

N° Série:/2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et science de la terre et de
l'univers*

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

Gsassi Abd Elaaziz, Cheikh Brahim Omar

-THEME-

**ACTIVATION DE PUITTS PAR UNE
POMPES A TIGES (SUCKER ROD PUMP)
ÉTUDE DE CAS : PUITTS TFT #11**

Soutenue le: 28/05/2017 devant la commission d'examen

Jury:

Encadreur : ALI ZERROUKI Ahmed Univ. Ouargla

Président: BOUFDAS DJAMILA Univ. Ouargla

Examineurs: BRAHMIA NABIL Univ. Ouargla

Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédicé ce modeste travail :

*J'ai toujours **pensé** faire où **offrir** quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consentis des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà, l'occasion est venue.*

***A ceux** qui m'ont donnés la **vie**, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

***A ceux** qui sont la source de mon **inspiration** et de mon **courage**, à qui je dois de l'**amour** et la **reconnaissance**.*

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration et de courage...merci **PÈRE**.*

*A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité...merci **MÈRE**.*

A mes chers frères Mostapha, Mohamed saleh.

A mes chères sœurs : fatima, mariem, Aicha.

A La mémoire de mon cher défunt : Rachedi Yahia, que Dieu ait leurs âmes

A mon très cher binôme : Agssassi abd aziz

A mes amies: ARBAOUI SAHSI, TABON, arab, abdsalam, taha, aissa,

A tout qu'il me cōnnue soit de proche ou de loin.

C H. OMAR

DEDICACE

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec
les êtres qu'on aime.*

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

*À la mémoire de mes chers défunts : houssin, yahia et kheireddine que Dieu ait
leurs âmes et les'accueille en Son Vaste paradis.*

A MA GRANDE FAMILLE : GSASSI

*A MON préfère binôme OMAR, mes cousins ainsi tous mes amies de
l'université.*

GSASSI ABD ELAAZIZ

RÉSUMÉ :

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées la pompe SRP dont est une technique de production par descente une pompe a certain profondeur pour optimiser la production, dans notre étude on a étudié l'influence de quelques paramètres qui influent sur l'optimisation de production comme la profondeur de la pompe, le diamètre de tiges, etc. sur le puits TFT#11.

La détermination aussi de design de puits avec la pompe convenable en obtenant des débits plus grands que l'état actuelle du puits, puis une étude de l'influence de quelques paramètres (WC, fréquences, diamètre de tubing) sur le débit de production et sur le système globale en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

Cette étude se termine par une évaluation économique du système SRP.

L'objectif de cette mémoire donc est améliorer le débit de puits par la pompe à tige convenable.

Les mots clé : pompe, activation, débit, design.

ملخص

ومن بين التقنيات الأكثر استعمالاً نذكر تنشيط الآبار بواسطة المضخات الموصولة بأنابيب داخل البئر التي هي محل دراستنا في هذا البحث. ندرس في هذا البحث تأثير عدة عوامل على الإنتاج مثل الارتفاع وقطر الانابيب، الخ، كما نحدد كذلك نموذج البئر مع المضخة الملائمة له للحصول على تدفقات كبيرة من الحالة الحالية ثم ندرس تأثير بعض العوامل مثل نسبة تدفق الماء في البترول والتواتر وقطر أنبوب الإنتاج على إنتاج البئر من خلال برنامج بابب سيم. هذه الدراسة تنتهي بتقييم اقتصادي لنظام هذه المضخة. الهدف من هذه الدراسة هو رفع تدفق البئر باستعمال المضخة الماصة الملائمة له. الكلمات الدلالية: مضخة، تنشيط، تدفق، نموذج.

ABSTRACT:

most techniques often used she pumps SRP a production technology of which by descent is a pump has depth certain to optimise production, in our study they studied that the influence of some parametres which have an influence on the optimisation of production as the depth of the pump, the diameter of stems, etc. on the well TFT#11.

The well design with the proper pump was also determined by getting bigger debit than state current of the well, then a study of the influence of some parametres (TOILET, frequencies, diameter of tubing) on the production debit and on the system total by using " PIPESIM " software.

This study ends by an economic valuation of the system SRP.

The objectif of this study is the amélioration of flow for the well use sucker rod pump convenable.

Key words : pump, activation, debit, design.

SOMMAIRE	
LES TITRES	PAGE
SOMMAIRE	
LISTE DES ABREVIATIONS	
INTRODUCTION	01
CHAPITRE I : PRESENTATION DE CHAMP TFT	
I-1 SITUATION ET GEOLOGIE DE GISEMENT DE TFT	03
I-2 GEOLOGIE DU RESERVOIR	03
I.2.1-ASPECT STRUCTURAL	03
I.2.2-ASPECT STRATIGRAPHIQUE	04
I.2.3-ASPECT PETROLIER	04
I.2.4-ROCHES MERES	04
I.2.5-ROCHE RESERVOIRS	05
I.2.6-ROCHE COUVERTURES	05
I.2.7-AUTRES CARACTERISTIQUES	05
I.3-CARACTERISTIQUES PETROPYSIQUES DU RESERVOIR	05
CHAPITRE II : ACTIVATION DES PUIITS	
II.1 INTRODUCTION	08
II.2 LE POMPAGE	08
II.3 COMPARAISON ENTRE SUCKER ROD ET LES AUTRES MODES D'ACTIVATION	12
II.4 CHOIX D'UNE METHODE D'ACTIVATION	15
CHAPITRE III : LA POMPE A TIGE	
III.1 INTRODUCTION	18
III.2 SUCKER ROD PUMP	18
III.3 PRINCIPE	18
III.4 CYCLE DE POMPAGE	19
III.5 LES COMPOSANTS DE L'UNITE DE POMPAGE	20
III.5.1-L'UNITE A UN BALANCIER OU UN ELEVATEUR HYDRAULIQUE	20

III.5.2- LE COTE DE COMMANDE ELECTRIQUE	22
III.5.3-LA TETE DE PUIITS /WELLHEAD	23
III.5.4-LA COMPLETION	23
III.6 MODELE API D'UNITE DE POMPAGE	26
III.6 FACTEURS GENERAUX EFFECTUANT LA SELECTION DE SRP	26
CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE LA POMPE A TIGE	
IV.1 PROBLEMATIQUE ET OBJECTIF	30
IV.1.1 JUSTIFICATION DU CHOIX DE CE MODE D'ACTIVATION	30
IV.2 SELECTION DE POMPE SUBSURFACE	30
IV.2.1 EXIGENCES DE DEPLACEMENT DE POMPE	31
IV.2.2 EFFICACITE DE COUP (ES)	31
IV.2.3 EXIGENCES DE POMPE REELLES	31
IV.2.4 DIMENSIONNEMENT DE POMPE	32
IV.2.5 DIMENSIONNEMENT DE PISTON	32
IV.2.6 LONGUEUR DE COUP ET VITESSE DE POMPE	32
IV.3 APERÇU SUR LE LOGICIEL D'OPTIMISATION (PIPESIM)	33
IV.4 PERFORMANCE DES PUIITS	34
IV.4.1 LA PROCEDURE POUR FAIRE UN MODELE DU PUIITS :	34
IV.4.2 PROCEDURE	34
IV.4.2.1. IPR DES COMPLETIONS VERTICALES	34
IV.4.2.2. CORRELATIONS D'ECOULEMENT VERTICAL	35
IV.5 CONSTRUIRE LE MODEL DE PUIITS	36
IV.5.1 DONNES NECESSAIRE POUR FAIRE LE MODEL	36
IV.5.2 CONSTRUCTION D'UN MODELE	37
IV.6 CHOIX DE L'UNITE DE POMPAGE	39
IV.6.1 CHOIX DU DEBIT DESIRABLE	39
IV.6.2 LE NIVEAU DE FLUIDE DANS LE PUIITS	39
IV.7 LE RESULTAT DONNE PAR LE PIPESIM POUR LE PUIITS TFT-11	40
IV.7.1 DESIGN DU PUIITS AVEC LA POMPE APPROPRIEE	40

IV.8 LA SENSIBILITE	41
IV.8.1 LA SENSIBILITE DE DIAMETRE DE TUBING SUR LE PUIT	42
IV.8.2 LA SENSIBILITE SUR LE WC SUR LE PUIT	42
IV.8.3. LA SENSIBILITE SUR LA VITESSE DE POMPAGE SUR LE PUIT	43
IV.9 LE RESULTAT DONNE PAR LE PIPESIM POUR LE PUIT TFT#11 APRES ENTRE LES DONNEES DE LA SIMULATION :	44
IV.10 COMPARAISON ECONOMIQUE ENTRE SRP ET ESP	45
CONCLUSION ET RECOMMANDATION	
CONCLUSION	47
RECOMMANDATION	48
BIBLIOGRAPHIE	
ANNEXE	

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : PRESENTATION DE CHAMPS	
FIGURE I.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DE TFT	
FIGURE I.2 : CARTES EN ISOBATHES AU TOIT DU RESERVOIR ORDO, UNITE IV-3	07
FIGURE I.3 : COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE DE GISEMENT DE TFT	07
FIGURE I.4 : CENTRE DE SEPARATIONS DE GISEMENT DE TFT	08
CHAPITRE III : ACTIVATION DE PUIITS	
FIGURE II.1 : DEFERENTS TYPES D'ARTIFICIEL LIFT	09
FIGURE II.2 : LE POMPAGE AUX TIGES	10
FIGURE II.3 :A) LE POMPAGE CENTRIFUGE B) LE POMPAGE HYDRAULIQUE	10
FIGURE II.3 : DEFERENTS TYPES D'ARTIFICIEL LIFT SELON LA PROFONDEUR DE PUIITS	10
CHAPITRE III : LA POMPE A TIGE	
FIGURE III.1 : SCHEMA DE PROFILE DU PRESSION POUR SYSTEME DE PRODUCTION	10
FIG. III.2 : POURCENTAGE DES METHODES UTILISEES	11
FIG. III.3 : MOUVEMENT DESCENDANT / ASCENDANT D'UNE POMPE A PISTON	13
FIG. III.4 : SCHEMA D'UNE UNITE A UN BALANCIER	13
FIG. III.5 : MOTEUR D'UNITE A UN BALANCIER	13
FIG. III.6 : LA TETE DE CHEVAL	14
FIG. III.7 : LE CONTREPOIDS	14
FIG. III.8 : COLLIER DE TIGE POLIE	16
FIG. III.9 : COMMANDE ELECTRIQUE	17
FIG. III.10 : TETE DE PUIITS	18
FIG. III. 11 : L'ENCREUR MECANIQUE	13
FIG. III.12 : TETE DE POMPAGE	14

FIG. III.13 : EXEMPLE NUMERIQUE SUR MODELE DE POMPE	14
FIG. III.14 : EXEMPLE SCHEMATIQUE SUR MODELE DE POMPE	16
CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE LA POMPE	
FIG. IV.1 : DETERMINATION DE VITESSE DE POMPAGE	17
FIG. IV.2 : LES DONNEES DE RESERVOIR	18
FIG. IV.3 : CONSTRUCTION D'UN MODELE DU PUIT TFT#11	16
FIG. IV.4 : LES COURBES DE VLP (MATCHING) DE TFT#11	17
FIG. IV.5 : LES COURBES VLP/IPR DE TFT#11.	18
FIG. IV.6 : EXEMPLE DE L'ECHOMETRE	14
FIG. IV.7 : CONSTRUCTION D'UN MODELE DU PUIT TFT#11 AVEC POMPE	16
FIG. IV.8 : IPR/VLP APRES L'INSTALLATION DE LA POMPE DANS LE PUIT TFT#11.	17
FIG. IV.9 : L'INFLUENCE DE DIAMETRE DE TUBING SUR LE PUIT.	18
FIG. IV.10 : INFLUENCE DE WC SUR LES COURBES INFLOW OUTFLOW DU PUIT.	16
FIG. IV.11 : INFLUENCE DE LA VITESSE DE POMPAGE SUR LES COURBES INFLOW OUTFLOW DU PUIT.	17
FIG. IV.12 : IPR/VLP APRES INSTALLATION DE LA POMPE.	18
ANNEXE	
FIGURE 1 : CARTE GEOGRPHIQUE DE CHAMPS TFT	
FIGURE 2 : COUPE STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP TFT	
FIGURE 3 : LES DOUZE PERIMETRES D'EXPLOITATIONS DE LA DIRECTION REGIONALE DE TFT	
FIGURE 4 : SUCKER ROD PUMPING UNIT SELECTION CHART (KELLEY AND WILLIS,)	
FIGURE 5: FICHE TECHNIQUE DU PUIT TFT# 11	
FIGURE 6 : RAPPORT DE PIPESIM POUR LE PUIT TFT#11	

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU	
TABLEAU II.1 : COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTS MODES D'ACTIVATION	07
TABLEAU IV-1 : DONNEES DU TEST POUR TFT#11	07
TABLEAU IV.2 : RESULTAT DE L'ANALYSE NODAL POUR LE PUIIS TFT#11	
TABLEAU IV.3 : RESULTAT DE L'ANALYSE NODAL POUR LE PUIIS APRES L'INSTALLATION DE LA POMPE TFT#11	10
TABLEAU IV.4 : RESULTAT DE L'ANALYSE NODAL POUR LE PUIIS APRES L'OPTIMISATION DE LA POMPE TFT#11	11
TABLEAU IV.5 : COMPARAISON ECONOMIQUE ENTRE ESP ET SRP	13

LISTE DES ABBREVIATIONS

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.

APD: average percentage differential.

TDH: Total Dynamics Head.

INTRODUCTION

Dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante entre le wellbore (puits) et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface, dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile, pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif.

Arrivée à Ce point le puits nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. et nous allons voir les différents moyens de activation dans le deuxième chapitre de cette étude.

Dans le premier chapitre présenté le lieu de travail ainsi que les caractéristiques géologiques de réservoir et caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Dans le troisième chapitre on a présenté le principe de pompage et les composants d'unité. Le quatrième chapitre est consacré à la présentation des principes d'analyse nodale et les performances des puits en état de production.

Dans le chapitre quatrième nous allons optimiser cet mode d'activation et l'étude économique.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser la profondeur de la pompe et les accessoires de la pompe pour un ensemble des puits afin d'améliorer et maximiser le débit d'huile produit et pour achever cette optimisation nous allons utiliser le logiciel « PIPESIM ».

CHAPITRE I
PRESENTATION DE
CHAMP TFT

I-1 SITUATION ET GEOLOGIE DE GISEMENT DE TFT :

Le gisement de TFT, objectif de notre étude, situé au sud-est d'ALGERIE.

Découverte en 1966 et mis en service en 1967, le gisement de TFT se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cup. Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinal de Direction Est-Ouest et de pendage Nord.

L'analyse de la carte des isobathes au toit de l'ordovicien et au mur de la couche prouve que le gisement à une structure divisée en blocs.

L'injection d'eau accumulée à partir de 1981 et le gisement est exploitée actuellement en partie par le gaz-lift.

Le mode de drainage s'effectue par expansion des gaz dissous et des gaz cup.

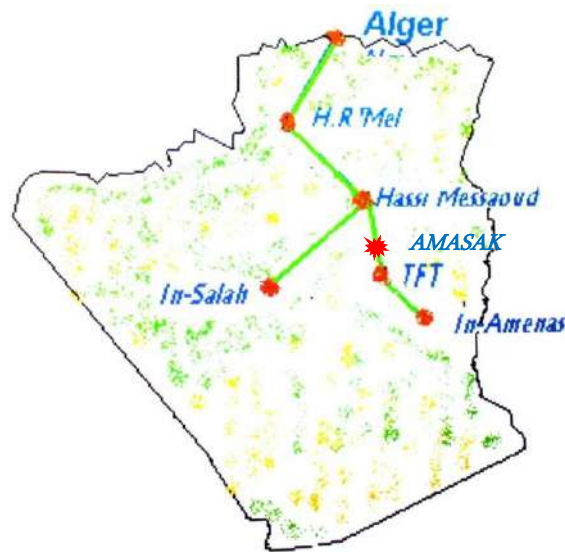


Figure I.1 : Situation géographique de TFT (documentaire officielle de champ TFT)

I-2 GEOLOGIE DU RESERVOIR :

I.2.1-Aspect structural :

Le gisement de TFT se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclinal.

Le toit du réservoir forme un monoclinal de direction Est-Ouest et de pendage Nord, la régularité de monoclinal est aussi affecté par une série de faille de direction Nord –Est à Nord-Nord–Est.

Ces failles dont le rejet a atteint 50 à 60m ont été mises en évidences dans la partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30m.

Quant au mur, il est constitué par des 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 des dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importants de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétro physiques.

L'analyse de la carte en isobathe au toit de l'ordovicien et au mur de la roche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocks.

I.2.2-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 coupe des puits foré dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ, on remarque néanmoins dans certain zones que le paléozoïque est profondément entamé par l'érosion hercynienne, par conséquent, il ne reste que quelque mètre de carbonifère.

I.2.3-Aspect pétrolier :

Les accumulations principales d'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 quantité d'huile en place a l'origine s'élevant à 271,1 MMN associé un gaz cup important.

I.2.4-Roches mères :

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

I.2.5-Roche réservoirs :

Le réservoir de TFT se caractérise par l'importante variation d'épaisseur, de faciès et caractéristiques petro-physiques.

Les accumulations principales d'huiles et de gaz appartiennent à l'unité IV-2 et IV-3 de l'ordovicien.

I.2.6-Roche couvertures :

Les réservoirs IV-3 et IV-2 sont surmontés par les argiles siluriennes.

I.2.7-Autres caractéristiques :

Comme on l'a dit, la structure du gisement de TFT divise en blocs fait que la pression du gisement est assez variable, d'où on peut évaluer la pression moyenne à 173.1 kg/cm², pour l'ensemble du gisement et à une profondeur moyenne de 2000 m (réservoir ordovicien).

I.3-CARACTERISTIQUES PETROPYSIQUES DU RESERVOIR :**1- HUILE :**

- Pression initiale du gisement..... $P_i = 202 \text{ kg/cm}^2$
- Température du gisement..... $T = 85 \text{ }^\circ\text{C}$
- Pression de bulle..... $P_b = 202 \text{ kg/cm}^2$
- FVF initial..... $B_{oi} = 1.472 \text{ m}^3\text{res/m}^3\text{std}$
- GOR de dissolution initial..... $R_{si} = 161.5 \text{ m}^3\text{/m}^3$
- Densité de l'huile de stockage..... $\rho_o = 0.819$
- Viscosité de l'huile $\mu_o = 0.365 \text{ cp}$

2- EAU :

- Compressibilité $C_w = 3.00 \cdot 10^{-6} \text{ v/v/psi}$
- FVF initial..... $B_w = 1.02 \text{ m}^3\text{/m}^3$
- Viscosité $\mu_w = 0.519 \text{ cp}$
- Salinité moyenne..... $(\text{NaCl}) = 250 \text{ g/l}$

3- GAZ :

- FVF initial..... $B_{gi} = 0.00517 \text{ m}^3\text{/m}^3$
- Viscosité..... $\mu_g=0.023\text{cp}$

4- ROCHE :

- Porosité moyenne..... $O_m = 9 \%$
- Saturation en eau..... $S_m = 21 \%$
- Perméabilité moyenne..... $K_m = 60 \text{ md}$
- Hauteur moyenne..... $H_m = 16 \text{ m}$

CHAPITRE II

ACTIVATION DES PUIITS

II.1 INTRODUCTION :

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif, elle concerne principalement les puits d'huile.

L'activation peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

Dans le monde l'activation qui concerne 75% des puits à huile hors USA, et 90% USA inclus, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage.
- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gas lift.

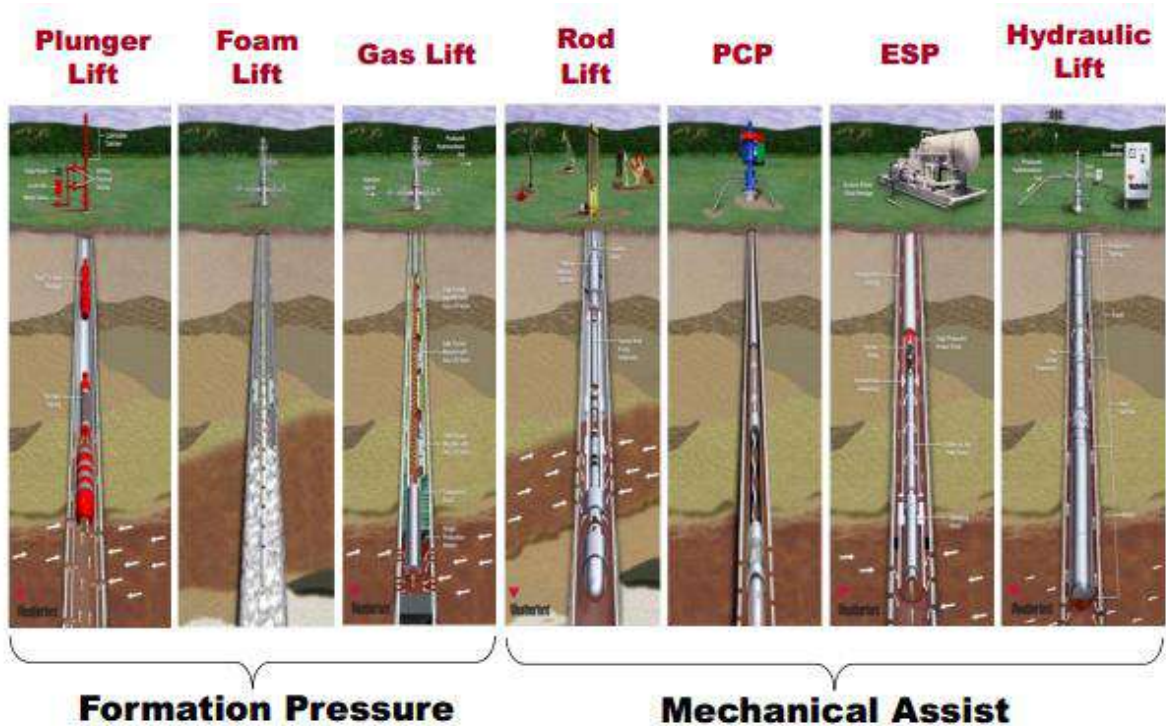


Figure II.1 : différents types d'artificiel lift (modifié)

II.2 LE POMPAGE

Une pompe placée sous le niveau dynamique de fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface, c'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui sont pas profonds.

Il existe plusieurs types de pompe, les modes les plus répandus dans le monde sont :

• Le pompage aux tiges

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient (tête de cheval), voir (figure II-1).

Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets l'un fixe l'autre mobile qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire d'un tige, la descente de ce tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions.

Au cours de la remontée de tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait.

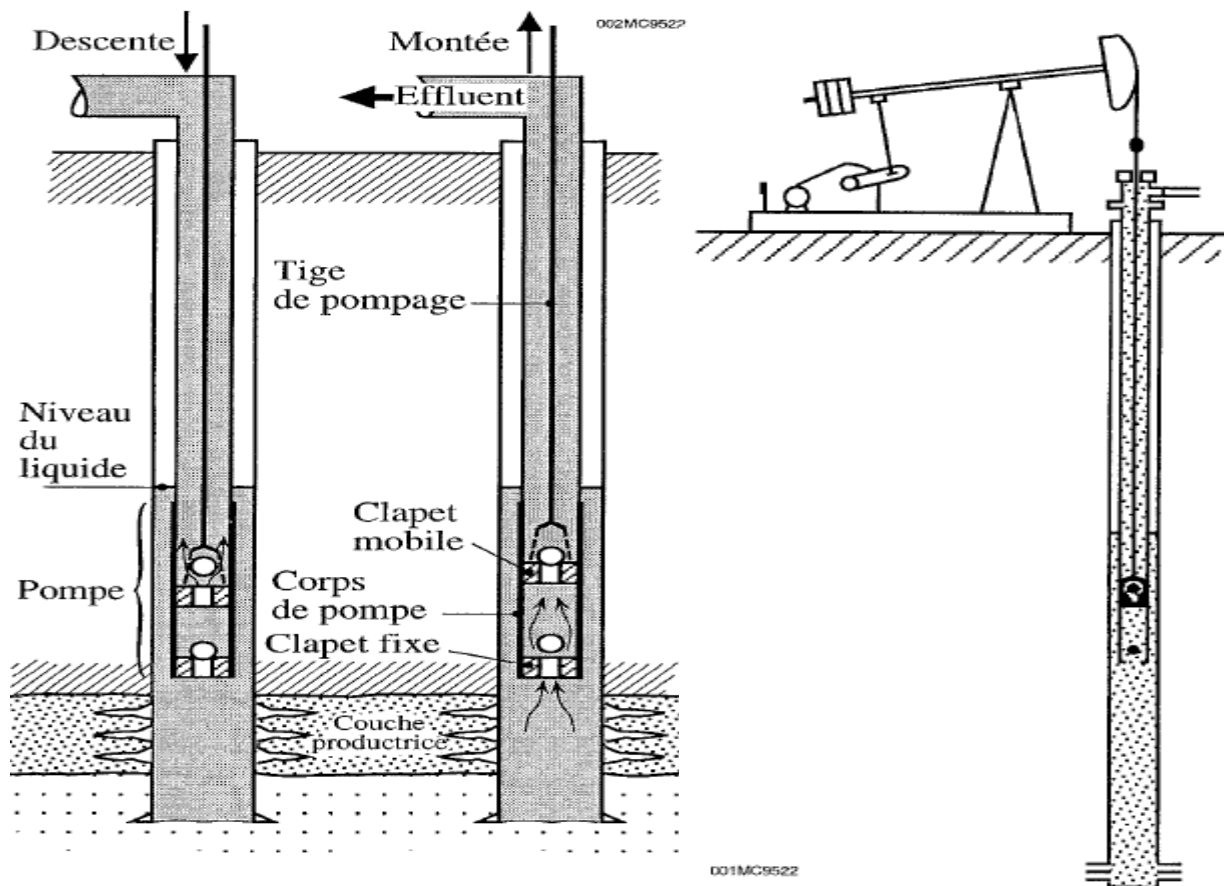


Figure II.1 : Le pompage aux tiges [8]

- **Le pompage centrifuge**

La pompe centrifuge multi-étagée est reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé, le tout pendu au bout de tubing. Un câble électrique, fixé par des colliers à l'extérieur du tubing, alimente le moteur. La pompe et le moteur peuvent être placés à n'importe quelle profondeur, ceux-ci étant conçus pour fonctionner aux pressions que l'on peut rencontrer dans le puits. Ce type est représenté dans la figure (II.2.a).

- **Le pompage hydraulique**

Une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits ; un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique au tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés.

Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjection dans le circuit moteur. Le principe de ce type de pompage est représenté dans la figure (II.2.b).

- **le gas lift**

C'est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans le monde, son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau dynamique du fluide à travers des vannes conçues pour cet effet. On va le développer dans le chapitre suivant.

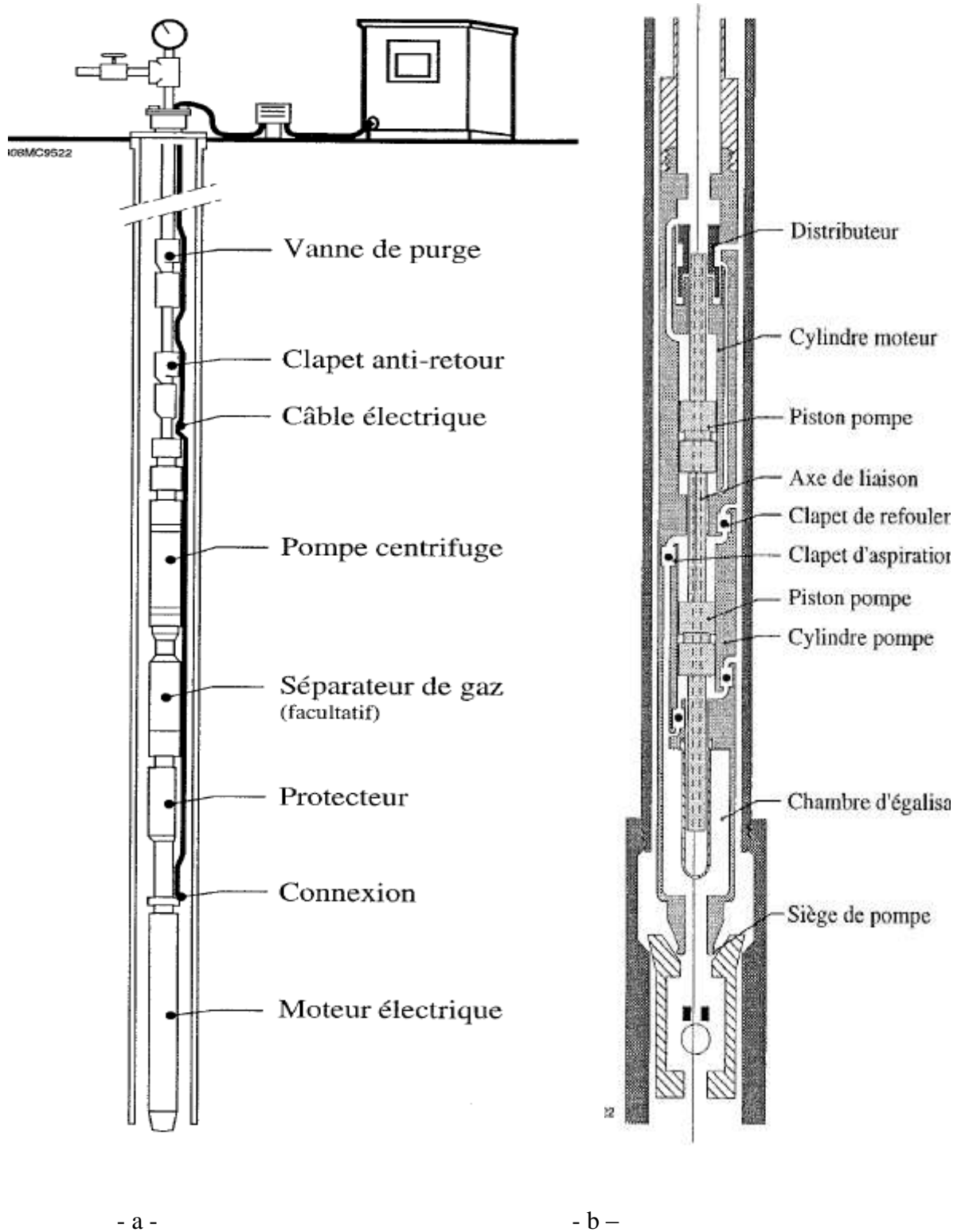


Figure II.2 :a) Le pompage centrifuge b) Le pompage hydraulique [8]

II.3 COMPARAISON ENTRE SUCKER ROD ET LES AUTRES MODES D'ACTIVATION

Dans la comparaison entre le gaz lift et les autres méthodes d'activation, on va citer les différents points forts et faibles de chaque type devant le gaz lift.

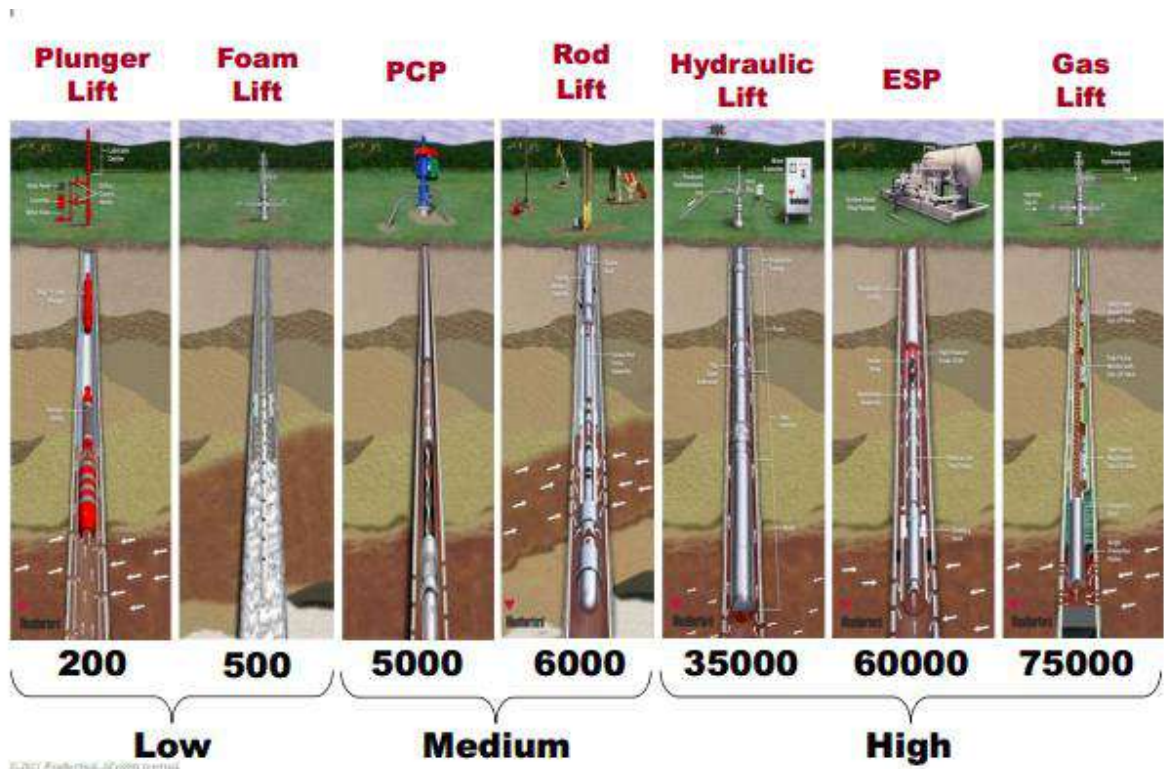


Figure II.2 : différents types d'artificiel lift selon la profondeur de puits [7]

✚ Le gas-lift

✓ Avantages :

- flexibilité
- investissement faible pour l'équipement du puits
- adaptation sur puits déviés
- possibilité de présence de sable
- matériel réduit sur le puits en surface
- interventions légères sur les puits
- possibilité de traitement
- utilisation possible du gaz produit sur place

✓ Inconvénients :

- nécessité d'une source de gaz
- problèmes de redémarrage (régimes transitoires)
- importance des installations de surface (compresseurs GL)

- sensibilité du procédé à la pression en tête de puits
- délai de mise en place
- limites d'activation par déplétion importante
- gaz de formations corrosives
- problèmes d'hydrates
- adaptation du casing au gaz lift
- installation haute pression
- rendement faible (10 à 30%)

✚ Le pompage centrifuge immergé

✓ Avantages :

- Débits importants
- Simplicité de conception
- Peu encombrant
- Bon rendement (35 à 60%)
- Pas de nuisances
- Facile à opérer
- Possibilité d'installer des capteurs pour mesurer la pression de fond
- Peut être installée dans un puits dévié à condition d'être dans une partie rectiligne
- Coût faible pour de gros débits

✓ Inconvénients :

- pas ou peu flexible (sans variateur)
- présence de gaz gênante (15% maximum accepté avec un gas separator)
- intervention sur le puits avec matériel lourd
- durée de vie faible si température puits élevée (1 an en moyenne)
- énergie électrique requise doit être stable
- pas utilisable pour les faibles débits (30 m³/J mini pour refroidissement moteur)
- création d'émulsions
- profondeur limitée par la chute de tension dans le câble (maximum 2400 m)

✚ Le pompage à cavité progressive✓ Avantages :

- faible coût d'investissement
- faible encombrement en surface
- bon rendement (40 à 70%)
- simplicité d'installation
- utilisable sur une large gamme de densité d'huile
- Faibles coûts de maintenance
- Utilisable en puits déviés et horizontaux
- Accepte de grandes quantités de sable

✓ Inconvénients :

- usure du tubing et des tiges
- limité en température d'utilisation (122°C maxi)
- sensible à la présence d'H₂S, de CO₂ et d'aromatiques
- n'accepte pas de gaz libre

✚ Le pompage aux tiges✓ Avantages :

- simplicité de conception
- déplétion du puits possible
- souplesse de réglage en surface
- pompage de fluides visqueux
- coûts faibles (achat et maintenance)
- automatisation facile
- bon rendement (45 à 60%)
- pas de problème de température

✓ Inconvénients :

- frottements si puits dévié
- rendement faible si présence de gaz
- profondeur limitée
- unité de surface encombrante
- solides gênants
- problèmes avec paraffine
- débits faibles

II.4 CHOIX D'UNE METHODE D'ACTIVATION

Deux critères permettent de faire une présélection du type d'activation :

- productivité du puits (débit)
- profondeur.

Cette présélection sera à confirmer en fonction des problèmes rencontrés sur le puits et des différents facteurs suivants :

- taille casings, types de complétions
- profil du puits
- type d'activation existante, expérience
- problèmes d'opération (dépôts, paraffines, corrosion,...)
- disponibilités locales (énergie, servicing, pièces,...)
- investissement et coûts opératoires
- performances en temps de marche

paramètres	Gas Lift	Plunger	Rod Lift	PCP	ESP	Hyd Jet	Hyd Piston
Profondeur Max	18,000 ft 5,486 m	19,000 ft 5,791 m	16,000 ft 4,878 m	8,600 ft 2,621 m	15,000 ft 4,572 m	20,000 ft 6,100 m	17,000 ft 5,182 m
Volume Max	75,000 bpd 12,000 M ³ /D	200 bpd 32 M ³ /D	6,000 bpd 950 M ³ /D	5,000 bpd 790 M ³ /D	60,000 bpd 9,500 M ³ /D	35,000 5,550 M ³ /D	8,000 bpd 1,270 M ³ /D
Temp Max	450°F-232°C	550°F - 288°C	550°F - 288°C	250°F -121°C	482°F -250°C	550°F - 288°C	550°F - 288°C
Corrosion Handling	Bien à excellente	Excellente	bien à Excellente	Fair	bien	Excellente	Bien à Excellente
Gas Handling	Excellente	Excellente	Fair à bien	bien	Fair	bien à Excellente	Fair à bien
Solids Handling	Bien	Fair	Fair À Bien	Excellente	Sand<40ppm	Bien A Excellente	Fair À Bien
Gravité de fluide °API	>15°	>15°	>8°	8°<API<40°	Viscosity <400 cp	≥6°	>8°
Servicing	Wireline ou workover rig	Wellhead catcher ou wireline	Workover rig	workover rig	workover rig	Hydraulique ou wireline	Hydraulique ou wireline
Source d'énergie	Compresseur	Énergie naturelle de puits	Gaz ou électrique	Gaz ou électrique	Electric	Gaz, Diesel électrique	Gaz, Diesel ou électrique
Offshore	Excellente	N/A	Limité	Limité	Excellente	Excellente	bien
Efficacité de système	10% to 30%	N/A	45% to 60%	50% to 75%	35% to 60%	10% to 30%	45% to 55%

Tableau II.1 : comparaison entre les différents modes d'activation (modifié)

CHAPITE III

LA POMPE A TIGE

III.1 INTRODUCTION

La force motrice qui déplace du pétrole d'un réservoir vient de l'énergie naturelle des liquides comprimés conservés dans le réservoir. L'énergie qui provoque est un résultat de réduction de pression entre le réservoir et les bords de puits. Si la réduction de pression entre réservoir et l'équipement de production de surface est assez grande, le fluide va s'écouler naturellement à la surface en utilisant seulement l'énergie naturelle fournie par le réservoir.

Quand l'énergie naturelle associée au pétrole ne produira pas une différentielle de pression entre le réservoir et les bords de puits suffisant pour soulever de liquides de réservoir à la surface et dans l'équipement de surface, ou ne le conduira pas dans la surface dans le volume suffisant, l'énergie de réservoir doit être complétée par une forme d'ascenseur artificiel.

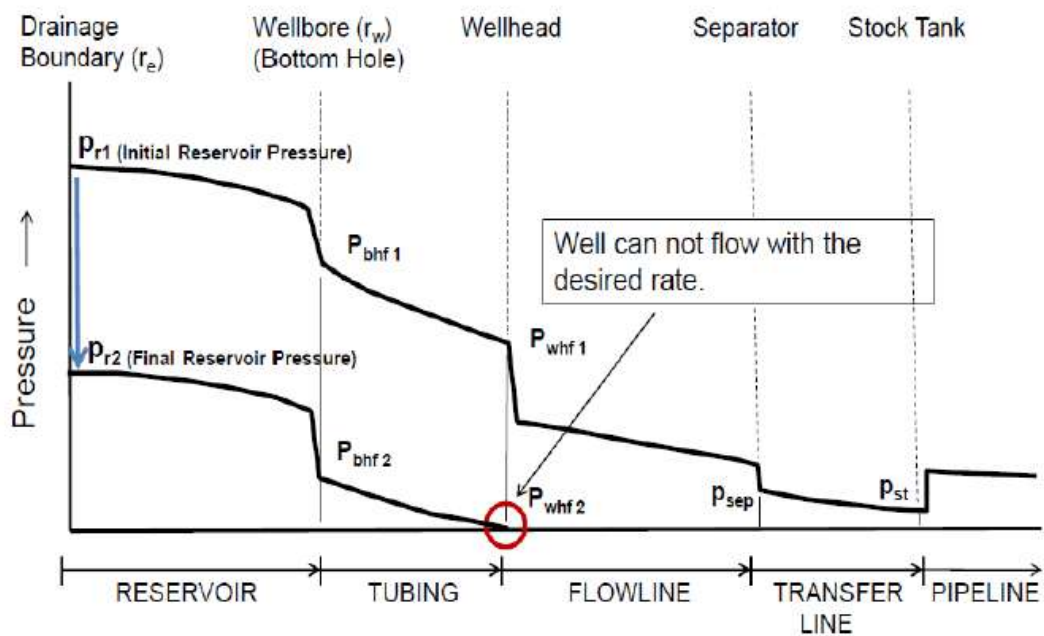


Figure III.1 : Schéma de Profil du Pression pour Système de Production (Source : HWU)
 Les méthodes d'artificiel lift regroupe dans deux groupes, ceux qui utilisent des pompes et ceux qui utilisent le gaz. Les méthodes d'artificiel lift communes utilisées dans le monde sont, les pompes à tiges (SRP), les pompes submersibles électriques (ESP), gaz lift (GL plunger lift (PLNG), les pompes hydraulique (HP) et pompes de cavité progressive (PCP). Les pompes à tiges sont de l'acier de haute teneur sont dirigés à l'intérieur de la tuyauterie de production pour raccorder une pompe subsurface à l'unité fonctionnante. Ils sont les plus utilisés méthodes artificielles dans le monde.

III.2 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 (Fig. 4.1).

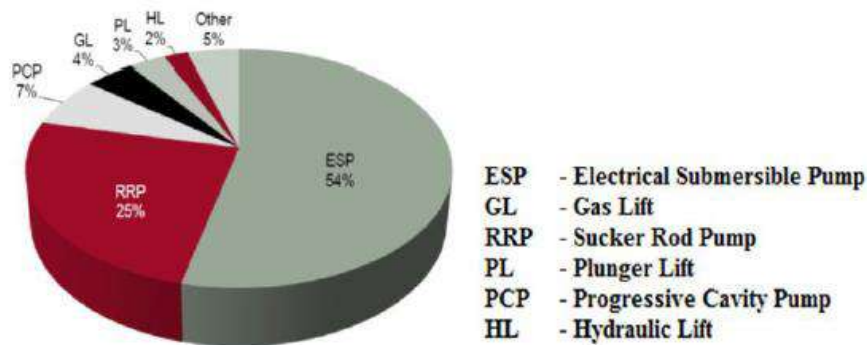


Fig. III.2 : pourcentage des méthodes utilisées [7]

III.3 PRINCIPE

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) (Fig. III.2).

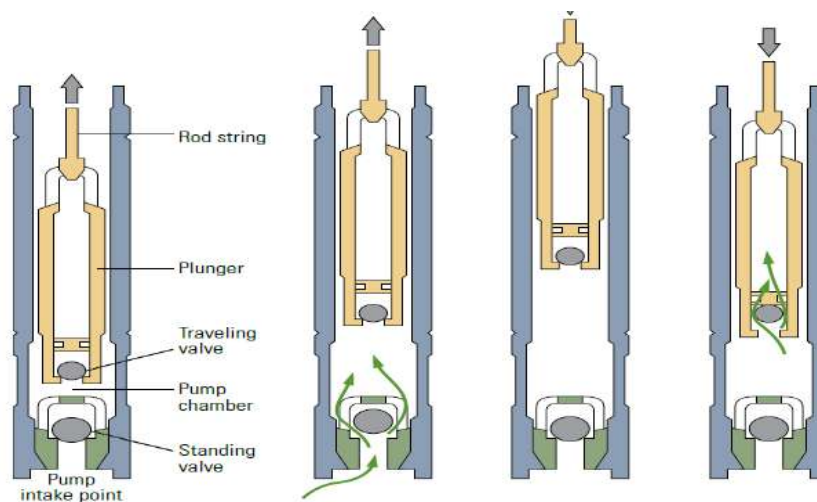


Fig. III.3 : Mouvement descendant / ascendant d'une pompe à piston [7]

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.

III.4 CYCLE DE POMPAGE

Les principales phases du cycle sont illustrées sur la figure (Fig. III.3).

a) 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).

b) 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.

c) Piston en fin de course montante

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

d) 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.

III.5 LES COMPOSANTS DE L'UNITE DE POMPAGE :

L'unité de pompage composé 3 ensembles sont :

1. l'unité à un balancier ou un élévateur hydraulique.
2. le coté de commande électrique.
3. la tête de puits.
4. la complétion.

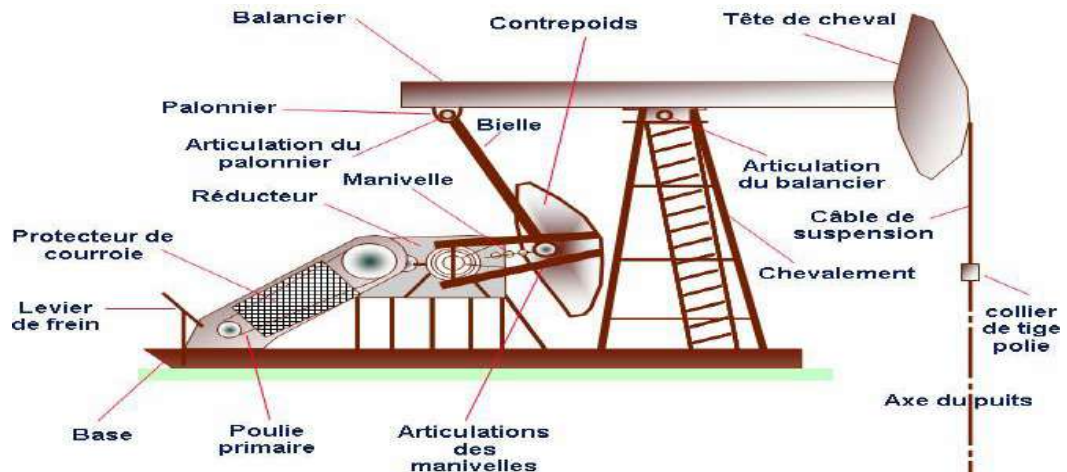


Fig. III.4 : Schéma d'une unité à un balancier [10]

III.5.1- 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.5).

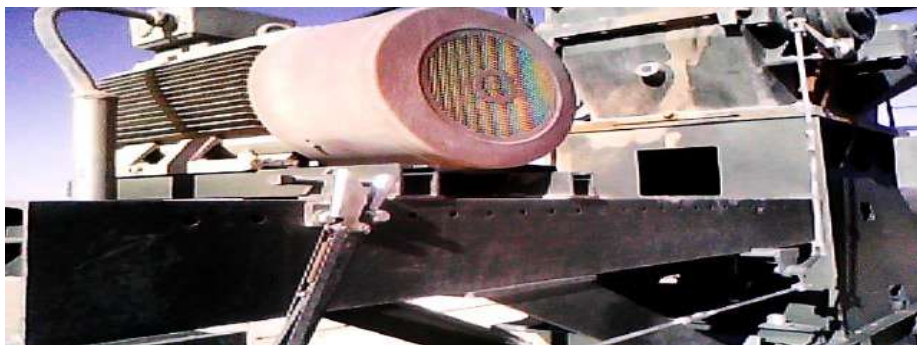


Fig. III.5 : L'unité à un balancier (modifiée)

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. 4.5). .



Fig. III.6 : La Tête de cheval [7]

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. 4.6). .

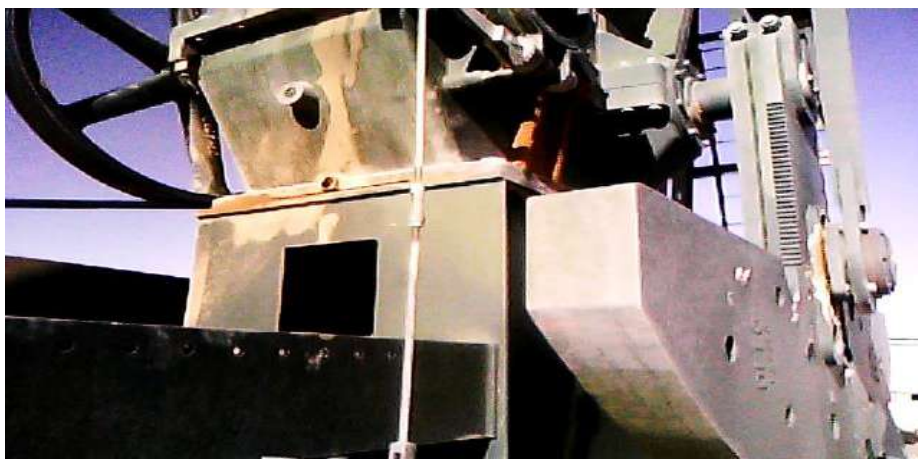


Fig. III.7 : Le contrepoids (modifie)

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. 4.7). .



Fig. III.8 : Collier de tige polie [8]

III.5.2- 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 (Fig. 4.8).

Ses fonctions :

Marche / Arrêt.

Enregistreur de l'intensité.

Relais de surintensité.

Relais de sousintensité.

Temporisateur pour redémarrage.



Fig. III. 9 : Commande électrique [11]

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 (voir 'annexe).

III.5.3-la tête de puits /wellhead : la tête de puits se dirige 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 (Fig. III.10).



Fig. III. 10 : Tête de puits [11]

III.5.4-la complétion : Contient de :

- 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. 4.11). :

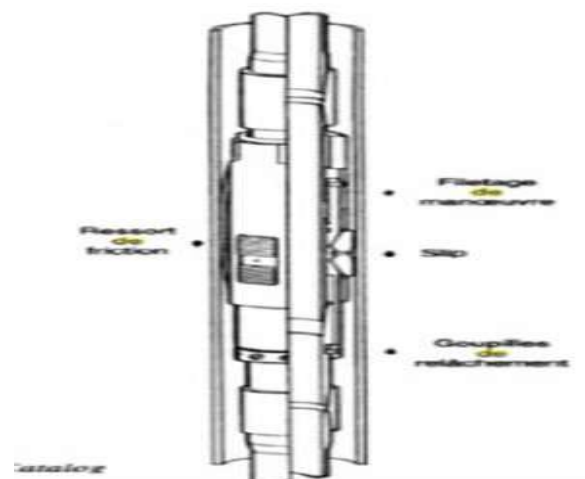


Fig. III. 11 : L'encreur mécanique [7]

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

- 1) 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 (figa)

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.

2) 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. 4.13).



Fig. III. 12 : Tête de pompage [8]

III.6 MODELE API D'UNITE DE POMPAGE :

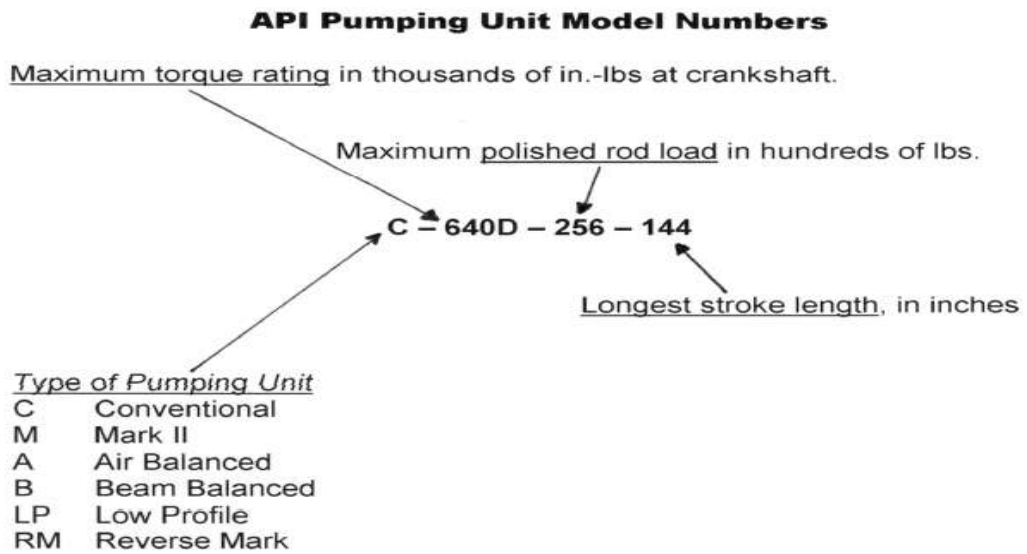


Figure III.13 : Exemple numérique sur modèle de pompe [7]

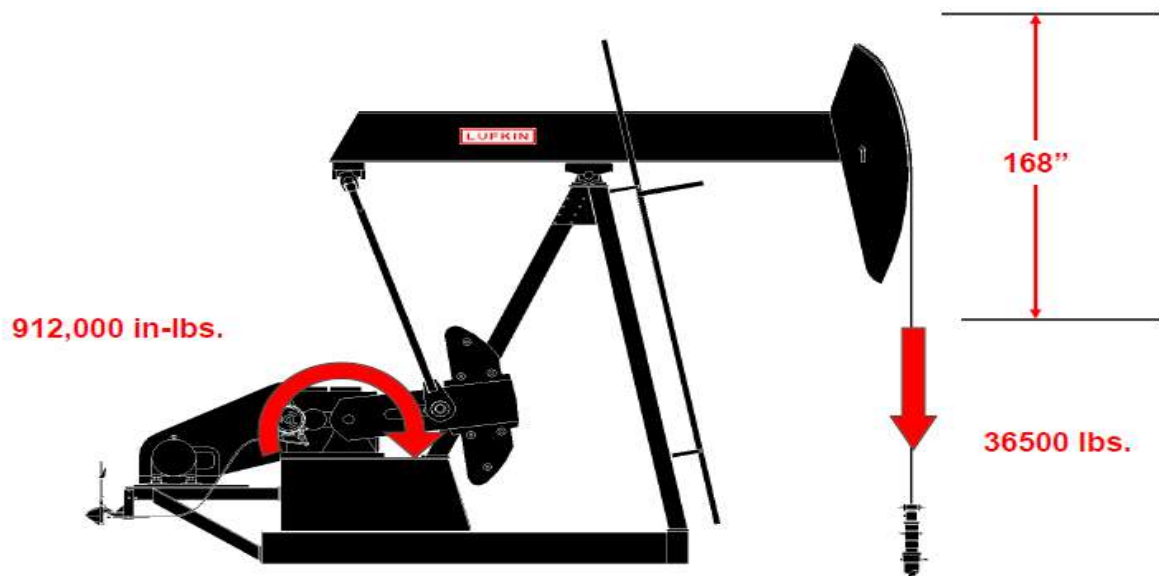


Figure III.14 : Exemple schématique sur modèle de pompe [7]

III.6 FACTEURS GENERAUX EFFECTUANT LA SELECTION DE SRP

- La Profondeur totale de puits : le 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°.
- 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 : It 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 6 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.

Les unités de pompage sont caractérisées par trois nombres :

- ✓ Le premier indique, en milliers de pouces-livre, le couple maximum au réducteur,
- ✓ Le deuxième indique, en centaines de livres, la charge maximum à la tige polie,
- ✓ Le troisième indique, en pouces, la course maximum à la tige polie.

Exemples :

Petite unité : 40 - 89 - 36

Unité moyenne : 228 - 246 - 74

Grosse unité : 912 - 356 - 168

CHAPITE IV
OPTIMISATION DE LA
POMPE A TIGE

IV.1 PROBLEMATIQUE ET OBJECTIF :

Le gisement d'TFT est le gisement le plus récent dans la région TFT, il représente 10 % des réserves en place et produit en éruptif, son maintien de pression est assuré par l'injection d'eau depuis 1995, il contient 37 puits d'exploitation.

Parmi les puits de champ TFT on trouve le puits TFT#11 qui est connu une diminution remarquable de débit de production au cours du temps ce qui nécessite les intervenir.

Le soutirage dans ce puits se fait par l'éruption naturelle mais une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production dont les réserves en place sont importantes, on a proposé d'équiper ce puits par des SRP (Sucker Rod Pump) en vue d'améliorer la production en augmentant leurs débit.

IV.1.1 Justification du choix de ce mode d'activation :

1. Le puits a un faible GOR avec une température de fond moyenne (n'est pas élevée).
2. Il existe un stock des pompes disponibles à utiliser dans le magasin.
3. Il existe un puits avec cette technique donne des bonnes résultats.
4. Le débit de puits est faible environ $10 \text{ m}^3/\text{j}$
5. La profondeur de puits environ 2000m

dans ce chapitre on va faire le design de la pompe pour ce puits avec une étude d'optimisation de débit de production puis l'influence des différentes paramètres sur le système globale(la sensibilité) en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

IV.2 SELECTION 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.2.1 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 :

$$PD = 0.1166 S_p N D^2 E_p \dots\dots\dots (1)$$

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, les coups/minute

D = le diamètre de piston, pouces.

E_p = l'efficacité de pompe volumétrique.

IV.2.2 Efficacité de coup (Es) :

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) :

$$E_s = \frac{\text{longueur de coup de piston}}{\text{longueur de coup à surface}} = \frac{S_p}{S} \dots\dots\dots (2)$$

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.2.3 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 :

$$Q = 0.116(D^2)(SN)(E_s)(E_p)$$

Où q = le taux de production de surface, B/D

D = pompent le diamètre, pouces

S = la longueur de coup à la surface, pouces

N = la vitesse de pompe, coup/minute

E_p = l'efficacité de pompe, fraction, E_s = l'efficacité de coup, la fraction

IV.2.4 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 surgeon 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.2.5 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.2.6 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. (La figure 1) 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.1 : détermination de vitesse de pompage [3]

IV.3 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 et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching. Il peut être utilisé aussi pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de la surface.

Ce logiciel 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 et L'optimisation de la production.

IV.4 PERFORMANCE DES PUIITS :

IV.4.1 La procédure pour faire un modèle du puits :

En règle d'achever notre objectif, nous accomplissons une procédure pour ce puits, et d'analyse nodal avec quelque analyse de teste de sensibilité pour puits qui est TFT#11.

Avant démarrer l'analyse, il milieux remplir un data sheet pour faciliter le travail voir l'annexe.

IV.4.2 Procédure :

Avec l'utilisation du logiciel "PIPESIM" et pour choisir le model valable qui est convenable avec nôtre puits ; on procède de la manière suivante :

✚ Construire le model physique :

Sélectionner les composantes de model qui contient le réservoir avec complétion verticale, tubing simple et vertical, et la duse (le nœud est au niveau des perforations).

Entrer les données de chaque composante du model.

✚ Sélectionner la corrélation (matching).

✚ Sélectionner l'opération : analyse nodal pour avoir le point de fonctionnement.

Les tests de sensibilité pour influence de :

- WC sur les courbes inflow-outfow du puits.
- Fréquences sur la courbe de performance de la pompe.
- Nombre des étages sur la pompe installée
- Diamètre de tubing sur le puits.

IV.4.2.1. IPR des complétions verticales :

Les IPR a été développées au modele d'écoulement de fluide en réservoir de la formation

Jusqu'à le puits. Ils sont formulés en termes de P_{ws} , P_{wf} , et le débit d'écoulement (Q).

PIPESIM offre le détail d'IPR pour les réservoirs d'huile et de gaz.

Selon la sensibilité des données de champ TFT on utilise le model de Vogel dans notre étude.

L'équation de Vogel a été développée pour les modèles saturés de puits d'huile.

- Calculer le débit maximum absolu(AOF) :
 - Q : débit actuel de puits par test des puits.
 - Pwf, Pws
 - calculer AOF en utilisant les données précédentes.

❖ **Théorie** : Pour calculer le débit maximum on utilise la relation :

$$Q = Q_{max} \left[1 - (1 - C) \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - C \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]$$

C : coefficient de Vogel égale 0,8.

IV.4.2.2. Corrélations d'écoulement vertical :

En ordre d'obtenir un modèle de puits, une corrélation d'écoulement verticale doit être utilisée. Cette opération utilise toujours les données de teste accrochées à chaque corrélation d'écoulement multiphasique pour un système particulier, d'où accorder la corrélation convenable à déterminer pour chaque système.

Pour sélectionner la corrélation convenable, nous procédons les étapes suivantes :

1. Donner le débit d'écoulement et la pression de réservoir statique (Pws).
2. Sélectionner la pression de sortie (Outlet) comme un variable à calculer.
3. Sélectionner plusieurs corrélations d'écoulement multiphasique.
4. Comparer les résultats à déterminer par ces corrélations avec les données mesurées.
5. Calculer l'écart moyen APD (average percentage differential) :

$$APD = \frac{P_{més} - P_{cal}}{P_{més}} * 100 (\%)$$

6. choisir la corrélation convenue au minimum d'écart.
7. Prendre la corrélation choisie, tracer les courbes IPR et VLP (par analyse nodal).
8. Vérifier que la corrélation choisie donne un bon résultat lorsqu'elle a été comparée avec les données actuelles.
9. Avec la corrélation sélectionnée nous effectuons les tests de sensibilités pour différents paramètres pour savoir le futur et le comportement de puits.

IV.5 CONSTRUIRE LE MODEL DE PUIITS :

IV.5.1 Données nécessaires pour faire le model :

Paramètre	Valeur
Pression de réservoir (psig)	2533.9
Température de réservoir (C)	78.6
Pression de fond (psig)	2385
Température de fond (C)	46.8
Débit (sm ³ /d)	23.8
Profondeur de Tubing (m)	1972.7
Tubing OD ‘	2’’7/8
Profondeur de Casing (m)	1952.18
Casing OD ‘	6’’
Profondeur de Perforation (m)	1969.7-1975.7

Tableau IV-1 : Données du test pour TFF#11

Fluid Data			
Fluid Model:	Black Oil		
Fluid Name:	OIL		
Fluid Description:			
Stock Tank Properties			
Watercut:	29.7	%	
GOR:	136	sm ³ /sm ³	
Gas SG:	0.64		
Water SG:	1.02		
DOD:	54.69	lb/m ³	
Viscosity Data:			
<u>Dead Oil Viscosity</u>		<u>Liquid Viscosity Calculation Method</u>	
Correlation:			
Temperature	Viscosity	Watercut Cutoff:	60.00 %
93.33 C	2.6439 cP		
15.56 C	79.155 cP		
<u>Live Oil Viscosity</u>		<u>Undersaturated Oil Viscosity</u>	
Correlation: Beggs & Robinson		Correlation:	

Figure IV.2 : les données de réservoir

D’après les données d’TFT#11 et par l’utilisation de PIPESIM nous obtenons les résultats suivants présentés sous forme des courbes et des tableaux avec toutes les étapes.

IV.5.2 Construction d’un modèle :

Pour construire un model en utilisant le PIPESIM il faut :

1. Construire le model physique : le départ est le réservoir avec complétion vertical, tubing et en fin la duse.
2. Entrer les données de chaque composante du model.

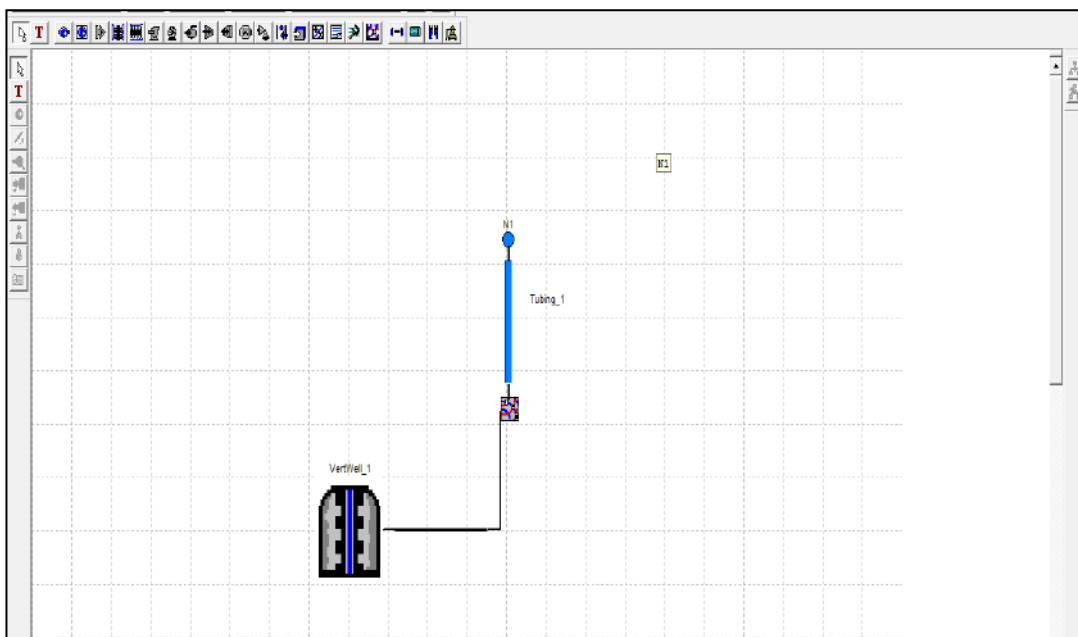
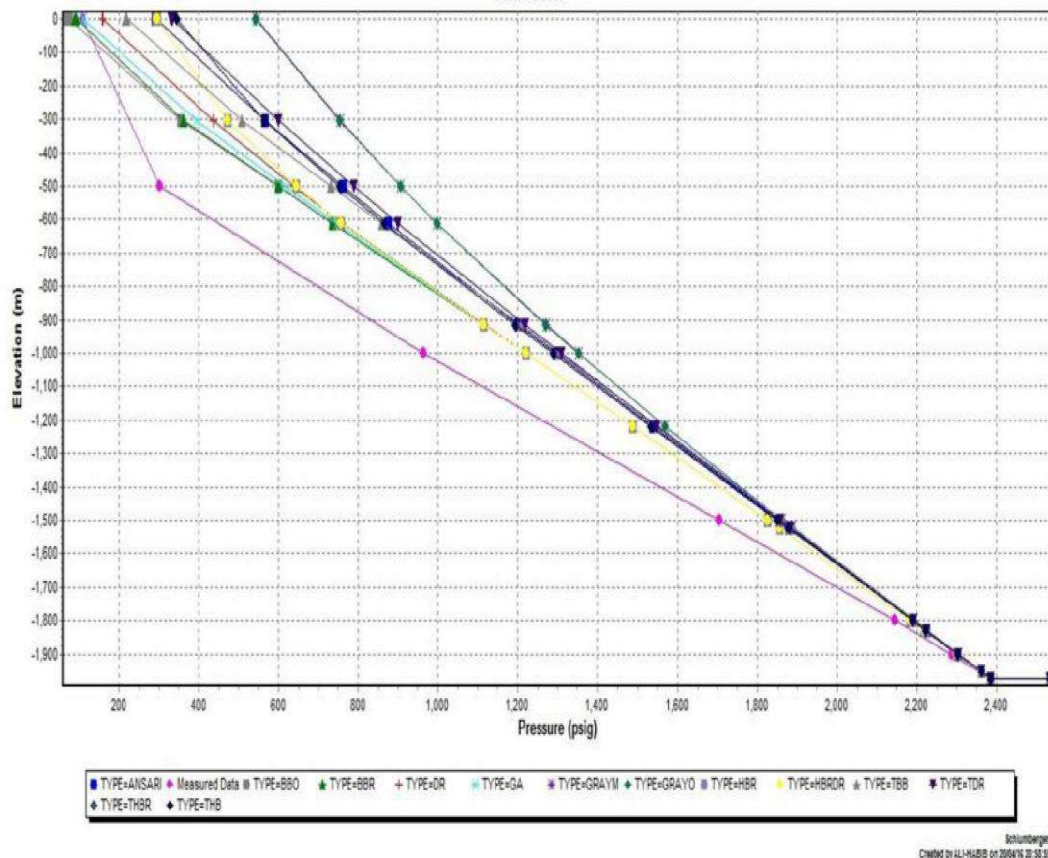


Figure IV.3 : CONSTRUCTION D’UN MODEL DU PUITTS TFT#11.

❖ *Choisir la corrélation d'écoulement vertical :*

Nous sélectionnons les différentes corrélations d'écoulement multiphasique disponible dans le PIPESIM, le tableau (V-2) indique les corrélations sélectionnées pour le matching. D'après les données d'TFT#11 et par l'utilisation des corrélations nous obtenons les résultats présentés dans la figure IV.3 :

Figure IV.4. LES COURBES DE VLP (MATCHING) D'TFT#11.



Selon les résultats obtenus par le software représenté dans la figure IV.3 on peut dire que la bonne corrélation est celle qui donne le **minimum d'erreur**.

Donc la corrélation la plus proche c'est : «**GRAY original**».

❖ *Analyse nodal :*

Cette opération (analyse nodal) est toujours utilisée pour effectuer l'assortiment (matching) des courbes IPR et VLP, on varie les coefficients de friction et de holdup.

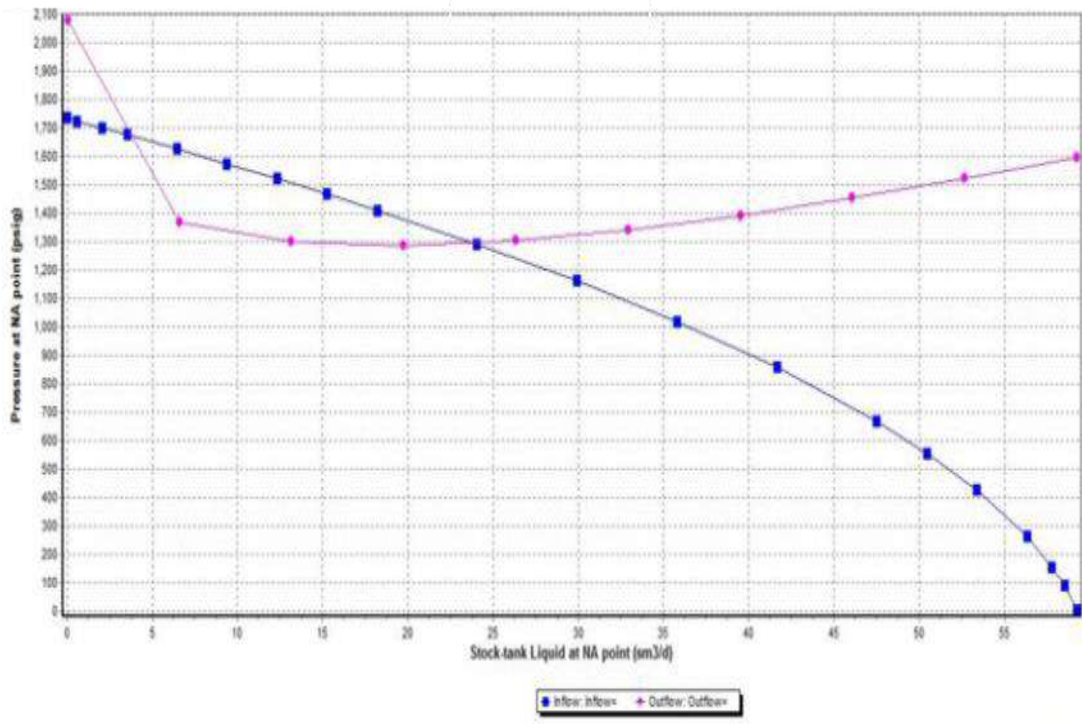


Figure IV.5 : ANALYSE NODAL : LES COURBES VLP/IPR.

Operating Rate	23.8 m³/d
Operating Pressure	1296.5psig.
Water cut	29.7 %

Tableau IV.2 : Résultat de l’analyse nodal pour le puits TFT#11

D'après les valeurs extraites à partir les courbes et celles mesurées, l’APD calculé montre que le model utilisé est favorable pour la simulation du puits. Donc : ***Le model est valide.***

IV.6 CHOIX DE L'UNITE DE POMPAGE :

IV.6.1 Choix du débit désirable :

Le débit désirable pour ce puits est choisi de telle manière à avoir une flexibilité dans le choix de combinaison moteur-pompe puisque un débit désirable important implique une pression de fond très faible 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.

A partir de la courbe IPR/VLP on a choisi comme débit désirable de $Q = 67 \text{ m}^3/\text{j}$.

IV.6.2 Le niveau de fluide dans le puits :

1. Première méthode :

$TDH = \text{niveau statique} + \text{Tubing Friction Loss} + \text{Wellhead Discharge}$

$TDH = Hd + Ft + Pd$

$$H = TVD - \frac{10.2 * P_{fd}}{d} : \frac{1952.18}{2. \text{ Deux}} - \frac{10.2 * 2385 * 0.0312}{0.9} = 1108.49$$

L'échométre : Il permet de repérer le niveau de liquide dans l'annulaire, et donc de vérifier la submergence de la pompe et son bon fonctionnement, de déterminer indirectement la pression en fond de puits et celle du gisement, et de suivre ainsi l'évolution de l'indice de productivité.

Le principe de base utilisé est de créer en surface une onde sonore (grâce à une cartouche à blanc) et d'enregistrer le temps nécessaire pour son retour après réflexion sur le niveau et, selon leur type, sur les joints de tubing.

Pour que cette mesure soit possible, les puits en pompage par tige sont équipés sans packer. Toutefois, pour limiter les mouvements du tubing et en particulier le risque de flambage lors de la course montante, le tubing peut être ancré dans le casing par un dispositif ne faisant pas étanchéité, appelé "tubing anchor". Sommairement, c'est un packer dépourvu de garnitures d'étanchéité.

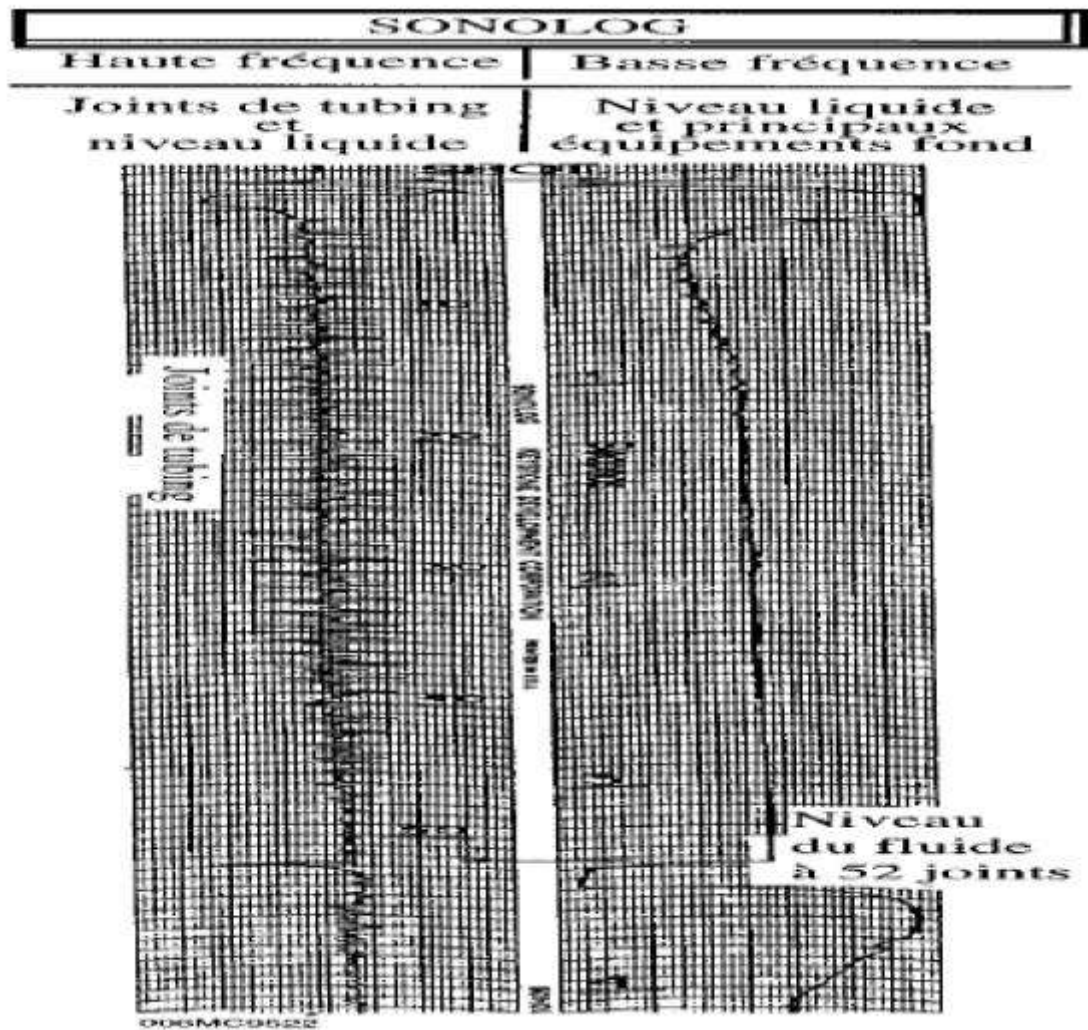


Figure IV.6 : exemple de l'échométre

IV.7 LE RESULTAT DONNE PAR LE PIPESIM POUR LE PUIT TFT-11 :

IV.7.1 Design du puits avec la pompe appropriée :

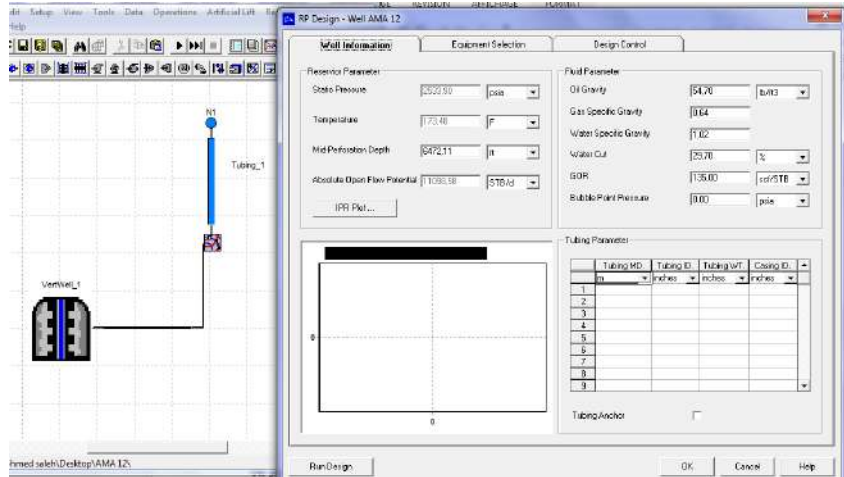


Figure IV.7 : CONSTRUCTION D’UN MODEL DU PUIT TFT#11 AVEC POMPE

On place la pompe à une profondeur calculé et estimé par graphes et les tableaux (voir l’annexe) environ de 1108.3m, et avec un diamètre environ 2 pouce.

En appliquant l’analyse nodale au point de refoulement de la pompe, on obtient la figure suivante :

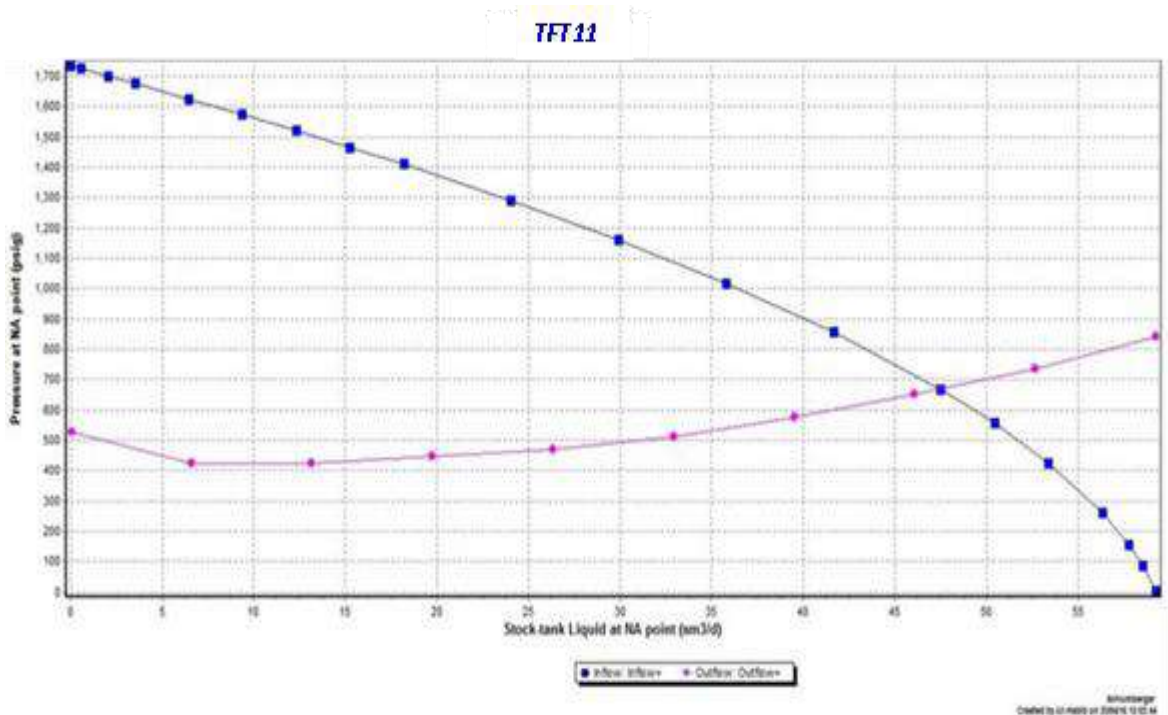


Fig.IV.8 : IPR/VLP après l’installation de la pompe dans le puits TFT#11.

Operating Rate	47 m ³ /d
Operating Pressure	670 psig.
Water cut	29.7 %

Tableau IV.3 : Résultat de l'analyse nodal pour le puits après l'installation de la pompe TFT#11

On remarque une augmentation dans le débit jusqu'à 23.8 à 47 m³/d.

IV.8 LA SENSIBILITE :

Les sensibilités sont les scénarios qui nous pouvons utiliser pour voir comment les différentes variables affectent le système globale. On peut utiliser la sensibilité pour estimer un variable connu par estimateur au variable avec plusieurs valeurs possibles. Ensuite, on utilise les données de sortie (outlet) pour estimer la valeur du variable en comparant les résultats de sensibilité avec les résultats comptés. Les tests de sensibilité effectués dans cette étude sont basés sur différentes paramètres, pour voir l'influence de chacun sur le débit de production et sur le système globale.

Les tests effectués sont :

IV.8.1 La sensibilité de diamètre de tubing sur le puits :

Afin de connaître l'influence de diamètre de tubing sur la production à l'aide de système SRP et justifier le choix de tubing on fait une sensibilité sur le diamètre de tubing.

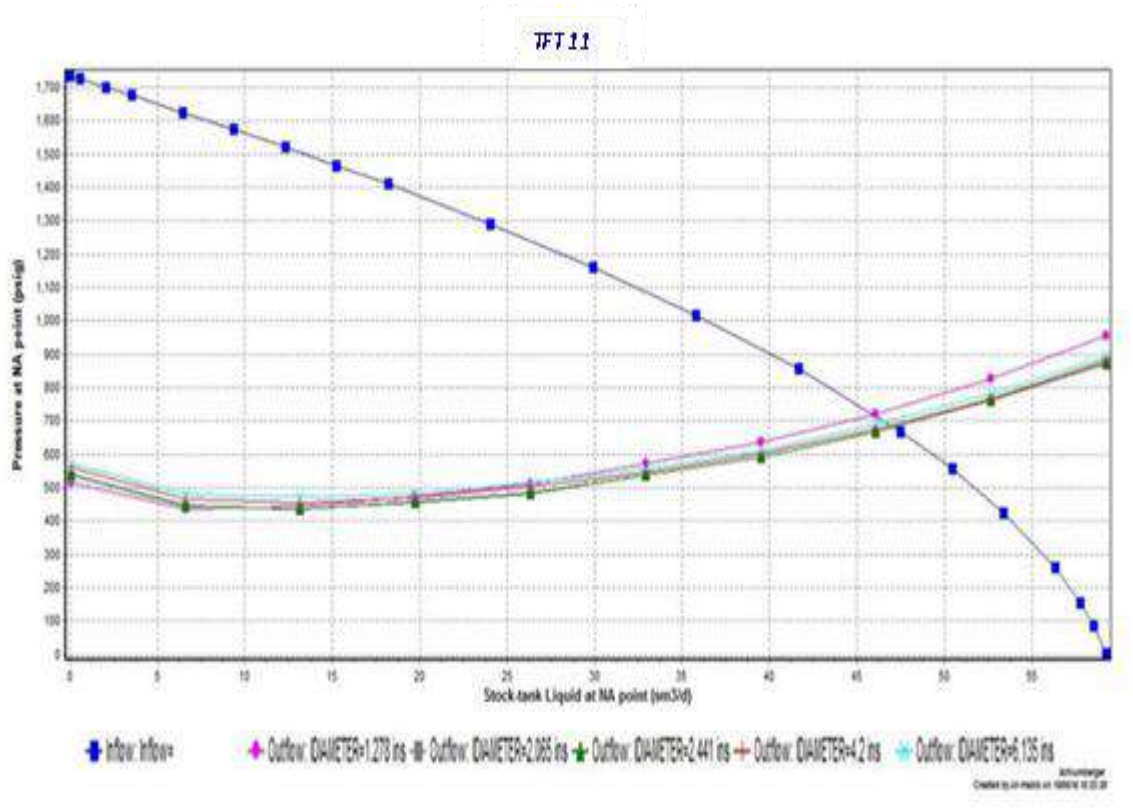


Fig.IV.9 : l'influence de diamètre de tubing sur le puits.

On constate que le diamètre de tubing n'a pas d'influence notable sur le point de fonctionnement de la pompe donc notre choix du tubing 2 " 7/8 est judicieux.

IV.8.2 La Sensibilité sur le WC sur le puits :

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 =**28 bar** nous donne la figure suivante :

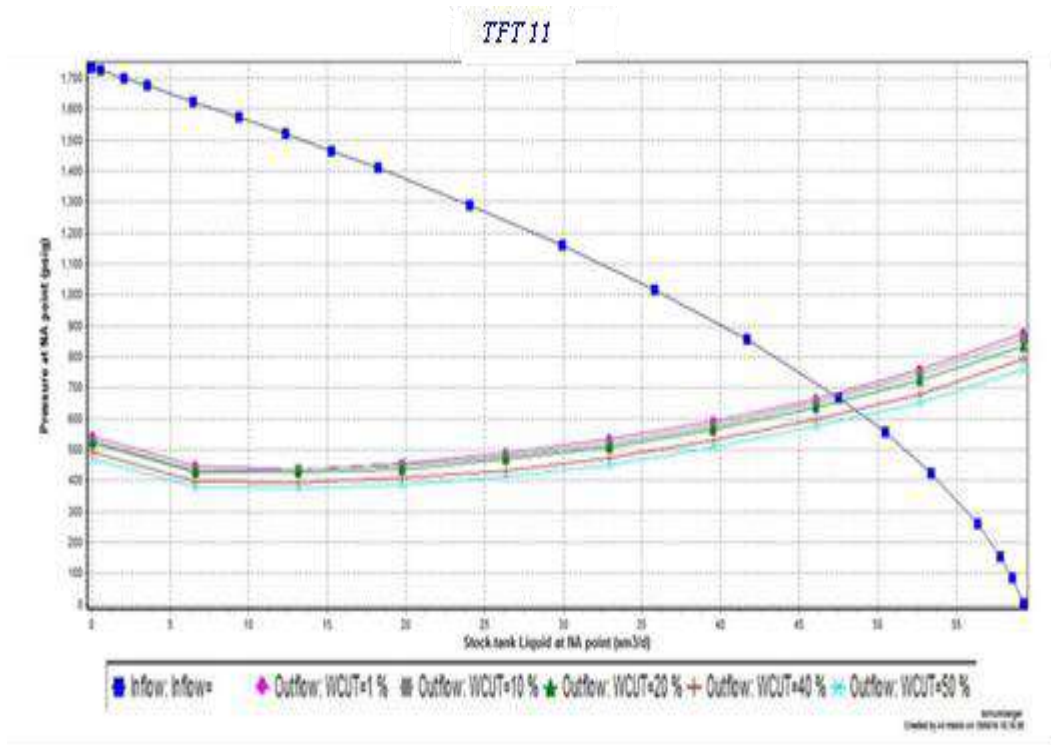


Fig.IV.10 : influence de WC sur les courbes inflow outflow du puits.

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.

IV.8.3. La Sensibilité sur 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.

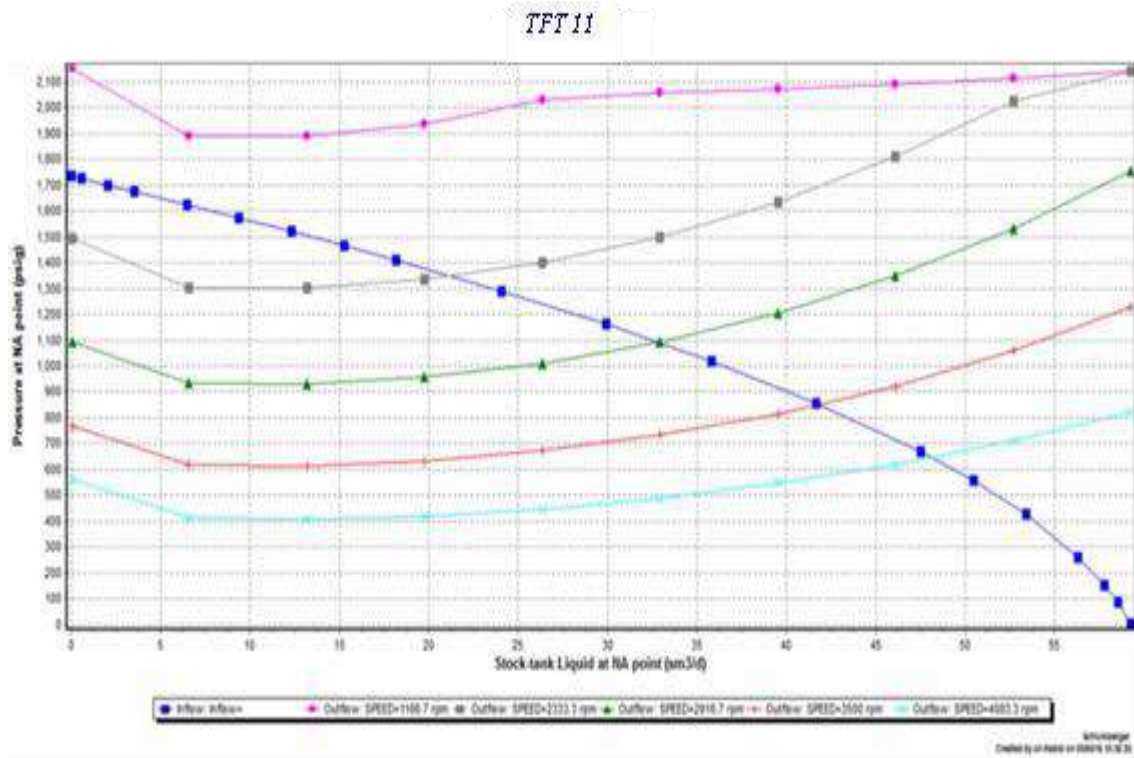


Fig.IV.11 : influence de la vitesse de pompage sur les courbes inflow outflow du puits.

IV.9 LE RESULTAT DONNE PAR LE PIPESIM POUR LE PUIT TFT#11 APRES ENTRE LES DONNEES DE LA SIMULATION :

On entre les données de diamètre de tubing, water cut et vitesse de pompage, pour avoir un bonne design :

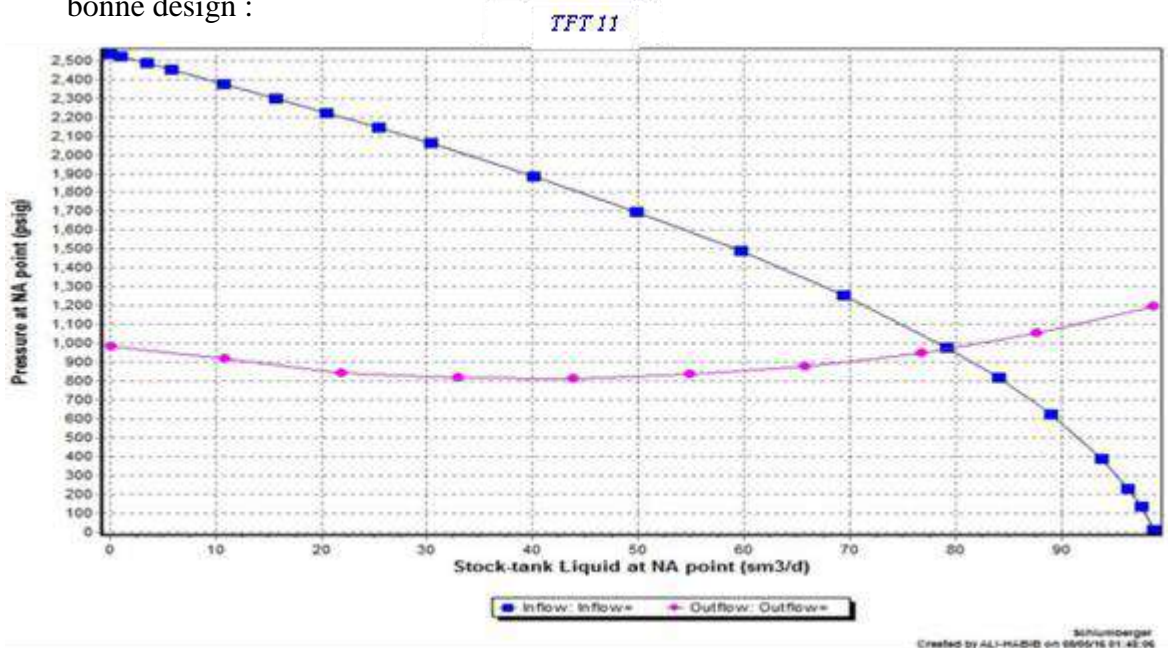


Fig. IV.12 : IPR/VLP APRES INSTALLATION DE LA POMPE.

Operating Rate	79.202 (m3/d)
Operating Pressure	980 (psig).
Water cut	50 %
Diamètre tubing	2.065 (inch)
Vitesse de pompage	24 (spm)

Tableau IV.4 : Résultat de l'analyse nodal pour le puits après l'optimisation de la pompe
TFT#11

IV.10 COMPARAISON ECONOMIQUE ENTRE SRP ET ESP :

Le montant total de sale système de SRP et pour ESP est 300,000 \$, et le pourcentage des équipements de fond est 20% pour SRP et 78% pour ESP. Donc les équipements de SRP est moins chère par rapport ESP.

Le cout d'opération de WORK OVER est 12,950 \$ par jours pour SRP et 148,950 \$ par jour pour ESP. Donc le cout de maintenance est élevé pour ESP.

Le cout d'énergie utilise pour le fonctionnement de SRP est 2, 049,840 \$ et pour ESP augmente jusqu'à 3, 271,860 \$

A la fin l'utilisation de système de pompe par tige réduit le cout totale environ 3, 670,020 \$ voir le tableau dessus.

	Long-Stroke RRP	ESP
Total System Sales Price	\$300,000	\$300,000
Downhole pump price	\$9,000	\$145,000
Percent of total price	3%	48%
Total downhole price	\$59,000	\$235,000
Percent of total price	20%	78%
Variable speed drive (VSD)	\$45,000	\$65,000
Rig time (days)	1	1
Workover cost	\$12,950	\$148,950
Failure rate (over 3 years)	1	1
Workover cost (over 3 years for 15 wells)	\$194,250	\$2,234,250
Power cost (over 3 years for 15 wells)	\$2,049,840	\$3,271,860
Downhole pump inventory (3 pumps for 15 wells)	\$27,000	\$435,000
OPEX for 15 wells over 3 years	\$2,271,090	\$5,941,110
Savings from using long-stroke system		\$3,670,020
Power cost reduction		37%
Workover cost reduction		91%
Inventory cost reduction		94%
OPEX reduction		62%

Tableau IV.5 : comparaison économique entre SRP et ESP

CONCLUSION

ET

RECOMMENDATION

CONCLUSION

Le pompage par tige (SRP) est une technique de récupération très simple et efficace dans les puits qui ont faible GOR avec une température de fond n'est pas élevée et en l'absence de sable et une profondeur moins élevée avec un débit faible.

Le choix de design, les procédures suivies durant le travail par l'SRP et le contrôle des paramètres de la production améliorent beaucoup la durée de vie des instruments et rendent ce système un outil très puissant de la production, puisque l'implantation des pompes SRP a un risque très important à cause de la complexité des équipements et la durée de vie limitée, et quand une pompe tombe en panne on a besoin une opération de workover qui est plus coûteuse par rapport à une simple opération de wireline.

L'évolution de WC influe considérablement sur les performances du système SRP et nous oblige de réajuster les paramètres de la pompe afin d'éviter son endommagement.

La sensibilité effectuée de diamètre de tige du pompe et de vitesse de pompage sur les courbes de performance montre une augmentation de débit de production, donc on peut profiter cette amélioration.

Pour le réglage du débit sans modification de l'unité de fond, par contre les tests de sensibilité du diamètre de tubing sur les performances de la pompe ne montrent pas une amélioration notable sur la production.

Puisque les pompes SRP n'ont été jamais installées dans le champ d'TFT , il est très difficile de prévoir le comportement de réservoir en matière de pression et de WC ,donc l'utilisation des pompes de gamme opérationnelles très large sera nécessaire, aussi dans le design de la pompe la combinaison moteur-pompe et la puissance électrique de chaque composant du système doivent être prises en considération en vue qu'elles représentent les parties les plus coûteuses dans l'opération de la production.

Pour les puits TFT#11 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 rendre le système SRP plus rentable et efficace que possible, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- ✓ 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).

3. Livres :

1. Kermit E., Brown B., Optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis université of Tulsa, p, 09 (1984).
2. Beggs H., Production optimization using nodal analysis. Oklahoma, (2002).
3. Brown k E., The technology of artificial lift methods. Tulsa, p, 41 (1984).
4. Llc.ihs, d. Well performance analysis, p, 32 (2002).
5. Vogel. j. W., Inflow performance relationships for solution gas drive wells. Jpt, Jan, p, 11 (1968).
6. H.dale. beggs , production optimization using nodal analysis, tulsa, ,(2003)
7. Cosse R., Techniques d'exploitation pétrolière. IFP France, p, 138 (1988).

4. Thèse et mémoires :

8. Design and economical evaluation of sucker rod and electrical submersible pumps, middle east technical university, turkey, p, 6, 41, (2004).
9. Knut Undheim S .Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field, Master's Thesis, université of Stavanger, p, 21, (2009).

5. Rapports :

10. Total,. Le Puits activé par Pompe Centrifuge Immergée, paris, p - 27, (2007).
11. Schlumberger., ESP design and technology, p 15, (2002).

ANNEXE



FIGURE 1 : CARTE GEOGRPHIQUE DE CHAMPS TFT

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 SUPERIEUR	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 SUPERIEUR 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 trasnienne		154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire	
		INF	UNITE C3 - I	BARRE SUPERIEURE	10	Grès, argile. Pyrite	
			UNITE C2 - II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.	
	UNITE C1 - III		BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.		
	GOTHLANDIEN	GOTHLANDIEN ARGILO-GRÉSEUX	UNITE B2 - IV-V	RESERVOIR "F6"	TALUS A	60	Grès, argile.
			UNITE B2 - VI		17	Grès.	
			UNITE B1 - VII		74	Grès, argile.	
			UNITE A - VIII	BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.	
			UNITE M2 - IX	FORMATION D'ATAFAITAFA	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 2 : COUPE STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP TFT



FIGURE 3 : LES DOUZE PERIMETRES D'EXPLOITATIONS DE LA DIRECTION REGIONALE DE TFT

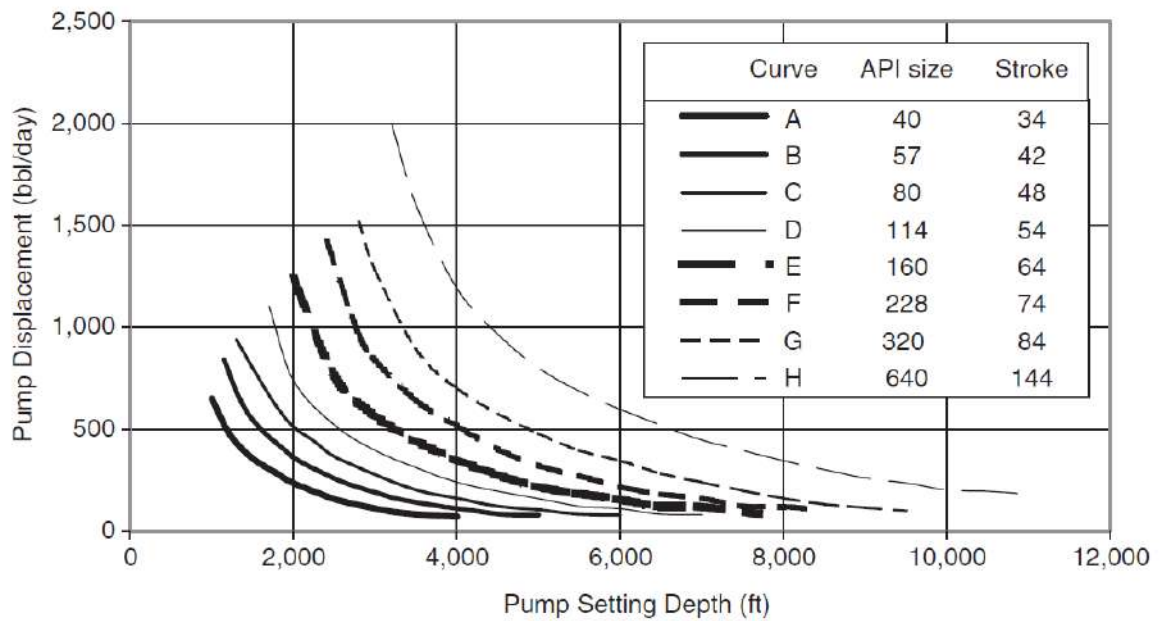


FIGURE 4 : SUCKER ROD PUMPING UNIT SELECTION CHART (KELLEY AND WILLIS, 1954).

Input Data Summary

Fluid Data

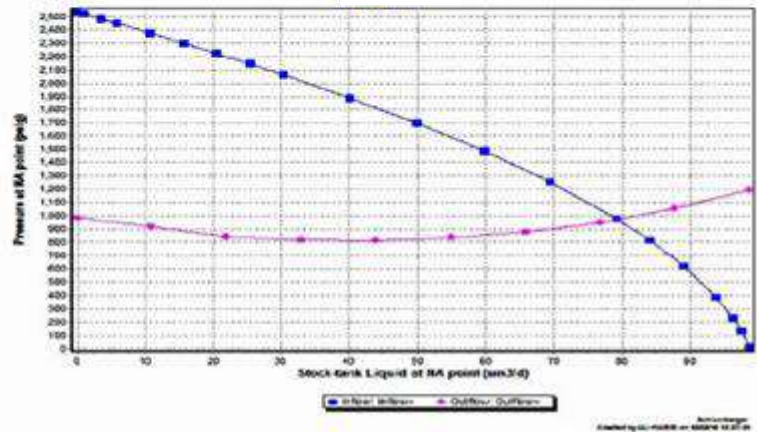
Fluid Model: Black Oil
 DOD 54.69 lb/ft³
 Watercut: 29.7 %
 GOR 136 sm³/sm

Reservoir Data

Pressure: 2533.9 psig
 Temperature: 78.6 C
 IPR Model: Vogel

Nodal Analysis Plot

TFT 11



Fluid Correlation

Vertical Corr: GA
 Horizontal Corr: BBR

Fluid Data

Fluid Model: Black Oil
 Fluid Name: OIL
 Fluid Description:

Stock Tank Properties

Watercut 29.7 %
 GOR 136 sm³/sm³
 Gas SG: 0.64
 Water SG: 1.02
 DOD 54.69 lb/ft³

Viscosity Data:

Dead Oil Viscosity

Correlation:

Temperature	Viscosity
93.33 C	2.6439 cP
15.56 C	79.155 cP

Liquid Viscosity Calculation Method

Watercut Cutoff: 60.00 %

Live Oil Viscosity

Correlation: Beggs & Robinson

Undersaturated Oil Viscosity

Correlation:

FIGURE 6 : RAPPORT DE PIPESIM POUR LE PUITTS TFT#11