

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

OTHMANI OUAIL, KHEMIS MOURAD.

-THEME-

**Optimisation des performances des puits producteurs par
emplacement d'une pompe ESP dans la région TFT.**

Soutenue le : 09 /06 / 2026 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mahdadi Naouia

Univ. Ouargla

Encadreur : Belmiloud Fatima Zohra

Univ. Ouargla

Examineur : Mebrouk Ridha

Univ. Ouargla

Année Universitaire 2025/2026

REMERCIEMENT

Tout d'abord, nous exprimons notre gratitude à Dieu Tout-

Puissant pour nous avoir permis d'accomplir ce travail.

*Nous remercions tous les professeurs et le personnel
administratif supervisant les sciences et les étudiants.*

Nous remercions Madame

BOUFADAS DJAMILA, BELMILOUD Fatima Zohra qui

*nous a fourni des conditions idéales pour faire notre
recherche.*

*Un merci spécial aux monsieur Adjou qui a toujours été un
soutien pour nous.*

*Nous tenons également à exprimer notre gratitude aux
membres du jury*

le président Mr. Mahdadi Naouia

*et L'examineur Mr. Mebrouk Ridha pour le privilège de
juger et d'évaluer notre travail.*

DÉDICACE

À celui qui a inculqué le sens des responsabilités et de la vie

... Merci, ma mère.

À lui, qui a toujours été une source d'inspiration et de

bravoure

... Merci beaucoup, mon PÈRE. À mes chers frères et

camarades

... Merci pour votre support

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon

binôme

KHEMIS MOURAD

OTHMANI OUAIL

DÉDICACE

Je dédie ce travail à ma mère et à mon père, qui se sont tant sacrifiés et tant donnés pour moi, et qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager. Merci beaucoup.

À mes frères et mes camarades auxquels je souhaite tout le bonheur du monde.

À Toutes mes amies

À tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce modeste projet.

*A la fin je dédie très chaleureusement
ce mémoire à mon binôme: **OTHMANI OUAIL***

KHEMIS MOURAD

Résumé :

Cette étude porte sur la conception d'un système de Pompe Électrique Submersible (ESP) pour améliorer la productivité d'un puits pétrolier à l'aide du logiciel PIPESIM. La simulation a permis de sélectionner une pompe de 310 étages, avec une hauteur de refoulement de 5000 ft, une puissance de 98 HP, une vitesse de 3500 tr/min et un rendement de 47 %. Les résultats montrent que la technologie ESP constitue une solution efficace pour optimiser la production du puits.

Mots-clés : ESP, Levage artificiel, PIPESIM, Productivité, Champ TFT.

Abstract:

This study focuses on the design of an Electrical Submersible Pump (ESP) system to improve oil well productivity using PIPESIM software. The simulation led to the selection of a 310-stage pump with a head of 5000 ft, a power of 98 HP, a speed of 3500 rpm, and an efficiency of 47%. The results demonstrate that ESP technology is an effective solution for optimizing well production.

Keywords: ESP, Artificial Lift, PIPESIM, Productivity, TFT Field.

ملخص:

تتناول هذه الدراسة تصميم نظام مضخة كهربائية غاطسة (ESP) لتحسين إنتاجية بئر نفطي باستخدام برنامج PIPESIM. أسفرت المحاكاة عن اختيار مضخة مكونة من 310 مراحل، بارتفاع رفع قدره 5000 قدم، واستطاعة 98 حصاناً، وسرعة دوران 3500 دورة/دقيقة، وكفاءة بلغت 47%. أظهرت النتائج أن تقنية ESP تُعد حلاً فعالاً لتحسين إنتاجية الآبار النفطية. الكلمات المفتاحية: المضخة الكهربائية الغاطسة (ESP)، الرفع الاصطناعي، PIPESIM، إنتاجية الآبار، حقن TFT.

Table des matières

Introduction General	1
Chapitre I : Généralités sur le champ de TFT	3
I.1. Introduction	3
I.2. Position géographique	3
I.3. Historique de production	4
I.5.1. Caractéristiques pétro-physiques	6
I.5.2. Aspect structurel	6
I.5.3. Aspect stratigraphique	7
I.5.4. Aspect pétrolier	7
I.5.5. La roche réservoir et couverture	7
Chapitre II : Généralités sur les méthodes de levage artificiel	8
II.1. Introduction	8
II.2. A propos de son origine	8
II.3. Méthodes d'élévation artificielle	9
II.3.1. Gas lift	9
II.3.2. La pompe centrifuge submersible électrique (ESP)	10
II.3.3. La pompe hydraulique submersible (HSP)	11
II.3.4. Pompe à jet (Jet Pump)	12
II.3.5. Pompes à cavité progressive (PCP)	13
II.3.6. Pompe à tiges (Sucker Rod Pump)	14
II.4. Choix d'une méthode d'activation	15
II.5. Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation	15
Chapitre III : Electrical submersible pumps	17
III.1 Introduction	17
III.2 Principe de fonctionnement	17
III.3 Les composants d'un System ESP	18
III.3.1 Les composants de fond	19
III.3.2 Câble électrique	26
III.4 Choix d'une pompe ESP	26
Chapitre IV : Notions d'analyse nodale et présentation du logiciel PIPESIM	27
IV.1 Analyse nodale	27
IV.1.1 Les pertes de charge	27
IV.1.2 Les différentes positions du nœud	28
IV.1.3 Procédure de l'analyse nodale	30
IV.1.4 Inflow performance Relationship IPR	31
IV.1.5 Applications de l'analyse nodale	32

IV.1.6	Les objectifs de l'analyse nodale	33
IV.2	Aperçu sur logiciel PIPESIM	33
Chapitre V	Étude de cas appliquée au puits TFT 115	34
V.1	Introduction	34
V.2	Critères de choix de puits pilot TFT 115	34
V.3	Étude technique	35
V.1.1	Généralités sur le puits étudiés TFT115	35
V.2	Création du modèle du puits TFT115 sur PIPESIM	36
V.2.1	Données PVT	39
V.2.2	Modélisation du puits TFT115 avec PIPESIM	40
V.3	Analyse nodale	42
V.4	Évaluation de la solution	43
V.4.1	Optimisation de la pompe ESP	43
V.5	Procédure d'optimisation	44
	Conclusion générale	48
	Recommandations	49

Liste des figures

Figure	Page
Figure I.1 : La situation géographique TFT	03
Figure I.2 : La composition de la série stratigraphique de la région TFT	05
Figure I.3 : Les périmètres de la région de TFT	07
Figure II.1 : Complétion de gaz lift	10
Figure II.2 : La pompe centrifuge submersible électrique (ESP).	11
Figure II.3 : La pompe hydraulique submersible(HSP)	12
Figure II.4 : pompe à jet	13
Figure II.5 : pompes à cavité progressive (PCP)	14
Figure II.6 : La pompe à tiges (Sucker Rod Pump)	15
Figure III.1 : Les composants du système de pompage ESP	18
Figure III.2 : Pompe centrifuge	19
Figure III.3 : Les composants de pompe	20
Figure III.4 : Circulation de fluide dans les étages de la pompe	20
Figure III.5 : Augmentation de pression dans un impulsor	20
Figure III.6 : Le moteur électrique	21
Figure III.7 : Types des séparateurs de pompe ESP	22
Figure III.8 : Variable speed drive VSD	24
Figure III.9 : Transformateur	25
Figure III.10 : Typical junction box connection	25
Figure III.11 : Différents types de câbles électriques	26
Figure IV.1 : Les différentes pertes de charge dans le système de production	28
Figure IV.2 : Les différentes positions du nœud	29
Figure V.1 : Historique de production de TFT115	37
Figure V.2 : Nouveau projet	37
Figure V.3 : Système des unités	38

Figure V.4 : Propriétés d'huile	38
Figure V.5: Modèle IPR du puits TFT115	40
Figure V.6 : conception du puits TFT115	41
Figure V.7 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPSIM pour faire Correspondre les données	42
Figure V.8 : RMS total calibré de chaque corrélation	42
Figure V.9 : Le build-up du puits TFT115 a été ajusté à l'aide de la corrélation de Hagedorn & Brown	43
Figure V.10 : Résultats du mode d'analyse nodale du puits TFT15 avant la mise à jour	43
Figure V.11 : données opérationnelles pour ESP Design	44
Figure V.12 : Choix de l'ESP proposés par PIPSEM	45
Figure V.13 : Analyse nodale après la sélection du type de pompe	46
Figure V.14 : Courbe de performance de la pompe (Alkhorayef WA1500)	47

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau I.1 : Caractéristiques des réservoirs des champs de TFT	06
Tableau II.1 : Les problèmes rencontrés en fonction des méthodes d'activations	16
Tableau IV.1 : Les différentes pertes de charge de system de production	28
Tableau V.1 : Chute de production à TFT115	36
Tableau V.2 : Les propriétés de fluide de réservoir	38
Tableau V.3 : Les données de la complétion	39
Tableau V.4 : Les donnés de réservoir	39
Tableau V.5 : Les données de teste jaugeage	40
Tableau V.6 : Datas de puits TFT115	40
Tableau V.7 : Paramètres de la pompe (Alkhorayef WA1500)	47

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]
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]
Pr :	Pression de réservoir [Pa]
P _{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

TDH : Total dynamic head

TFN : Tifernine

TFT : Tin Fouyé Tabankort

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

Introduction General

L'exploitation primaire d'un gisement pétrolier repose sur l'énergie naturelle du réservoir, principalement la pression des fluides et de la roche. Cette énergie permet la production des hydrocarbures grâce à différents mécanismes de drainage tels que le gas cap drive, le solution gas drive et le water drive. Cependant, au cours de l'exploitation, la pression du réservoir diminue progressivement, entraînant une baisse de la productivité des puits et une réduction des débits de production.

Le champ de TFT n'échappe pas à cette problématique. Après une période de production par déplétion naturelle, plusieurs puits ont connu une diminution significative de leur performance, rendant nécessaire le recours à des méthodes de levage artificiel afin de maintenir des niveaux de production économiquement acceptables. Parmi ces méthodes, la pompe électrique submersible (ESP) représente une solution largement utilisée pour sa capacité à produire des débits élevés et à s'adapter à différentes conditions d'exploitation.

Dans ce contexte, la problématique de cette étude consiste à déterminer dans quelle mesure l'installation d'un système ESP permet d'améliorer les performances de production du puits TFT 115 et d'assurer une exploitation techniquement et économiquement rentable.

Le choix du puits TFT 115 est justifié par son potentiel de production ainsi que par la nécessité d'optimiser ses performances dans un contexte de déclin de pression du réservoir. Ce puits constitue ainsi un cas d'étude représentatif pour l'évaluation de l'application de la technologie ESP dans le champ de TFT.

L'objectif principal de ce travail est de concevoir et d'évaluer un système de pompage électrique submersible adapté au puits TFT 115. Les objectifs spécifiques consistent à analyser le fonctionnement du système ESP, réaliser son dimensionnement à l'aide du logiciel PIPESIM, évaluer ses performances techniques, étudier son impact économique et proposer des recommandations d'optimisation.

Pour atteindre ces objectifs, la méthodologie adoptée repose sur la collecte des données du puits, la modélisation du système de production sous PIPESIM, le dimensionnement de la pompe ESP, l'analyse des résultats de simulation ainsi qu'une évaluation technico-économique de la solution proposée.

L'organisation du mémoire est structurée comme suit :

Afin d'atteindre les objectifs de cette étude, ce mémoire est structuré en cinq chapitres complémentaires. Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ TFT, en mettant en évidence sa localisation, ses caractéristiques géologiques et pétrolières ainsi que les conditions de son exploitation.

Le deuxième chapitre présente les différentes méthodes de levage artificiel utilisées dans l'industrie pétrolière, en soulignant leurs principes de fonctionnement, leurs avantages et leurs limites.

Le troisième chapitre est dédié au système de pompage électrique submersible (ESP), à travers la description de son principe de fonctionnement ainsi que de ses équipements de fond et de surface.

Le quatrième chapitre aborde les notions d'analyse nodale et les bases de la modélisation des systèmes de production, tout en présentant le logiciel PIPESIM utilisé dans cette étude.

Enfin, le cinquième chapitre porte sur l'étude de cas du puits TFT 115, comprenant la modélisation du puits, le dimensionnement du système ESP, l'analyse des résultats obtenus et l'évaluation technico-économique de la solution proposée.

Chapitre I
Généralités sur le champ
de TFT

Chapitre I : Généralités sur le champ de TFT

I.1. Introduction

La zone pétrolière de Tin Fouyé Tabankort (TFT), située dans le Sahara algérien, constitue l'un des pôles majeurs de l'industrie énergétique nationale. Découverte dans les années 1950, avec une première production commerciale en 1956, elle s'est progressivement imposée comme un pilier stratégique de l'approvisionnement en pétrole brut de l'Algérie.

La production dans la zone TFT se concentre principalement sur le pétrole brut, bien que des gisements de gaz naturel soient également présents. La production annuelle de pétrole de la zone TFT est significative et contribue à l'approvisionnement énergétique de l'Algérie ainsi qu'à ses exportations [1].

I.2. Position géographique

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

$$Y_1=3110000$$

$$X_1=3100000$$

$$Y_2=3900000$$

$$X_2=400000$$

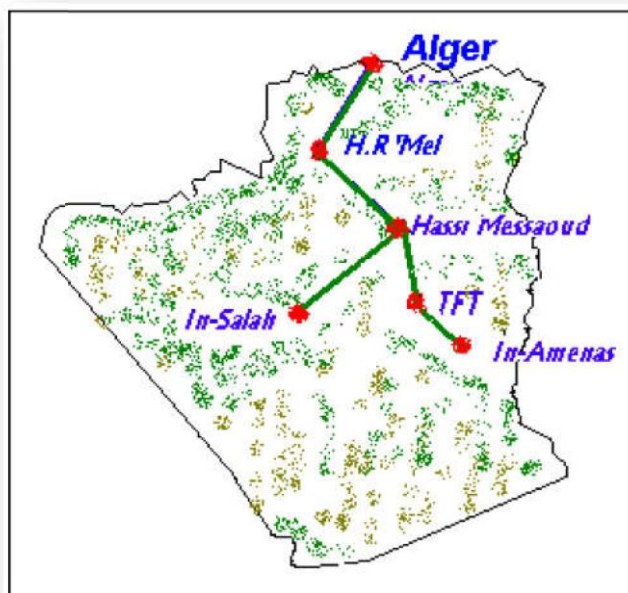


Figure I.1 : LA SITUATION GÉOGRAPHIQUE DE TFT [1]

I.3. Historique de production

La région de Tin Fouyé Tabankourt (TFT) se distingue par un potentiel de production pétrolière important, la plaçant au deuxième rang en Algérie après le champ de Hassi Messaoud. Elle affiche des niveaux de production moyens de l'ordre de 5600 tonnes/jour d'huile (soit environ 6759 m³/jour), 20 000 m³/jour d'eau et près de 4,5 millions de m³/jour de gaz. Le principal réservoir producteur est d'âge ordovicien, situé à une profondeur moyenne d'environ 2000 m, et contribue à la majeure partie de la production régionale. Son exploitation a débuté en novembre 1968. À l'horizon 1975, un total de 52 puits avait été foré, dont 49 en production. Toutefois, la couverture du champ par les forages ne représentait qu'environ 40 % de sa superficie totale. En 1974, la production annuelle d'huile a atteint 2,044,000 tonnes.

Avec le temps, la diminution de la pression de gisement a entraîné un déclin de l'énergie naturelle du réservoir. Pour y remédier, un projet de maintien de pression a été mis en œuvre en 1980. Les effets de cette stratégie ont commencé à se manifester à partir de 1984, avec une amélioration notable de la production. Celle-ci a connu des fluctuations au fil des années, atteignant notamment 4 976 886 tonnes en 1981, 4 410 176 tonnes en 1994, 3 504 200 tonnes en 1998 et 3 987 213 tonnes en 2004.

Afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures, plusieurs méthodes ont été mises en œuvre dans le champ de TFT, incluant la récupération primaire (puits éruptifs) et des techniques de récupération assistée, notamment le maintien de pression par injection d'eau et le pompage électrique submersible (ESP) [1].

Dans le cadre de l'amélioration du taux de récupération, avec un objectif dépassant 25 %, et de la valorisation des gaz associés auparavant torchés, une unité de traitement de gaz a été mise en service en 1987. À ce jour, environ 475 puits producteurs d'huile ont été forés dans le réservoir ordovicien du champ de TFT [1].

I.4. .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.5. .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

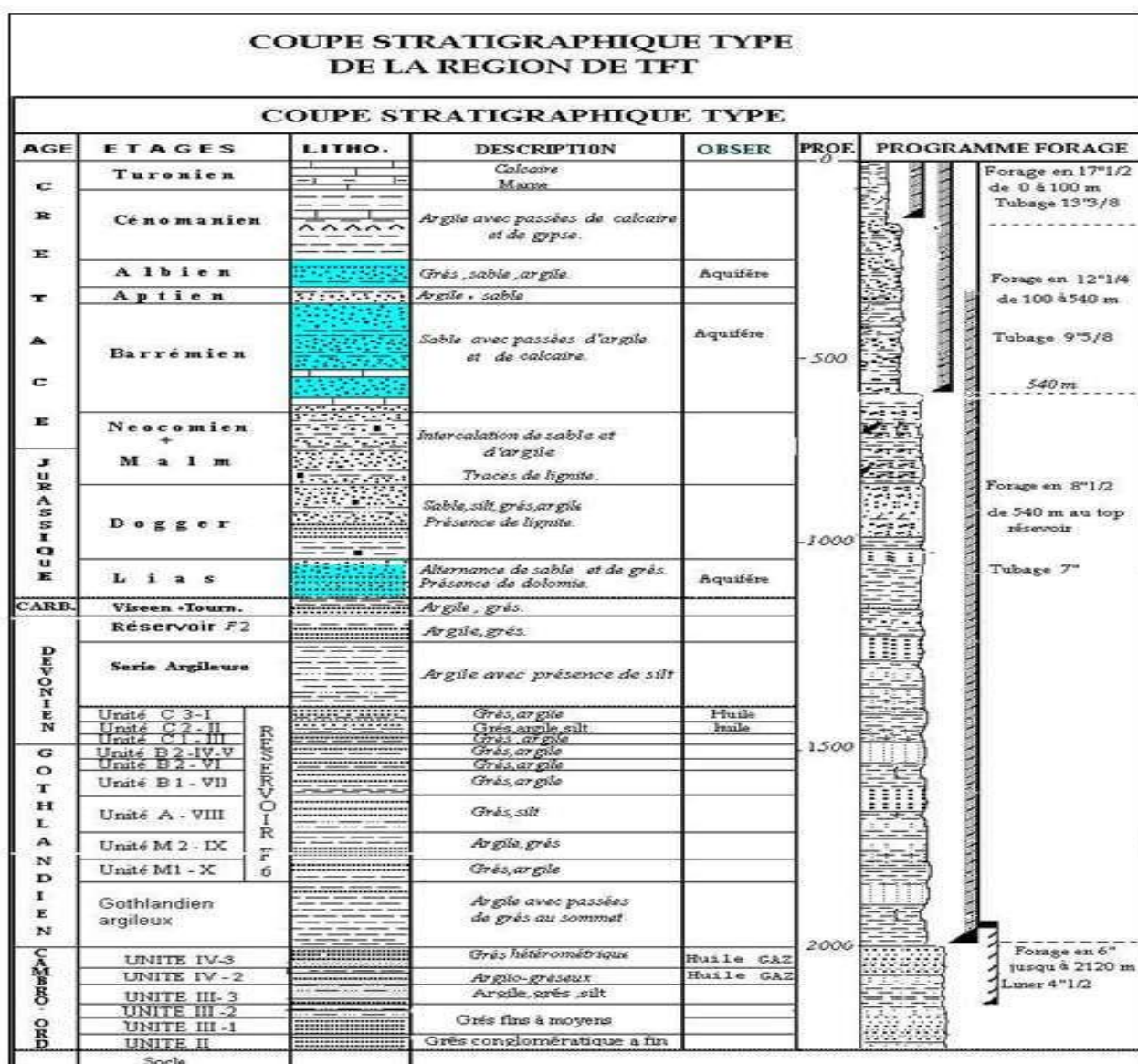


Figure I.2 : LA COMPOSITION DE LA SÉRIE STRATIGRAPHIQUE DE LA RÉGION TFT [1]

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].

I.5.1. 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].

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

	Réservoir	Profondeur moyenne (m)	Hauteur total (m)	Hauteur utile (m)	Porosité (%)	Permé- a- bilité (md)	Pg actuel (Kg/cm²)	Pg initial (Kg/cm²)
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

I.5.2. 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 faille de direction Nord-Ouest à Nord Nord-Ouest

et Nord-Est à Nord Nord-Est. Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60 m ont été mises en évidence dans la partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30 m. Quant au mur, il est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur). Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importants sont IV-3 et IV-2 appelés complexes terminal. Ce complexe est constitué par 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].

I.5.3. 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 et profondément entamé par l'érosion hercynienne, par conséquent il ne reste quelque mètre de carbonifère [1].

I.5.4. 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 associé un gaz cup important [1].

I.5.5. 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 etIV-2 de l'ordovicien et surmontés par les argiles siluriennes (couverture) [1].

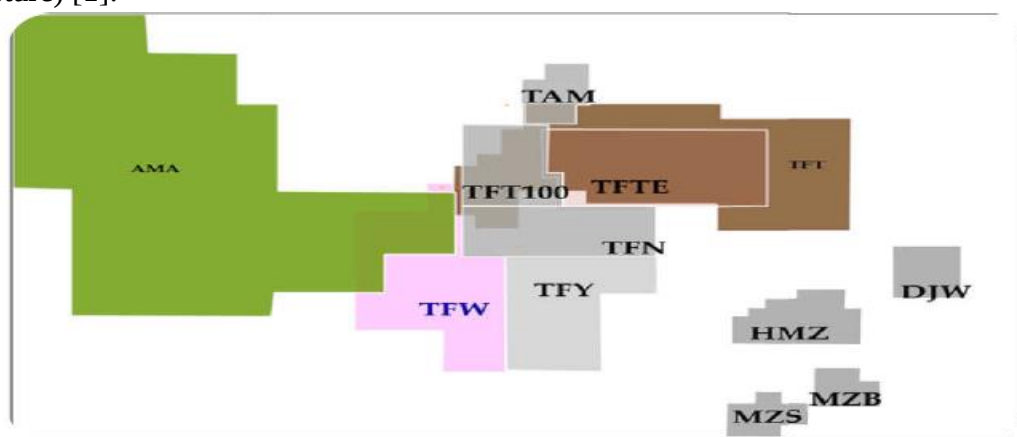


Figure I.3 : LES PÉRIMÈTRES DE LA RÉGION DE TFT [1]

Chapitre II
Généralités sur les
méthodes de levage
artificiel

Chapitre II : Généralités sur les méthodes de levage artificiel

II.1. Introduction

Artificiel Lift est une technique utilisée dans les puits pétroliers afin d'augmenter la pression effective et de faciliter la remontée des fluides vers la surface. Lorsque l'énergie naturelle du réservoir devient insuffisante pour assurer l'écoulement des hydrocarbures, le recours à ces méthodes permet d'optimiser et de maintenir la production.

Ce procédé consiste à utiliser des moyens artificiels pour améliorer le débit des fluides produits, tels que le pétrole brut, l'eau ou leurs mélanges, souvent accompagnés de gaz. Il est généralement mis en œuvre soit par l'installation d'équipements mécaniques au fond du puits (comme des pompes ou des tubings de vitesse), soit par l'injection de gaz dans la colonne de production afin de réduire la pression hydrostatique exercée par les fluides.

L'élévation artificielle devient indispensable lorsque la pression du réservoir ne permet plus de remonter naturellement les fluides jusqu'à la surface. Toutefois, elle peut également être appliquée dans des puits encore jaillissants afin d'augmenter le débit de production au-delà de leur capacité naturelle.

Cette technique vise principalement à compenser la pression au fond du puits (bottom-hole pressure) afin d'atteindre un débit de production cible, soit par allègement de la colonne de fluide via l'injection de gaz, soit par apport d'énergie mécanique grâce à des systèmes de pompage.

Bien qu'elle soit généralement associée aux champs matures et déplétés, où la pression du réservoir a significativement diminué, l'élévation artificielle est également utilisée dans les champs plus récents pour maximiser les débits et améliorer la rentabilité économique des projets [2].

II.2. A propos de son origine

Le pompage immergé électrique est le seul mode d'activation dont la date d'invention exacte est bien connue et qu'on peut attribuer à un seul inventeur, Armais Arutunoff, le fondateur de la société Russian Electrical Dynamo of Arutunoff, dont l'acronyme REDA est encore très bien connu dans le monde entier. Au cours de sa longue histoire, le système ESP s'est avéré être un moyen efficace pour la production des puits de pétrole et d'eau, et depuis sa 1^{ère} installation dans un puits de pétrole en 1928, le concept s'est propagé partout dans le monde pétrolier [2].

II.3. Méthodes d'élévation artificielle

Les méthodes d'élévation artificielle sont utilisées pour améliorer la production des puits lorsque l'énergie naturelle du réservoir devient insuffisante. Elles permettent de faciliter la remontée des fluides vers la surface et d'optimiser le débit de production.

Chaque méthode repose sur un principe de fonctionnement spécifique et est choisie en fonction des caractéristiques du réservoir, du puits et des fluides produits. Le choix du système dépend principalement des conditions de pression, du débit et de la nature du fluide [2].

Dans cette partie, les principales méthodes d'élévation artificielle seront présentées, notamment

- ✓ Gas Lift.
- ✓ Electrical Submersible Pump (ESP).
- ✓ Hydraulic Submersible Pump (HSP).
- ✓ Jet Pump.
- ✓ Progressive Cavity Pump (PCP).
- ✓ Beam or Sucker Rod Pump.

II.3.1. Gas lift

Le **gaz lift** est une méthode d'élévation artificielle qui consiste à injecter du gaz à haute pression depuis la surface jusqu'à une profondeur déterminée dans le tubing. Cette injection permet de réduire la densité de la colonne de fluide dans le puits, ce qui diminue la pression hydrostatique exercée sur le réservoir et facilite ainsi la remontée des hydrocarbures vers la surface.

Le gaz est injecté à travers une vanne de fonctionnement installée dans le tubing, ce qui permet de relancer ou d'augmenter la production du puits. D'une part, il réduit la densité moyenne des fluides au-dessus du point d'injection, et d'autre part, une partie du gaz se dissout dans les fluides produits tandis que le reste se présente sous forme de bulles qui se dilatent lors de la remontée, contribuant ainsi à améliorer l'écoulement [3].

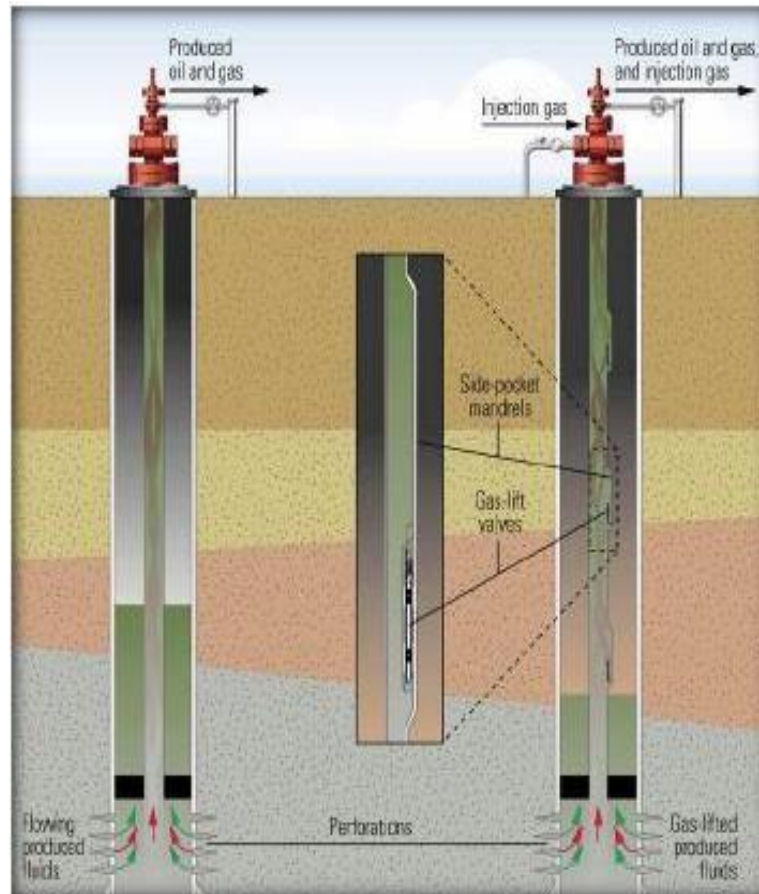


Figure II.1 : Complétion de gaz lift [4].

II.3.2. La pompe centrifuge submersible électrique (ESP)

La pompe centrifuge submersible électrique (ESP) est un système d'élévation artificielle composé d'une pompe centrifuge multi-étagée entraînée par un moteur électrique installé au fond du puits. Elle est conçue pour assurer le levage des fluides vers la surface, en particulier dans les puits à fort débit.

L'unité de pompage est constituée d'une série d'impulseurs rotatifs montés sur un arbre central, associés à des diffuseurs fixes. Cet ensemble fonctionne comme une succession d'étages, permettant d'augmenter progressivement la pression du fluide au fur et à mesure de son passage à travers la pompe.

Le débit de la pompe dépend de la pression en tête du système, tandis que la capacité de levage est déterminée par le nombre d'étages et leurs caractéristiques. L'ESP est installée au fond du puits et suspendue au tubing de production. En cas de défaillance, l'ensemble pompe-tubing doit être remonté en surface pour maintenance [5].

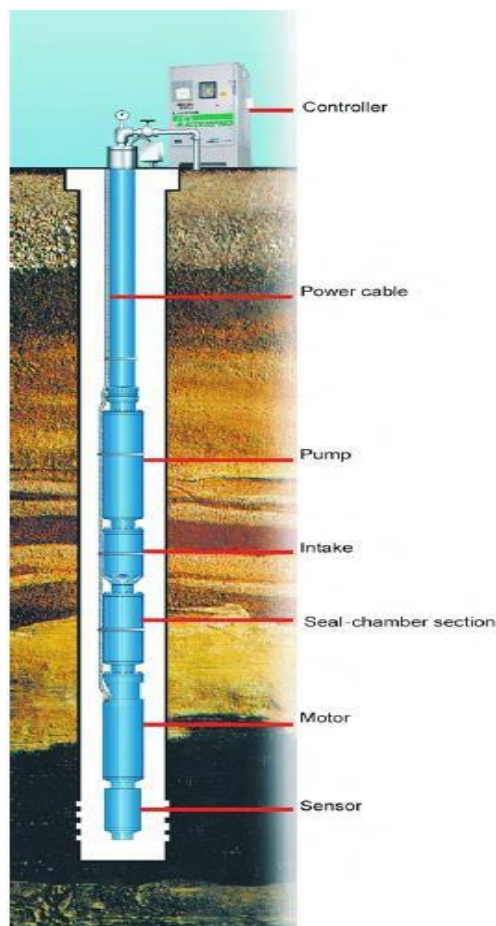


Figure II.2 : La pompe centrifuge submersible électrique (ESP) [5].

II.3.3. La pompe hydraulique submersible (HSP)

La pompe hydraulique submersible (HSP) utilise un fluide moteur injecté depuis la surface à haute pression. Ce fluide permet d'entraîner des pompes de fond, généralement de type volumétrique ou centrifuge/turbine, afin d'assurer la remontée des hydrocarbures.

Dans certains cas, le fluide moteur traverse un système venturi ou une buse, où l'énergie de pression est convertie en énergie cinétique, créant une zone de basse pression qui facilite l'aspiration des fluides de production. Le mélange entre le fluide moteur et les fluides produits s'effectue dans la zone de pompage, puis un diffuseur permet de réduire la vitesse et d'augmenter la pression, assurant ainsi l'écoulement vers la surface.

Le fluide moteur utilisé peut être du pétrole ou de l'eau de production. Il est injecté au fond du puits via une ligne d'injection séparée. Dans la plupart des installations, le fluide moteur et les fluides produits sont ensuite mélangés et remontent ensemble à travers l'annulaire casing-tubing jusqu'à la surface [5].

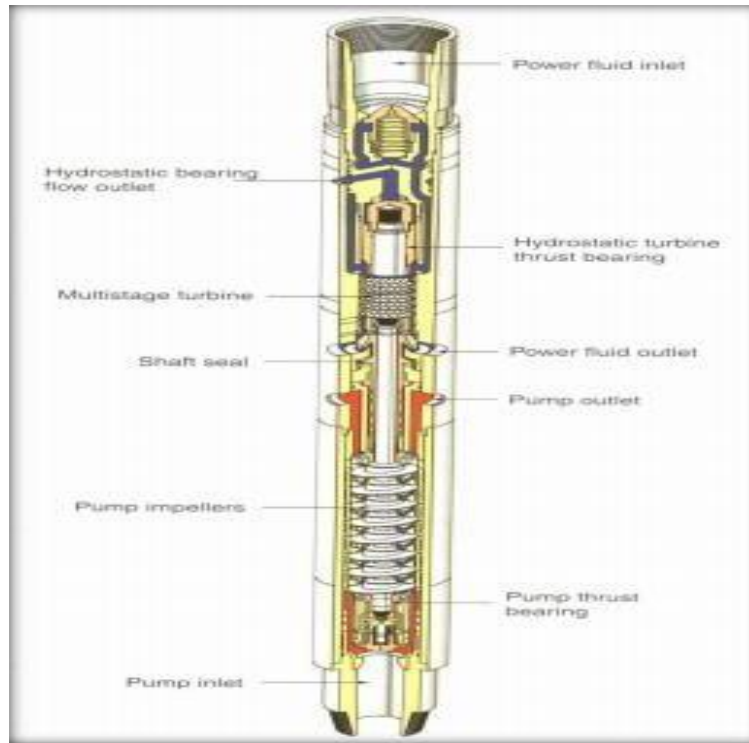


Figure II.3 : La pompe hydraulique submersible (HSP) [5].

II.3.4. Pompe à jet (Jet Pump)

La pompe à jet est une méthode d'élévation artificielle qui ne nécessite aucun équipement mobile en fond de puits, ce qui réduit fortement les problèmes de maintenance et augmente la fiabilité du système.

Elle fonctionne sur le principe d'une pompe à éjecteur utilisant un fluide moteur à haute pression provenant de la surface. Ce fluide est accéléré à travers une buse (nozzle), formant un jet à grande vitesse et à basse pression.

En sortie de la buse, ce jet se mélange avec les fluides produits du puits dans une chambre de mélange. Ensuite, le mélange traverse un diffuseur où la diminution de la vitesse entraîne une augmentation de la pression, permettant ainsi le transport des fluides vers la surface. Les pompes à jet sont généralement utilisées dans les puits à faible et moyen débit, grâce à leur simplicité et leur capacité à fonctionner sans pièces mécaniques en fond de puits [5].

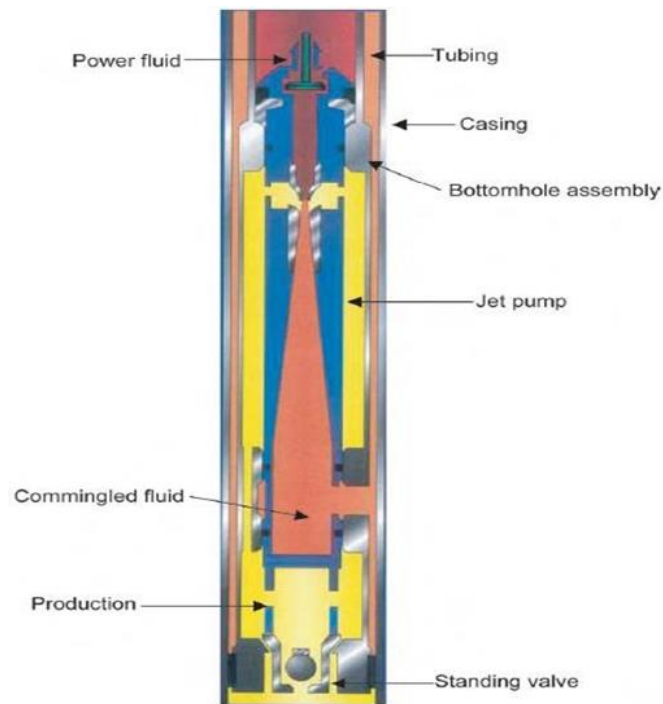


Figure II.4 : pompe à jet [5].

II.3.5. Pompes à cavité progressive (PCP)

Les pompes à cavité progressive (PCP) sont une forme courante d'élévation artificielle utilisée principalement dans les puits à faible et moyen débit, notamment à terre, ainsi que pour les fluides visqueux ou contenant des solides.

Contrairement aux pompes à jet, ESP ou HSP, les PCP sont des pompes à déplacement positif. Leur fonctionnement repose sur la rotation d'un rotor métallique hélicoïdal à l'intérieur d'un stator, qui peut être métallique ou en élastomère.

Cette rotation crée des cavités fermées qui se déplacent progressivement du fond vers la surface, entraînant le fluide de manière continue. Le débit dépend directement de la section de la cavité et de la vitesse de rotation, ce qui permet un écoulement quasi sans glissement.

La pompe est généralement entraînée par un moteur électrique situé en surface, relié au système de rotation [5].

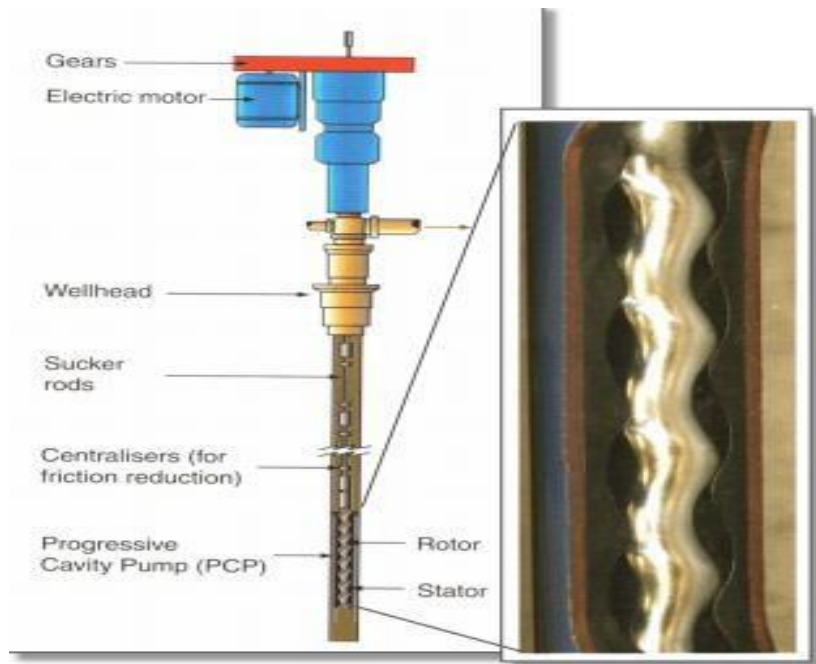


Figure II.5 : pompes à cavité progressive (PCP) [5].

II.3.6. Pompe à tiges (Sucker Rod Pump)

La pompe à tiges (Sucker Rod Pump) est la méthode d'élévation artificielle la plus ancienne et la plus utilisée dans le monde. Elle est simple dans sa conception et particulièrement économique pour les puits à faible production et de profondeur faible à moyenne.

Ce système est basé sur une pompe volumétrique installée en fond de puits, composée d'un cylindre (barrel) équipé d'une valve fixe (standing valve) et d'un piston mobile (plunger) muni d'une valve mobile (traveling valve).

Le piston est relié à la surface par une série de tiges (sucker rods), connectées à une unité de pompage de surface appelée walking beam, actionnée par un moteur électrique ou mécanique.

Lors de la montée du piston (upstroke), la valve fixe s'ouvre et la valve mobile se ferme, permettant le remplissage du cylindre en fluide. Lors de la descente (downstroke), la valve mobile s'ouvre et la valve fixe se ferme, ce qui permet l'expulsion du fluide vers la tubulure de production.

La capacité de pompage dépend de plusieurs paramètres, notamment la vitesse de pompage, la longueur de course, le type et la taille du piston ainsi que l'efficacité globale du système [3].

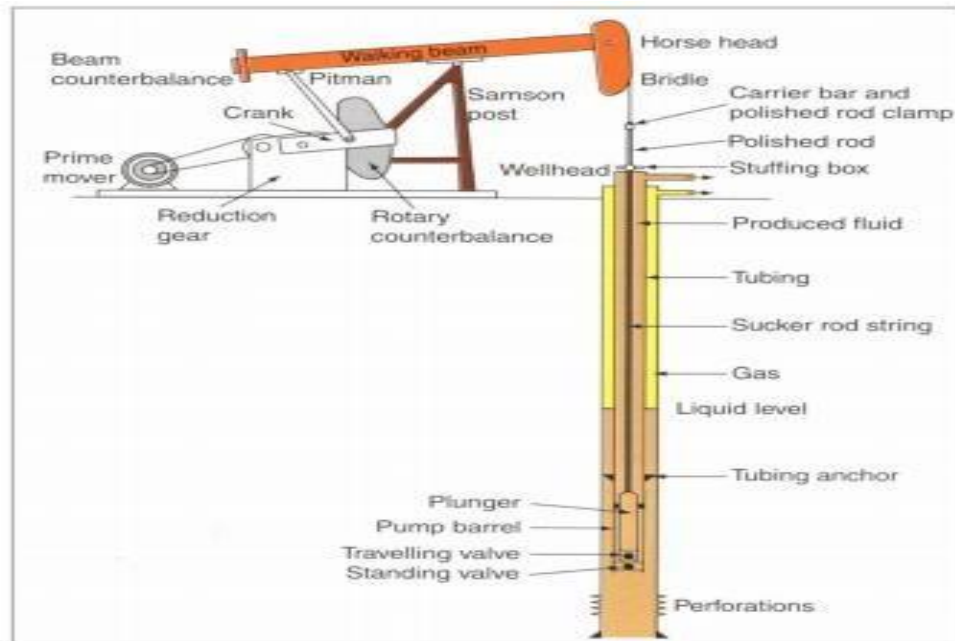


Figure II.6 : La pompe à tiges (Sucker Rod Pump) [5].

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 le différent problème possible a rencontrés au puits en fonction de la méthode d'activation GL, ESP ou SRP.

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

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

Chapitre III
Pompe électrique
submersible (ESP)

Chapitre III : Electrical submersible pumps

III.1 Introduction

Parmi les différentes méthodes d'élévation artificielle utilisées pour compenser la chute de production des puits, le pompage par pompe centrifuge submersible électrique (ESP) occupe une place importante.

Le système ESP est un ensemble d'équipements de fond et de surface conçu pour assurer la remontée des fluides du réservoir vers la surface. Il est généralement constitué d'une pompe centrifuge multi-étagée entraînée par un moteur électrique installé dans la colonne de production. Ce système est relié en surface à des dispositifs de commande et à des transformateurs assurant son alimentation et son contrôle.

Les systèmes ESP sont conçus selon des standards de qualité élevés afin de garantir un rendement optimal et une durée de vie prolongée, même dans des conditions d'exploitation sévères.

Dans ce chapitre, seront présentées les généralités du système ESP, son principe de fonctionnement, ses principaux composants, ainsi que les critères de sélection d'une pompe adaptée aux conditions du puits [6].

III.2 Principe de fonctionnement

Le système ESP est généralement composé de trois parties principales : les équipements de fond, les installations de surface et le câble d'alimentation. La partie fond, suspendue dans le tubing, est immergée dans le fluide du puits afin d'assurer l'aspiration et le refoulement des effluents.

La partie surface regroupe les équipements de contrôle et de commande, permettant de surveiller et de réguler le fonctionnement du système. Quant au câble d'alimentation, il assure la transmission de l'énergie électrique depuis la surface vers le moteur situé au fond du puits [6].

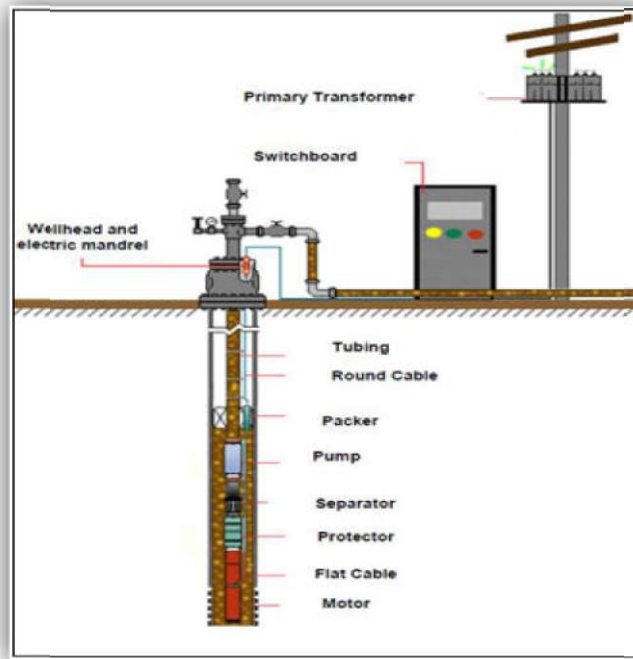


Figure III.1 : Les Composants de système de pompage ESP [7]

Le fluide provenant du réservoir traverse d'abord le moteur afin d'assurer son refroidissement. Ensuite, lorsqu'il atteint l'entrée de la pompe (intake ou séparateur), il est aspiré dans le système de pompage.

La pompe, constituée de plusieurs étages formés par des combinaisons d'impulseurs et de diffuseurs, permet d'augmenter progressivement la pression du fluide jusqu'à atteindre la pression nécessaire pour son acheminement à travers le réseau de collecte vers les installations de surface.

Par ailleurs, le système de commande en surface fournit l'énergie électrique requise au moteur et assure la protection des équipements de fond de l'ESP contre les conditions de fonctionnement défavorables [6].

III.3 Les composants d'un System ESP

Le système ESP est généralement composé de trois éléments principaux : les équipements de fond, les équipements de surface, ainsi que le câble électrique assurant la liaison entre ces deux parties.

III.3.1 Les composants de fond

III.3.1.1 La pompe immergée

Il s'agit d'une pompe centrifuge qui met le fluide en mouvement grâce à la rotation d'un impulseur (roue rotative) à l'intérieur d'un diffuseur. Ce dernier est caractérisé par une entrée centrale et une sortie tangentielle.

Le fluide suit un trajet en spirale, partant du centre de l'impulseur vers le diffuseur, ce qui permet d'augmenter progressivement sa vitesse puis sa pression.

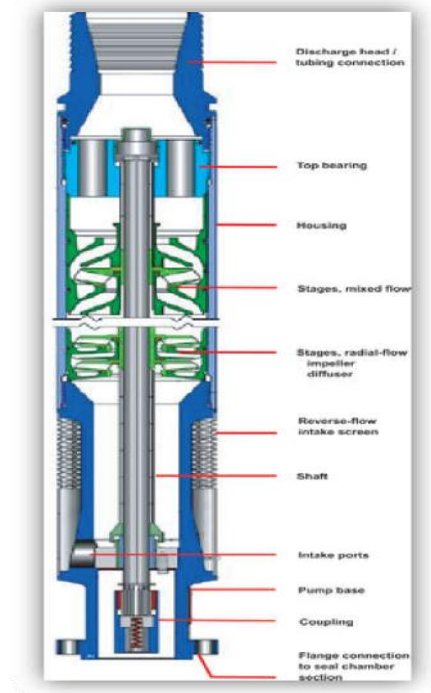


Figure III.2 : Pompe centrifuge [7]

La pompe est de type multi-étagée, comportant un nombre d'étages suffisant pour atteindre la hauteur de refoulement souhaitée. Elle est constituée des éléments principaux suivants:

- L'arbre de rotation (shaft) : relié au protecteur et à l'arbre du moteur, il assure la transmission du mouvement de rotation ainsi que du couple aux composants de la pompe.
- Les étages de la pompe (stages) : chaque étage permet d'augmenter la pression du fluide. Il est composé d'un impulseur rotatif et d'un diffuseur fixe, qui constituent les éléments essentiels du pompage centrifuge.

- L'impulseur et le diffuseur : l'impulseur reçoit l'énergie mécanique de l'arbre et accélère le fluide, tandis que le diffuseur convertit cette énergie cinétique en énergie de pression [6].

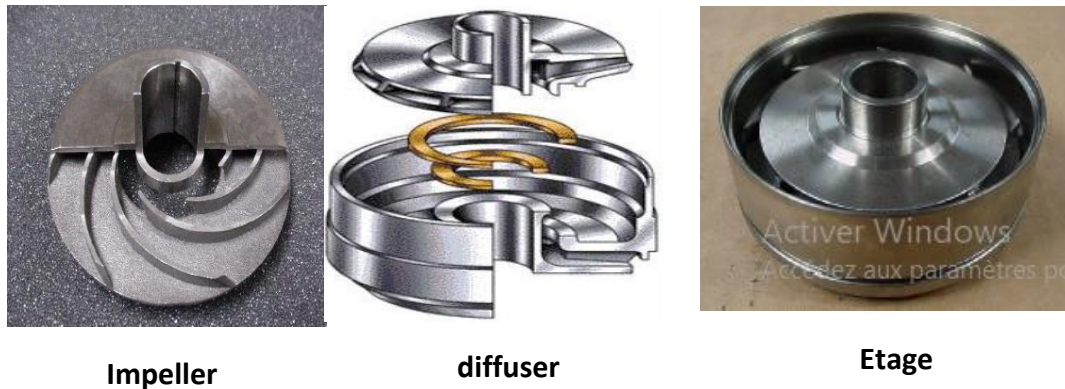
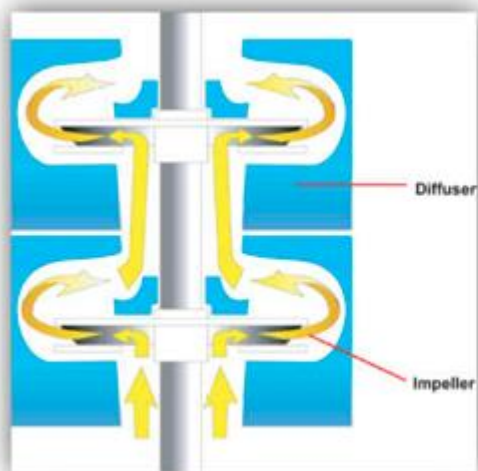
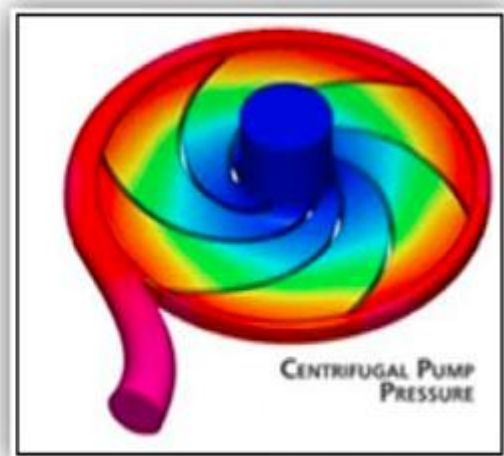


Figure III.3 : LES COMPOSANTS DE POMPE [8]

Le schéma III.4 illustre le trajet d'écoulement du fluide à l'entrée de l'impulseur. Le fluide y pénètre avec une certaine énergie de rotation, qui est exploitée pour le soumettre à une force centrifuge, entraînant ainsi une accélération radiale des particules vers la sortie de l'impulseur.



**Figure III.4 : Circulation
De fluide dans les étages de la pompe [9]**



**Figure III.5 : Augmente de pression dans
un impulseur [6]**

Une fois sorti de l'impulseur, le fluide est dirigé vers le diffuseur où il change de trajectoire et pénètre dans ses passages internes. Durant cette traversée, le fluide interagit avec les parois du diffuseur, ce qui permet de réduire sa vitesse et de convertir son énergie cinétique en pression (Figure III.5). Ce processus se répète à travers chaque étage de la pompe jusqu'à ce que le fluide traverse l'ensemble des étages. La pression obtenue atteint alors la pression de refoulement nécessaire pour générer la hauteur manométrique totale (TDH) requise.

Les différents étages sont assemblés en série à l'intérieur d'une chemise (casing). La hauteur de refoulement fournie par chaque étage dépend principalement du diamètre de l'ensemble, de la géométrie des aubes (impulseur et diffuseur), ainsi que de la vitesse de rotation du rotor [10].

III.3.1.2 Le moteur électrique

Il s'agit d'un moteur à induction triphasé bipolaire, fonctionnant à des fréquences de 50 et 60 Hz, correspondant à des vitesses synchrones de 2900 tr/min et 3600 tr/min. En conditions réelles, sa vitesse de fonctionnement est approximativement de 2800 tr/min à 3500 tr/min. Il opère sous des tensions de 230 V à 5000 V et peut supporter des intensités variant de 20 à 120 A. Ce moteur est conçu pour fonctionner dans des conditions de température pouvant atteindre 500 °F.

Le moteur est logé dans une enveloppe en acier remplie d'huile, assurant simultanément la lubrification des paliers, l'isolation électrique et le refroidissement, grâce au transfert thermique vers le fluide produit circulant dans le puits.

La puissance du moteur est généralement estimée en fonction de sa longueur et de son diamètre. L'alimentation électrique est assurée par un câble spécialement conçu pour les conditions d'exploitation en fond de puits [6].

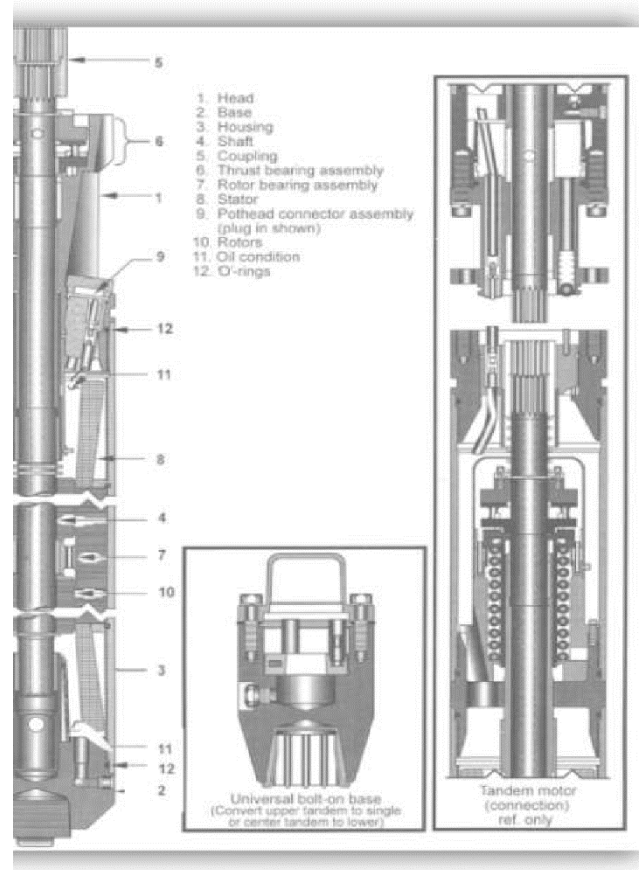


Figure III.6 : Le moteur électrique [7]

III.3.1.3 Séparateur de gaz

Dans les puits présentant une forte présence de gaz libre, la performance de la pompe ESP peut être fortement réduite en raison du phénomène de cavitation et de la présence de gaz dans la pompe. Afin de limiter cet effet et d'améliorer les performances du système, il est nécessaire de séparer le gaz du liquide avant son entrée dans la pompe.

Pour cela, un séparateur de gaz est installé à l'aspiration de la pompe. Ce dispositif permet d'améliorer la séparation du gaz libre et de le dévier vers l'annulaire, évitant ainsi son entrée dans la pompe et prolongeant la durée de vie du système. Deux types de ces dispositifs sont présentés dans la Figure III.7 [10].

✓ Séparateur de type vortex

Le fluide produit, après une première séparation naturelle dans l'annulaire, est aspiré dans le séparateur à travers les orifices d'admission, qui peuvent être droits ou à contre-courant.

Le fluide est ensuite dirigé vers un générateur de vortex, généralement constitué d'une roue à aubes axiales. Ce dispositif imprime une rotation à grande vitesse au fluide, provoquant une séparation centrifuge des phases.

Sous l'effet de cette rotation, les fluides les plus denses (liquides) sont repoussés vers la périphérie du flux, tandis que les fluides plus légers (gaz libre) se concentrent au centre du vortex.

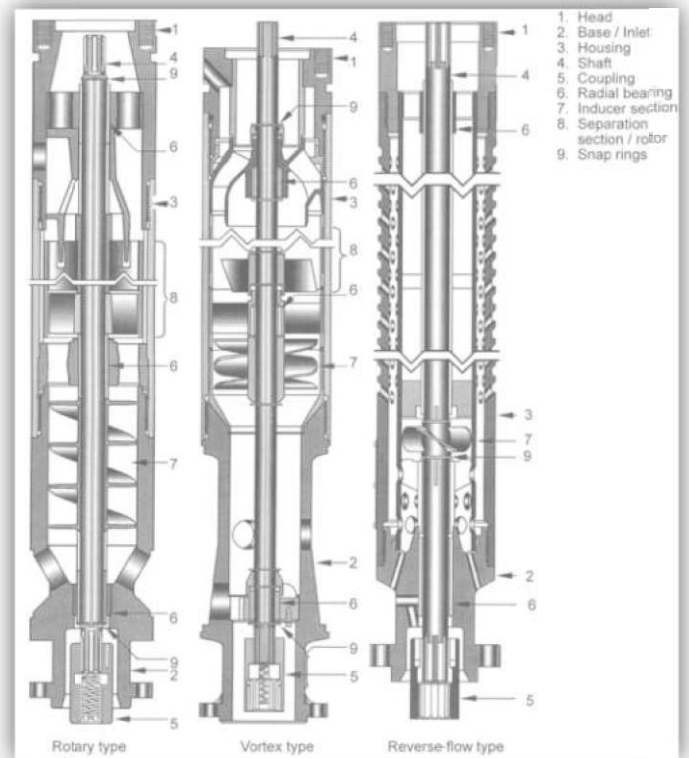


Figure III.7 : Types des séparateur de pompe ESP [10]

Le flux est ensuite dirigé vers une section stationnaire équipée d'un filtre. La partie externe de l'écoulement, riche en liquide, est orientée vers l'entrée de la pompe. En revanche, la partie centrale, contenant principalement le gaz, est évacuée à travers des orifices vers l'annulaire, où elle remonte naturellement vers la surface [10].

✓ Séparateur rotatif de type centrifuge

Le séparateur rotatif de type centrifuge présente une conception similaire à celle du séparateur à vortex, mais il utilise une chambre de rotation à la place du générateur de vortex. Cette chambre est équipée de plusieurs aubes radiales et est entourée d'une enveloppe externe. Le fluide entrant dans la chambre est soumis à de très fortes forces centrifuges sur toute la longueur du dispositif, ce qui favorise la séparation entre les phases liquides et gazeuses. Les fluides les plus denses sont projetés vers la périphérie, tandis que le gaz reste au centre. À la sortie de la chambre, le fluide pénètre dans le passage d'écoulement et subit un traitement similaire à celui du séparateur de type vortex, avec une séparation finale et une orientation des phases vers leurs zones respectives [10].

III.3.1.4 Le protecteur

Le protecteur est un élément essentiel dans l'assemblage du système ESP, assurant la liaison entre le moteur et la pompe. Une mauvaise conception ou installation peut réduire significativement la durée de vie de l'équipement.

Il remplit quatre fonctions principales :

1. Permettre la dilatation de l'huile contenue dans le moteur due aux variations de température.
2. Supporter la poussée axiale générée par la pompe.
3. Servir de réservoir d'huile pour le moteur.
4. Équilibrer la pression entre le moteur et l'annulaire afin d'empêcher l'infiltration des fluides du réservoir.

L'une de ses fonctions majeures est de protéger le moteur contre les fluides du puits, qui sont généralement corrosifs et peuvent entraîner des défaillances prématurées en cas de contact avec les composants internes.

Lors de l'installation, le système passe de la pression atmosphérique à des conditions de haute pression en fond de puits. En fonctionnement, l'échauffement provoque la dilatation de l'huile moteur, ce qui nécessite une compensation de volume. À l'arrêt, le refroidissement entraîne une contraction de l'huile pouvant créer un vide dans un système fermé.

Le protecteur permet ainsi de maintenir l'équilibre de pression entre l'intérieur de l'unité et les conditions externes du puits, assurant la fiabilité et la longévité du système ESP [8].

III.3.1.5 Variateur de vitesse (VSD)

Le variateur de vitesse (VSD – Variable Speed Drive) est un dispositif électronique permettant de fournir une alimentation triphasée à tension et fréquence variables pour les moteurs asynchrones. Il constitue un élément essentiel dans les systèmes ESP [7].

Il permet principalement l'optimisation de la production en fonction des conditions du puits, ainsi que la variation de la vitesse de rotation de la pompe par modification de la fréquence du moteur. Il assure également une protection du moteur de fond lors des arrêts du système [7].

L'utilisation d'un VSD améliore l'efficacité globale de l'ESP, en offrant une flexibilité entre la conception initiale du système et les conditions réelles d'exploitation. Il permet ainsi d'ajuster le point de fonctionnement de la pompe pour maximiser la production lorsque l'indice de productivité du puits varie [7].

Le VSD peut également être utilisé pour réduire la production lorsque nécessaire, en ajustant la fréquence de fonctionnement. Toutefois, la hauteur manométrique totale (TDH) diminue avec la réduction de fréquence, ce qui doit être pris en compte lors de la conception du système.

Dans certains cas, une vitesse réduite peut être appliquée afin de limiter les contraintes sur le réservoir, notamment pour éviter la production de sable ou de matériaux non consolidés liés à des variations brutales de pression [7].

Sur le plan électrique, le VSD assure une meilleure isolation du système ESP grâce au découplage entre les circuits d'entrée et de sortie via le bus DC, réduisant ainsi les risques de dommages sur les équipements de fond en cas de transitoires électriques.

Enfin, le VSD permet un démarrage progressif du moteur en contrôlant les courants de démarrage et en augmentant progressivement la fréquence, ce qui réduit les contraintes mécaniques et électriques sur l'ensemble du système [7].

Afin de tirer pleinement profit des avantages d'un variateur de vitesse (VSD) dans une application ESP, il est essentiel de bien comprendre son impact sur les équipements de fond et de limiter tout effet indésirable potentiel.

Parmi les principales préoccupations associées à son utilisation, on retrouve :

- le risque de surchauffe du moteur, lié à des conditions de fonctionnement non optimales à basse fréquence .
- l'augmentation de la tension pouvant affecter les composants électriques du système
- la nécessité d'optimiser les performances de couple du moteur afin d'assurer un fonctionnement stable et efficace de la pompe [7].

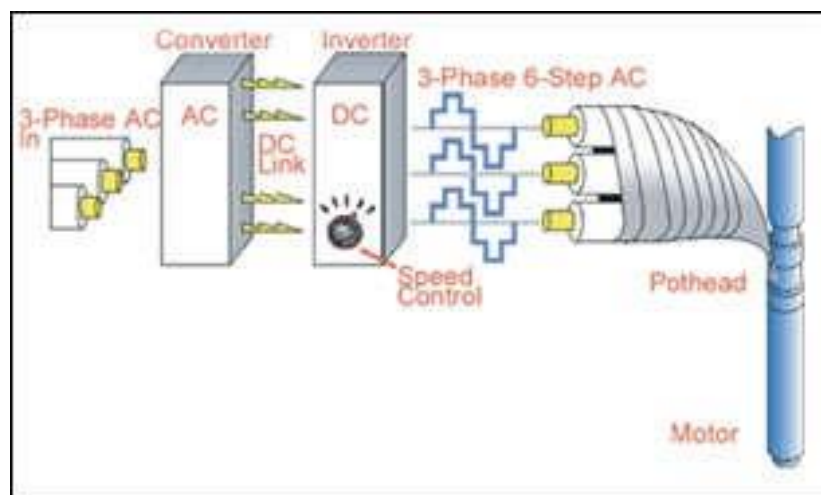


Figure III.8: VARIABLE SPEED DRIVE VSD [7]

III.3.1.6 Transformateur

La distribution de l'énergie électrique dans un champ pétrolier est généralement effectuée à une tension intermédiaire. Étant donné que la pompe ESP fonctionne dans une plage de tension comprise entre 250 V et 4000 V, un transformateur est nécessaire pour adapter la tension du réseau de distribution aux besoins du système ESP [6].



Figure III.9: Transformateur [11]

Boîte de jonction (Junction box) :

La boîte de jonction remplit trois fonctions principales : elle permet tout d'abord de connecter le câble électrique provenant du système de commande avec celui du puits. Elle assure également une voie d'évacuation pour le gaz en cas de migration le long du câble vers la surface. Enfin, elle sert de point de test pour effectuer des vérifications sur les équipements de fond [6].

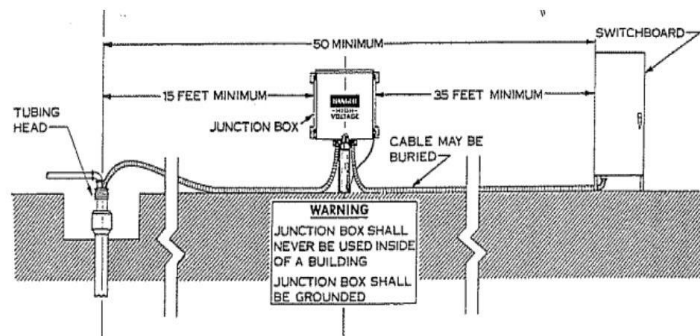


Figure III.10 : Typical junction box connection [11]

III.3.2 Câble électrique

Des câbles électriques triphasés sont utilisés pour transmettre l'énergie depuis la surface jusqu'au moteur submersible. Ils doivent être de petite taille et protégés contre les conditions agressives rencontrées en fond de puits. Il existe principalement deux types de câbles : les câbles ronds et les câbles plats [9].

La température du fond du puits ainsi que la nature des fluides produits sont les paramètres les plus importants pour le choix du câble approprié.

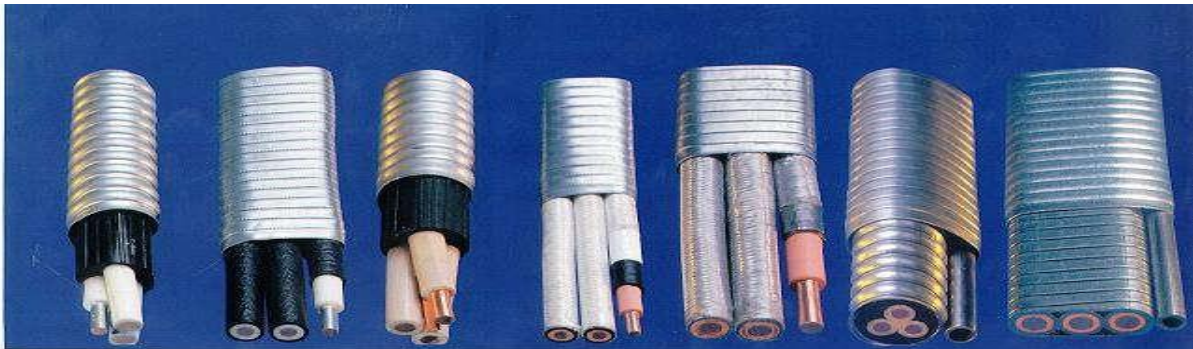


Figure III.11 : Différents types des câbles électriques [9]

III.4 Choix d'une pompe ESP

Le choix d'une pompe ESP pour un puits donné commence par la détermination des conditions de pompage requises. En général, la pompe est installée au-dessus des perforations afin de permettre au fluide de traverser le moteur et d'assurer ainsi son refroidissement nécessaire.

Le débit potentiel dépend de la profondeur d'installation de la pompe : plus la profondeur augmente, plus la chute de pression au fond du puits est importante, ce qui peut influencer les conditions de production. Dans les puits à fort Gas-Liquid Ratio (GLR), la pompe est parfois installée juste au-dessus de la zone de turbulence afin de limiter l'ingestion de gaz et d'améliorer la séparation naturelle, ce qui permet d'optimiser la production.

Dans tous les cas, la pompe doit fonctionner avec une pression d'aspiration suffisante, généralement supérieure ou égale à 150 psi, ce qui correspond approximativement à une submersion de 350 pieds de colonne de fluide au-dessus de la pompe. Sans cette submersion minimale, les performances de la pompe peuvent être fortement dégradées [6].

CHAPITRE IV
Notions d'analyse
nodale et présentation
du logiciel PIPESIM

Chapitre IV : Notions d'analyse nodale et présentation du logiciel PIPESIM

IV.1 Analyse nodale

Dans le domaine de l'élévation artificielle (Artificiel Lift), et particulièrement lors de la conception d'un système ESP (Electrical Submersible Pump), l'analyse nodale est une méthode essentielle pour évaluer les performances d'un puits et déterminer son débit de production optimal.

Cette approche consiste à modéliser l'ensemble du système de production afin de relier le comportement du réservoir aux conditions d'écoulement jusqu'à la surface. Elle permet notamment de prévoir le débit produit en fonction des pertes de pression dans chaque section du système.

Dans le cas d'un système ESP, l'analyse nodale est particulièrement utilisée pour positionner correctement le point de fonctionnement de la pompe et vérifier sa compatibilité avec la capacité du réservoir. Elle permet ainsi d'optimiser le choix de la pompe et d'assurer un fonctionnement stable et efficace du système d'élévation artificielle. Le système de production est généralement divisé en trois zones principales :

- Le réservoir (écoulement en milieu poreux) : il représente la zone où les fluides s'écoulent à travers la formation vers le puits.
- Le tubing ou casing (écoulement vertical ou incliné) : il correspond au transport des fluides du fond du puits vers la surface, où les pertes de charge jouent un rôle important dans la performance du système ESP ou des autres méthodes d'élévation artificielle.
- Les installations de surface (écoulement horizontal) : elles assurent l'acheminement des fluides vers les équipements de séparation et de traitement.

Ainsi, l'analyse nodale constitue un outil clé dans l'ingénierie des systèmes d'élévation artificielle, en particulier pour le dimensionnement et l'optimisation des pompes ESP et des autres techniques de production assistée

IV.1.1 Les pertes de charge

Dans un système de production pétrolier, les hydrocarbures s'écoulent du réservoir à travers le tubing et la tête de puits jusqu'aux installations de surface, telles que les bacs de stockage et les lignes de collecte.

Au cours de ce trajet, les propriétés des fluides évoluent en fonction des variations de pression et de température selon la position dans le système. Ces changements, associés aux frottements et aux résistances à l'écoulement, entraînent des pertes de charge le long du réseau de production.

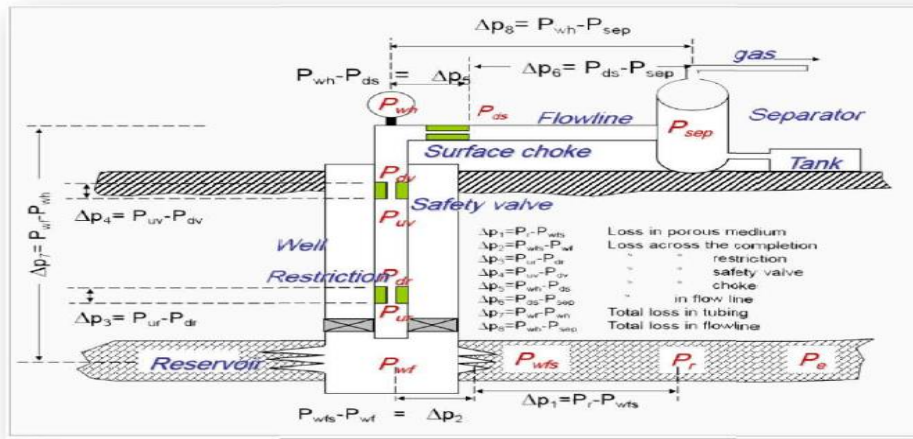


Figure IV.1 : Les différents pertes de charge dans le système de production [12]

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 [11].

Commençant du réservoir, ces pertes sont notées comme suite :

Tableau IV.1 : Les différentes pertes de charge de system de production [6]

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

IV.1.2 Les différentes positions du nœud

Pour modéliser l'écoulement des fluides dans un système de production, il est nécessaire de

diviser l'installation en plusieurs points appelés nœuds. Ces nœuds permettent de séparer les différentes sections du système, telles que le réservoir, le tubing et les équipements de surface, afin d'analyser le comportement de l'écoulement dans chaque zone.

Chaque nœud est défini en fonction de relations ou corrélations spécifiques reliant la pression et le débit. La Figure V.2 illustre les différents emplacements possibles des nœuds dans le système de production.

On distingue notamment les nœuds fonctionnels, pour lesquels la relation entre la pression et le débit peut être décrite par une fonction mathématique ou physique, permettant ainsi de représenter le comportement du système de manière simplifiée et cohérente.

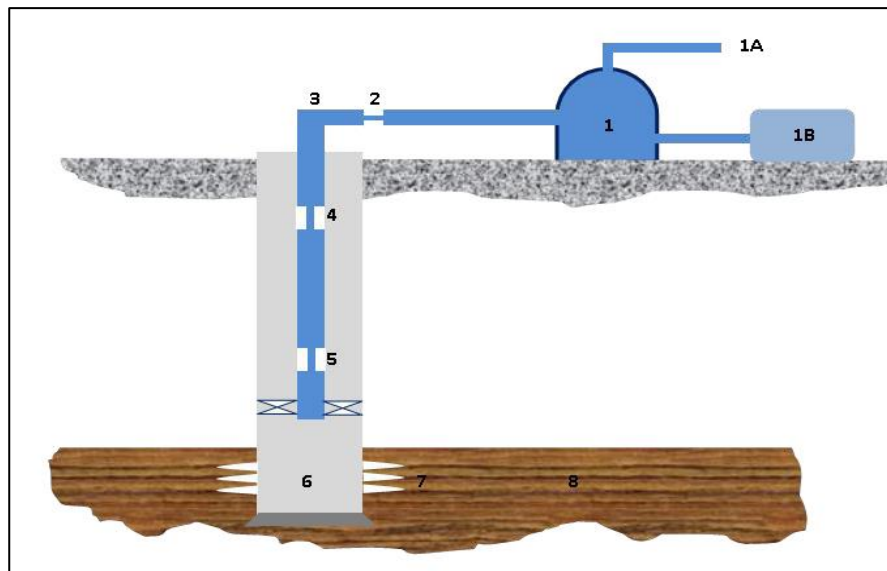


Figure IV.2: different location of nodes [12].

Position des différents nœuds :

- Nœud 1 (Séparateur) : Le choix de ce nœud permet d'étudier l'influence de la pression du séparateur sur le comportement global du puits et sa performance de production.
- Nœud 2 (Duse) : Ce nœud est utilisé pour analyser l'effet de la duse (choke) sur le contrôle du débit de production et la régulation de l'écoulement.
- Nœud 3 (Tête de puits – Wellhead) : Ce positionnement permet d'évaluer l'impact du diamètre des lignes de collecte sur la performance du système de production.
- Nœud 6 (Fond du puits) : Ce nœud est essentiel pour étudier l'influence de la courbe de performance du réservoir (IPR) ainsi que l'effet du diamètre du tubing sur la production du puits.

- Nœud 7 (Zone des perforations) : Il permet d'analyser l'effet de la densité et de la distribution des perforations sur l'efficacité de l'écoulement entre le réservoir et le puits.
- Nœud 8 (Réservoir) : Ce nœud permet d'évaluer l'impact de la déplétion du réservoir sur la capacité de production et la performance globale du puits.

IV.1.3 Procédure de l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour étudier les performances des systèmes de production composés de plusieurs éléments interagissant entre eux. Elle consiste à sélectionner un nœud dans le puits afin de diviser le système en deux parties principales.

Les éléments situés en amont du nœud constituent la section Inflow, représentant l'écoulement provenant du réservoir vers le point d'analyse. Les éléments situés en aval forment la section Outflow, correspondant à l'écoulement du nœud vers la surface.

Pour chaque composant du système, une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie. Le débit global du système est déterminé lorsque les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- le débit entrant est égal au débit sortant ;
- une seule valeur de pression existe au niveau du nœud.
- Incoming flow towards the node (Inflow): $\bar{p}_R - \Delta p_{(amont)} = p_{noeud}$
- Outgoing flow from the node (Outflow): $p_{sep} + \Delta p_{(aval)} = p_{noeud}$

Une fois le nœud sélectionné, la pression au niveau de ce point est exprimée comme suit :

La perte de charge dans chaque composant varie en fonction du débit Q . La représentation de la pression en fonction du débit permet d'obtenir deux courbes : une pour l'Inflow et une pour l'Outflow. Leur point d'intersection représente le point de fonctionnement du système, où les conditions d'équilibre sont respectées.

Enfin, l'effet de toute modification dans le système peut être étudié en recalculant la pression au nœud en fonction du débit, en tenant compte des nouvelles caractéristiques du composant concerné. Si la modification concerne les éléments en amont, la courbe d'Outflow reste inchangée [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'a aucun point entre les deux courbes vérifié les deux conditions citées au-dessus, ça veut dire y'a 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].

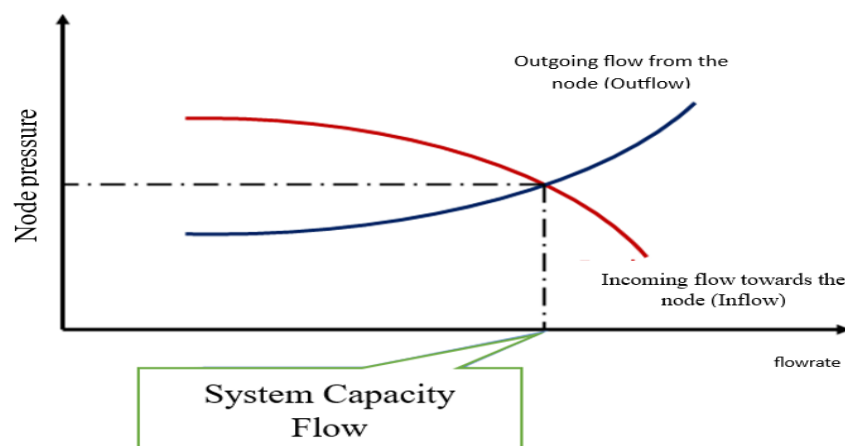


Figure IV.3 : Point de fonctionnement de système [12]

IV.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].

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

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

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

De fond dynamique P_{wf} . [12]

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 ou la pression de fond statique est inférieur à la pression de bulle. Il à déduit son équation :

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

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].

IV.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 [13]

IV.1.6 Les objectifs de l'analyse nodale

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).

1. Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
2. Définir le moment Opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
3. Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
4. Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
5. Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production [13].

IV.2 Aperçu sur logiciel PIPESIM

PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching. Il peut être utilisé aussi pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de la surface [13].

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 V
Étude de cas appliquée
au puits TFT 115

Chapitre V : Étude de cas appliquée au puits TFT 115

V.1 Introduction

Le champ TFT a été mis en production en 1968, et après plus de 50 ans d'exploitation, il a traversé plusieurs phases. Initialement, la production était éruptive jusqu'en 1987, date à laquelle une unité de traitement du gaz associée a été mise en service. Par la suite, la pression du réservoir a diminué, réduisant également la production. Ce déclin a conduit à une transition vers des méthodes de récupération assistée. La région TFT utilise principalement l'injection d'eau pour maintenir la pression, limitant ainsi le déclin du réservoir et améliorant le balayage des hydrocarbures. Parallèlement, trois méthodes de production assistée sont mises en œuvre : le gas-lift, le pompage électrique submersible (ESP) et le pompage par tige (Sucker Rod Pump). Le choix de la méthode repose sur une analyse rigoureuse des paramètres techniques et économiques. Les méthodes les plus performantes et adaptées aux puits présentant une forte productivité en fin d'éruptivité sont le gas-lift et la pompe ESP. Dans cette étude, nous comparons ces deux méthodes sur le puits pilote TFT115, à travers une analyse technique et économique. L'analyse technique, réalisée avec le logiciel PIPESIM, permet de concevoir et d'optimiser chaque méthode, en effectuant des tests de sensibilité sur les paramètres comme la pression du réservoir et le taux de water cut. L'étude économique évalue quant à elle les coûts d'installation et d'exploitation des équipements associés à chaque méthode. Les résultats de ces analyses permettront de déterminer la méthode la plus appropriée pour le puits TFT115, et d'établir des recommandations applicables à toute la région. Enfin, une conclusion générale sera formulée, accompagnée de recommandations spécifiques pour chaque méthode.

V.2 Critères de choix de puits pilot TFT 115

Le puits TFT-115 a été sélectionné comme puits expérimental en raison de ses performances initiales déclinantes. Malgré un bon début dans les années 90, la production a diminué. Ce puits est bien connu dans la littérature scientifique liée à TFT. De plus, le coefficient de production a baissé, ce qui a justifié la transformation en puits horizontal, puis l'installation d'une pompe ESP, afin d'optimiser la production dans ce champ.

V.3 Étude technique

V.1.1 Généralités sur le puits étudiés TFT115

Le puits TFT115 est situé dans le secteur nord de la région de Tin Fouyé Tabankort (TFT), plus précisément au nord-est du champ ordovicien de TFT. Ce puits a été foré en 1990 puis mis en production en 1991. Lors de sa mise en service en régime éruptif, le puits enregistrerait un débit initial de 69,47 sm³/j.

Après plusieurs années d'exploitation, le puits a subi un déclin progressif de la pression du réservoir, accompagné d'une diminution importante du Gas Oil Ratio (GOR), passant de 225 sm³/sm³ à environ 70 sm³/sm³. Cette évolution a entraîné une baisse significative du débit de production du puits.

Les prévisions issues des essais de puits indiquent un arrêt probable de la production dans les prochaines années si aucune intervention n'est réalisée. Cette situation nécessite donc le recours à des méthodes de récupération assistée afin de maintenir la production et d'améliorer les performances du puits.

Le Tableau V.1 ainsi que la Figure V.1 présentent l'historique de production du puits TFT115.

Tableau V.1 : Chute de production à TFT115

<i>Années</i>	<i>Débit d'huile (sm³/d)</i>
1992	42
1994	49
1996	46
1998	56.4
2000	59
2002	34
2004	30
2006	16
2008	35
2010	70
2012	38
2014	40
2017	50
2020	27
2025	15.5

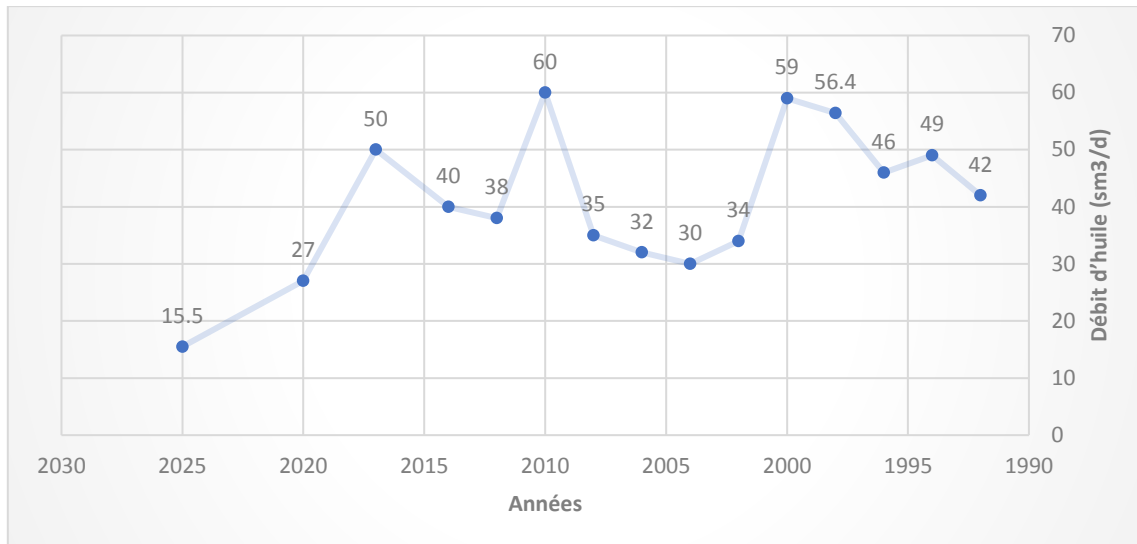


Figure V.1 : Historique de production de TFT 115

V.2 Création du modèle du puits TFT115 sur PIPESIM

Afin de réaliser le design des systèmes de gas-lift et de pompe ESP pour le puits TFT115, il est nécessaire de créer un modèle représentatif du puits à l'aide du logiciel PIPESIM. La procédure de modélisation est réalisée selon les étapes suivantes :

- Ouvrir un nouveau projet dans le logiciel PIPESIM (Figure V.2).
- Choisir le système d'unités à utiliser en fonction des données disponibles issues des tests de jaugeage, de Drawdown et de Build-up (Figure V.3).
- Définir les propriétés et caractéristiques du fluide de réservoir, notamment les propriétés de l'huile (Figure V.4).
- Ajouter les différents composants du modèle du puits TFT115 puis assurer leur connexion afin de reproduire l'architecture réelle du système de production.

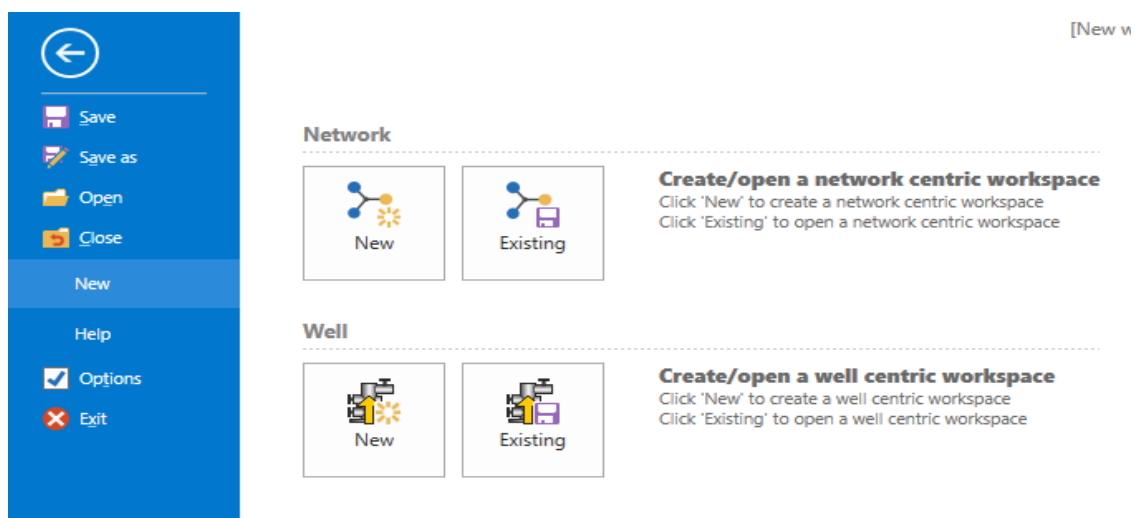


Figure V.2 : Nouveaux Projet

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

COMPLETIONS

Reservoir | Sand | Skin | Fluid model

Reservoir pressure: 1300 psia

Reservoir temperature: 86.5 degC

IPR basis: ☒ Liquid ☐ Gas

Productivity index: 1.695111 STB/(d.p...)

Radius of reservoir extent: 1500 m

Reservoir thickness: 11.5 m

Permeability X (Perpendicular to well): 90 mD

Permeability Y (Parallel to Well): 22.8 mD

Parameter option: ☒ Ratio ☐ Absolute

Permeability anisotropy (kv/k): 0.25 fract.

Horizontal section length : 181 m

Well radius: 1.875 in

Well eccentricity: 0 m

Fluid OFVF: 1.2

Fluid viscosity: 1.5 cP

Figure V.3 : Système d'unités

Edit 'TFT OIL'

FLUID

Name: TFT OIL Save as template

Description:

Properties | Viscosity | Calibration | Thermal

STOCK TANK PROPERTIES

Watercut: 0 %

GOR: 1403.646 SCF/STB

Gas specific gravity: 0.6636

Water specific gravity: 1.02

API: 36.95 dAPI

CONTAMINANT MOLE FRACTIONS

CO2 fraction: 0

H2S fraction: 0

N2 fraction: 0

H2 fraction: 0

CO fraction: 0

PIP PIPESIM ? Close

Figure V.4 : Propriétés du fluide

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

Tableau V.2 : Les propriétés de fluide de réservoir

Type de fluide	Huile
<i>Wcut[%]</i>	<i>0</i>
<i>GOR[sm³/sm³]</i>	<i>225</i>
<i>Gas S.G.</i>	<i>0.64</i>
<i>Water S.G</i>	<i>1.2</i>
<i>API</i>	<i>36.95</i>

Tableau V.3: Les données de la complétion

Profil du puits (Deviation survey)	
MD [m]	TVD [m]
0	0
1450	1346.7
Gradient géothermique (Geothermal survey)	
MD [m]	Température ambiante [°C]
0	29.5
1450	86.5
Configuration tubing	
MD [m]	ID [inches]
1159.29	2.875

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 TFT115 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.

Les données utilisées pour générer l'IPR de TFT115 sont portées dans le tableau suivant :

Tableau V.4 : Les données de réservoir

Model d'IPR	Équation de Vogel	
Data de réservoir	Pression statique [psig]	1800
	Température [°C]	86.21
Data de calcul AOFP	Pression de fond dynamique [psig]	1500
	Pression de fond statique [psig]	1800

En général, le potentiel d'un puits est caractérisé par le débit qu'il fournit si l'on considère que sa pression de fond peut être réduite à la pression atmosphérique, ce qui est purement théorique. On peut calculer ce débit maximal (AOFP) à partir de la loi de Darcy, utilisée si la pression statique de fond (P_r) est supérieure à la pression de bulle (écoulement monophasique) et si l'on suppose un régime d'écoulement permanent.

. Sachant que la pression initiale (IP) et la pression P_r sont disponibles grâce aux données d'essais de puits. L'objectif final est de déterminer les courbes de performance « $Q = f(P)$ ».

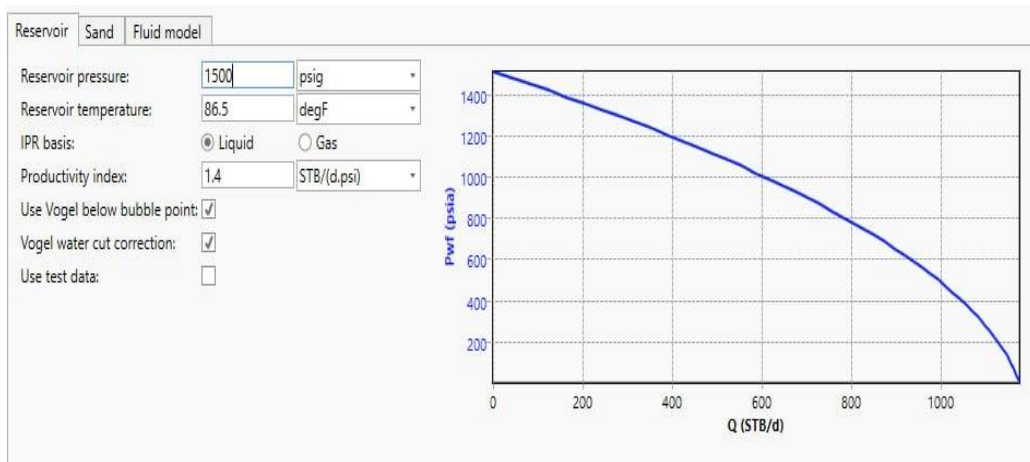


Figure V.5: Modèle IPR du puits TFT115

A.O.F.P=1190 STB/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 V.5) :

Tableau V.5 : Les données de teste jaugage

<i>Informations de test</i>	
Puits	TFT115
Date de test	05/01/2025
<i>Données de jaugage</i>	
Débits [sm^3/d]	16
Pression de tête [psig]	87
GOR [sm^3/sm^3]	1400
Water cut [%]	0

V.2.1 Données PVT

Afin d'obtenir un modèle fiable représentant l'écoulement dans nos puits avec une précision maximale, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle « Huile Noire », car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas. De plus, l'indisponibilité des données suffisantes pour appliquer le modèle compositionnel ou PVT nous pousse à opter pour le modèle « Huile Noire », qui reste applicable avec les données disponibles. Les données nécessaires à la création de ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V.6 : Datas de puits TFT115

Puits	Densité du huile	GOR (Sm ³ / Sm ³)	WOR (Sm ³ / Sm ³)
TFT115	0.84	237	0

V.2.2 Modélisation du puits TFT115 avec PIPESIM

Une fois les données du puits (telles que le tubage, les détails de complétion et les résultats des derniers tests de MONTAGE et de GÉOMÉTRIE) saisies, le logiciel nous permet de concevoir notre puits.

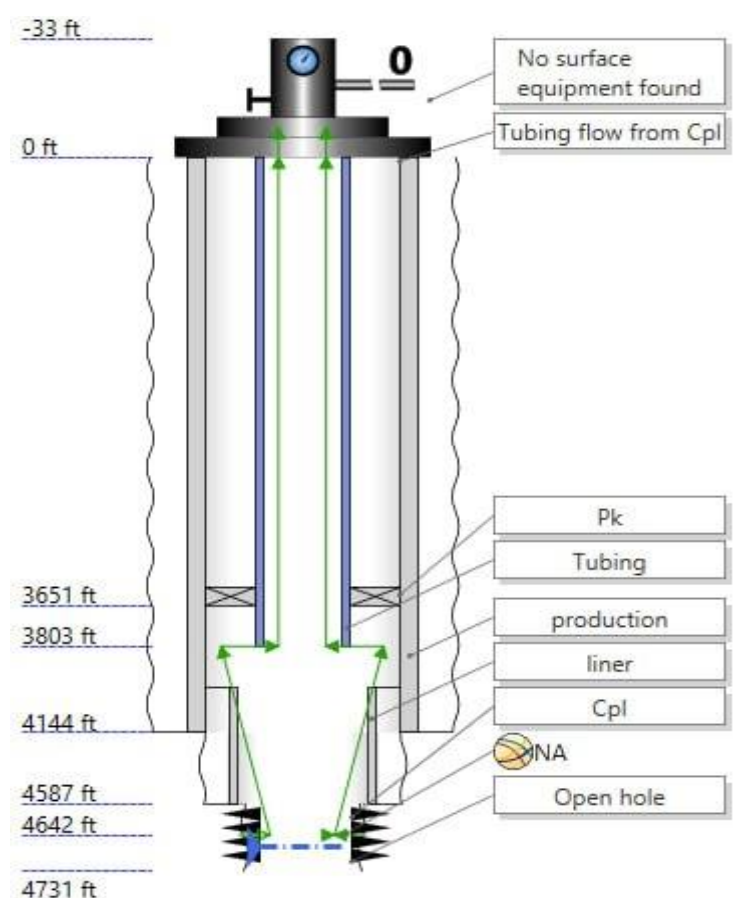


Figure V.6 : Conception du puits TFT115

Nous passons à l'étape la plus importante.

- Correspondance de la montée en puissance (puits TFT115)

Nous devons choisir l'une des corrélations de flux vertical :

- Ansari;
- Beggs & Brill Original;
- Beggs & Brill Revised;

- Duns & Ros;
- Govier, Aziz & Fogarasi;
- Gray (modified);
- Gray (original);
- Hagedorn & Brown;
- Hagedorn & Brown, Duns & Ros map;
- Mukherjee & Brill;
- ORKISZEWSKI.

Le principe du choix de la corrélation appropriée dans le logiciel PIPESIM consiste à faire correspondre (comparer) les corrélations avec un test de mesures, c'est-à-dire à tracer le gradient de pression en fonction de la profondeur pour chaque corrélation mentionnée ci-dessus et à le comparer à celui du test ; la corrélation à choisir est celle qui donne le gradient le plus proche.

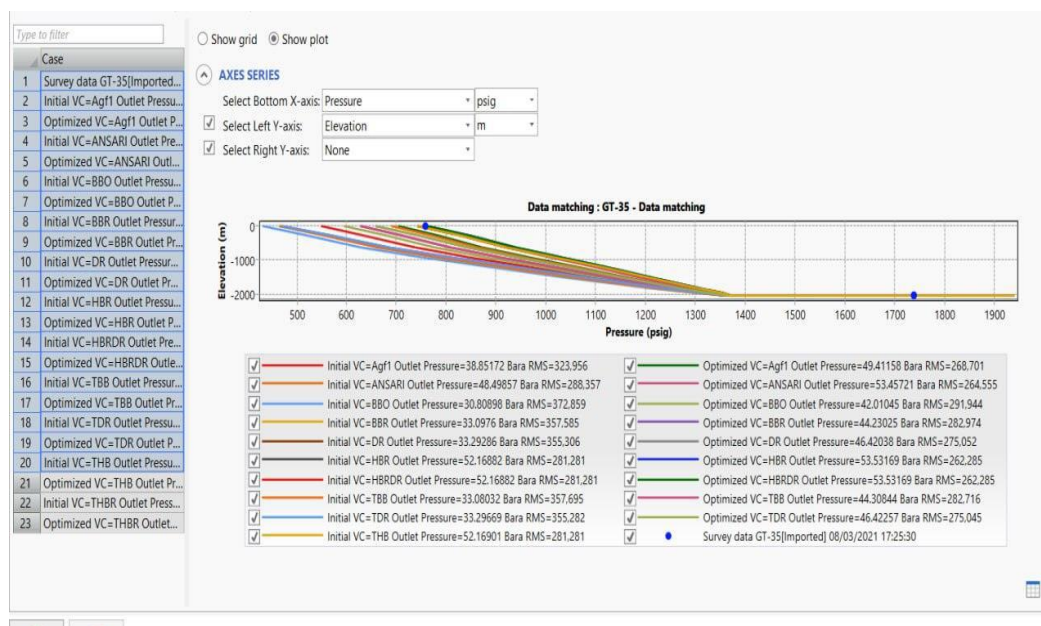


Figure V.7 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour faire correspondre les données

Nous constatons que la corrélation la plus appropriée pour calculer les pertes de charge dans le tubage du puits TFT115 est celle de Hagedorn & Brown, Phase. La figure suivante représente le résultat obtenu lors de notre analyse.

	Vertical multiphase correlation	Calibrated vertical friction factor	Calibrated vertical holdup factor	Calibrated U value multiplier	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS
1	Hagedorn & Brown	0.959168	0.916176	2.468492	262.229059	261.896893	19.051562	0.387841	0	0	281.280621	262.284733
2	Hagedorn & Brown, Duns & Ros m...	0.959168	0.916176	2.468492	262.229059	261.896893	19.051562	0.387841	0	0	281.280621	262.284733
3	Hagedorn & Brown (Original) [Tuls...	0.959168	0.916176	2.468492	262.228969	261.898116	19.051564	0.387853	0	0	281.280534	262.285969
4	Hagedorn & Brown (Revised) [Tuls...	0.959168	0.916176	2.468492	262.228969	261.898116	19.051564	0.387853	0	0	281.280534	262.285969
5	Ansari	0.86303	0.728098	2.490714	269.320967	264.172684	19.035717	0.382797	0	0	288.356684	264.55548
6	Aziz Govier Fogarasi	1.03766	0.5	2.4823	304.989169	268.319964	18.9669	0.381212	0	0	323.956069	268.701176
7	Duns & Ros [Tulsa (Legacy 1989)]	1.059724	0.5	2.440308	336.383185	274.570463	18.898558	0.47486	0	0	355.281743	275.045323
8	Duns & Ros [Baker Jardine]	1.059724	0.5	2.440308	336.407496	274.576724	18.898513	0.474851	0	0	355.306009	275.051575
9	Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]	1.122336	0.5	2.473572	338.776612	282.327692	18.917915	0.388386	0	0	357.694527	282.716078
10	Beggs & Brill Revised	1.111363	0.5	2.476624	338.666809	282.588503	18.91806	0.385423	0	0	357.584869	282.973926
11	Beggs & Brill Original	0.5	0.5	2.462371	353.9559	291.533631	18.903115	0.410629	0	0	372.859015	291.94426

Figure V.8 : RMS total calibré de chaque corélation.

Nous constatons que le résultat obtenu est très satisfaisant ; il ne nous reste donc plus que l'étalonnage du débit. Celui-ci sera réalisé en mode d'analyse nodale, ce qui nous permettra d'étalonner complètement notre modèle. Nous constatons que le résultat obtenu est très satisfaisant ; il ne nous reste donc plus que l'étalonnage du débit. Celui-ci sera réalisé en mode d'analyse nodale, ce qui nous permettra d'étalonner complètement notre modèle.

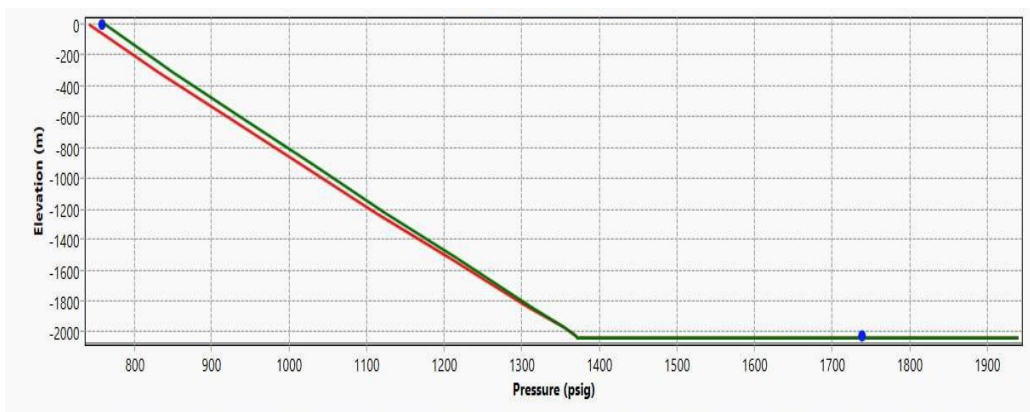


Figure V.9 : Le build-up du puits TFT115 a été ajusté à l'aide de la corélation de Hagedorn & Brown

V.3 Analyse nodale

Afin d'obtenir le point de fonctionnement des puits, c'est- dire la pression dynamique de fond de puits, et le débit correspondant, une simulation est réalisée en mode d'analyse nodale pour déterminer le potentiel d'un puits et évaluer ensuite plusieurs paramètres influençant le débit

et la pression dynamique de fond de puits. Mais avant ces évaluations, il est impératif de calibrer les débits actuels des puits, et les courbes suivantes représentent les résultats obtenus

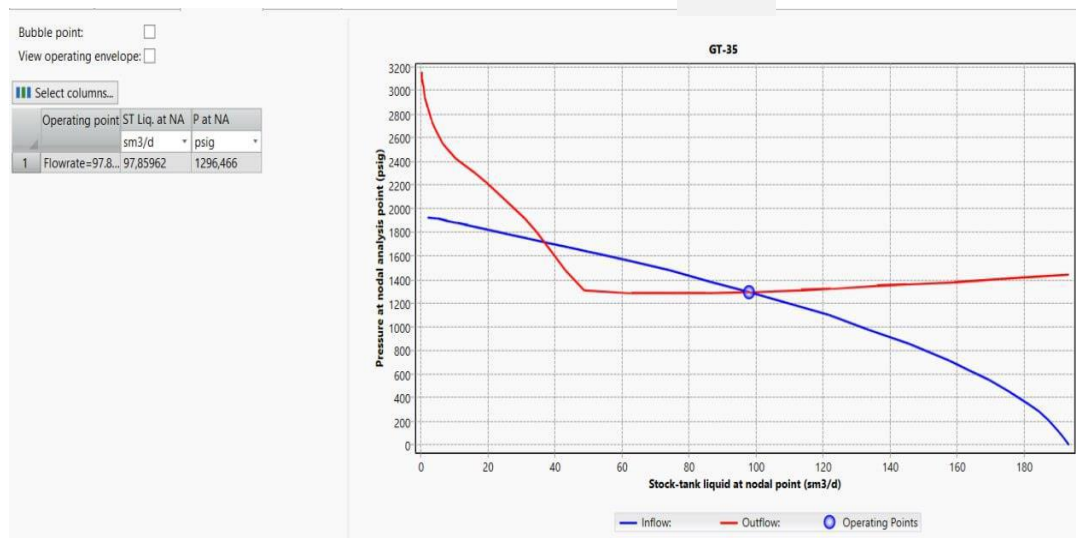


Figure V.10 : Résultats du mode d'analyse nodale du puits TFT115 avant la mise à jour

V.4 Évaluation de la solution

V.4.1 Optimisation de la pompe ESP

Nous prévoyons de remplacer la méthode de production par injection de gaz dans le puits TFT115 par une pompe électrique submersible (ESP). Ce changement est motivé par les débits de production sous-optimaux associés au système actuel et aux problèmes de givrage. Ce phénomène entraîne l'arrêt de la production du puits pendant des périodes prolongées, pouvant atteindre 9 heures. Il est donc essentiel de résoudre le problème du givrage pour assurer la continuité de l'exploitation. Le givrage désigne la formation de solides semblables à de la glace, appelés hydrates, qui se produisent lorsque l'eau libre et le gaz naturel se combinent à haute pression et basse température. Ce phénomène peut engendrer des difficultés d'exploitation dans les puits de pétrole et de gaz, notamment des obstructions et une réduction des débits, particulièrement en hiver. La pompe ESP est un excellent choix pour remonter le pétrole de densités et de viscosités variables, surtout à haute température, et elle convient aux puits présentant un rapport gaz/huile (GOR) moyen.

Manufacturer:	Alkhorayef	...
Model:	WA-1500	
Diameter:	3.38	in
Series:	338	
Min. flowrate at base frequency:	1000	bbl/d
Max. flowrate at base frequency:	2000	bbl/d
Permanent magnet motor:	☐	
Override slippage factor:	☐	
Slippage factor:	97.222	%
ESP base frequency:	60	Hz
Operating frequency:	60	Hz
Operating speed:	3499.992	rpm
Stages:	300	
Head derating factor:	1	
Rate derating factor:	1	

Figure V.11 : données opérationnelles pour ESP Design

V.5 Procédure d'optimisation

Notre objectif est de trouver la pompe immergée (ESP) la plus efficace pour maximiser le débit de pétrole à l'aide du logiciel PIPESIM.

PIPESIM simplifie le processus, permettant un gain de temps et une réduction des erreurs.

Voici les étapes pour trouver le débit optimal :

- Saisie des données opérationnelles dans PIPESIM, y compris les variations de diamètre de la tubulure de l'ESP.
- Utilisation de l'interface de conception de l'ESP pour saisir les valeurs de débit de production et différents choix d'ESP, générant un tableau des pompes recommandées.
- Choix de la conception d'ESP la plus performante.
- Détermination du débit de production optimal.

Saisie des données de conception de l'ESP dans le programme. Nous saisissons les données nécessaires à l'optimisation dans PIPESIM.

1	Alkhorayef	WA-1200	338	900.0001	1500
2	Alkhorayef	WA-1500	338	1000	2000
3	Alkhorayef	WA-550	338	400	700.0001
4	Alkhorayef	WA-900	338	660.0001	1060
5	Alkhorayef	WD-1000	400	700.0001	1570
6	Alkhorayef	WD-150	400	90.00001	280
7	Alkhorayef	WD-1750	400	1100	2150
8	Alkhorayef	WD-3000	400	2000	3700
9	Alkhorayef	WD-4300	400	3000	5200
10	Alkhorayef	WD-450	400	250	550
11	Alkhorayef	WD-6000	400	3500	7500.001
12	Alkhorayef	WD-650	400	250	550
13	Alkhorayef	WD-850	400	550	1020
14	ALNAS	ANA5125	92	778	1253
15	ALNAS	ANA518	92	91	227
16	ALNAS	ANA5200	92	1133	2000
17	ALNAS	ANA530	92	151	302
18	ALNAS	ANA545	92	151	529
19	ALNAS	ANA560	92	264	604

Figure V.12 : Choix de l'ESP proposés par PIPSEM

D'après le tableau, nous avons déterminé que la pompe submersible Alkhorayef WA1500 est la plus adaptée à nos besoins. Ce choix repose sur le débit optimal nécessaire à l'aspiration de la pompe dans ce puits, qui se situe dans la plage de débits de fonctionnement minimum et maximum du modèle Alkhorayef WA1500. Le débit optimal à l'aspiration de la pompe est illustré dans la figure ci-dessous :

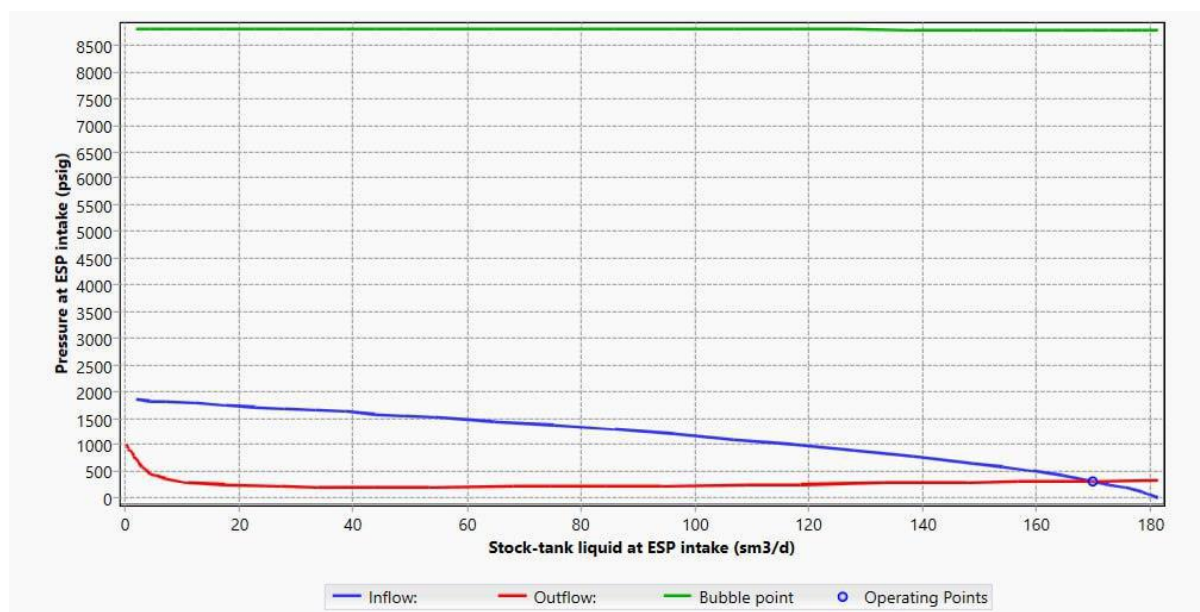


Figure V.13 : Analyse nodale après la sélection du type de pompe

Nous déterminerons si la pompe fonctionne de manière sûre et efficace en fonction des données utilisées. Nous avons trois cas :

- Si les pics des courbes de rendement et de puissance, ainsi que la ligne pointillée du débit optimal, se situent dans la zone de sécurité de la courbe de performance réelle de la pompe, alors la pompe choisie fonctionne de manière sûre et efficace.
- Si la ligne pointillée du débit optimal se situe avant la zone de sécurité de la courbe de performance réelle de la pompe, nous rencontrons un problème appelé poussée descendante.
- Si la ligne pointillée du débit optimal se situe après la zone de sécurité de la courbe de performance réelle de la pompe, nous rencontrons un problème appelé poussée ascendante.

Poussée ascendante et poussée descendante : La poussée ascendante et la poussée descendante sont des forces qui s'exercent sur une pompe immergée (ESP) pendant son fonctionnement. Elles sont dues à l'interaction de la pompe avec le fluide pompé et les parois du puits.

La pression du fluide pompé s'exerce sur la roue et les aubes du diffuseur de la pompe.

La poussée axiale peut être bénéfique car elle contribue à compenser le poids de la pompe et à réduire la charge sur les paliers. Cependant, une poussée axiale excessive peut provoquer des vibrations et endommager la pompe.

La poussée axiale est une force s'exerçant vers le bas sur la pompe. Elle est due au poids de la pompe et à la pression du fluide pompé. La poussée axiale peut être néfaste car elle peut accélérer l'usure de la pompe. Elle peut également entraîner des problèmes au niveau des paliers et des joints d'étanchéité [12].

L'intensité des poussées ascendantes et descendantes agissant sur une pompe immergée (ESP) dépend de plusieurs facteurs, notamment :

- La taille et la conception de la pompe
- Le débit du fluide pompé
- Les propriétés du fluide pompé
- La profondeur du puits

Il est important de bien prendre en compte les forces de poussée ascendante et descendante lors du choix et de l'utilisation d'une pompe immergée. Cela permet de garantir un fonctionnement sûr et efficace de la pompe.

La figure ci-dessous illustre le bon fonctionnement de la pompe choisie.

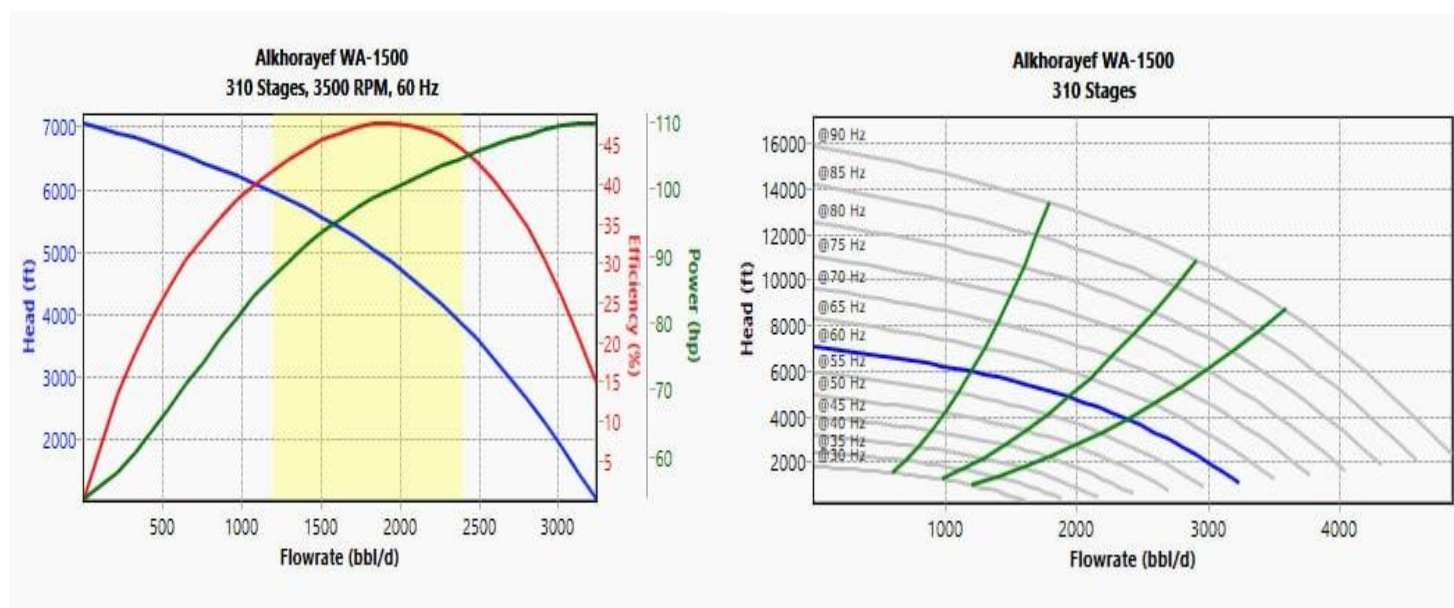


Figure V.14 : Courbe de performance de la pompe (Alkhorayef WA1500)

D'après la courbe de performance réelle de la pompe (figure 72), nous avons constaté que les pics des courbes de rendement et de puissance, ainsi que la ligne pointillée du débit optimal, se situent tous dans la zone de sécurité. Par conséquent, la pompe choisie fonctionne de manière sûre et efficace.

Tableau V.7 : Paramètres de la pompe (Alkhorayef WA1500)

STAGES	HEAD	POWER	EFFICIENCY	SPEED
310	5000 FT	98 HP	47%	3499.993 (rpm)

Conclusion générale et recommandations

Conclusion générale

L'objectif de ce travail était d'optimiser les performances du puits TFT-115 à l'aide d'un système de pompage électrique submersible (ESP). À travers l'analyse nodale et la modélisation du puits, il a été possible de sélectionner une configuration ESP adaptée aux conditions d'exploitation et d'évaluer son comportement dans différentes situations de fonctionnement. Les résultats obtenus montrent que les performances du système sont fortement influencées par l'évolution des paramètres du réservoir. L'augmentation du taux d'eau ainsi que la baisse de la pression du réservoir entraînent une diminution progressive de la production, soulignant l'importance d'un suivi continu de ces paramètres. Cette étude a permis de confirmer que l'utilisation d'une pompe ESP correctement dimensionnée constitue une solution efficace pour améliorer et maintenir la production du puits TFT-115. Toutefois, la pérennité de ces performances reste étroitement liée à une gestion optimale des conditions d'exploitation et à une surveillance régulière du réservoir.

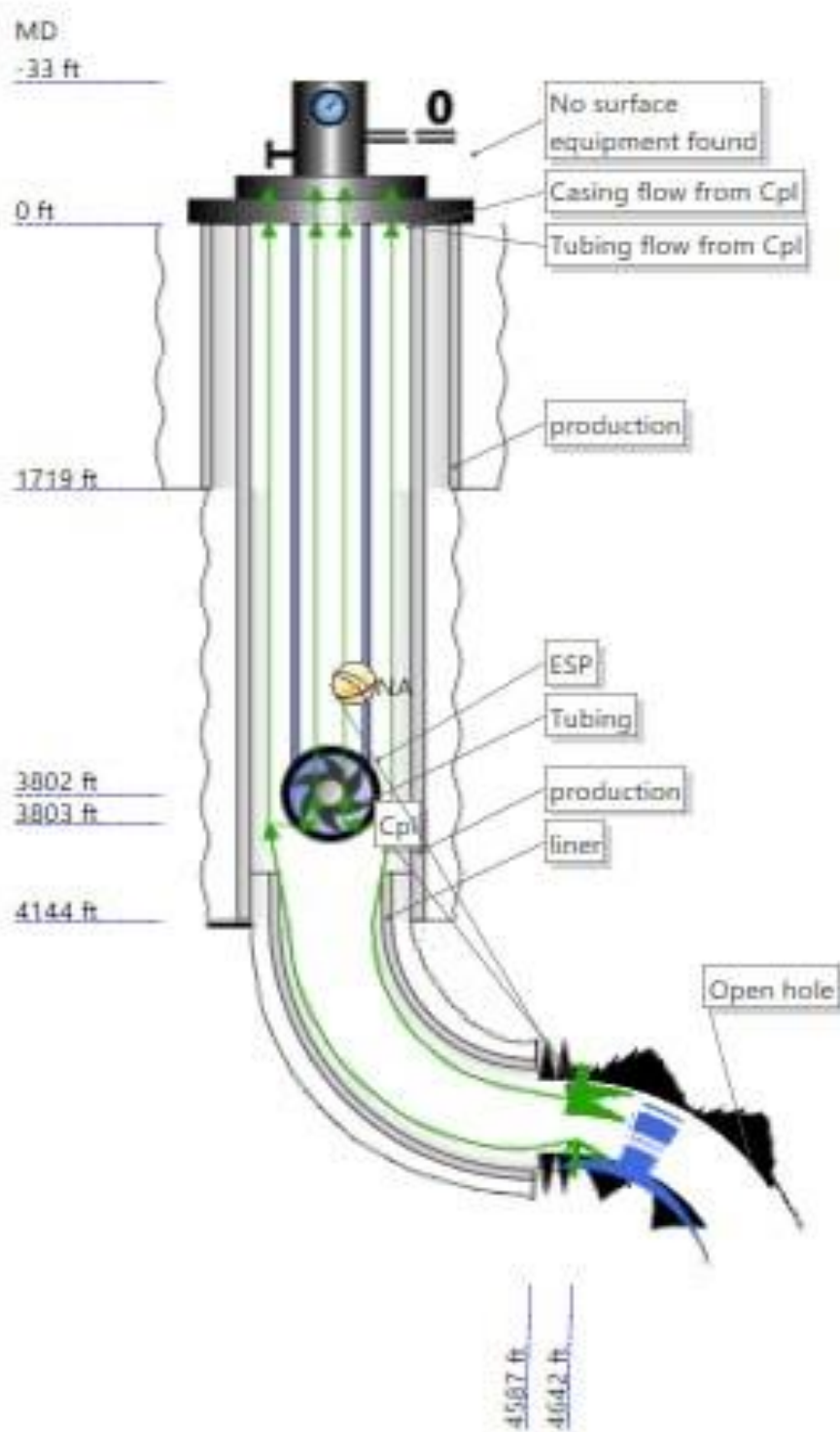
Recommandations

- ✓ Assurer un dimensionnement adéquat de la pompe ESP afin de garantir un fonctionnement optimal et d'augmenter sa durée de vie.
- ✓ Mettre en place un suivi périodique des paramètres du puits, du réservoir et de l'ESP (niveau dynamique, pression, débit et teneur en eau) pour maintenir les performances du système et prévenir les défaillances.
- ✓ Exploiter le puits TFT-115 à l'aide de la pompe ESP sélectionnée, dont le design a été validé par les simulations réalisées sous PIPESIM.
- ✓ Étendre l'utilisation de la technologie ESP aux périmètres de la région TFT où les contraintes d'alimentation en gaz rendent les autres modes d'activation moins adaptés.
- ✓ Réaliser des études régulières d'optimisation afin d'adapter les conditions de fonctionnement aux évolutions du réservoir et de maximiser la production.

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] **CHIHI Elhadi, HACINI M.dhya eddin**, L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université d'Ouargla 2016
- [13] **D. PERRIN** : Activation des puits, ENSPM formation industrie, 2000
- [14] **Groupe SOCOTEC Industrie, SERPRO.S.N** : Récupération assisté par gas-lift
- [15] **TOTAL** : Le process; Les puits activé par gas-lift, Support de formation, cours EXP-PR-PR030 révision 0.2, 17/04/2007
- [16] **Mohamed BENAGA**: Electrical submersible pump for clients, Schlumberger Document, 20-05-2009

Annexes



Well Name	Date of Test	Choke	OIL (m3/d)	Diffr Oil	WATER (m3/d)	GAS (m3/d)
TFT115	2026-06-20	32	100.1		103	0
TFT115	2025-12-01	108	16.7		279.3	0
TFT115	2025-07-05	108	15.9		281	0
TFT115	2025-02-16	108	24.51		290	0
TFT115	2024-08-27	108	25.8		320.66	0
TFT115	2024-07-17	108	33.63		312	0
TFT115	2024-04-06	108	4.4		385.8	1044
TFT115	2024-01-13	108	28.8		264	0
TFT115	2023-12-28	108	28.8		264	0
TFT115	2023-06-19	0	18.9		252.5	0
TFT115	2022-11-04	0	17.2		271.9	0
TFT115	2022-04-18	0	24		260	0
TFT115	2022-01-01	0	129.7		168	0
TFT115	2019-03-26	0	40.3		259.6	0
TFT115	2018-11-28	0	27		244.8	5000
TFT115	2018-10-21	0	31.1		165.1	0
TFT115	2018-10-17	0	12.1		162.2	0
TFT115	2016-09-22	0	63.9		368.7	0
TFT115	2016-08-23	0	69.09		400.8	0
TFT115	2016-06-09	0	55		282.3	0
TFT115	2016-05-12	0	55.5		320.6	0
TFT115	2016-03-24	0	79.09		267.6	0
TFT115	2016-03-21	0	80.9		288.6	0
TFT115	2015-09-10	0	69.09		327.3	0
TFT115	2015-09-03	0	122.8		254.4	0
TFT115	2015-08-11	0	59.09		306.2	6740
TFT115	2015-07-04	0	18.29		356	0
TFT115	2015-06-27	0	31.6		358.2	0
TFT115	2015-06-25	0	23.1		356.4	0
TFT115	2015-03-12	0	225.69		9.4	0
TFT115	2014-12-31	0	34		351	0
TFT115	2014-09-16	0	48		342.8	0
TFT115	2014-08-25	0	100.8		278.1	0
TFT115	2014-08-05	0	72.8		291	0
TFT115	2014-07-21	0	56.79		273.8	0
TFT115	2014-06-03	0	33.9		281.3	0
TFT115	2014-05-10	0	78.9		247.7	4890
TFT115	2014-03-29	0	26.6		307.7	0
TFT115	2013-09-16	0	12.69		136.9	0
TFT115	2013-08-28	0	15.3		188.2	0
TFT115	2013-08-20	0	6.3		215.3	0
TFT115	2013-07-31	0	17.39		205.1	700
TFT115	2013-05-23	0	25.6		166.6	0
TFT115	2013-04-24	0	33.09		249.5	0
TFT115	2013-03-30	0	6.69		286.9	2370

SH/DP/T.F.T				EQUIPEMENT DU PUITS					FOLIO N° : 03		
CRAMP : TPT				PUITS: TPTW13			T.M000047		T 000097,04		
CE : TPTW13				COMPLETION: ESP			RESERVOIR : DEVO				
				TYPE DE PUITS : Half			TYPE DE PROD : ESP				
				TETE D'EXPLORATION							
MARQUE : CROWN			TYPE : CS		Rund Sup :		SUSPENSION TRU		COUPE SCHEMATIQUE DU PUITS		
PRESSION DE SERVICE : 3000 PSI						Olive					
EMBASE : 11" 2000							11" X 2" 18 mm				
ANNEE	SAS		MAITRISE		Lat/Trd	Lat/Cog					
BOUE	JMP		JMP		JMP						
EMISE	1		2		1	1	ETANCHERITE NTI		Z : FORAGE: 443,32		
ET SERIE	2" 914 2000		2" 914 2000		2" 1014 2000				Z : SOL : 424,12		
										Z : PROD : 464,12	
										Z P : 0,74	
COLONNE DE TUBERIES											
N°	DESIGNATION	NBRE	TYPE	DIAM	LONG	COTE PBD	OBSERVATIONS				
1	SENSEUR	1		4"	0,00	1184,12					
2	MOTOR CNPC , FREQ. 50 Hz, KEY (2000 rpm), 5/8" IDL,	1			0,00	1179,27	SPVFNACMMAY2000014, TYPE: TQVT140-120D, SERIE 140				
3	protecteur CNPC	1		4"	3,40	1174,87	SPVFNACMMH1800014, TYPE: RAYTR8002-HQ17000001, SERIE 400				
4	SAZ SEPARATEUR CNPC	1		4"	0,00	1174,84	SPVFNACMMAF2000014, TYPE: QYX00F-50F, SERIE 400				
5	PUMP CNPC 201 STAGE	1		4"	7,17	1166,67	SPVFNACM000014, TYPE: EXTL-500, SERIE 400				
6	PUMP CNPC 201 STAGE	1		4"	7,17	1159,50	SPVFNACM000014, TYPE: EXTL-500, SERIE 400				
7	DISCHARGE SLR	1			0,25	1159,45					
8	DISCHARGE HEAD	1			0,16	1159,29					
9	1 1/2 tubing 2" 7/8 NU	1		2" 7/8	0,66	1149,63					
10	CHECK VALVE	1			0,16	1149,47					
11	2 1/2 tubing 2" 7/8 NU	1		2" 7/8	19,21	1130,16					
	BLEEDER VALVE	1			0,16	1130,00					
	1 1/2 tubing 2" 7/8 NU	11,7		2" 7/8	1129,26	0,66					
	NO 2" 7/8 NU X EU	1		2" 7/8	0,20	0,66	NO 2" 7/8 EU X NU PIN X PIN				
12	TUBING HANGER 11" 2" 7/8 UP/DOWN	1		11"	0,44	0,00	11" X 2" 7/8 BLUE UP/DOWN				
Total colonne					1184,72						

N°	ITEM	LA COTE
1	WHIPSTOCK	11296,8m
2	BRIDGE PLUG	1238m
3	PACKER PRODUCTION	1208m
4	TOP CEMENT	1204,5m
5	PERFOR H:15m, 5/8" IDL	1242,89-1259,89m

Diagram illustrating the well completion components and depths:

- PERFOR H:15m, 5/8" IDL
- TOP OF CEMENT @1204m
- Cog 7" 238
- Sabot 7" a 1204,42m
- ANNEE LE PUIS N° 01
- Débit Reporté : 04/01/2016
- Pla Reporté : 11/04/2016
- Mise à jour le : 11/05/2016
- Egemenet @ppl

11" X 2" 7/8 BLUE UP/DOWN

NO 2" 7/8 EU X NU PIN X PIN

PUMP N°1 @ 1166,67m

PUMP N°2 @ 1159,50m

DISCHARGE SLR @

DISCHARGE HEAD @

CHECK VALVE 2" 7/8 NU @

BLUENR VALVE 2" 7/8 NU @

ELECTRIC CABLE

TUBING 2" 7/8 0,66 NU

NO 2" 7/8 NU X EU PIN X PIN

Cog 7" 238,000-400 a 124m

PERFOR H:15m, 5/8" IDL

BRIDGE PLUG @ 1238m

WHIPSTOCK @ 11296,8m

OBSERVATIONS :
 POIDS DE LA GARNITURE 1ST ON MD DANS UNE BOUE d=1,15SG APP-ENFOS
 POIDS DE MOUFLE 4T