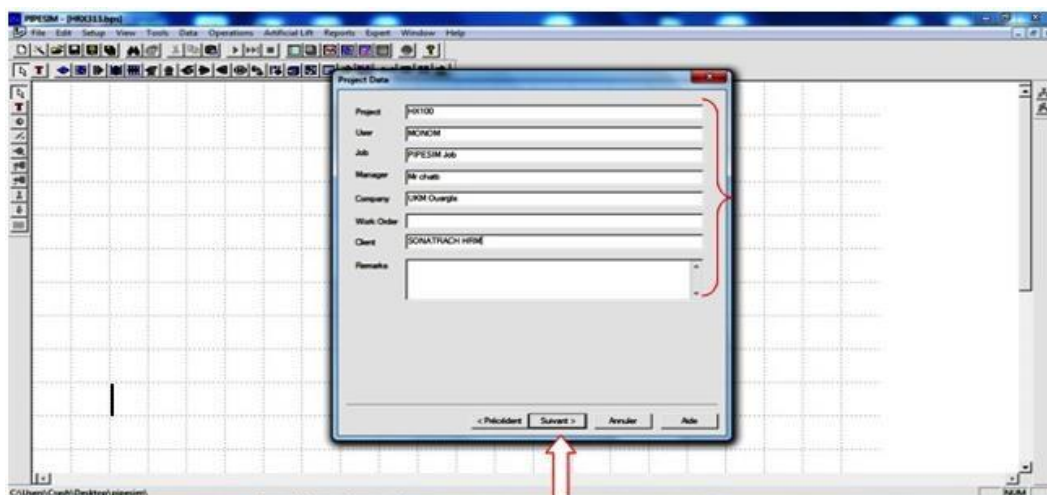


Figure IV.2 : CREATION UN NOUVEAU PROJET

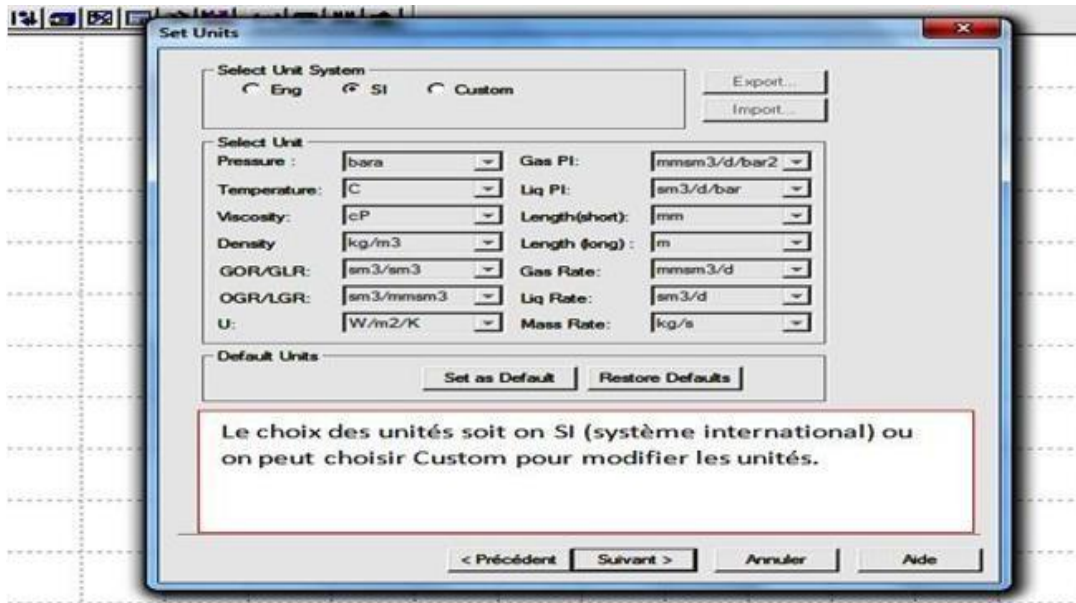


Figure IV.3. CHOIX LE SYSTEM D'UNITES

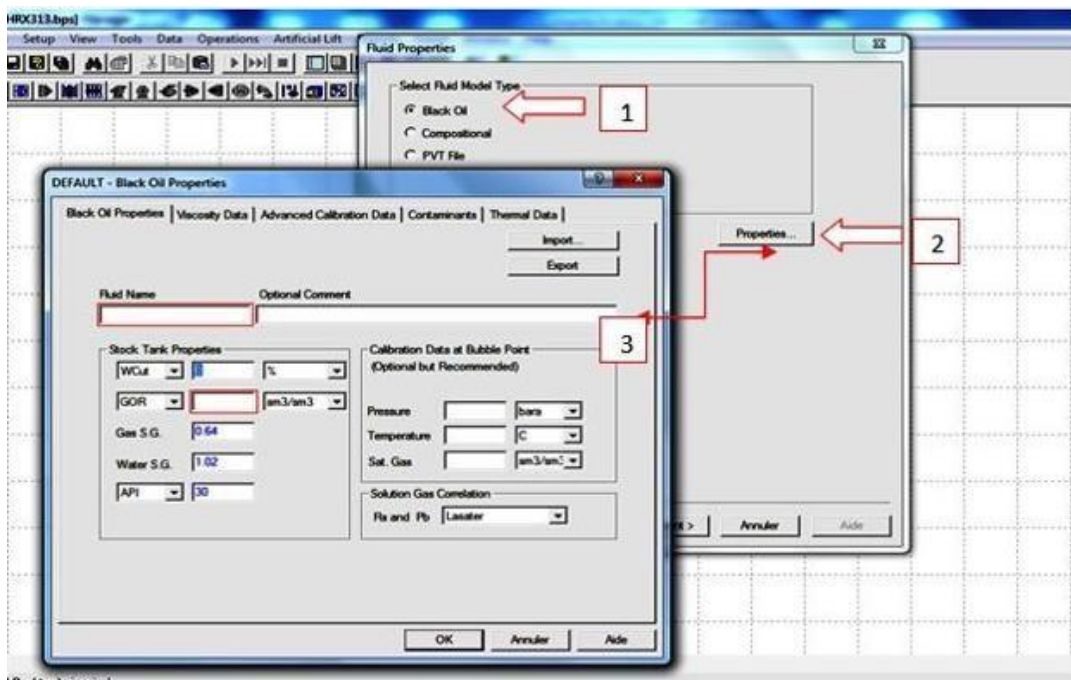


Figure IV.4 : CHOIX DE FLUIDE ET CES CARACTERISTIQUES

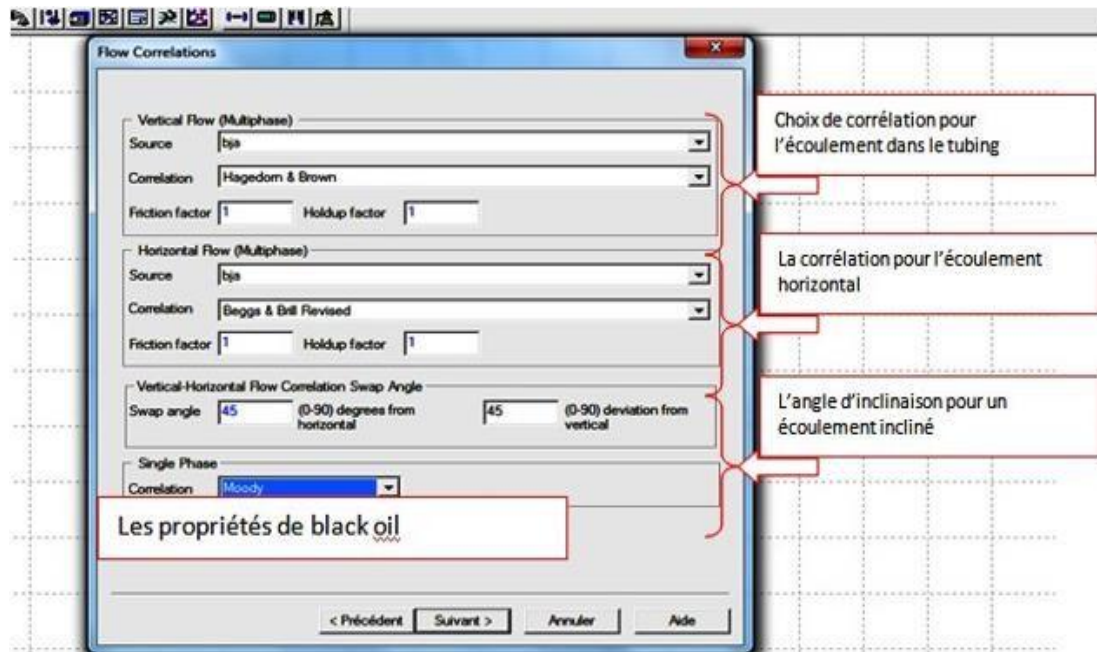


Figure IV.5 : CHOIX DE CORRELATIONS

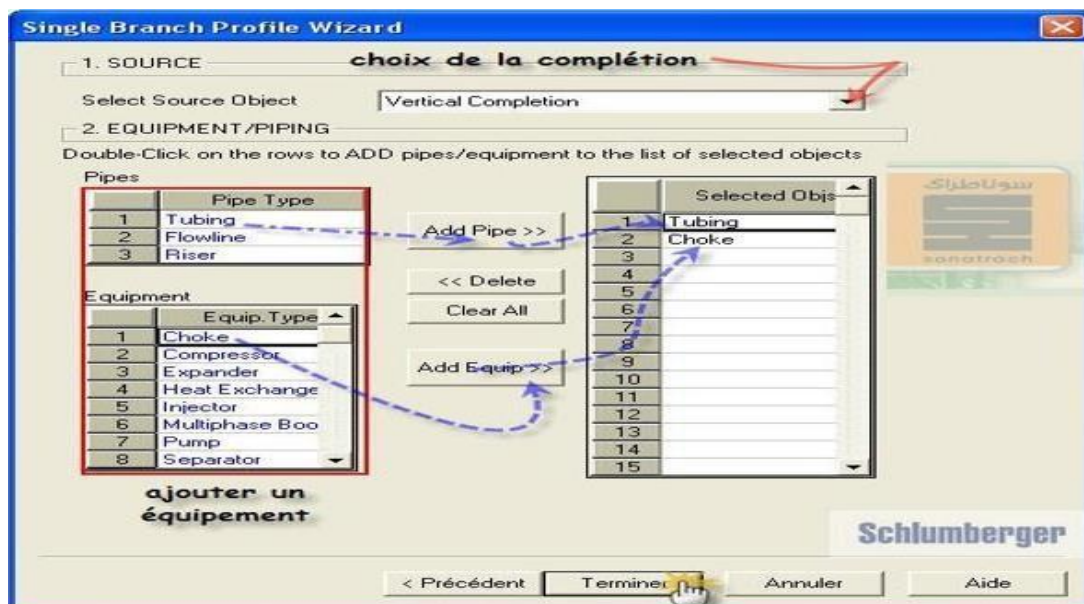


Figure IV.6. CHOIX DE COMPLETION

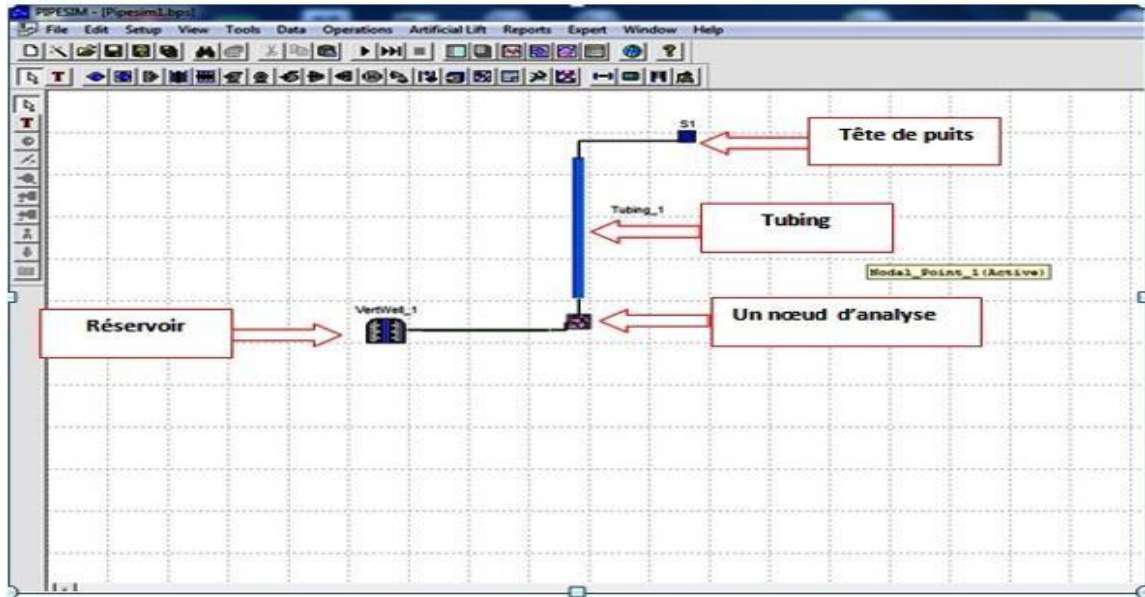


Figure IV.7 : LE MODELE PHYSIQUE COMPLETE

La première phase de développement de TFT qui a été une durée de vingt ans (de 1968 à 1988) était en déplétion naturelle, ce qui a causé une chute de pression plus ou moins importante.

La pression statique enregistrée dans TFT69 est inférieure à la pression de bulle

($P_{ws} = 95 \text{ bars} < P_b = 202 \text{ bar}$). Le modèle IPR qui convient pour telles conditions est le modèle Vogel pour les réservoirs de l'huile saturé se port les écoulements bi-phasiques.

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

<i>Model d'IPR</i>	<i>Équation de Vogel</i>	
	<i>Pression statique [psig]</i>	<i>1364</i>
	<i>Température [°C]</i>	<i>86.21</i>
	<i>Débit de test [sm^3/d]</i>	<i>52</i>
	<i>Pression de fond dynamique [psig]</i>	<i>751</i>
	<i>Pression de fond statique [psig]</i>	<i>1364</i>

Tableau IV.2 : Les données de réservoir

- On doit choisir les corrélations de perte de charge dans le tubing pour les écoulements verticaux.

D'après les données de TFT 69 et par l'utilisation des corrélations nous obtenons les résultats présentés dans la figure (IV.8).

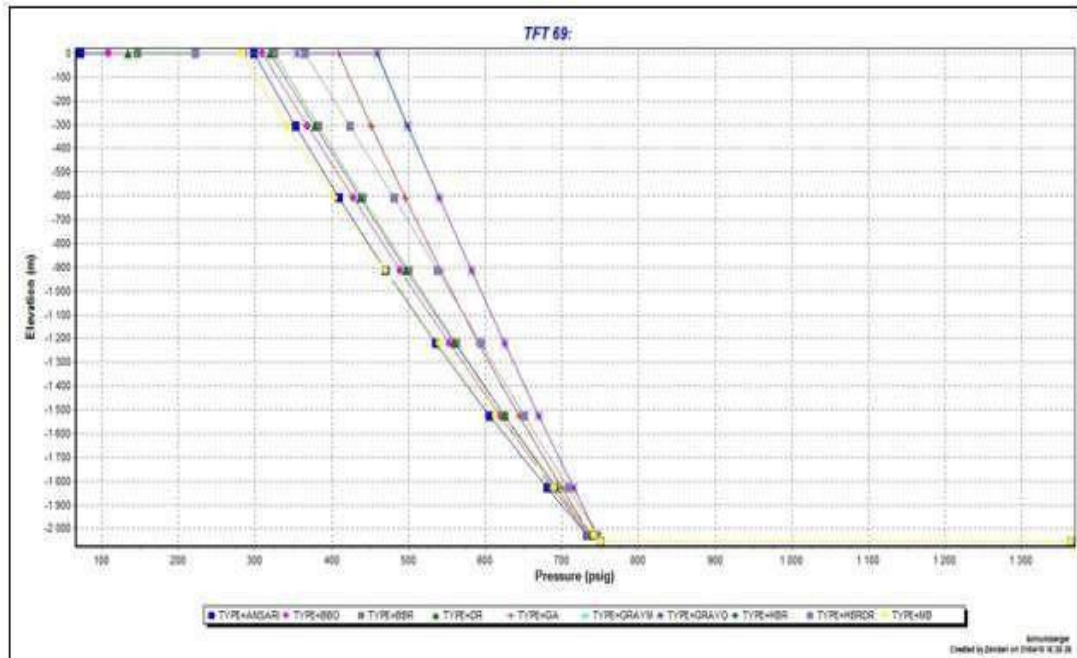


Figure IV.8: VERTICAL CORRELATION MATCHING

- PIPESIM nous donne la courbe d'Outflow et de l'Inflow qui s'exprime la variation de débit en fonction de la Pression de fond au niveau du nœud pour trouver le point de fonctionnement de puits TFT69 (Figure IV.9).

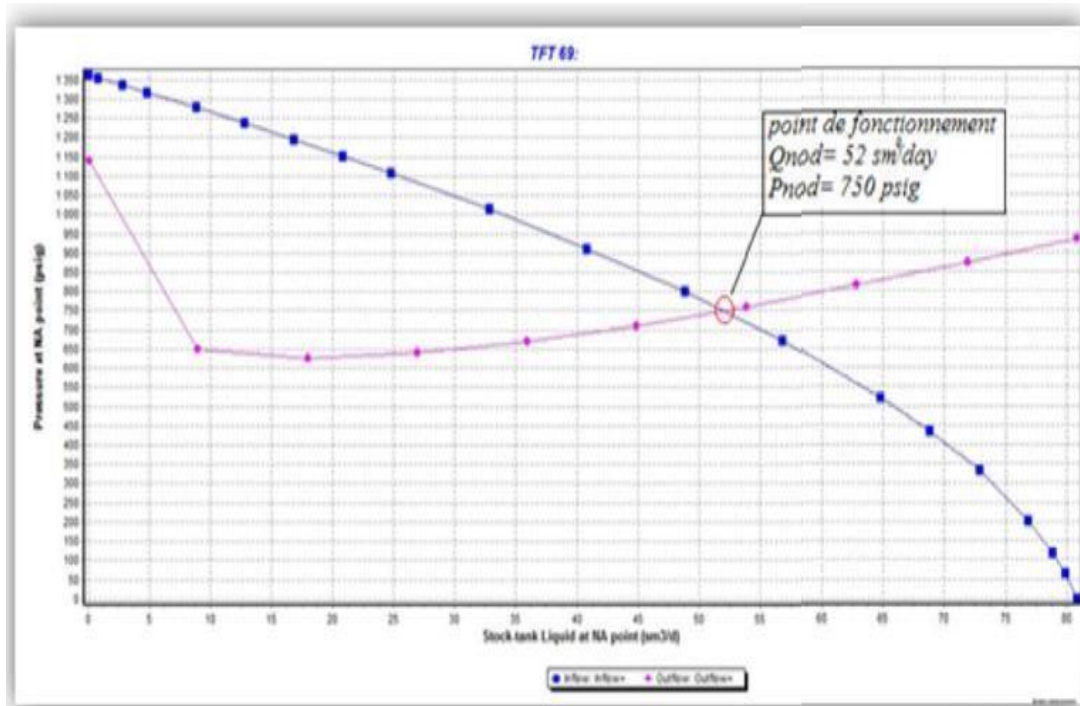


Figure IV.9 : LES COURBES DE L'ANALYSE NODALE : VLP, IPR POUR TFT69

Le point de fonctionnement du puits est l'intersection de l'inflow (la performance du réservoir) et l'outflow (performance du tubing) ($Q_o = 52. \text{ m}^3/\text{d}$ et $P_{wf} = 750 \text{ psig}$ (Figure IV.9).

IV.3.1.2.2. Les tests de sensibilités de puits TFT69 :

L'objectif de ces tests est prévoir le comportement de puit par rapport au déclin de pression de réservoir et la chute de GOR (D après les tests de build-up, le déclin de la pression statique de réservoir avec le maintien de pression par l'injection d'eau est de l'ordre 35 psig /an).

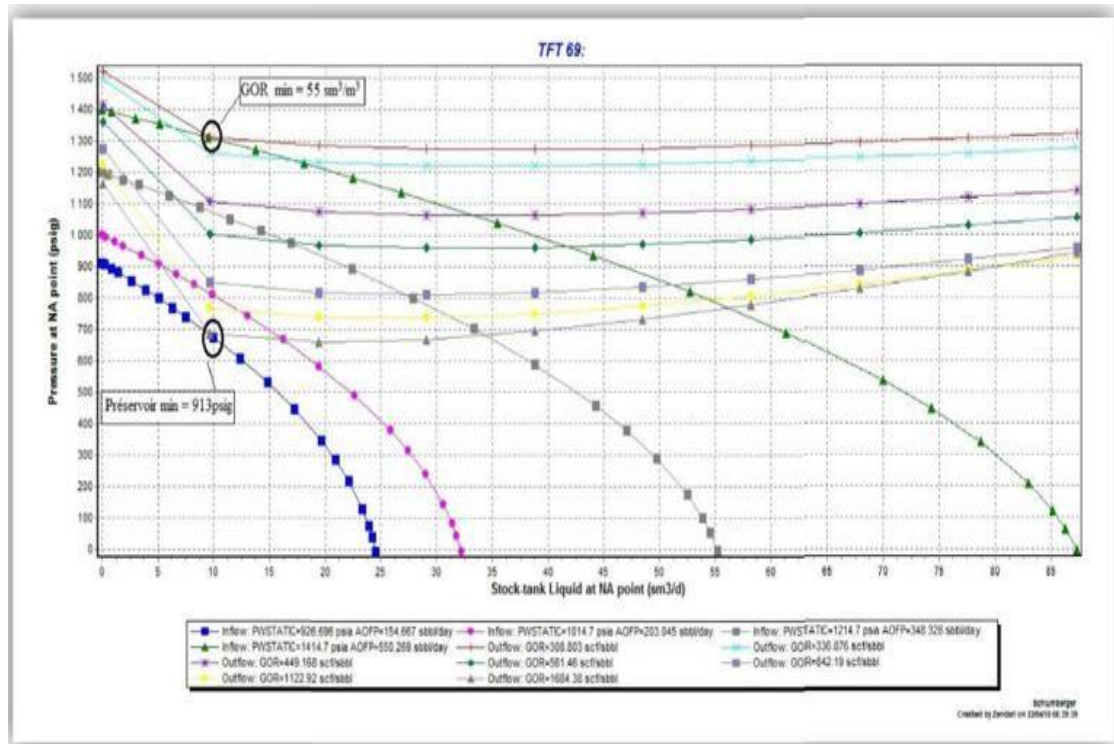


Figure IV.10 : TESTE DE SENSIBILITÉ DE TFT69

D'après les résultats obtenus par les tests de sensibilisés, on observe que lorsque le GOR chute au-dessous de $55 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ le puits ne produira jamais quelle que soit la pression de réservoir, et même pour un déclin de pression de réservoir au-dessous de 913 psig, le puits ne produira jamais quelle que soit le GOR (Figure IV.10). Alors, il faut intervenir sur le Puits TFT69 par le changement de son mode de production à l'une des méthodes de récupération assisté (soit de gas-lift soit de pompe ESP) avant que le puits touche les limites de GOR et de pression de réservoir mentionnés, puisque au puits TFT69 actuellement le $\text{GOR}=70 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ et la pression de réservoir = 1364 psig. .

IV.3.1.3. Design gas-lift

Pour réaliser un design de gas-lift pour le puits TFT69, on suive ces étapes:

IV.3.1.3.1. Deepest injection point :

Définir le point d'injection le plus profond possible, notant que ce point doit être au-dessus de packer au minimum de 40 m.

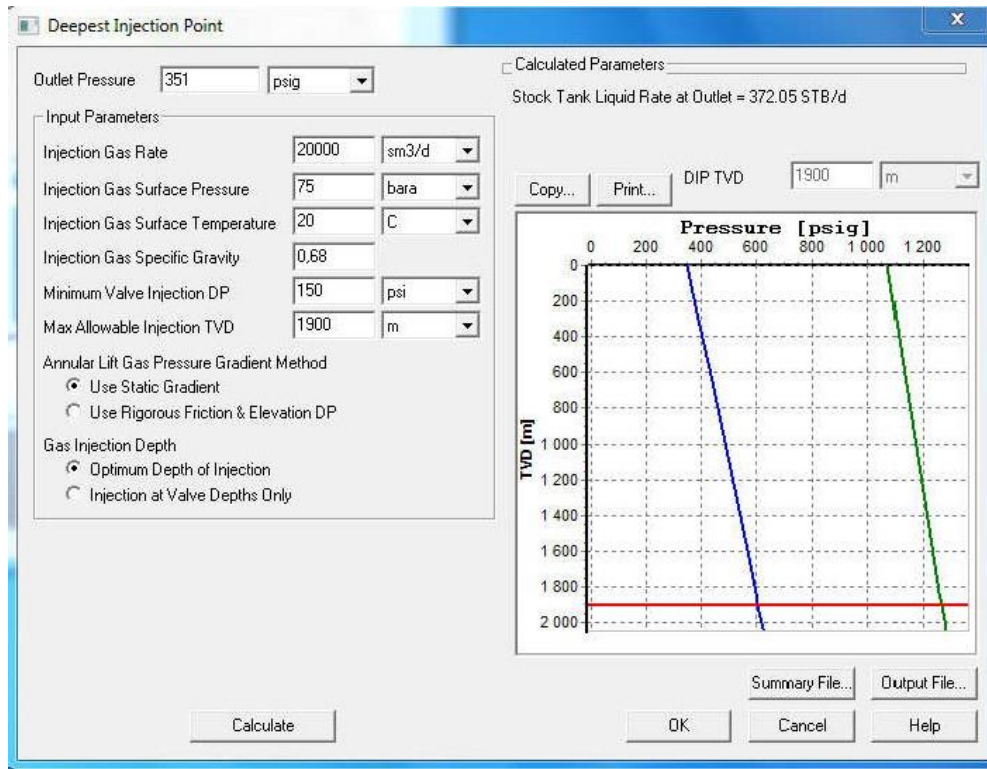


Figure IV.11 : DEEPEST INJECTION POINT

IV.3.1.3.2. Débit de gaz optimum a injecté :

Pour déterminer le point optimum d'injection de gaz, on prend en considération deux facteurs sont: le volume de gaz injecté et le débit obtenue par ce volume. D'après la courbe (IV.12), pour atteindre le maximum de débit (355 STB/d), il faut injecter une grande quantité de gaz (20000 sm^3/d).

On choisit le débit de gaz optimum a injecté avant cette point puisque la quantité de gaz à injecter est grande par rapport au débit récupérer (augmentation de 4000 sm^3/d de gaz injecté récupère 5 STB/d en plus seulement).

Alors le débit de gaz optimum a injecté pour TFT69 est: 16000 sm^3/d qui correspond à

la production de 350 STB/d = 55.81 sm³/m³ (augmentation de 52,46% par rapport au débit de TFT69 sans gas-lift).

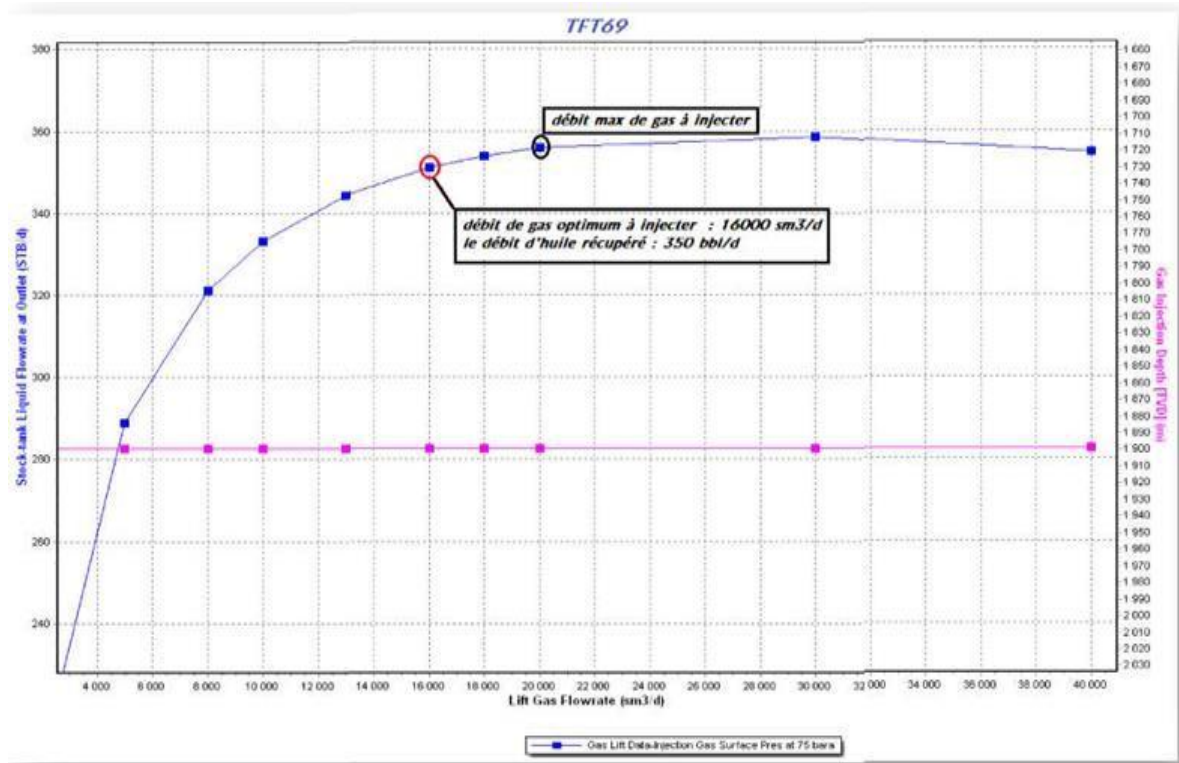


Figure IV.12. LE DÉBIT OPTIMUM D’INJECTION DE GAZ TFT69

IV.3.1.3.3. Emplacement des cotes des vannes gas-lift

- Insérer les différentes données de puits et de gaz d’injection, on note que la pression d’injection de gaz en surface est de 75 bar, c’est le maximum de pression qu’on peut atteindre dans le réseau d’injection gas-lift pour la région TFT (Figure IV.12).
- Il faut même choisir les caractéristiques des vannes de gas-lift à utiliser (Figure IV.13).

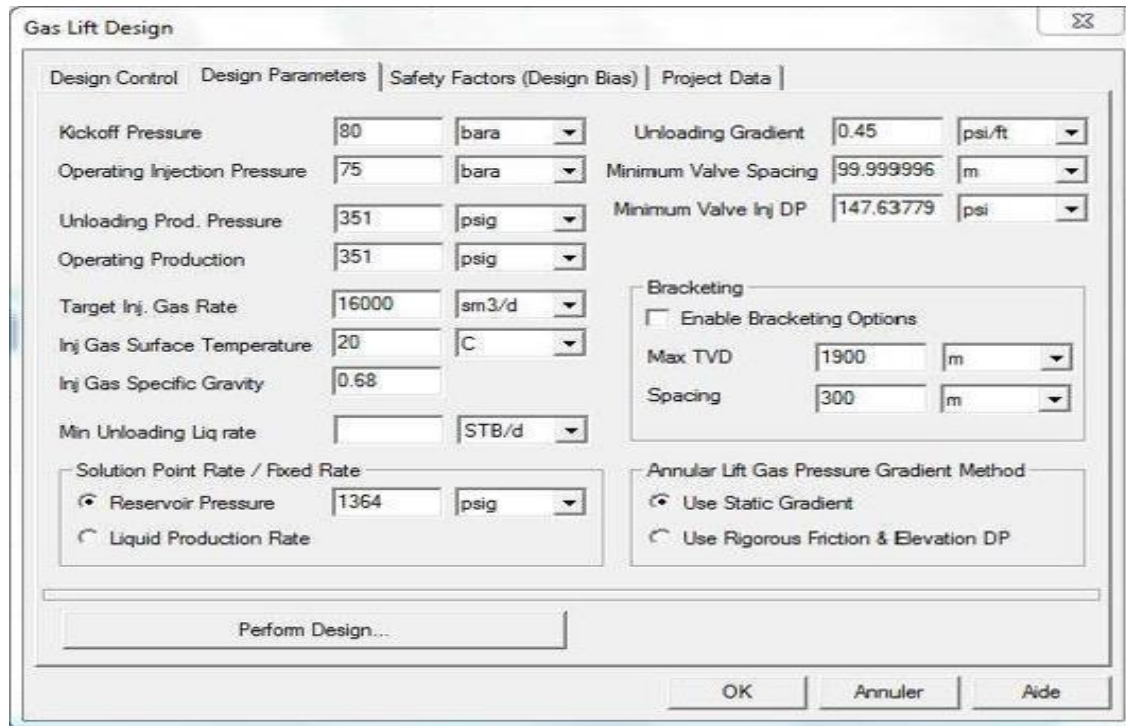


Figure IV.13 : CARACTÉRISTIQUES DE PUIXS TFT69 ET DE GAZ INJECTÉ

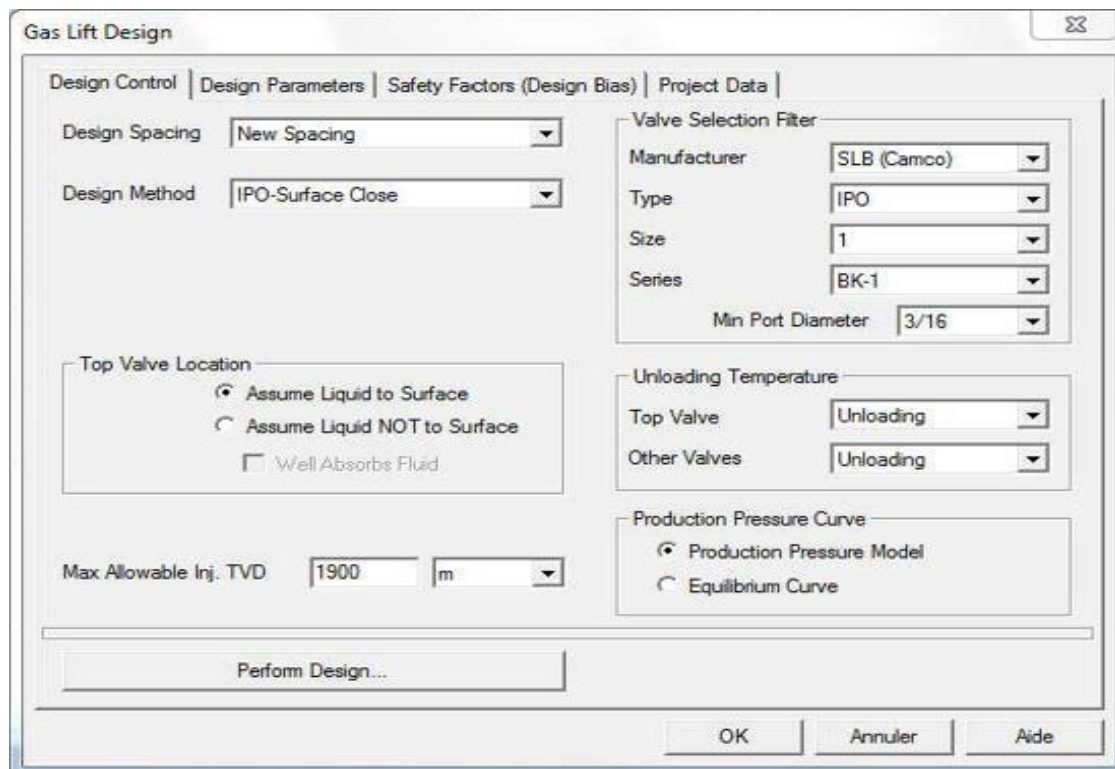


Figure IV.14 : LES PROPRIÉTÉS DES VANNE GAS-LIFT

Après avoir cliqué sur le bouton « Perform design », le système donne le design optimum de puits TFT69 pour les paramètres insérés et donne comme résultats les deux Figures (IV.15) et (IV.16).

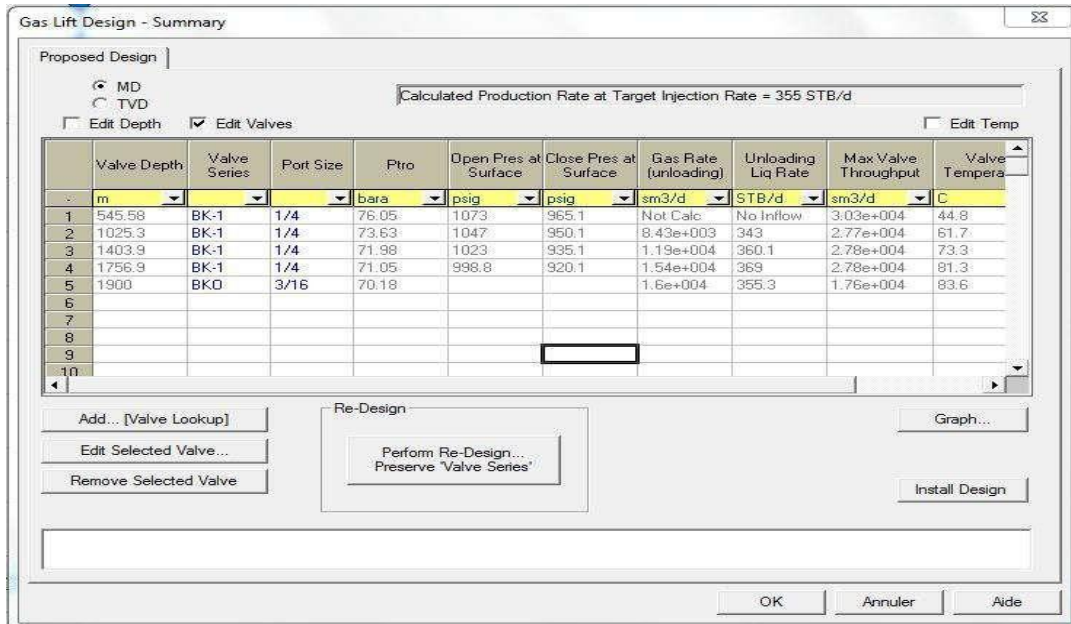


Figure IV.15 : LES RÉSULTATS DE DESIGN GL TFT69

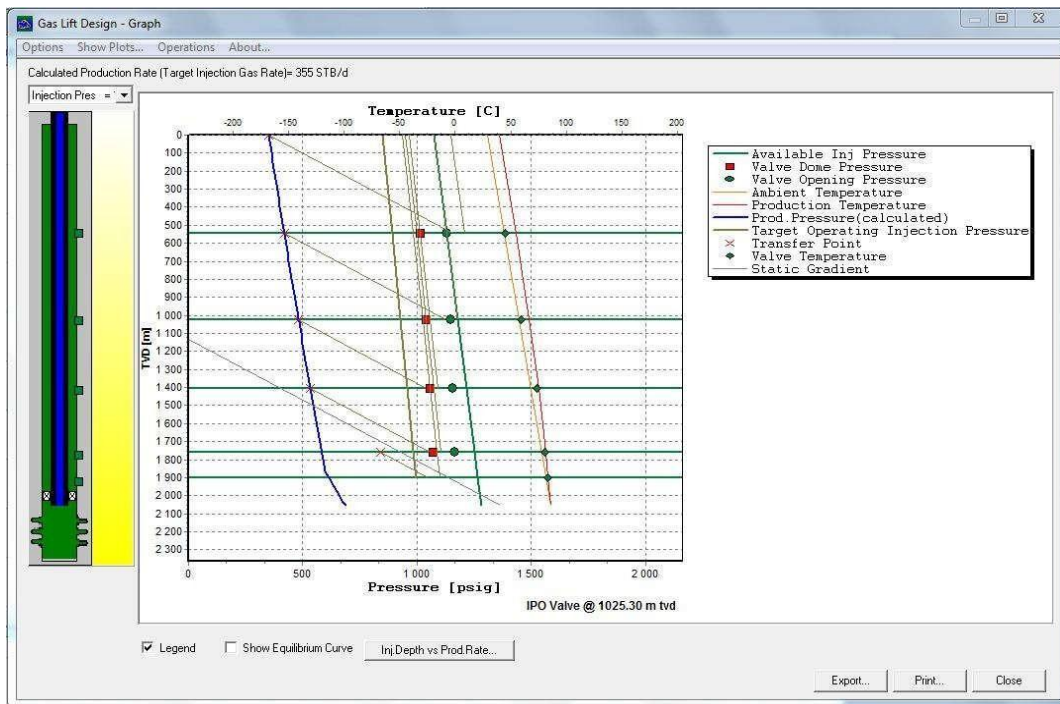


Figure IV.16: GRAPH DE DESIGN GAS-LIFT TFT69

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 température [°C]
	1	1000.6	BK-1	74.99	68.04	61.2
	2	1459.8	BK-1	73.2	67.01	74.6
	3	1820.3	BK-1	71.27	65.98	83.2
	4	1756.9	BK-1	71.05	998.8	81.3
	5	1900	BKO	/	/	83.6

Tableau IV.3 : Les caractéristiques des vannes gas-lift TFT69

Ces résultats montrent que le puits TFT69 doit être équipé par cinq vannes et mandrins où le plus profond (portant la vanne opératrice) se trouvera à 1900 m de profondeur. Les calculs donnent aussi les types des vannes, leurs pressions d'ouverture et de fermeture ainsi que les températures au droit des vannes.

IV.3.1.3.4. Les tests de sensibilités TFT69 en gas-lift :

On fait des tests de sensibilités pour prévoir le comportement de puits TFT69 (équipé en gas-lift) par rapport au déclin de pression de réservoir et l'augmentation de water cut en fonction de débit d'huile et le débit de gaz injecté ($Q_{\text{gas injecté opt}}=16000 \text{ sm}^3/\text{d}$). Selon les tests build-up, le déclin de pression de réservoir de puits TFT69 est de moyen de 35 psig/an .

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

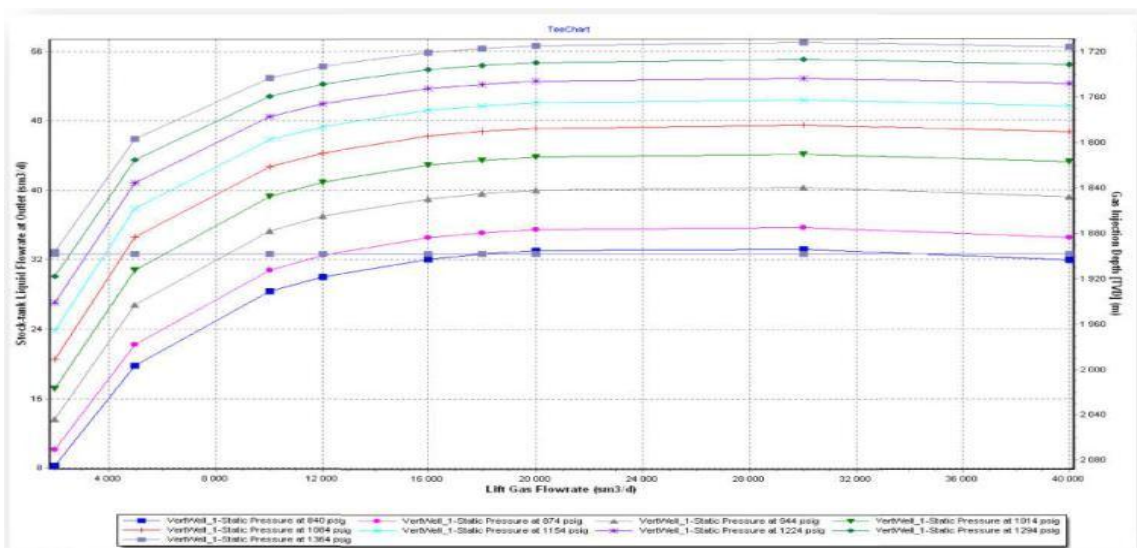


Figure IV.17 : EFFET DE DÉCLIN DE Pws SUR LE DÉBIT D'HUILE ET DE GAZ D'INJECTION OPTIMUM

➤ Effet d'augmentation de water cut TFT69 en gas-lift

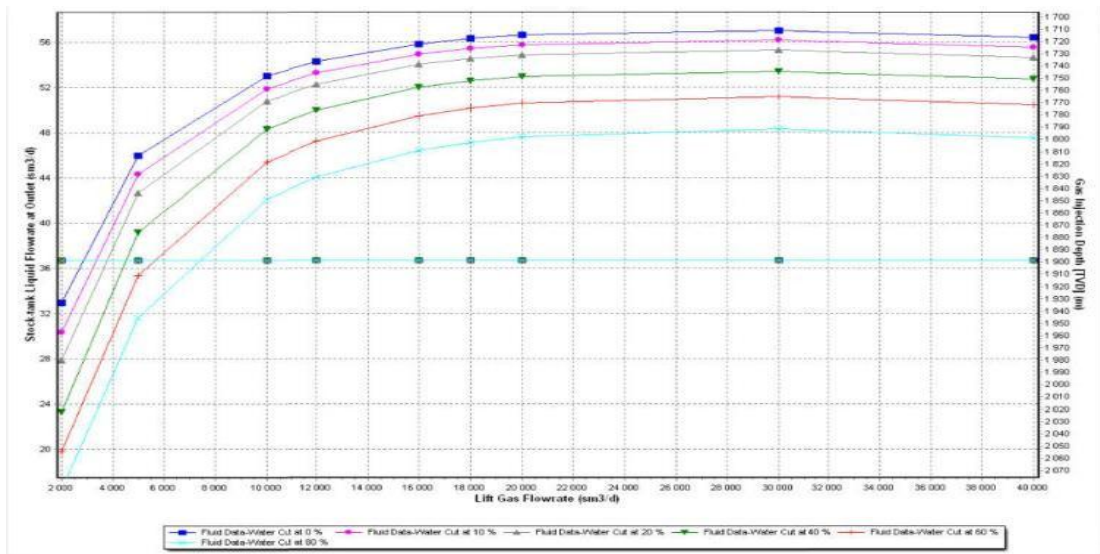


Figure IV.18. : EFFET DE WATER CUT ET LE DÉBIT DE GAZ INJECTÉ SUR LE DÉBIT PRODUIT

D'après la Figure (IV.17) et tableau (IV.4), on observe :

- ❖ La diminution de débit d'huile produit chaque année est de moyenne de 551.41 $sm^3/an = 3468$ STB/an.
- ❖ Pour la chute de pression de réservoir jusqu'à 840 psig (en 2032), l'injection de 16000 sm^3/d ne sera pas suffisante pour que le fluide de réservoir atteigne au surface.

<i>Année</i>	<i>Pression de réservoir (psig)</i>	<i>Débit d'huile (sm^3/d)</i>
2017	1364	55.81
2019	1294	53.86
2021	1224	51.65
2023	1154	49.16
2025	1084	46.19
2027	1014	42.86
2029	944	39
2031	874	34.50
2032	840	0

Tableau IV.4 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en gas-lift

D'après la Figure IV.18 et le Tableau IV.5 on observe que la diminution de débit de l'huile produit à cause de l'augmentation de water cut est de moyenne de 5,81 sm³/d pour chaque 10% = 36.55 STB/d pour chaque 10%

<i>Water cut (%)</i>	<i>Débit liquide (sm³/d)</i>	<i>Débit d'huile (sm³/d)</i>
0	55.81	55.81
10	54.92	49.43
20	53.99	43.19
40	51.95	31.17
60	49.46	19.78
80	46.58	9.31

Tableau IV.5 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift

IV.3.1.4. Design de pompe ESP :

IV.3.1.4.1. Le choix de pompe ESP :

- Insérer les paramètres nécessaires de pompe "pump design data" et de puits et on clique sur "select pump" pour sélectionné la pompe convenable parmi les pompes proposées par PIPESIM.

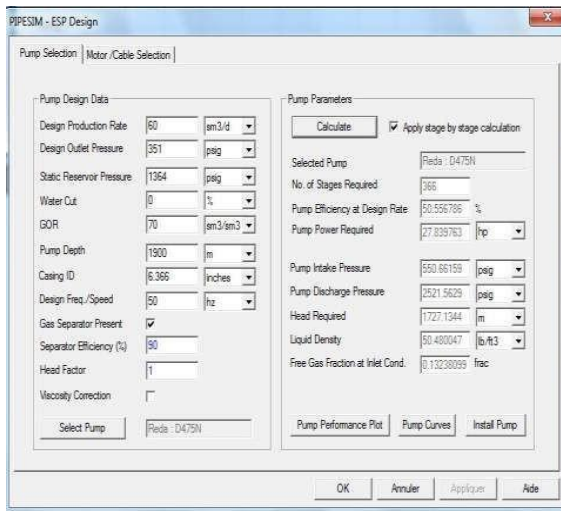


Figure IV.19 : DESIGN DE POMPE

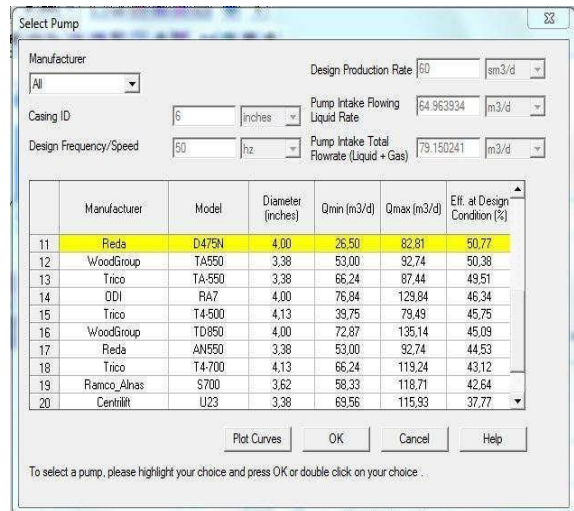


Figure IV.20 : LA SELECTION DE POMPE

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

<i>Design production rate (sm³/d)</i>	<i>Design outlet pressure (psig)</i>	<i>Static reservoir pressure (psig)</i>	<i>GOR (sm³/sm³)</i>	<i>Pump depth (m)</i>	<i>Casing ID (inches)</i>	<i>Design frequency /speed (Hz)</i>
60	351	1364	70	1900	6.366	50

Tableau IV.6 : Les datas de puits TFT69 et de pompe

- Le débit désirable de puits doit être convenable avec le choix de moteur et de pompe, et aussi avec la pression de fond dynamique (751 psig).

Dans le cas de puits TFT69, on a choisi comme un débit désirable $Q = 60 \text{ m}^3/\text{d}$.

- Le choix de pompe ESP est très important dans le design. On a choisi la pompe selon le débit minimum et maximum supporté par la pompe on tien compte la chute de l'IP de puits, le diamètre de casing et l'efficacité de la pompe.

Pour le puits TFT69 la pompe choisie est :

<i>Pump type</i>	<i>Nb of stages</i>	<i>Pump efficiency (%)</i>	<i>Pump power required (HP)</i>	<i>Diameter (inches)</i>	<i>Qmin (m³/d)</i>	<i>Qmax (m³/d)</i>
<i>Réda D475 N SBL</i>	366	50.55	27.83	4	26.5	82.81

Tableau IV.7 : Les caractéristiques de pompe ESP choisie TFT69

- Après le développement d'un type de pompe, Elle va être insérer automatiquement sur PIPESIM avec toutes ses caractéristiques et ses courbes de performance (Figure IV.21 et IV.22).

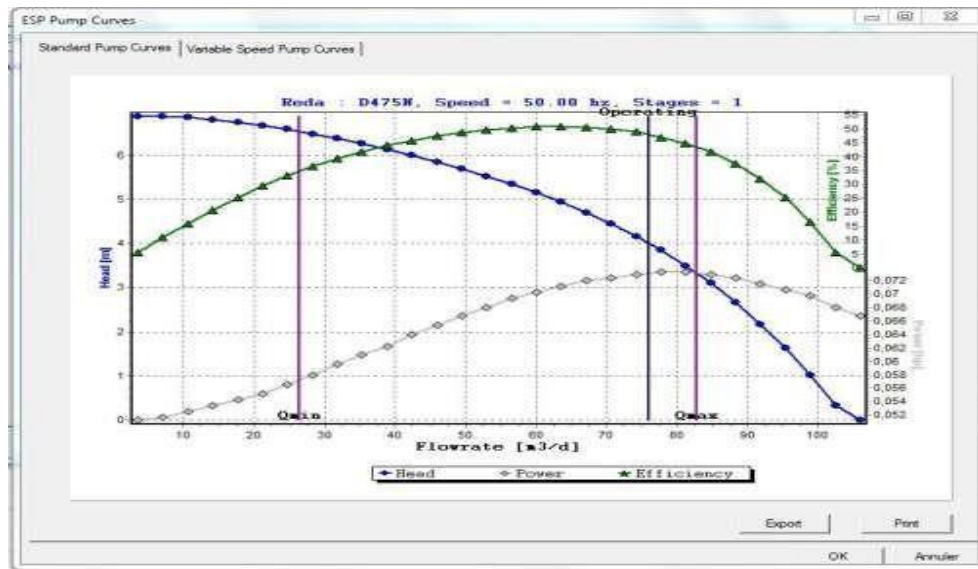


Figure IV.21 : COURBE DE PERFORMANCE DE POMPE REDA D475N & WELL OPERATING

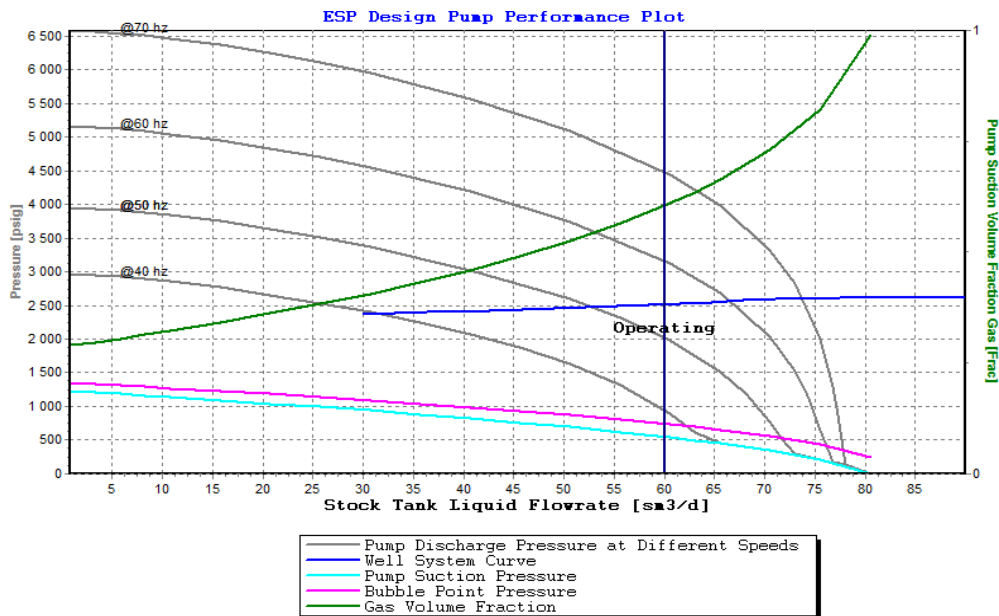


Figure IV.22 : COURBE DE PERFORMANCE DE POMPE REDA D475N

D’après la courbe de performance de pompe choisie pour le puits TFT69 on observe que le débit d’huile augmente avec l’augmentation de vitesse de rotation de pompe comme suite

<i>fréquence (Hz)</i>	40	50	60	70
<i>Débit produit (sm³/d)</i>	31.67	52.77	68,05	73.7

Tableau IV.8 : Débit d'huile (sm³/d) en fonction de fréquence de pompe (Hz)

IV.3.1.4.2. Choix de moteur et de câble :

- Après, On doit sélectionner le moteur et le câble convenable pour le bon fonctionnement de la pompe. PIPESIM nous a proposé les moteurs et les câbles disponibles.
- On choisi le moteur avec le moins diamètre extérieur (il faut être suffisamment moins que le diamètre de casing) et qui fonctionne avec le voltage disponible (380 Volts).

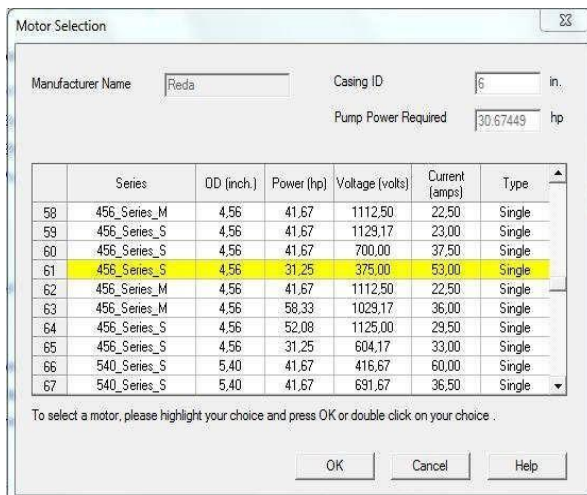


Figure IV.23 : CHOIX DU MOTEUR

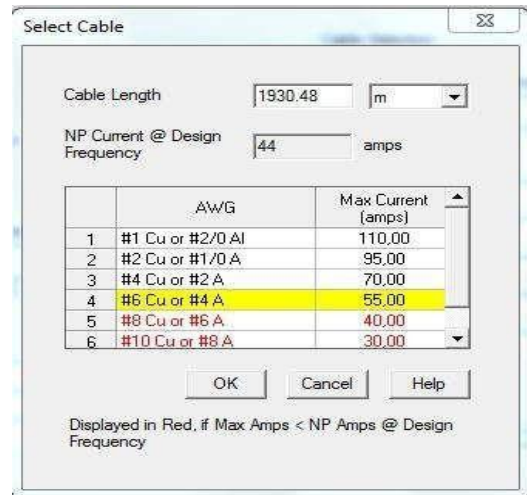


Figure IV.24 : CHOIX DE CÂBLE

Type	Séries	Power (HP)	Voltage (Volt)	Ampérage (A)	Type
Moteur	456-series S	4.56	31.25	53	Single
<i>Longueur de câble (m)</i>			<i>Ampérage Maximum (A)</i>		
1930.48			55		

Tableau IV.9 : Les caractéristiques de moteur et de câble

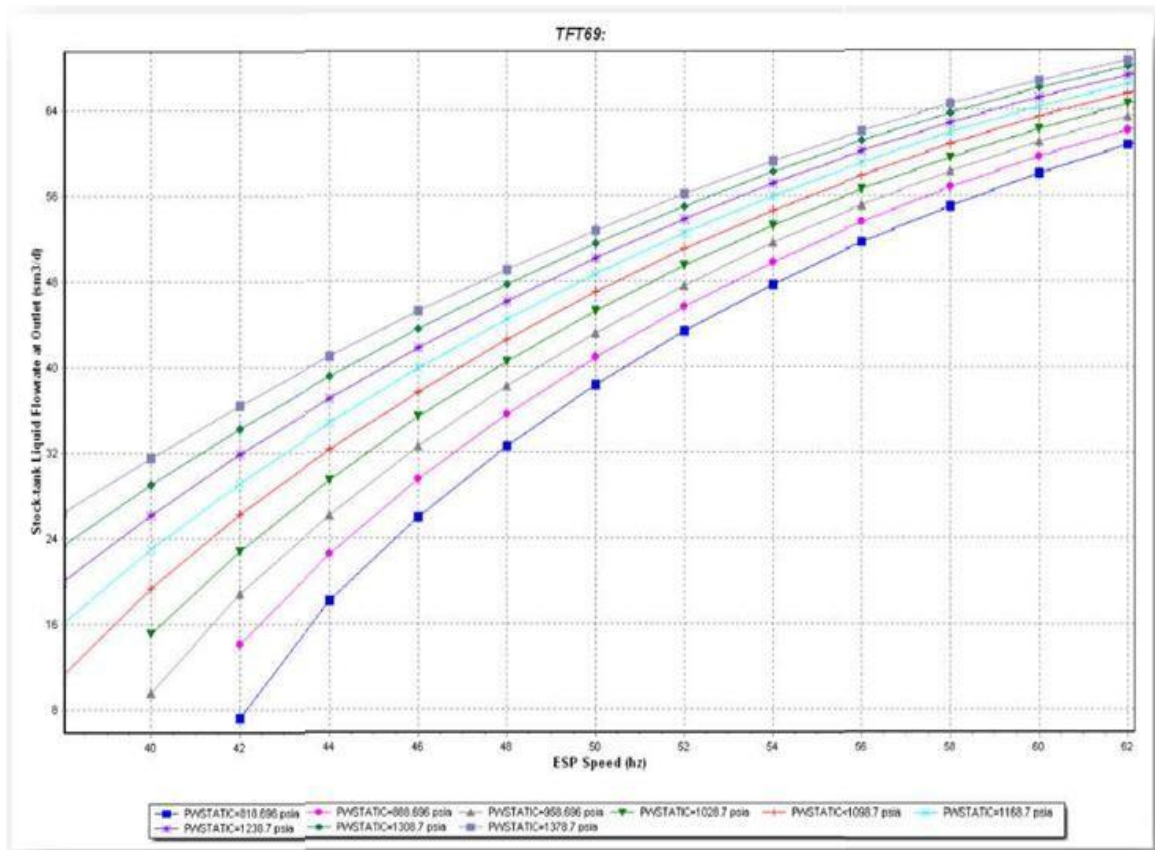
Le design de pompe ESP pour le puits TFT69 est complet.

On installe la pompe sur le modèle et on fait des testes de sensibilités pour prévoir le comportement de puits TFT69 (équipé en pompe ESP) par rapport au déclin de pression

de réservoir et l'augmentation de water cut en fonction de débit de l'huile et la vitesse de rotation de pompe (Fréquence= 50 Hz).

IV.3.1.4.3. Les tests de sensibilités de TFT69 ESP :

- ✓ Effet de déclin de pression de réservoir TFT69 en ESP



FigureIV.25 : VARIATION DE DÉBIT EN FONCTION DE VITESSE DE POMPE ET DE DÉCLIN DE Pws

D'après la figure VI.27 on note :

- La diminution de débit de l'huile est de moyenne de $330 \text{ sm}^3/\text{an} = 2073 \text{ STB}/\text{an}$.
- Le débit d'huile augmente au moyen de $21 \text{ sm}^3/\text{d}$ par l'augmentation de chaque 10 Hz.

✓ L'effet d'augmentation de water cut TFT69 en ESP

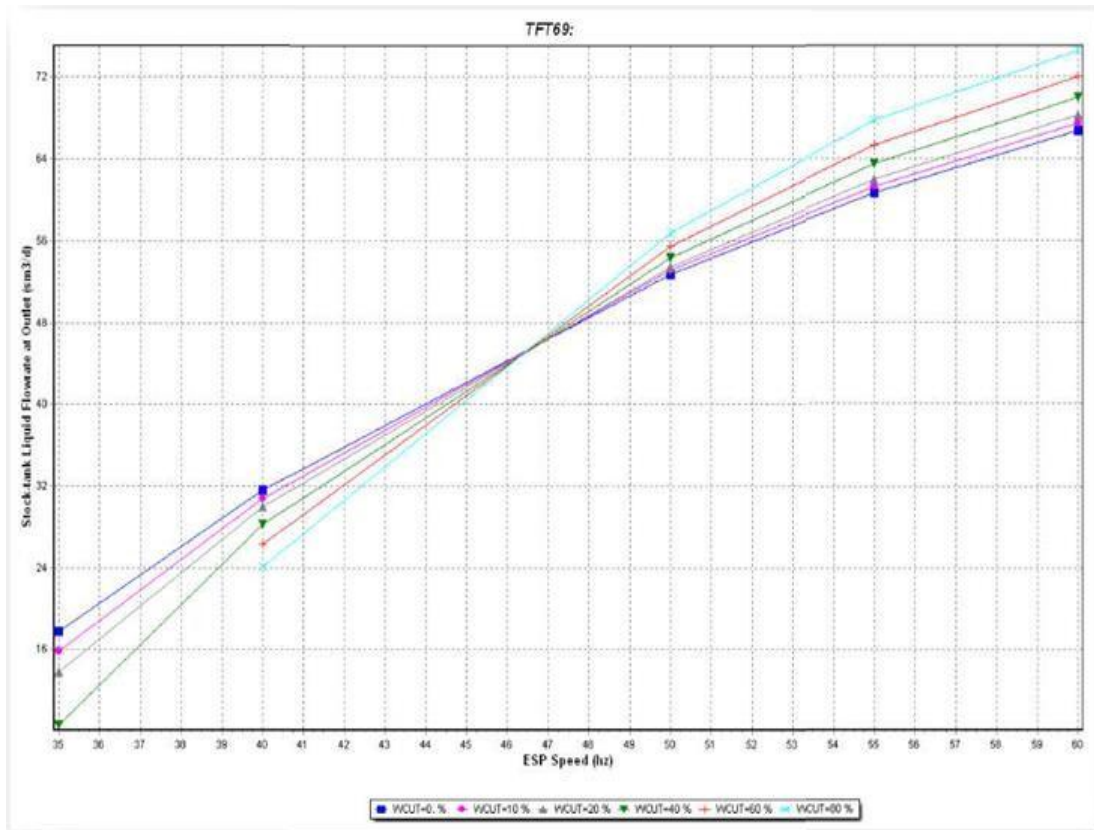


Figure IV.26 : VARIATION DE DÉBIT À CAUSE D'AUGMENTATION DE Wcut EN FONCTION DE DE FREQUENCE/VITESSE DE POMPE

D'après la Figure VI.26 on observe que la diminution de débit de l'huile produit par l'augmentation de water cut est de moyenne de 5,17 sm³/d pour chaque 10% = 32.55 STB/d pour chaque 10%.

<i>Water cut (%)</i>	<i>Débit liquide (sm³/d)</i>	<i>Débit huile (sm³/d)</i>
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 IV.10 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP

IV.3.2. Etude du Puits ODN2

ODN2 est un puits producteur de l'huile foré en 1997 et mis en production en 2014. Le débit initial de ODN2 en éruptif été 141.80 m³/j, Après des années de service de puits, le déclin de pression de réservoir été suivie par une chute de débit de puits. Il est programmé prochainement pour équipement du puits avec un groupe de pompage électrique de fond(ESP). La figure Ci-dessous montre l'historique de production de puits (Figure III.18).

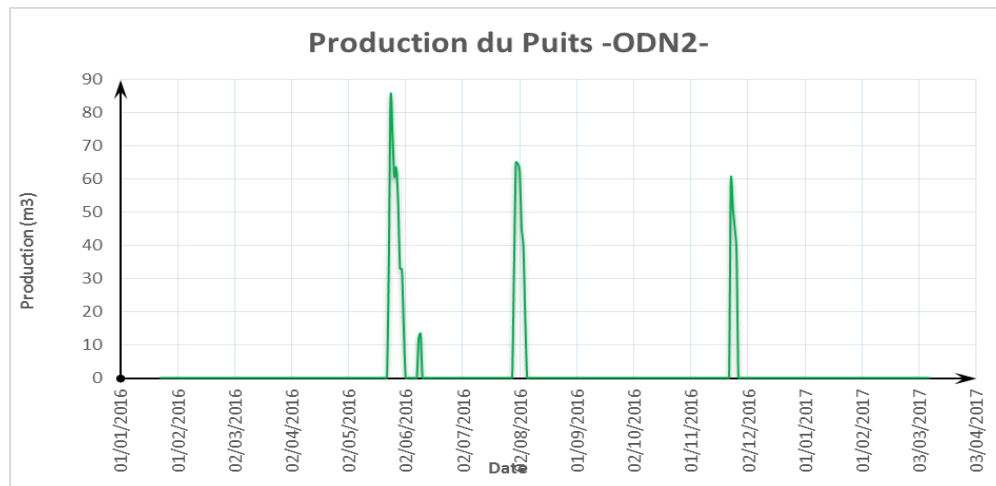


Figure IV.27: HISTORIQUE DE PRODUCTION DE PUIT ODN2

IV.3.2.1. Les données du puits

Complétion de puits

ODN2 est un puits vertical en cased hole complété par tubing 2''7/8.

La complétion de puits est représentée dans la fiche technique.

IV.3.2.2. Modélisation du puits

La première étape de la modélisation d'un nouveau puits en PIPESIM consiste à remplir les différentes données collectées pour faire une conception du puits. Après avoir remplir les données PVT. Les corrélations correspondent mathématiquement aux ensembles des mesures laboratoire. Lorsque les données PVT ont été correctement appariées, nous pouvons commencer à faire la courbe d'IPR. Il y en a beaucoup de modèle. Après on détermine le potentiel du puits (well absolute open flow potentiel (AOFP)) en effectuant une sensibilité sur les analyses nodales et c'est le point Opération/Solution, pour une pression de tête de puits données.

Jaugeage (01/05/2016): la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats

dans le tableau suivant :

PG (bar)	257	DUSE	24''
PFD (bar)	234	SKIN	-
PT (bar)	18	GOR (m ³ /m ³)	17
Qo (m ³ /d)	94	Wcut %	0

Tableau IV.11 : Données du puits ODN2 au dernier jaugeage

A partir de ces données PIPESIM nous donnons la courbe d'Outflow et de l'Inflow qui s'exprime la variation de débit en fonction de la Pression de de fond pour trouver le point de fonctionnement de puits ODN2 (figure III.7).

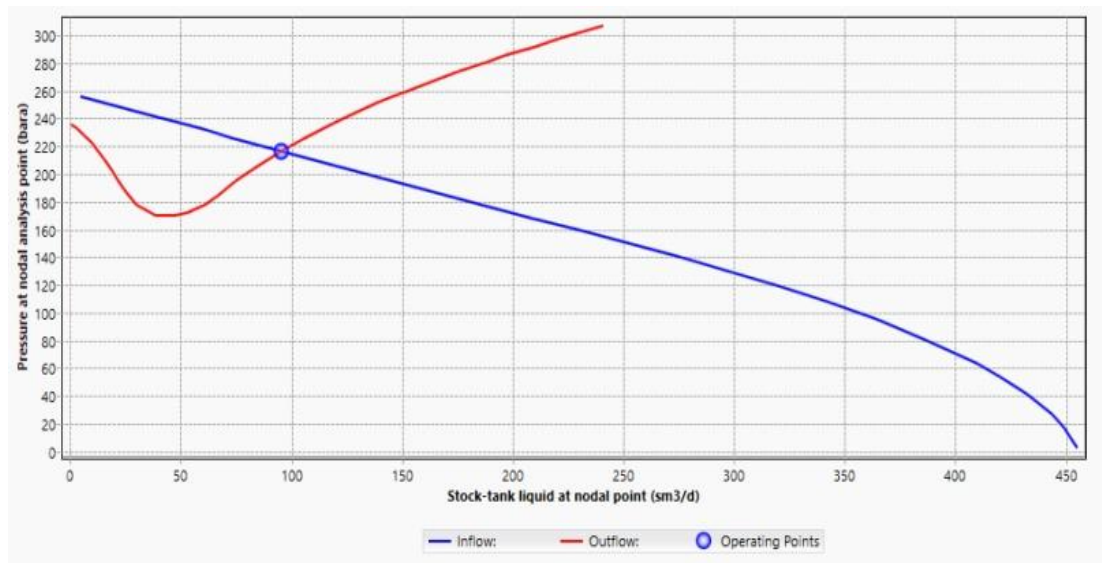


Figure IV.28 : VLP/IPR MATCHING DU PUIT ODN2 (JAUGEAGE)

La modélisation du puits montre que le puits ODN2 produit dans des conditions instables, mais il a un bon AOFP. Pour augmenter la production de ce puits, il est hautement recommandé d'augmenter la pression du réservoir par injection (eau ou gaz) ou d'aider le puits par l'activation artificielle (ESP/ SRP). La sensibilité de la pression du réservoir montre que le puits peut ne pas Produire pendant longtemps.

IV.3.2.3. Design de la pompe ESP

IV.3.2.3.1. Choix de pompe ESP

Les informations de puits ODN2 et de pompe à insérer sont :

<i>Design production rate (BPD)</i>	<i>Design outlet pressure (psig)</i>	<i>Static reservoir pressure (psig)</i>	<i>GOR (m³/m³)</i>	<i>Pump depth (m)</i>	<i>Casing ID (inches)</i>	<i>Design frequency /speed (Hz)</i>
864	351	3683	22.65	1450	6.184	60

Tableau IV.12 : Les datas de puits ODN2 et de pompe

Pour le puits ODN2 la pompe choisie est :

<i>Pump type</i>	<i>Nb of stages</i>	<i>Pump efficiency (%)</i>	<i>Pump power required (HP)</i>	<i>Diameter (inches)</i>	<i>Q min (m³/d)</i>	<i>Q max (m³/d)</i>
	400	92%	62.74	5	75.5	151.35

Tableau IV.13 : Les caractéristiques de pompe ESP choisie ODN2

Après le développement d'un type de pompe, Elle va être insérer automatiquement sur PIPESIM avec toutes ses caractéristiques et se courbe de performance (Figure IV.29).

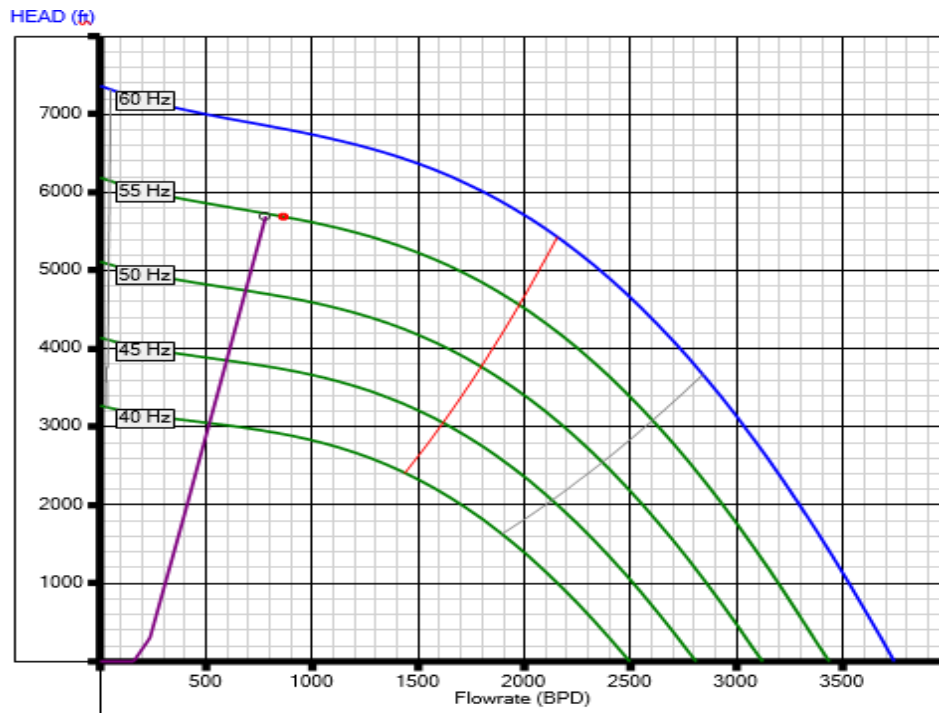


Figure IV.29 :LA COURBE DE PERFORMANCE DE LA POMPE

D'après la courbe de performance de pompe choisie pour le puits ODN2 on observe que le débit d'huile augmente avec l'augmentation de vitesse de rotation de pompe.

IV.3.2.3.2. Choix de moteur et de câble :

Après, On doit sélectionner le moteur et le câble convenable pour le bon fonctionnement de la pompe. PIPESIM nous a proposé les moteurs et les câbles disponibles.

On choisi le moteur avec le moins diamètre extérieur (il faut être suffisamment moins que le diamètre de casing) et qui fonctionne avec le voltage disponible (1940 Volts).

<i>Type</i>	<i>Series</i>	<i>Power (Hp)</i>	<i>Voltage (Volt)</i>	<i>Ampérage (A)</i>	<i>Type</i>
<i>Moteur</i>	<i>450-series</i>	88	1940	29	<i>Single</i>
<i>Longueur de câble (m)</i>			<i>Ampérage Maximum (A)</i>		
2307			55		

Tableau IV.14 : Les caractéristiques de moteur et de câble

Le design de pompe ESP pour le puits ODN2 est complet.

On installe la pompe sur le modèle et on fait des tests de sensibilités pour prévoir le comportement de puits ODN2 (équipé en pompe ESP) par rapport au déclin de pression de réservoir et l'augmentation de water cut en fonction de débit d'huile et la vitesse de rotation de pompe (Fréquence= (55 Hz).

IV.3.2.3.3. Les tests de sensibilités de ODN2 ESP

✓ L'effet d'augmentation de water cut ODN2 en ESP

L'augmentation de WC influée considérablement le comportement de notre puits et particulièrement la performance de la pompe choisie, et l'application de l'analyse nodale au point de refoulement de la pompe avec une pression de tête =17 bar nous donne le résultat dans le tableau ci-dessous :

<i>Water cut (%)</i>	<i>Débit liquide (sm³/d)</i>	<i>Débit huile (sm³/d)</i>
20	120	96.19
30	121.34	84.93
40	122.45	73.47
50	123.56	61.78
60	124.68	49.87

Tableau IV.15 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit ODN2 en ESP

IV.3.2.4. Design de la pompe SRP

IV.3.2.4.1. La sélection de pompe subsurface :

Le choix d'une pompe subsurface pour un système de pompage à tige est une affaire d'estimer le déplacement de pompe qui correspond à un taux de production désiré et ensuite une détermination de la combinaison optimale de longueur de coup, vitesse de pompe et diamètre de piston pour ce déplacement. Dès que la pompe est dimensionnée, nous pouvons réfléchir quel genre de pompe est la plus appropriée pour l'ensemble donné des conditions de fonctionnement.

IV.3.2.4.2. Exigences de déplacement de pompe

Une pompe subsurface déplace un volume défini par sa longueur de coup, la vitesse de pompe (les coups par minute), le diamètre de ventouse et l'efficacité de pompe volumétrique:

$$PD = 0.1166 S_p N D^2 E \quad (\text{IV.1})$$

Où PD = le déplacement de la pompe à l'efficacité volumétrique de 100 pour cent(B/D)

S_p = la longueur de coup de piston effective(pouces).

N = la vitesse fonctionnante(coups/minute) D = le diamètre de piston (pouces).

E_p = l'efficacité de pompe volumétrique.

IV.3.2.4.3. Efficacité de coup (E_s) :

La longueur de coup efficace (S_p) dans l'Équation (1) est la longueur de coup à la pompe. À cause de l'étendue de tige et la contraction, l'accélération et les effets inertiels, S_p sera considérablement plus court que la longueur de coup de tige polie mesurée à la surface.

Pour notre détermination de dimensionnement de pompe initiale, nous pouvons définir l'efficacité de coup (E_s) :

$$ES = \frac{\text{longueur de coup de piston}}{\text{longueur de coup a surface}} = \frac{S_p}{S} \quad (\text{IV.2})$$

Cette quantité est typiquement sur l'ordre de 0.75 à 0.85. Une détermination plus précise de S_p est exécutée dans le cadre du design de système de pompe de tige détaillé.

IV.3.2.4.4. Exigences de pompe réelles :

En tenant compte de l'efficacité de coup, nous pouvons modifier l'Équation (1) pour déterminer les exigences de pompe pour un taux de production de surface désiré :

$$Q = 0.116(D^2) (SN)(ES)(Ep) \quad (IV.3)$$

Où : q = le taux de production de surface(baril/day).

D = pompent le diamètre (pouces).

S = la longueur de coup à la surface en(pouces).

N = la vitesse de pompe (coup/minute).

Ep = l'efficacité de pompe. Es = l'efficacité de coup.

IV.3.2.4.5. Dimensionnement de pompe :

Le dimensionnement de pompe implique de certaines limites plaçantes sur le diamètre de ventouse, la longueur de coup et la vitesse de pompe. Par exemple, si le diamètre de ventouse est trop grand, il peut imposer d'inutilement hautes tensions aux baguettes de surleon et à l'équipement de surface. Si c'est trop petit, il exigera que les hautes vitesses de pompe accomplissent le taux de production nécessaire, ayant pour résultat les plus hautes charges maximales sur l'équipement. Donc, pour un taux de production désiré, nous devons trouver une combinaison optimale de diamètre de ventouse, longueur de coup et vitesse de pompe.

IV.3.2.4.6. Dimensionnement de piston :

Nous commençons la procédure de sélection en déterminant la grandeur de ventouse de pompe optimale pour un taux de production de surface désiré. C'est fait dans la Table 1 pour bien les profondeurs de jusqu'à 8000 pieds, en supposant une efficacité de pompe de 80 pour cent (les valeurs de table sont basées sur un rapport intérieur de Bethlehem Steel Company). Dans ce cas-là, par exemple, un diamètre de ventouse de 1.25 pouces serait recommandé pour un taux de production de surface de 100 barils par jour à une profondeur de pompe de 5000 ft.

IV.3.2.4.7. Longueur de coup et vitesse de pompe

La vitesse de pompe de la longueur de coup optimale (SN) la combinaison est basée sur l'établissement d'une limite pratique maximum au-dessous dont les baguettes ont le temps suffisant à la chute libre par le liquide sur la hampe. (Figure IV.30) illustre cette

limite graphiquement pour l'exemple d'une unité de pompage conventionnelle (de telles données sont disponibles du fabricant pour les types d'unité de pompage différents).

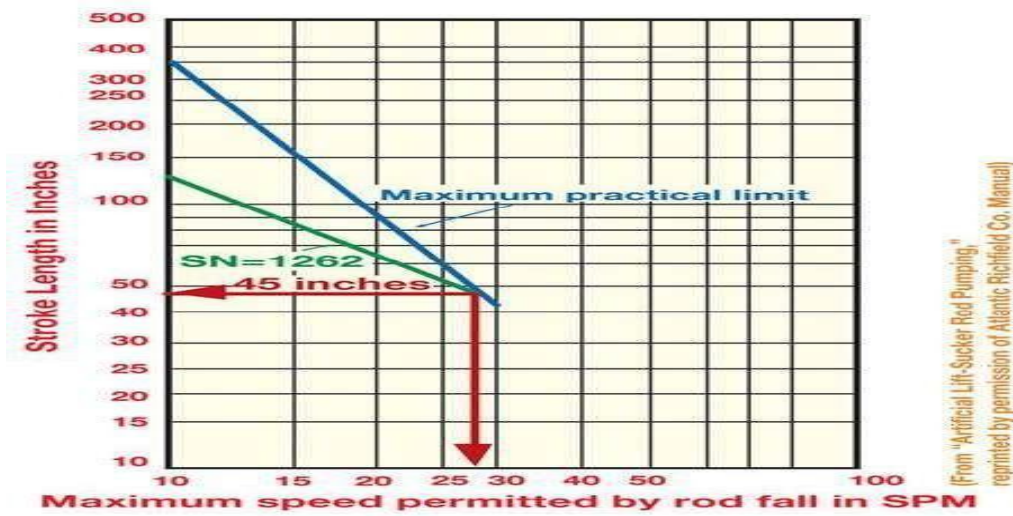


Figure IV.30 : DETERMINATION DE VITESSE DE POMPAGE

IV.3.2.5. Modélisation avec PIPESIM

Après avoir introduit les données du puits (le tubage, les données de la complétion, les résultats du dernier test fait du jaugeage) le logiciel nous permet la conception de notre puits.

Jaugeage 25/10/2019 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats dans la Figure (IV.31):

Paramètre	Valeur
Pression de réservoir (bar)	235.7
Température de réservoir (C)	78
Température de fond (C)	46.8
Débit (sm ³ /d)	73.8
Profondeur de Tubing (m)	2342
Tubing OD ‘	2’’7/8
Casing OD ‘	7 ‘

Tableau IV.16 : Données du test pour ODN2

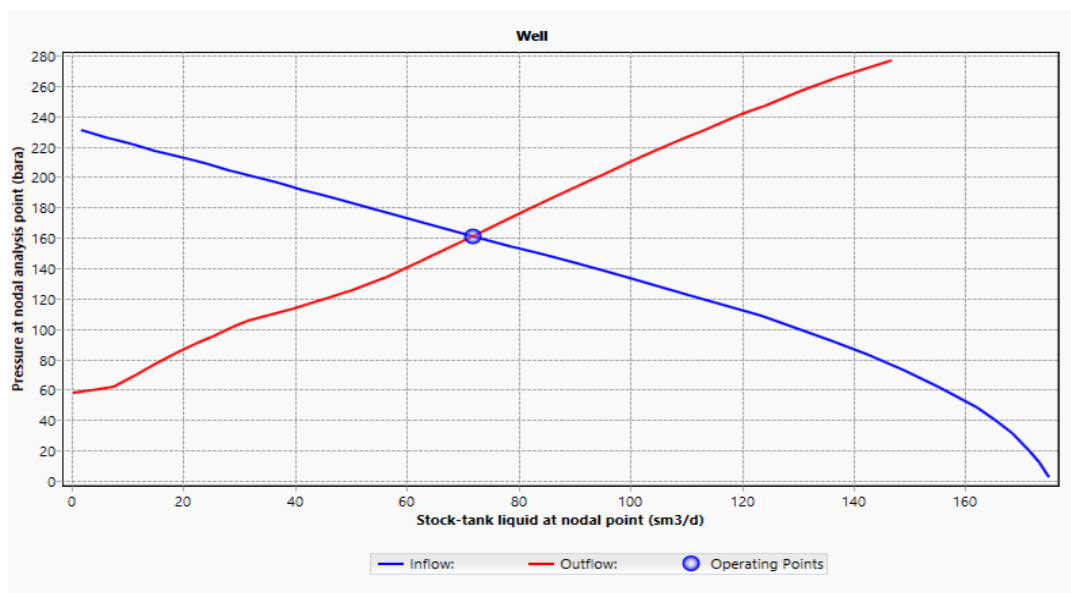


Figure IV.31: DATA MATCHING JAUGEAGE

Operating Rate	73 (sm ³ /d)
Operating Pressure	163 (bar)

Tableau IV.17 : Résultats de dernier test jaugeage

IV.3.2.5.1. Choix de l’unité de pompage :

Le débit désirable pour ce puits est choisi de telle manière à avoir une flexibilité dans le choix de combinaison moteur-pompe puisqu’un débit désirable important et ce dernier représente un facteur très important dans la détermination de la quantité de gaz libre au niveau de l’aspiration de la pompe qui réduit par la suite le nombre des pompes candidates

qui peuvent véhiculer cette quantité.

Dans ce cas, on a choisi comme un débit désirable $Q = 178 \text{ m}^3/\text{d}$.

Nous choisissons la pompe SRP selon le débit minimum et maximum supporté par la pompe on tien compte la chute de l'IP de puits, le diamètre de casing et l'efficacité de la pompe.

Le design de pompe SRP pour le puits ODN2 est complet.

On place la pompe à une profondeur calculée environ de 1400m, et avec un diamètre de 2''7/8.

En appliquant l'analyse nodale au point de refoulement de la pompe, on obtient les résultats dans le tableau ci –dessous :

Operating Rate	150 (sm³/d)
Operating Pressure	185 (bar)
Water cut	40%

Tableau IV.18 : Résultat de l'analyse nodal pour le puits après l'installation de SRP

On remarque une augmentation dans le débit jusqu'à **73 à 150 m³/d**.

IV.3.2.5.2. Les tests de sensibilités de ODN2 ESP

✓ L'effet d'augmentation de water cut :

L'augmentation de WC influée considérablement le comportement de notre puits et particulièrement la performance de la pompe choisie, et l'application de l'analyse nodale au point de refoulement de la pompe avec une pression de tête = **30 bars**

La croissance de WC provoque une augmentation de la colonne hydrostatique dans le tubing qui justifier l'augmentation de la pression de refoulement nécessaire, et d'autre côté cette tendance du WC engendre une diminution sensible de la quantité de gaz libre dans l'aspiration de la pompe et augmentation de la densité moyenne du fluide.

✓ L'effet de la vitesse de pompage sur le puits

La production est le dépendant du temps la valeur pompant l'adaptation de vitesse effectuera la production par jour, et la longueur de coup est la distance que la

ventouse voyage par rapport au baril de travail. Ce paramètre effectue le déplacement de pompe.

IV.4. Etude économique

Pour réaliser une étude économique précis, il faut prendre en considération tous les charges d'installation des équipements et tous les dépenses au cours de développement de puits.

VI.4.1 Le coût d'installation de gas-lift sur TFT69 :

Les charge d'installation : En prendre comme un taux de rechange (1\$ = 130 DZA).

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

Tableau IV.19 : 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\$**

On calcule le Pay Out Time "POT" qui est définit comme le temps nécessaire pour

que le cumul des cash d'exploitation de projet devienne égal au capital initialement investi.

Le prix de référence de baril de brute est 79 \$, alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à l'environ de 5351 ST Baril, puisque le débit de production de l'huile de TFT69 en gas-lift est de 351 STB/d.

$$POT_{GL} = \frac{422761.33/79}{351} = 15.24 \text{ jours .}$$

Alors, On peut récupérer tous le montant globale de toutes les charges pour l'installation de gas-lift sur TFT69 en environ de 15 jours.

IV.4.2. Le coût d'installation de pompe ESP sur TFT69 :

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

Tableau IV.20 : 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 ≈ 728710,19 \$**

Alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à environ de 9342 ST Baril, puisque le débit de production de l'huile de TFT69 en pompe ESP est de 332 STB/d.

$$POT_{ESP} = \frac{728710.19/79}{332} = 27.78 \text{ jours}$$

Alors, On peut récupérer tous le montant globale de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP sur TFT69 en environ de 28 jours.

IV.4.3. Le coût d'installation de pompe ESP sur ODN2

<i>Type de charge</i>	<i>Nb/duré d'opération</i>	<i>Montant globale (DZA)</i>
<i>Appareil WORK OVER – ENTP-</i>	<i>19 jours</i>	<i>44255187.6</i>
<i>EMEC + DTM</i>	<i>22 jours</i>	<i>3038721.4</i>
<i>Les Moyens propres</i>	<i>22 jours</i>	<i>9367872.8</i>
<i>EMEC Produits + Transport</i>	<i>22 jours</i>	<i>8719110.4</i>
<i>Pompage HALLIBURTON</i>	<i>1 Opération</i>	<i>33410.00</i>
<i>Servising WESP</i>	<i>1 Opération</i>	<i>79328.6</i>
<i>Tubing 2''^{7/8}</i>	<i>151</i>	<i>2516534.29</i>
<i>Tête de puits</i>	<i>1</i>	<i>3848781,45</i>
<i>Pompe ESP</i>	<i>1</i>	<i>26000000,00</i>
<i>Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe ESP sur ODN2</i>		<i>97858946.54</i>

Tableau IV.21 : Suivie d'investissement ODN2 en ESP

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation d'une pompe ESP sur ODN2 est : **97858946.54 DZA** \approx **752761.13 \$**

Alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à environ de 9529ST Baril, puisque le débit de production de l'huile de ODN2 en pompe ESP est de 604 STB/d.

$$POT_{ESP} = \frac{752761.13/79}{604} = 15.78 \text{ jours}$$

Alors, On peut récupérer tous le montant globale de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP sur ODN2 en environ de 16 jours.

VI.4.4. Le coût d'installation de pompe SRP sur OND2

<i>Type de charge</i>		<i>Nb/duré d'opération</i>	<i>Montant globale (DZA)</i>
<i>Appareil WORK OVER – ENTP-</i>		<i>15 jours</i>	<i>25252500.00</i>
<i>EMEC + DTM</i>		<i>12 jours</i>	<i>1988984.4</i>
<i>Les Moyens propres</i>		<i>12 jours</i>	<i>5967452.4</i>
<i>EMEC Produits + Transport</i>		<i>12 jours</i>	<i>9299066.4</i>
<i>Pompage HALLIBURTON</i>		<i>1 Opération</i>	<i>31200.00</i>
<i>Servising WESP</i>		<i>1 Opération</i>	<i>784265.3</i>
	<i>Tubing 2''7/8</i>	<i>151</i>	<i>2516534.29</i>
	<i>Tête de puits</i>	<i>1</i>	<i>3848781,45</i>
	<i>Pompe SRP</i>	<i>1</i>	<i>10400000.00</i>
<i>Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe SRP sur ODN2</i>			<i>60088784.24</i>

Tableau IV.22 : Suivie d'investissement ODN2 en SRP

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation d'une pompe SRP sur ODN2 est : **60088784.24DZA ≈ 462221.42\$**

Le prix de référence de baril de brute en 2019 est 69 \$,

Alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à environ de 6705 ST Baril, puisque le débit de production de l'huile de ODN2 en pompe SRP est de 567 STB/d.

$$POT_{SRP} = \frac{462221.42/69}{567} = 11.81 \text{ jours}$$

Alors, On peut récupérer tous le montant globale de toutes les charges pour l'installation de la pompe SRP sur ODN2 en environ de 12 jours.

IV.5. Étude comparative et discussion

D'après les résultats de notre étude technique et économique, on peut dire que le gas-lift est le plus influent par l'augmentation de W_{cut} et par le déclin de pression de réservoir par rapport à la pompe ESP la pompe SRP, par contre en aspect économique et rendement le gas-lift est le plus favorable. Mais il ya d'autre facteurs qui peut influencer sur le choix de type de production, et chaque type a des avantages et des inconvénients qu'il faut les tiens en compte avant de favoriser un choix par rapport à l'autre, on peut les cités ici :

- ✓ La durée de vie de pompe ESP et de SRP est limité, par contre pour le gas-lift sa durée est peut dépasser 30 ans.
- ✓ La maintenance de la pompe ESP est impossible, alors que le changement de pompe nécessite toute un appareil de Work-over, par contre pour le gas-lift, les interventions sur les vannes est simple, elle faite par l'unité de Wire line (quelques puits sont déjà équipés par des mandrins depuis son mis en service).
- ✓ L'installation d'une pompe ESP dans un puits empêche toutes les opérations qui demande une descente des outils au fond de puits comme grattage-contrôle, test d'amerada et Build up et toutes les opérations de stimulation comme Kick-off, acidification, fracturation ...
- ✓ Il est déconseillé d'utiliser les pompes ESP dans les puits de fort GOR, car il pose le risque de cavitation de la pompe. (Cas de puits DJW2 deux fois en 2006 et en 2007).
- ✓ Le torchage de gas-lift à basse pression cause des taxes, ce qui résulte des charges additionnelles, car la récupération de gaz à basse pression nécessite des équipements de compression spéciale, ce qui n'est pas disponible à la région de TFT
- ✓ La pompe ESP et la pompe SRP sont très sensible au changement brusque et incontrôlable du comportement de puits (bouchant de gaz ou de l'eau, sable, sel et la diminution de niveau dynamique de puits...) ce qui cause la cavitation de la pompe. Par contre le gaz- lift n'affecte pas beaucoup par tels types des problèmes.

**CONCLUSION ET
RECOMMANDATION**

CONCLUSION GÉNÉRALE

D'après l'étude et les résultats obtenues on trouve que le gas-lift est le plus influent par l'augmentation de W_{cut} et par le déclin de pression de réservoir par rapport à la pompe ESP et la pompe SRP, mais de coté économique le gas-lift est le meilleur.

En avis générale, la meilleure méthode d'activation des puits dans le champ TFT est le gas-lift selon ces nombreux avantages : une durée de vie élevée, un coût faible, maintenance facile, bon rendement et performance, s'adapte avec différentes caractéristiques des réservoirs et avec les différents problèmes rencontrés...

Mais aussi le pompage ESP et le pompage SRP dans le champ restent des techniques indispensables dans des conditions qu'il est impossible d'utiliser le gas-lift, soit à cause du manque de gaz dans la région, ou à cause d'éloignement des puits de station de compression de gaz dans des périmètres isoler.

L'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre qui influe le plus sur le débit de production dans les trois méthodes d'activation.

Pour les puits ODN2 l'SRP est la méthode d'activation la plus convenable car elle donne une augmentation très large de la production par rapport à l'état naturelle des puits, aussi est une solution rapide, efficace et économique, donc de point de vue générale l'SRP représente un bon choix

RECOMMANDATION

Pour la pompe ESP :

- ✓ Il faut réaliser un bon design pour assurer le bon fonctionnement de pompe et augmenter sa durée de vie (cas de puits HMZS-1 qui se fonctionne depuis 1993 à une période de 25 ans).
- ✓ Faire un suivie périodique de niveau dynamique de puits et le comportement de réservoir pour qu'il soit convenable avec les paramètres électriques de la pompe, ce qu'il peut réduire les problèmes qui face la pompe.

Pour le gas-lift :

- ✓ Pour résoudre le problème de givrage des conduites gas-lift, il est conseillé

d'installer un échangeur de chaleur à la ligne de gas-lift dans l'entrée sur puits pour chauffer le gaz injecté et assurer le bon traitement de gaz.

✓ Il est conseillé de réaliser une station de récupération de gaz à basse pression pour éviter le torchage de gaz injecté et ses taxes.

Pour la pompe SRP

✓ Il est préférable de placer la pompe au-dessous de niveau de fluide s'il y a un espace et cela pour maximiser la chute de pression et avoir une bonne séparation naturelle de gaz et en conséquence la production, et pour éviter le problème de cavitation, il faut qu'une pression suffisante soit toujours assurée à l'aspiration de la pompe.

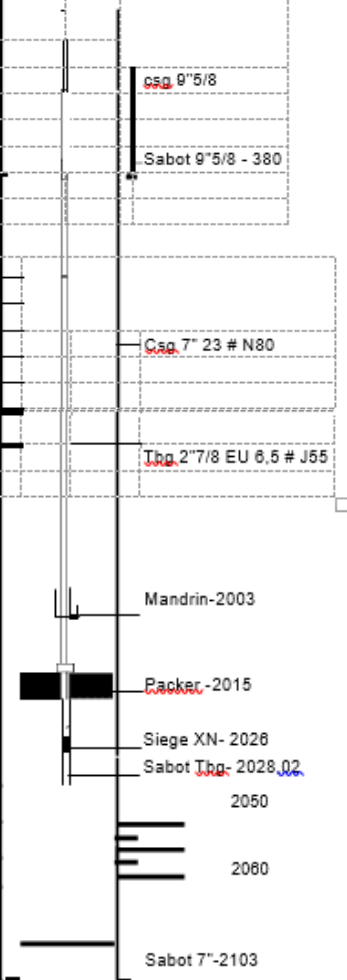
✓ Faire un contrôle quotidien parce qu'un manque d'attention même très court sur un comportement de SRP est peut avoir des effets irréversibles comme les venues de fluide vers surface (mal étanchéité de polished rod avec stuffing box).

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **SH DP-TFT** : Documentation sur le gisement TFT.
- [2] **D. PERRIN** : Activation des puits, ENSPM formation industrie, 2000
- [3] **TOTAL** : Le process; Les puits activé par gas-lift, Support de formation, cours EXP-PR-PR030 révision 0.2, 17/04/2007
- [4] **Groupe SOCOTEC Industrie, SERPRO.S. N** : Récupération assisté par gas-lift
- [5] **Roy Fleshman** Bartlesville-Oklahoma-USA, **Harryson Obren Lekic**-Houston-Texas-USA: Artificial lift for high volume production, 1999
- [6] Cosse R., Techniques d'exploitation pétrolière. IFP France, p, 138 (1988).
- [7] Design and economical evaluation of sucker rod and electrical submersible pumps, middle east technical university, turkey, p, 6, 41, (2004).
- [8] Schlumberger. ESP design and technology (2002).
- [9] **BOUHEROUR Djamel Eddine, BENDIAB Ilyés** , « Evaluation et Etude comparative entre gaz lift et la pompe électrique immergée dans le champ d'Ourhoud » Mémoire master Université Kasdi Merbah Ouargla (2018).
- [10] **Mohamed Banaga**, "Electrical Submersible Pump Manual for Clients", 20-05-2009
- [11] **MEHIRI Taher, ASSAL M^{ed} El-Amine, DJELLID Abd El Karim**. « Etude de performance de l'activation des puits par le pompage de fond (pompe ESP) » Mémoire master Université Kasdi Merbah Ouargla (2017).

ANNEXES

CHAMP : T F T		PUITS: T FT- 69		X : 374,060		Y : 3,165,350	
CS : 4		COMPLETION: Simple		RESERVOIR : Ordovicien			
		TYPE DE PUIT : Huile		TYPE DE PROD		éruptif	
TETE D'ERUPTION							
MARQUE : CAMERON		TYPE : C S		Racd Sup :		SUSPENSION TBG	
PRESSION DE SERVICE : 5000 Psi		ATTACH Tbg : Olive		BRIDE :		COUPE SCHEMATIQUE	
EMBASE : 11"3000 *7"1/16 5000		REDUCTION :		OLIVE : 6" * 2"7/8 eu		DU PUIT S	
VANNES		SAS		MAITRESSE		Z - FORAGE: 482.00	
MARQUE		CAMERON		CAMERON		Z - SOL : 478.00	
NOMBRE		1		2		Z - PROD: 477.02	
DIAM ET SERIE		2"9/16"5000		2"9/16"5000		S P : 0.66	
		2"1/165000		2"5000			
COLONNE DE TUBINGS							
	DESIGNATION	NBR	TYPE	DIAM	LONG	COTE PRD	
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"
		Total Garniture		2028.53			
PERFORATION							
Niveau des pertos		Hauteur		Ø Pertos		Densité/m	
				calage		Nbr coups	
2050m à 2080m		10		2"1/8		13	
				CCL		130	
Poids de la garniture au MD=20 tonnes dans une boued=0,90							
ANNULE LE FOLIO N°							
Fi mplétion 5/20/2004							



SH/DP/T.F.T		EQUIPEMENT DU Puits					FOLIO N°1		
CHAMP : T.F.T		PUITS: ODN-2			X: 485 019,08		Y: 2 922 521,88		
Centre :		COMPLETION : Simple			RESERVOIR : Ordovicien - Unité IV-3				
		TYPE DE Puits : Producteur d'huile			TYPE DE PROD : Eruptif				
TETE D'ERUPTION									
MARQUE: FMC		TYPE: C S		Racc Sup : Quik union		SUSPENSION TBG		COUPE SCHEMATIQUE	
PRESSION DE SERVICE: 5000		Attache Tbg :Olive				BRIDE :		DU Puits	
EMBASE: 11" 3000		RED: 11"5000*11"3000				OLIVE :		Z - FORAGE : 356,890	
VANNES	SAS	MAITRESSE	Lat-TBG	Lat-Csg	FMC- 7" 1/16 OD		Z - SOL : 351,390		
MARQUE	FMC	FMC	FMC	FMC	ETANCHETES/TBG		Z - PROD : 350,810		
NOMBRE	1	2	2	2	Néant		S P : 0,58		
DIAM ET SERIE	2"9/16 5000	2"9/16 5000	2"1/16 5000	2"1/16 5000					
COLONNE DE TUBINGS									
N°	DESIGNATION	NBRE	TYPE	DIAM	LONG	COTE PRD	OBSERVATIONS		
1	Sabot	1	EU	2"7/8	0,97	2342,64	Tbg court biseauté		
2	Siege	1	WXN	2"7/8	0,24	2341,67	W.ford "NO GO " Dint=56,01 mm		
3	Manchon	1	EU	2"7/8	0,14		6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm		
4	Tbg court	1	EU	2"7/8	1,96		6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm		
5	Reduction	1	EU/Vam		0,14	2339,33	2"7/8 EU X 4" 1/2 VAM		
6	Packer hydr	1	W.ford	7"	1,37		U.PACK-H- (b=0,93 m ; h=0,44 m)		
7	Ratch-latch	1	W.ford	2"7/8	0,21	2337,96			
8	Tbg long	1	EU	2"7/8	9,48		6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm		
9	Mandrin	1	EU	2"7/8	2,14	2328,26	Weatherford		
10	Tubings	246	EU	2"7/8	2326,21		6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm		
11	Olive	1	EU	2"7/8	0,36		FMC- 7" 1/16 OD*2"7/8 EU		
Total colonne					2343,22				
PERFORATIONS									
Niveau Perforé	Hauteur	Diamètre Perfos		Densité/m	Type de Perfos				
OBSERVATIONS :									
Poids de la garniture dans l'eau claire égal à 20 tonnes - (Appareil TP 224)									
							ANNULE LE FOLIO N°..		
							Début reprise : 15/09/2014		
							Fin reprise : 26/09/2014		
							Mise à jour le : 07/10/2014		

