

N° Série :/2022

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 :

**OUZEN ABDERRAHIM, ZEGHDI TALEB BACHIR,
MOUSSAOUI SOUHAIB**

-THEME-

**Production tertiaire par utilisation de ESP pompe, étude de cas
puit OMJ 323**

Soutenue le : 06 /06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. DOUAK MOHAMED	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. BEN SASSI ABDELATIF	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. TOUAHRI ABDEL DJEBAR	MCB	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

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 monsieur

***BEN SASSI ABDELATIF, ANNOU AHMED** 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. DOUAK MOHAMED** et*

*L'examineur **Mr. TOUAHRI ABDEL DJEBAR**
pour le privilège de juger et d'évaluer notre travail.*

DÉDICACE

o 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

trinôme

MOUSSAOUI SOUHAIB & ZEGHDI TALEB BACHIR

OUZEN ABDERRAHIM

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 aux quels 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 trinôme

OUZEN ABDERRAHIM & ZEGHDI TALEB BACHIR

MOUSSAOUI SOUHAIB

DÉDICACE

Ce travail est dédié à mes merveilleux parents, qui m'ont toujours soutenu tout au long de ma vie, de l'école primaire à l'université jusqu'à mon travail chez Sonatrach.

Toute ma famille, cousins et cousines, Qui n'ont jamais de me soutenir et de m'encourager.

Tous mes amis de travail en particulier mon collègue décédé, j'espère que Dieu aura pitié de toi.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon trinôme

OUZEN ABDERRAHIM & MOUSSAOUI SOUHAIB

ZEGHDI TALEB BACHIR

Resumé

L'énergie naturel du puits non ou peu éruptifs est insuffisante pour amener le fluide du réservoir à la surface ce qui nessecit d'utiliser le levage artificiel. la pompe ESP est l'un de ces méthodes qui a utilisé pour activé les puits. dans le champ hmd, le puit OMJ323 qui a connu une chute de production ce qui en faisait un bon candidat pour l'activation parla pompe ESP. par l'utilisation de PIPESIM, le type de REDA 1800 , serie 400 a été sélectionné qui a un débit de 192 m³/j

Mots clés : ESP, PIPESIM, VLP ,IPR

Abstract

The natural energy of the non-eruptive or slightly eruptive well is insufficient to bring the fluid from the reservoir to the surface, which necessitates the use of artificial lifting. the ESP pump is one such method that has been used to activate the wells. in the hmd field, the OMJ323 well which experienced a drop in production which made it a good candidate for activation by the ESP pump. by the use of PIPESIM, the type of REDA 1800, serie 400 was selected which has a flow rate of 192 m³/d

Keywords : ESP, PIPESIM, VLP ,IPR

ملخص

الطاقة الطبيعية للبئر المستغل أو حديث الاستغلال غير كافية لإحضار السائل من الخزان إلى السطح ، مما يستلزم استخدام الرفع الاصطناعي. تعد المضخة الكهربائية المغمورة إحدى الطرق التي تم استخدامها لتنشيط الآبار. في حقل حاسي شهد انخفاضاً في الإنتاج مما جعله مرشحاً جيداً للتفعيل بواسطة مضخة المضخة الكهربائية OMJ323 مسعود، البئر المغمورة. باستخدام برنامج بيبسيم، تم اختيار نوع ريدا 1800، سلسلة 400 الذي يبلغ معدل تدفقه 192 متر مكعب / يوم

الكلمات المفتاحية: ESP, PIPESIM, VLP , IPR

Tableau des matières

Introduction General	1
<i>Chapitre I :Généralité sur L'Artificial Lift et L'ESP</i>	
I.1.les modes d'activation des puits	2
I.2.Artificial lifting (Les différents modes d'activation).....	2
I.2.1.Définition	2
I.3.Les méthodes d'artificiel lift	2
I.3.1. Le gas-lift	4
I.3.1 .1.Définition et principe du gas-lift	4
I.3.1 .2.Avantages	5
I.3.1 .3.Désavantages.....	5
I.3.2. Le pompage	6
I.3.2.1. pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping) SRP	7
I.3.2.1.1.Avantages	8
I.3.2.1.2. Inconvénients	8
I.3.2.2. Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP)	8
I.3.2.2. 1.Avantages	9
I.3.2.2.2. Inconvénients	9
I.3.3.Le pompage hydraulique	10
I.3.3.1 une pompe à piston	10
I.3.3.1.1.Avantages	11
I.3.3.1.2. Inconvénients	12
I.3.3.2.Les pompes à jet	12
I.3.3.2.1.Principe	12
I.3.3.2.2.Avantages	12
I.3.3.2.3. Désavantages.....	13
I.3.4.Les pompes électriques submersibles (Electrical Submersible Pump - ESP) ..	14
I.3.4.1.Le principe de fonctionnement	14
I.3.4.2.L'application de l'ESP	15
I.3.4.2.1.Avantages	15
I.3.4.2.2.Désavantages.....	16

I.3.5. Critères de sélection d'une méthode d'activation	16
I.3.6. Performances des puits	17
I.4. Inflow performance relationship-IPR	17
I.4.1. La méthode de l'IP (l'indice de productivité)	17
I.4.2. Futur IPR pour un puits de pétrole	19
I.4.3. Méthode de Vogel	19
I.5. Outflow Performance de puits	20
I.5. 1. Outflow performance relationship	20
I.6. Le point de fonctionnement du puits.....	21

Chapitre II LA POMPE ESP

II.1. Introduction	23
II.2. A propos de son origine	23
II.3. Principe des centrifugeuses Pompes	23
II.4. Classification des pompes ESP	24
II.5. Les équipements d'un système ESP	25
II.5.1. équipements de fond.....	25
II.5.1.1. La pompe	25
II.5.1.1.1. Les composants	26
II.5.1.1.1.1. Le rotor (Impeller)	26
II.5.1.1.1.2. Le diffuseur (Diffuser)	26
II.5.1.1.1.3. Les étages (Pump Stage)	27
II.5.1.1.1.4. L'arbre (Shaft)	27
II.5.1.1.1.5. La prise (Intake)	27
II.5.1.1.2. performances de la pompe.....	27
II.5.1.1.3. Les différents facteurs influant la durée de vie de la pompe.....	28
II.5.1.1.3.1. Désigne.....	28
II.5.1.1.3.2. Gaz libre	29
II.5.1.1.3.3. Viscosité	29
II.5.1.1.3.4. Corrosion	29
II.5.1.1.3.5. Sable	29
II.5.1.1.3.6. Déposition	30
II.5.1.1.3.7. Echec électrique	30

II.5.1.1.3.8. <i> Vieillessement</i>	30
II.5.1.2. <i>Séparateur de gaz</i>	30
II.5.1.2.1. <i>Séparateur de type vortex</i>	30
II.5.1.2.2. <i>Séparateur rotatif de type centrifuge</i>	31
II.5.1.2.3. <i>Les Composants d'un séparateur</i>	31
II.5.1.3. <i>Le moteur électrique</i>	32
II.5.1.3.1. <i>Le but</i>	32
II.5.1.4. <i>Le protecteur</i>	35
II.5.1.4.1 <i>Le rôle du protecteur</i>	35
II.5.1.5. <i>Le câble électrique</i>	36
II.5.1.5. 1. <i>Matériaux des câbles</i>	36
II.5.1.5. 2. <i>Construction de câble</i>	37
II.5.2. <i>équipements de surface</i>	37
II.5.2.1. <i>Tête de puits</i>	38
II.5.2.2. <i>La boîte de jonction (Junction box)</i>	38
II.5.2.3. <i>Transformateur</i>	39
II.5.2.4. <i>Le standard (Switchboard)</i>	39
II.5.2.5. <i>Variable speed drive (VSD)</i>	40
II.5.2.6. <i>Centralisateur</i>	41
II.5.2.7. <i>Moniteur de pression et de température</i>	41
II.6. <i>Les défaillances et les problème de systèmes ESP</i>	42
II.6.1. <i>Causes générales des défaillances</i>	42
II.6.2. <i>Défaillances typiques des composants du système</i>	42
II.7. <i>Le choix d'une pompe ESP</i>	44
II.8. <i>Le Cycle de la pompe ESP</i>	44
II.9. <i>Points forts et faibles d'ESP</i>	44
II.10. <i>Analyse nodale</i>	45
II.10.1. <i>Introduction</i>	45
II.10.2. <i>Analyse nodale</i>	45
II.10.3. <i>Objectifs de l'analyse nodale</i>	45
II.10.4. <i>Application de l'analyse nodale</i>	46
Chapitre III :Présentation du champ HMD	
Introduction	47

III .Présentation du champ HMD	47
III.1.Historique du champ	47
III.2 .Généralités géographique et géologiques	48
III.2.1 Situation géographique	48
III.2.2 Stratigraphie champ HMD.....	49
III.2.3.Description du réservoir	50
III.3.Paramètres du réservoir et productivité sur le terrain.....	50
III.4. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ de Hassi Messaoud	52
III.5 .Chute de la pression du gisement	52
<i>CHAPITRE IV Etude de cas pour le puit OMJ 323</i>	
IV Etude du puits OMJ323.....	53
IV.1. Localisation et Renseignement sur le puits	53
IV.2. Fiche technique	53
IV.3. PVT DATA	54
IV.4. Historique de production	55
IV.5. Historique des opération	56
IV.6. Test du puits	56
IV.7. Liste des puits voisins	57
IV.8. Disponibilité D'électricité	58
IV.9. Aspect réservoir	58
IV.10. Les tests du puits	58
IV.11. Interprétation du test	59
IV.12. Evolution du GOR du puits OMJ323	60
IV.13. La production d'eau	60
IV.14.Pression de tête de puits.....	61
IV.15.Pression du réservoir.....	61
IV.16. Le déclin de la production	62
IV.17. Le cumul de production	63
IV.18. les données du puits	63
IV.19. Modélisation avec PIPESIM	63

IV.20. Build up matching	63
IV.21. Objectifs de conception et analyse	66
IV.22. Des données d'entrée	67
IV.23. Analyse des performances de la pompe choisie	68
IV.24. La courbe de performance actuelle de la pompe	69
IV.25. Analyse nodale du puits	69
IV.26. Le profil de P-T du puits	70
IV.27. Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation	70
IV.28. Etude économique de la pompe ESP	71
Conclusion	73
Recommandations	74

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Les différentes méthodes d'activation	3
Figure I.2 : les équipements de compression de gas lift	4
Figure I.3 : Gas lift complétion	5
Figure I.4 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe aux tiges. 1.goga.....	7
Figure I.5 : pompes PCP	9
Figure I.6 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à piston.	11
Figure I.7 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à jet.	13
Figure I.8 : le système de La pompe électrique submersible.	15
Figure I.9: La courbe IPR	18
Figure I.10 : la variation de l'IPR sur la vie d'un puits	18
Figure I.11: Vogel IPR sans dimension.	20
Figure I.12 : Courbe de VLP (Vertical Lift Performance).	21
Figure I.13: inflow + outflow performance	22
Figure II.1 : le chemin du fluide dans un étage.....	24
Figure II.2 : Classification des pompes	24
Figure II.3: la pompe centrifuge	25
Figure II.4 : pompe centrifuge immergée et ses composants	26
Figure II.5 : courbe de performance de la pompe	27
Figure II.6: le séparateur	31
Figure II.7 : types des séparateurs de pompe ESP	32
Figure II.8 moteur électrique	33
Figure II.9 deux moteur connecté à ESP	34
Figure.II.10: le protecteur	36
Figure. II.11: les composants de câble électrique	37
Figure II.12: Tête de puits ESP avec connecteurs d'alimentation.....	38
Figure II.13: arrangement de la surface d'une installation ESP.	39
Figure. II.14 : Transformateur	39
Figure II.15 Switch board	40
Figure II.16 Variable speed drive	41
Figure III.1 : Historique de production d'huile et de Gaz.	47
Figure III.2 : Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud	48
Figure III.3 La stratigraphie de champs Hassi Messoud	49

Figure III.4 : Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud	51
Figure IV.1 : La localisation du puits OMJ323	53
Figure IV.2 : Fiche technique de puit OMJ323	54
Figure IV.3. Historique de production 323	55
Figure IV.4. Historique des opération sur le puit OMJ323	56
Figure IV.5. Pression du gisement des puits voisin au puits OMJ323	57
Figure IV.6: Log log présentation	59
Figure IV.7: Carte du GOR	60
Figure IV.8 : Carte du water Cut	60
Figure IV.9: graphes des pressions	61
Figure IV.10 : évolution de la pression du gisement en fonction du temps	62
Figure IV.11: le déclin de la production en fonction du temps	62
Figure IV.12: Le cumul de production du puits OMJ 323	63
Figure IV.13 : les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données...	64
Figure IV.14 : BUILDUP matched par la corrélation de GRAY	65
Figure IV.15: point opérationnel du puits OMJ323	65
Figure IV.16: profil de pression du puits OMJ323	66
Figure IV.17: profil de pression du puits OMJ323	66
Figure IV.18: critère désirés de la pompe	67
Figure IV.19 : pompes suggérées par le logiciel PIPESIM	67
Figure IV.20: performance de la pompe en fonction de la variation de la fréquence	68
Figure IV.21: paramètres de la pompe choisie	68
Figure IV.22: courbe de performance de la pompe	69
Figure IV.23: point de fonctionnement de la pompe	69
Figure IV.24: profil de température et de pression du puits après la descente de la pompe...	70
Figure IV.25: prévision de production du puits OMJ323	70
Figure IV.26 : cumul de production pour le Gaz lift et ESP pompe	72

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Données moyennes de gisement pour le champ de Hassi Messaoud.	51
Tableaux IV.1 Les données PVT de puit OMJ323.....	54
Tableaux IV.2 : Dépôt dans le puit OMJ323	55
Tableaux IV.3 Test DST sur le puit OMJ323	56
Tableaux IV.4. Les puits voisins à OMJ323	57
Tableaux IV.5 : les résultats des tests de jaugeage	58
Tableaux IV.6: les résultats du test du puits	58
Tableaux IV.7.: les données obtenues à partir du Build up	59
Tableau IV.8: les data du fluide du puits OMJ323.	63
Tableau IV.9 : Les données calibrées par PIPESIM	65
Tableau IV.10 : production prévisionnelles avec la méthode d'activation ESP.....	71
Tableau IV.11 : les couts d'investissement de la pompe ESP	71
Tableau IV.12: les revenus d'investissement avec la pompe ESP	71

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES

ESP : Electric submersible pump
HMD : Hassi mesaoud.
MD : Medium Depth.
GOR: Gas Oil Ratio [sm^3/m^3].
API : American Petroleum Institute.
IP : Indice de Productivité.
H : Profondeur du puits [m].
PH : La pression hydrostatique de la colonne de production (bar).
d : densité de fluide.
GL : Gas Lift.
SRP : Sucker Rod Pump.
PL : Plunger Lift .
PCP : Progressive Cavity Pump.
HL : Hydraulic Lift.
GLR : Gas Liquid Ratio.
Bpj : Barrels Per Jour.
BOPD : Barrels Of Oil Per Day.
PSI : Pounds Per Square Inch.
BPD : Barrels of oil is Produced each Day.
CP : Centi-Poise.
IPR: Inflow Performance Relationship.
Q : Le débit (m^3/h).
J : indice de productivité ($\text{STB}/\text{jour}/\text{psi}$).
Qo: Le débit d'huile (m^3/h).
Qg : Débit de gaz [m^3/j].
 Δp : déferrent de pression subit par le puit (psi).
Pr : Pression de réservoir [Pa].
MBE : Material Balance Equation.
Pwf : Pression de fond dynamique.
VLP: Vertical lift Performance.
SG : spécifique gravity.
Hz : Hertz the *unit* of frequency.
BHP : Bottom Hole Pressure (kg/cm^2).
TDH : Total Dynamic Head.
ROR : Recommended Operating Range.
C : capacité.
BEP : Best Environmental Practice.
CV : cheval-vapeur est une unité de puissance.
WC : Water Cut (%).
VSD : Variable Speed Drive.
MTBF : Mean Time Between Failures.
BRN : champ Berkine.
 \bar{p}_R : Pression moyenne du réservoir.
AOF : Absolute Open Flow.
PVT : Pression Volume Température.
OD : diamètre extérieure de tubing [inch].

ID : diamètre intérieure de tubing [inch].

TVD: Total Vertical Depth.

Pf : Pression de fond .

Tf : Température de fond.

Bbl : Barrel.

HP : Hors-Power.

Ft : foot.

V : Volt.

A : Ampere.

C° : celcius degré.

F° : ferinheight degré.

KVA : 1,000 volt amps

TR : Tour.

Pg : Pression de gisement .

***INTRODUCTION
GÉNÉRALE***

Introduction General

Tous les réservoirs ont de l'énergie sous forme de pression, qui peut être récupérée à partir du fluide comprimé et de la roche.

La pression du réservoir sera suffisante au début de la vie de production d'un puits pour forcer les hydrocarbures à remonter à la surface. Dans ce cas il n'est pas nécessaire d'utiliser différentes méthodes de levage artificiel.

Les systèmes de levage artificiel diffèrent du maintien de la pression en ce qu'ils ajoutent de l'énergie aux fluides générés dans le puits plutôt que de la transférer dans le réservoir.

Toutes les méthodes de levage artificiel ont pour but d'ajouter de l'énergie aux fluides produits afin d'améliorer ou de faciliter la production.

Parmi ces méthodes, il existe les pompes ESP. Dans les champs isolés, l'utilisation des pompes électriques submersibles (ESP) est nécessaire.

Dans ce mémoire, nous expliquerons le principe de fonctionnement du système de pompe submersible électrique, et effectuerons des travaux pratiques pour cette pompe sur le puit OMJ323 afin de connaître les résultats de l'efficacité de cette pompe dans ce puit candidat.

Chapitre I

Généralité sur L'Artificial Lift et L'ESP

Chapitre I : Généralité sur L'Artificial Lift et L'ESP

I.1.les modes d'activation des puits

Les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour nécessiter un pompage du pétrole et/ou du gaz vers les installations de surface au début de l'exploitation.

Ceci est vrai pour la grande majorité des réservoirs dans le monde.

La pression dans chaque réservoir producteur d'hydrocarbures est appelée "pression du réservoir". Il s'agit de la quantité d'énergie (potentiel) qui permet aux liquides et/ou aux gaz de s'écouler du fond du puits vers la surface, grâce à la dépression créée.

Les réservoirs commencent à se vider au fur et à mesure du processus de production, ce qui entraîne une réduction régulière de la pression et de l'énergie d'éruption.

Cette pression peut éventuellement devenir insuffisante pour assurer une production naturelle. À l'heure actuelle, nous pouvons affirmer que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif.

Et cela nécessite l'utilisation de moyens de production artificiels.

I.2.Levage artificiel (Les différents modes d'activation)

I.2.1.Définition

Le levage artificiel ou activation artificielle est une technique d'activation des puits qui est utilisée dans les puits non éruptifs ou peu éruptifs. C'est à dire que l'énergie naturelle de puits n'est pas suffisante pour remonter le fluide de réservoir jusqu'à la surface.

I.3.Les méthodes de levage artificiel

Il existe une variété d'approches qui peuvent être utilisées pour tenter de ralentir la chute de la production. Parmi ces méthodes, il y a celles qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte que les conditions de production ne se dégradent pas. On peut, par exemple, réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression, ou encore traiter chimiquement la zone rocheuse entourant le puits pour améliorer la circulation des effluents.

Nous cherchons des moyens de continuer à produire malgré le fait que les conditions se détériorent. Lorsque le réservoir ne contient pas suffisamment d'énergie pour faire remonter le fluide à la surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant, une activation peut être nécessaire au début de la production pour les puits de

production de pétrole. L'ascenseur artificiel est une méthode permettant d'améliorer le débit en ajoutant de l'énergie au flux d'écoulement au niveau de la complétion. Pour faire face à une faible énergie, diverses stratégies sont utilisées comme indique dans Fig I.1. Parmi elles, on peut citer les suivantes :

- Relevé mécanique des fluides par pompage.
- Allègement du fluide par le mélange avec du gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production, appelé : gas lift .

Alors que la formule de la pression hydrostatique explique La théorie de ces deux systèmes, le premier augmenté la hauteur hydrostatique H et le deuxième réduit la densité de fluide de réservoir.

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

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

H : La hauteur dynamique (m).

d : La densité de fluide de réservoir.

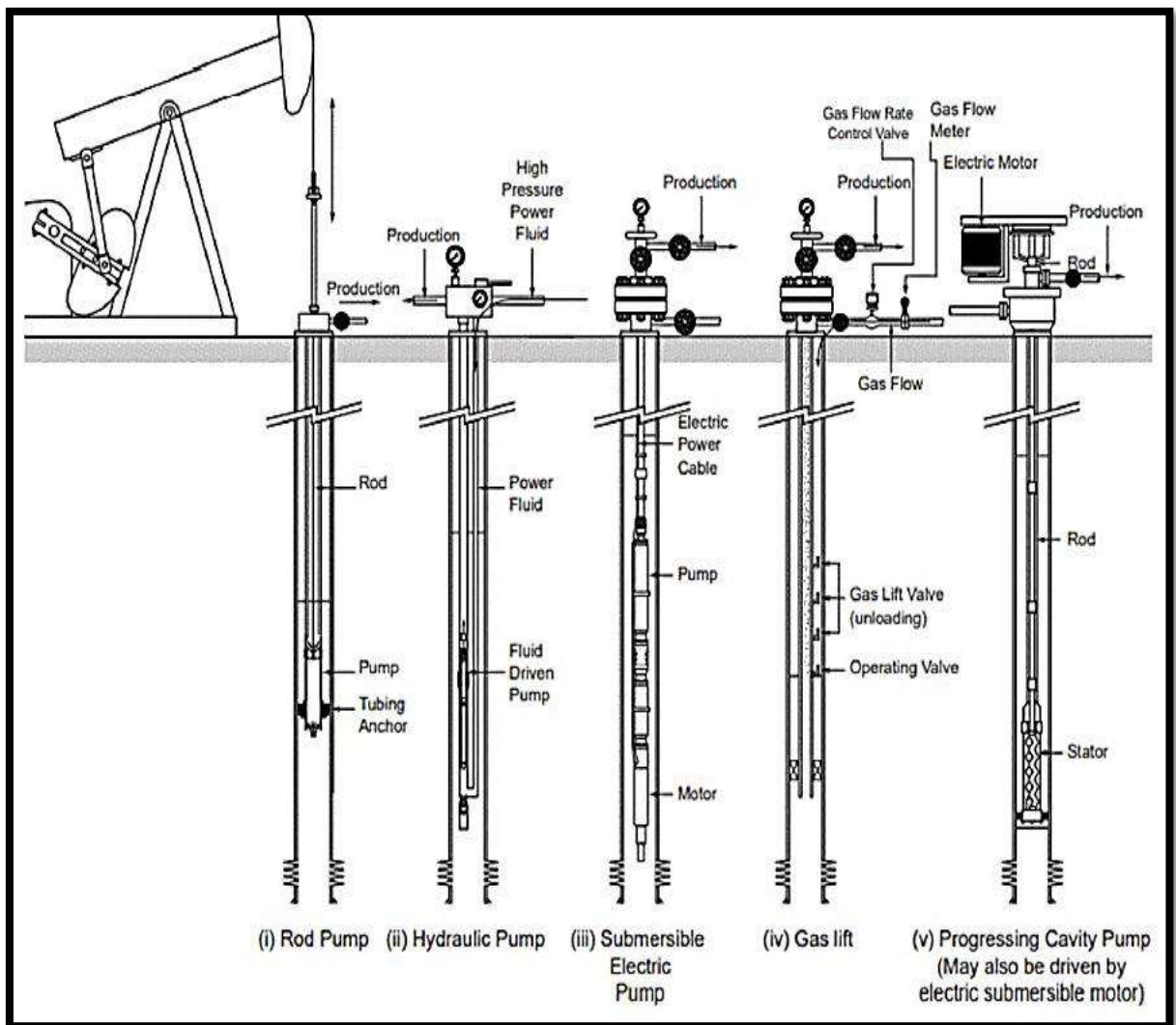


Figure I.1 : Les différentes méthodes d'activation. [19]

1.3. 1. Le gas-lift

1.3.1.1. Définition et principe du gas-lift

L'ascension par gaz consiste à injecter du gaz à haute pression depuis la surface jusqu'à une profondeur prédéterminée de la colonne de tubage afin de diminuer la densité du fluide dans le puits de forage, réduisant ainsi la charge hydrostatique sur les formations, ce qui permet à l'énergie du réservoir de provoquer un afflux et aux volumes d'hydrocarbures commerciaux d'être augmentés ou déplacés vers la surface. Le gaz injecté par la vanne de fonctionnement dans la colonne de tubage permet au puits de reprendre ou d'augmenter la production en :

- réduisant la densité moyenne du fluide au-dessus du point d'injection.
- Une partie du gaz injecté se dissout dans les fluides produits (sous-saturation) et le reste sous forme de bulles va se dilater lors de la remontée du fluide dans la colonne de tubage. comme indique dans Fig I.3 [18]

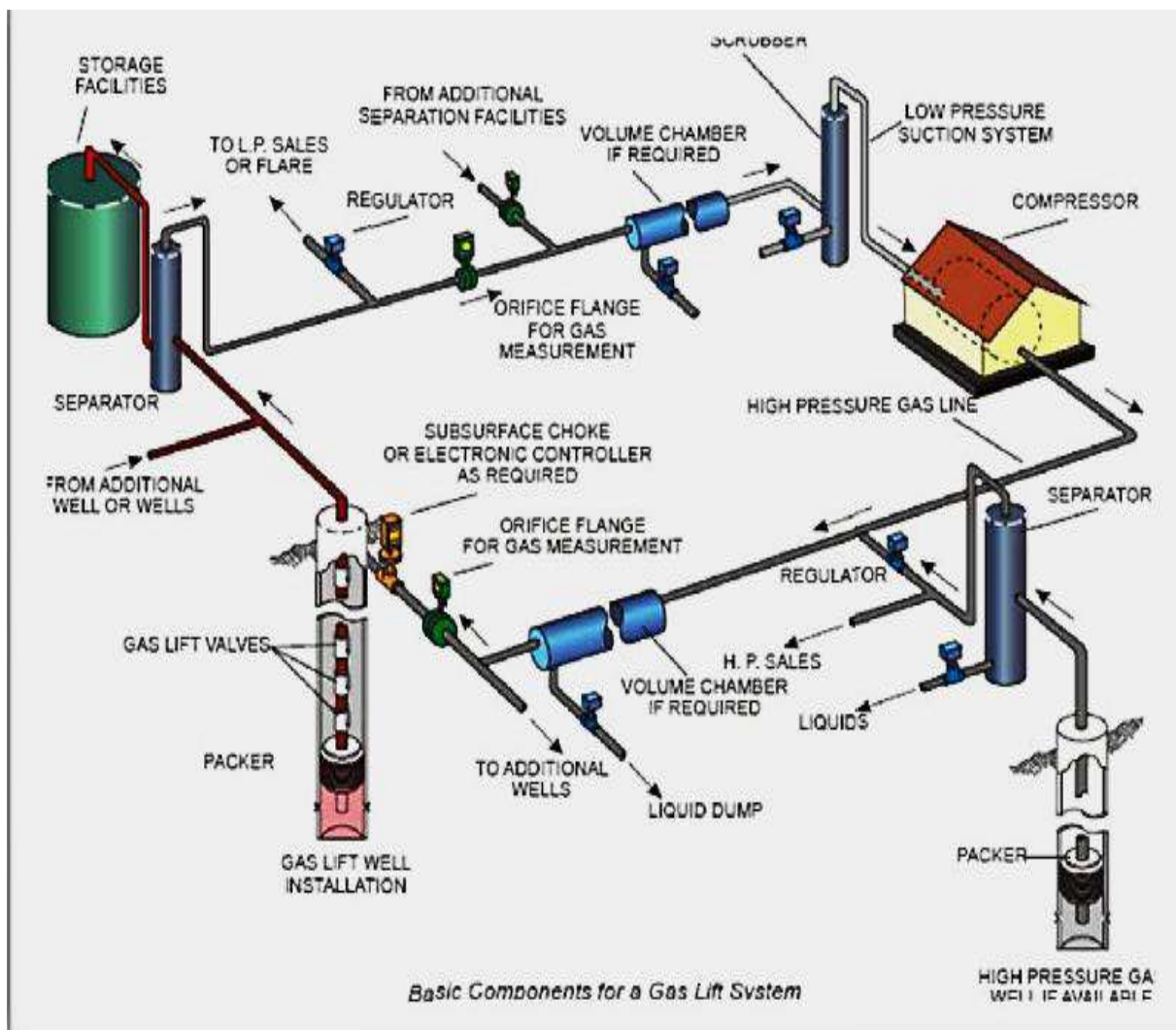


Figure I.2 : les équipements de compression de gas lift [17]

I.3.1 .2. Avantages

- Méthode privilégiée pour les puits présentant :
 - Un rapport gaz-huile élevé.
 - Un indice de productivité élevé.
 - Une pression de fond de trou relativement élevée.
- Convient à un débit moyen et aux réservoirs d'entraînement d'eau avec une pression de fond de trou élevée.
- Faible coût d'exploitation et de maintenance.
- Flexibilité : peut gérer des débits de 10 à 20 000 bpj.
- Peut gérer (tolérer) les solides produits.
- Faible profil de surface, important pour les emplacements offshore / urbains [16].
- Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits, grande déviation ou puits en hélice, la seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose des vannes si nécessaire.
- La compatibilité avec de hauts GLR, le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing, Peut gérer (tolérer) les solides produits, cependant, aux faibles pressions de fond , du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.
- La possibilité de commander le puits à distance par télémétrie.[19]

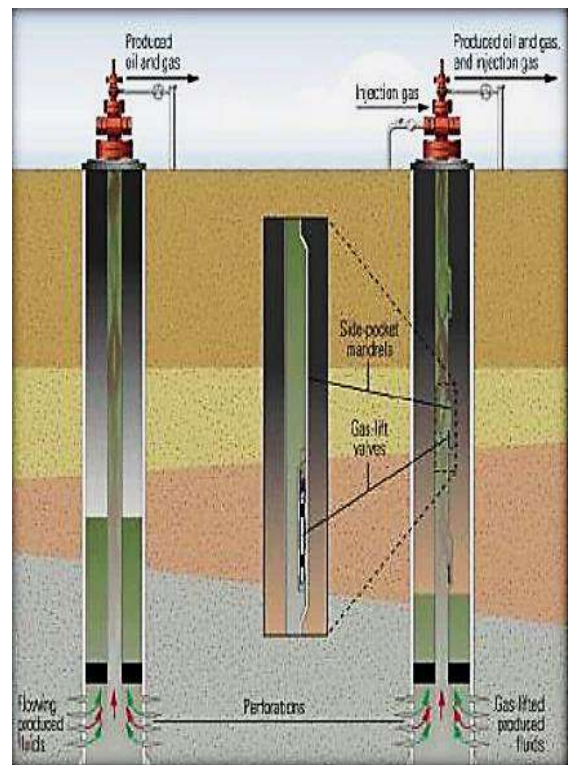


Figure I.3 : Gas lift completion (16)

I.3.1 .3. Désavantages

- Le gaz doit être disponible à une grande pression.
- coût d'installation éventuellement élevé :

- Installation de compresseurs.
- Modifications des plateformes existantes.
- Le soulèvement par le gaz de bruts visqueux (<15 API) est difficile et moins efficace.
- Redémarrage difficile après un arrêt (régimes transitoires).
- Le problème des précipitations de cire peut augmenter en raison de l'effet de refroidissement de l'injection de gaz et de l'expansion ultérieure.
- Des hydrates bloquant les lignes d'injection de gaz en surface peuvent se produire si le gaz est insuffisamment séché.
- Limité par la pression du réservoir et la pression d'écoulement du fond du trou [16].
- L'importance des installations de surface (compresseurs GL).
- Limites d'activation par déplétion importante.
- Gaz de formations corrosives.
- Adaptation du casing au gaz lift.
- Installation haute pression.
- Rendement faible (10 à 30%).[19]

1.3.2. Le pompage

Une pompe est mise en place en dessous du niveau dynamique du fluide dans le puits pour faire remonter le brut à la surface dans la colonne de production (tubing). Cette forme d'activation du puits permet au fluide de continuer à s'écouler tout en éliminant de la couche tout ou partie de la contre-pression en aval de la pompe. [20]

On distingue plusieurs techniques de pompage :

- pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping) SRP ;
- pompage avec PCP (Progressive Cavity Pump).
- Le pompage hydraulique
- pompage centrifuge immergé ESP (Electrical Submersible Pump);

1.3.2.1. pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping) SRP

La pompe à tige de succion est la méthode d'élévation artificielle la plus ancienne et la plus courante au monde, de conception simple et d'utilisation très répandue. Elle est très rentable dans les puits à faible production des champs pétrolifères de faible à moyenne profondeur.

Le système utilise une pompe verticale à déplacement positif composée d'un baril avec un clapet anti-retour à sa base (Standing Valve) et d'un plongeur équipé d'un autre clapet anti-retour (Traveling Valve) (Traveling Valve). Fig I.4.

Le plongeur de fond est relié mécaniquement à une poutre de surface par une chaîne de tiges de succion. [18].

Le balancier, qui est actionné par un moteur électrique ou alternatif, fait osciller la pompe de haut en bas.

- La vanne verticale s'ouvre, la vanne mobile se ferme et le tube se remplit de fluide pendant la course ascendante du plongeur.
- La soupape de déplacement s'ouvre pendant la course descendante, la soupape permanente se ferme et le fluide contenu dans le cylindre est déplacé dans le tube.
- Plusieurs facteurs influencent la capacité de pompage de la pompe à faisceau, notamment la vitesse de pompage, la longueur de la course, le type et la taille du plongeur et le rendement de la pompe. [18].

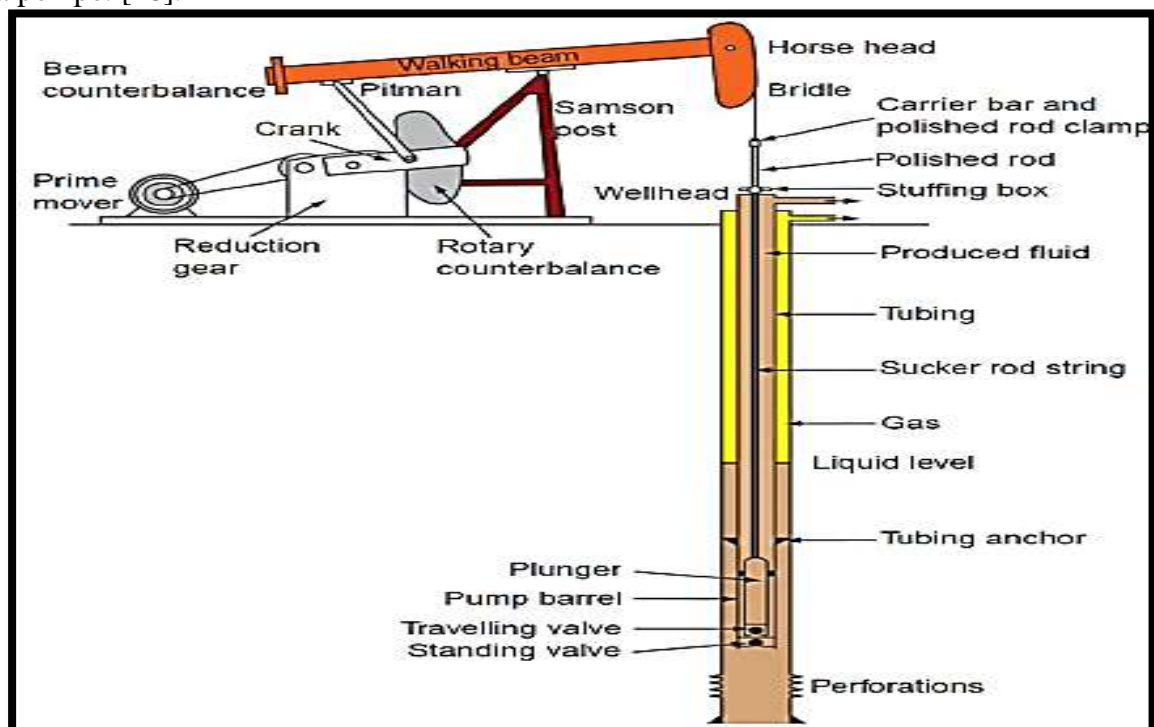


Figure I.4 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe aux tiges. 1.goga

1.3.2.1.1. Avantages

- système d'ascension artificielle le plus répandu, relativement simple, bon marché et le mieux connu du personnel de terrain.
- Faible débit : moins de 100 bpj.
- Faible pression d'admission.
- Les pompes à tige sont mécaniquement simples, à faire fonctionner et faciles à réparer, entretenir et à remplacer.
- s'accommodent facilement des changements de volume ; fonctionnement souple.
- L'huile visqueuse peut être pompée.
- des dépenses d'exploitation plutôt faibles. [16].

1.3.2.1.2. Inconvénients

- Sensible aux gaz.
- Capacité maximale diminuant rapidement avec la profondeur.
- Sensible aux matières solides (cire/calcaire/sable).
- Tiges de succion sensibles à la corrosion.
- Équipement trop lourd pour l'offshore.
- Ne convient pas aux puits fortement déviés. [16].

1.3.2.2. Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP)

Une pompe à cavité progressive est un type de pompe volumétrique utilisée pour l'activation. Il s'agit d'une pompe à vis qui utilise la force pour propulser les fluides dans le système. Un stator et un rotor composent une pompe à cavité progressive.

Le stator est construit en caoutchouc naturel ou synthétique, tel que les "élastomères" ou les "fariroélastomères", et est situé près du bas de la ligne de production, selon l'application. Le rotor est construit en acier inoxydable, en acier inoxydable à revêtement dur ou en acier au carbone à revêtement dur et est en forme d'hélice. Le rotor est fixé à la tige de pompage, qui génère une force en faisant tourner les pales à l'intérieur de la pompe. Cette procédure crée une force qui propulse le fluide vers la surface. Un système d'entraînement de surface, composé

d'un moteur électrique, d'un réducteur et d'un système de courroie, entraîne la chaîne de la tige de pompage comme FigI.5. [24].

Il y a des pompes PCP que l'on appelle des systèmes de pompage à cavité submersible électrique progressifs, qui sont alimentés par un moteur ESP. Mais ces systèmes nécessitent des installations de surface plus complexes et affectent la conception de la complétion, ce qui peut donc augmenter les coûts de façon déraisonnable. Les pompes à PCP sont limitées à la production de moins de 5000 barils/jour et sont largement utilisées dans la production de pétrole lourd et de pétrole brut à forte teneur en sable. [24].

1.3.2.2. 1. Avantages

- La conception est simple.
- Le rotor et le stator d'une pompe rapide ont été remplacés comme une unité complète.
- En l'absence de gaz, rendement volumétrique élevé.
- Rendement énergétique élevé : supérieur à 80 %.
- Pompage de pétrole brut visqueux :
 - Diluants mélangés au pétrole brut selon les besoins si des viscosités importantes doivent être pompées.
 - Lorsque le pétrole devient la phase interne, il présente un comportement semblable à celui de l'eau à des coupes d'eau élevées.
- Compact et fiable.
- Longue durée de vie sans fluide abrasif.

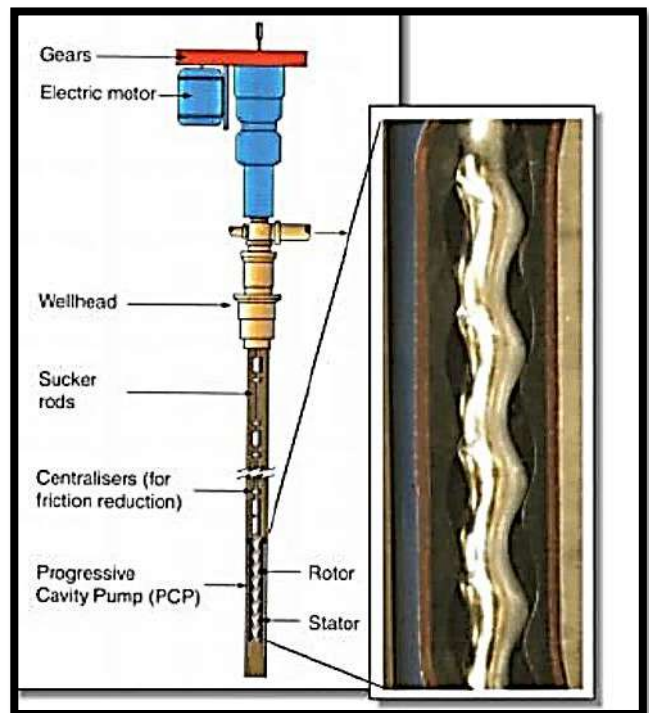


Figure I.5 : pompes PCP [21].

- Les performances comprennent :
 - Débit d'huile : jusqu'à 6000 BOPD.
 - Pression : jusqu'à 3000 psi.
- Simplicité d'utilisation : Idéal pour les zones éloignées. [16]

1.3.2.2.2. Inconvénients

- Couple de démarrage élevé.
- Courte durée de vie avec un fluide abrasif.

1.3.3. Le pompage hydraulique

C'est une pompe de fond à piston est accouplée à un moteur hydraulique à piston actionné depuis la surface par circulation d'huile sous pression. [15]

Il existe deux types de pompes hydrauliques :

1.3.3.1 une pompe à piston

Est une pompe à jet, la pompe à piston est une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé au fond du puits, un tiroir permet d'envoyer.

Cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre du moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique au tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés. Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjecter dans le circuit moteur. [20]

Un diffuseur réduit la vitesse, augmentant la pression du fluide et permettant au fluide combiné de s'écouler vers la surface.

Le fluide moteur est constitué d'huile ou d'eau de production.

Le fluide moteur est fourni à l'équipement de fond de puits par un tube d'injection séparé.

La majorité des installations mélangent le fluide d'échappement avec le fluide de production par l'intermédiaire de l'espace annulaire du tubage. [21]

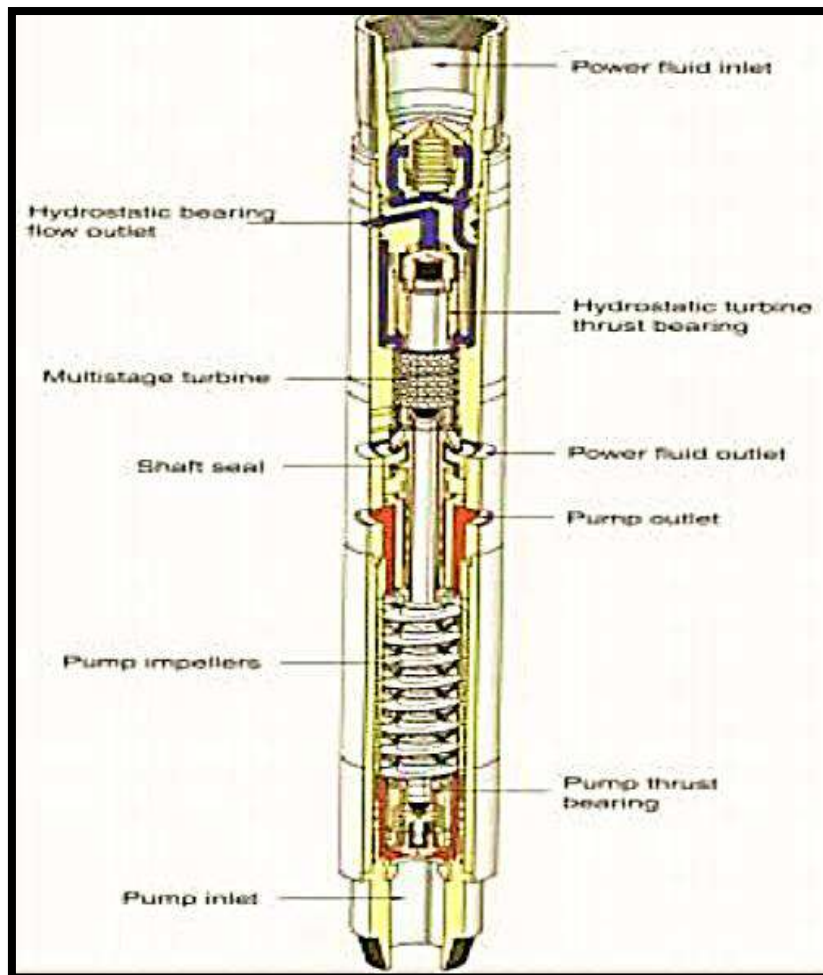


Figure I.6 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à piston. [20]

1.3.3.1.1. Avantages

- Gamme d'opportunités d'application :
 - Puits de petit diamètre non adaptés aux autres méthodes de remontée artificielle.
 - Achèvement de rénovation difficile et applications liquides difficiles.
 - Comme bonne alternative à l'ESP.
- La pompe fonctionne à une vitesse supérieure à celle d'un ESP (environ 3 à 4 fois plus de tours/min) donc elle nécessite peu d'étages et est plus petite.
- Pas de connexions électriques ou d'électronique de fond de trou.
- Rendement volumétrique élevé à double effet;
- Flexibilité : peut gérer des débits de 50 à 20 000 bpj.
- Simple à utiliser : contrôle de la vitesse par la variation du fluide de puissance fourni.

- la source d'alimentation peut être éloignée de la tête de puits, ce qui donne un profil de tête de puits bas attrayant pour les emplacements offshore.
- le fluide moteur peut être mélangé ou renvoyé dans un conduit séparé ou rejeté en fond de trou.[16]

1.3.3.1.2. Inconvénients

- Les pompes avec des pièces mobiles ont une courte durée de vie lorsqu'elles sont alimentées avec un fluide de puissance de mauvaise qualité. Un liquide d'alimentation sans solide est obligatoire.[16]
- Complexe à exploiter [26].
- Seulement économique lorsqu'il y a plusieurs puits ensemble sur une plateforme; [26].
- S'il y a un problème avec le système de surface ou le moteur principal, tous les puits sont hors production. [26].

1.3.3.2. Les pompes à jet

Les pompes à jet sont la seule forme de portance artificielle qui ne nécessite aucune pièce mobile en fond de trou. La pompe à jet est une pompe à déplacement dynamique de type éjecteur actionnée par un flux de fluide à haute pression qui converge en un jet dans la buse de la pompe. Fi I.7. [21].

1.3.3.2.1. Principe

Le principe de la pompe à jet est similaire à un moteur à réaction ou un nettoyeur haut pression. Le fluide sous pression est injecté dans la pompe à travers une petite buse ou le fluide de puissance devient fluide sous haute pression et à haute vitesse, il se mélangera avec le fluide du réservoir. Sous haute pression, le mélange remonterait à la surface. Les pompes à jet sont utilisées plus fréquemment que les pompes à piston. [11].

1.3.3.2.2. Avantages

- Pas de pièces mobiles en fond de trou.
- Compact et fiable.
- Facilement installé et récupéré par câble.
- Pas de connexions électriques ou d'électronique de fond de trou.

- Simple à utiliser : Idéal pour les régions éloignées.
- Le fluide moteur ne doit pas être aussi propre que pour le pompage hydraulique des pistons.

I.3.3.2.3. Désavantages

- moins efficace que les autres systèmes de pompage.
- Nécessite un grand volume de liquide de puissance.
- Les fluides de puissance et les fluides de réservoir se mélangent, donc un problème clé est la sélection d'un fluide de puissance approprié. Cet inconvénient peut être transformé en avantage dans l'application d'huile lourde.
- nécessite au moins 20 % d'immersion pour approcher la meilleure efficacité de levage.
- Très sensible à tout changement de contre-pression. [16]
- Complexe à exploiter;
- Seulement économique lorsqu'il y a plusieurs puits ensemble sur une plateforme;
- S'il y a un problème avec le système de surface ou le moteur principal, tous les puits sont hors production [26].

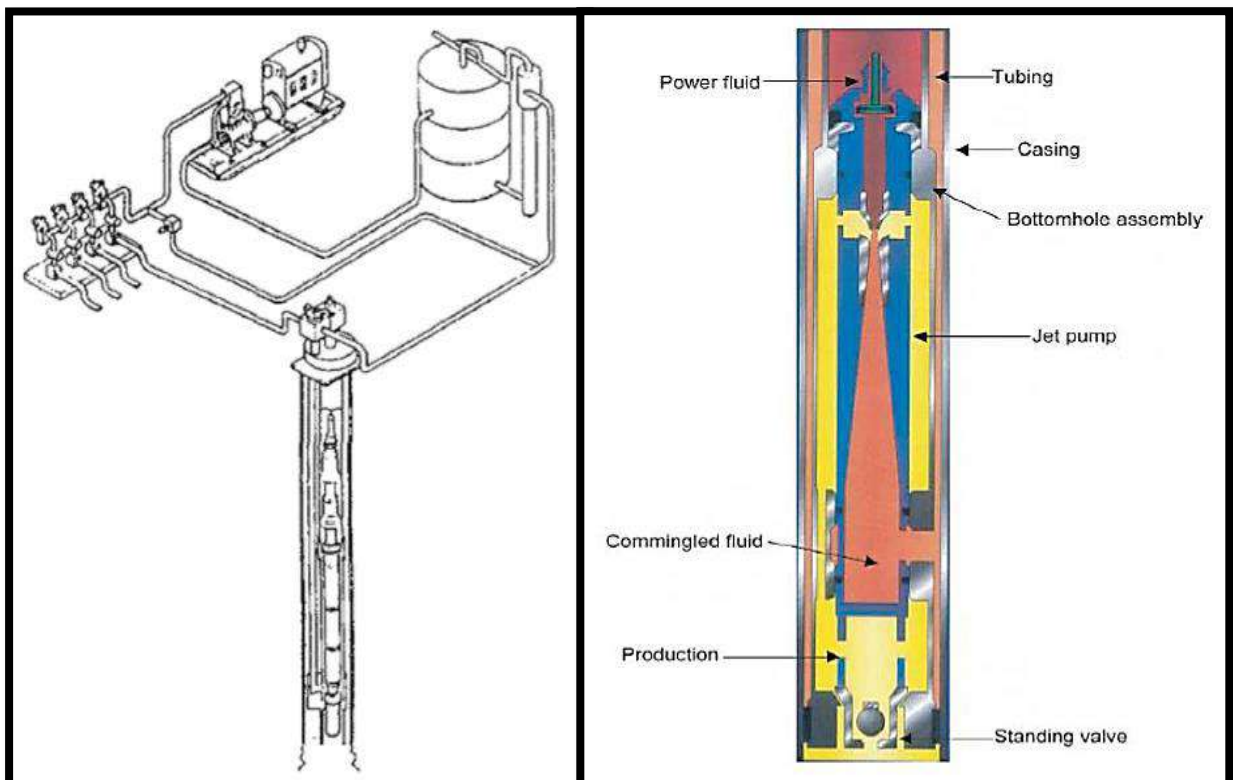


Figure I.7 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à jet. [14]

1.3.4. Les pompes électriques submersibles (Electrical Submersible Pump - ESP)

Les pompes submersibles électriques sont l'un des moyens les plus efficaces pour soulever les fluides à la surface. Elle est immergée dans les fluides du réservoir et les pousse vers la surface, comme son nom l'indique. Une pompe ESP peut traiter des fluides jusqu'à 60 000 barils par jour et couvrir un large éventail de conditions de puits et de profils de production, ce qui en fait une solution peu coûteuse pour la production de brut à haut volume. Dans la colonne de production, la pompe ESP est souvent positionnée près des zones de perforation. [24].

Le système ESP est constitué de trois composants : le fond, la surface et la ligne électrique. Pour aspirer l'effluent, la composante de fond est suspendue dans le tube et immergée dans le fluide du puits. La partie de surface est constituée des équipements qui régulent et manipulent les valeurs du système. Au fond, il y a un câble électrique qui alimente le moteur du système. [13]

1.3.4.1. Le principe de fonctionnement

La pompe ESP fonctionne de la même manière que n'importe quelle autre pompe : il s'agit d'une pompe centrifuge multi-étage alimentée par un moteur électrique qui fait tourner les roues à grande vitesse, ce qui crée des forces centrifuges qui soulèvent les fluides vers le haut. [24].

Le fluide provenant du réservoir doit passer par le moteur pour le refroidir, puis il entre dans la pompe par l'aspiration (séparateur). La pompe, qui est composée de nombreux étages (impulsion/diffuseur) placés dans diverses combinaisons, va La pompe, qui est constituée de nombreux étages combinés (impulsion/diffuseur), va élever la pression du fluide jusqu'au niveau nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de contrôle au niveau de la surface donne la puissance nécessaire au moteur tout en protégeant les équipements de fond de l'ESP. [13]

Les systèmes ESP sont la technologie qui connaît la croissance la plus rapide en termes de taux de pénétration, bien que le pompage par tige/poutre soit l'approche la plus utilisée. [24].

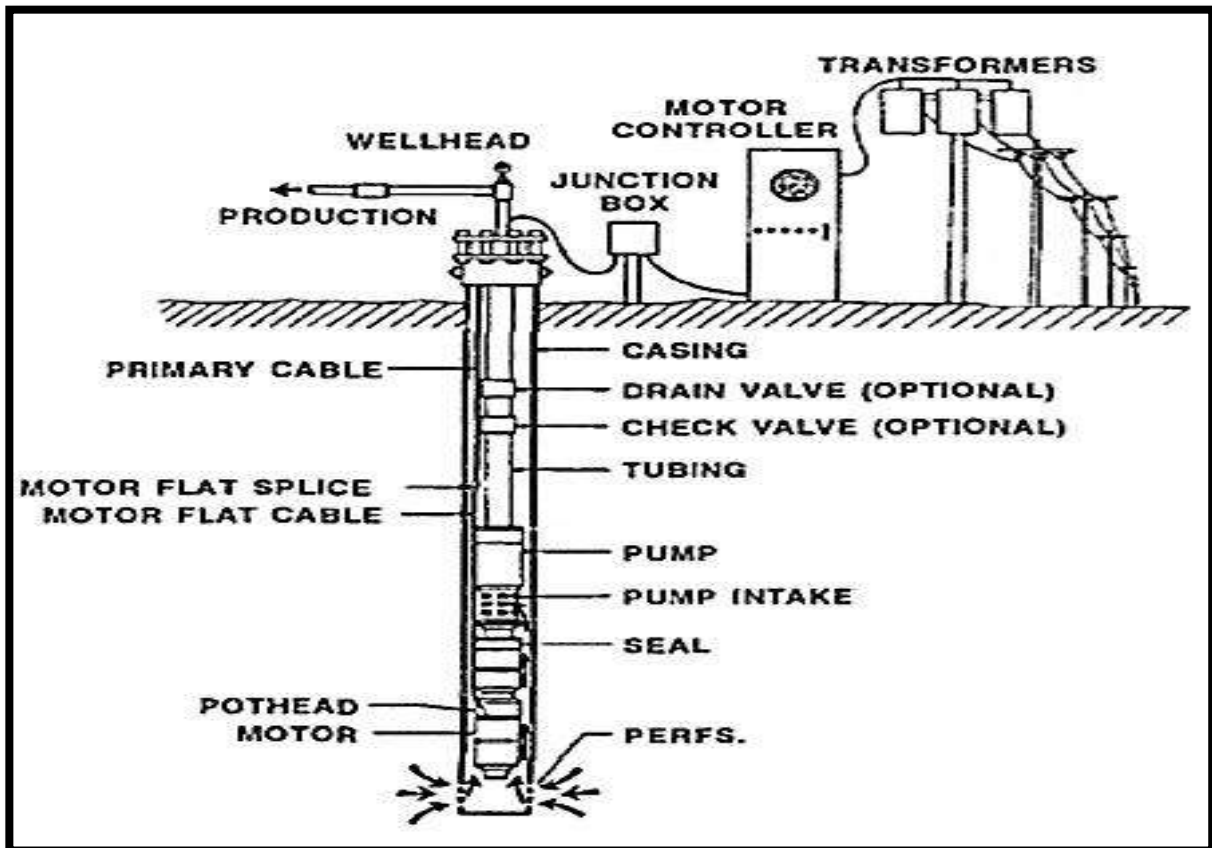


Figure I.8 : le système de La pompe électrique submersible. [14]

1.3.4. 2 . L'application de l'ESP

L'application de l'ESP est largement utilisée dans les réservoirs à faible teneur en carbonate, les champs de sable peu profonds, les puits fortement déviés et capable de fonctionner dans un large éventail de taux de production et de profondeur. Les systèmes ESP peuvent être utilisés en combinaison avec la technologie gas-lift (si le gaz est disponible) pour fournir une redondance. Les technologies modernes permettent d'utiliser sans plate-forme. [24].

1.3.4.2.1. Avantages

- Méthode préférée pour les puits avec : - Faible rapport gazole.
- Indice de productivité élevé.
- La coupure d'eau haute n'est pas une restriction.
- peut soulever un volume extrêmement élevé.
- Flexibilité : peut gérer des débits de 50 à 60 000 bpj.
- Taux de production contrôlable.
- Mesure complète en fond de trou.

- Surveillance en temps réel des performances de la pompe et du puits.
- Peut pomper contre une pression de tête de tubulure à haut débit.
- Redémarrage rapide après arrêt.
- Longue durée de vie de la pompe possible .[16].

1.3.4.2.2. Désavantages

- non applicable en cas de :
 - GOR élevé.
 - Production de sable.
- La tubulure doit être tirée pour remplacer la pompe.
- Coût élevé des réparations, en particulier offshore.
- Puissances électriques haute tension (1000 V) requises.
- Susceptible d'être endommagé pendant l'achèvement.
- Non adapté aux puits à faible volume : <150BPD.
- Le câble d'alimentation nécessite une pénétration de l'intégrité de la tête et du packer.
- Une température élevée peut dégrader le moteur électrique. .[16].

1.3.5. Critères de sélection d'une méthode d'activation

La décision entre plusieurs méthodes d'activation de puits nécessite une analyse technique et économique, qui débouchera éventuellement sur un projet lucratif.

La difficulté, d'un point de vue économique, est de déterminer quelle technique d'activation permet la récupération du pétrole la plus rapide et la plus rentable.

Du point de vue technique, il est essentiel de rechercher au préalable les différents procédés viables et d'établir lequel est le plus compatible avec les critères de production requis ; pour ce faire, les éléments suivants doivent être pris en compte :

- La source d'énergie du procédé, ainsi que sa disponibilité (gaz, électricité, etc.) et son efficacité.

- La viabilité du procédé, c'est-à-dire le fait qu'il réponde aux critères d'exploitation grâce à ses propriétés, comme le débit de liquide à générer, la tête de pompe, la profondeur du puits, la pression de fond, etc.

- Diverses restrictions opérationnelles résultant des facteurs suivants :

Les règles de sécurité, les environnements industriels ou civils, les puits isolés ou non, et ainsi de suite. [12].

1.3.6. Performances des puits

Le point de fonctionnement d'un puits est le point d'intersection de deux courbes, la courbe de performance du réservoir (inflow) et la courbe de performance de tubing (outflow). Les performances "internes et externes" du réservoir (Inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Ceci est l'application de la loi des noeuds ou l'analyse nodale qui signifie que tout ce qui entre dans le noeud est égal à celui qui sort (inflow = outflow). [12]

I.4 Inflow performance relationship-IPR

L'IPR (Inflow Performance Relationship) est une étude de la performance du flux de fluide d'un réservoir à un puits, cette performance dépend graphiquement de l'indice de productivité (IP). L'indice de productivité d'un puits est exprimé sous forme graphique connu sous le nom de courbe d'Inflow Performance Relationship (IPR). L'IPR est l'un des indicateurs importants pour déterminer la productivité d'un puits. [27].

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

L'indice de productivité (IP ou J) est une mesure de la capacité d'un puits de pétrole ou de gaz à produire sous une pression spécifique drawdown à « sandface ». [10]

L'indice de productivité d'un puits de pétrole est défini comme suit : $J = \frac{Q_o}{\Delta p}$ (I.2)

Où : J : Indice de productivité, STB/jour/psi

Q_o : Débit de production de pétrole, STB/jour;

Δp : différent de pression subie par le puits, psi.

Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle l'indice de la productivité sera constant. Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera où fur et à mesure que le gaz sort de la solution. Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, il a été le premier à comprendre la pleine signification de cette baisse de l'indice de productivité. Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} en fonction du débit Q , c'est l'IPR. [12]

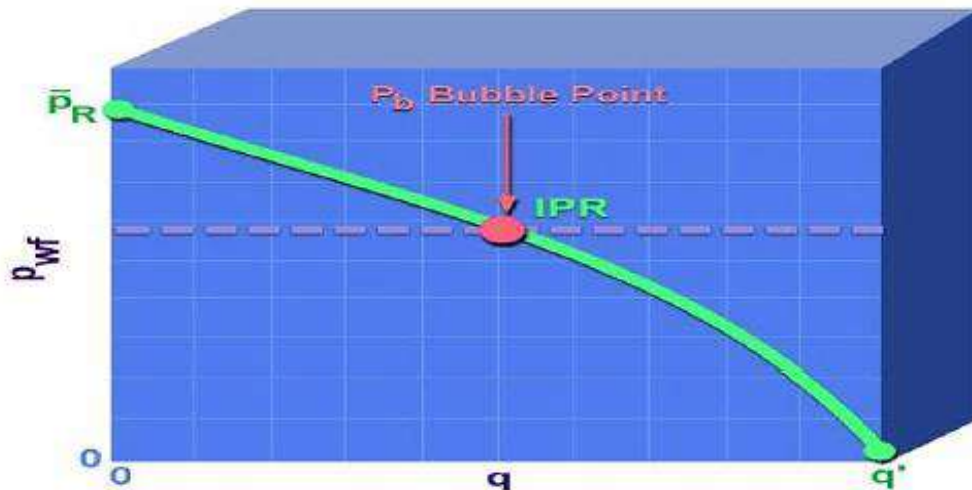


Figure I.9: la courbe IPR [12]

L'IPR de la vie d'un puits est démontré par une famille de courbes qui diminue vers l'origine. Chaque courbe représente la relation entre la pression et le débit à une pression de réservoir donnée. [12]

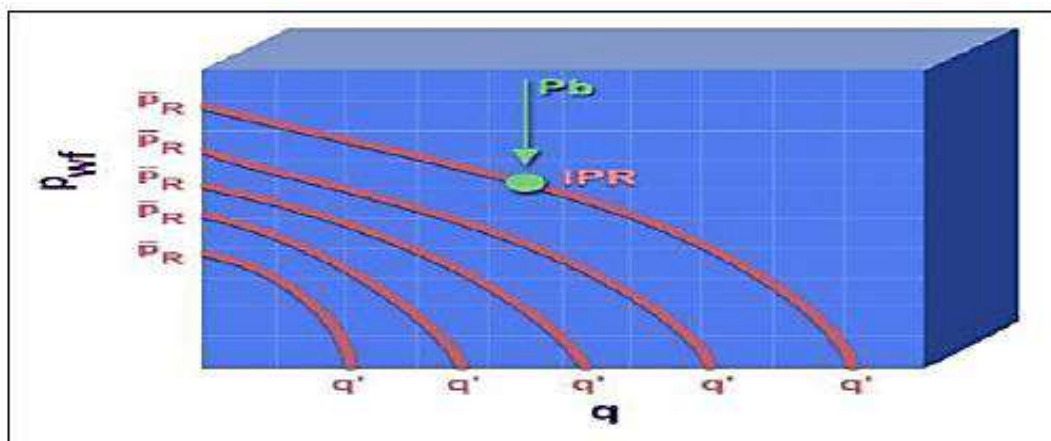


Figure I.10 : la variation de l'IPR sur la vie d'un puits [12]

Les extrémités de l'IPR sont la pression moyenne du réservoir P_r pour un débit nul, et le débit maximal Q pour une pression nulle. En pratique, cette valeur est impossible à atteindre puisque la pression d'écoulement au fond des canalisations doit toujours être une valeur fixe.

Comme il n'y a qu'une seule phase de fluide et que la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue au-dessus du point de bull, les courbes IPR sont des lignes droites. L'indice de productivité est égal à l'inverse de la courbe IPR.

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

1.4.2. Futur IPR pour un puits de pétrole

Au fur et à mesure que la pression du réservoir diminue, il est souvent nécessaire d'anticiper la performance du débit entrant du puits pour les périodes futures. Les calculs de la performance future d'un puits nécessitent la construction d'une relation qui peut être utilisée pour prédire les futurs pics de débit de pétrole. Il existe de nombreuses approches pour traiter la question de l'évolution du RPI en fonction de la baisse de pression du réservoir. Certaines de ces stratégies nécessitent l'utilisation du MBE pour créer des données de saturation de pétrole futures en fonction de la pression du réservoir. Il existe des approches d'approximation simples qui peuvent être utilisées conjointement avec la méthode Vogel pour anticiper les IPR futurs en l'absence de telles données. [11]

1.4.3. Méthode de Vogel

Vogel a présenté les résultats d'une étude dans laquelle il a calculé le RPI pour les puits de pétrole produisant à partir de réservoirs saturés à l'aide d'un modèle mathématique.

L'équation finale de la méthode de Vogel a été dérivée à partir de calculs pour 21 situations de réservoir. Bien que la méthode ait été introduite pour la première fois pour les réservoirs saturés en gaz dissous, elle peut être utilisée pour tout réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente à mesure que la pression diminue.

Pour créer des roi pour un large éventail de situations, la technique de Vogel a été développée en utilisant le modèle de réservoir proposé par Weller. Il a ensuite tracé les IPR par rapport à l'écoulement sans dimension en tant que pression abaissée ou écoulement sans dimension. Pour toutes les situations étudiées, nous avons découvert que la forme générale du RPI sans dimension était comparable. [33]

Vogel est arrivé à la relation suivante entre l'écoulement sans dimension et la pression sans dimension en traçant des courbes IPR sans dimension pour tous les scénarios considérés:

$$\frac{q_o}{q_{o(\max)}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2 \quad \text{(I.3)}$$

Où :

q_o : Débit d'inflow correspondant à la pression d'écoulement du trou p_{wf} ;

$q_o(\text{max})$: Débit d'inflow correspondant à zéro pression d'écoulement du puits (AOF);

\bar{p}_R : Pression moyenne du réservoir existant au moment de l'intérêt.

Un graphique de l'IPR sans dimension représenté par l'équation est présenté dans la Fig I.12

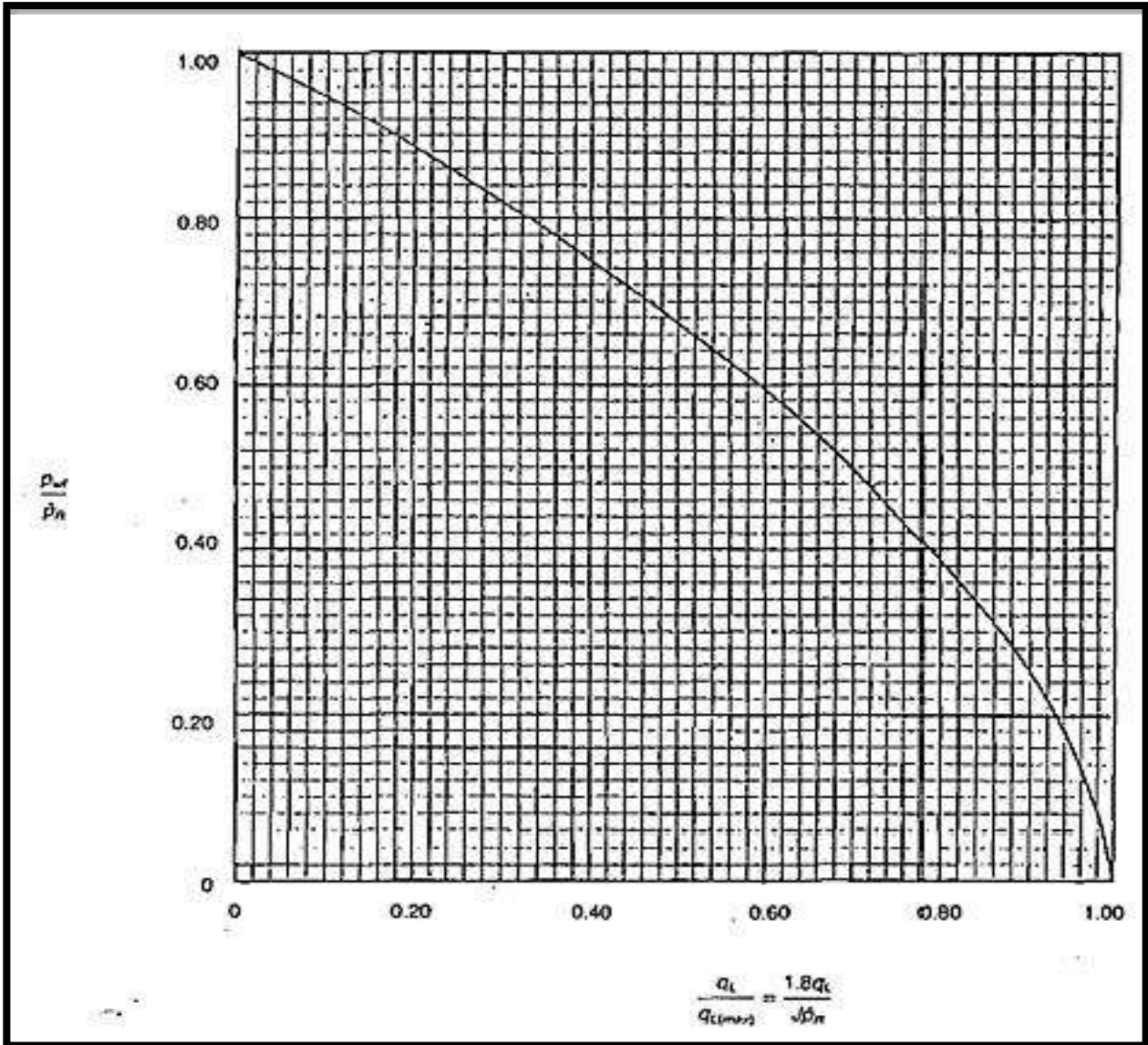


Figure I.11: Vogel IPR sans dimension. [33]

I.5. Outflow Performance de puits

I.5. 1. Outflow performance relationship

La pression au fond du trou en fonction du débit est décrite par les performances de sortie, souvent appelées VLP (Performance de levage vertical). Le VLP est influencé par un certain nombre d'éléments, y compris les caractéristiques PVT des fluides, la profondeur du puits, le

diamètre du tube, la pression de surface, la coupure d'eau et le GOR. Il décrit l'écoulement de l'eau du fond du puits à la tête de puits. [34].

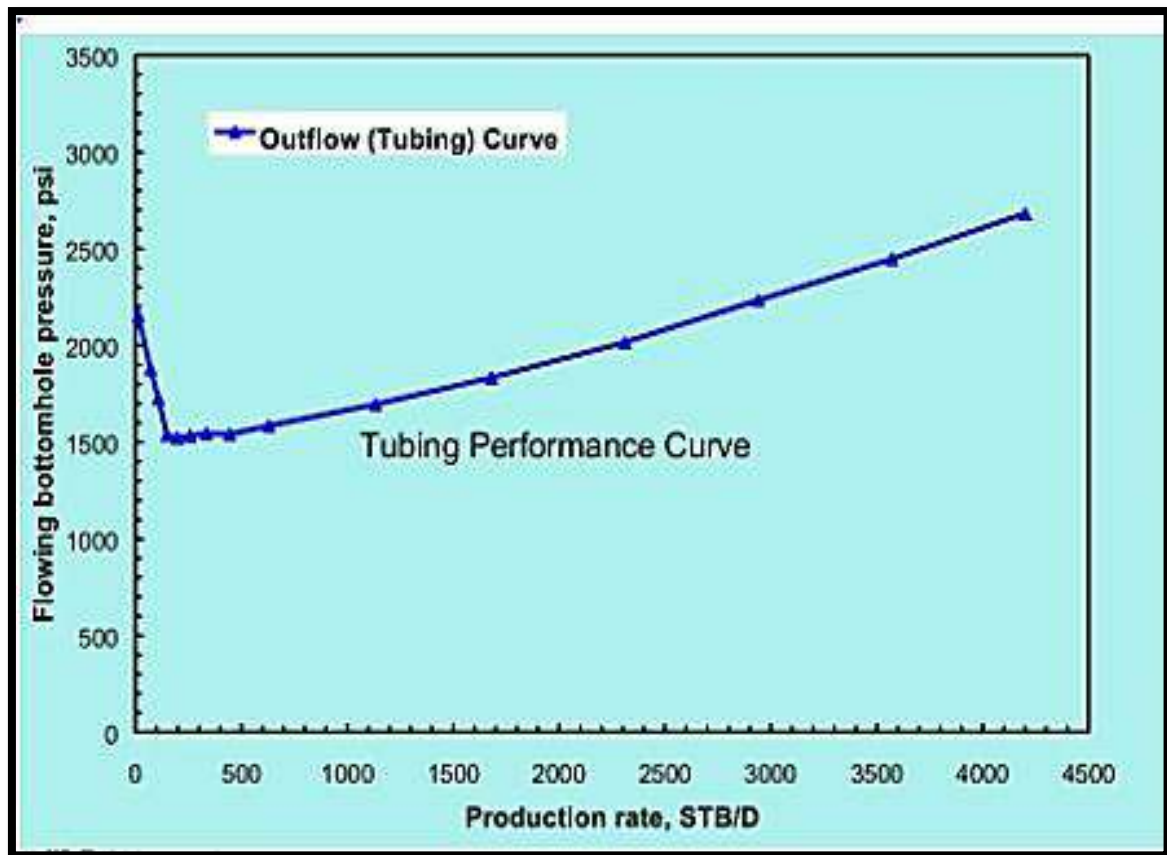


Figure I. 12 : Courbe de VLP (Vertical Lift Performance). [35]

I.6. Le point de fonctionnement du puits

Il suffit de reporter sur le même graphique la réponse du réservoir et celle du tubing. Ces deux courbes se rejoignent en un point qui est le point d'exploitation du puits (une connexion spécifique d'un réservoir et d'une complétion) comme Fig. I.14, qui est caractérisé par un débit et une pression dynamique de fond (Q, P_{wf}). Parce qu'il est sensible à certaines caractéristiques, ce point change lorsqu'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing change. [12]

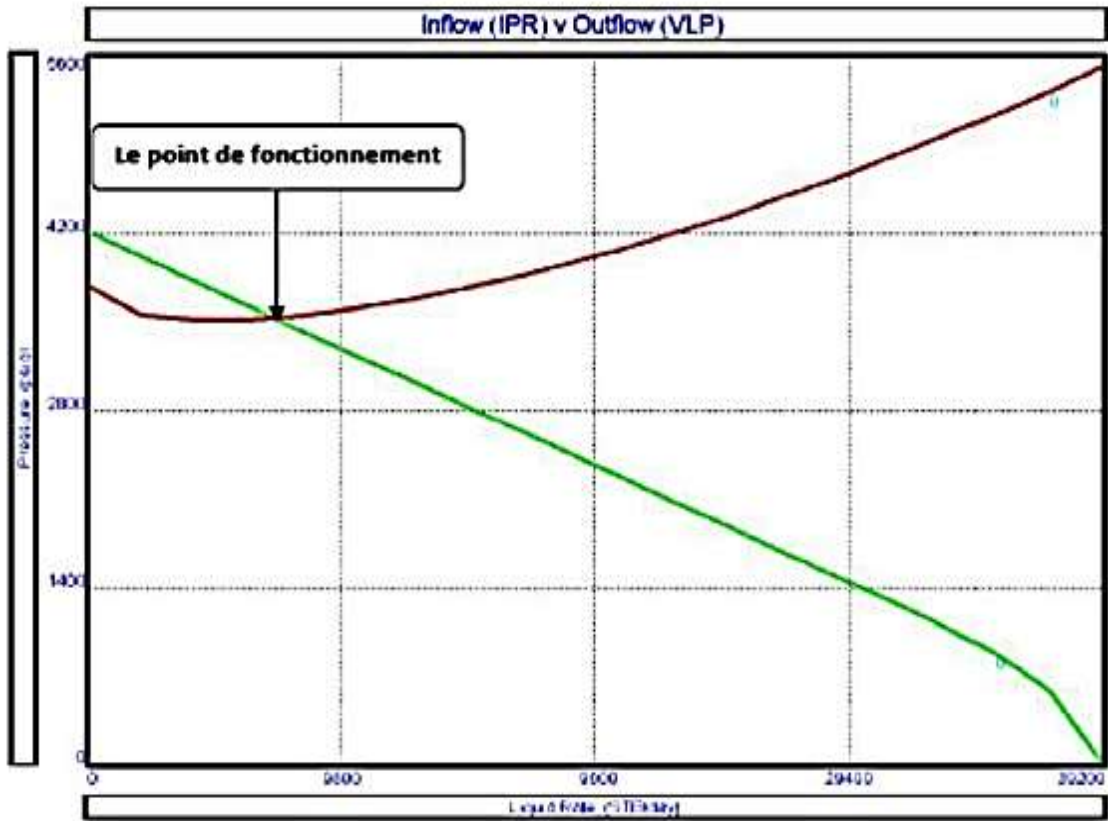


Figure I.13: inflow + outflow performance

Chapitre II

LA POMPE ESP

Chapitre II : LA POMPE ESP

II.1. Introduction

Le pompage de fluides par une pompe centrifuge immergée ESP est l'une des nombreuses méthodes permettant d'activer les puits à "remontée artificielle" après une baisse de production.

Le système ESP est un ensemble des équipements de fond et de surface mise en œuvre pour assurer l'acheminement des fluides en place dans le puits vers la surface. Une pompe centrifuge alimentée par un moteur électrique est installée dans la colonne de production et reliée au mécanisme de contrôle et aux transformateurs à la surface. Le système de pompage ESP est développé et produit selon les plus hautes exigences de qualité pour une efficacité maximale et une durée de vie prolongée dans des situations extrêmes.

Les généralités du système de pompage ESP, son principe de fonctionnement, ses différents composants et les critères utilisés pour choisir une pompe sont tous définis dans ce chapitre. [13]

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 1ère installation dans un puits de pétrole en 1928, le concept s'est propagé partout dans le monde pétrolier. [9]

II.3. Principe des centrifugeuses Pompes

Les centrifugeuses sont un type de centrifugeuse qui comporte une série de dizaines ou de centaines d'étages. un seul étage est une machine simple commandée par un démagnétiseur principal qui assure un mouvement rotatif et se compose de deux éléments de base : le rotor (un ensemble rotatif de pales fixes) et le diffuseur (Stator), la partie stationnaire contenant le logement du rotor ainsi que les atteintes et les protections nécessaires au bon fonctionnement.

En raison de la vitesse de rotation élevée des aubes du rotor, qui atteint une vitesse élevée au niveau de la décharge du rotor, le liquide intérieur entre le rotor se déplace dans une direction axiale à une faible vitesse. En conséquence, le moment de rotation appliqué par l'arbre à la pompe est converti en énergie cinétique par les aubes. En conséquence, le liquide à grande vitesse entre dans le diffuseur, Alors le liquide de haute vitesse entre dans le diffuseur où son

énergie cinétique est convertie en énergie de pression. Le processus se répète à chaque étage et la pression du liquide pompé est augmentée. Fig II.1. [25]

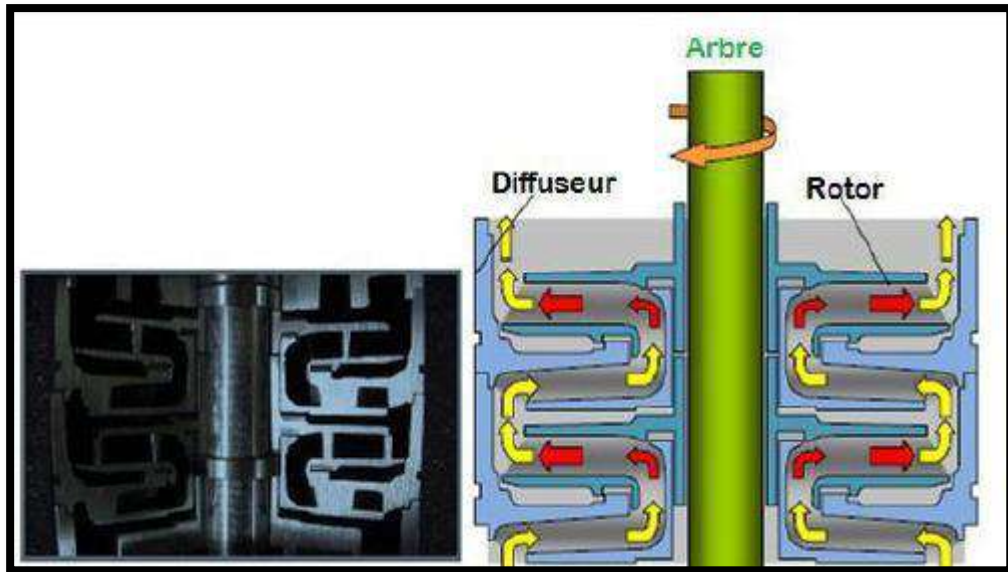


Figure II.1 : le chemin du fluide dans un étage. [7]

II. 4. Classification des pompes ESP

Les pompes centrifuges submersibles sont divisées en deux types : radiales et à débit mixte. Les pompes à petit débit ont une conception à flux radial, tandis que les pompes à grand débit ont une conception à flux mixte, comme le montre la figure suivant.

Dans une conception à flux radial, l'écoulement à travers la roue (la turbine) se déplace principalement dans une direction radiale ou perpendiculaire à l'axe de l'arbre. La conception passe à un écoulement mixte lorsque les pompes atteignent un débit d'environ 1900 BPD (300 m³/d) pour les pompes de 4 pouces et 3500 BPD (550 m³/d) pour les pompes de plus grand diamètre. Dans cette configuration, le fluide traverse l'étage dans les deux directions, axiale (parallèle à l'axe de l'arbre) et radiale. Fig II.2. [22]

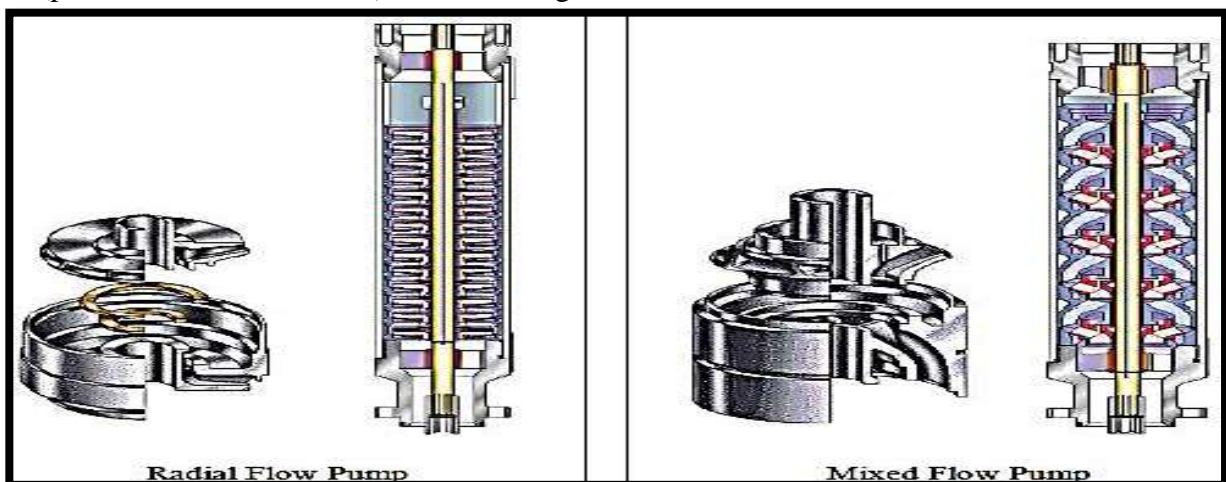


Figure II.2 : classification des pompes [7]

II.5. Les équipements d'un système ESP

L'ESP est un système qui comprend une pompe centrifuge, un protecteur, moteur et divers accessoires. Tous les accessoires sont connectés. Cette machine est utilisée pour extraire le pétrole des puits. du pétrole. [8]

Les composants du système ESP peuvent être divisés en deux parties principales :

- équipements de fond.
- équipements de surface.

II.5.1. équipements de fond

Les principaux équipements de fond sont les suivants :

II.5.1.1. La pompe

Une pompe centrifuge est une machine qui fait tourner avec un rotor dans un diffuseur avec une entrée centrale et une sortie tangentielle pour transporter un fluide. De l'entrée centrale à la sortie tangentielle au diffuseur, le fluide s'écoule en spirale vers le haut. Comme la paroi courbe oblige le fluide à s'écouler dans une direction circulaire, la pression (tête) se développe contre la paroi interne du diffuseur, transformant la vitesse de tête en pression de tête. La pompe centrifuge est une pompe multi-étagée avec un certain nombre de rotors à pales à l'intérieur d'un diffuseur montés en séquence sur un arbre axial et actionnés par un moteur électrique. Fig II.3 [8]

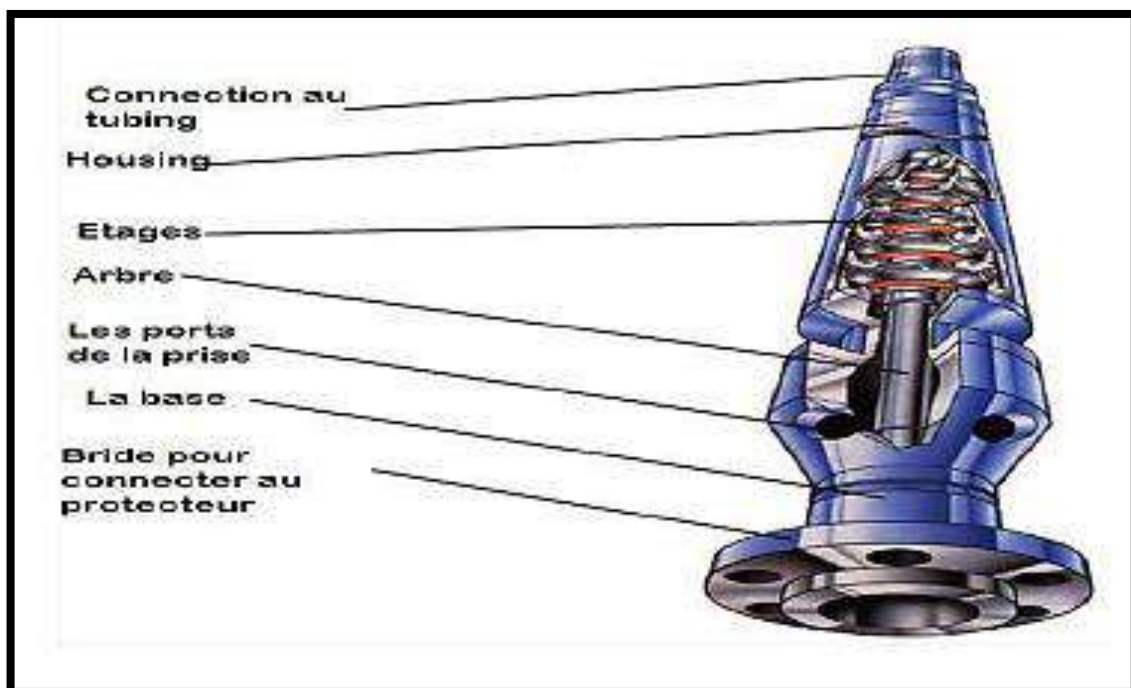


Figure II.3: la pompe centrifuge [4]

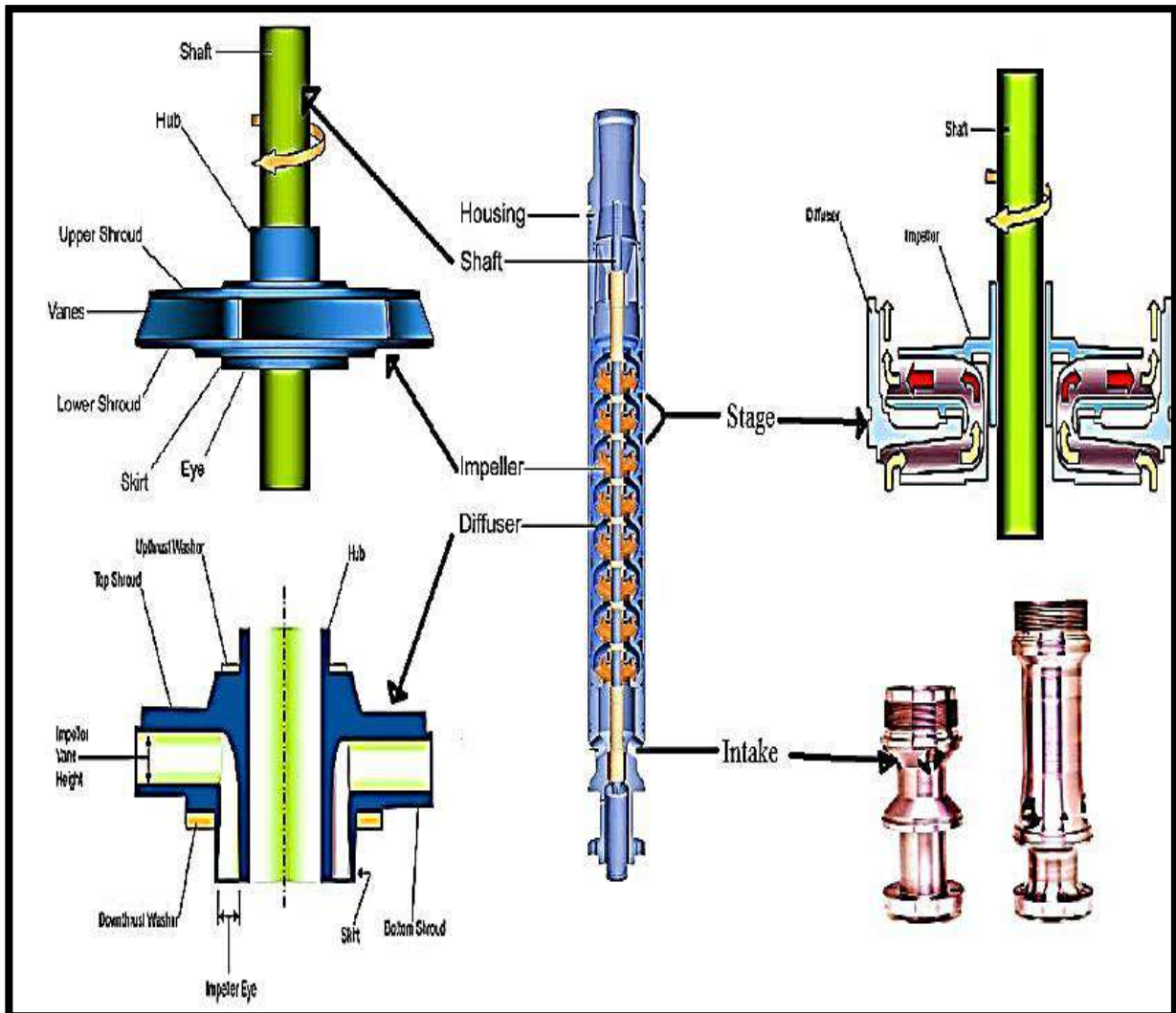


Figure II.4 : pompe centrifuge immergée et ses composants [4]

II.5.1.1.1. Les composants

II.5.1.1.1.1. Le rotor (Impeller)

Le rotor d'une pompe centrifuge crée une pression en faisant tourner une série d'ailettes. À l'extrémité d'aspiration du rotor, la rotation du rotor crée un vide partiel. Le rôle du rotor est de transférer de l'énergie au liquide qui le traverse en le faisant tourner, ce qui augmente son énergie cinétique [8]

II.5.1.1.1.2. Le diffuseur (Diffuser)

L'énergie cinétique est ensuite convertie en énergie potentielle dans la partie diffuseur, ce qui augmente la pression du fluide. Le fluide est alors projeté dans le diffuseur par la rotation du rotor à grande vitesse. [8]

II.5.1.1.3. Les étages (Pump Stage)

Chaque étage se compose d'un rotor (impulser) et d'un diffuseur. La hauteur de chute développée est déterminée par le nombre d'étages, qui est également un facteur de la puissance appelée. [8]

II.5.1.1.4. L'arbre (Shaft)

L'arbre de la pompe est relié au moteur (par le séparateur et le protecteur de gaz) et tourne à la même vitesse que le moteur[8]

II.5.1.1.5. La prise (Intake)

La prise est l'entrée de l'huile dans la corde afin d'être soulevée par la pompe à la surface (fonctionnement standard). Efficacité de séparation : 0-20 %. Dans certaines applications, il peut y avoir du gaz produit avec le pétrole et les liquides. [8]

II.5.1.1.2. performances de la pompe

Les fabricants indiquent les performances de leurs étages de pompe sur la base d'un étage, d'une eau de gravité spécifique (SG) de 1,0 à une puissance de 60 ou 50 Hz. Une courbe de performance typique pour une pompe radiale de 4 pouces de diamètre, avec un débit nominal à meilleur rendement de 650 B/D et un débit nominal de 6 000 B/D est présentée à la figure suivante . Dans ces graphiques, la hauteur de charge, la puissance au frein (BHP) et le rendement de l'étage sont représentés en fonction du débit sur l'axe des abscisses. La hauteur de chute, le débit et le BHP sont basés sur des données d'essai. Fig II.5 .

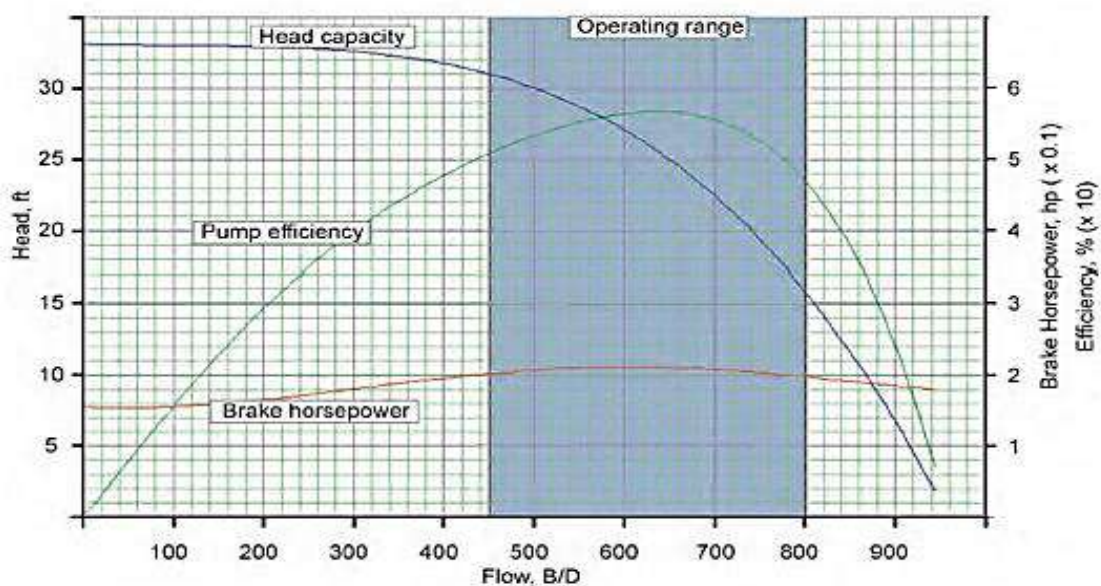


Figure II.5 : courbe de performance de la pompe [18]

et l'efficacité est calculée sur la base de : ηQ

$$\text{Efficacité} = \eta_p = (Q \times \text{TDH} \times \text{SG}) / (C \times \text{BHP}) \quad (\text{II.1})$$

Où

Q est donné en gal/min

ou

Q est donné en m^3/d

TDH est donné en ft

TDH en m

C = 3,960

C = 6,750

La courbe tête/débit indique la hauteur de refoulement, mesurée en pieds ou en mètres, qui peut être produite par un étage. La hauteur manométrique étant indépendante de la densité du fluide, la pompe produit la même hauteur manométrique pour tous les fluides, à l'exception de ceux qui sont visqueux ou qui contiennent des gaz libres. Si la hauteur manométrique est présentée en termes de pression, il y aura une courbe spécifique pour chaque fluide, en fonction de sa densité. La zone sombre (en surbrillance) de la courbe correspond à la "plage de fonctionnement" recommandée par le fabricant. ROR Elle indique la plage dans laquelle la pompe peut fonctionner de manière fiable. Le bord gauche de la zone correspond au point de fonctionnement minimum, et le bord droit au point de fonctionnement maximum. Le point de meilleur rendement (BEP) se situe entre ces deux points, et c'est là que la courbe de rendement atteint son maximum. La forme de la courbe tête/débit et de la courbe caractéristique de poussée de cet étage particulier détermine les points minimum et maximum. Le point minimum est généralement situé là où la courbe de hauteur de charge est encore ascendante, avant de s'aplatir ou de chuter, et à une valeur de poussée descendante acceptable pour les capacités de charge de la rondelle de poussée. L'emplacement du point maximum est basé sur le maintien de la roue à un équilibre de performance basé sur la considération de la valeur de poussée, de la tête produite et de l'efficacité acceptable. [18]

II.5.1.1.3. Les différents facteurs influant la durée de vie de la pompe

II.5.1.1.3.1. Désigne

La première étape pour obtenir une longue durée de vie de la pompe est une conception propre de l'unité de pompage. En cas de conception incorrecte, la pompe sera forcée de sortir de sa plage de fonctionnement, ce qui réduira sa durée de vie. Le moteur vibrera si la pompe est sous-dimensionnée, et le moteur sera chauffé si la pompe est surdimensionnée (généralement en raison de changements dans les paramètres de production).

II.5.1.1.3.2. Gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP

- Déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussée du gaz produit avec l'huile.
- Gaz locking (En présence du gaz comprimé dans les étages de la pompe, l'étage à partir de sa conception ne peut pas jouer le rôle de convertir l'énergie cinétique en énergie de pression pour les gaz).
- Perte de production (Si le GOR augmente \Rightarrow Q_g augmente \Rightarrow Q_o diminue).
- Stresses mécaniques et électriques.
- Pannes imprévues.

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

II.5.1.1.3.3. Viscosité

Un fluide visqueux peut causer une variété de problèmes. Lorsque la viscosité du fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente également. Les pertes de charge sont également plus importantes en raison de la longueur de la tuyauterie, ce qui oblige la pompe à travailler davantage.

II.5.1.1.3.4. Corrosion

La présence de CO₂ et de H₂S peut affecter l'unité de pompage en corrodant les connexions électriques et en abaissant la température. Ce problème peut être évité en choisissant un équipement approprié.

II.5.1.1.3.5. Sable

Le sable accélère la défaillance de la pompe en augmentant les vibrations de l'arbre, ce qui entraîne la perte de la garniture mécanique du protecteur et, par conséquent, la défaillance du moteur en raison de la migration du fluide du réservoir. Le même sable peut être produit par la pompe plusieurs fois sans jamais atteindre la surface.

La technique la plus efficace consiste à éviter ou à réduire la production de sable, car un matériau approprié peut être utilisé dans la conception pour résister à l'abrasion et offrir une meilleure stabilité à l'arbre en rotation.

II.5.1.1.3.6. Déposition

Dans la pompe, des dépôts, des asphaltènes et du kérosène peuvent se déposer. En conséquence, le débit de la pompe s'obstrue ou diminue, ce qui diminue son rendement et augmente le risque de griller le moteur. Un traitement chimique, un revêtement (téflon) ou l'utilisation d'une pompe à phases mixtes sont autant d'options.

II.5.1.1.3.7. Echec électrique

Cette panne peut se produire en surface, ce qui est simple à réparer, ou dans le fond, ce qui nécessite un workover pour remplacer le câble ou l'ESP.

II.5.1.1.3.8. Vieillessement

Même si la pompe fonctionne conformément à sa conception d'origine, certains composants, en particulier les consommables comme les joints, l'huile moteur et les joints toriques, ainsi que les composants électriques et l'équipement de surveillance, vont tomber en panne. [30]

II.5.1.2. Séparateur de gaz

Les performances de la pompe ESP sont réduites dans les puits en raison du phénomène de cavité où la présence de gaz libre est importante. Par conséquent, avant de limiter la production ou la durée de vie du système, il est nécessaire de séparer le gaz du liquide. A cet effet, un séparateur est monté juste à l'entrée du fluide de la pompe (aspiration), permettant de séparer le gaz libre et de le détourner vers l'annulaire.

La figure (Fig. II.6) montre deux exemples de ces dispositifs. [13]

II.5.1.2.1. Séparateur de type vortex

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

filtre est dirigé vers les événements du séparateur, où il sort vers l'annulaire et s'écoule vers le haut du puits. [28]

II.5.1.2.2. Séparateur rotatif de type centrifuge

Il est de conception similaire au style vortex, mais il a une chambre rotative à la place du générateur de vortex. La chambre a plusieurs lames radiales qui sont entourées par une enveloppe externe ou une coquille. Le fluide qui entre dans la chambre est centrifugé à des forces de gravités très élevées sur la longueur de la chambre. En sortant de la chambre, le fluide pénètre dans le passage d'écoulement et suit le même traitement que celui déjà décrit dans le style vortex. [28]

II.5.1.2.3. Les Composants d'un séparateur

- Gas Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (Patented)
- Chambre de Separation
- Intake
- arbre (Shaft)

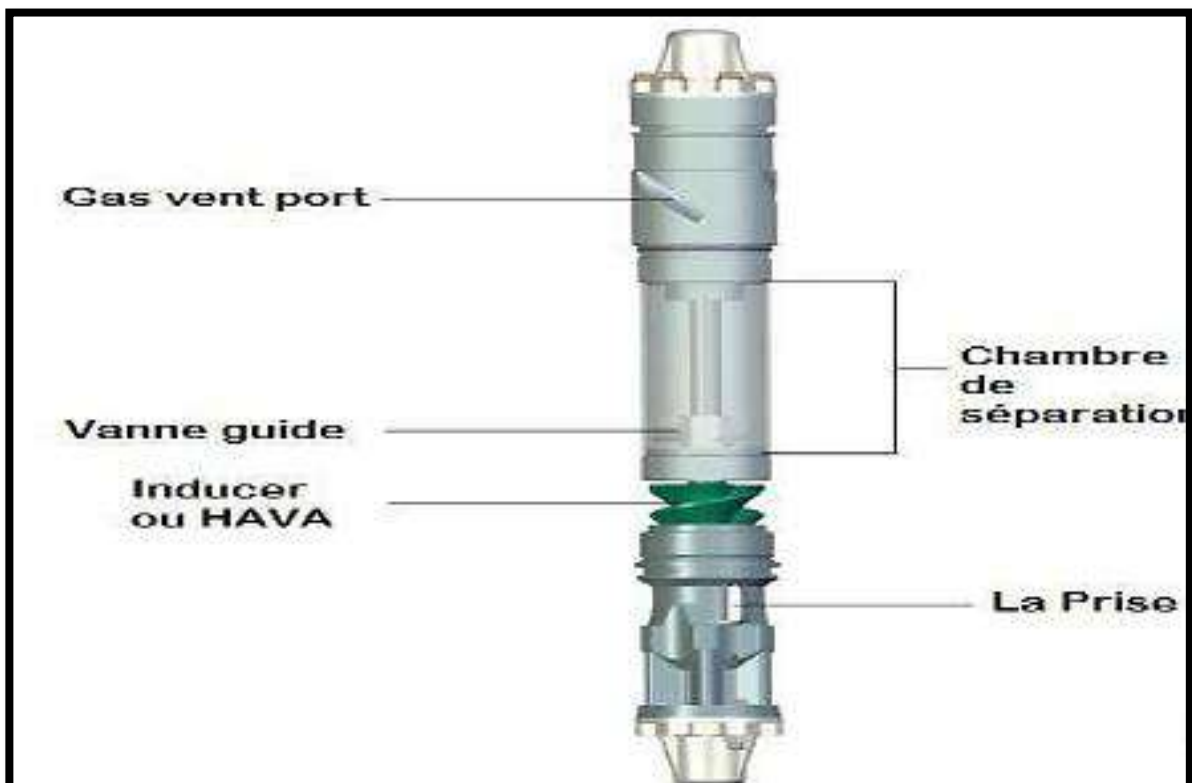


Figure II.6: le séparateur [7]

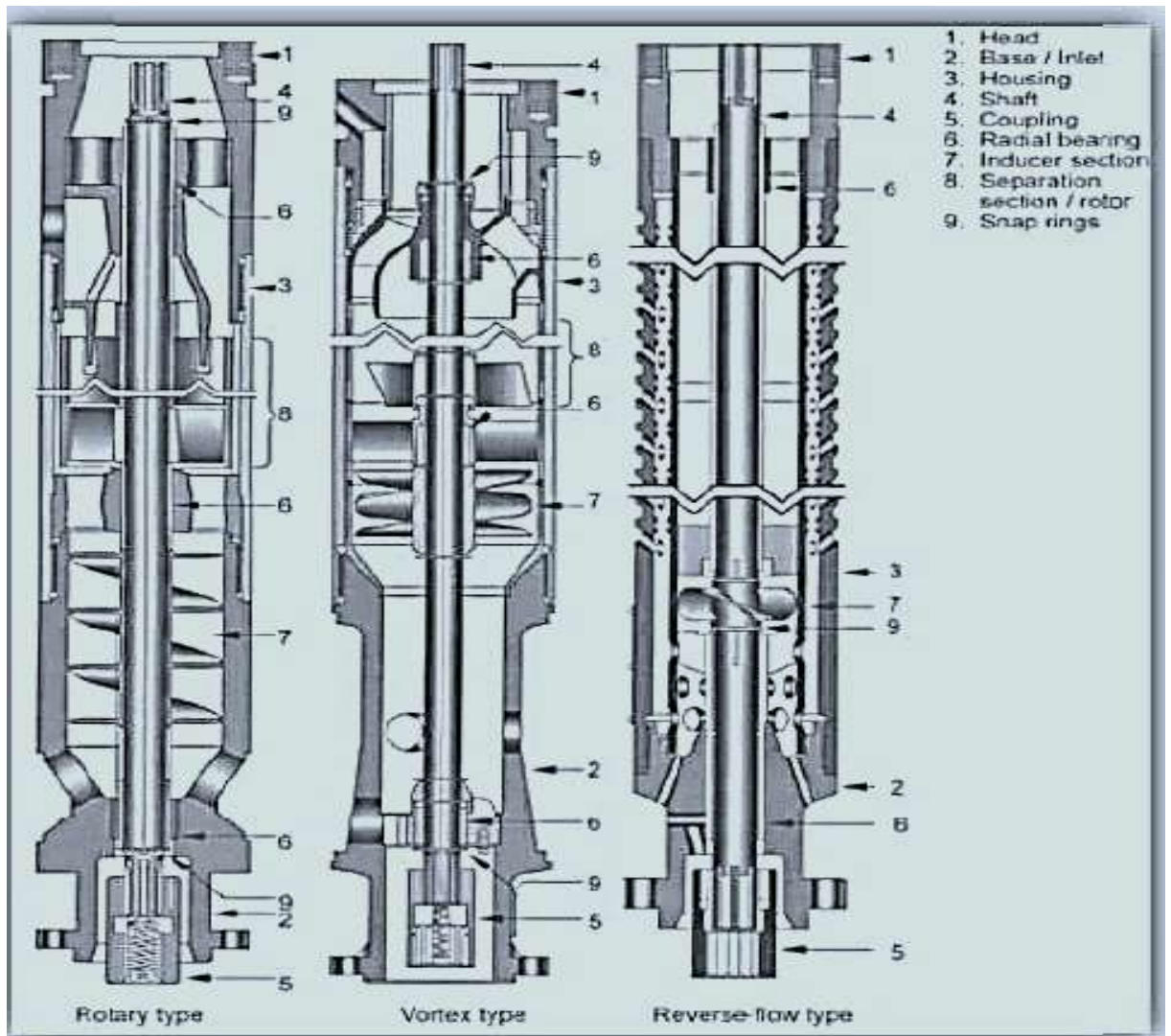


Figure II.7 : types des séparateurs de pompe ESP[28]

II.5.1.3. Le moteur électrique

II.5.1.3.1. Le but

Le but principal d'un moteur est de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique qui fait tourner l'arbre. L'arbre est relié par le joint et le séparateur de gaz et fait tourner les roues à l'intérieur de la pompe.

Un moteur ESP se compose des principaux composants suivants :

- Rotors.
- Stator.
- Arbre.
- Roulements.

- Fil magnétique isolé.
- Encapsulation d'enroulement.
- L'animations du rotor et du stator.
- Logement.
- Roulement. [18]

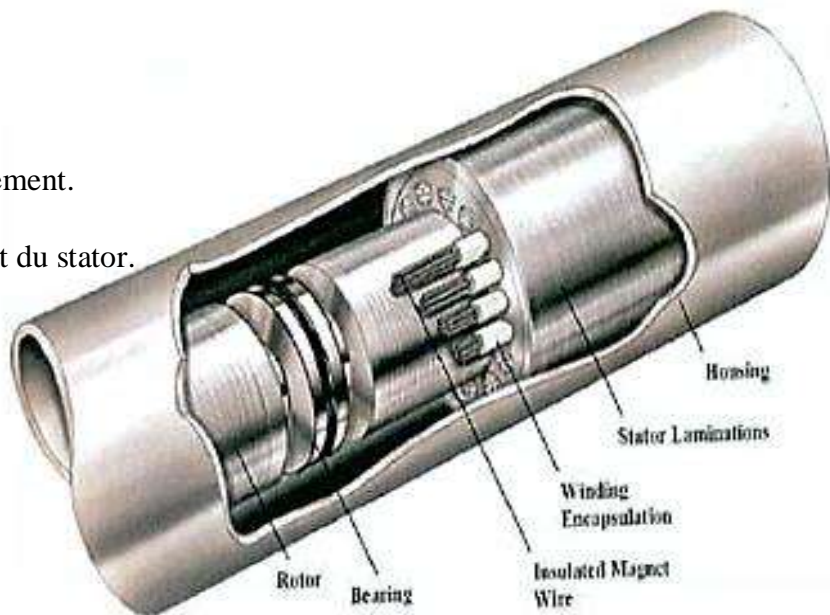


Figure II.8 : moteur électrique . [18]

Un moteur ESP est un moteur électrique à induction à cage d'écureuil à trois phases et deux pôles. Il fonctionne sur la base de l'induction électromagnétique, qui fait référence à un courant électrique induit dans tout conducteur se déplaçant par rapport à un moteur ESP, qui tourne à environ 3600 tr/min sur des systèmes d'alimentation de 60 Hz. Les moteurs ESP peuvent fonctionner à des tensions allant de 230 à 7000 volts. L'effet peut être augmenté en augmentant la longueur ou le diamètre du moteur pour obtenir la puissance désirée. Cependant, comme un puits de pétrole a un diamètre fixe, les moteurs ESP sont généralement très longs, jusqu'à 10 mètres, pour fournir suffisamment de puissance (la figure II.11 illustre la structure de base d'un moteur ESP).

Le stator, qui est fixé au boîtier, est un cylindre creux composé d'un grand nombre de tôles statoriques, qui sont des disques d'acier très serrés. Cette méthode permet d'éviter les courants de Foucault dans le métal du stator. Plusieurs espaces dans les tôles abritent les bobinages isolés en cuivre du stator, également appelés "fils magnétiques", qui sont reliés à la source d'alimentation en courant alternatif. Trois paires de bobines font le tour de la périphérie du moteur .[16]

Le moteur doit être doté d'un système d'isolation qui comprend les éléments suivants pour éviter les problèmes électriques dans les enroulements :

- Les fils individuels qui composent les enroulements sont isolés.
- Entre le stator et les enroulements, il y a une isolation.
- Protection contre les défauts de phase à phase [16].

Le rotor est constitué de lamelles et est logé à l'intérieur du stator, avec un espace d'air annulaire entre eux. La cage d'écureuil est formée d'une série de barres de cuivre qui s'insèrent dans les fentes des tôles du rotor. La rainure de clavette axiale dans l'alésage central des lamelles du rotor accepte la clavette qui relie les lamelles à l'arbre du moteur et transmet le couple à l'arbre. En raison des vitesses élevées, les rotors sont constitués de pièces courtes avec des roulements radiaux entre elles. Le champ magnétique créé par le champ magnétique tournant dans les enroulements du stator produit un courant dans le rotor, qui génère un champ magnétique. Le rotor est mis en rotation et entraîné par le jeu des deux champs magnétiques, qui sont à nouveau couplés à l'arbre du moteur.

Parce qu'un arbre de moteur peut avoir jusqu'à 10 mètres de long, les vibrations radiales doivent être évitées. C'est pourquoi des roulements radiaux sont placés à différents endroits sur la longueur de l'arbre. Une huile raffinée est utilisée pour remplir le moteur, ce qui assure la rigidité diélectrique, la lubrification et le refroidissement. Un filtre est prévu pour éliminer les particules solides de l'huile, et l'arbre du moteur est creux pour permettre à l'huile de circuler.

Les moteurs électriques utilisés dans les ESP ne sont pas les mêmes que les moteurs "ordinaires" utilisés à la surface, les différences les plus importantes étant :

- Leur rapport longueur/diamètre est nettement supérieur à celui des moteurs de surface.
- Ils sont refroidis par le fluide du puits plutôt que par l'air ambiant.
- De longs câbles les relient à la source d'énergie de surface [16].

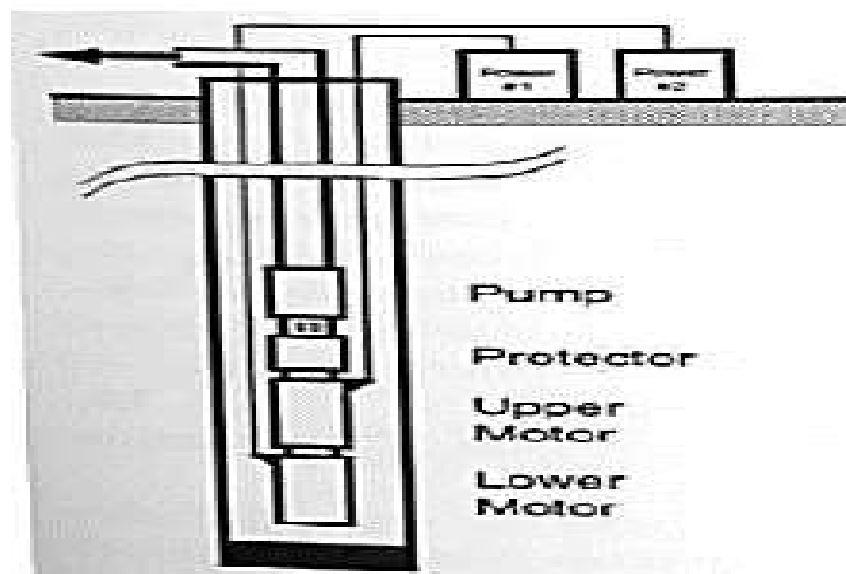


Figure II.9 : deux moteurs connectés à ESP [16]

Note

- Lorsqu'une perte de tension importante est possible, comme indiqué précédemment, la seule méthode pour augmenter la puissance du moteur est de l'allonger. Cependant, il est possible de relier deux ou trois moteurs en série pour obtenir des puissances plus élevées, comme le montre la figure II.12, où les deux moteurs sont reliés mécaniquement mais fonctionnent électriquement de manière indépendante. Le moteur a une puissance maximale de 2 000 CV, permettant un taux de production de 30 000 BPD. [16]

- De ce fait, le moteur ne doit jamais être placé en dessous des perforations, c'est-à-dire en dessous de la zone de remontée du fluide produit, et un débit insuffisant de fluide peut occasionner un échauffement anormal, dommageable pour le moteur.

L'énergie électrique est transmise au moteur par un câble spécialement étudié, d'aspect extérieur rond ou plat, les constructeurs étant placés à l'intérieur d'une armature.

II.5.1.4. Le protecteur

Le protecteur sert de la liaison vitale dans tout l'assemblage de system ESP, et s'il n'est pas correctement appliqué, il peut réduire la durée de vie en service de l'équipement. [29]

Les composants du protecteur comme Fig. II.10

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

II.5.1.4.1 Le rôle du protecteur

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

- L'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur.
- Fournir un espace pour la dilatation et la contraction de l'huile du moteur (dilatation thermique à partir de la température de fond plus la température du moteur).

- Protéger l'huile du moteur de la contamination avec le fluide produit : deux joints d'étanchéité mécanique fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre.
- Absorbe-le stress généré par la pompe et dissiper la chaleur produit du stress.

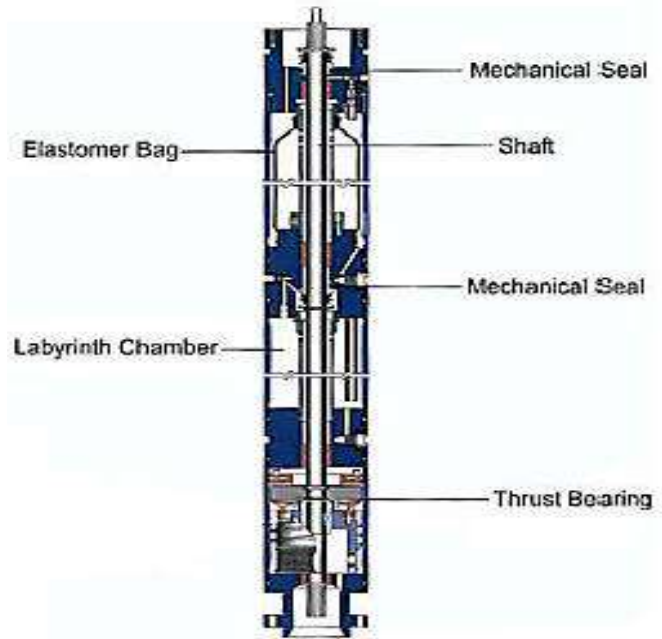


Figure. II.10: le protecteur [18]

II.5.1.5. Le câble électrique

Le câble ESP transfère l'énergie électrique de la source d'alimentation de surface au moteur et agit comme le lien critique entre la surface et l'équipement de fond de trou. Le câble est un câble électrique triphasé qui descend le tube de production. Les câbles ESP fonctionnent dans des conditions difficiles et doivent répondre aux exigences suivantes : [18]

- Ils doivent être de petit diamètre afin de pouvoir s'insérer dans l'annulaire le long du puits;
- Ils doivent maintenir leurs propriétés diélectriques dans des conditions de puits difficiles telles que :

- ↳ températures élevées;
- ↳ environnements fluides agressifs;
- ↳ la présence d'hydrocarbures et/ou d'autres gaz.

- Ils doivent être bien protégés contre les dommages mécaniques survenant pendant le fonctionnement et la traction ainsi que les opérations normales. [6]

II.5.1.5. 1. Matériaux des câbles

Les câbles ESP peuvent être fabriqués dans des configurations rondes et plates. La plupart des câbles sont composés des composants suivants : Fig. II.11

- Trois conducteurs en cuivre transportant le courant alternatif.

- Isolation individuelle de chaque conducteur empêchant les courts-circuits et les fuites de courant.
- Une gaine qui assure la résistance et la protection structurelles et empêche le contact des isolants avec l'équipement de fond de trou.
- Une armure métallique offrant une protection mécanique améliorée. [18]

II.5.1.5. 2. Construction de câble

Les câbles ESP sont disponibles en deux configurations : ronde ou plate. [6]

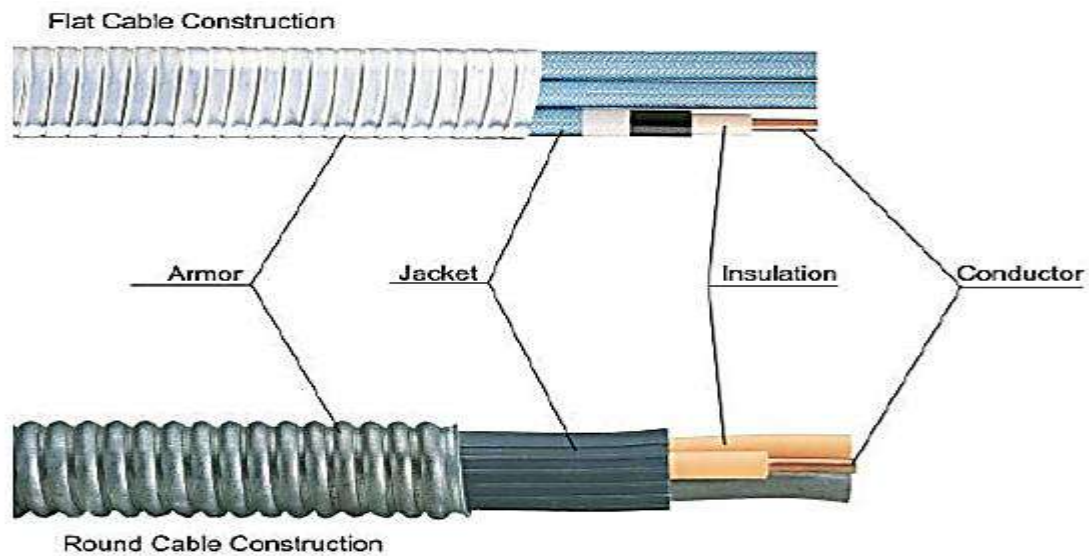


Figure. II.11: les composants de câble électrique . [18]

En raison des conditions très difficiles dans les puits de pétrole, les câbles doivent être durables dans un large éventail de conditions. Une longue durée de vie du câble est mieux obtenue en empêchant la décompression et les dommages mécaniques résultant en des câbles ESP durables et durables. [18]

II.5.2. Équipements de surface

L'équipement de commande en surface En plus des transformateurs de courant, les constructeurs fournissent, pour chaque pompe, une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que: ampèremètre-enregistreur, un relais de surcharge, un disjoncteur et des minuteries pour les redémarrages et les arrêts. Enfin, depuis quelques années, on trouve sur le marché un système qui permet de faire varier automatiquement la vitesse du moteur et, par conséquent, le débit de la pompe. Cette adaptabilité permet une exploitation plus efficace des puits si la pression du réservoir, l'indice de productivité, le GOR et le WC ne sont pas stables.

II.5.2.1. Tête de puits

La tête de puits est conçue pour supporter le poids de l'équipement souterrain et pour maintenir le contrôle annulaire de surface du puits. Il est sélectionné en fonction de la taille du tubage et de la tubulure, de la charge maximale recommandée, de la pression de surface et des exigences de passage du câble d'alimentation. La tête de puits est l'équipement installé à la surface du puits de forage dont le but est de : Fig II.12

- Suspendez le tube de production.
- Prévoyez un emballage étanche à la pression autour de la tubulure et du câble d'alimentation.
- Supporter le poids de l'équipement de fond et maintenir le contrôle annulaire. Ils doivent sceller les tubes et l'électricité. [5]

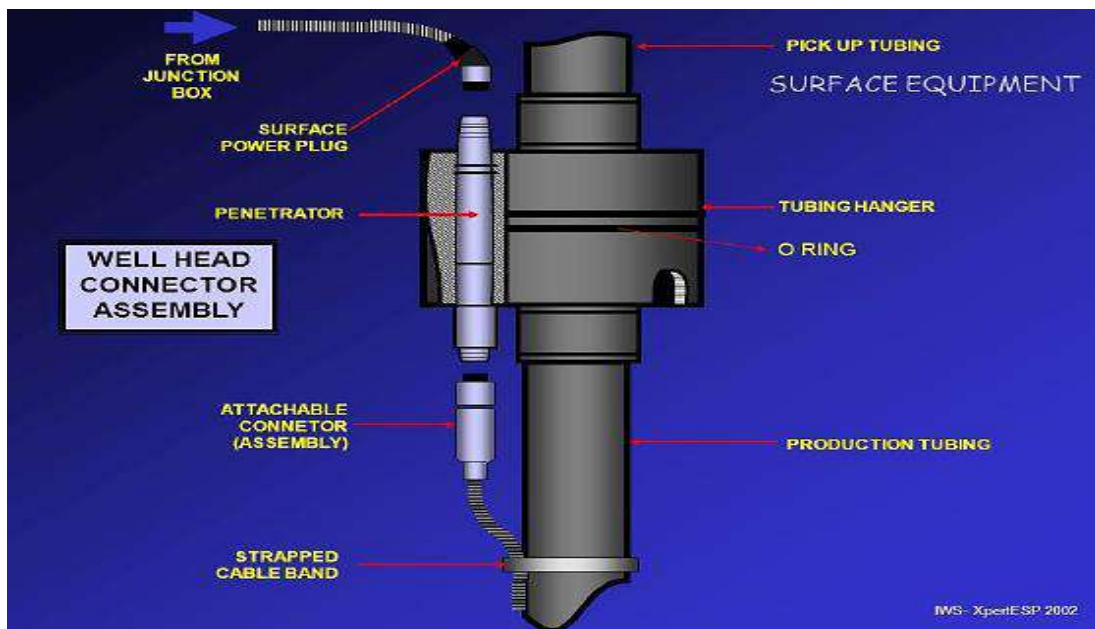


Figure II.12: Tête de puits ESP avec connecteurs d'alimentation.

II.5.2.2. La boîte de jonction (Junction box)

Le câble électrique du puits doit être connecté à un câble électrique de surface qui mène à la centrale électrique en passant par une boîte de jonction. Les deux câbles sont connectés dans une boîte de jonction, souvent appelée " boîte à vent " Fig II.13. Il s'agit d'une boîte étanche et ventilée qui remplit les trois fonctions suivantes :

- Elle établit une liaison électrique entre le trou et les câbles électriques en surface.
- Il évacue vers l'atmosphère tout gaz qui aurait pu atteindre ce point en raison de la migration du gaz de puits le long de la ligne électrique ESP. Comme le gaz ne peut pas s'écouler dans le câble jusqu'à la centrale électrique, l'évacuation du gaz évite le risque d'incendie ou d'explosion.

- Il sert d'emplacement de test pratique pour l'inspection électrique des équipements de fond de puits. [6]

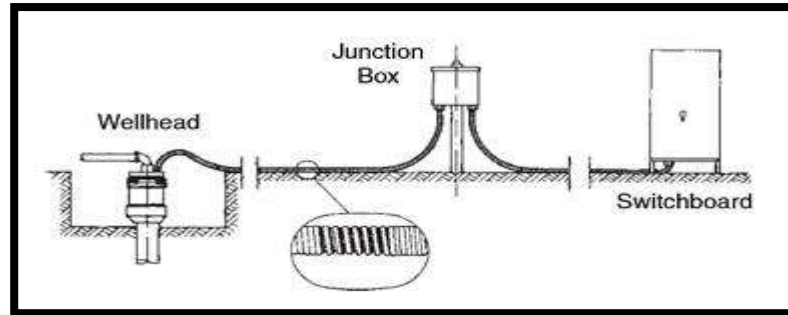


Figure II.13: arrangement de la surface d'une installation ESP. [6]

II.5.2.3. Transformateur

La tension de surface disponible est souvent incompatible avec la tension nécessaire au moteur, ce qui nécessite l'utilisation de transformateurs pour atteindre le niveau de tension de surface requis. Le champ pétrolifère utilise des tensions de 6000 volts ou plus pour l'alimentation électrique, tandis que les équipements ESP utilisent des tensions comprises entre 250 et 4000 volts. Les transformateurs autonomes refroidis à l'huile pour les installations ESP sont disponibles dans des configurations standard triphasées, auto transformées triphasées, ou un choix de trois transformateurs monophasés. Fig II.14

Trois transformateurs monophasés sont plus rentables qu'un transformateur triphasé à des tensions primaires plus élevées. Les transformateurs sont choisis en fonction de leur tension et de leur puissance de sortie. Comme la perte de tension dans la ligne électrique augmente avec la longueur du câble, la tension de surface nécessaire dépend fortement de la profondeur de réglage de l'équipement ESP. La tension de surface nécessaire est calculée en ajoutant la chute de tension à la tension spécifiée du moteur.

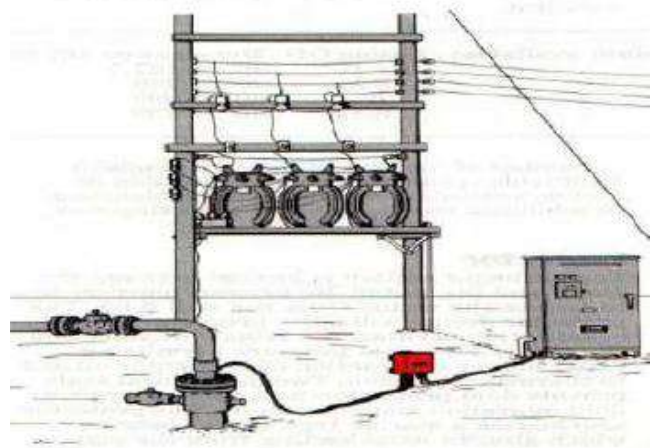


Figure. II.14 : Transformateur

II.5.2.4. Le standard (Switchboard)

Le tableau de commande fonctionne comme un contrôleur de moteur. Sur les tableaux conventionnels, la capacité de tension varie de 600 à 4900 volts.

La complexité des tableaux de distribution peut varier d'un:

- simple interrupteur de démarrage
- arrêt du moteur à un système complet de surveillance
- contrôle extrêmement sophistiqué.

Le rôle du contrôleur de moteur est de protéger l'unité de fond de puits en détectant les anomalies du service d'alimentation et en coupant l'alimentation électrique.

Les circonstances de surcharge et de sous-charge sont toutes deux surveillées par la fonction de surveillance. Si la condition de défaut est causée par une sous-charge, elle peut être configurée pour redémarrer automatiquement le moteur de fond après un délai défini par l'utilisateur. L'arrêt pour surcharge doit être redémarré manuellement. Il convient de le faire après avoir découvert la condition de défaut et y avoir remédié.

Le contrôleur dispose également d'un instrument d'enregistrement qui peut être utilisé pour surveiller le système de fabrication. [5]



Figure II.15 : Switch board [5].

II.5.2.5. Variable speed drive (VSD)

Le VSD permet de faire varier les performances de l'ESP en contrôlant la vitesse du moteur. Si cet objectif est atteint, il peut avoir les principaux avantages suivants :

- meilleur contrôle de la température du moteur.
- améliorer la gestion des gaz.

- s'adapter aux conditions changeantes du puits .

Normalement, dans les champs pétrolifères, la tension d'alimentation est assez élevée et les tensions de surface requises doivent être ajustées individuellement sur chaque puits. Si une unité VSD est utilisée, le VSD fournit la fréquence requise. Les transformateurs abaisseurs et éleveurs effectuent les ajustements nécessaires pour s'assurer que la tension requise est disponible pour l'ESP.

Le VSD convertit la fréquence d'entrée (normalement 60 Hz) en la fréquence de fonctionnement requise, le VSD contient les composants principaux suivants :

- Section redresseur. Convertit la tension et le courant alternatifs en une tension et un courant continus.
- Section de contrôle CC. Fournit une forme d'onde CC lisse à la section suivante.
- Section onduleur. Reconvertit la tension continue en une tension alternative à une fréquence déterminée.

Le VSD est largement reconnu comme un outil important pour assurer la flexibilité opérationnelle des systèmes ESP.

Les VSD sont monnaie courante dans les puits de pétrole où les conditions de fond de trou sont sujettes à des changements (s'applique à la plupart des puits de pétrole). [5]



Figure II.16: Variable speed drive [9]

II.5.2.6. Centralisateur

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

II.5.2.7. Moniteur de pression et de température

Les besoins de changer la dimension de la pompe, le débit ou faire un workover du puits peuvent être déterminés quand des données actuelles sur la pression du réservoir sont valables. Et pour

cela un moniteur utilisé pour la mesure conjuguée de la pression et la température du fond de puits, ayant la possibilité d'enregistrer spontanément et sans interruption les deux paramètres, afin de détecter les défailances électriques, et régler la vitesse de fonctionnement en utilisant le VSD. [30]

II.6. Les défailances et les problème de systèmes ESP

Les défailances éventuelles du système ESP sont principalement de nature électrique, car le système électrique est souvent le maillon le plus faible. Cependant, ces défailances, cependant, proviennent souvent d'un autre problème, principalement mécanique, qui est la source de la défailance. C'est la raison pour laquelle chaque défailance doit être analysée avec précision et sa cause doit être trouvée. L'analyse des défailances est donc un outil précieux pour augmenter la durée de vie des équipements ESP. [6]

II.6.1. Causes générales des défailances

Les défailances de l'équipement peuvent être causées par plusieurs facteurs liés à l'état du puits, aux problèmes de conception et d'installation, et ainsi de suite. [6]

II.6.2. Défaillances typiques des composants du système

a) Pompe ESP

Les sections suivantes décrivent les défauts courants qui entraînent des défailances de la pompe : Pompe ESP :

- Lorsque la pompe fonctionne à un taux supérieur au taux de pompage maximum recommandé, une usure par poussée se développe. Le taux de pompage maximal à utiliser est suggéré. Les rotors des pompes flottantes sont forcés contre les diffuseurs, ce qui a pour effet de submerger et de détruire les rondelles de poussée ascendante ; les abrasifs présents dans le fluide du puits accélèrent le processus.
- À des vitesses inférieures au débit minimal admissible, l'usure par poussée descendante des étages de la pompe est courante, et le problème est exagéré. Cette difficulté est exacerbée par la présence de sable ou de matériaux abrasifs, ce qui augmente le débit minimum nécessaire. solides qui sont abrasifs Avant que les étages ne cèdent, les rondelles de descente sont détruites.
- Lorsque des fluides chargés d'abrasifs sont créés, l'érosion se produit dans les étages de la pompe. produits. [6]

b) Moteur ESP

Bien que la majorité des pannes potentielles du moteur ESP soient de nature électrique, il existe

de nombreuses autres situations qui peuvent devenir la cause principale de la panne du moteur:

- La surcharge du moteur provoque une surchauffe importante du câblage du moteur, qui peut l'endommager ou le griller.
- Les systèmes de protection contre les fuites permettent aux fluides de puits d'atteindre le moteur, contaminant l'huile et finissant par épuiser le moteur.
- Et finalement un burnout du moteur Les enroulements du moteur peuvent s'échauffer en raison d'un refroidissement insuffisant du moteur ; les matériaux isolants peuvent devenir des enroulements du moteur ; les matériaux isolants peuvent se décomposer et provoquer une panne électrique. [6]

c) Section du protecteur

Les facteurs suivants sont responsables des défaillances des protecteurs :

- Les joints mécaniques cassés ou endommagés permettent aux fluides de s'écouler du puits. Les joints mécaniques cassés ou endommagés laissent s'écouler les fluides du puits d'abord dans le protecteur, puis dans le moteur.
- Lorsque la pompe fonctionne en mode "Up-Thrust" ou "Down-Thrust" excessif, le roulement principal "Thrust" de l'ESP dans le protecteur peut se rompre.
- Dans les sections de puits déviantes, les protections de type labyrinthe peuvent se rompre (plus de 30 degrés par rapport à la verticale). [6]

d) Un séparateur de gaz rotatif

est un dispositif qui sépare les gaz. Lorsque des fluides de puits chargés de sable sont produits, les séparateurs de gaz rotatifs peuvent tomber en panne en raison de l'abrasion interne induite par les forces centrifuges agissant sur les particules solides. Des fluides de puits contenant du sable sont produits. [6]

e) Câble électrique

- Les dommages mécaniques (écrasement, coupure, etc.) pendant les activités de marche ou de traction sont des causes possibles de défaillance des câbles.
- Corrosion de la surface extérieure du câble.
- Dégradation de l'isolation causée par des températures élevées ou l'action des gaz du puits. [6]

II.7. Le choix d'une pompe ESP

En principe, la pompe centrifuge manque de souplesse et nécessite une connaissance aussi fine que possible des performances présentes et à venir du puits, en particulier de l'indice de productivité, du débit et de la hauteur de refoulement dans laquelle sont incluses la perte de charge par friction dans le tubing et la pression nécessaire en tête de puits. Cette hauteur totale est appelée TDH (Total Dynamic Head). Le choix d'une pompe va d'abord être limité par les dimensions du casing. Ensuite, la sélection de la et du moteur est faite d'après les performances données par les constructions et présentées sous forme de courbes donnant le débit, le rendement de la pompe, et pour un étage, la hauteur de refoulement et la puissance absorbée pour un fluide de densité 1. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble et de la géométrie de l'impulseur et du diffuseur. Le nombre d'étages nécessaires est la TDH divisée par la hauteur de refoulement par étage. Enfin, la puissance du moteur est calculée en multipliant le maximum de puissance par étage pris sur la courbe de la pompe par le nombre d'étages et en corrigeant en fonction de la densité du liquide pompé. [3]

En générale ,Pour tous les installations des pompes il faut que la pression d'aspiration soit supérieur au égale 150 psi équivalent approximativement à une colonne de 350 ft de fluide au-dessus de la pompe et sans cette submersion les performances de la pompe seront détériorés. [13]

II.8. Le Cycle de la pompe ESP

- Sélectionner les puits candidat pour l'ESP.
- Faire le Design de l'ESP.
- Fournir l'équipement.
- Procéder à l'installation et commission.
- Faire le test et optimiser le fonctionnement
- Améliorer les performances et augmenter la durée de vie

II.9. Points forts et faibles d'ESP

a) Points forts

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

b) Points faibles

- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLR est faible
- Peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse
- Détection des problèmes plus difficiles
- Réparations (repaires) plus difficiles
- Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes
- Pannes plus fréquentes (lower MTBF -mean time between failures). [4]

II.10. Analyse nodale

II.10.1. Introduction

Sous diverses contraintes techniques et économiques, l'optimisation de la production implique de déterminer et de mettre en œuvre des paramètres optimaux dans le système de production afin de maximiser les cadences de production d'hydrocarbures ou les coûts d'exploitation. L'optimisation de la production peut se faire à plusieurs niveaux, y compris au niveau du puits et du champ. [36]

Gilbert, un pionnier de la production dans les années 1950, a présenté les idées de base de l'analyse nodale en 1954. L'interaction entre le réservoir, le puits, la buse et l'installation de surface est appelée analyse nodale. L'objectif de l'analyse nodale de cette étude est de l'appliquer aux puits horizontaux du champ BRN qui ont un mauvais indice de productivité et pour lesquels l'analyse nodale est nécessaire pour maximiser les performances du puits.

II.10.2. Analyse nodale

Un système de production complet est évalué à l'aide de l'analyse nodale. Pour atteindre l'objectif économique, tout composant d'un puits de production, ou tous les puits d'un système de production, peuvent être optimisés. Tous les composants, ainsi que les paramètres requis, sont examinés.

II.10.3. Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- détermination du débit d'un puits existant de pétrole ou de gaz en tenant compte de la géométrie du puits de forage et les limites de complétion.
- détermination des conditions du flux (qui peut être liées au temps) de production d'un puits.
- Le choix du moment économique le plus important pour l'installation de lift artificiel et la sélection de la méthode de lift optimale.

- Optimisation du système de production.
- Vérification de chaque composant dans le système de puits pour déterminer s'il est inutile de limiter le débit.
- Permettre aux opérateurs et aux ingénieurs pour connaître rapidement comment faire pour augmenter la production.
- Permettre aux ingénieurs de concevoir le bon reconditionnement (work- over) sur les puits existants et évaluer les résultats afin d'augmenter la production. [31]

II.10.4. Application de l'analyse nodale

Les applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Optimisation de la production par un system de pompage (ESP).
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. [32]

Chapitre III

Présentation du champ

HMD

Chapitre III : Présentation du champ HMD

Introduction

Le champ Hassi Messaoud est l'un des champs les plus compliqués au monde. Ce champ a connu une évolution tectonique vigoureuse, marquée par des faciès de compression et des faciès distinctifs, dans l'histoire de la géologie. D'autre part, le sédiment a créé la forme indiquée par la structure actuelle en raison de la modification de la diagenèse du réservoir au cours du processus d'enfouissement de la période géologique. Parce qu'ils aggravent les paramètres pétrophysiques, ces occurrences peuvent parfois les améliorer. [2]

III. Présentation du champ HMD

III.1 Historique du champ

Hassi Messaoud est le plus grand champ pétrolier, dont la contribution dans la production nationale est d'environ 40%.

C'est un anticlinale d'âge Cambrien mis en évidence par le forage du 1^{er} puits MD1 en janvier 1957.

Les accumulations prouvées s'étalent sur une superficie de 3300 km² avec une profondeur d'environ 3400m et d'une épaisseur allant jusqu'à 250 m.

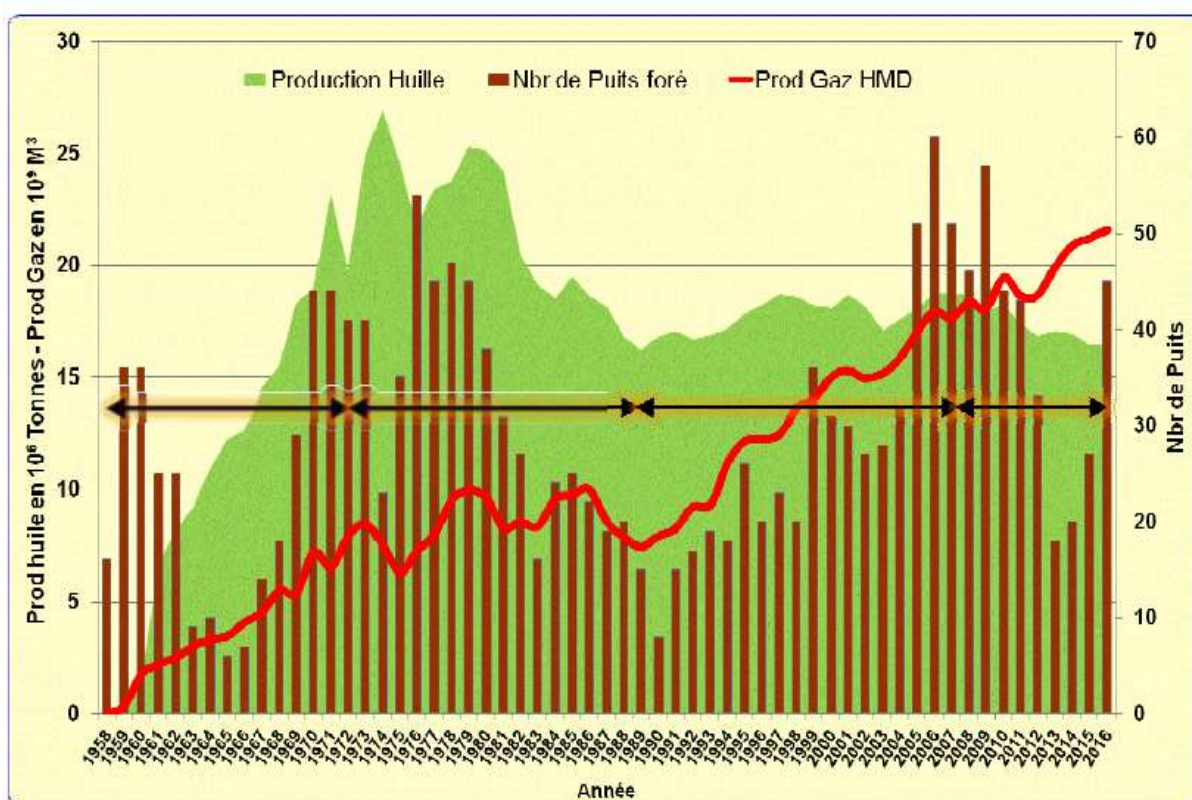


Figure III.1 : Historique de production d'Huile et de Gaz. [6]

Pour l'huile Depuis sa création en 1958, la production pétrolière du champ Hassi Messaoud a augmenté jusqu'à il a atteint un taux de production de 28 millions de tonnes en 1973. Puis il a connu une stabilité approximative du taux de production, atteignant 25 millions de tonnes en 1983. Puis il a été suivi d'une baisse importante, atteignant 17 millions de tonnes en 2016.

Pour le gaz la production est passée à environ 10 milliards de mètres cubes en 1986, suivie d'une baisse marquée à environ 8 milliards de mètres cubes en 1989, pour remonter à nouveau et atteindre 22 milliards de mètres cubes en 2016 [6]

III.2 Généralités géographique et géologiques

III.2.1 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 780 km au Sud Est d'Alger et à 300 km de la frontière Tunisienne. Il est limité :

- Nord Ouest par les gisements de Haoud-Berkaoui, Benkahla et Guellala.
- Sud Ouest par les gisements d'ELGassi, Zotti et EL-Agreb.
- Sud Est par les gisements de Rourd El-Baguel et Mesdar.
- Est par le Bassin de Berkine. [6]

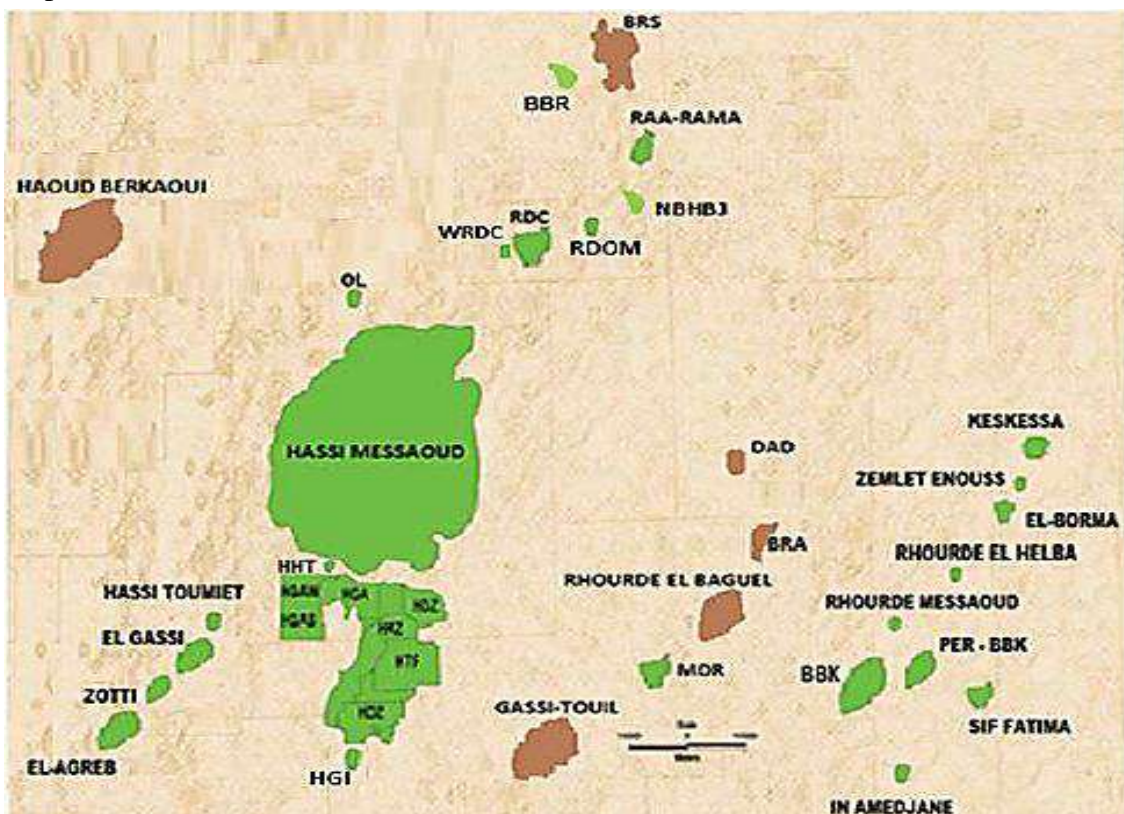


Figure III.2 : Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud[6]

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

X= 790.000 à 840.000 Est.

Y= 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

Au nord par latitude 32 15°.

Au Sud par latitude 31 30°.

A l'ouest par la longitude 5 40°.

A l'Est par la longitude 6 35°

III.2.2 Stratigraphie champ HMD

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
			L.S 2	60	Alternances sel et argile
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46
	TS 2			189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
	GRESEUX		35	Grès, argile	
	ERUPTIF discordance hercynienne		0.92	Andésites altérées	
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites
	CAMBRIEN	R1		50	Grès isométriques, fins, silteux
		Ra		120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts
		R2		100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique
		R3		300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse
	INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouges	
	SOCLE				

Figure III.3 : La stratigraphie de champs Hassi Messoud [7]

III.2.3. Description du réservoir

Comme indiqué précédemment, le gisement Hassi Messaoud se distingue par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie de 3100 à 3380 mètres. Il peut mesurer jusqu'à 200 mètres d'épaisseur. La légèreté de l'huile, qui a un API de 45,4. Pour un point de bulle compris entre 140 kg / cm² et 200 kg/cm², sa valeur initiale allait jusqu'à 482 kg / cm². Le champ HMD est situé dans la province orientale de la plate-forme saharienne. Cette province abrite la majorité des gisements d'hydrocarbures du Sahara.

Le Cambro-Ordovicien, qui se subdivise de bas en haut à Hassi Messaoud, contient des hydrocarbures :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Le grès d'EL-GASSI est la partie inférieure de l'argile de grès de l'Oued Mya. Discordance Hercynienne pour détruire une bonne partie de la terminologie paléozoïque, de sorte que le Trias est la couverture du réservoir. [2]

III.3. Paramètres du réservoir et productivité sur le terrain

En 2005, le champ Hassi Messaoud a produit environ 45% de son pétrole à partir de puits non conventionnels, 27% à partir de puits de remplissage horizontaux et 18% à partir de puits verticaux dans le but de récupérer du pétrole supplémentaire provenant de réservoirs de mauvaise qualité et d'augmenter la production globale.

Étant donné que le taux de production de pétrole d'un puits est déterminé par les caractéristiques de la formation et la quantité de pression de prélèvement appliquée, le facteur d'indice de productivité fournit une meilleure représentation de la productivité du puits (PI). La pression de prélèvement est déterminée par des facteurs opérationnels tels que la pression de tête de puits. Les propriétés des réservoirs sont énumérées dans le tableau suivant. [1]

Tableau III.1 : Données moyennes de gisement pour le champ de Hassi Messaoud. [1]

Formation pétrolifère	Grès cambrien
Début de la production	1958
Production actuelle du champ	310000 barils/jour
Nombre total de puits	>1200
Profondeur moyenne	3200 m sous le niveau de la mer
Pression initiale du réservoir	450 kg/cm ²
Point de bulle	150 à 210 kg/cm ²
Épaisseur de réservoir	50 à 120 m
Porosité du réservoir	6 % à 12 %
Perméabilité de la matrice du réservoir	1 à 40 mD
Saturation en huile	80 %
Densité de l'huile	45° API
Rapport gaz/huile en solution	100 à 200 m ³ /m ³
Facteur volumétrique de fond initial de l'huile	1.7 v/v
Viscosité initiale de l'huile	0.25 cp

Le gisement est classé en zones productives en fonction de la communication de pression et des caractéristiques du réservoir.

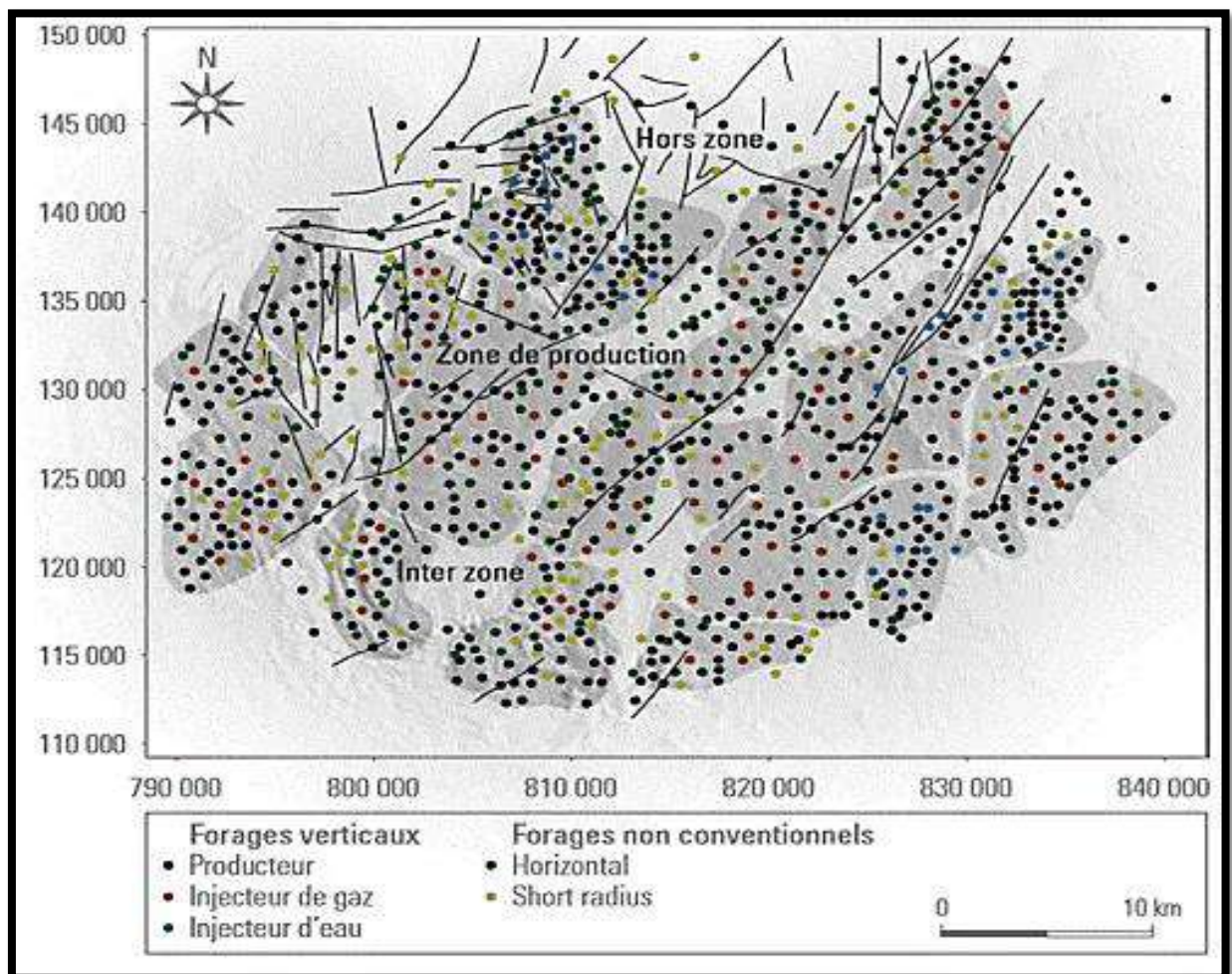


Figure III.4 : Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud. [1]

III.4 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ de Hassi Messaoud

La production de puits est en proie à des problèmes tels que les dépôts de sel, les petites particules et l'asphaltène . Pour le sulfate de baryum et les asphaltènes, des inhibiteurs sont couramment utilisés.

Pour réparer les dommages, environ 50 puits sont exposés à l'acidification matricielle chaque année. Afin d'optimiser la production de puits, plus de 300 puits ont été fracturés hydrauliquement pour compenser la faible perméabilité. Sur la plupart des champs, l'injection de gaz (ascenseur à gaz) est couramment utilisée pour l'activation de la production. [1]

III.5 Chute de la pression du gisement

Suite à l'énorme prélèvement, la pression du gisement a atteint des niveaux qui ont empêché l'éruption de nouveaux puits, nécessitant l'utilisation de techniques d'activation.

La disponibilité du gaz fait du levage au gaz la méthode la plus pratique dans le champ Hassi de Messaoud, bien qu'il ait récemment rencontré un certain nombre de problèmes, dont les plus graves sont:

- Le gaz pompé n'est pas optimal, en particulier lorsqu'il est injecté à travers le concentrique;
- À mesure que le niveau de liquide baisse, l'ascenseur à gaz devient moins efficace.
- Le problème de givrage ;
- L'excès de gaz a causé la rupture du réseau;
- Faible pression de réseau;

CHAPITRE IV

Etude de cas de puit OMJ 323

IV Etude du puits OMJ323

IV.1. Localisation et Renseignement sur le puits

Le puits OMJ323 est un puits producteur avec un débit modéré et se situe entre deux puits qui produisaient avec injection de gaz lift mais qui sont actuellement fermés.

- Puits foré et complété le 05/11/2015 dans HZN
- cible le réservoir RI et RA
- Statut : ouvert produit naturellement

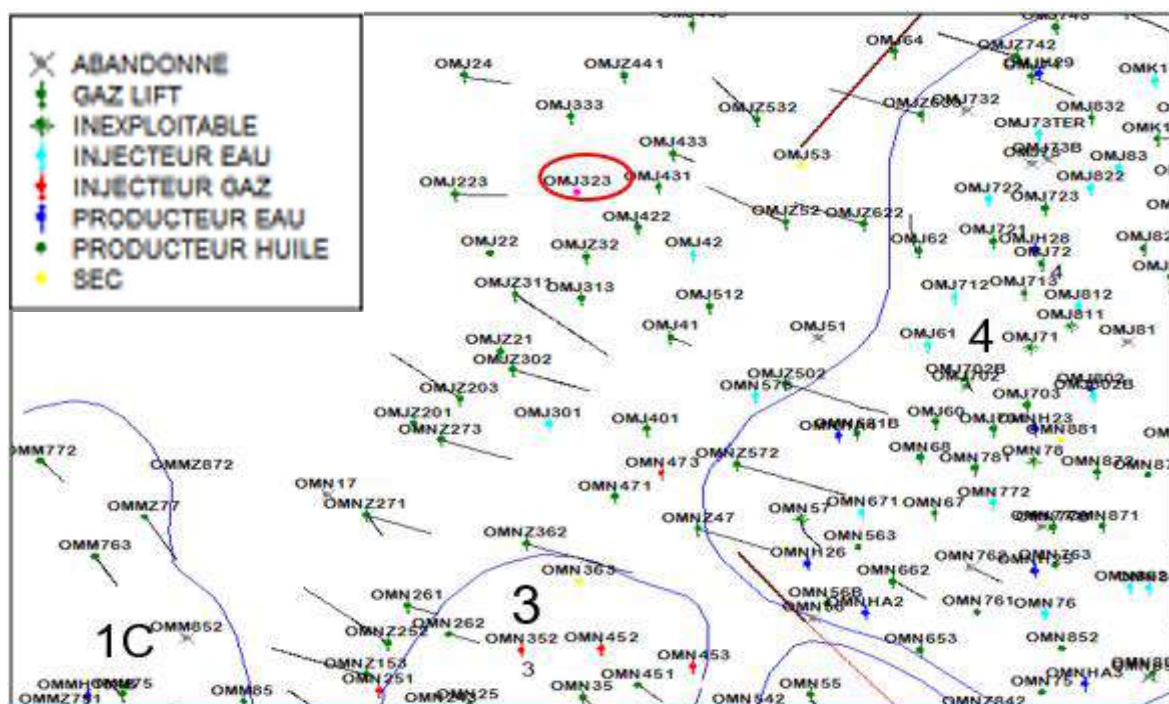


Figure IV.1 : La localisation du puits OMJ323

IV.2. Fiche technique

a) Cote des tubages

18"5/8 :489 m cs. 491 m CE. Pose 37m dans le senonienanhydritique.

13"3/8 :2391 m cs. 2391.5 m CE. Pose 118.5m dans le dogger lagunaire.

9"5/8 :3290 m cs. 3294 m CE. Pose 08 m dans le G30.

7" :3362 m cs. 3365.5 m CE. Pose 02 m dans le D4.

b) Complétion

- Puits est complété avec tubing 4"1/2
- Liaison couche trou : LPP 4"1/2
- Le puits est protégé en face la couche LD2 par une double protection
- La qualité de cimentation du casing est bonne

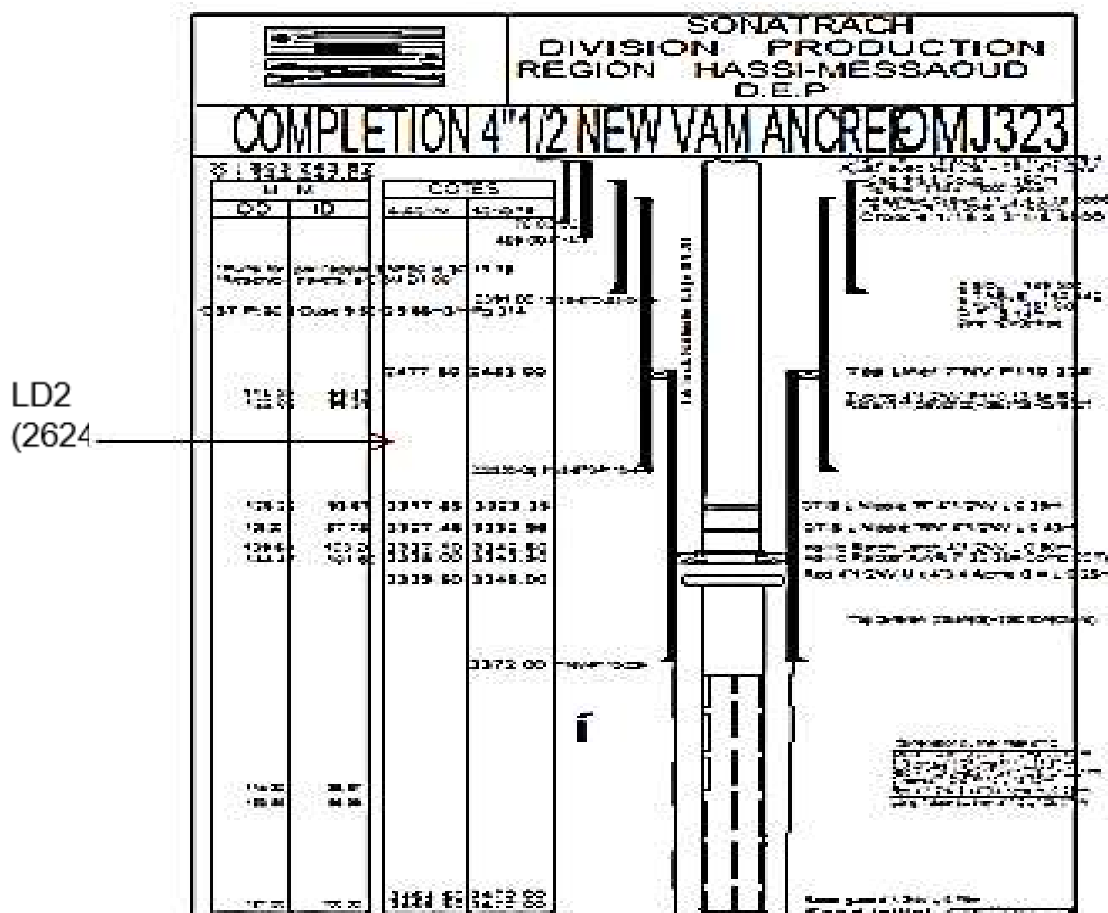


Figure IV.2 : Fiche technique de puit OMJ323

IV.2. PVT DATA

Les données PVT utilisé dans la modélisation c'est l'étude de puits OMJ323
situé de distance 1069 m de puits OMJ323

Tableaux IV.1 .Les données PVT de puit OMJ323

Oil API Gravity	42	API
Gas Specific Gravity	1,14	
Water Salinity	350000	ppm
Water Gravity	1,2748	
RS at Saturation Pressure	160	Sm ³ /Sm ³
FVF at Pb	1,708	
Saturation Pressure	132,5	kg/cm ² _g
Température	118	°C

Tableaux IV.2 : Dépôt dans le puits OMJ323

Sel	asphaltée	Paraffine	sédiment
Salinité : 38 mg/l Puits ne (nécessite pas un BE)	Non	non	non

IV.3. Historique de production

- Le puits produit naturellement de manière très stable
- Le débit d'huile du puits est en déclin



Figure IV.3 : Historique de production 323

IV.4. Historique des opération

Plusieurs opérations de nettoyage ont été effectuée (préventive) mais le potentiel du puits reste en déclin.

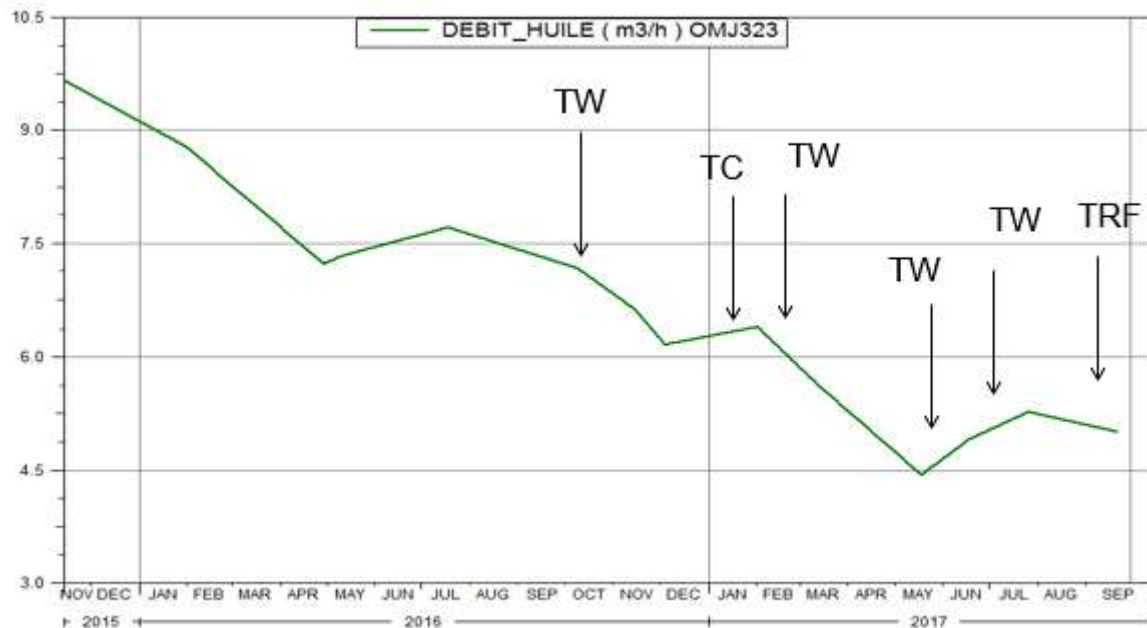


Figure IV.4 : Historique des opération sur le puit OMJ323

IV.5. Test du puits

D'après le DST réalisé en 15/11/2015, le puits a un bon (IP =0.665 m3/h/ kg/cm2)

Tableaux IV.3 Test DST sur le puit OMJ323

TEST Puits :OMJ323

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hr * Kyz)	Skln	Duse	Remarque
DST	15/11/2015	313.32	294.84	80.8	Huile 9.66	.665	--	1330	-	1.49	9.53	Puits producteur d'huile realise dans le D5, D4, D3, D2 et ID. Pfd @3139.16m. A exploiter avec duse 7mm.
PFD	22/10/2016	null	243.48	50.3	Huile 6.7	--	--	-	-	-	9	PFD @ -3149
PFD	10/01/2017	null	243.15	45.89	Huile 5.81	--	--	-	-	-	9	PFD @ -3174

IV.6. Liste des puits voisins

le puits est situé dans une zone où la pression du gisement est en déclin

Tableaux IV.4. Les puits voisins à OMJ323

Listes des Puits Voisins à OMJ323 RAYON : 2000 (m)

Puits	Status	Zone	Short Raduis	Fracture	Rayon	Dernier Test			Dernier Jaugeage						
						Type	Date	PG(kg/cm ²)	Date	Débit(m ³ /h)	Gor	Eau/rec(m ³ /h)	Eau/inj(m ³ /h)	Wor	Wcut(%)
OMJ422	GAZ LIFT	HZN	30/11/2008	10/05/1999	823.38	PFS	12/07/2014	141.19	19/04/2016	1.16	2513	0	0	0	0
OMJ232	GAZ LIFT	HZN	---	---	916.89	PFD	01/02/2015	---	22/03/2016	2.56	1875	0	0	0	0
OMJ333	GAZ LIFT	HZN	---	---	1069.39	SBU	02/02/2011	305.56	08/09/2015	0.4	5563	0	0	0	0
OMJ433	GAZ LIFT	HZN	02/03/2008	---	1179.20	PFS	14/08/2017	240.69	06/11/2009	0.4	7683	0	0	0	0
OMJ22	PRODUCTEUR HUTLE	HZN	---	---	1291.91	PFS	11/08/2017	251.17	25/11/2015	1.2	73	0	0	0	0
OMJ223	GAZ LIFT	HZN	29/06/2000	---	1351.73	SBU	17/07/2014	244.22	15/12/2014	0.26	13172	0	0	0	0
OMJ313	GAZ LIFT	HZN	26/09/2008	---	1504.69	SBU	29/08/2015	154.32	08/02/2016	2.3	1585	0	0	0	0
OMJ2311	GAZ LIFT	HZN	---	---	1599.51	DST	30/12/2008	381.3	22/03/2016	1.95	1187	0	0	0	0
OMJ2441	GAZ LIFT	HZN	---	---	1722.09	PFS	15/02/2013	391.82	26/11/2013	0.09	31872	0	0	0	0

Pression du gisement dans la zone est en déclin, elle est de l'ordre de 260 bars

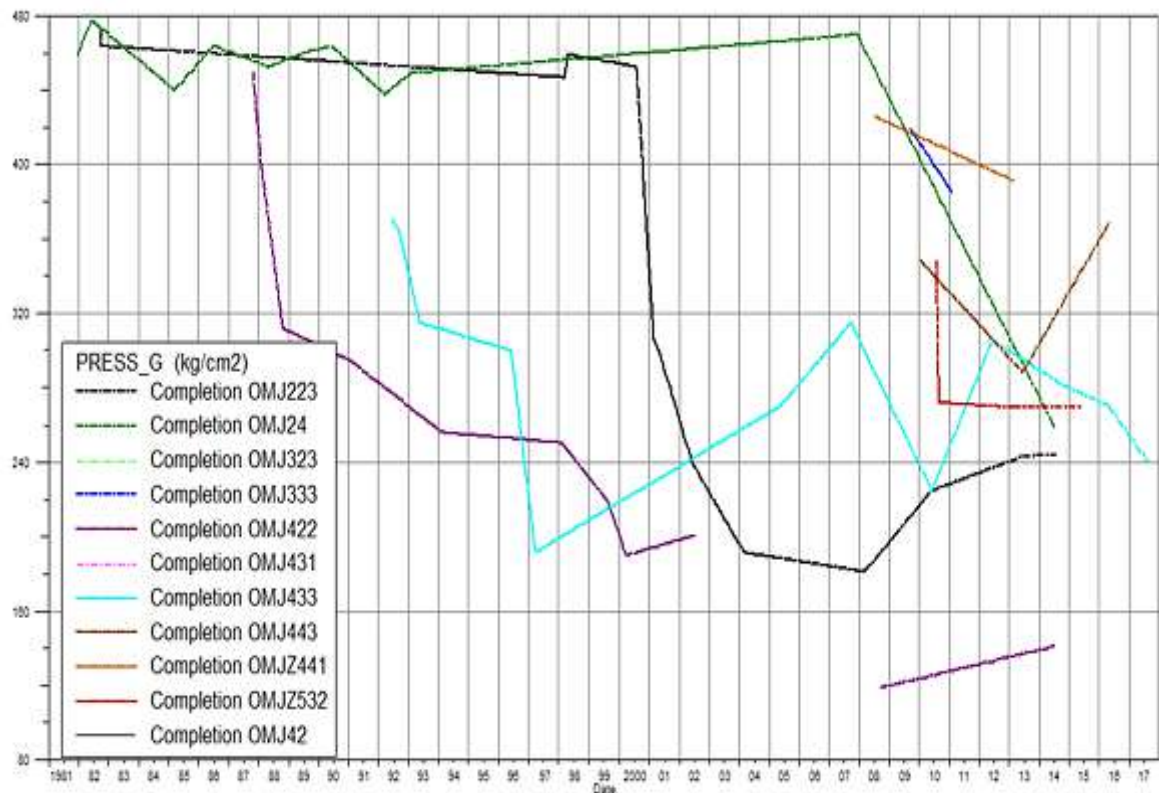


Figure IV.5 : Pression du gisement des puits voisins au puits OMJ323

IV.7. Disponibilité D'électricité

La distance entre le puits et la plus proche source d'électricité approximativement égale 544 m.

IV.8. Aspect réservoir

L'enquête de l'étrier révèle un trou bien consolidé sur toute la longueur du réservoir (à l'exception d'un petit lessivage à la base du trou).

L'analyse logarithmique de la résistivité révèle que la résistivité le long est une bonne résistivité globale. Le plan d'eau mesure 3485 m² (-3328 m). Il n'y a pas eu de rencontre avec le vrai plan d'eau.

IV.9. Les tests du puits

Jaugeage : les 5 derniers tests effectués

Tableaux IV.5 : les résultats des tests de jaugeage

Date Mesure	D Duse mm	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Toil ^o C	K Psi	Débit eau (l/h)	
		H	G		Pt	Pp	Ps			Récup	Injectée
21/04/2018	9	4.86	559.28	115	34.6	15	--	22	.3713	0	0
06/08/2018	9	4.53	345.36	76	32.3	13.9	--	32	.3724	0	0
14/09/2018	9	4.24	482.85	114	32.6	12.6	--	33	.4015	0	0
22/11/2018	9	4.1	342.42	73	30.7	17.3	17.34	29	.3412	0	0
21/02/2019	9	3.96	419.79	106	28.9	10.8	--	13.5	.3807	0	0

Tableaux IV.6: les résultats du test du puits

Pt	Duse	Qh	GOR	Pgà -3200m
80.8 kg/cm ²	9.53 mm	9.66 m ³ /h	101.13 m ³ /m ³	313.32 kg/cm ²
PFD à -3139 m	IP	hk	Skin	
294.84 kg/cm ²	0.665 m ³ /h/kg/cm ²	1330 md	1.49	

IV.10. Interprétation du test

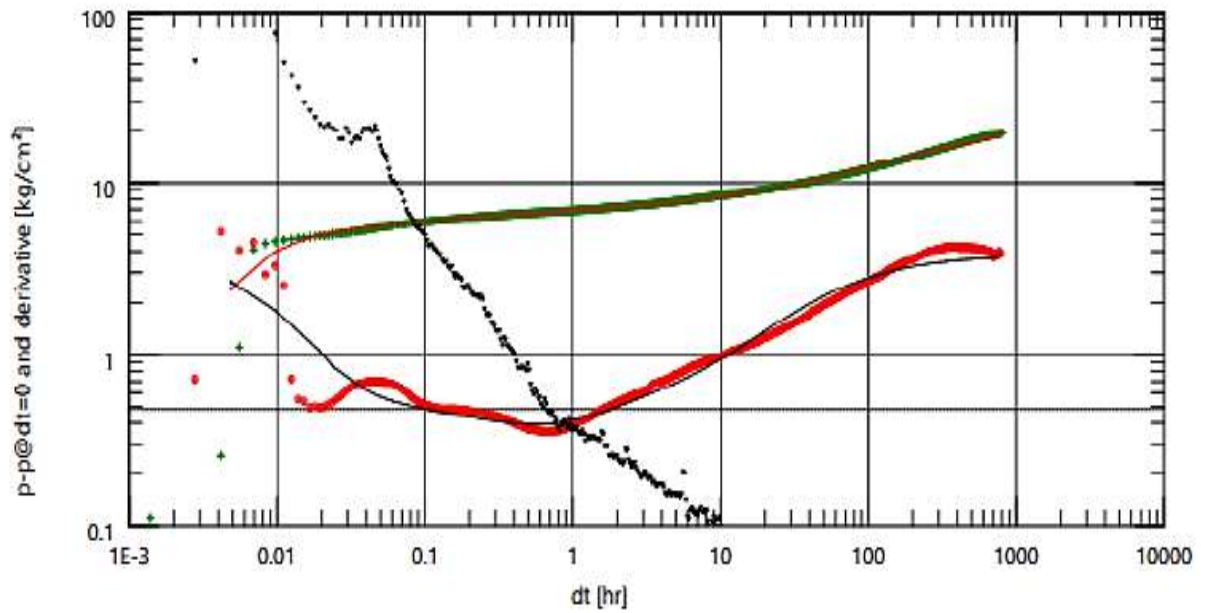


Figure IV.6: Log présentation

Tableaux IV.7: les données obtenues à partir du Build up

OMJ323 - Build Up	
Model de operation	
Puits	Vertical
Reservoir	Homogène
Boundary	Intersecting faults – Pi/N
Principaux parameter	
C	0.00184 bbl/psi
Skin Total	0.97
IP	256.094 kg/cm ²
Paramètres du puits	
Skin	0.952
C	0.00184 bbl/psi
Parameter du reservoir	
Kh	1070 md.m
L1	91.3 m
L2	52.7 m

IV.11. Evolution du GOR du puits OMJ323

la fig. IV.8 indique le GOR du puits qui est encadré est estimé à 107 m³/m³

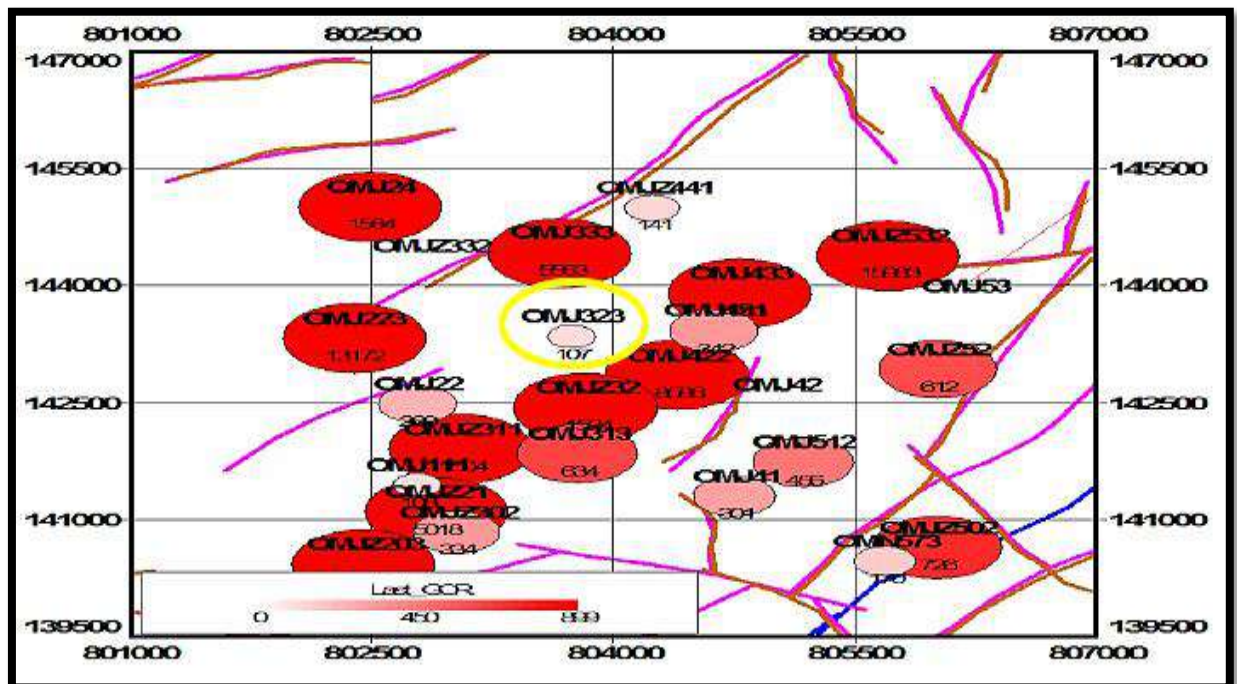


Figure IV.7: Carte du GOR

IV.12. La production d'eau

le water cut du puits est nul comme indiqué dans la figure ci-dessous

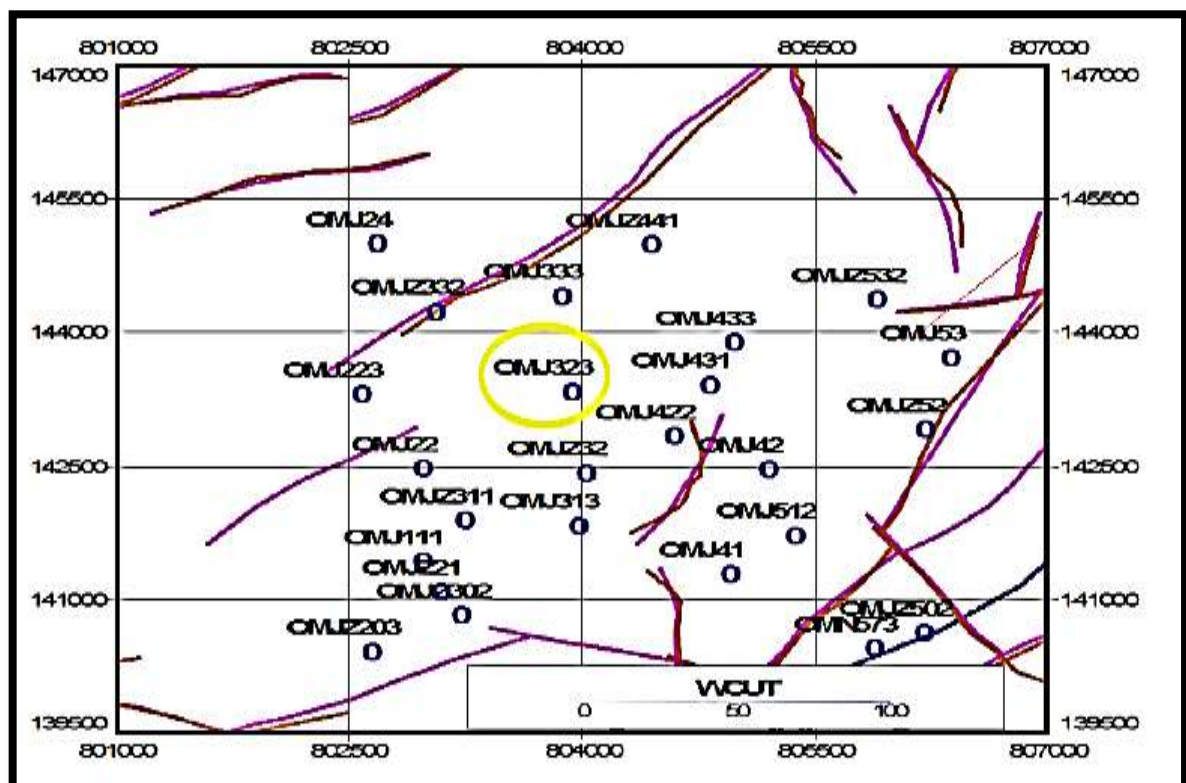


Figure IV.8: Carte du water Cut

IV.12. Pression de tête de puits

Figure IV.10 montre la pression de la tête de puits en fonction du temps; dans un premier temps, elle est proche de 50 kg / cm², mais elle continue de baisser jusqu'à atteindre 34, selon un test PFD effectué le 25 juillet 2018, et cela correspond également à la baisse du débit produit pendant ce temps.

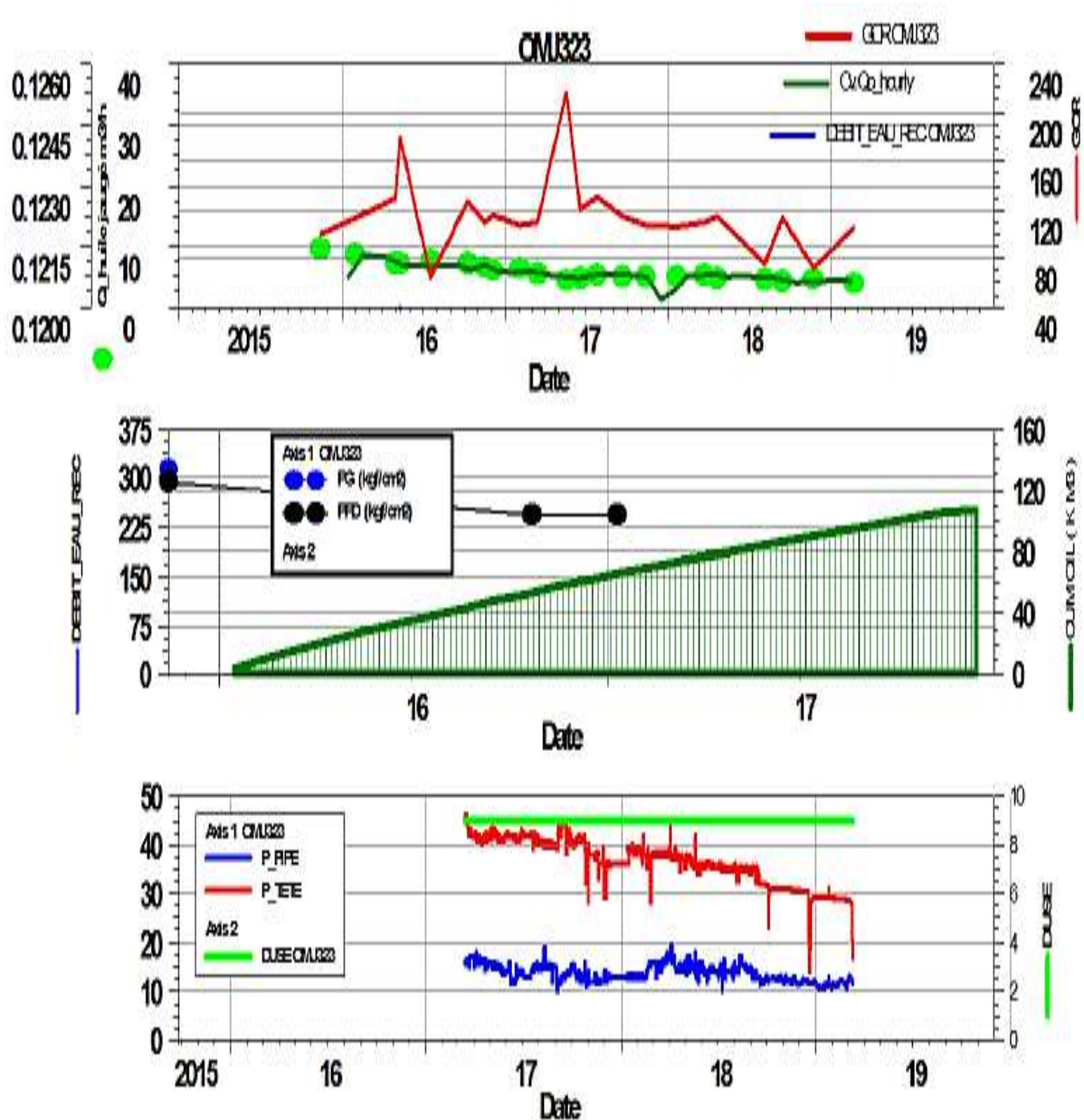


Figure IV.9: graphes des pressions

IV.13. Pression du réservoir

La ligne rouge de Figure IV.11 représente la réduction de pression du gisement OMJ323 de 313,32 kg / cm² à 257 kg / cm² en seulement trois ans de production.

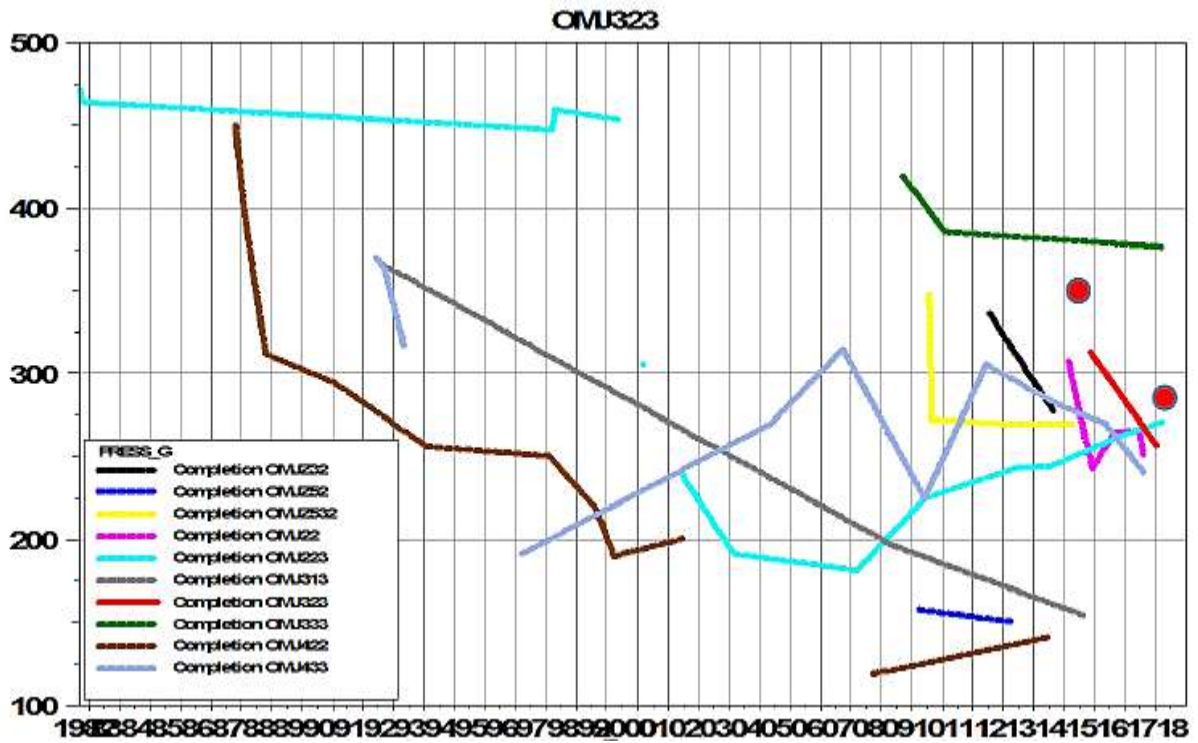


Figure IV.10 : évolution de la pression du gisement en fonction du temps

IV.14. Le déclin de la production

Comme le montre le graphique, la baisse de la production après deux ans n'est pas négligeable par rapport à cette courte période, et le puits continuera à produire à ce rythme jusqu'en 2026, mais à partir de 2020, la production diminuera considérablement à un débit quotidien minimal.

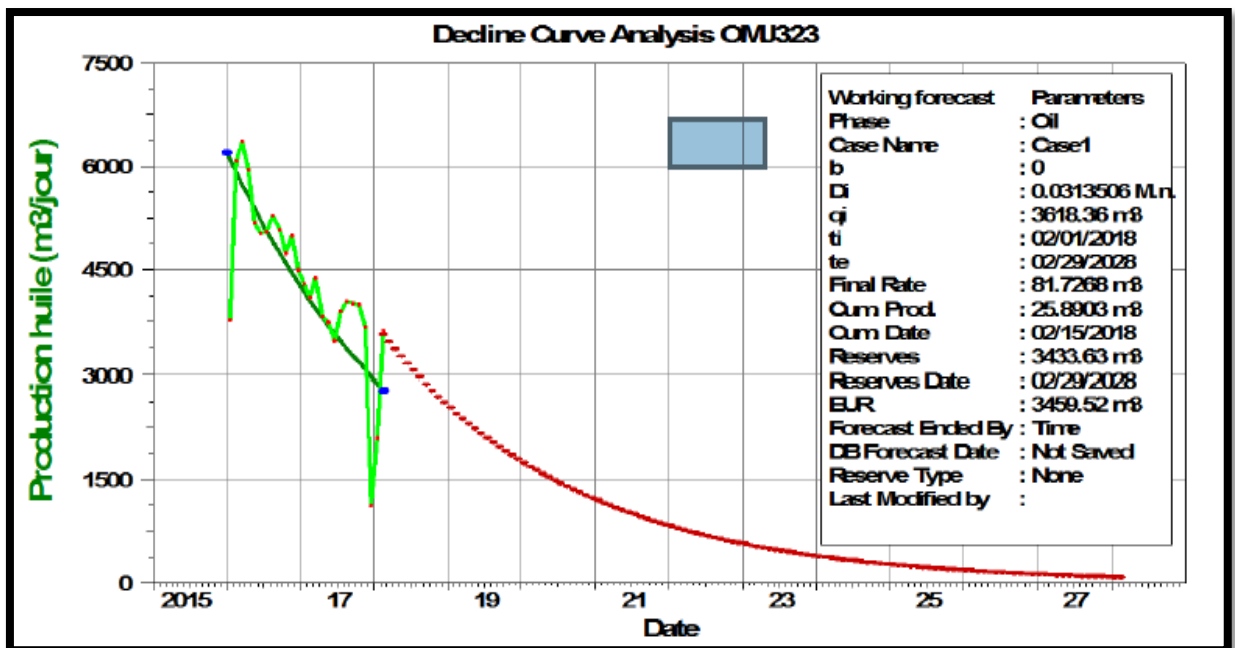


Figure IV.11: le déclin de la production en fonction du temps

IV.15. Le cumul de production

Étant donné qu'il s'agit d'un nouveau puits avec un cumul moyen par rapport à d'autres puits adjacents plus anciens, le puits OMJ323 a un potentiel de production énorme.

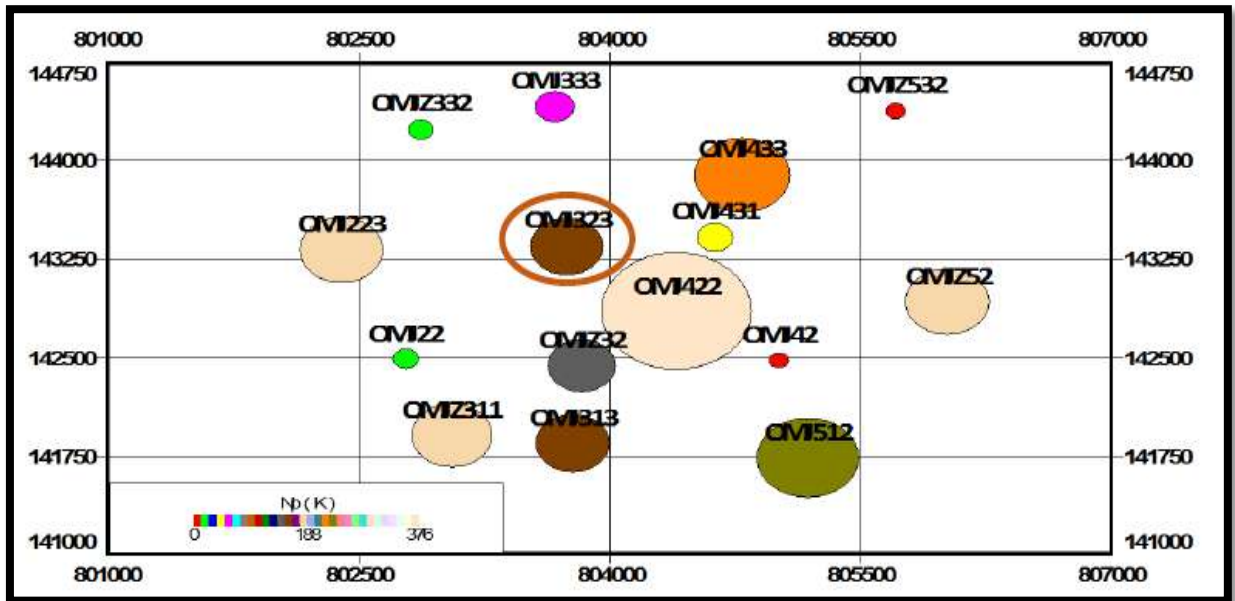


Figure IV.12: Le cumul de production du puits OMJ 323

IV.16. Les données du puits

Les data du fluide

Tableau IV.8: les data du fluide du puits OMJ323.

Fluid model	Pression de saturation	Densité d'eau	Température	RS à la pression de saturation
Black Oil	153.966 kg/cm ²	1.2748	118 °C	190.0359 sm ³ /sm ³

IV.17. Modélisation avec PIPESIM

Le logiciel nous permet de concevoir notre puits après avoir entré les données du puits (tubage, données de complétion et résultats du dernier test BUILD UP et de JAUGEAGE). Cependant, avant de commencer l'étalonnage de ces essais, les pressions énumérées dans le tableau ci-dessous doivent être rectifiées.

IV.18. Build up matching

Le test BUILD UP le plus récent a été terminé le 14 janvier 2018, et les résultats doivent être appariés afin que nous puissions appliquer la corrélation appropriée pour établir le point de

fonctionnement de l'analyse nodale. Nous sélectionnons la corrélation qui nous offre les meilleurs résultats.

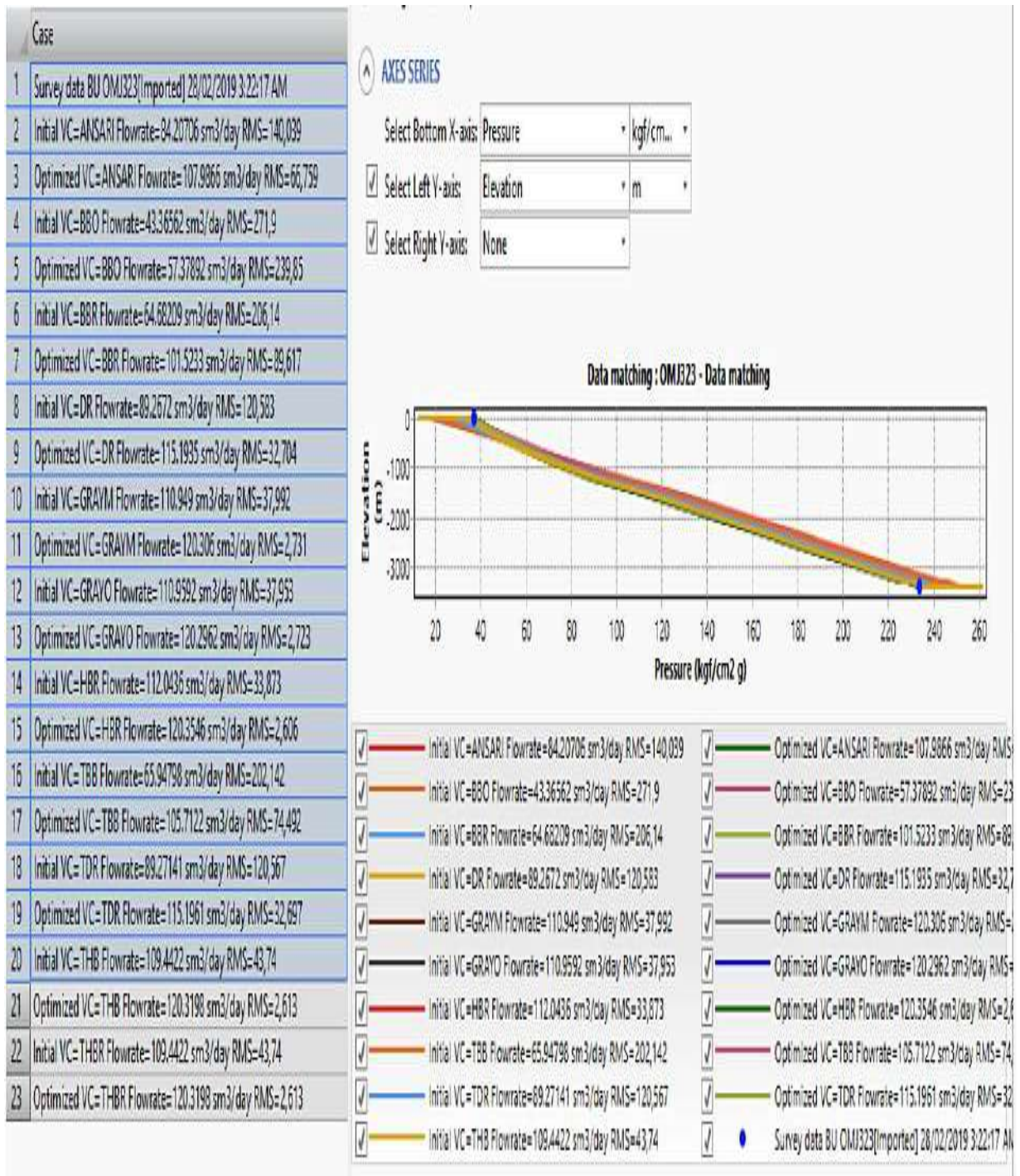


Figure IV.13 : les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données

Selon les données d'entrées mentionnées dans la figure qu'on a, la corrélation qui a été matchée est celle de GRAY modifier qui est représenté dans la figure au-dessous :

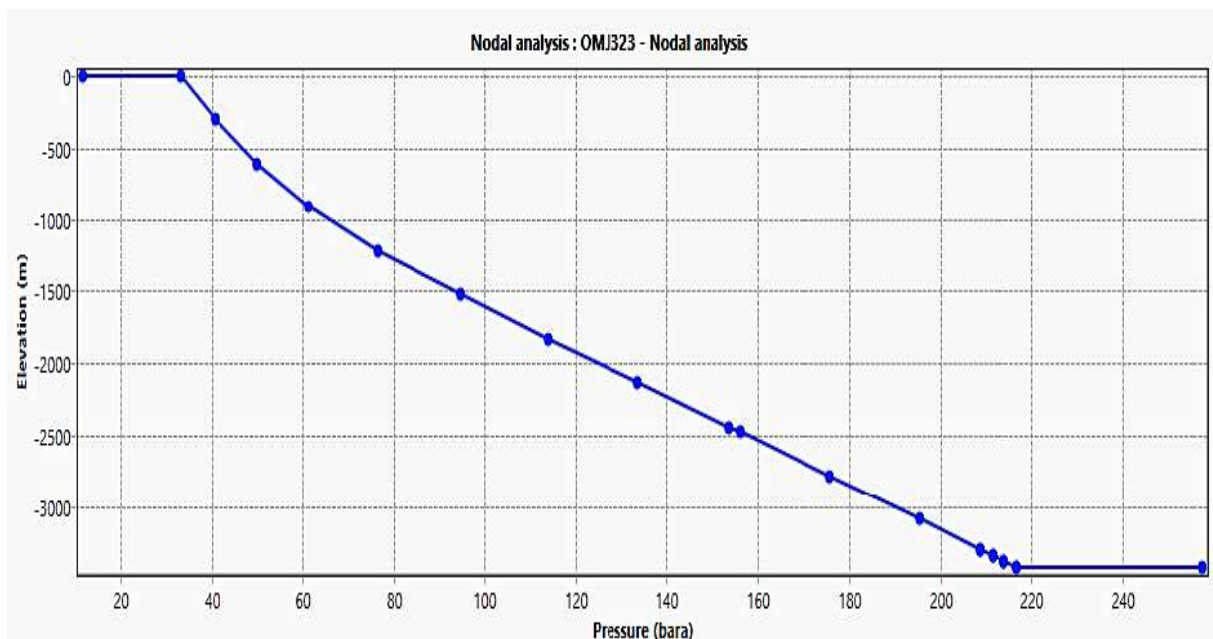


Figure IV.14 : BUILDUP matched par la corrélation de GRAY

Le modèle PIPESIM de ce puits révèle qu'il y a de la place pour augmenter la production. Le graphique ci-dessous représente le graphique d'analyse nodale:



Figure IV.15: point opérationnel du puits OMJ323

Tableau IV.9 : Les données calibrées par PIPESIM

Pg	Débit produit	IP	Pression de tête	PFD
261.615 kg/cm ²	123.12 m3/d	4.397	18 kg/cm ²	233.615 kg/cm ²

GRAY modifiée est la meilleure corrélation qui donne une précision raisonnable pour OMJ323 sur la base du modèle de puits. Cette corrélation sera choisie pour une étude plus approfondie.

Voici les graphiques créés à l'aide de cette corrélation:

Jaugeage 21/02/2019 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats suivants :

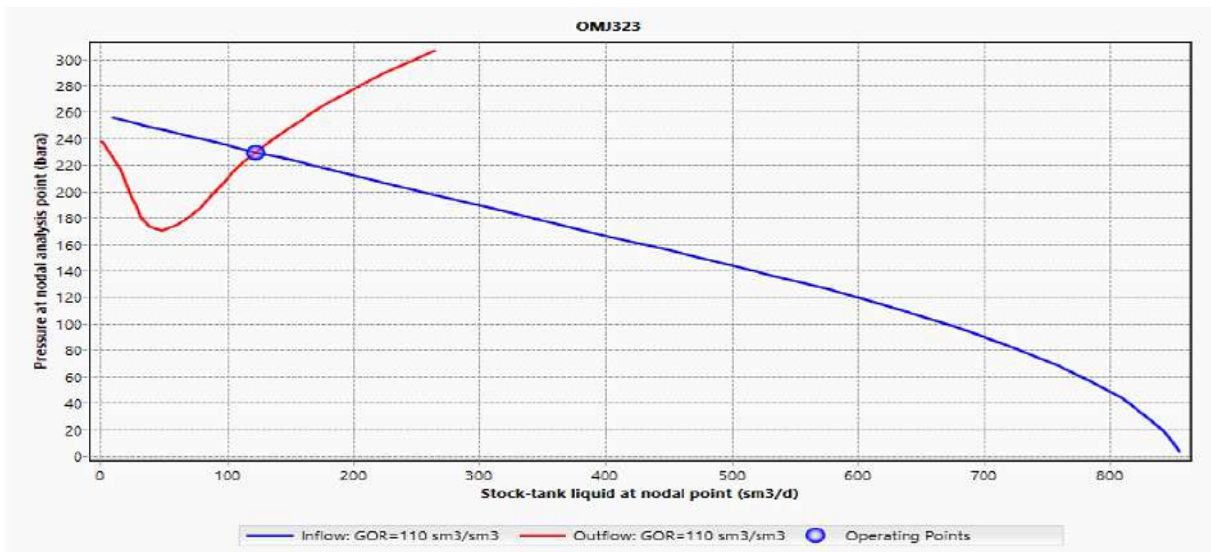


Figure IV.16: profil de pression du puits OMJ323

Profil P-T

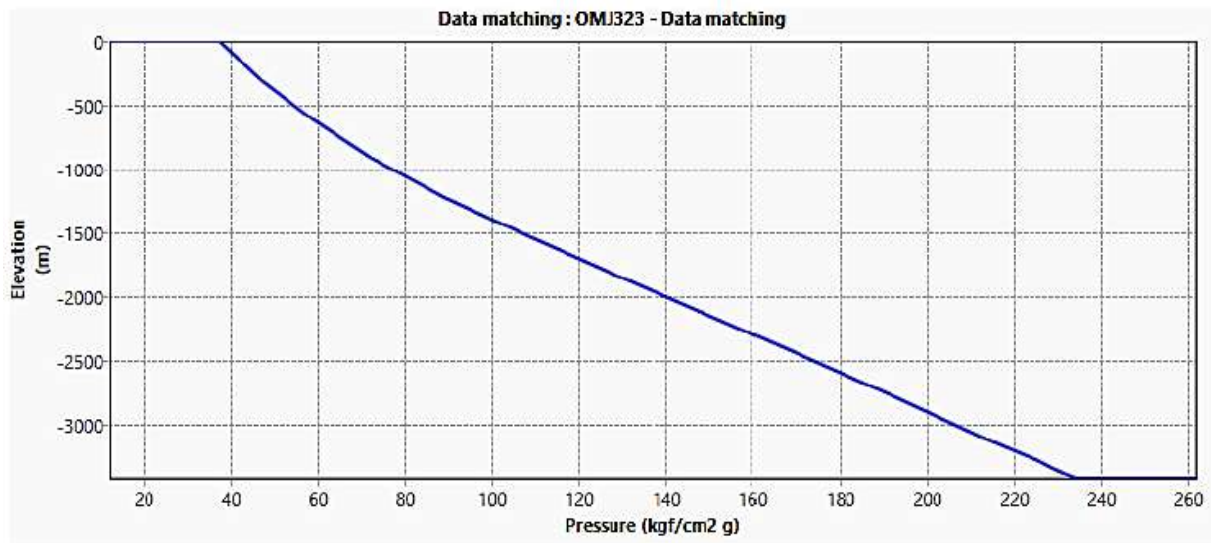


Figure IV.17: profil de pression du puits OMJ323

IV.19. Objectifs de conception et analyse

La conception de l'ESP nous permet de sélectionner l'ESP approprié à partir de bases de données et d'exécuter les calculs nécessaires pour estimer le nombre d'étapes nécessaires pour atteindre le débit souhaité dans des conditions de puits, de fluide et d'exploitation données. Plusieurs activités sont incluses dans la conception de l'ESP du puits pour calculer et rendre compte des performances du puits avant et après le déploiement d'un ESP. Dans ce scénario, nous utiliserons la conception Rite, qui nous permet de choisir la pompe, l'admission et tous les autres appareils à gaz, ainsi que le moteur et d'autres composants.

IV.20. Des données d'entrée

a) Sélection de la pompe

La pompe est choisie en fonction du débit souhaité et du diamètre du corps. La pompe suivante est choisie en fonction de ces caractéristiques.

Le logiciel affiche une liste triée qui répond aux conditions définies après avoir sélectionné la pompe qui correspond aux données saisies et aux exigences.

Pour ce puits, nous avons choisi la pompe REDA, modèle DN1800, série 400, avec un rendement de 73%. La pompe est située à une profondeur de 2800 mètres.

The screenshot shows a software interface with three main sections:

- BOUNDARY CONDITIONS:**
 - Branch end: OMJ323 - Wellhead
 - Outlet pressure: 30,4332 bara
 - Reservoir pressure: 257,5699 bara
 - Reservoir temperature: 115 degC
 - GOR: 110 sm3/sm3
 - Watercut: 0 %
- DESIGN PARAMETERS:**
 - Design production rate: 192 sm3/d
 - Design option: Replace all ESPs
 - Pump depth: 2800 m
 - Design frequency: 60 Hz
 - Gas separator present:
 - Separator efficiency: 100 %
- PUMP SELECTION:**
 - Pump: REDA DN1800
 - Stage by stage calculation:
 - Head derating factor: 1
 - Rate derating factor: 1
 - Power derating factor: 1
 - Viscosity correction:

Figure IV.18: critère désirés de la pompe

La Figure IV.20 Montre la liste des pompes proposées par le logiciel.

Summary of input parameters for pump selection:

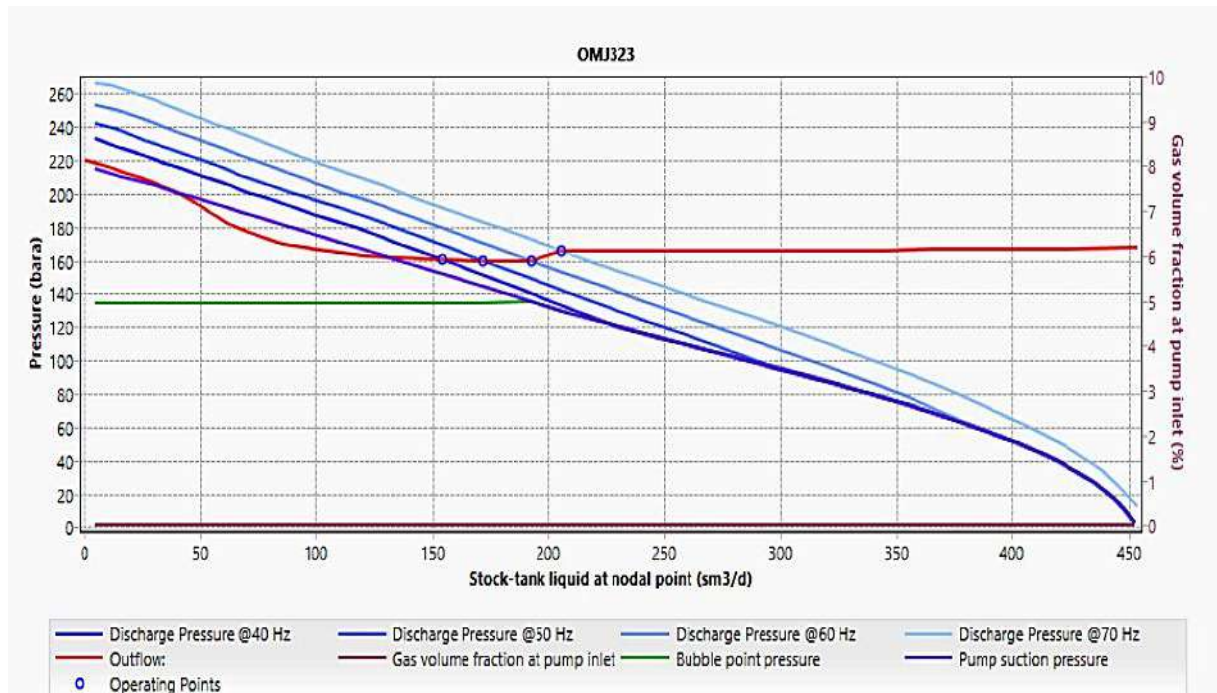
- Casing ID: 154,7876 mm
- Equipment clearance: 12,7 mm
- Design frequency: 60 Hz
- Design flowrate: 192 sm3/d
- Intake liquid rate: 269,9408 m3/d
- Intake total rate: 269,9408 m3/d
- Show recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate m3/d	Max. flowrate m3/d	Efficiency at d... %
1	REDA	DN1800	400	190,7848	381,5695	73,66875
2	XPC	D1800EZ	400	187,605	379,9797	70,25442
3	XPC	D1800EZ (387)	387	187,605	379,9797	70,25442
4	ESP	TD1750	400	190,7848	325,924	68,73858
5	REDA	DN1750	400	190,7848	325,924	68,1539
6	REDA	DN1750(387)	387	190,7848	325,924	68,1539
7	XPC	D1760EZ	400	198,7341	333,8733	67,15967
8	XPC	D1760EZ (387)	387	198,7341	333,8733	67,15967
9	CENTRILIFT	P18	400	158,9873	397,4683	66,51916
10	ESP	TD2200	400	222,5822	445,1645	64,50193
11	ODI	RA16	55	190,7848	317,9746	64,07683
12	ODI	R14	55	174,886	270,2784	63,20553
13	XPC	D2100EZ	400	222,5822	421,3164	61,75623
14	XPC	D2100EZ (387)	387	222,5822	421,3164	61,75623
15	ODI	RA22	55	238,481	397,4683	61,71353
16	REDA	D2400N	400	238,481	508,7594	61,39901

Figure IV.19 : pompes suggérées par le logiciel PIPESIM

IV.21. Analyse des performances de la pompe choisie

Dans la Figure IV.21 on constate que le débit varie en fonction de la fréquence choisie pour la pompe, dans notre cas le débit désiré à produire est de 192 m³/d ce qui nécessite une fréquence.



Le logiciel convertit les données des graphiques en nombres, et dans la Figure 9, nous avons toutes les informations requises sur les circonstances de fonctionnement de la pompe REDA DN 1800, y compris les paramètres de conception, les conditions de fonctionnement, les paramètres d'admission et les paramètres de la pompe.

DESIGN PARAMETERS		
Design flowrate:	141176,5	L/d
Design frequency:	60	Hz
OPERATING CONDITIONS		
Operating flowrate:	141828,9	L/d
Outlet pressure:	30,4332	bara
Total dynamic head:	374,4173	m
INTAKE CONDITIONS		
Intake pressure:	135,4508	bara
Intake liquid rate:	271,2318	m ³ /d
Intake gas rate:	0	m ³ /d
Intake gas volume fraction:	0	fract.
PUMP PARAMETERS		
Pump:	REDA DN1800	
Stages:	67	
Speed:	3499,992	rpm
Efficiency:	74,16186	%
Power:	10,10112	kW
Head:	374,4173	m
Differential pressure:	23,95448	bar

Figure IV.21: paramètres de la pompe choisie

IV.22. La courbe de performance actuelle de la pompe

Ce qui compte dans cette courbe, c'est le nombre d'étages, qui dans notre cas est de 67, ce qui est raisonnable et évitera également une longue vidange, ainsi que la ligne bleue verticale, qui représente le débit entrant dans l'admission et on voit clairement qu'il se situe au milieu de la plage de fonctionnement entre 190 et 380 m³/j, donnant à la pompe un avantage ou une marge. Parce que si le débit tombe en dessous de la poussée vers le bas (minimum) ou dépasse la poussée vers le haut (maximum), la pompe cessera de fonctionner.

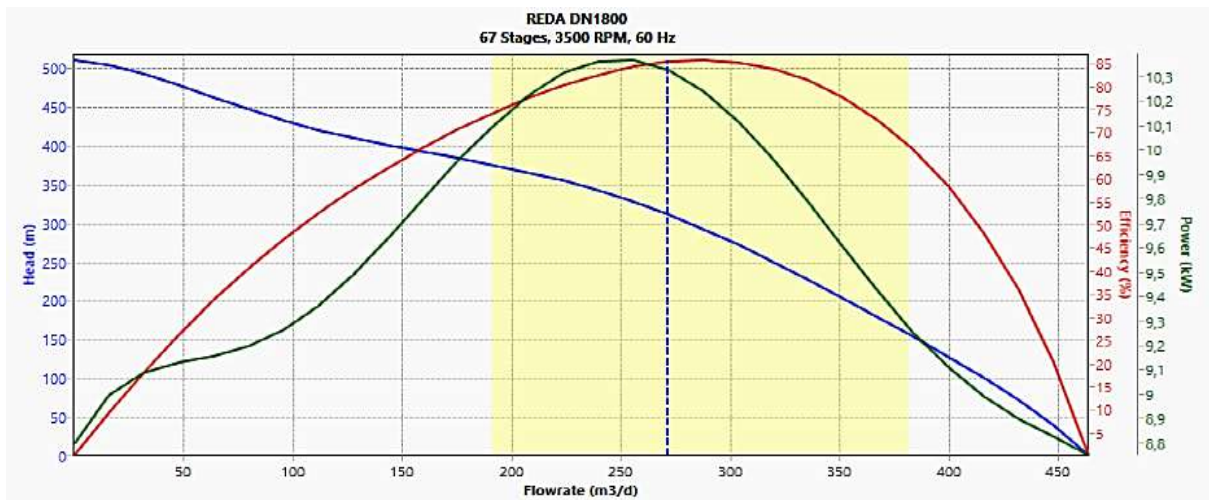


Figure IV.22: courbe de performance de la pompe

IV.23. Analyse nodale du puits

La pompe fonctionnera avec succès dans le puits OMJ323, bien que le point de fonctionnement soit proche du point de bulle; cependant, cela ne posera pas de problème car le puits est équipé d'un séparateur de gaz au fond.

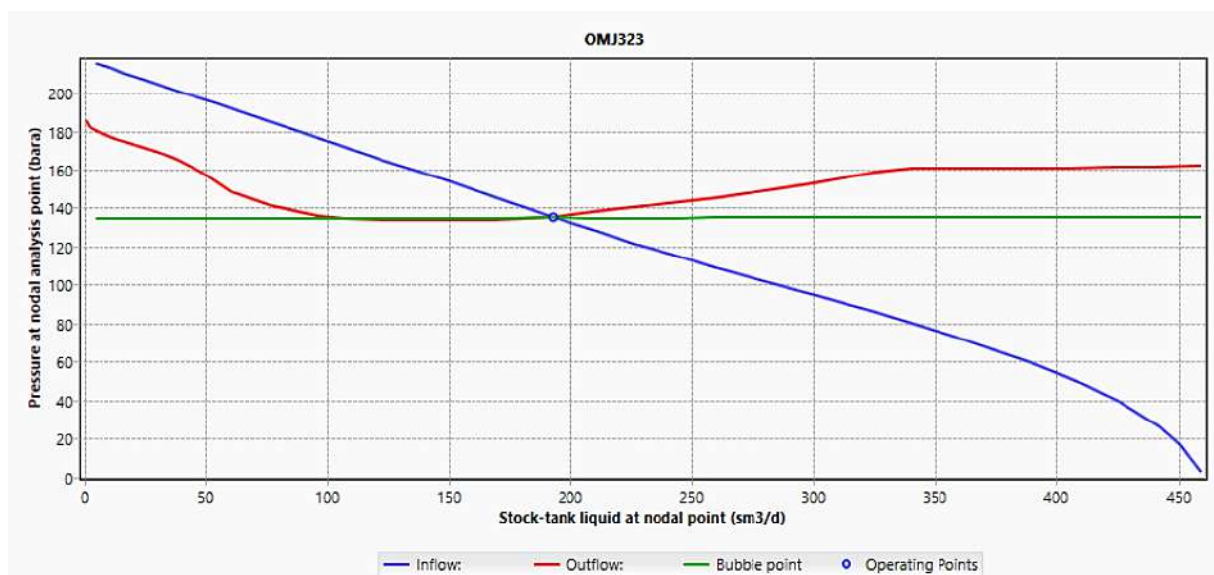


Figure IV.23: point de fonctionnement de la pompe

IV.24. Le profil de P-T du puits

la figure 12 illustre la variation de la température et de la pression en fonction de la profondeur après l'installation de la pompe

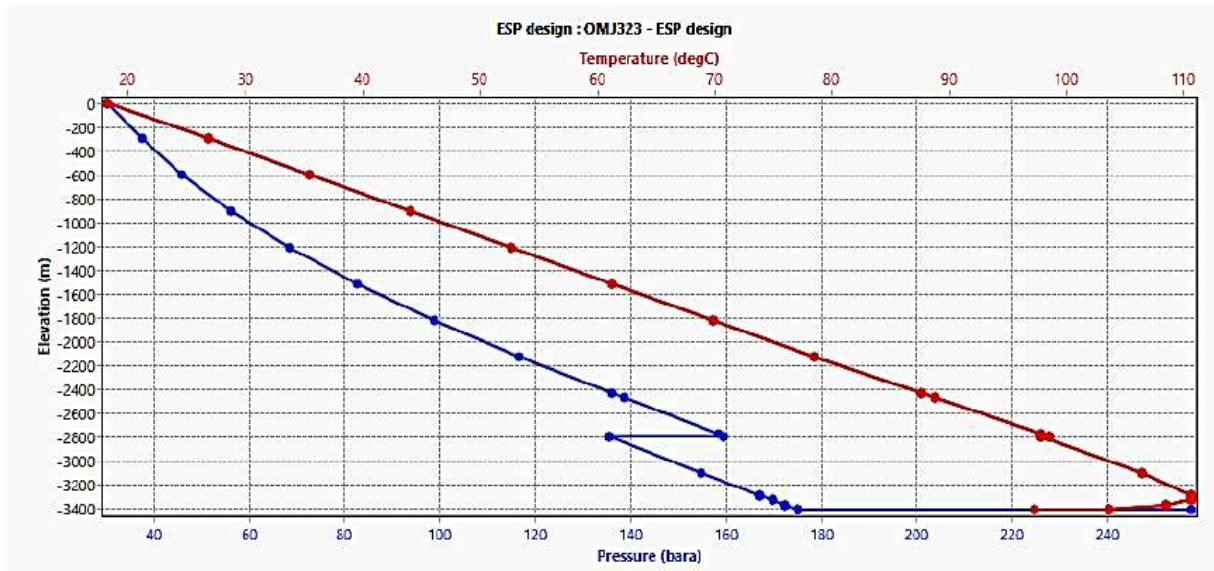


Figure IV.24: profil de température et de pression du puits après la descente de la pompe
Après avoir reçu les résultats de la modélisation et approuvé la sélection finale de la pompe, la pompe sélectionnée est installée afin que le logiciel puisse l'intégrer dans la conception globale du puits.

IV.25. Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation

En utilisant le programme OFM et l'approche harmonique, nous avons créé une prévision de production avec la courbe de déclin.

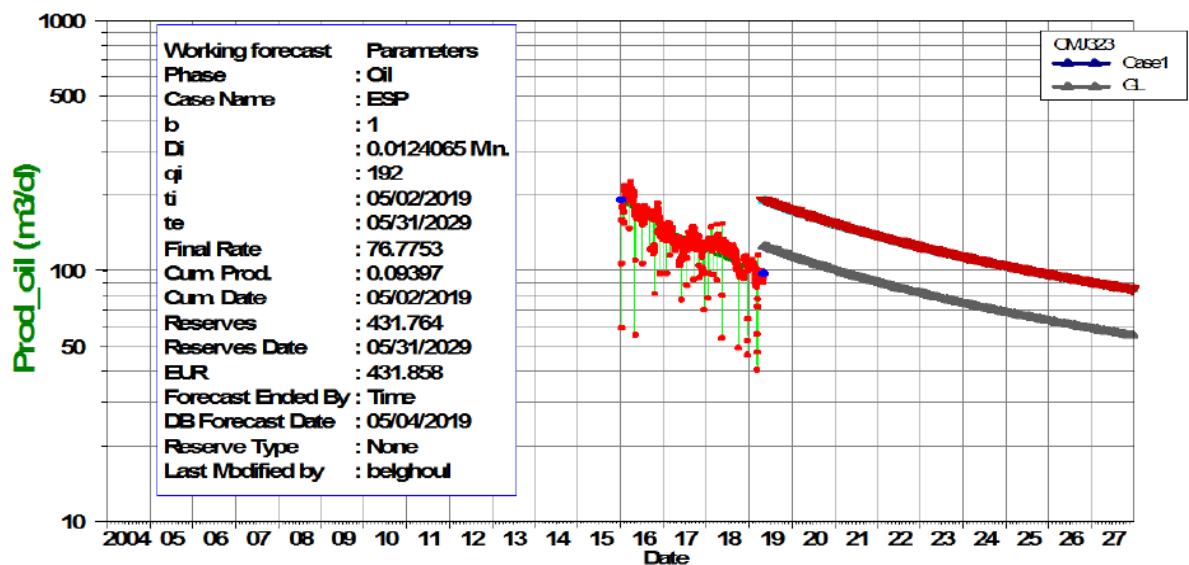


Figure IV.25: prévision de production du puits OMJ323

Le tableau ci-dessous représente les résultats prévisionnels

Tableau IV.10 : production prévisionnelles avec la méthode d'activation ESP

Année	Pompe ESP (bbl)
Juin 2019 – mai 2020	408683,738
Juin 2020 – mai 2021	357226,614
Juin 2021 – mai 2022	318719,642
Juin 2022 – mai 2023	287768,179
Juin 2023 – mai 2024	262965,068

IV.26. Etude économique de la pompe ESP

Calcul de la valeur actuelle des flux de trésorerie dans le cas d'une pompe ESP: Le tableau 4 présente les données d'investissement pour l'installation d'une pompe ESP avec fonctionnement descendant.

Tableau IV.11 : les couts d'investissement de la pompe ESP

Equipements	Nombre de jour	Prix
Le cout de l'opération de WO	30	643 867.8 \$
Les pertes de production durant le WO	30	569 810.004 \$
Prix du pipe	30	160 000 \$
Location de la pompe	/	1 600 \$

Tableau IV.12: les revenus d'investissement avec la pompe ESP

Année	2019	2020	2021	2022	Total
Co (\$)	1 373 677.804	/	/	/	/
P (\$/bbl)	65	65	65	65	/
Q (bbl)	246 202.724	377 301.234	333 622.781	299 827.506	1 256 954.245
Ct (\$)	16 003 177.11	24 524 580.25	21 685 480.78	19 488 787.91	81 702 025.93
Loc de la pompe (\$/d)	342400	584000	584000	584000	2 094 400
Ct (\$) net	14 287 099.31	23 940 580.25	21 101 480.78	18 904 787.91	79 607 625.93
Ct (\$) réduit	15 843 145.34	24 279 334.44	21 468 625.97	19 293 900.03	81 620 323.9

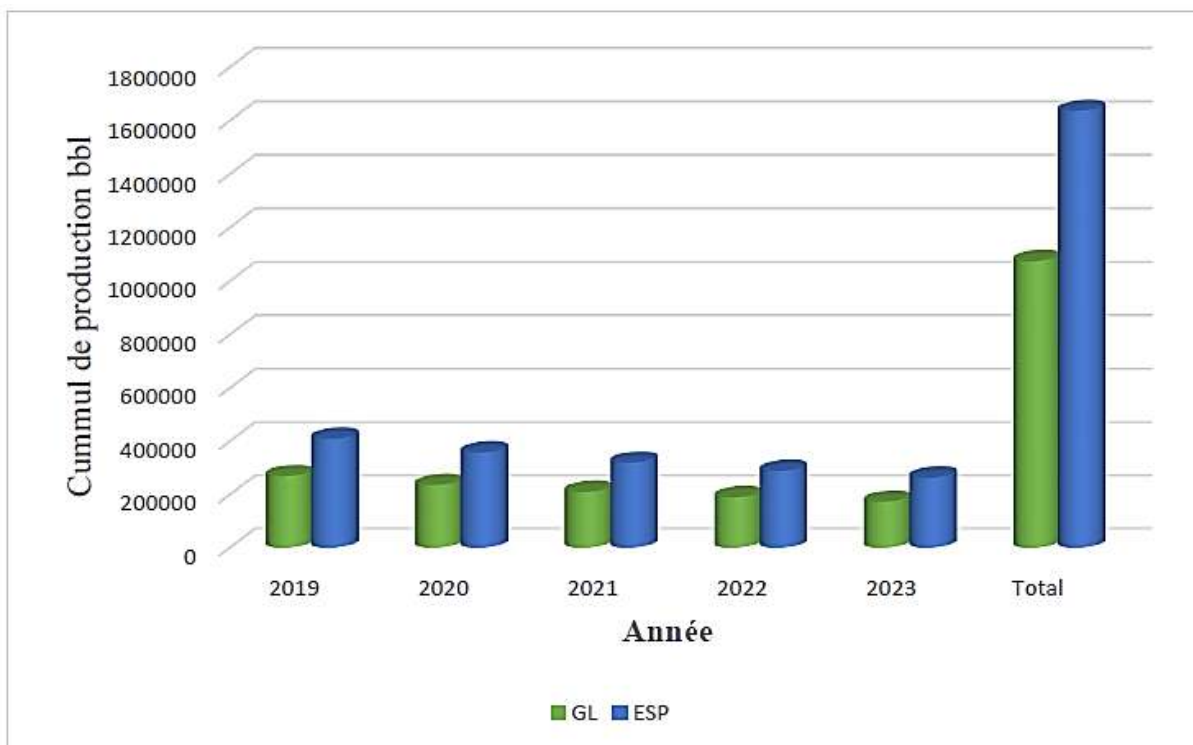


Figure IV.26 : cumul de production pour le Gaz lift et ESP pompe

Conclusion

Le levage artificielle est l'une des techniques utilisées pour activé les puits de pétrole. Il existe deux types de levage artificielle, le gaz lift et le pompage. Les pompes électriques submersibles ESP font partie des techniques de pompage utilisées dans le champ de Hassi Messaoud, car elles servent à améliorer le taux de production ou à le ramener au taux antérieur. l'efficacité de ces pompes est souvent grande, mais avec le temps, son taux d'efficacité diminue. La coupure d'eau, le GOR, le dégagement de gaz et divers dépôts sont parmi les plus essentiels qui affecteront les performances de la pompe et la production de pétrole (sels, sables ...).

Avant la phase de modélisation, il y a une étape qui est critique et beaucoup plus importante: la phase de sélection des puits potentiels pour la descente de la pompe ESP, qui doit être soigneusement examinée afin d'avoir un investissement technique et économique réussi.

Dans une étude de cas du puits OMJ323, une pompe REDA 1800 série 400. a été sélectionnée.

À l'aide du simulateur PIPESIM, on choisi la pompe ESP pour le puit OMJ323 qui a les paramètres de design:

design rate : 8 m³/h avec fréquence 60 HZ

Le puits est un bon candidat pour la pompe ESP, attente confirmation par

le buildup test:

- puits possède un bon IP
- L'absence de barrière au niveau de réservoir proche du puits OMJ323
- L'absence une interférence entre les puits voisins

Recommandations

Nous avons pu proposer des recommandations qui touchent à divers sujets pour augmenter la production de puits en éruption perdue afin d'atteindre l'objectif de développer le domaine étudié à la suite de nos travaux. Nous recommandons ce qui suit:

- Les applications du système de pompage électrique doivent être soigneusement sélectionnées.
- Établir une conception de base et tenir compte des changements futurs dans les caractéristiques des réservoirs (Pg, GOR, WC, IP...) afin de faire des projections et des scénarios plus précis à l'avenir.
- Déterminez le comportement du réservoir à l'aide des tests périodiques de l'arbre.
- Tenez compte des problèmes de fonctionnement qui peuvent exister dans le puits avant d'installer le système, tels que les solides (débris, sable...), des gisements minéraux (sel, tartre...), et organique (asphaltène...), et de fournir le bon remède.
- Un design de plate forme est recommandé pour un emplacement bien déterminé des équipements de surface.
- Procédez à des essais de puits (buildup) pour obtenir des données de puits mises à jour pour chaque puits.
- Certains puits choisis pour la descente de la pompe ESP nécessiteront une intervention par wireline ou par coiled tubing; dans ce cas, l'achèvement de l'outil ESP y est conseillé.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.
- [2] Présentation SONATRACH : La région Hassi Mesaoud.
- [3] Denis PERRIN, *techniques d'exploitation pétrolière*, chapitre 04 "Activations des puits, 1995, p.185, 205.
- [4] Mohamed Banaga, "Electrical Submersible Pump Manual for Clients", 20-05-2009
- [5] Takacs, G., 2009. *Electrical Submersible Pumps Manual*. Design, Operations, and
- [6] Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*: Access online via Elsevier.
- [7] MEHIRI Taher, ASSAL Med El-Amine, DJELLID Abd El Karim. « Etude de performance de l'activation des puits par le pompage de fond (pompe ESP) » Mémoire master Université Kasdi Merbah Ouargla (2017). [1]4 T. Gabor, *Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance*, 2009.
- [8] Banaga, M. (2009). *Electrical Submersible Pump Manual for Clients*. Schlumberger document
- [9] Schlumberger *Electrical Submersible Pump Manual for Clients*.
- [10] Satter, A., Iqbal, G. M., & Buchwalter, J. L. (2008). *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. Pennwell Books.
- [11] Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier.
- [12] D. PERRIN : *Activation des puits*, ENSPM formation industrie, 2000
- [13] 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
- [14] Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993). *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092)*. *Journal of Petroleum Technology*, 45(12), 1-128.
- [15] D. PERRIN : *Activation des puits*, ENSPM formation industrie, 2000
- [16] MASTER'S THESIS (Artificial Lift – Electrical Submerged Pump, best practice and future
- [17] Groupe socotec Industrie, serpro.s.n : *Récupération assisté par gas-lift*
- [18] . Baker Hughes Centrilift.2008., "Electrical submersible Pumping System Handbook". Edition v2,
- [19] TOTAL : *Le process; Les puits activé par gas-lift*, Support de formation, cours EXP-PR-

PR030 révision 0.2, 17/04/2007

- [20] D. PERRIN. (2000). Activation des puits, ENSPM formation industrie.
- [21] Basic Artificial Lift. Available (Canadian Oilwell Systems Company Ltd-2010).
- [22] Brown, K. E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods
- [23] Cosse R., Techniques d'exploitation pétrolière. IFP France, p, 138 (1988).
1.goga . Numerical simulation of the sucker-rod pumping system . O.J. Romero
Universidade Federal do Espírito Santo
- [24] Production. SCM Daleel. Consulté le 05 Août 2020, sur <https://scmdaleel.com/categories/production>
- [25] T. Gabor, Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance, 2009.
- [26] Basic Artificial Lift. Canadian Oilwell Systems Company Ltd.
- [27] Sunardi, A. H., Setiati, R., & Samsol, S. (2019, December). Application of pressure build up analysis for reservoir oil. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 1402, No. 5, p. 055105). IOP Publishing
- [28] 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
- [29] Mohamed BENAGA: Electrical submersible pump for clients, Schlumberger document, 20-05- 2009
- [30] BOUHEROUR Djamel Eddine, BENDIAB Ilyés , « Evaluation et Etude comparative entre gaz lift et la pompe électrique immergée dans le champ d'Ourhoud » Mémoire master Université Kasdi Merbah Ouargla (2018).
- [31] ENI- E&p Division, "*Well performances Manual*", 04-10-2005.
- [32] H. Dale Beggs, "*Production Optimization using Nodal Analysis*", 2003, p.7.
- [33] Beggs, H. D. (1991). Production optimization using nodal analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma.
- [34] Fetoui, I. (2017, may 11). Introduction to IPR and VLP. Production Technology. Consulté le 17 juillet 2020, sur <https://production-technology.org/introduction-ipr-vlp/>
- [35] Vertical Lift Performance. Pengtools. Consulté le 05 Août 2020, sur <https://wiki.pengtools.com/index.php?title=VLP>
- [36] Guo, B. (2011). Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Elsevier.

- [37] Kermit E.Brown : "The technologie of artificiel lift methodes" (volu 1) :
Rapport journaliers ONI
- [38] Sonatrach.direction régionale de hassi messaoud . Janvier 2018