

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production des hydrocarbures

Présenté Par :

ZENDARI Hocine , ALLOUT Omar

-THÈME-

Étude comparative entre la méthode d'activation de puits par gas-lift et par pompe électrique immergée (ESP) dans la région TFT

Soutenue le :24/06/2018 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	Mr. HADJAJ Sadek	MAA	Université d'Ouargla
Examinatrice :	Mm. DAOUI Hafsa	MAA	Université d'Ouargla
Rapporteur :	Mr. ARBAOUI MOHAMED Ali	MAA	Université d'Ouargla

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience pour terminer ce modeste travail.

Ce travail, n'aurait guère pu être mené à son terme sans la direction stimulante que monsieur, ARBAOUI Ali, notre encadreur, a bien voulu donner à ce mémoire.

On tient aussi à exprimer nos profondes gratitudes à notre promoteur à TFT Mr. MAANANI Ramzi pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apporté malgré ses occupations.

Comme on tient à remercier tout le personnel de la Division Engineering & Production de la Direction régionale de TFT pour leur aide pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du stage notamment Mr A. Samir, Sadek, Djamel, Lahbib, Hamza, Brahim, Djarmouni, Abdeladim de la division Réalisation.

nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

Et toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail, Merci.

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 donnés la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

A ma chère sœur et son mari

A toutes mes sœurs AICHA, MAROUA, ZINEB

A mon petit frère BRAHIM SADIK

A mes cousins ALI, BRAHIM, BRAHIM II

Pour leur soutien moral tout le long de mes études

A toute ma famille

A ma fiancée

A mon cher binôme HOCINE

Pour son entente et son sympathie

A mes meilleurs amis TOUFIK, BAKIR

A mes amis de chambre E 51 YUCEF, AMINE, DEHMANE

Pour leur soutiens et aides durant les moments difficiles

A toute les amis d'étude promo production Académique 2013

A toutes mes autres ami(e)s

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

Omar Allout



Dédicace

À l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te vous emmène dans son vaste paradis, à toi mon père Moussa

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur, maman Leïla BABAAMMI que j'adore. Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, à ma une sœur Mamma BOURASSE et mes grand parents Med Seghir BABAAMMI et Mamma HADJNACER, et tous ce qui porte les noms ZENDARI et BABAAMMI

Je dédie ce travail dont le grand plaisir leurs revient en premier lieu pour leurs conseils, aides, et encouragements, aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagnaient durant mon chemin d'études supérieures, la famille de AOUF Brahim et ses fils, mes aimables amis, Mon binôme A.Omar, collègues d'étude, sur tout les résidents des chambres (C24, D55, E32) et tous les Professeurs d'université de Kasdi Merbah OUARGLA

ZENDARI Hocine



ملخص :

يستخدم التنشيط الاصطناعي لزيادة إنتاج الآبار الثائرة أو غير كافية الثوران. من بين طرق الرفع الاصطناعي تفعيل الآبار عن طريق الغاز الرافع أو المضخة الكهربائية المغمورة. إن تشغيل الآبار عن طريق الغاز الرافع هو الطريقة الأكثر استخداماً في الجزائر مقارنة بالمضخة الكهربائية المغمورة التي هي قيد التجربة والتطوير في بعض المناطق، حقل ت.ف.ت هو أكثر خبرة في استخدام هاتين الطريقتين سواء الغاز الرافع أو المضخة الكهربائية المغمورة. نضع في دراستنا تصميم كل طريقة بواسطة برنامج "PIPESIM" وبعد الدراسة التقنية والاقتصادية لكل طريقة نقدم توصيات حول أفضل اختيار وحول استخدام الطريقتين.

الكلمات المفتاحية : التنشيط الاصطناعي، المضخة الكهربائية المغمورة، الغاز الرافع، تصميم، PIPESIM.

Résumé :

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

Abstract :

Artificial lift is used to increase the production of non or insufficiently eruptive wells. Among the Artificiel lift methods there is the activation of the wells by gas lift and by the electric submersible pump (ESP). The activation of the wells by gas-lift is the most used method in Algeria compared to ESP that's under trial and development in some regions, TFT field is the most expert in use of these two methods: the gas-lift and even ESP.

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

Key words: Artificial, lifting, ESP, gas-lift, design, PIPESIM.

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 : Généralités sur le champ TFT	
I.2 Introduction	03
I.2 Position géographique	03
I.3 Historique et découverte	03
I.4 Historique de production	04
I.5 Situation géologique	04
I.6 La composition de la série stratigraphique	04
Chapitre II : Artificial lifting	
II.1 Introduction	08
II.2 Les procédés d'artificial lifting	08
II.3 Les différents types d'artificial lifting	09
II.4 Choix d'une méthode d'activation	13
II.5 Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation	13
Chapitre III : Généralités sur gas-lift	
III.1 Introduction	15
III.2 Les applications de gas-lift	15
III.3 Les type de gas-lift	15
III.4 Les principaux paramètres de gas-lift	18
III.5 Les équipements de gas-lift	19
III.6 Les problèmes lies au gas-lift	21
III.7 Les avantages et les limitations de gas-lift	22
Chapitre IV : Electrical submersible pumps	
IV.1 Introduction	24
IV.2 Principe de fonctionnement	24
IV.3 Les composants d'un système ESP	25
IV.3.1 Les composants de fond	25
IV.3.2 Les équipements de commande en surface	29

IV.3.2.1 Variable speed drive VSD	29
IV.3.2.2 Transformateur	31
IV.3.2.3 Junction box	31
IV.3.2.4 La câble électrique	31
IV.4 Choix d'une pompe ESP	32

Chapitre V : Analyse nodale et aperçue sur PIPESIM

V.1 Analyse nodale	34
V.1.1 Les pertes de charge	34
V.1.2 Les différentes positions du nœud	35
V.1.3 Procédure d'analyse nodale	36
V.1.4 Inflow performance relationship IPR	37
V.1.5 Application d'analyse nodale	38
V.1.6 Les objective de l'analyse nodale	38
V.2 Aperçu sur logiciel PIPESIM	39

Chapitre VI : Calcul et application

VI.1 Introduction	41
VI.2 Critères de choix de puits pilot TFT69	41
VI.3 Étude technique	42
VI.3.2 Modélisation de puits	43
VI.3.3 Design gas-lift	49
VI.3.4 Design pompe ESP	54
VI.4 Étude économique	59
VI.4.1 Le cout d'installation de gas-lift sur TFT69	59
VI.4.2 Le cout d'installation de pompe ESP sur TFT69	60
VI.5 Étude comparative et discussion	61
Conclusion générale et recommandations	63
Références bibliographiques	65
Annexes	

Liste des figures

Figure	Page
Figure I.1 : La situation géographique TFT	03
Figure I.1 : La composition de la série stratigraphique de la région TFT	05
Figure I.3 : Les périmètres de la région de TFT	07
Figure II.1 : Cycle de pompage à tige (SRP)	09
Figure II.2 : Les équipements de surface du system SRP	10
Figure II.3 : Electric submersible pump (ESP)	11
Figure II.4 : Le circuit de pompe hydraulique	12
Figure II.5 : Pompe hydraulique	12
Figure II.6 : Le system du gas-lift	13
Figure III.1 : Gas-lift continue et intermittent	16
Figure III.2 : Schéma du gas-lift en circuit fermé	20
Figure III.3 : Les équipements de compression	20
Figure III.4 : Les types des mandrins (conventionnel, à poche latérale, avec vanne concentrique)	18
Figure IV.1 : Les composants de système de pompage ESP	24
Figure IV.2 : Pompe centrifuge	25
Figure IV.3 : Les composants de pompe	26
Figure IV.4 : Circulation de fluide dans les étages de la pompe	26
Figure IV.5 : Augmentation de pression dans un impulser	26
Figure IV.6 : Le moteur électrique	27
Figure IV.7 : Types des séparateurs de pompe ESP	28
Figure IV.8 : Variable speed drive VSD	31
Figure IV.9 : Différents type des câbles électrique	32
Figure V.1 : Les différentes pertes de charge dans le système de production	31
Figure V.2 : Les différentes positions du nœud	35
Figure V.3 : Point de fonctionnement de système	37
Figure V.4 : Fenêtre de logiciel PIPESIM 2012	39
Figure VI.1 : Historique de production de TFT69	42
Figure VI.2 : Nouveau projet	43
Figure VI.3 : Système des unités	43

Figure VI.4 : Propriétés d'huile	43
Figure VI.5 : Le modèle TFT69 sur PIPESIM	44
Figure VI.6 : Les données de complétion	44
Figure VI.7 : Les données de réservoir	44
Figure VI.8 : Les corrélations de perte de charge	46
Figure VI.9 : Vertical correlation matching	46
Figure VI.10 : L'erreur des corrélations	47
Figure VI.11 : Les courbes de l'analyse nodale : VLP, IPR pour TFT69	47
Figure VI.12 : Teste de sensibilité de TFT69	48
Figure VI.13 : Deepest injection point	49
Figure VI.14 : Le débit optimum d'injection de gaz TFT69	50
Figure VI.15 : Caractéristiques de puits TFT69 et de gaz injecté	50
Figure VI.16 : Les propriétés des vanne gas-lift	50
Figure VI.17 : Les résultats de design GL TFT69	51
Figure VI.18 : Graph de design gas-lift TFT69	51
Figure VI.19 : Effet de déclin de P_{ws} sur le débit d'huile et de gaz d'injection optimum	52
Figure VI.20 : Effet de water cut et le débit de gaz injecté sur le débit prouduit	53
Figure VI.21 : Design de pompe	54
Figure VI.22 : La selection de pompe	54
Figure VI.23 : Courbe de performance de pompe Reda D475N & well operating	55
Figure VI.24 : Courbe de performance de pompe REDA D475N	55
Figure VI.25 : Choix du moteur	56
Figure VI.26 : Choix de câble	56
Figure VI.27 : Variation de débit en fonction de vitesse de pompe et de déclin de P_{ws}	57
Figure VI.28 : Variation de débit à cause d'augmentation de W_{cut} en fonction de frequence / vitesse de pompe	58

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau I.1 : Les dates de découverte et de mise en service des périmètres de champs TFT	03
Tableau I.2 : Caractéristiques des réservoirs des champs de TFT	06
Tableau II.1 : Les problèmes rencontrés en fonction des méthodes d'activations	14
Tableau V.1 : Les différentes pertes de charge de system de production	35
Tableau VI.1 : Chute de production à TFT69	42
Tableau VI.2 : Les propriétés de fluide de réservoir	44
Tableau VI.3 : Les données de la complétion	45
Tableau VI.4 : Les donnés de réservoir	45
Tableau VI.5 : Les données de teste jaugeage	45
Tableau VI.6 : Datas de puits TFT69	48
Tableau VI.7 : Deepest injection point data	49
Tableau VI.8 : Les caractéristiques des vannes gas-lift TFT69	52
Tableau VI.9 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en gas-lift	53
Tableau VI.10 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift	54
Tableau VI.11 : Les datas de puits TFT69 et de pompe	54
Tableau VI.12 : Les carractéristiques de pompe ESP choisie TFT69	55
Tableau VI.13 : Débit d'huile (sm^3/d) en fonction de fréquence de pompe (Hz)	56
Tableau VI.14 : Les caractéristiques de moteur et de câble	56
Tableau VI.15 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en ESP	57
Tableau VI.16 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP	58
Tableau VI.17 : Suivie d'investissement TFT69 en gas-lift	59
Tableau VI.18 : Suivie d'investissement TFT69 en ESP	60
Tableau VI.19 : Étude comparative entre GL et ESP sur TFT69	61

Liste des symboles et abréviations

A :	Aire (m^2)
AMA :	AMASSAK
AOFP :	Absolute Open Flow Potential
API :	American Petroleum Institute
d :	Densité
DJW :	Djoua
ESP :	Electrical submersible Pump
GL :	Gas Lift
GLR :	Gas Liquid Ratio
GOR :	GasOil Ratio [sm^3/m^3]
H :	Hauteur dynamique [mètre]
HMB :	Hassi Mazoula B
HMZ :	Hassi Mazoula
HZS :	Hassi Mazoula Sud
ID :	Inside Diameter [pouce]
IP :	Index de Productivité [bbl/j/psi]
IPR :	Inflow Performance Relationship
K :	Perméabilité (md)
MD :	Measured Depth [m]
P_H :	Pression Hydrostatique [Pa]
POT :	Pay Out Time [jours]
P_r :	Pression de réservoir [Pa]
$P_{\text{sép}}$:	Pression de séparation [Pa]
P_{wf} :	Pression de fond dynamique [Pa]
P_{wh} :	Pression de tête de puits [Pa]
P_{ws} :	Pression de Fond Statique [Pa]
Q :	Débit [m^3/j]
Q_g :	Débit de gaz [m^3/j]
Q_o :	Débit d'huile [m^3/j]
SG :	Specific 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
 W_{cut} : Water cut [%]
 μ : Viscosité (cp)

Introduction Générale

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'artificial lift peuvent être installés.

Parmi les importants champs d'huile en l'Algérie, le champ de TFT. L'exploitation du champ été par déplétion naturelle jusqu'à ce que sa pression de gisement chuter d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir une méthode d'artificial lifting pour augmenter la récupération du champ. Parmi les méthodes de récupération secondaire la 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'objectif 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 le puit TFT69 comme un puits pilot 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, on donne une conclusion générale on montrant le choix de méthode la plus rentable et convenable pour le puits étudié TFT69 avec des recommandations d'utilisation de ces méthode, et le choix de méthodes la plus convenable pour chaque périmètre.

L'organisation de notre travail est comme suite:

- ❖ Le premier chapitre comprend des généralités sur le champ de TFT.
- ❖ Le deuxième chapitre comprend des généralités sur les méthodes d'artificial lifting.
- ❖ Le troisième chapitre est fourni une présentation générale sur le système de gas-lift et ses installations de surface et de fond.
- ❖ Le quatrième chapitre fourni une présentation générale sur le système de pompage électrique immergé ESP et ses installations de surface et de fond.
- ❖ Le cinquième chapitre contient des généralités sur l'analyse nodale et un aperçue sur logiciel utilisées PIPESIM.
- ❖ Dans Le dernier chapitre on fait une étude de cas sur le puits TFT69.

Chapitre I
Présentation de champ TFT

I.1 Introduction :

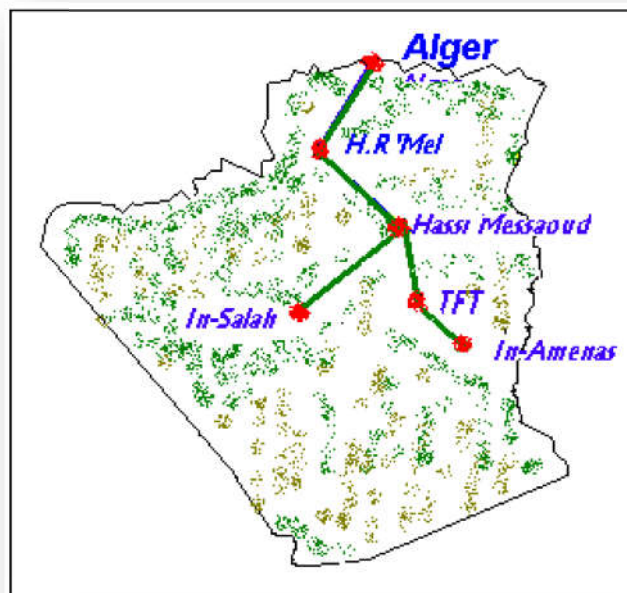
La direction régionale de Tin Fouyé Tabankourt connue sous le nom de TFT, est une unité opérationnelle de la société SONATRACH, activité amont, division production créée en 1976 dans le cadre de réorganisation de l'ancien secteur d'In aménas [1]

I.2 Position géographique :

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

$$Y_1=3110000$$

$$X_1=3100000$$



$$Y_2=3900000$$

$$X_2=400000$$

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>Champs</i>	<i>Date de découverte</i>	<i>Date de mise en service</i>
Secteur sud	TIN FOUYE	1961	1963
	HASSI MAZOUILA SUD	1963	1966
	HASSI MAZOUILA B	1966	1967
	TIN FOUYE NORD	1966	1966
	HASSI MAZOUILA	1958	1965
	TFT ZONE 100	1966	1967
Secteur nord	DJOUA OUEST	1966	1968
	TFT ORDOVICIEN	1967	1968
	TFT ZONE EST	1968	1968
	TAMENDJILT	1970	1974
	AMASSAK	1970	1974

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 d'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 embrasser par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'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 commences a ce manifester à partir de 1984 ou 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 d'huile on été utilisées dans la région de TFT : récupération primaire (puits éruptif), et récupération secondaire (gas-lift, maintient de pression par injection d'eau et pompage électrique). [1]

Dans le but d'augmenter le taux de récupération a 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 d'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 monoclinal, le toit du réservoir ordovicien forme un monoclinal de direction Est-Ouest et de pendage Nord. La régularité du monoclinal 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]

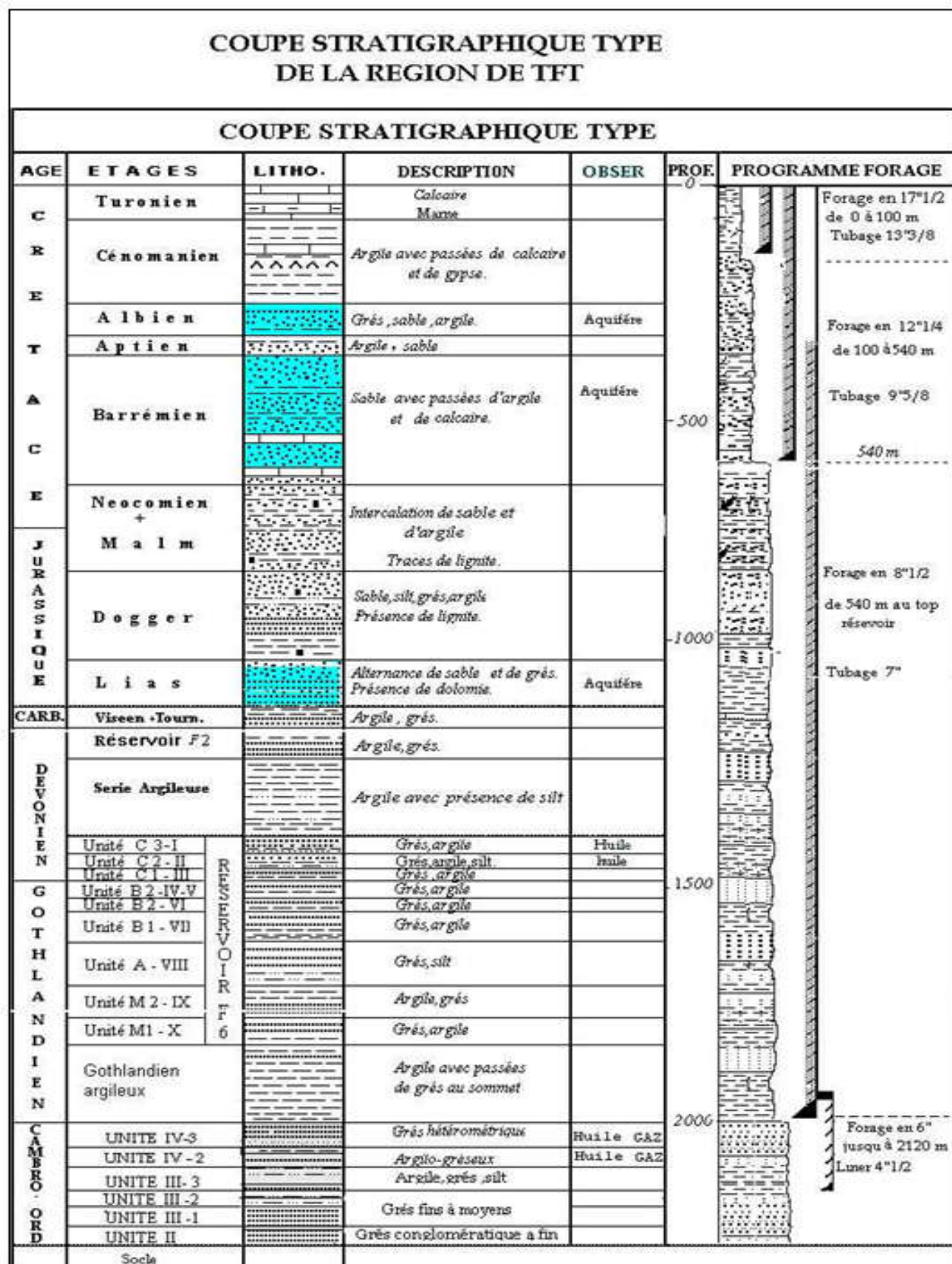


Figure I.2 : LA COMPOSITION DE LA SÉRIE STRATIGRAPHIQUE DE LA RÉGION TFT [1]

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-dévoTFN	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
AMASSAK	Ordovicien	1970	16	13	9	60	183	202
DJOUA	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
HMZ Nord	Dévonien	1560	5	3,5	17,4	15	144	146
HMZ Sud	Dévonien	1350	100	24	14,3	60-450	125	138,5
HMZ 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 longitudinaux, 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 failles 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

constituer par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importantes variations de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétro-physiques. L'analyse de la carte en isobare au toit de l'ordovicien et au mur de la roche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocks. [1]

1.6.3 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 foré 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]

1.6.4 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 immense quantité d'huile en place à l'origine associée à un gaz cup important. [1]

1.6.5 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]

1.6.6 La roche réservoir et couverture :

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

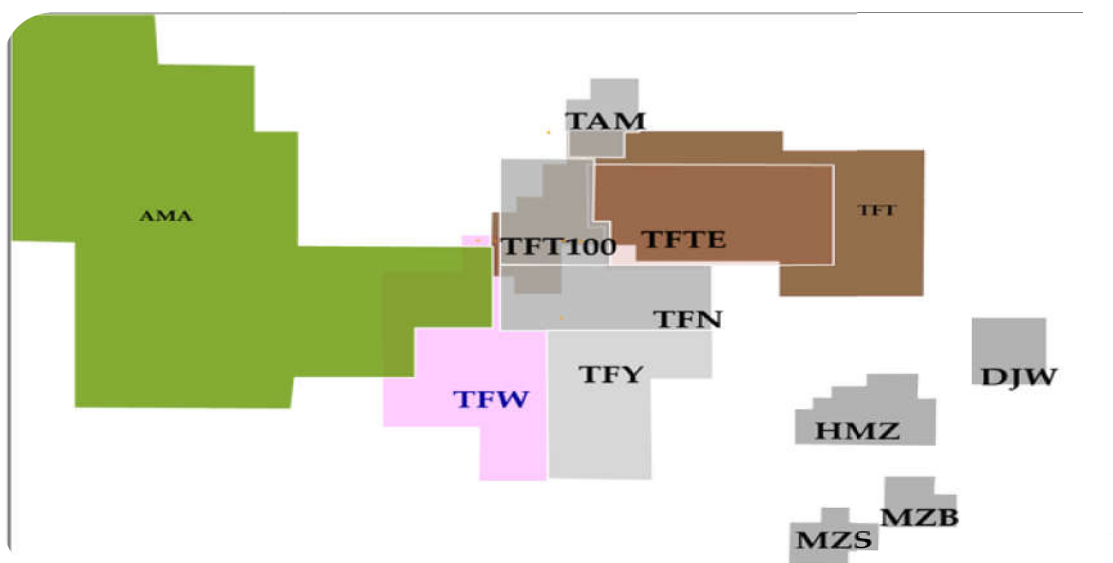


Figure I.3 : LES PÉRIMÈTRES DE LA RÉGION DE TFT [1]

Chapitre II
Artificial lifting

II.1 Introduction :

Artificial 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'à 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 augmenté la hauteur hydrostatique H et le deuxième réduit la densité de fluide de réservoir.

$$P_H = \frac{d \times H}{10.2} \quad \dots \text{ (II.1) [5]}$$

P_H : 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'artificial 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-étagée.[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 d'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 Les différents types d'artificial lifting:

II.3.1 Le pompage par tiges :

C'est le type de pompage le plus ancien et le plus répandu actuellement. Une pompe chasse le fluide qui est dans le tubing vers la surface dans sa forme la plus simple(Figure II.1), La pompe consiste à un corps de pompe (ou cylindre) suspendu au tubing, à sa base se trouve un clapet à bille, le clapet de pied (ou clapet fixe), tandis qu'un deuxième clapet à bille, le clapet mobile, se trouve à l'intérieur du piston, le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage formé de tiges d'acier vissées les unes au bout des autres et rattaché en surface, après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie, à l'unité de pompage, en surface, l'unité de pompage fournit, grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe.[2]

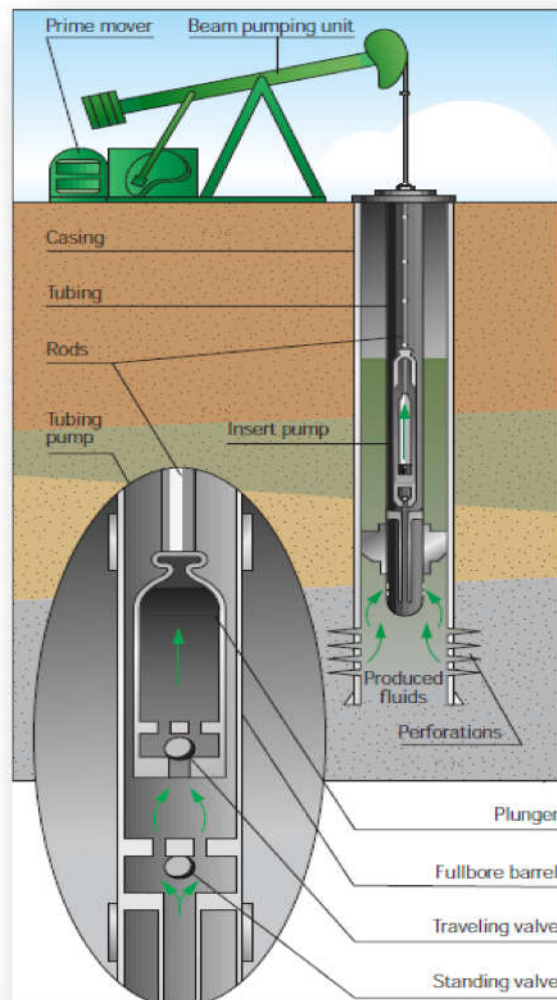


Figure II.1: CYCLE DE POMPAGE À TIGE (SRP)[3]

II.3.1.1 Catégories des pompes :

Les pompes se classent en deux catégories :

1/ Les pompes R : Qui sont descendues à l'extrémité des tiges de pompage (Rod), ils correspondant d'un entretien plus facile, mais elles sont aussi plus limitées en ce qui concerne la section du piston.[2]

2/ Les pompes T : Dont le corps est descendu incorporer au tubing alors que le piston est descendu visser au bout des tiges.[2]

II.3.1.2 Cycle de pompage : Les principales phases du cycle sont illustrées sur:

a) Piston en fin de course descendante: L'effluent s'écoule à travers d'un 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 se ferme par conséquent (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)[2]

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.[2]

c) Piston en fin de course montante: Le clapet mobile est toujours fermé, le clapet fixe reste ouvert tant que la couche débite.[2]

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. [2]

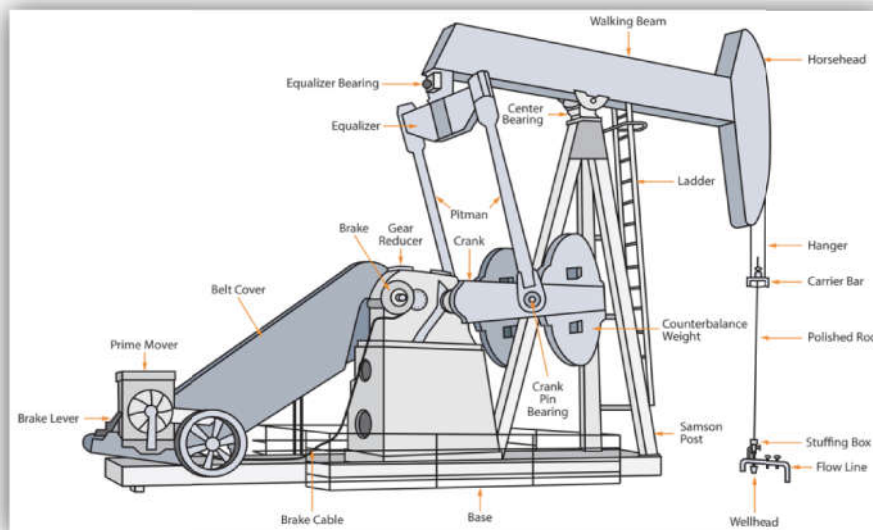


Figure II. 2 : LES ÉQUIPEMENTS DE SURFACE DU SYSTEM SRP[3]

II.3.2 Pompe centrifuge de fond(ESP) :

II.3.2.1 Description générale :

La pompe centrifuge multi-étagée (Figure II.3) est reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé, le tout pendu au bout du 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.[2]

II.3.2.2 Détails techniques :

La pompe, comprenant une dizaine à plus de 300 étages, du fait du faible diamètre disponible, est entraînée par un moteur de quelques chevaux à plus de 200 chevaux, et même 400 chevaux en couplant deux moteurs, ce qui permet de pomper de 50 à plus de 3000 m³/d et de fournir une hauteur équivalente de refoulement supérieure à 4000 m, la tension d'alimentation variant de 200 à 2000 volts en triphasé et l'ampérage de 12 à 120 ampères, le protecteur a pour but d'empêcher l'entrée du fluide pompé dans le moteur et de permettre les variations de volume de l'huile moteur lors des phases de démarrage et d'arrêt.[2]

Les principaux problèmes opératoires sont liés à la présence de gaz ou de sable dans l'effluent pompé, aux surtensions lors des phases de démarrage ou d'arrêt, aux défauts d'isolation du câble (surtout à haute température), au blocage de la pompe par usure des paliers. [2]

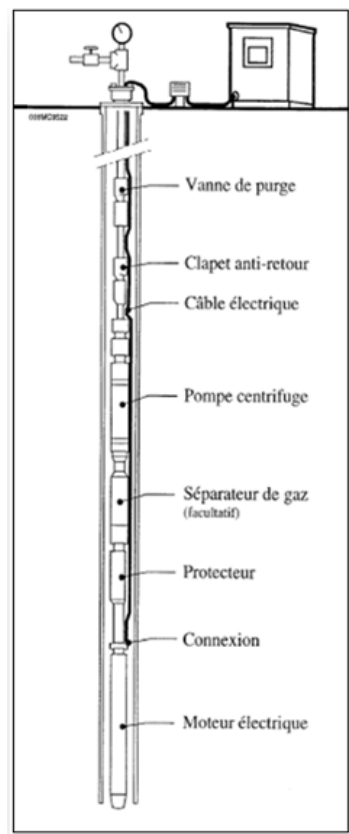


Figure II.2: ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP)[2]

II.3.3 Pompes hydrauliques :

II.3.3.1 Principe de fonctionnement :

Une pompe de surface (Figure II.4 et II.5) 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.[2]

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 réinjecter dans le circuit moteur.[2]

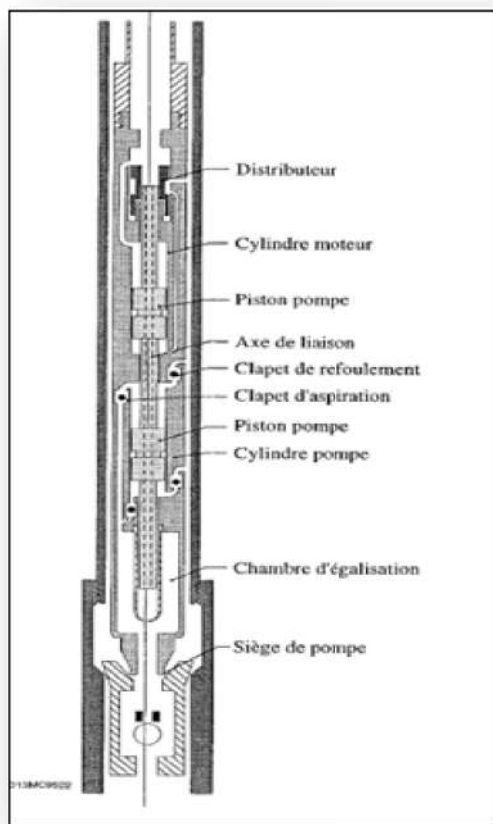


Figure II.5: POMPE HYDRAULIQUE [2]

II.3.3.2 Détails techniques :

On peut ainsi produire de quelques mètres cubes à plus de 300 m³/d jusqu'à des profondeurs pouvant dépasser 4000 m. Pour cela, on utilise généralement un débit de fluide moteur de 1,5 à 2 fois le débit produit et une pression de fluide moteur de quelques dizaines à quelques centaines de bars.[2]

La pompe peut, selon les cas, être remontée par circulation inverse ou au bout du tubing d'alimentation. [2]

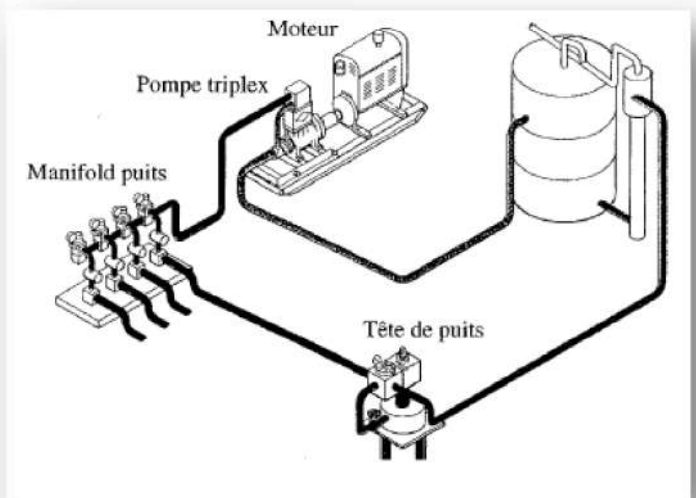


Figure II.4: LE CIRCUIT DE POMPE HYDRAULIQUE [2]

II.3.4 Gas-Lift :

Le gas-lift est un moyen pour continuer à produire alors que le puits n'est plus naturellement éruptif ou pour augmenter le débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, généralement dans le tubing et par l'annulaire de manière à alléger (gas-lift continu) ou déplacer (gas-lift intermittent) l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface (Figure II.6). (Voir les détails sur chapitre III) [2]

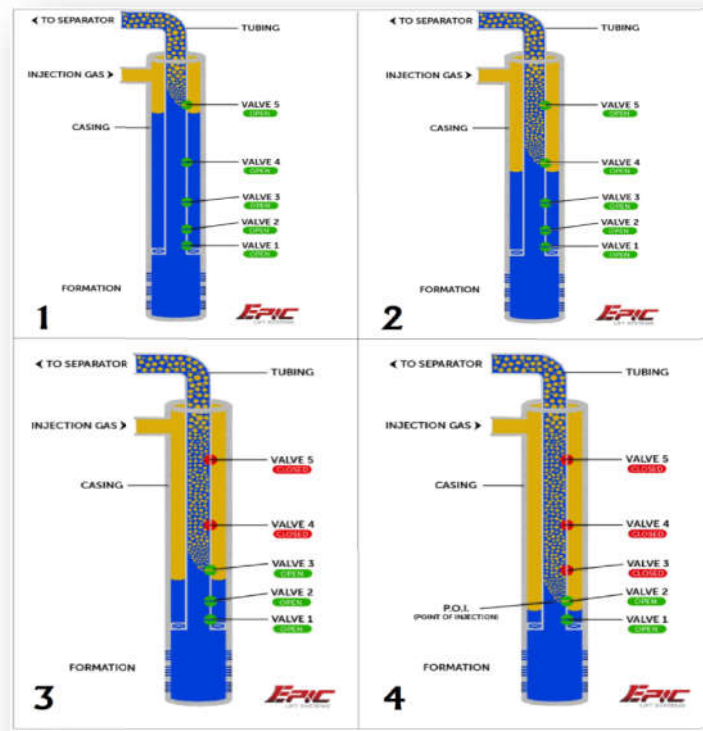


Figure II.6 : LE SYSTEM DU GAS-LIFT [5]

II.4 Choix d'une méthode d'activation :

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

- ✓ Productivité du puits (IP).
- ✓ Profondeur de puits.
- ✓ Disponibilité de gaz.
- ✓ Disponibilité de technologie.[2]

II.5 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	Bon	Mauvais	Mauvais
GOR élevé	Excellent	Bon (si rotary gaz séparateur)	Médiocre
Puits dévié	Bon	Bon	Passable
Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable
Profondeur	Bon	Moyen	Moyen
Simplicité de conception	Oui	Moyen	Oui
Souplesse pour les débits	Bon	Bon (si variateur de fréquence)	Moyen
Présence des dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre
Présence de gaz libre	Excellent	Moyen (si gaz séparateur)	Mauvais
Effluent visqueux	Possible(peu utilise)	Possible (si viscosité <200 cp)	Oui (le plus utilisé)

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

Chapitre III
Généralités sur le gas-lift

III.1 Introduction :

Le gas-lift est l'une des techniques d'activation des puits les plus utilisés et les plus performantes. Son objectif est de réduire la pression de fond en écoulement du réservoir à partir de la réduction de la densité de fluide de réservoir puisque le gaz injecté est moins dense que le fluide qui sort de réservoir. La formule (II.1) de la pression hydrostatique explique ce phénomène.[4]

Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient jusqu'au séparateur.[4]

III.2 Les applications du gas-lift :

Plus de 20% des puits en production dans le monde sont concernés par le gas-lift. Les nombreuses applications du gaz lift sont:

III.2.1 Les puits à huile : L'application principale du gas-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.[4]

III.2.2 Les puits à eau : Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).[4]

III.2.3 Démarrage des puits : Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de gas-lift pour les relancer après un remplissage du tubing par de l'eau.[4]

III.2.4 Nettoyage de puits injecteur : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombre les perforations ou la formation. [4]

III.3 Les types du gas-lift :

Ils y a plusieurs types de gas-lift, ils sont classés :

III.3.1 Selon le mode d'injection : Cette classification dépend de mode d'injection de gaz, soit continue, soit intermittent.[5]

III.3.1.1 Gas-lift continu : L'injection de gaz est réalisée d'une manière continue avec une pression et un débit bien déterminés dans la partie basse de la colonne de production. Le gaz allège le poids volumique du fluide dans la colonne de production et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface (Figure III.1).[5]

III.3.1.2 Gas-lift intermittent : Il se base sur une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans les parties basses de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. La pression sur la couche se diminue, celle-ci se met à ré-débitter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite (Figure III.1).[5]

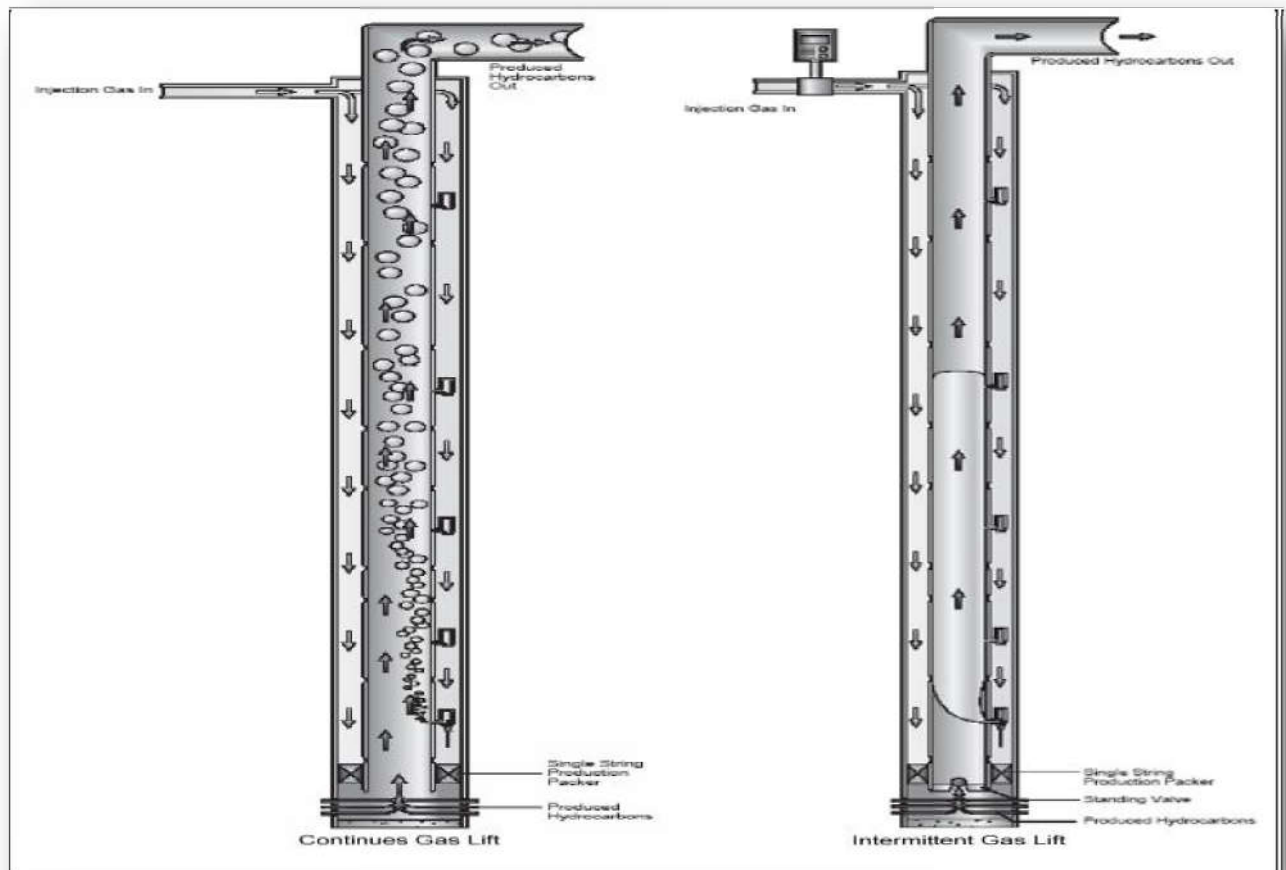


Figure III.1 :GAS-LIFT CONTINUE ET INTERMITTENT[3]

III.3.2 Selon le mode de complétion : Le gas-lift peut utiliser en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être :

III.3.2.1 Gas-lift direct : L'injection de gaz dans ce cas fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est la méthode la très répandue puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation des équipements.[5]

III.3.2.2 Gas-lift indirect : Dans ce cas, l'injection et la production se diffère à la précédente méthode comme suite :

➤ **Tubing concentrique (concentric tubing string) :** La complétion d'un puits où le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé macaroni. Ce genre de profil est très courant mais le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètre

descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4^{1/2}" pour activer le puits au gas-lift.[5]

➤ **Production par le casing et injection par le tubing** : Utiliser pour les puits de très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing.[5]

➤ **Gas-lift double** : Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée.[5]

➤ **Gas-lift parallèle** : Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz. Le gas-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.[5]

➤ **Auto gas-lift** : Ce type de gas-lift représente un cas très particulier, puisqu'il est lié au type de complétion (complétion intelligente) et à la nature de réservoir (existence d'un gaz cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous-terrain, des perforations au droit de la zone gaz cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecté depuis la surface. [5]

III.3.3 Selon le circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit du gaz de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue deux circuits d'injection pouvant être utilisés :

III.3.3.1 Gas-lift en circuit fermé : Le gaz qui sert en gas-lift est récupéré à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), et ré-comprimé par un compresseur, puis réinjecté dans le puits (Figure III.2).[5]

III.3.3.2 Gas-lift en circuit ouvert : Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le gas-lift. Après l'utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.[5]

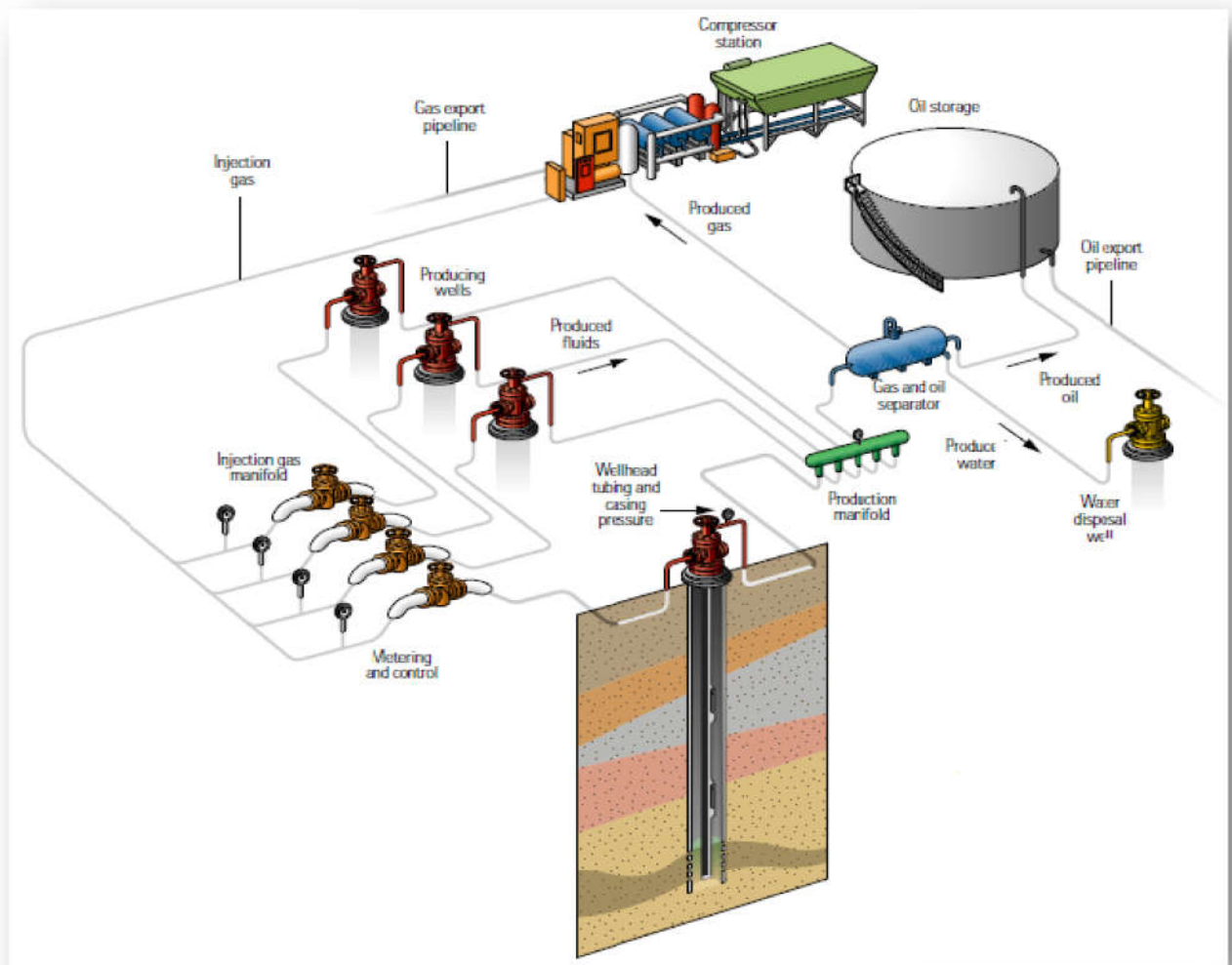


Figure III.2: SCHÉMA DU GAS-LIFT EN CIRCUIT FERMÉ[5]

III.4 Les principaux paramètres du gas-lift :

III.4.1 Pression en tête de puits (P_{wh}) :

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.[4]

III.4.2 Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte sur le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single point, ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance des puits (cas des puits d'huile de la région de Hassi R'mel).[4]

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well).[4]

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chuterapas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.[4]

III.4.3 Profondeur de l'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puitssurtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la productionpossible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne dedécharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certainescomplétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz dedescendre le plus bas possible.[4]

III.4.4 IP important et effet de Skin :

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down et donc de la pressionde fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift amène des débits spectaculaires. On appelle effet de peau l'endommagement des premiers centimètres du réservoir.[4]

L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par undes nombreux procédés connus tels que l'acidification, la ré-perforation ...etc.[4]

Unpuits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.[4]

III.5 Les équipements de gas-lift :**III.5.1 Les équipements de surface :**

Les équipements de surface sont constitués de :

- ✓ Équipements de compression (si la pression du gaz n'est pas suffisante).
- ✓ Un réseau de distribution de haute pression.
- ✓ Équipements de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc).
- ✓ Réseau de récupération des fluides à basse pression.
- ✓ Équipements de déshydratation. (Figure III.3)[5]

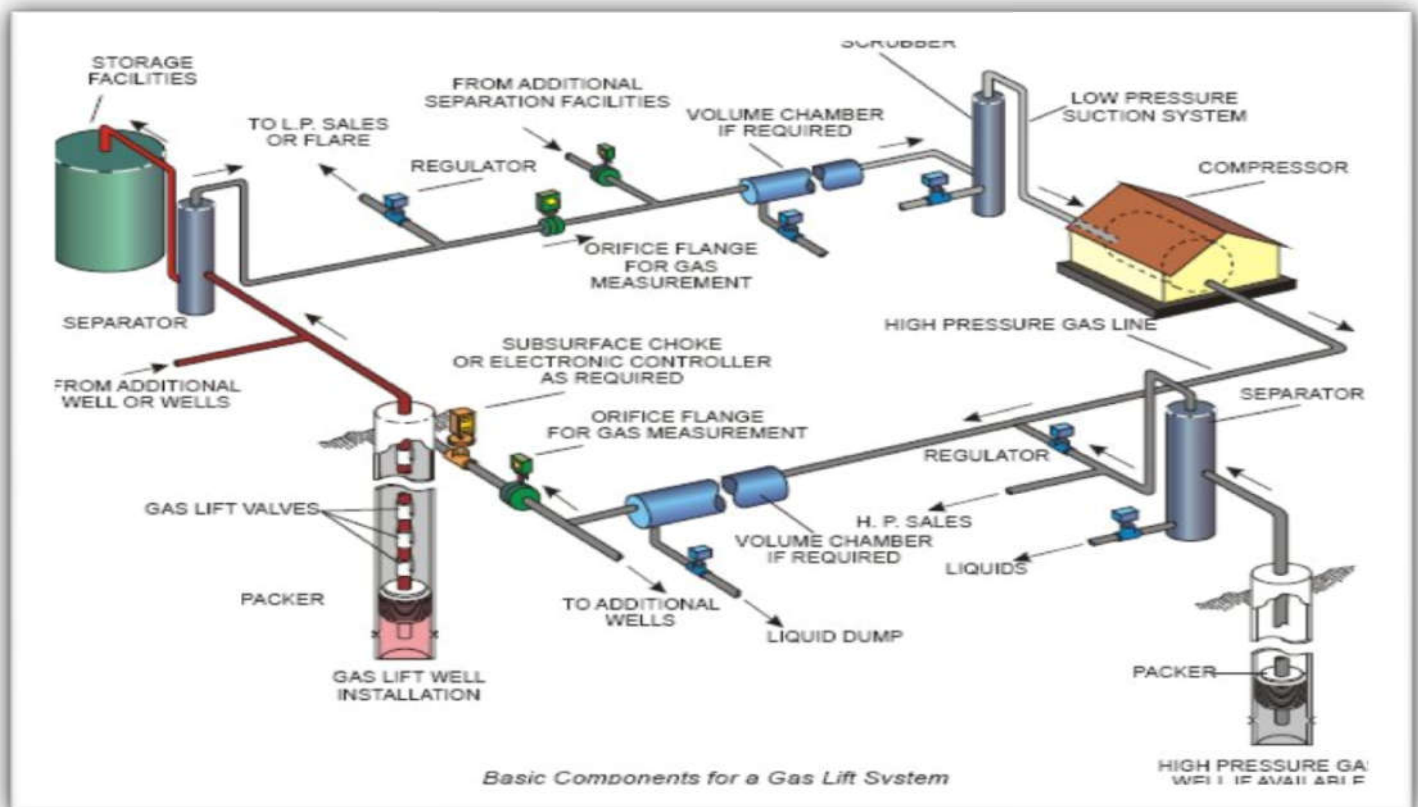


Figure III.3 : LES ÉQUIPEMENTS DE COMPRESSION[4]

III.5.2 Les équipements de fond :

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

III.5.2.1. Les mandrins : Principalement, il existe trois types de mandrins :

- ✓ Mandrins conventionnels
- ✓ Mandrins à poche latérale
- ✓ Mandrins avec vanne concentrique (Figure III.4)[5]

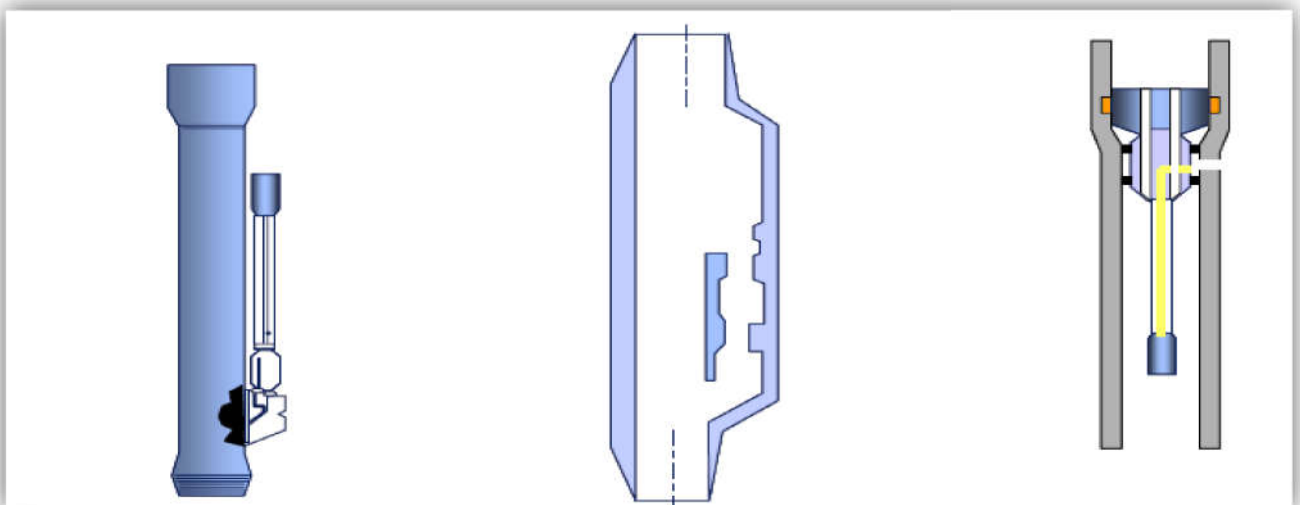


Figure III.4 : LES TYPES DES MANDRINS (CONVENTIONNEL, À POCHÉ LATÉRALE, AVEC VANNE CONCENTRIQUE)[5]

III.5.2.2 Autres équipements spécifiques : Parmi ces équipements on a :

- ✓ Clapet anti-retour.
- ✓ Sécurité annulaire.
- ✓ Tubing spool.[5]

III.5.2.3 Les vanne du gas-lift :

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

- ✓ Vanne de décharge : elle est ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage, un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte.
- ✓ Vanne de service : elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté.
- ✓ Bouchons dits dummies : bouchon joue le rôle d'une barrière de sécurité et protection des portées du mandrin. [5]

III.6 Les problèmes liés au gas-lift :

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

III.6.1 Formation des hydrates (givrage) :

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (Duse ou vanne), conduit à une diminution de la température, qui peut mener le système dans ces conditions à cristallisation de l'eau, cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz. [4]

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt de production.[4]

III.6.1.1 Prévention des hydrates :

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

- ✓ Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (sépare les goulettes d'eau).
- ✓ Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- ✓ L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- ✓ La mise en place d'une duse de fond pour les puits ayant un concentrique. [4]

III.6.2 Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée, ses actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogiques, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraises la dusse à ses parois intérieures, le débit du gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.[4]

Ces variations influentes négativement sur le débit d'huile produite, le volume de gaz soit important par apport a celui de l'huile, on réalise ici des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui gêne la séparation.[4]

III.7 Les avantages et les limitations du gas-lift :**III.7.1 Les avantage de gas-lift :**

- ✓ Investissement faible pour les équipements du puits, des mandrins peuvent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- ✓ Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits, grande déviation ou puits en hélice, la seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose des vannes si nécessaire.
- ✓ La compatibilité avec de hauts GLR, le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing, cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.
- ✓ La compatibilité avec la production de solides, sable ou de grands volumes d'eau.
- ✓ La flexibilité, le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface, Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- ✓ La possibilité de commander le puits à distance par télémétrie.[5]

III.7.2 Les limitations de gas-lift :

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

- ✓ Adaptation du casing au gaz lift.
- ✓ Installation haute pression.
- ✓ Rendement faible (10 à 30%).[5]

Chapitre IV
Electrical submersible pumps

IV.1 Introduction :

Parmi les plusieurs méthodes d'activation des puits "Artificial lifting" suite à une chute de production, il existe le pompage des fluides par une pompe centrifuge immergée ESP.

Le système ESP est un ensemble des équipements de fond et de surface mise en œuvre pour assurer l'acheminement des fluides en place dans le puits vers la surface. Ce système est généralement constitué d'une pompe centrifuge alimentée par un moteur électrique qui fonctionne dans la colonne de production. Ce système est relié au mécanisme de commande et des transformateurs à la surface. Le système de pompage ESP est conçu et fabriqué selon les standards de qualité les plus élevés avec un rendement optimum pour une durée de vie importante dans les conditions de service difficiles.

Dans ce chapitre, on définit les généralités de système de pompage ESP, principe de fonctionnement, ces différents composants, ainsi les critères appliqués pour le choix d'une pompe. [11]

IV.2 Principe de fonctionnement :

Le système ESP est composé généralement de trois parties, partie de fond, surface et le câble d'alimentation. La partie fond est suspendue dans le tubing et est immergée dans le fluide de puits pour aspirer l'effluents. La partie surface se compose des équipements de surface qui contrôlent les valeurs et manipulent le système. Et la partie du câble d'alimentation qui alimente le moteur de système au fond. [11]

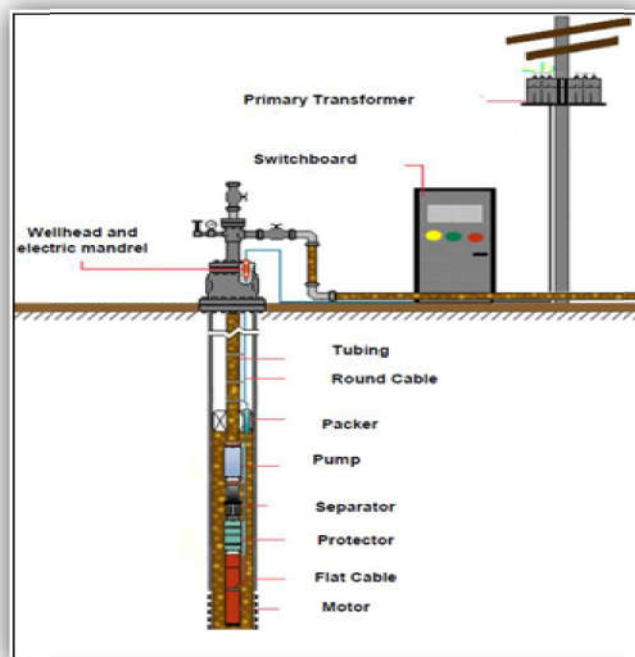


Figure IV.1 : LES COMPOSANTS DE SYSTÈME DE POMPAGE ESP [7]

Le fluide qui vient du réservoir, doit passer par le moteur afin de le refroidir et lorsqu'il arrive à la prise (intake: séparateur) il rentre dans la pompe. Cette dernière qui est constituée des plusieurs étages qui sont disposés sous forme des combinaisons (impulser/diffuser) vont augmenter la pression de fluide jusqu'à la pression nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de commande au niveau de la surface fournit la puissance nécessaire au moteur et protège les équipements de fond de l'ESP. [11]

IV.3 Les composants d'un System ESP :

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

IV.3.1 Les composants de fond :

IV.3.1.1 La pompe immergée :

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

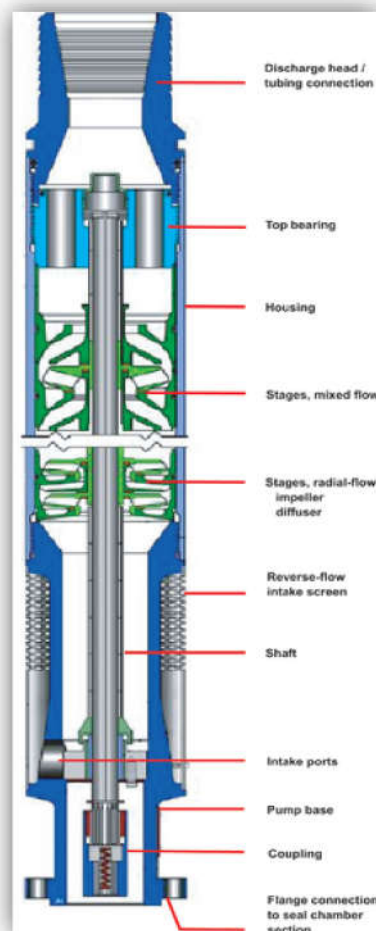


Figure IV.2 : POMPE CENTRIFUGE [8]

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

- ❖ L'arbre de rotation (shaft) est relié au protecteur et au l'arbre de moteur .Il a pour fonction principale de transmettre le mouvement de rotation et le couple produits par le moteur aux aubes qui sont placées dans les étages de la pompe.
- ❖ Les étages de la pompe « stages » sont des composants qui donnent une élévation de pression au fluide. Un étage est constitué d'une aube tournante (impulser) et d'un diffuseur stationnaire, qui représentent les composants principaux de la pompe centrifuge.
- ❖ L'impulser reçoit la puissance de l'axe tournant et accélère les particules de fluide et le diffuseur transforme la vitesse élevée de fluide (énergie cinétique) en pression. [11]



Figure IV.3 : LES COMPOSANTS DE POMPE [6]

Le schéma IV.4 montre le chemin d'écoulement du fluide qui pénètre dans l'entrée des impulser, avec une certaine énergie de rotation dont elle est exploitée pour centrifuger radialement les particules de fluide et les projeter vers la sortie de l'impulser.

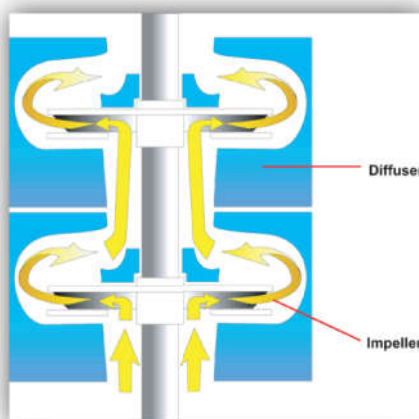


Figure IV.4 : CIRCULATION DE FLUIDE DANS LES ÉTAGES DE LA POMPE [7]

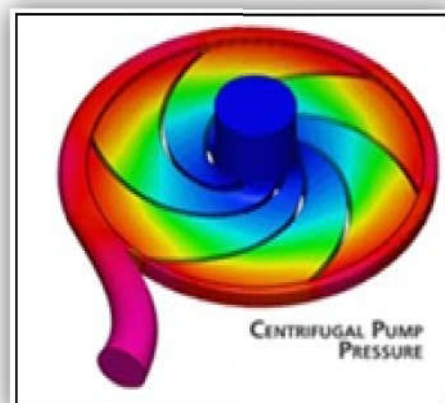


Figure IV.5 : AUGMENTATION DE PRESSION DANS UN IMPULSER [11]

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

convertie en pression (Figure IV.5). Ce processus est répété dans chaque étage jusqu'à ce que le fluide traverse tous les étages, et la pression atteinte la pression de refoulement nécessaire pour développer la hauteur "Head" (TDH) désirable de la pompe.

Les ensembles ainsi formés, sont empilés à l'intérieur d'une chemise. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre l'ensemble, des géométries de l'aube (impulser) et du diffuseur, et de la vitesse de rotation de rotor [8].

IV.3.1.2 Le moteur électrique :

C'est un moteur de type d'induction, bipolaires, tri-phasique qui fonctionne avec une fréquence de 50 et 60 hertz équivalent de 2900 tr/min et 3600 tr/min dont la vitesse de fonctionnement réelle est approximativement 2800 tr/min et 3500 tr/min, sous des tensions de 230 v et 5000 V et produit des intensités variables des 20 à 120 Ampères. Le moteur peut fonctionner dans des conditions de température de 500 °F. [11]

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

Généralement, la longueur et le diamètre donne une estimation de la puissance du moteur. L'énergie électrique est transmise au moteur par un câble électrique spécialement étudié. [11]

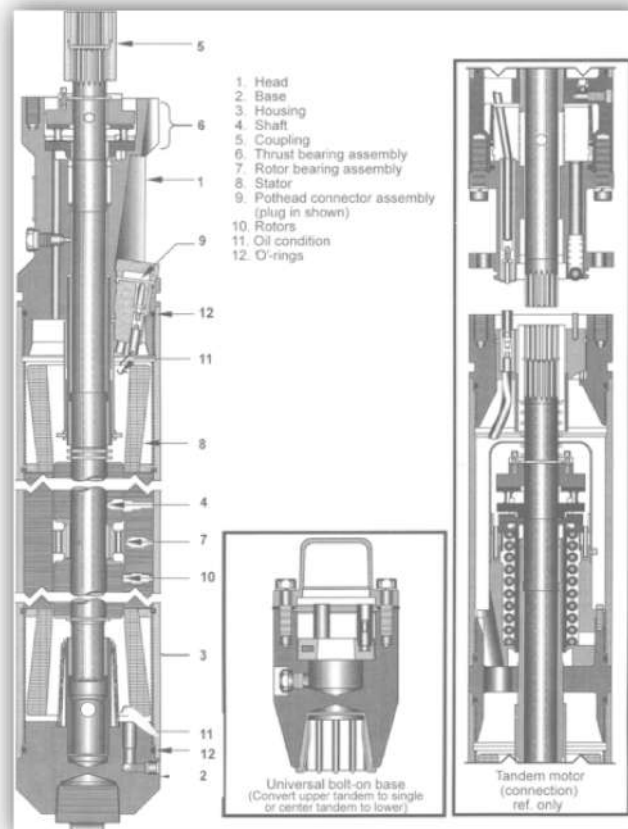


Figure IV.6 : LE MOTEUR ÉLECTRIQUE [8]

IV.3.1.3 Séparateur de gaz :

Dans les puits à haute présence du gaz libre, la performance de la pompe ESP réduit à cause de phénomène de cavité. Alors il faut séparer du gaz au liquide avant de réduire la production et la durée de vie de système. Pour cela un séparateur est installé juste à l'entrée de fluide dans la pompe (aspiration) qui améliore la ségrégation du gaz libre et le dévier vers l'annulaire. Deux de ces dispositifs sont représentés dans la Figure IV.7 [11]

- ✓ **Séparateur de type vortex :** Le fluide produit, qui a déjà subi une séparation annulaire naturelle, est aspiré dans l'unité par les orifices d'admission. Ceux-ci peuvent être des orifices d'admission droits, comme déjà mentionné, ou un style d'admission inverse-flux. Le fluide est ensuite injecté dans le générateur de vortex par l'inducteur à déplacement positif. Le générateur de vortex est généralement une roue à aubes de type axial. Il donne une rotation à grande vitesse au fluide. Ceci fait que les fluides les plus lourds (liquides) sont suspendus à la zone extérieure du passage d'écoulement et les fluides plus légers (chargés de gaz libre) à se mélanger autour de la zone intérieure et de l'arbre. Le fluide pénètre alors dans une pièce d'écoulement stationnaire. Le filtre a un passage annulaire externe qui prend les fluides les plus lourds qui y pénètrent et les dirige vers l'entrée de la pompe. Le fluide de densité plus faible qui pénètre dans le passage annulaire interne du filtre est dirigé vers les événements du séparateur, où il sort vers l'annulaire et s'écoule vers le haut du puits. [8]

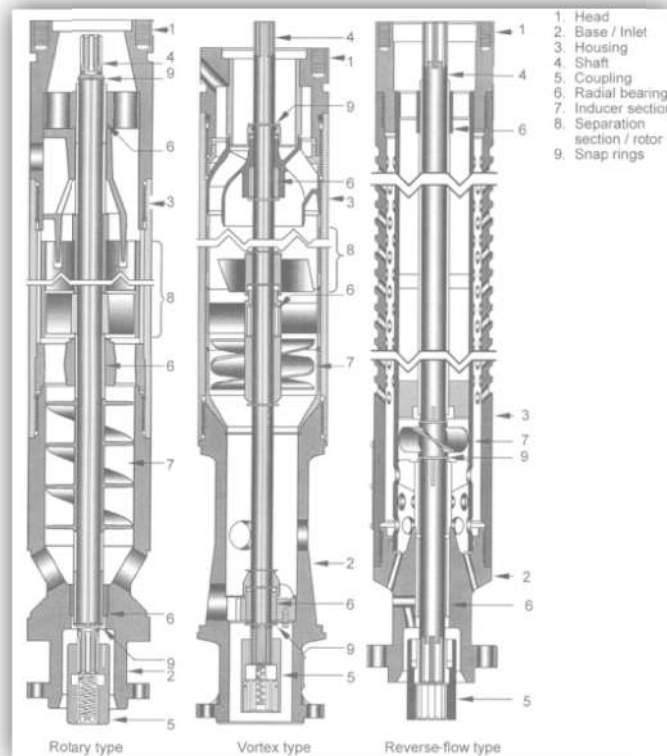


Figure IV.7 : TYPES DES SÉPARATEURS DE POMPE ESP[8]

- ✓ **Séparateur rotatif de type centrifuge** : Il est de conception similaire au style vortex, mais il a une chambre rotative à la place du générateur de vortex. La chambre a plusieurs lames radiales qui sont entourées par une enveloppe externe ou une coquille. Le fluide qui entre dans la chambre est centrifugé à des forces de gravités très élevées sur la longueur de la chambre. En sortant de la chambre, le fluide pénètre dans le passage d'écoulement et suit le même traitement que celui déjà décrit dans le style vortex. [8]

IV.3.1.4 Le protecteur :

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

Le protecteur a quatre fonctions principales :

1. permet l'expansion d'huile contenue dans le moteur due à l'augmentation de température
2. pour porter la poussée développée dans la pompe.
3. agir comme un réservoir d'huile pour le moteur.
4. Égaliser la pression entre le moteur et l'espace annulaire pour empêcher le passage de fluide de réservoir. [6]

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

Dans l'environnement pétrolier, les fluides produits sont beaucoup plus agressifs que ceux habituellement rencontrés dans l'environnement aquatique et, en cas de contact avec l'intérieur du moteur, ils peuvent provoquer une défaillance prématurée. Lorsque l'unité est installée pour la première fois dans le puits, elle passe de la pression atmosphérique à la pression très élevée dans le fond du puits. Lorsque l'unité est utilisée, le chauffage interne provoque l'expansion de l'huile motrice, ce qui ajoute encore plus de pression si elle n'avait pas d'endroit où aller. Si l'unité est arrêtée et laissée refroidir, l'huile entrera en contact, ce qui créerait un vide dans un système scellé. Le protecteur maintient simplement la pression à l'intérieur de l'unité, tout comme la pression à l'extérieur de l'unité, quelle que soit la pression externe. [6]

IV.3.2 Les équipements de command en surface :

IV.3.2.1 Variable speed drive VSD :

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

- l'optimisation de production avec le changement des conditions de puits.
- faire varier la vitesse de rotation de pompe par la variation de fréquence de moteur.

- protéger le moteur de fond lorsque la pompe est éteinte. [8]
- Optimisation de l'efficacité ESP : Soit lorsqu'un système ESP est initialement conçu, soit après qu'il a été déployé, l'ajustement de la fréquence de l'unité peut maximiser l'efficacité totale du système. À la lumière des incertitudes IP du puits, cela permet à l'opérateur une certaine flexibilité entre les exigences de la conception initiale et les conditions de fonctionnement réelles de l'équipement dans le puits. [8]
- Maximiser la production de puits : Si l'IP du puits est supérieur à celui de la conception d'origine, soit par erreur de données, soit par modification des paramètres du puits, le point de fonctionnement ESP peut être augmenté avec un VSD. [8]
- Production minimale de puits : Si l'IP est inférieur à celui de la conception d'origine, le point de fonctionnement ESP peut être réduit avec le VSD. La hauteur totale développée (TDH) de la pompe est le facteur limitant de la fréquence VSD minimale. La tête produite de la pompe diminue avec le carré du rapport de fréquence. Par conséquent, le concepteur doit d'abord envisager de surdimensionner la levée de la pompe s'il existe un potentiel de fonctionnement à fréquence réduite. [8]

Il peut également y avoir des cas où l'ESP fonctionne à une fréquence réduite pour réduire les contraintes sur le réservoir. Cela pourrait éviter l'endommagement du réservoir et contrôler les venues de sable ou de matériel de frac non consolidés en raison de différences de pression soudaines à travers le puits. [8]

- Isolation électrique ESP : Dans une application ESP à vitesse fixe, le moteur de fond de trou est connecté directement à la source d'alimentation via le contacteur du tableau, avec isolement uniquement à partir du transformateur et des impédances du câble. Lorsqu'un VSD est connecté, l'isolation automatique se produit. Le convertisseur d'entrée et le convertisseur de sortie sont découplés ou isolés par le bus DC. En outre, les transitoires de haute énergie ouvrent des fusibles ou détruisent les dispositifs semi-conducteurs à semi-conducteurs dans le VSD au lieu d'endommager potentiellement les composants électriques (moteur, câble, pénétrateur électrique). [8]
- Réduction des contraintes au démarrage : Avec un VSD, les niveaux de démarrage maximum peuvent être contrôlés. Au démarrage, la fréquence pour produire un couple de démarrage minimum peut être utilisée avec une rampe contrôlée jusqu'à des vitesses de fonctionnement et des réglages de puissance. Cela produit le démarrage progressif optimal. Avec tous les avantages et capacités supplémentaires, il y a aussi quelques mises en garde. [8]

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

- Chauffage excessif du moteur.
- Augmentation de la tension.
- Maximisation de la performance du couple du moteur. [8]

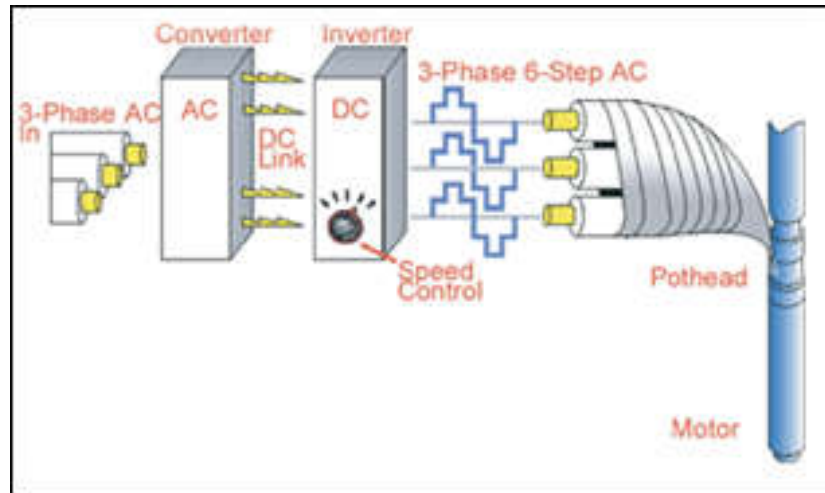


Figure IV.8 : VARIABLE SPEED DRIVE VSD [8]

IV.3.2.2 Transformateur :

La distribution du courant électrique sur le champ de pétrole est habituellement réalisée à une tension intermédiaire. Et puisque la pompe ESP peut fonctionner dans l'intervalle de 250 jusqu'à 4000 volts un transformateur doit être utilisé pour transformer la distribution de tension. [11]

IV.3.2.3 Junction box :

Elle a trois fonctions, d'abord fournir un point pour relier le câble électrique du système de commande au câble électrique qui vient du puits, elle représente aussi un passage du gaz à l'atmosphère en cas de son migration jusqu'au câble électrique, et fournit un point de test pour vérifier des unités de fond. [11]

IV.3.3 Le câble électrique :

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

La température de fonds et le type de fluide au fonds sont les paramètres les plus essentiels pour le choix d'un câble. [7]

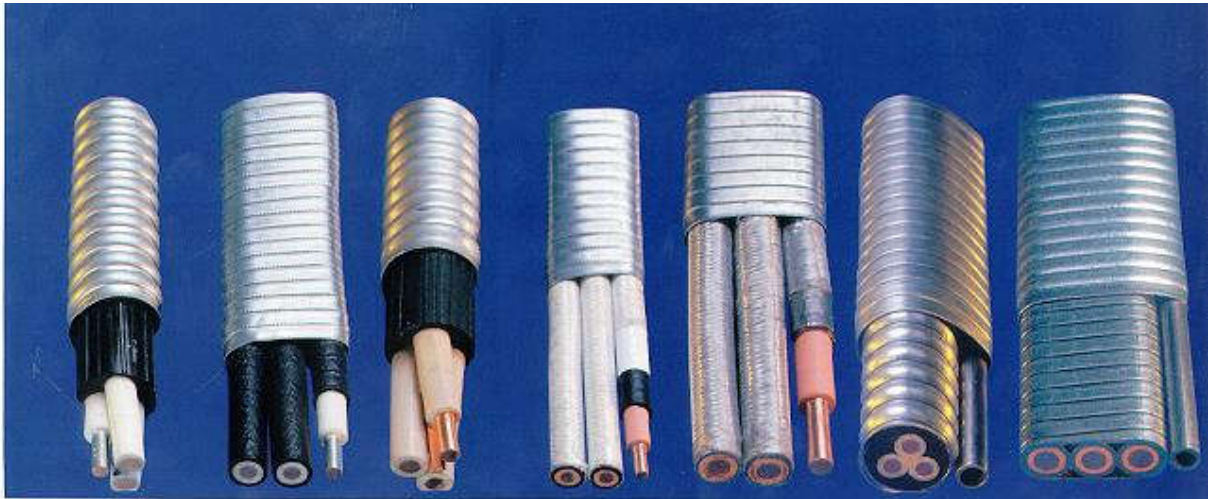


Figure IV.9 : DÉFÉRENTS TYPES DES CÂBLES ÉLECTRIQUE [7]

IV.4 Le choix d'une pompe ESP :

Pour un meilleur choix d'une pompe pour un puits donné on va procéder premièrement à déterminer les conditions requises de pompage, la pompe généralement est installée au-dessus des perforations afin de permettre au fluide de passer par le moteur induisant son refroidissement nécessaire, le débit possible est d  autant plus important quand la profondeur où on met la pompe augmente à cause de la chute de pression de fond, pour les puits à forte GLR, exceptionnellement on place la pompe immédiatement au-dessus de la zone de turbulence, on peut diminuer la profondeur où on place la pompe et cela pour maximiser la chute de pression et avoir une bonne séparation naturelle de gaz et en conséquence la production. Pour tous les installations des pompes il faut que la pression d  aspiration soit supérieur à égale 150 psi équivalent approximativement à une colonne de 350 ft de fluide au-dessus de la pompe et sans cette submersion les performances de la pompe seront détériorées. [11]

Chapitre V
Analyse nodale et aperçue sur PIPESIM

V.1 Analyse nodale :

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

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

Le système analysé se compose de trois phases:

- ✓ Écoulement dans le milieu poreux (Réservoir).
- ✓ Écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (Tubing/Casing).
- ✓ Écoulement dans les pipes horizontales (Équipements de surface). [12]

V.1.1 Les pertes de charges :

Dans le système de production pétrolier, le pétrole et/ou le gaz se déplace du réservoir à travers le tubing et la tête de puits jusqu'au bac de stockage à la surface et à la ligne de vente. Grâce à cette trajectoire, les propriétés du fluide se change avec la pression et la température dépendant de l'emplacement ce qui résulte les pertes de charge. [9]

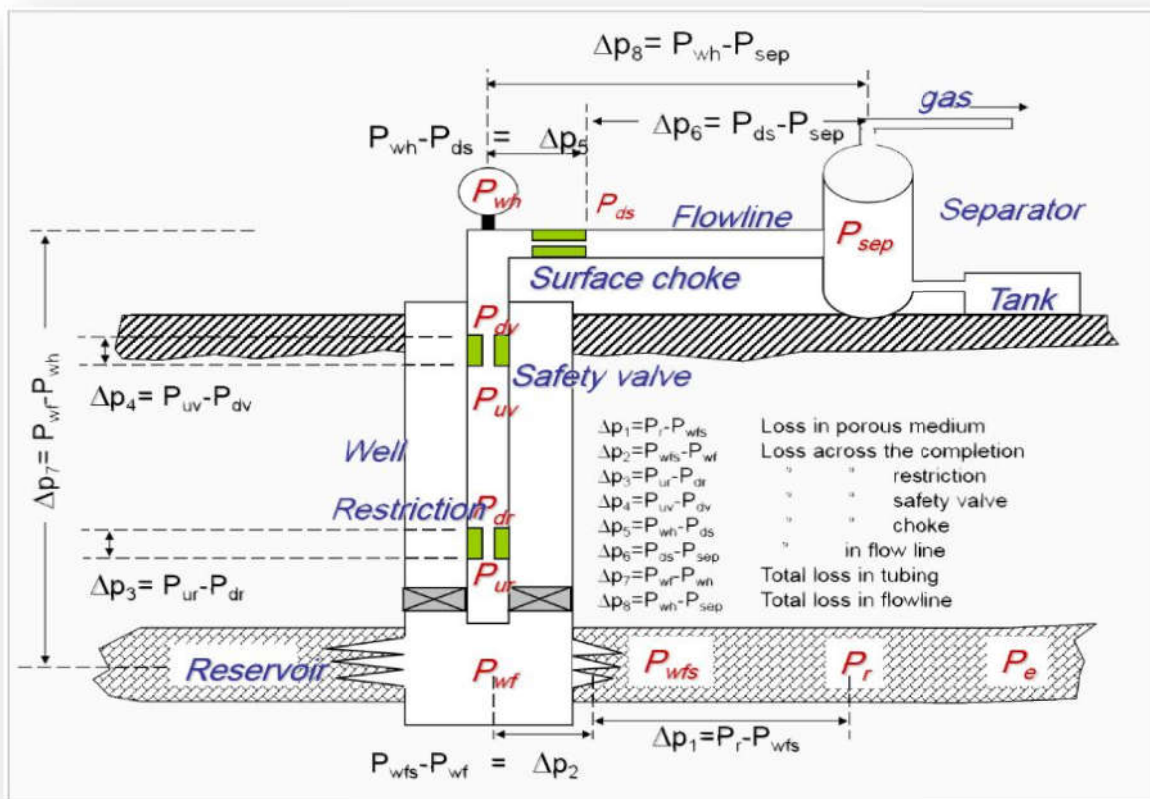


Figure V.1 : LES DIFFÉRENTES PERTES DE CHARGE DANS LE SYSTÈME DE PRODUCTION [12]

La Figure (V.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. [9]

Commençant du réservoir, ces pertes sont notées comme suite:

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

Tableau V.1: Les différentes pertes de charge de system de production [11]

V.1.2 Les différentes positions du nœud :

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

La Figure (V.2) montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. [6]

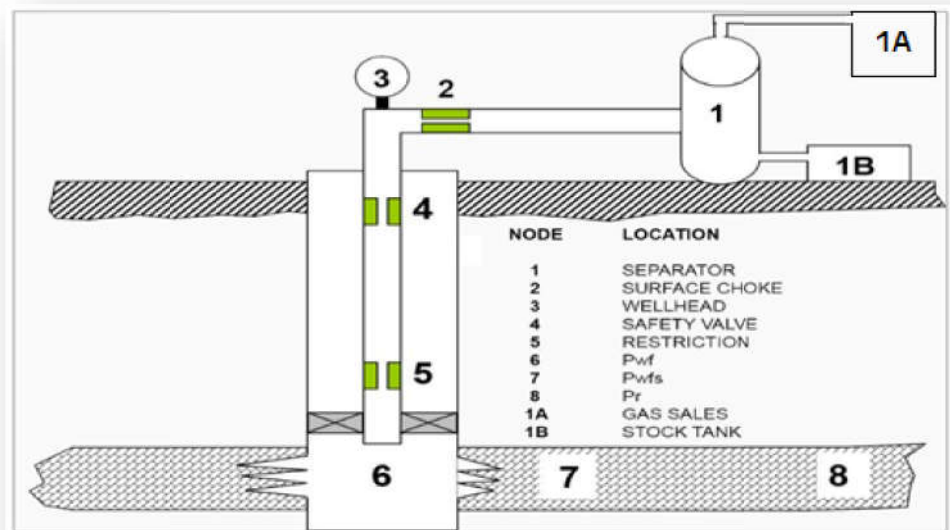


Figure V.2 : LES DIFFÉRENTES POSITIONS DU NŒUD [12]

Nœud 1 (séparateur) : Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Nœud 2 (duse) : L'emplacement du nœud 2 (duse) nous permet d'étudier son effet, et de contrôler le débit de production.

Nœud 3 Tête de puits (wellhead) : Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits.

Nœud 6 (fond du puits) : Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Nœud 8 (réservoir) : Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

Nœud 7 (au niveau des perforations) : Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits. [9]

V.1.3 Procédure d'analyse nodale :

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

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

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

$$\text{❖ Inflow : } P_{\text{nœud}} = P_R - \Delta P \quad (\text{V.1})$$

$$\text{❖ Outflow : } P_{\text{nœud}} = P_{\text{sep}} + \Delta P \quad (\text{V.2}) \quad \text{ou} \quad P_{\text{nœud}} = P_{\text{tête}} + \Delta P \quad (\text{V.3})$$

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

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. [12]

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

Aucun point d'intersection signifie que y'à aucun point entre les deux courbes vérifié les deux conditions citées au-dessus, ça veut dire y'à pas de production. [12]

La procédure est la suivante :

- ✓ Choisir les composants à optimiser.
- ✓ Sélectionner l'emplacement du nœud.
- ✓ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- ✓ Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [12]

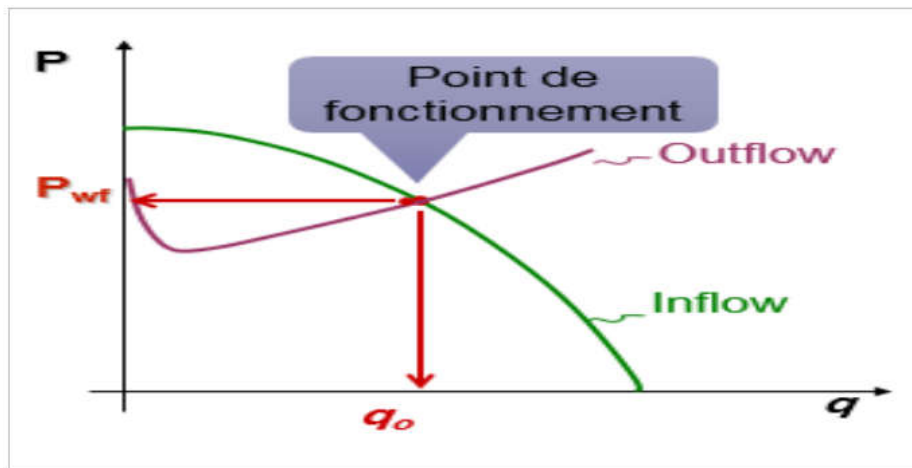


Figure V.3 : POINT DE FONCTIONNEMENT DE SYSTÈME [12]

V.1.4 Inflow performance Relationship IPR :

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

a. Loi de darcy:

La vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnellement au gradient de pression. Et inversement proportionnelles à la viscosité de liquide. [12]

$$V = q / A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad . (V.4)$$

V : vitesse de fluide (m/s) q : débit (m³/s) A : l'aire (m²)

K : perméabilité (md) ∂P : différence de pression (pas)

μ : viscosité (cp) ∂x : déplacement de fluide (m)

b. Méthode de l'index de productivité IP :

L'index de productivité IP c'est le rapport de débit total du puits Q par la différence entre la pression de fond statique P_{ws} dans le réservoir et la pression de fond dynamique P_{wf} . [12]

$$IP = Q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (V.5)$$

IP : index de productivité (bbl/j/psi)

P_{ws} : pression de fond statique (psi)

Q : débit (bbl/j)

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi)

c. Méthode de Vogel :

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

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (V.6)$$

q_o : débit entrant (inflow rate) correspondant à une P_{wf}

$q_{o_{max}}$: débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) [12]

V.1.5 Applications de l'analyse nodale :

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

- 1) Choix du diamètre de tubing.
- 2) Choix de dimensionnement des collecteurs et l'optimisation de réseaux.
- 3) Choix de diamètre de duse.
- 4) Optimisation gas lift.
- 5) Évaluation des puits stimulés.
- 6) Prévoir de l'effet de la déplétion de réservoir et le skin sur la production. [10]

V.1.6 Les objectifs de l'analyse nodale :

1. Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).

2. Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
3. Définir le moment Opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
4. Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
5. Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
6. Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production. [10]

V.2 Aperçu sur logiciel PIPESIM :

PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching. Il peut être utilisé aussi pour modéliser 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. [10]

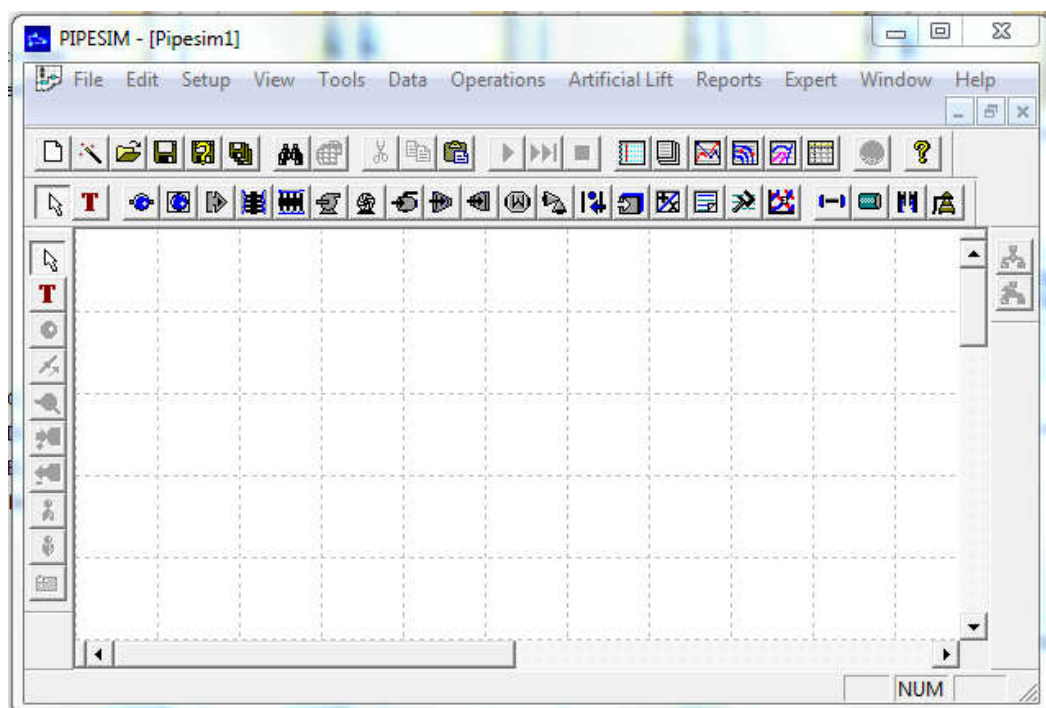


Figure V.4 : FENÊTRE DE LOGICIEL PIPESIM 2012

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

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

Chapitre VI
Calcul et application

VI.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 qu'implique le changement de mode de production, et passer vers le mode de production par la récupération assisté.

La région TFT utilise l'injection d'eau comme un moyen 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'artificial lifting. Trois méthodes d'artificial lifting sont actuellement utilisées à la région TFT sont : le gas-lift, pompage électrique par la pompe ESP et le pompage par Sucker Rod pump. Le choix d'une méthode est soumis aux plusieurs facteurs et paramètres technique et économique. Les méthodes les plus performantes, et plus compatibles avec les puits au fin d'éruptivité avec l'IP importante est le gas-lift et la pompe ESP.

Dans ce chapitre on fait l'étude d'utilisation de ces deux méthodes d'artificial lifting à la région TFT. On choisit un puits pilote (TFT69) pour faire l'étude technique et économique. Dans l'étude technique on fait le design et l'optimisation de chaque méthode au puits TFT69 sur un Software d'analyse de performance de système de production (PIPESIM), à partir de design et les résultats obtenus, on doit faire des tests de sensibilités aux différents paramètres qui peuvent influencer sur les méthodes étudiées (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 choisir la méthode la plus convenable et appropriée pour le puits, et générer le choix pour toute la région.

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

VI.2 Critères de choix de puits pilote TFT69 :

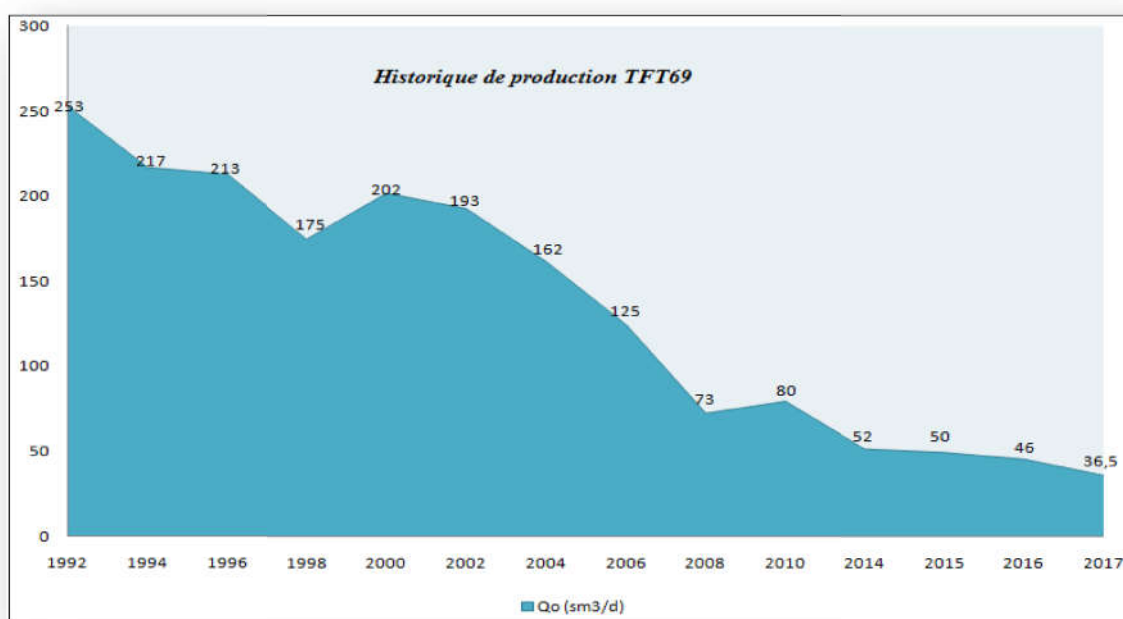
On a choisi le puits TFT69 comme un puits pilote selon les critères suivants :

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

VI.3 Étude technique :**VI.3.1 Généralités sur le puits étudiés TFT69 :**

Le puits TFT69 est situé au secteur nord de la région TFT, exactement au Nord-Est de champs TFT Ordovicien. Le puits TFT69 est foré en 1991 et mis en production en 1992. Le débit initial de TFT69 en éruptif été 253 sm^3/d , Après des années de service de puits, le déclin de pression de réservoir et la chute de GOR (de 389 sm^3/sm^3 à 70 sm^3/sm^3), été suivie par une chute de débit de puits. Des prévisions obtenues par les tests de puits montrent un arrêt sur la production de ce puits aux prochaines années. Ce qui implique une intervention sur le puits par ce mettre en récupération assisté. Le Tableau VI.1 et Figure VI.1 ci-dessous montre l'historique de production de puits TFT69.

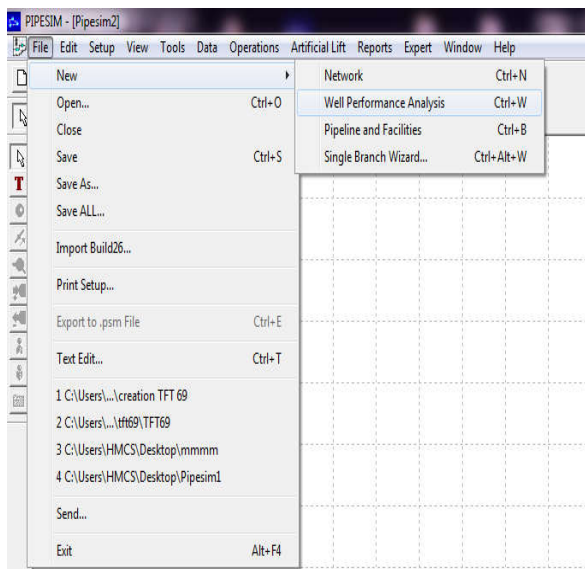
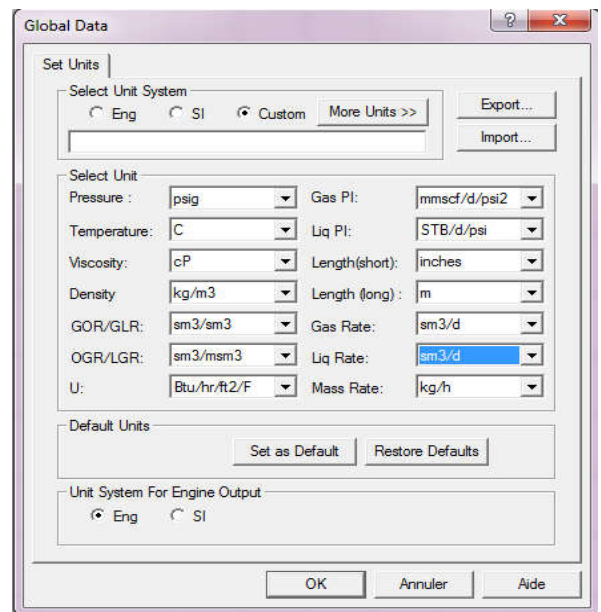
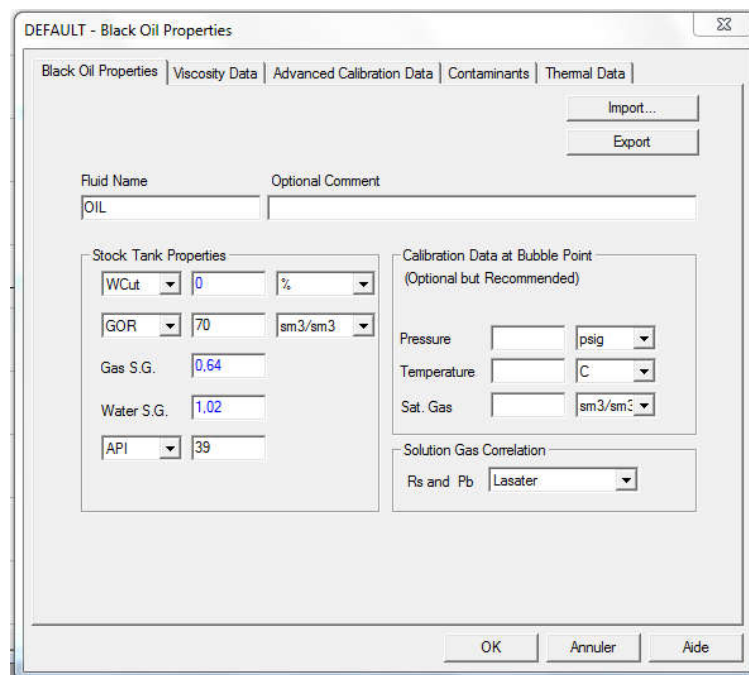
<i>Années</i>	<i>Débit d'huile (sm^3/d)</i>
1992	253
1994	217
1996	213
1998	175
2000	202
2002	193
2004	162
2006	125
2008	73
2010	80
2012	54
2014	52
2015	50
2016	46
2017	36.5

Tableau VI.1: Chute de production à TFT69**Figure VI.1 : HISTORIQUE DE PRODUCTION DE TFT69**

VI.3.2 Modélisation de puits :**VI.3.2.1 Création d'un modèle sur PIPESIM (TFT69) :**

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

- Ouvrir un nouveau projet (Figure VI.2)
- Choisir le système des unités à utiliser, selon les unités des tests de jaugeage, Draw-down et Build up (Figure VI.3)
- Définir les caractéristiques d'huile (Figure VI.4)
- Ajouter et connecter les éléments de modèle de puits TFT69 (Figure VI.5)

**Figure VI.2 : NOUVEAU PROJET****Figure VI.3 : SYSTÈME DES UNITÉS****Figure VI.4 : PROPRIÉTÉS D'HUILE**

Les propriétés de fluide de réservoir sont montrées ci-dessous (Tableau VI.2) :

Type de fluide	Huile
$W_{cut}[\%]$	0
$GOR[sm^3/sm^3]$	389
Gas S.G.	0.64
Water S.G	1.02
API	39

Tableau VI.2: Les propriétés de fluide de réservoir

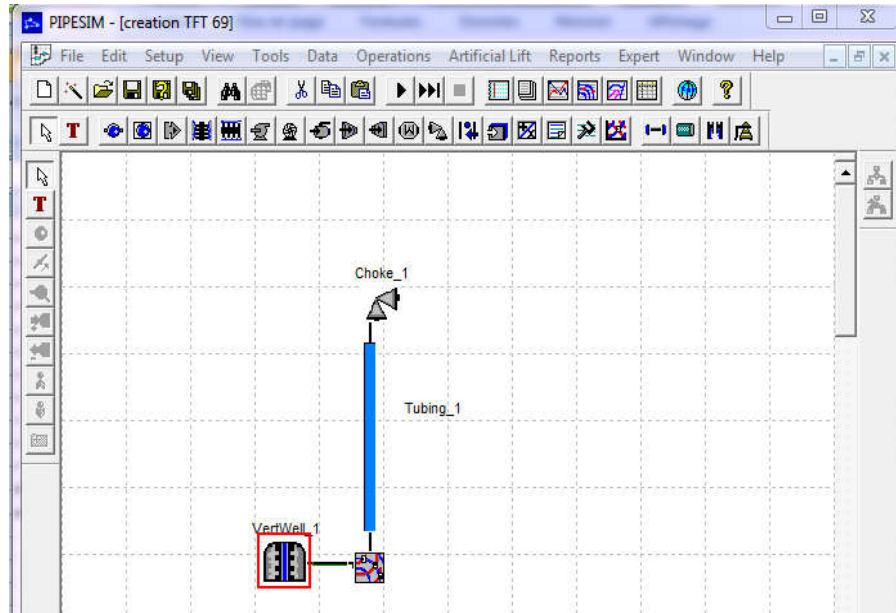


Figure VI.5 : LE MODÈLE TFT69 SUR PIPESIM

- Insérer le diamètre de duse : (32/64")
- Insérer les données de la complétion (Figure VI.6) et de réservoir (Figure VI.7)

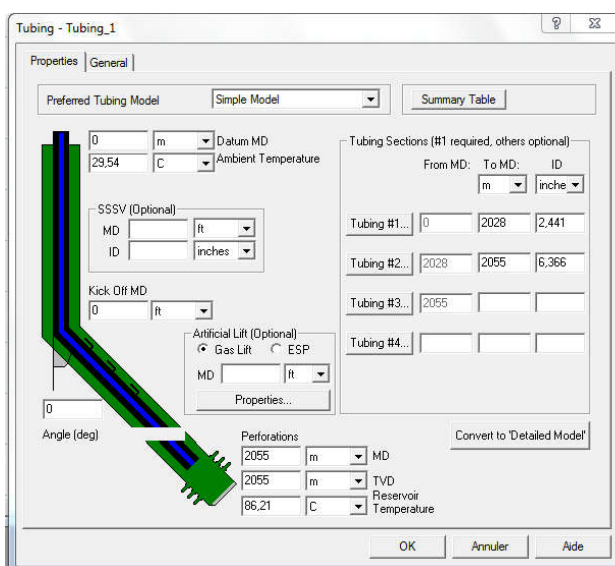


Figure VI.6 : LES DONNÉES DE COMPLÉTION

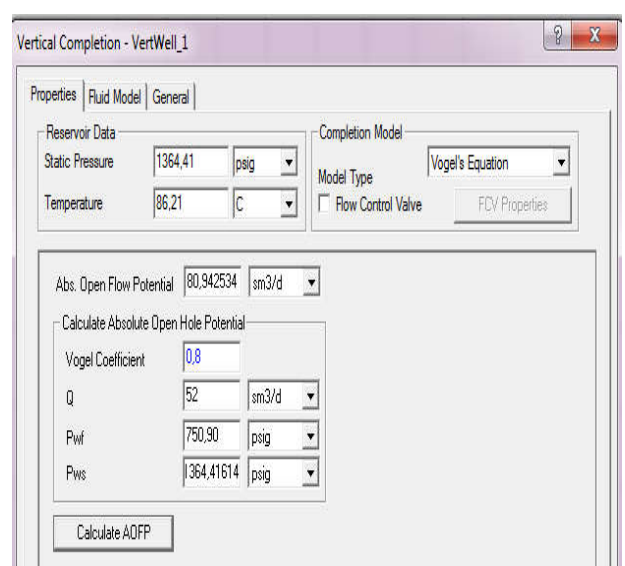


Figure VI.7 : LES DONNÉES DE RÉSERVOIR

<i>Profil du puits (Deviation survey)</i>	
<i>MD [m]</i>	<i>TVD [m]</i>
0	0
2055	2055
<i>Gradient géothermique (Geothermal survey)</i>	
<i>MD [m]</i>	<i>Température ambiante [°C]</i>
0	29.54
2055	86.21
<i>Configuration tubing</i>	
<i>MD [m]</i>	<i>ID [inches]</i>
2028	2.441
2055	6.366

Tableau VI.3: Les données de la complétion

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 d'huile saturés et pour les écoulements bi-phasiques (voir équation 04).

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>Data de réservoir</i>	<i>Pression statique [psig]</i>	1364
	<i>Température [°C]</i>	86.21
<i>Data de calcul</i> <i>AOFP</i>	<i>Débit de test [sm^3/d]</i>	52
	<i>Pression de fond dynamique [psig]</i>	751
	<i>Pression de fond statique [psig]</i>	1364

Tableau VI.4: Les données de réservoir

$$\text{A.O.F.P} = 80.94 \text{ sm}^3/\text{d}.$$

- On doit choisir les corrélations de perte de charge dans le tubing pour les écoulements verticaux. Les informations utilisées sont montrées ci-dessous (Tableau VI.5) :

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

Tableau VI.5: Les données de teste jaugeage

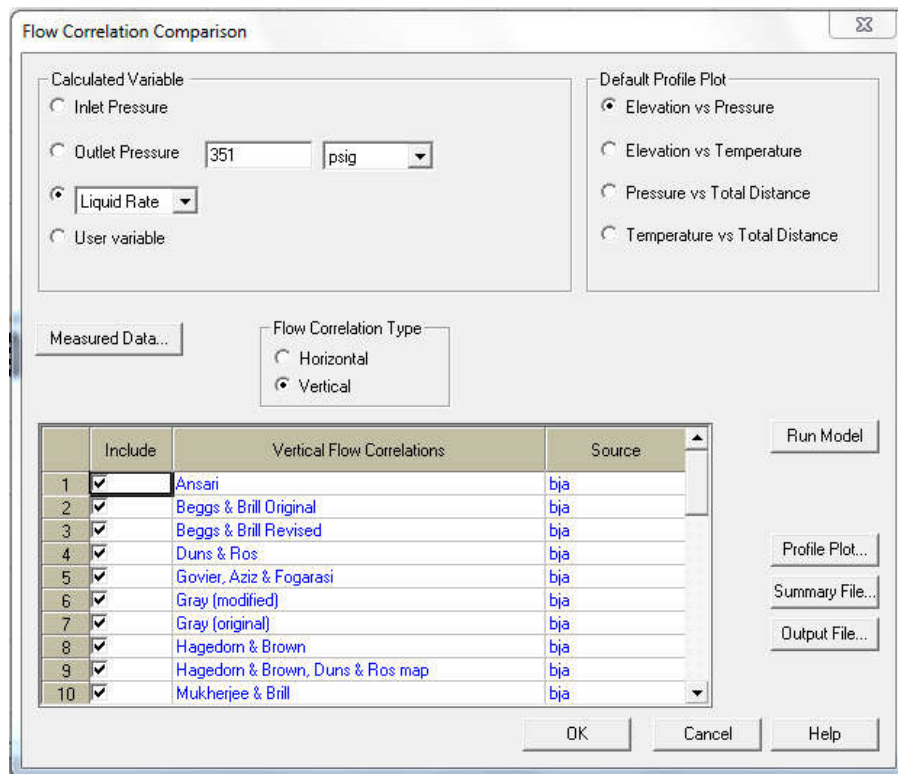


Figure VI.8 : LES CORRÉLATIONS DE PERTE DE CHARGE

La Figure VI.9 ci-après montre les résultats obtenus.

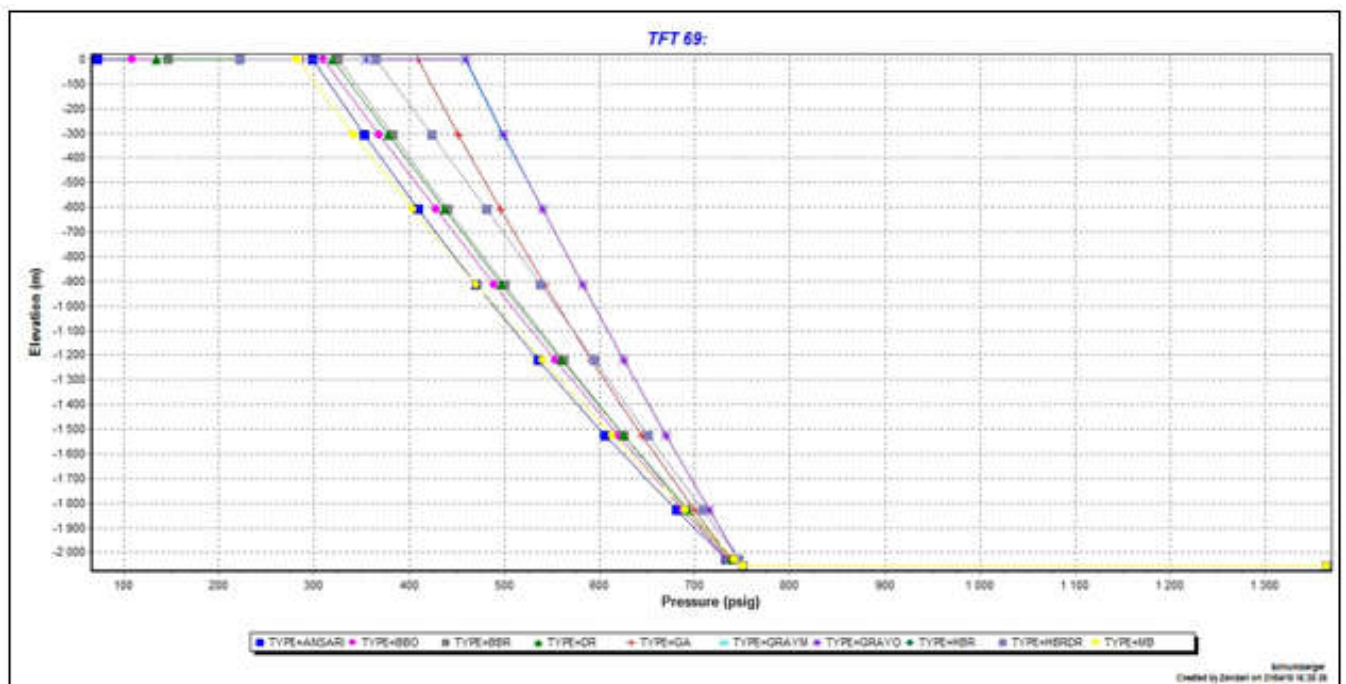


Figure VI.9 : VERTICAL CORRELATION MATCHING

Logiciel PIPESIM calcule pour chaque corrélation, l'erreur ainsi que les facteurs de friction, de holdup. La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur le plus faible (Figure VI.10).

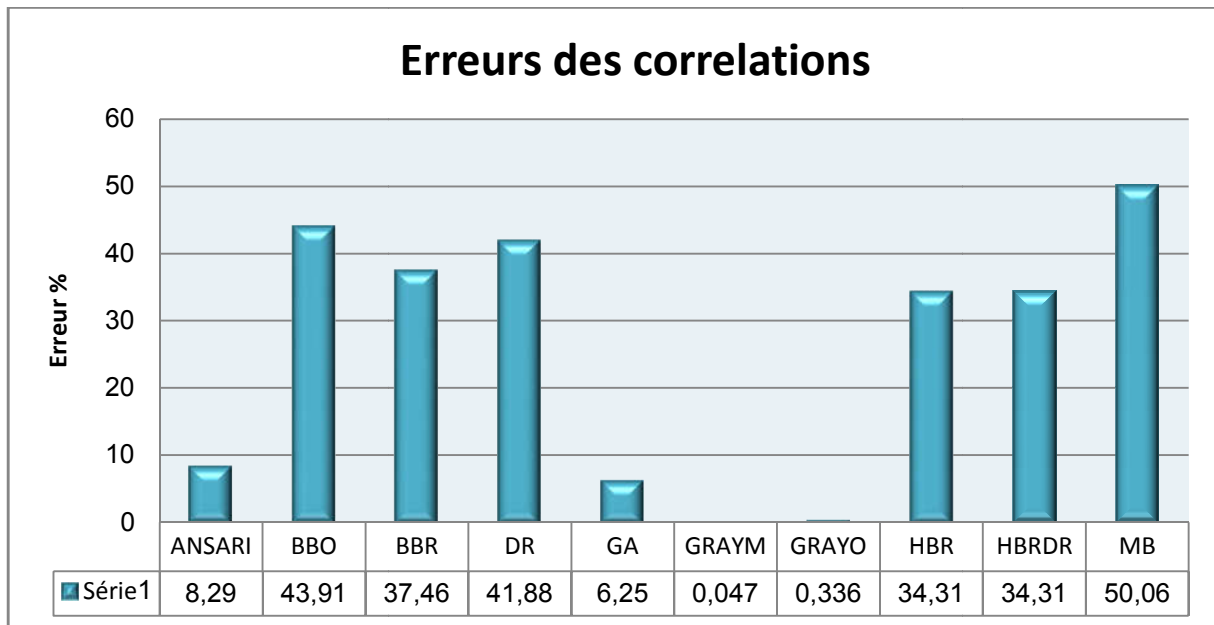


Figure VI.10 : L'ERREURS DES CORRÉLATIONS

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

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

$$\text{Erreur (\%)} = \frac{P_{wh} \text{ mesurée} - P_{wh} \text{ calculée}}{P_{wh} \text{ mesurée} + P_{wh} \text{ calculée}} \times 100 = 0,047 \% \quad \dots\dots\dots(05)$$

- 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 VI.11).

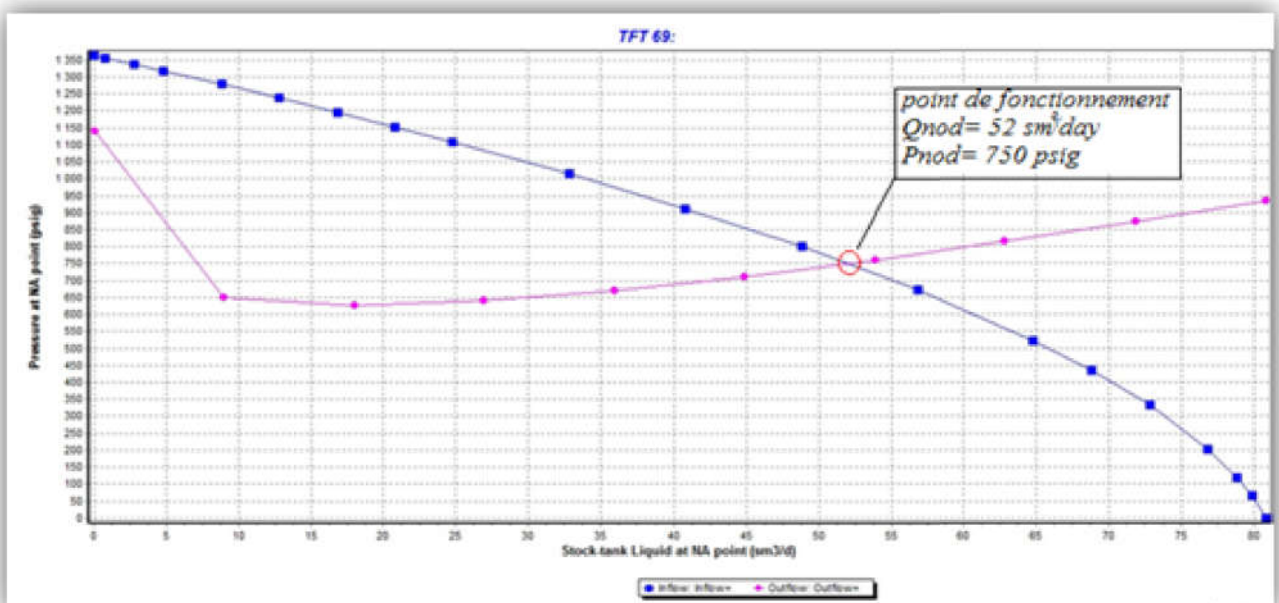


Figure VI.11 : LES COURBES DE L'ANALYSE NODALE : VLP, IPR POUR TFT69

Le point de fonctionnement est : $Q_o = 52 \text{ sm}^3/\text{d}$ et $P_{wf} = 750 \text{ psig}$ (Figure VI.11)

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

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

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

Date de test	$Q_o \text{ (sm}^3/\text{d)}$	$GOR \text{ (sm}^3/\text{sm}^3)$	$W \text{ cut}(\%)$
27/01/2017	36.5	70	0.6
24/3/2011	52	389	0

Tableau VI.6: Datas de puits TFT69

VI.3.2.2 Les tests de sensibilités de puits TFT69 :

- L'objectif de ces tests est prévoir le comportement de puits 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 de 35 psig/an).

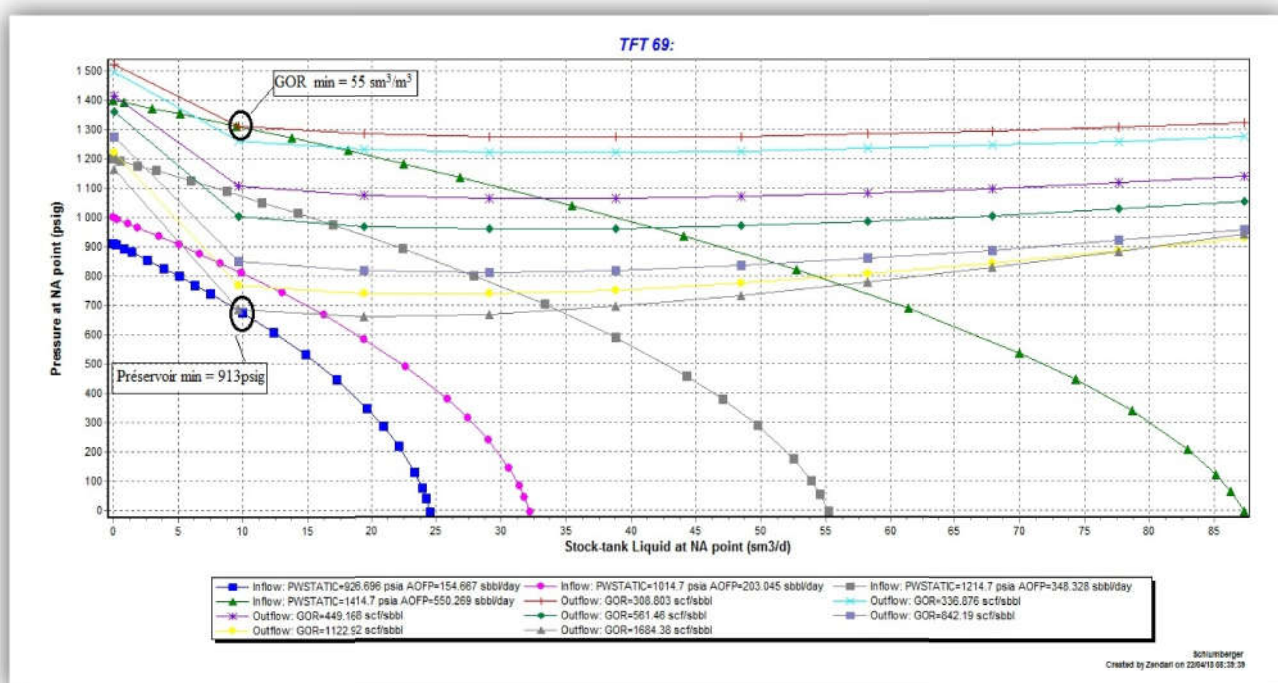


Figure VI.12 : TESTE DE SENSIBILITÉ DE TFT69

D'après les résultats obtenus par les tests de sensibilité, 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 VI.12). Alors, il faut intervenir sur le puits TFT69 par le changement de son mode de production à l'une des méthodes de récupération assistée (soit de gas-lift soit de pompe ESP) avant que le puits touche les limites de GOR et de pression de réservoir mentionnées, puisque au puits TFT69 actuellement le $GOR = 70 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ et la pression de réservoir = 1364 psig.

VI.3.3 Design gas-lift :

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

VI.3.3.1 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.

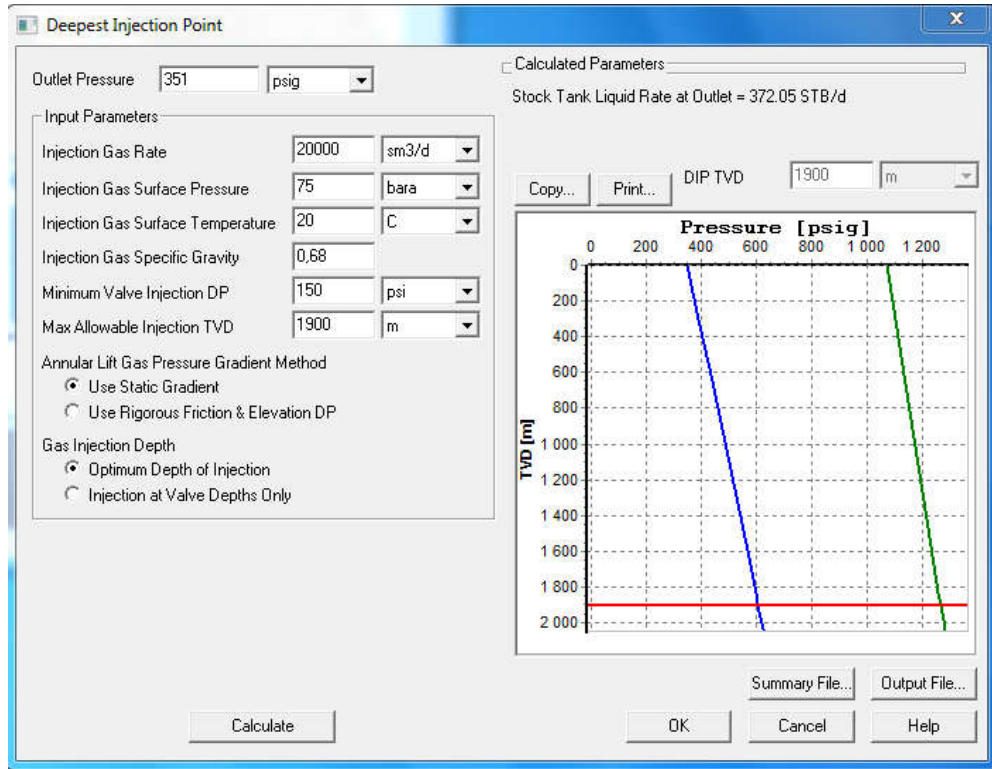


Figure VI.13 : DEEPEST INJECTION POINT

Les données à insérer sont :

$Q_{g \max}$ d'injection (sm^3/d)	P_{\max} de gaz injecté (bara)	T de gaz d'injection	Gas S.G	Point d'injection maximum (m)
20000	75	20	0.68	1900

Tableau VI.7: Deepest injection point data

Le point d'injection de gaz le plus profond possible pour TFT69 est à 1900 m.

VI.3.3.2 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 VI.14, 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 sm^3/m^3 (augmentation de 52,46% par rapport au débit de TFT69 sans gas-lift).

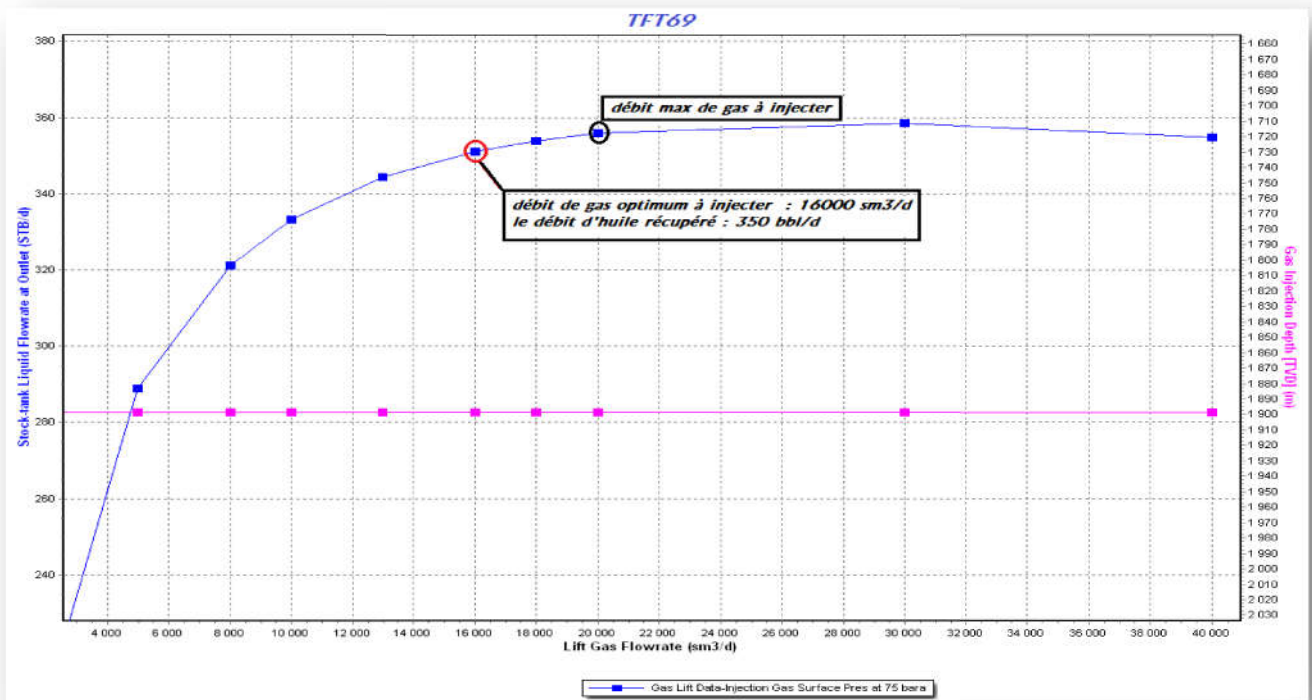


Figure VI.14 : LE DÉBIT OPTIMUM D'INJECTION DE GAZ TFT69

VI.3.3.3 Emplacement des cotes des vannes gas-lift :

- Insérer les différentes datas de puits et de gaz d'injection. on note que la pression d'injection de gaz en surface est de 75 bara, c'est le maximum de pression qu'on peut atteindre dans le réseau d'injection gas-lift pour la région de TFT (Figure VI.14).
- Il faut même choisir les caractéristiques des vannes de gas-lift à utiliser (Figure VI.15).

The "Gas Lift Design" window shows the "Design Parameters" tab. Key values include: Kickoff Pressure: 80 bara; Operating Injection Pressure: 75 bara; Unloading Prod. Pressure: 351 psig; Operating Production: 351 psig; Target Inj. Gas Rate: 16000 sm^3/d ; Inj Gas Surface Temperature: 20 C; Inj Gas Specific Gravity: 0.68; Min Unloading Liq rate: STB/d; Solution Point Rate / Fixed Rate: Reservoir Pressure (1364 psig); Unloading Gradient: 0.45 psi/ft; Minimum Valve Spacing: 99.999996 m; Minimum Valve Inj DP: 147.63779 psi; Bracketing: Enable Bracketing Options; Max TVD: 1900 m; Spacing: 300 m; Annular Lift Gas Pressure Gradient Method: Use Static Gradient.

Figure VI.15 : CARACTÉRISTIQUES DE PUIXS TFT69 ET DE GAZ INJECTÉ

The "Gas Lift Design" window shows the "Valve Selection Filter" and "Unloading Temperature" settings. Valve Selection Filter: Manufacturer: SLB (Camco); Type: IPO; Size: 1; Series: BK-1; Min Port Diameter: 3/16. Unloading Temperature: Top Valve: Unloading; Other Valves: Unloading. Production Pressure Curve: Production Pressure Model; Equilibrium Curve. Max Allowable Inj. TVD: 1900 m.

Figure VI.16 : 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 VI.17 et VI.18.

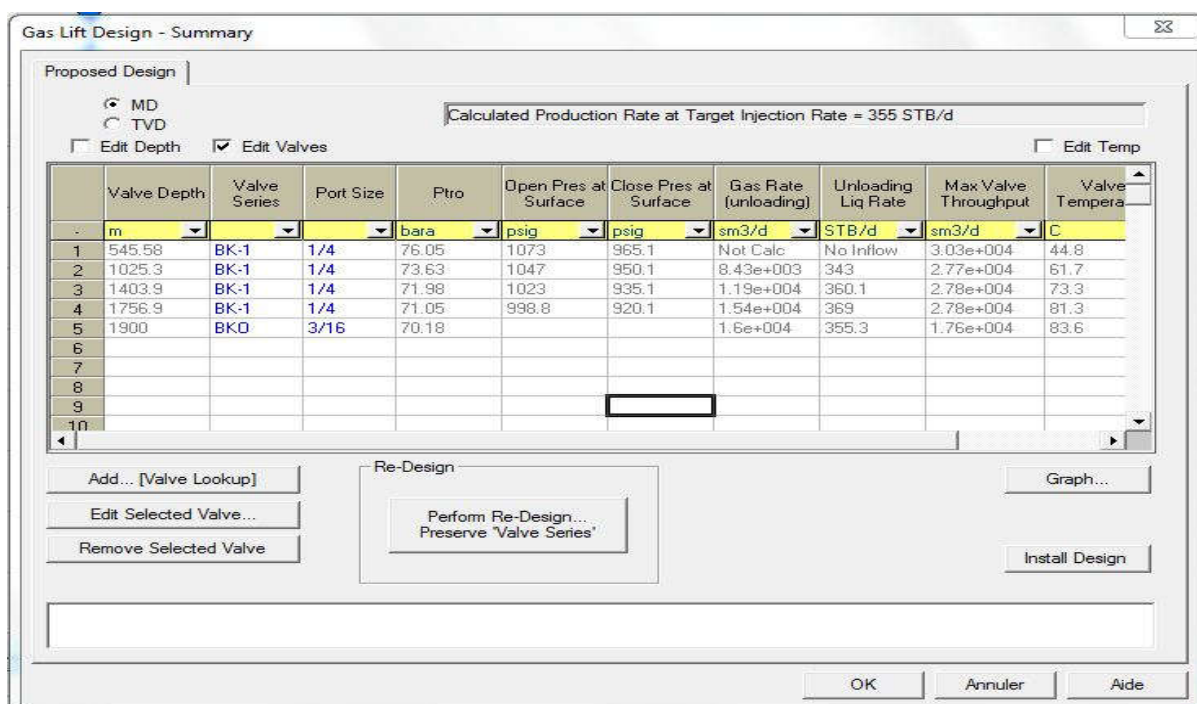


Figure VI.17 : LES RÉSULTATS DE DESIGN GL TFT69

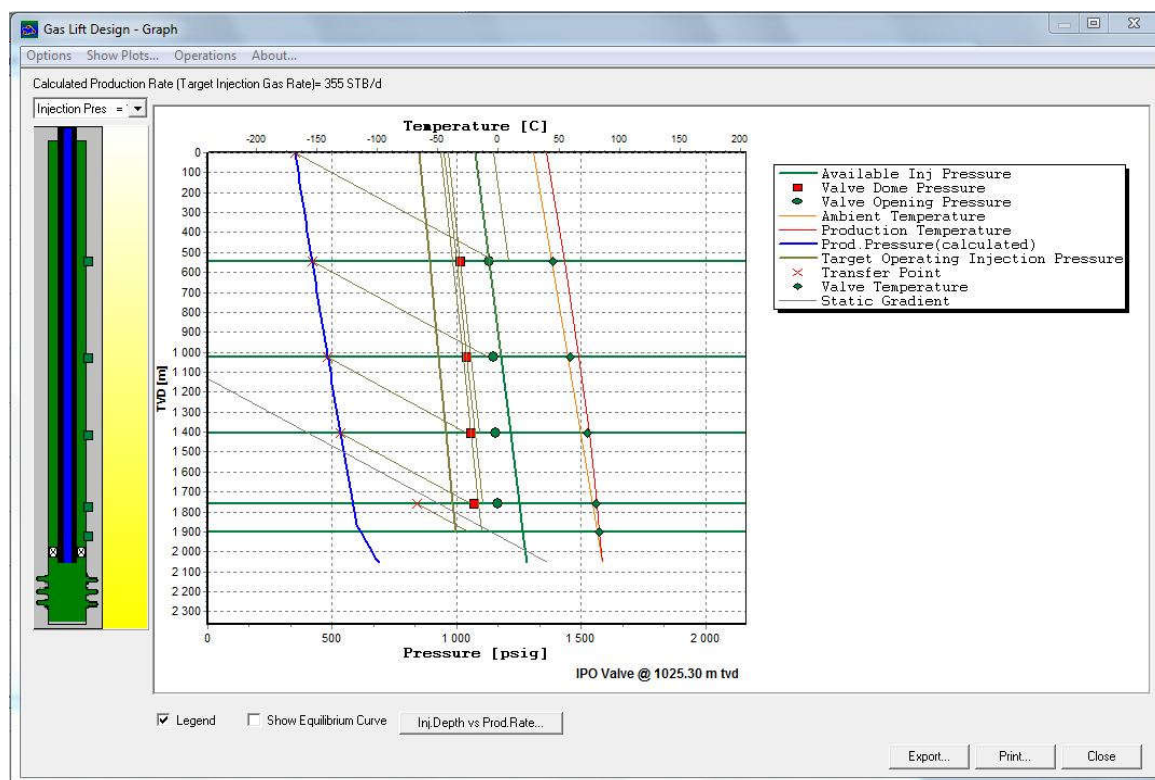


Figure VI.18 : GRAPH DE DESIGN GAS-LIFT TFT69

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

Well	Valve depth [m]		Valve series	Open pressure at surface [bara]	Close pressure at surface [bara]	Valve temperature [°C]
TFT69	1	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 V.8: 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.

VI.3.3.4 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 (voir l'annexe).

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

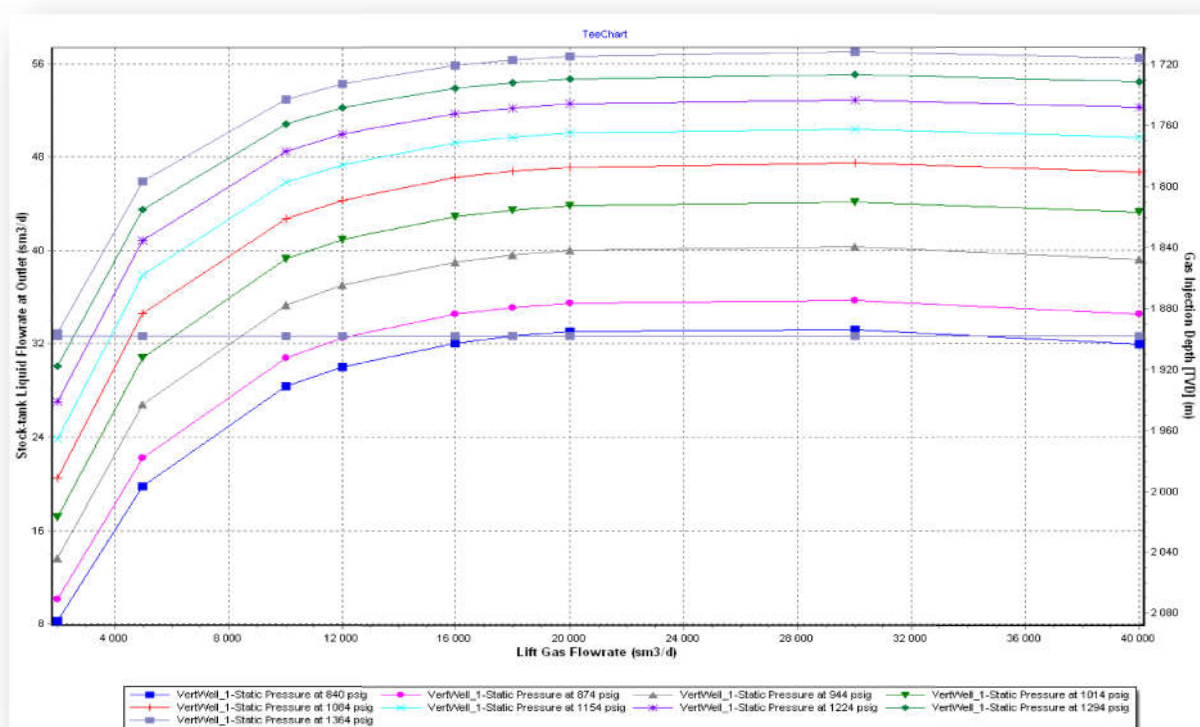


Figure VI.19 : EFFET DE DÉCLIN DE P_{ws} SUR LE DÉBIT D'HUILE ET DE GAZ D'INJECTION OPTIMUM

D'après la Figure VI.19 et tableau VI.9, on observe :

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

Année	Pression de réservoir (psig)	Débit d'huile (sm^3/d)
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 VI.9: Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en gas-lift

✓ Effet d'augmentation de Water cut TFT69 en gas-lift :

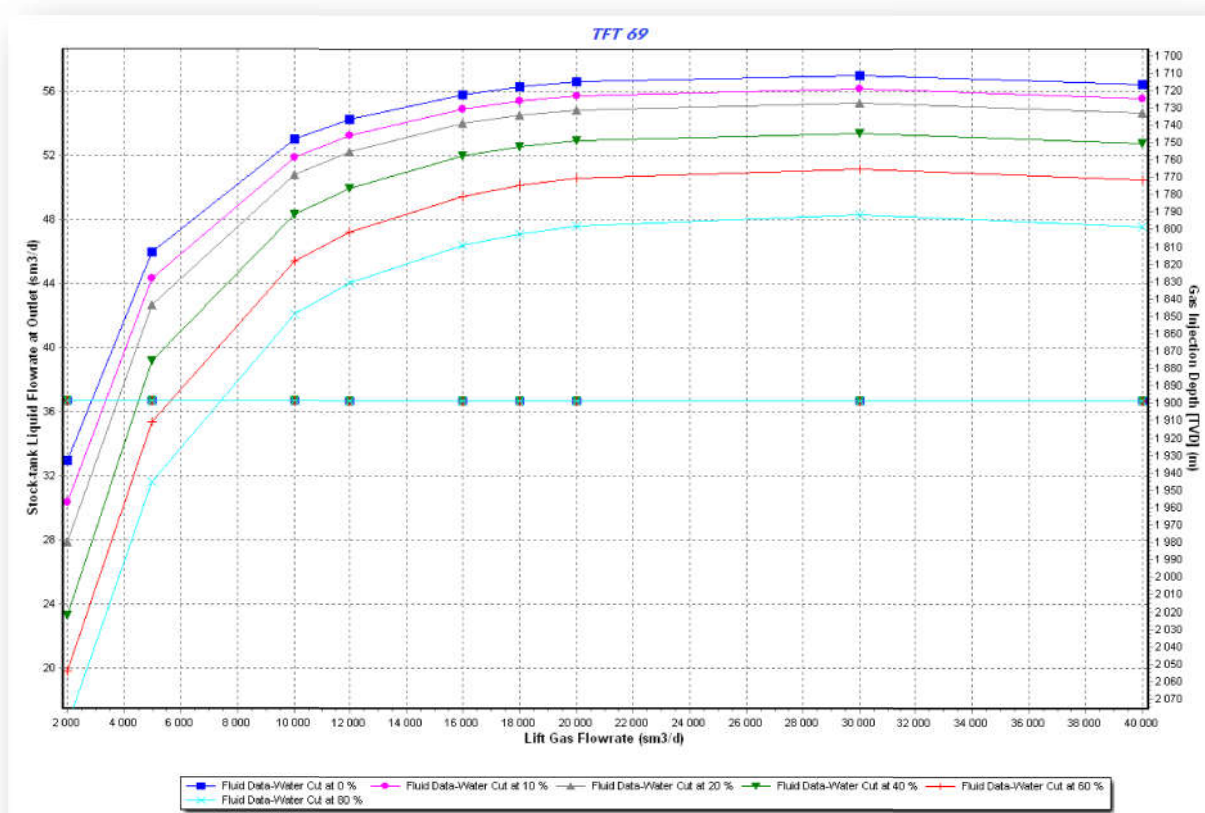


Figure VI.20 : EFFET DE WATER CUT ET LE DÉBIT DE GAZ INJECTÉ SUR LE DÉBIT PRODUIT

D'après la Figure VI.20 et le Tableau VI.10 on observe que la diminution de débit d'huile produit à cause de l'augmentation de water cut est de moyenne de 5,81 sm^3/d pour chaque 10% = 36.55 STB/d pour chaque 10%

Water cut (%)	Débit liquide (sm^3/d)	Débit d'huile (sm^3/d)
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 VI.10: Effet d'augmentation de Wcut sur le débit d'huile TFT69 en gas-lift

VI.3.4 Design de la pompe ESP :

VI.3.4.1 Choix de pompe ESP :

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

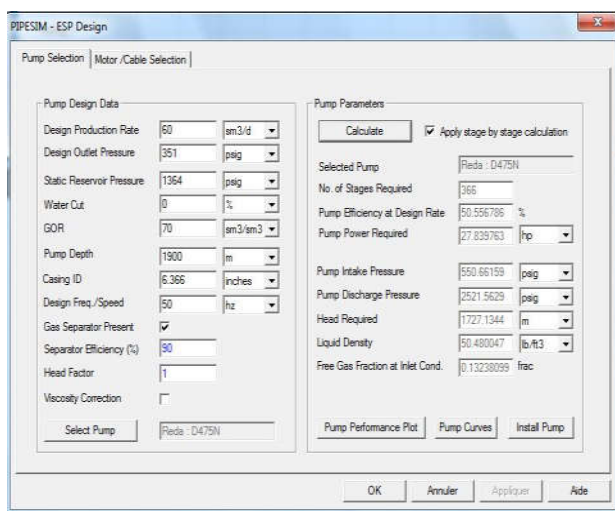


Figure VI.21 : DESIGN DE POMPE

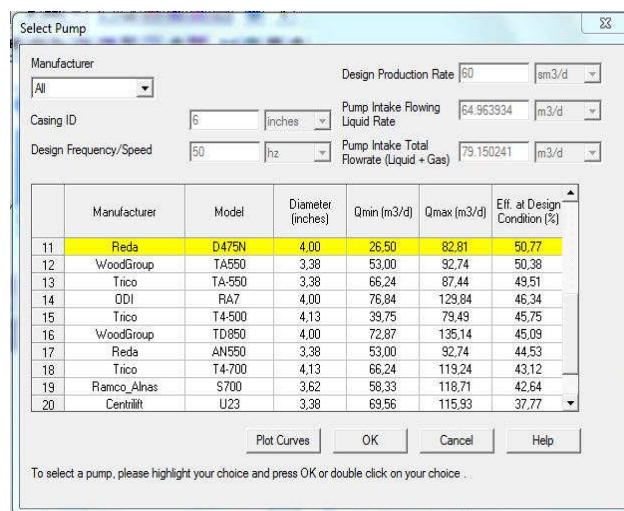


Figure VI.22 : LA SELECTION DE POMPE

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

Design production rate (sm^3/d)	Design outlet pressure (psig)	Static reservoir pressure (psig)	Wcut (%)	GOR (sm^3/sm^3)	Pump depth (m)	Casing ID (inches)	Design frequency /speed (Hz)
60	351	1364	0	70	1900	6.366	50

Tableau VI.11: 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 choisie comme un débit désirable $Q = 60 \text{ m}^3/\text{d}$.

- Le choix de pompe ESP est très important dans le design. On choisir 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 :

Pump type	Nb of stages	Pump efficiency (%)	Pump power required (HP)	Diameter (inches)	Q min (m ³ /d)	Q max (m ³ /d)
Reda D475N SBL	366	50.55	27.83	4	26.5	82.81

Tableau VI.12: 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 VI.23 et VI.24).

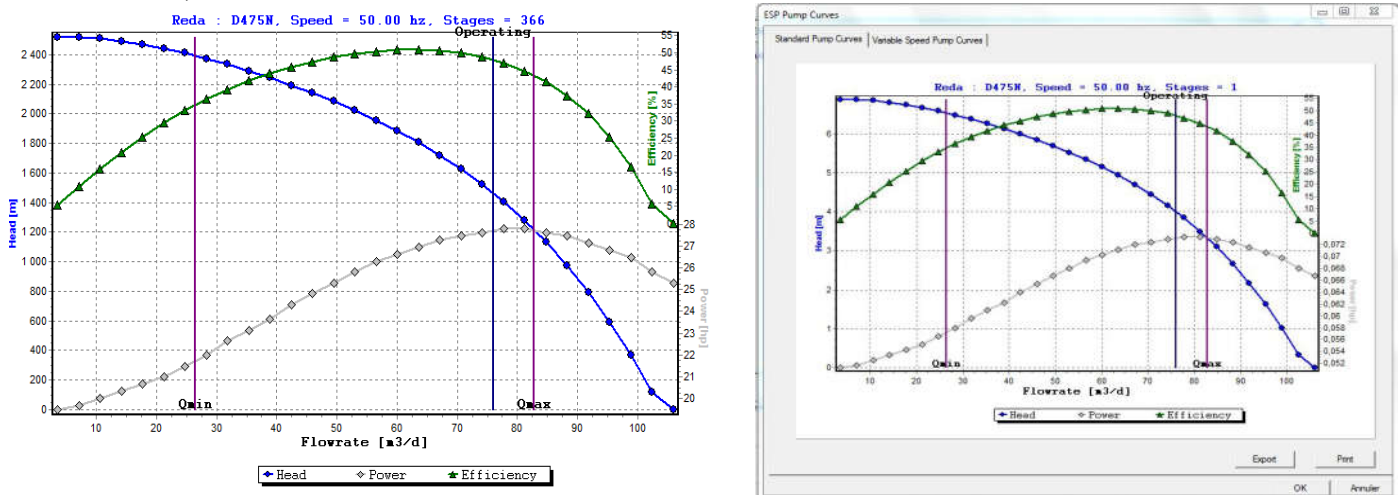


FIGURE VI.23 : COURBE DE PERFORMANCE DE POMPE REDA D475N & WELL OPERATING

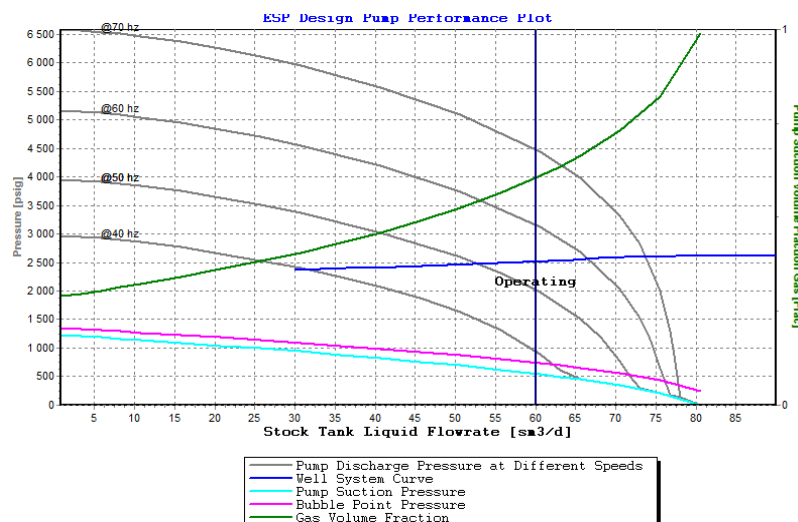


Figure VI.24 : COURBE DE PERFORMANCE DE POMPE REDA D475N

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 :

fréquence (Hz)	40	50	60	70
Débit produit (sm ³ /d)	31.67	52.77	68,05	73.7

Tableau VI.13: Débit d'huile (sm³/d) en fonction de fréquence de pompe (Hz)

VI.3.4.2 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 choisit 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 VI.25 : CHOIX DU MOTEUR

FIGURE VI.26 : CHOIX DE CÂBLE

Type	Series	Power (Hp)	Voltage (Volt)	Ampérage (A)	Type
Moteur	456-series S	4.56	31.25	53	Single
Longueur de câble (m)			Ampérage Maximum (A)		
1930.48			55		

Tableau VI.14: 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 tests 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 d'huile et la vitesse de rotation de pompe (Fréquence= 50 Hz).

VI.3.4.3 Les teste de sensibilités de TFT69 ESP :

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

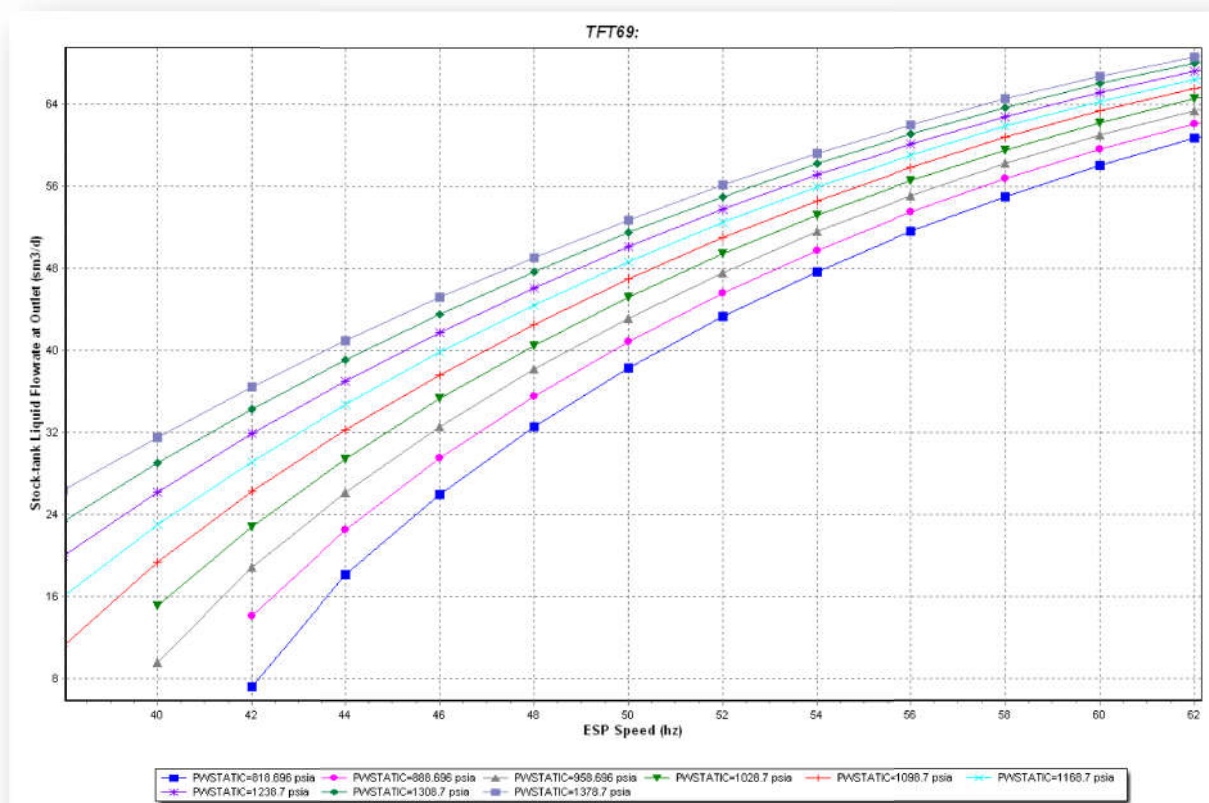


Figure VI.27 : VARIATION DE DÉBIT EN FONCTION DE VITESSE DE POMPE ET DE DÉCLIN DE Pws

Année	Pression de réservoir (psig)	Débit d'huile (sm ³ /d)		
		40 Hz	50 Hz	60 Hz
2017	1364	31.67	52.77	66,02
2019	1294	28.95	51.54	65,21
2021	1224	26.19	50.18	64,32
2023	1154	23	48.69	63,36
2025	1084	19.46	47.06	62,26
2027	1014	15.14	45.26	62.05
2029	944	9.61	43.23	61,03
2031	874	0	40.90	59,64
2033	804	0	38.32	58,05

Tableau VI.15 : Effet de déclin de Pws sur le débit avec le temps TFT69 en ESP

D'après la figure VI.27 on note :

- La diminution de débit d'huile est de moyenne de 330 sm³/an = 2073 STB/an.
- Le débit d'huile augmente au moyen de 21 sm³/d par l'augmentation de chaque 10 Hz.

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

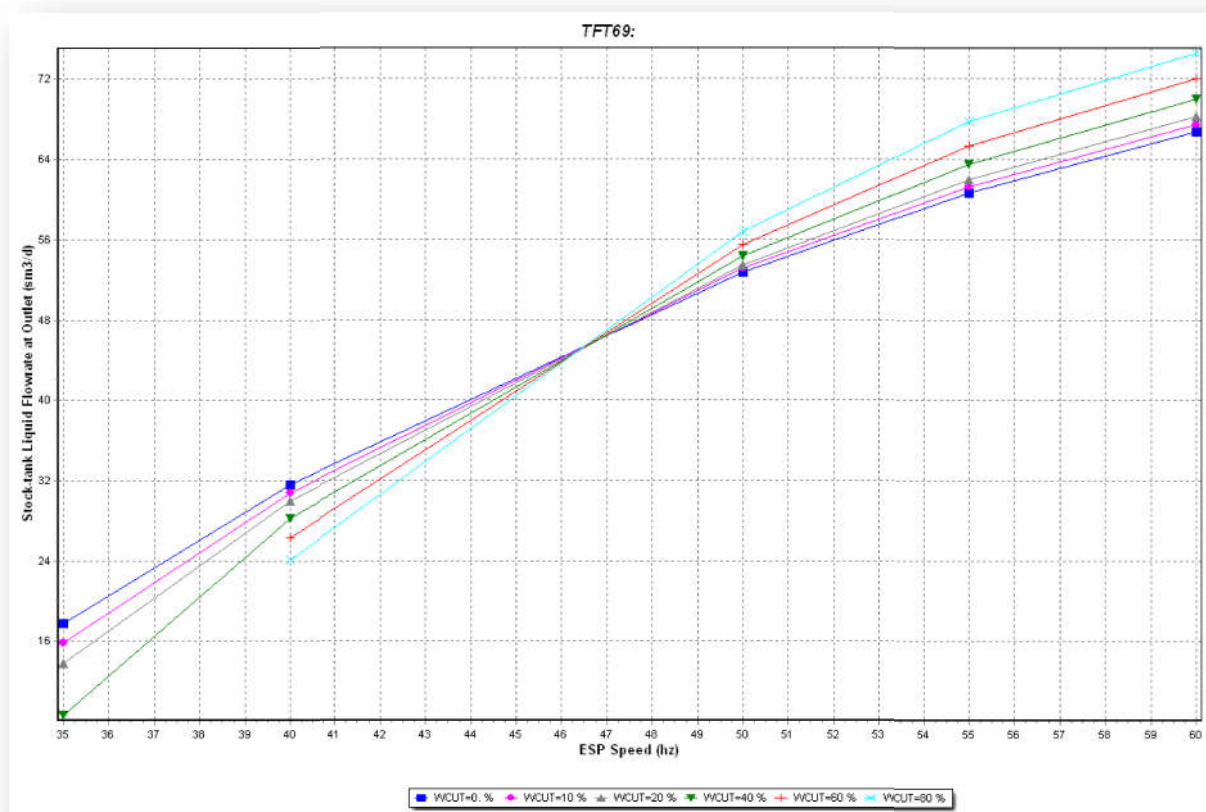


Figure VI .28 : VARIATION DE DÉBIT À CAUSE D'AUGMENTATION DE Wcut EN FONCTION DE FREQUENCE/VITESSE DE POMPE

D'après la Figure VI.28 on observe que la diminution de débit d'huile produit par l'augmentation de water cut est de moyenne de $5,17 \text{ sm}^3/\text{d}$ pour chaque 10% = $32,55 \text{ STB/d}$ pour chaque 10%

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

Tableau V.16 : Effet d'augmentation de Wcut sur le débit TFT69 en ESP

VI.4 Étude 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) (voir les détails sur l'annexe)

<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>Équipements de fond</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 VI.17: 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 d'huile de TFT69 en gas-lift est de 351 STB/d.

$$POT_{GL} = \frac{422761,33 \div 79}{351} = 15.24 \text{ jours.}$$

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.

VI.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-		18 jours	41925985,36
EMEC + DTM		21 jours	2900604,00
Les Moyens propres		21 jours	8702547,00
EMEC Produits + Transport		21 jours	7749222,08
Pompage HALLIBURTON		1 Opération	31200,00
Servising WESP		1 Opération	793315,90
Équipements de fond	Tubing 2"7/8	150	2499868,50
	Tête de puits	1	3848781,45
	Pompe ESP	1	26000000,00
Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe ESP sur TFT69			94 732 324,29

Tableau VI.18: Suivie d'investissement TFT69 en ESP

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

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 d'huile de TFT69 en pompe ESP est de 332 STB/d.

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

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.

VI.5 Étude comparative et discussion :

On conclue les résultats obtenus par l'étude technique et économique dans ce tableau ainsi que les principaux avantages et inconvénients de chaque méthode ci-après :

	Pompe ESP	Gas-lift
Le gain (augmentation)	44.57 %	52.46 %
Influence de déclin de Pws sur la production	Diminution moyenne de 2073 STB/an	Diminution moyenne de 3468 STB/an
Influence d'augmentation de Wcut sur la production	Diminution moyenne de 32.55 STB/d pour chaque 10%	Diminution moyenne de 36.55 STB/d pour chaque 10%
POT	28 jours	15 jours

Tableau VI.19: Étude comparative entre GL et ESP sur TFT69

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 Wcut et par le déclin de pression de réservoir par rapport à la pompe ESP, 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 duré de vie de pompe ESP est limité (entre 4 ans et 10 ans), par contre pour le gas-lift sa duré est peut dépasse 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 équipé 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 ...
- ✓ La pompe ESP est très sensible au changement brusque et incontrôlable du comportement de puits (bouchant de gaz ou de l'eau, sable, sel, diminution de niveau dynamique de puits,...) ce qui cause la cavitation de la pompe. (cas de puits HMZB5); Par contre le gas-lift n'affect pas beaucoup par tels types des problèmes.

- ✓ 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.
- ✓ Le gas-lift pose le problème de givrage dans les conduites à cause de présence des hydrates dans le gaz injecté spécialement dans les quatre mois d'hiver, qui est en principe à cause de mal-traitement de gaz ce qui résulte la perte de production (perte de production dans la Région TFT en 2017 à cause de ce problème = $640 \text{ m}^3 = 4025 \text{ STB} = 297861,63 \$$)

Alors, on peut dire que le gas-lift est la meilleure méthode d'artificial lifting à utiliser dans le champ TFT Ordovicien et dans tous les champs qu'ils ont la disponibilité de réseau gas-lift, alors que le pompage en générale, spécifiquement la pompe ESP est le deuxième choix qu'en peut utiliser selon les caractéristiques de puits et de réservoir.

Conclusion générale et recommandations

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} (perte de production de 2073 STB/an pour la pompe ESP et 3468 STB/an pour le gas-lift) et par le déclin de pression de réservoir (perte de production de 32.55 STB/d/10% pour la pompe ESP et 36.55/d/10% pour le gas-lift) par rapport à la pompe ESP, mais de coté économique le gas-lift est le meilleur (POT de pompe ESP = 28 jours et POT de gas-lift = 15 jours).

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 vit élevé, 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 dans le champ reste une technique indispensable 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.

Alors, ces deux cas sont les cas principaux utiles pour la pompe ESP malgré ces inconvénients et leur coût élevé.

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 ce 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'entré 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 le puits TFT69:

- Le puits TFT69 est préférable d'être équipés en gas-lift avec le design simulé précédemment.
- Injection de 16000 sm³ par jours de gas au puits.

Pour la région TFT :

On recommande la méthode convenable pour chaque périmètre de la région TFT avec la justification de choix :

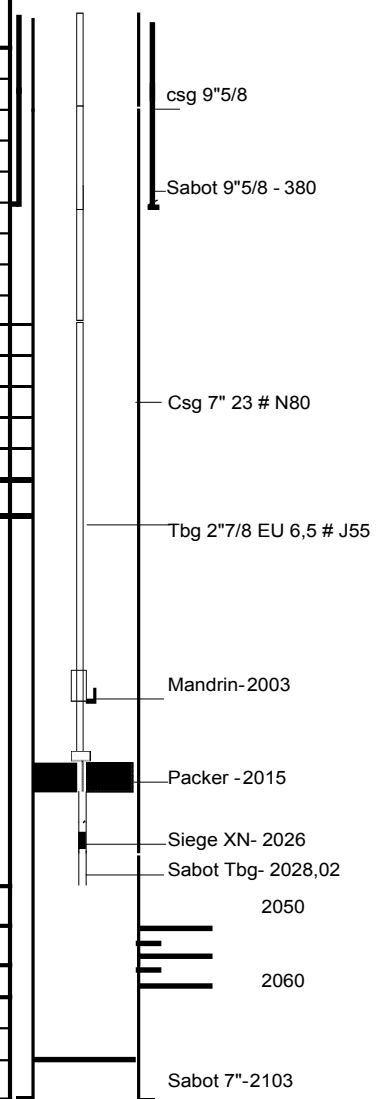
- Pour les périmètres de TFT Zone 100, TFT Ordovicien, TFT Zone Est, Tamendjelt, Tin Fouye, Tin Fouye Nord, Amassak : le mode d'activation favorable est le gas-lift, puisque c'est des champs qu'ils sont à proximité de station de compression de gas-lift, ce qui ne pose pas de problème de raccordement avec le réseau gas-lift.
- Pour les périmètres de Djoua Ouest, Hassi Mazoula Sud, Hassi Mazoula B, Hassi Mazoula Nord : le mode d'activation favorable est la pompe ESP, puisque ce sont des périmètres éloigner de station de compression de gas-lift, et vu les difficulté technique et économique rencontre lors d'alimenter ces champs par gas-lift, on recommandons de grader le mode de pompage ESP; car le coût d'investissement d'une station de compression de gaz dans ses périmètres est très élève par rapport au revenue de ses puits.

Références

- [1] **SH DP-TFT** : Documentation sur le gisement TFT.
- [2] **D. PERRIN** : Activation des puits, ENSPM formation industrie, 2000
- [3] **Roy Fleshman** Bartlesville-Oklahoma-USA, **Harryson Obren** Lekic-Houston-Texas-USA: Artificial lift for high volume production, 1999
- [4] **Groupe SOCOTEC Industrie, SERPRO.S.N** : Récupération assisté par gas-lift
- [5] **TOTAL** : Le process; Les puits activé par gas-lift, Support de formation, cours EXP-PR-PR030 révision 0.2, 17/04/2007
- [6] **Mohamed BENAGA**: Electrical submersible pump for clients, Schlumberger document, 20-05-2009
- [7] **Matthew AMAO**: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09-03-2014
- [8] **John BEARDEN**: Centrilift, Baker Hughes Inc, Petroleum Engineering Handbook : Volume IV - Production Operations Engineering : Chapter 13 – Electrical Submersible Pumps, Pgs. 634-720, Society of petroleum engineers, 2006
- [9] **H. Dale BEGGS** : production optimisation using nodal analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, 1991
- [10] **MAANANI Ramzi, HANI Ilyas**: Performance de l'anneau d'huile d'ALRAR, mémoire de fin d'étude ingénieur d'état, Université de Boumerdes, 2010
- [11] **Benzerga Ali, Aroudji mohamed el habib**: Lifting artificiel par une pompe électrique immergée étude de cas: puits AMA52-AMA09 application sur le champ de TFT, mémoire master production, université de Ouargla, 2016
- [12] **CHIH I Elhadi, HACINI M.dhya eddin**, L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université d'Ouargla 2016

Annexes

CHAMP : T F T		PUITS: T FT- 69		X : 374,060		Y : 3,165,350		
CS : 4		COMPLETION: Simple		RESERVOIR : Ordovicien				
		TYPE DE PUITS : 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 DU PUITS		
EMBASE : 11"3000 * 7"1/16 5000		REDUCTION :		OLIVE : 6" * 2"7/8 eu				
VANNES	SAS	MAITRESSE	Lat-TBG	Lat - Csg		Z - FORAGE: 482.00 Z - SOL : 478.00 Z - PROD: 477.02 S P : 0.56		
MARQUE	CAMERON	CAMERON	IKS	CAMERON				ETANCHEITE S/TBG
NOMBRE	1	2	2	2				Neant
DIAM ET SERIE	2"9/16*5000	2"9/16*5000	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 perfos		Hauteur	Ø Perfos	Densité/m	calage	Nbr coups		
2050m à 2060m		10	2"1/8	13	CCL	130		
Poids de la garniture au MD=20 tonnes dans une boue d=0,90								
ANNULE LE FOLIO N°								
Fi		nplétion		5/20/2004				



Puits	Date_Mesure	Type de mesure	PFD	PFS	Côte de Mesure	Fond du Puits	Temperature fond (°C)
TFT69	28/1/1976			173.6	2024.0		
TFT69	1/6/1976			190.1	2027.0		
TFT69	26/6/1977			169.5	2045.0		
TFT69	28/6/1978			171.9	2024.0		
TFT69	18/11/1980			144.3	2045.0		
TFT69	12/10/1981			145.2	2045.0		
TFT69	29/8/1982			148.9	2045.0		
TFT69	14/11/1983			147.1	2045.0		
TFT69	19/2/1985			152.0	2040.0		
TFT69	8/9/1994			127.1	2024.0		
TFT69	30/6/1996			124.2	2024.0		
TFT69	13/1/2006			114.0	2040.0		
TFT69	4/9/2011	PDRP 120	51.8	94.1	2040.0	2083.0	
TFT69	3/29/2017	PS 8	-	-	-	-	-

[illegible]

CONTRÔLE BUDGETAIRE D'INVESTISSEMENTS

WORK OVER

DTM

Operation WO

Soit 02 jours

Soit 10 jours

Rapport Finance

PUITS: TFT-69 GL

APPAREIL: TP-177

IMPUTATION:

	Montant Précédent		Prix Unitaire		N° Heures	Cumule du mois		Montant globale		Mode de calcul
	Dv	Da				Dv	Da			
ENTP										
Déménagement TFT AVEC COMP			23,076,389.00	0	0.00		0.00		0.00	
Déménagement TFT			18,045,736.00	0	1.00		18,045,736.00		18,045,736.00	
Forage T.1			55,742.88	0	192.00		10,702,632.96		10,702,632.96	
Forage T.2			52,955.73	0	48.00		2,541,875.04		2,541,875.04	
Forage T.3			36,232.87	0	0.00		0.00		0.00	
Forage T.4			33,445.73	0	0.00		0.00		0.00	
			Prix Unitaire		N° Operation	Cumule du mois		Montant globale		Mode de calcul
	Dv	Da	Dv	Da		Dv	Da	Dv	Da	
EMEC inclus DTM										
Cabine + Boue			248.00		12	2,976.00	0.00	2,976.00	0.00	N°jours * Prix U
Superviseur + Parc + Cabine+CHARIOT + 04 Manœuvre+ CAMION 10T			380.00	56,484.00	12	4,560.00	677,808.00	4,560.00	677,808.00	
ENSP										
SLIKLINE		0.00							0.00	
MOYENS PROPRES										
01 Camion Citerne + Plateau 34 919,00/jr				34,919.00	12		419,028.00		419,028.00	
Gardiennage HIMAYA PLUS				371,388.00	12		4,456,656.00		4,456,656.00	
Supervision SH-DP				8,100.00	12		97,200.00		97,200.00	
EMEC Produit + transport										
Le brute de la boue + Displacement			0.00	190.00	50	0.00	1,235,000.00	0.00	1,235,000.00	
Produits à boue base d'huile			35,000.00	0.00		35,000.00	0.00	35,000.00	0.00	Consommationglobale
Produits à boue base d'eau				0.00	0		711,000.00	0.00	711,000.00	Consommationglobale
Transport km/T, et Transfert de la boue			950.00	0.00	5	4,750.00	0.00	4,750.00	0.00	
Pose Liner de bourbier 1125,04m2+ equipe de pose 14,700,00				1,125.04	552		635,722.08		635,722.08	168m2 + installation
COPS										
Cimentation		0.00	0.00	0.00	0			0.00	0.00	
Smith Matérails Instrumentation										
Hydraulic Jar 4 "3/4 • 02 Junk baskets 4"3/4 • 02 83,40\$ Junk mill 6" • Taper tap 44,6\$ (Taraud) 1"1/2 * 4" ½		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HESP										
Puncher		0.00		0.00					0.00	
ancrage Paker Electrique		0.00		0.00					0.00	
HALLIBURTON										
Cimentation		0.00		0.00	0				0.00	
Pompage Divers		0.00	0.00	2,400.00	0.00	1	2,400.00	0.00	2,400.00	0.00
WESP SERVICING										
Clé Automatique / Joints		0.00	0.00	27.75	0.00	200	5,550.00	0.00	7,489.93	0.00
unité Clé Automatique 1039,93\$ + Transport 900\$		0.00	0.00	1,939.93	0.00	1	1,939.93	0.00		Descente tbg 2"7/8
Coup tube 7"			0.00							0.00
équipement de fond										
Tubing 2"7/8		0.00		16,665.79	210		3,499,815.90		3,499,815.90	
Csg 4"1/2		0.00		43,189.64	0		0.00		0.00	
Csg 7"		0.00		66,747.50	0		0.00		0.00	
Tête de puits		0.00		3,848,781.45	1		3,848,781.45		3,848,781.45	
Completion (Equips Fond Paker+anchor)		0.00		654,847.03	1		654,847.03		654,847.03	
ACHOR TUBING CATCHER 7"		0.00		300,000.00	0		0.00		0.00	
Pompe Imergie		0.00		3,220,200.00	0		0.00		0.00	
Cumule mensuelle		0.00	0.00				57,175.93	47,526,102.46	57,175.93	47,526,102.46
TOTAL Fin de work over		0.00						54,958,973.36		54,958,973.36
										130

TAUX RECHANGE

CONTRÔLE BUDGETAIRE D'INVESTISSEMENTS

WORK OVER

DTM

Operation

Soit 03 jours

Soit 18 jours

Rapport Finance

PUITS: TFT 69 ESP

APPAREIL: TP-177

IMPUTATION:

	Montant Précédent		Prix Unitaire		N° Heures	Cumule du mois		Montant globale		Mode de calcul
	Dv	Da				Dv	Da			
ENTP										
Déménagement TFT AVEC COMP			23,076,389.00	0	0.00		0.00		0.00	
Déménagement TFT			18,045,736.00	0	1.00		18,045,736.00		18,045,736.00	
Forage T.1			55,742.88	0	360.00		20,067,436.80		20,067,436.80	
Forage T.2			52,955.73	0	72.00		3,812,812.56		3,812,812.56	
Forage T.3			36,232.87	0	0.00		0.00		0.00	
Forage T.4			33,445.73	0	0.00		0.00		0.00	
	Dv	Da	Dv	Da	N° Operation	Dv	Da	Dv	Da	
EMEC inclus DTM										
Cabine + Boue			248.00		21	5,208.00	0.00	5,208.00	0.00	N°jours * Prix U
Superviseur + Parc + Cabine+CHARIOT+ 04			380.00	56,484.00	21	7,980.00	1,186,164.00	7,980.00	1,186,164.00	
Manœuvre+ CAMION 10T										
ENSP										
SLIKLINE		0.00							0.00	
MOYENS PROPRES										
01 Camion Citerne + Plateau			34,919.00/jr		21		733,299.00		733,299.00	
Gardiennage HIMAYA PLUS				371,388.00	21		7,799,148.00		7,799,148.00	
Supervision SH-DP				8,100.00	21		170,100.00		170,100.00	
EMEC Produit + transport										
Le brute de la boue+ Displacement			0.00	190.00	50	0.00	1,235,000.00	0.00	1,235,000.00	
Produits à boue base d'huile			35,000.00	0.00		35,000.00	0.00	35,000.00	0.00	Consommation globale
Produits à boue base d'eau				0.00	0		711,000.00	0.00	711,000.00	Consommation globale
Transport km/T, et Transfert de la boue			950.00	0.00	5	4,750.00	0.00	4,750.00	0.00	
Pose Liner de bourbier 1125,04m2+ equipe de pose 14,700,00				1,125.04	552		635,722.08		635,722.08	168m2 + installation
COPS										
Cimentation		0.00	0.00	0.00	0			0.00	0.00	
Smith Matériels Instrumentation										
Hydraulic Jar 4" 3/4 □ 02 Junk baskets 4" 3/4 □ 02 83,40\$ Junk mill 6" □ Taper tap 44,6\$ (Taraud) 1" 1/2 ≈ 4" 1/2		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	
HESP										
Puncher		0.00		0.00					0.00	
ancrage Paker Electrique		0.00		0.00					0.00	
HALLIBURTON										
Cimentation		0.00		0.00	0				0.00	
Pompage Divers		0.00	0.00	2,400.00	0.00	1	2,400.00	0.00	2,400.00	0.00
WESP SERVICING										
Clé Automatique / Joints		0.00	0.00	27.75	0.00	150	4,162.50	0.00	6,102.43	0.00
unité Clé Automatique 1039,93\$ + Transport 900		0.00	0.00	1,939.93	0.00	1	1,939.93	0.00		0.00
Coup tube 7"			0.00							0.00
équipement de fond										
Tubing 2"7/8		0.00		16,665.79	150		2,499,868.50		2,499,868.50	
Csg 4"1/2		0.00		43,189.64	0		0.00		0.00	
Csg 7"		0.00		66,747.50	0		0.00		0.00	
Tête de puits		0.00		3,848,781.45	1		3,848,781.45		3,848,781.45	
Completion (Equipts Fond Paker+anchor)		0.00		654,847.03	0		0.00		0.00	
ACHOR TUBING CATCHER 7"		0.00		300,000.00	0		0.00		0.00	
Pompe Imergie		0.00	200,000.00	0.00	1	200,000.00	0.00		0.00	
Cumule mensuelle		0.00	0.00			261,440.43	60,745,068.39	261,440.43	60,745,068.39	TAUX RECHANGE
TOTAL Fin de work over			0.00				94,732,324.29		94,732,324.29	130