

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

**MEMOIRE**  
**Pour obtenir le Diplôme de Master**  
**Option : Production Professionnelle**

**Présenté Par :**

**ABIDI SAAD Haroun, BERRACHED Abd El Hadi, NAILI  
Salah**

-THEME-

---

Etude de faisabilité d'activation des puits  
par pompage de fond (Pompe ESP) sur bloc  
ONI de champ HMD  
(Etude de cas : puits ONI 341)

---

Soutenue le : 20/06/2019

Jury :

<b>Président :</b>	ARBAOUI Ali	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Examineurs :</b>	DADA Saada	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Encadreur</b>	CHERIF Khelifa	<b>UKM Ouargla</b>

**2018/2019**

## Remerciements

Avant tout, nous remercions Allah soubhanou de nous avoir aidés à réaliser ce travail.

Ayant arrivé à ce point, nous voudrions exprimer notre reconnaissance envers les personnes qui nous ont aidés à réaliser cette étude, nos remerciements vont à :

- ❖ Notre encadreur monsieur KHELIFA Cherif et le docteur ABIDI SAAD Aissa pour ses aides, ses orientations et ses patiences ;
- ❖ Les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail ;
- ❖ Le personnel administratif de la société national SONATRACH (base Irara, EP) pour nous avoir donnés les données nécessaires à cette étude et leur disponibilité ;
- ❖ Sans oublier tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation tout au long de ce parcours.
- ❖ Et à toute personne qui a contribué de près ou de loin à nous aider et à nous soutenir moralement ou matériellement.

*Nous exprimons notre reconnaissance et gratitude.*

*Haroun, Saleh, Abdelhadi.*

## *Dédicace*

*A*

*Nos parents*

*Nos sœurs et frères*

*Nos amis*

*Haroun, Saleh, Abdelhadí*

### ملخص

الحقل البترولي ONI بحاسي مسعود يواجه عدة مشاكل من حيث الاستغلال والإنتاج سببها بصفة عامة الظروف القاسية من حيث درجة الحرارة والضغط في الحقل وفي البئر. مما يقلل كثيرا من إنتاجية الآبار. وتركز دراستنا على دراسة تأثير تركيب المضخة المغمورة (ESP). وفي هذا السياق، قمنا بدراسة فعالية هذه العملية على إنتاج النفط في مجمع ONI المتواجد في حاس مسعود من خلال تحليل واختبار تطورات الإنتاج.

**كلمات مفتاحية:** اختبار تطورات الإنتاج، إنتاجية الآبار، المضخة المغمورة

### Abstract

The block ONI of H.M.D field presents problems of exploitation, which are generally aggravated by the severe temperature and pressure conditions prevailing in the reservoir as well as in the well. This greatly reduces the productivity of the wells. Our study focuses on the influence of the installation of a submersible pump (ESP).

In this context, we studied the efficiency of this process in the HASSI MASSOUD field, which produces oil by analyzing the evolution of production.

**Key words:** ESP, Well testing, IP

### Résumé

Le bloc ONI de HASSI MASSOUD présente des problèmes d'exploitation qui sont, en général, aggravés, par les conditions sévères de températures et de pressions, qui règnent dans le gisement, ainsi que dans le puits. Ce qui diminue fortement la productivité des puits. Notre étude c'est axé sur l'étude de l'influence de l'installation d'une pompe émergée (ESP) sur la production.

Cette étude s'inscrit dans ce contexte, nous avons étudié l'efficacité de ce processus dans le bloc ONI de HASSI MASSOUD qui produit de l'huile en analysant les évolutions de production.

**Mots clés :** ESP, essais de puits, IP

### Liste des Figurés :

FIGURE I.1: Le pompage aux tiges.....	4
FIGURE I.2: configuration d'équipement en pompage électrique .....	6
FIGURE I.3: Installation de surface de pompage hydraulique.....	8
FIGURE I.4 Configuration d'équipement puits gaz-lift.....	10
FIGURE II.1 : Pompe centrifuge immergée et ses composants.....	14
FIGURE II.2 : Séparateur de gaz.....	15
FIGURE II.3 : Moteur électrique.....	17
FIGURE II.4 : Protecteur (seal section).....	18
FIGURE II.5 : Câble électrique.....	19
FIGURE II.6 : Tête de puits + Tubing head .....	20
FIGURE II.7 : Junction box.....	21
FIGURE II.8 : Switchboard.....	22
FIGURE II.9 : Le principe de fonctionnement de la pompe ESP.....	24
FIGURE II.10 : La courbe caractéristique d'un étage de la pompe.....	25
FIGURE IV.1: Performance du puits ONI 341 état initial.....	43
FIGURE. IV.2 : La fréquence requise pour atteindre le débit désire.....	46
FIGURE. IV.3 : La courbe de profil pression avec la pompe ESP .....	47
FIGURE. IV.4 : La courbe de performance de la pompe sélectionnée. ....	48
FIGURE. IV.5 : La courbe de performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP .....	48
FIGURE IV.6: Influence de l'IP sur la performance du puits activé par la pompe ESP....	49

## Liste des Tableaux

Tableaux IV.1 : Le puits sélectionné à cette étude.....	39
Tableaux IV.2 : Différentes données concerne le réservoir pour le puits ONI 341.....	42
Tableaux IV.3 : Données de tubing et de casing ONI 341.....	42
Tableaux IV.4 : Données de température (ONI 341).....	42
Tableaux IV.5 : Historique de jaugeage du puits ONI 341.....	45
Tableaux IV.6 : données de calcul pour l'état initial (ONI 341.....	47
Tableaux IV.7 : Données de calculs pour le puits ONI 341 avec ESP .....	49
Tableaux IV.8 : Résultat de choix de la pompe pour ONI 341.....	49
Tableaux IV.10: Caractéristiques du moteur.....	50
Tableaux IV.11: Caractéristiques du câble.....	50

## Notions et symboles

**P<sub>g</sub>**: Pression de gisement.

**P<sub>sép</sub>** : Pression de séparation.

**H** : Profondeur du puits.

**D** : Densité de fluide.

$\Sigma\Delta P$  : La somme des pertes de charges

**Rs**: solution gas-oil ratio

**P<sub>b</sub>**: pression de bulle

**Q<sub>o</sub>** : Débit d'huile

**P<sub>tête</sub>** : pression de tête

**T<sub>tête</sub>** : température de tête

**P<sub>fa</sub>** : pression de fond dynamique

**P<sub>g</sub>**: pression de gisement

**IP** : indice de productivité

**HP** : horse power

**Wc**: water cut fraction

### Abbreviations

**Nw**: nord-west

**Sw**: sud-west

**Se** : sud-est

**ESP** : Electric Submersible Pumping

**DHP**: Downhole hydraulic pumping

**PCP**: Progressive cavity pumping

**GOR**: Gas oil ratio

**WOR**: water oil ratio

**TDH**: Total Dynamic Head

## NOTIONS ET SYMBOLES

**IPR:** Inflow Performance Relationship

**TPC :** Tubing Performance Curves

**TVD :** la profondeur verticale de l'objectif (Target)

**MD :** Profondeur finale du tubage/tubing

**OD :** Diamètre extérieur du tubage/tubing

**ID :** Diamètre intérieur du tubage/tubing

**PFD :** pression fond dynamique



## INTRODUCTION

Au début, Quand l'huile est trouvée dans le réservoir, ce dernier a sa propre pression naturelle à qui conduit le fluide à se déplacer du réservoir à travers le tubing jusqu'à la surface. Cependant, avec le temps la pression du réservoir diminue et la plupart des puits cessent à couler et laisser encore une grande quantité d'huile récupérable en place. Alors quelques formes de méthode de la production artificielle sont exigées pour assister le fluide à s'écouler jusqu'à la surface et obtenir la récupération maximale d'huile. Il y a quatre systèmes de production artificielle disponible, comme inscrit au-dessous :

1. pompes à tige (Sucker Rod pumps)
2. pompes hydrauliques
3. gaz lift
4. pompes submersibles électriques (ESP)

La technologie des pompes électriques submersibles a connu une évolution considérable au cours des dernières décennies en offrant une multitude de solutions et d'options pour remédier les problèmes et les contraintes qui ont limité l'utilisation de cette technique auparavant. Grâce à cette évolution les pompes sont aujourd'hui capables à traiter certains problèmes d'exploitation telle que la présence du gaz libre, du sable, et de différents dépôts dans l'huile. Ainsi, leur capacité de lifter des grands débits et à grandes profondeurs en offrant des systèmes de commande et de management de production performant a encouragé son utilisation comme un moyen efficace de lifting dans le monde.

Sur le plan économique il est recommandé de mener une étude technico-économique en l'impact et le bénéfice de cette technique à long terme.

Pour le champ de HMD, c'est le moment d'étudier la possibilité d'introduire cette technique de lifting soit pour des nouveaux puits nécessitant une assistance artificielle. Pour cela et avant toute étude un essai pilote doit être accompli afin d'évaluer la faisabilité et l'efficacité de ce système sur le plan technique.



---

# CHAPITRE I

---

**Introduction aux méthodes d'activation d'un puits**



## I.1. Introduction

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures qui sont le plus souvent légères est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface, C'est souvent le cas dans la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir", qui représente l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure que la production des réservoirs commence à s'épuiser, connaissant une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion.

Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Les théories sur l'activation des puits :

### a. Les puits éruptifs

On dit qu'un puits est éruptif lorsque, si ce dernier est capable d'acheminer le fluide qu'il contient en surface avec propre énergie. D'autre expression un puits éruptif a une pression de fond suffisante pour vaincre la somme de pertes de pression qui se produisent le long de la trajectoire d'écoulement jusqu'au séparateur.

Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits, plus les pertes de charges d'écoulement de réservoir jusqu'au centre de séparation (voir l'équation [1]).

$$P_g - P_{sép} > H \cdot d \cdot 0,098 + \Sigma \Delta P \quad [1]$$

Où :

$P_g$  : La pression du gisement en (bars).

$P_{sép}$  : La pression du séparateur en (bars).

$H$  : la profondeur du puits en (m).

$d$  : la densité du fluide.

**b. Les puits non éruptifs**

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits, plus les pertes de charges d'écoulement (voir l'équation [2]).

$$P_g - P_{sép} \leq H \cdot d \cdot 0,098 + \Sigma \Delta P \quad [2]$$

La non-éruption est rencontrée dans certains gisements nouveaux où la pression de fond est faible, dans le cas des gisements exploités depuis longtemps et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont toujours importantes.

Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité ; (sur la hauteur "  $H$  " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide "  $d$  " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger).

**I.2. Les différents types d'activation**

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents <sup>[3]</sup>.

Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant <sup>[2]</sup>.

Dans le monde l'activation concerne 75 % des puits d'huile hors U.S.A, et 90 % U.S.A inclus. Elle est réalisée sous forme de deux procédés :

- 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.

### I.2.1. Le pompage

Une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide (mis en place dans le tubing sans packer d'isolation avec le tubing généralement). Elle relève le brut jusqu'en surface.

Cette énergie ainsi apportée permet au fluide de remonter et en même temps soulage la formation (la couche) d'une partie de la contre-pression exercée sur elle, en dégageant la partie en aval de la pompe <sup>[1]</sup>.

Des critères techniques, naturels, et économiques ont fait qu'il y ait plusieurs techniques de pompage mises en œuvre :

Les deux modes les plus répandus dans le monde sont :

#### a. Le pompage aux tiges

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

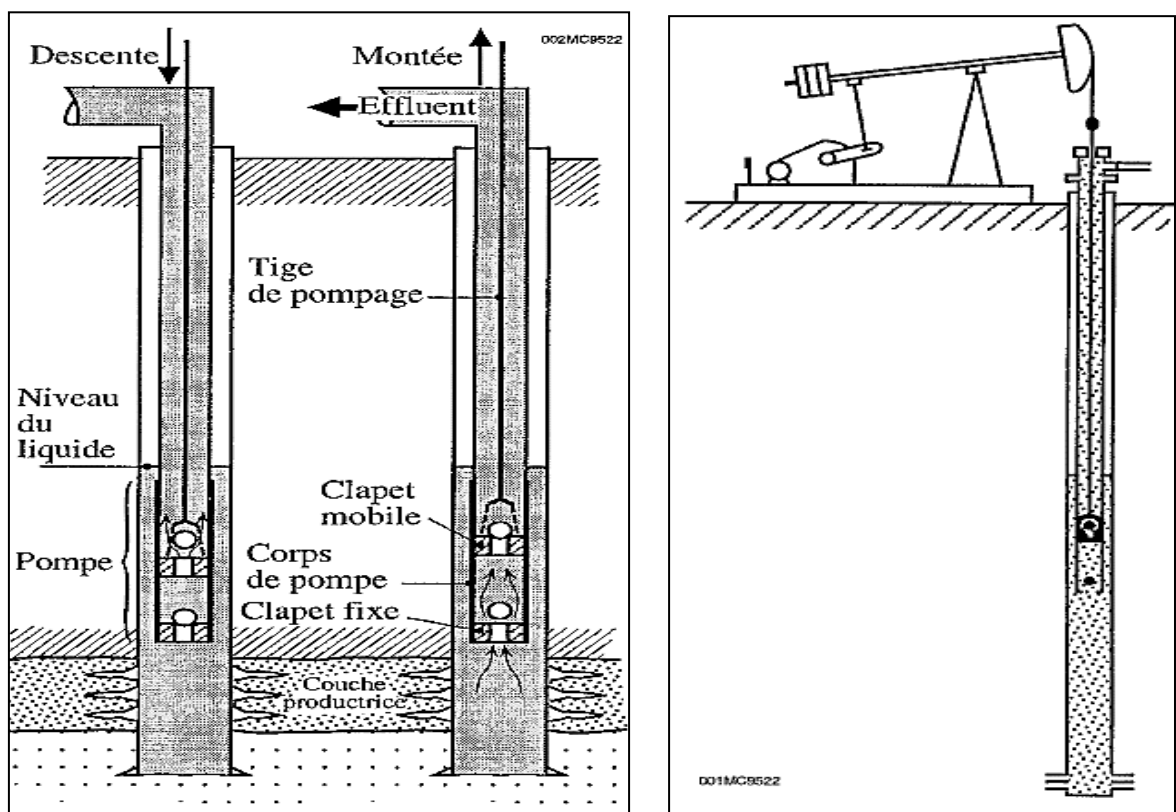


Figure I.1 : Le pompage aux tiges

(Source : d'après document Center lift, Composite Catalogue 2001- 2010)

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

Au cours de la remontée de tiges il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de la pression de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait <sup>[5]</sup>.

### **a.1. Principaux avantages**

- Technologie la plus répandue, relativement simple et bien connue sur chantier.
- Bien adapté au débit faible à moyens.
- Facilite pour changer le débit, souplesse de fonctionnement.
- Adapte aux puits isolés.
- Si problème de subsurface, intervention ne requérant qu'une unité de service (relativement légère).
- Unité mécanique à balancier simples, robustes, d'où des frais d'exploitation peu élevés.
- Unité hydraulique de faible encombrement et unités à longue course très utiles dans le cas de bruts visqueux et gazé.

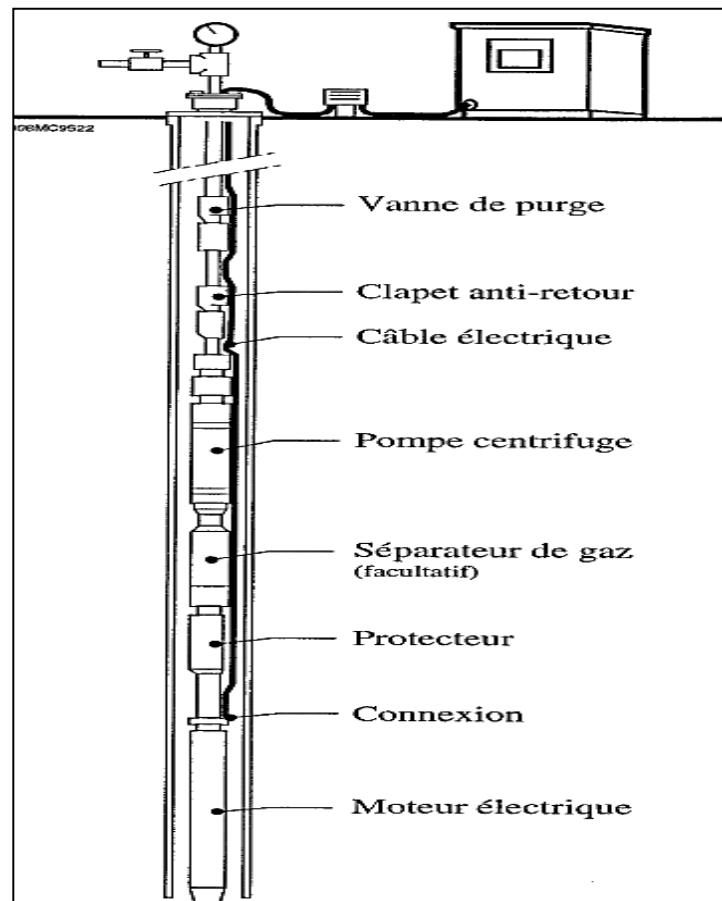
### **a.2. Principaux inconvénients**

- Débit diminué fortement avec la profondeur requise par la pompe.
- Rendement volumétrique réduit dans les puits ont un GOR élevés.
- Cout d'investissement initial élève pour les pompes à haute de gamme de grandes capacités,
- Problème majeur de tenue des tiges en présence d'un effluent corrosif.
- Mal adapté aux profils de puits tordus <sup>[2]</sup>.

**b. Le pompage centrifuge immergé (Electric Submersible Pumps ESP)**

La pompe centrifuge multi-étage reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé qui est descendue à sa cote dans le casing, suspendue à l'extrémité du tubing de production (voir Figure I-2). L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroulé et fixé par des colliers à l'extérieur du tubing. En surface, une tête de tubing spéciale munie des joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande. Une duse réglable permet d'ajuster l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contre-pression sur la pompe. En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation.

La pompe et le moteur peuvent être placés à n'importe quelle profondeur, ceux-ci étant conçus pour fonctionner aux pressions que l'on peut rencontrer dans le puits <sup>[5]</sup>.



**Figure I.2 configuration d'équipement en pompage électrique**

(Source : d'après document Center lift, Composite Catalogue 2001- 2010).

**b.1. Principaux avantages**

- Possibilité de débits importants à faible ou moyenne profondeur.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée.
- Equipements de surface peu encombrante.
- Problèmes quotidiens de surveillance réduits au minimum, à moins d'une défaillance de la pompe.
- Bonne performance énergétique, très intéressant si possibilité d'accès à un réseau électrique préexistant et bon marché.
- Adapté aux puits avec casing de 4 1/2 " ou plus grand.

**b.2. Principaux inconvénients**

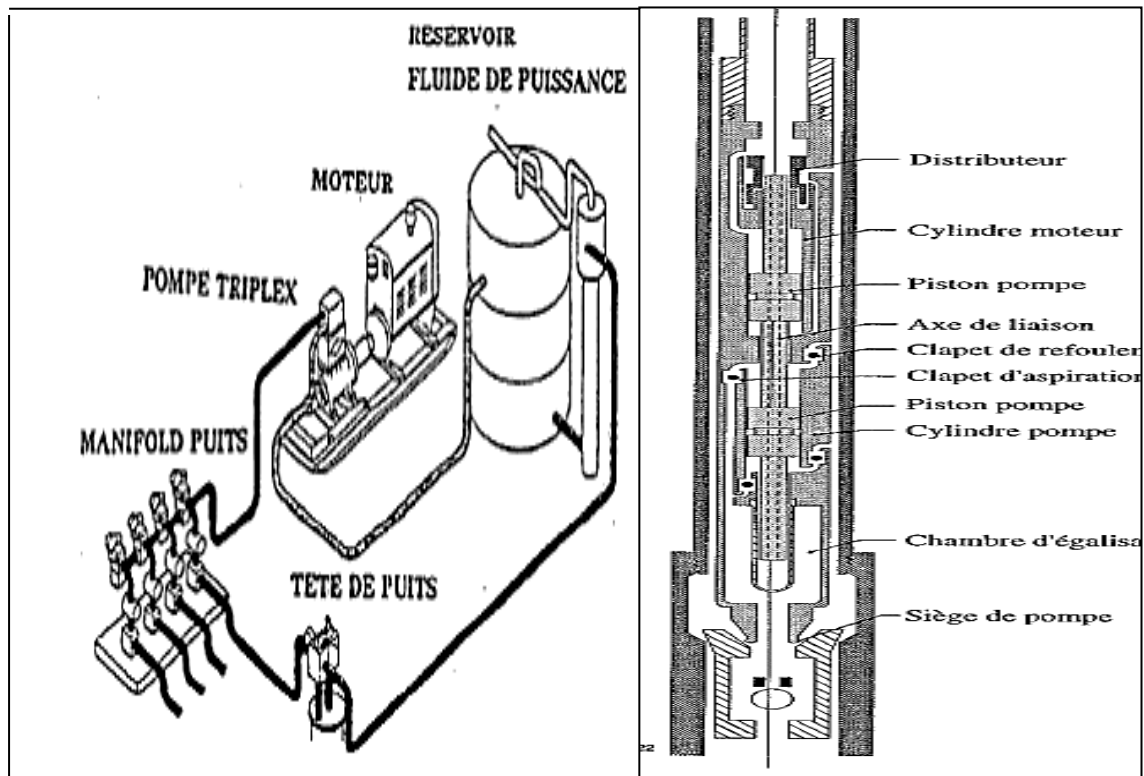
- Supporte mal la présence de sable.
- Limité en température et donc en profondeur.
- Mal adapté aux faibles débits.
- Nécessite de remonter le tubing en cas d'ennui <sup>[2]</sup>.

**c. Le pompage hydraulique**

La Figure I-3 illustre le schéma général d'un pompage hydraulique. Ce système de pompage applique le principe de pascal à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour l'activer :

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 de puits ; un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston du 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 <sup>[11]</sup>





**Figure I.3 : (a) Installation de pompage hydraulique, (Source : d'après document (Center lift, Composite Catalogue 2001- 2010)).**

### c.1. Principaux avantages

- Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés.
- Pompe (selon le type d'installation) pouvant être remontée en surface par pompage, ce qui évite d'avoir à remonter le tubing.
- Fluide moteur pouvant servir de fluide porteur pour injection d'un additif.

### c.2. Principaux inconvénients

- Investissement initial en équipement de surface et entretien de celui-ci assez coûteux.
- Circuit haute pression d'alimentation de la pompe.
- Essai des puits posant un problème.
- Complétion à tubings multiples éventuellement requise <sup>[2]</sup>.

## 2.2. Le gas-lift

### a. Principe

L'objectif d'une activation par gas-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement et augmenter ainsi la production du réservoir.

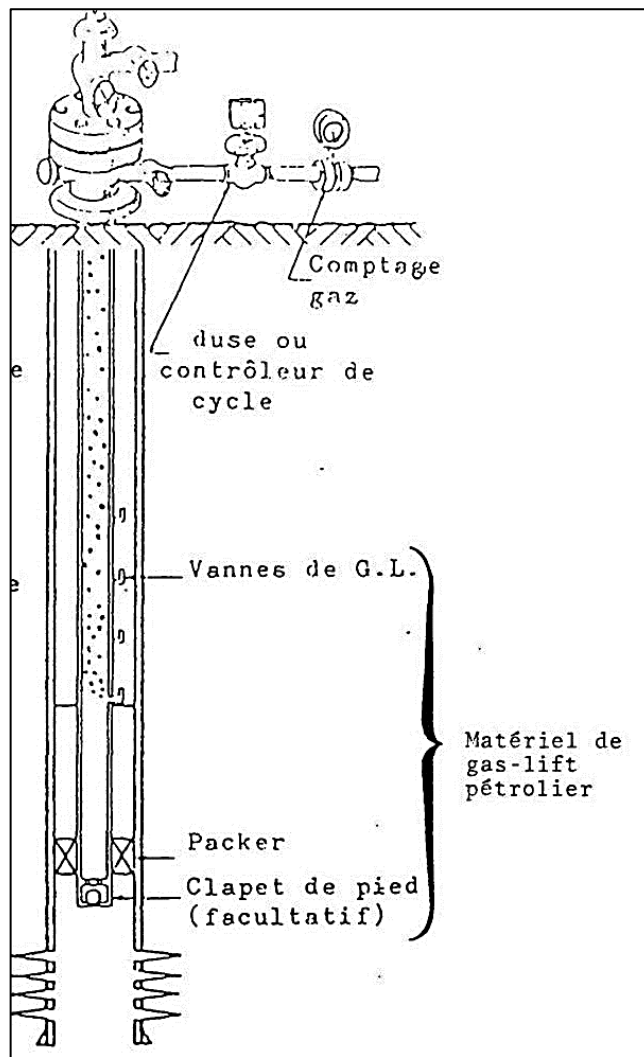
Le principe du gas lift consiste à injecter du gaz comprimé aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce jusqu'au séparateur<sup>[13]</sup>.

### b. Principaux avantages

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits ont bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Equipement du puits simple et vannes de gas lift récupérables au câble ou autre moyen simple.
- Pas problème de production avec présence de sable.
- Possibilité d'injecter un additif.
- Convient aux puits déviés.

### c. Principaux inconvénients

- Nécessite d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessite parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Volumes nécessaires d'injection de gaz pouvant être excessifs pour les puits a fort pourcentage d'eau.
- Nécessite de gaz [haute pression].
- Pas applicable dans casing en mauvais état.
- Installations de traitement de gaz.
- Problème de moussage pouvant être augmentés.
- Rendement assez faible, surtout sur puits profond<sup>[2]</sup>.



**Figure I.4 Configuration d'équipement puits gaz-lift**

(Source : d'après document Center lift, Composite Catalog 2001- 2010).



---

# CHAPITRE II

---

Généralité sur le champ HMD et Principe de la pompe



## I.1. Caractéristique des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre  $200 \text{ kg / cm}^2$  pour un rapport gaz / huile de dissolution  $R_s$  égal à  $240 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$ . A l'Ouest il peut descendre jusqu'à  $140 \text{ kg / cm}^2$  pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à  $160 \text{ stm}^3 / \text{m}^3$ .

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

### II.1.1. Les caractéristiques des huiles

Les caractéristiques des huiles dans le champ HMD sont les suivantes :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4)
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup> ;
- La température est de l'ordre de 118°C ;
- Le GOR est de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m<sup>3</sup>/j et plus : cas d'OML 63 et 633
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10% ;
- La perméabilité est assez faible ;
- La viscosité est de 0,2 cp ;
- Le facteur de volume est de 1,7.

### II.1.2. Les caractéristiques de gaz associé

- Un point de bulle de  $160 \text{ kg / cm}^2$  on a :
- Viscosité de gaz est 0.02 cp
- La compressibilité est de  $0.8 \text{ (bar)}^{-1}$

## II.2. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud présente divers problèmes de production qui peut devenir complexes par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Nous pouvons citer le premier problème qui est lié aux dépôts d'asphaltates dans le tubing, le second problème lié au dépôt de sel dû à la présence d'eau salée saturée dans formation.

Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

En effet la présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile.

C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Par ailleurs les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit sévèrement l'index de productivité et tout particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gas lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques, mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans le réseau de collecte <sup>[8]</sup>.

### **II.3. Le principe de la pompe centrifuge immergé ESP (Electrical submersible pump)**

#### **II.3.1. Introduction**

Le système de pompage centrifuge immergé est un mode d'activation, généralement il est utilisé dans les réservoirs qui ont un haut water-cut et un bas GOR.

Actuellement, il est considéré comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits. Les équipements de pompage sont capables de produire aussi haut que 60,000 b/d, et aussi bas que 200 b/d. L'oil cut peut varier aussi très largement (de quantité négligeable à 100%). La pompe exécute avec plus haute efficacité quand elle pompe le liquide seulement.

Il peut manier du gaz libre avec le liquide, mais les hauts volumes de gaz libre causent des problèmes (opération inefficace et gas-logging).

La première unité de pompage a été installée dans un puits de pétrole en 1928 et depuis ce temps le concept s'est prouvé partout dans le monde pétrolier.

Un système de pompage ESP consiste : Un moteur électrique, protecteur (seal section), séparateur (intake section), une pompe centrifuge à plusieurs étages, un câble électrique, et une installation de surface comme ; le switchboard, une boîte de jonction (jonction box) et un transformateur. Les divers composants supplémentaires présentent pour attacher le câble le long de tubing et supports du wellhead. Pressure sentry (détecteur de pression) pour mesurer la pression de fond, check and bleeder valves sont des équipements facultatifs qui peut être pris en considération.

Sous les conditions de fonctionnement normal, la pompe centrifuge peut être fonctionnée de 1 à 3 ans de bonne vie du fonctionnement.

## II.4. Les équipements de fond

### II.4.1. La- pompe

Le terme “pompe centrifuge” a été utilisé pour décrire une large variété de pompage depuis des années.

#### II.4.1.1. Définition

Le cœur de l'unité ESP est la pompe submersible et la conception et l'analyse de l'ensemble du système ESP ne peut pas être comprise sans une compréhension de base du fonctionnement de la pompe. Ceci est la raison pour laquelle la description des composants du système ESP doit être démarrée par une analyse approfondie de la construction et le fonctionnement des pompes centrifuges.

Les pompes centrifuges immergées dans les installations de systèmes ESPs sont des pompes centrifuges à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors (impellers) équipés avec des aubes qui ont une conception fermée, à l'intérieur des diffuseurs localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique, elles sont opérantes dans une position verticale. La pompe (ESP) est normalement attachée à la colonne de la production. Leur principe de fonctionnement de base est resté la même.

#### II.4.1.2. Les composants

La Pompe (ESP) est composée des éléments de base suivants :

- arbre (Shaft)
- rotor (Impeller)
- diffuseur (Diffuser)
- Housing

##### a. Rotor (Impeller)

Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au TR/MIN du moteur. Comme le rotor tourne, il fait donner une force centrifuge au le fluide de la production. Voir la Figure II.1.

##### b. Le diffuseur (Diffuser)

Le diffuseur dirige le fluide dans le prochain rotor et ne fait pas tourner. Voir la Figure II.1.

##### c. les étages (Pump Stage)

Un étage de la pompe est formé en combinant d'un rotor et d'un diffuseur.

##### d. L'arbre (Shaft)

L'arbre de la pompe est connecté au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné avec la rotation de l'arbre (TR/MIN) du moteur. Voir la Figure II.1

### e. La prise (Intake)

La prise (Pump intake) est attachée à la fin de la partie inférieure du logement de la pompe (pump housing) et fournit un passage à l'intérieur de la pompe pour les fluides et une garniture (raccord) pour attacher la pompe au ESP seal. Voir la Figure II.1

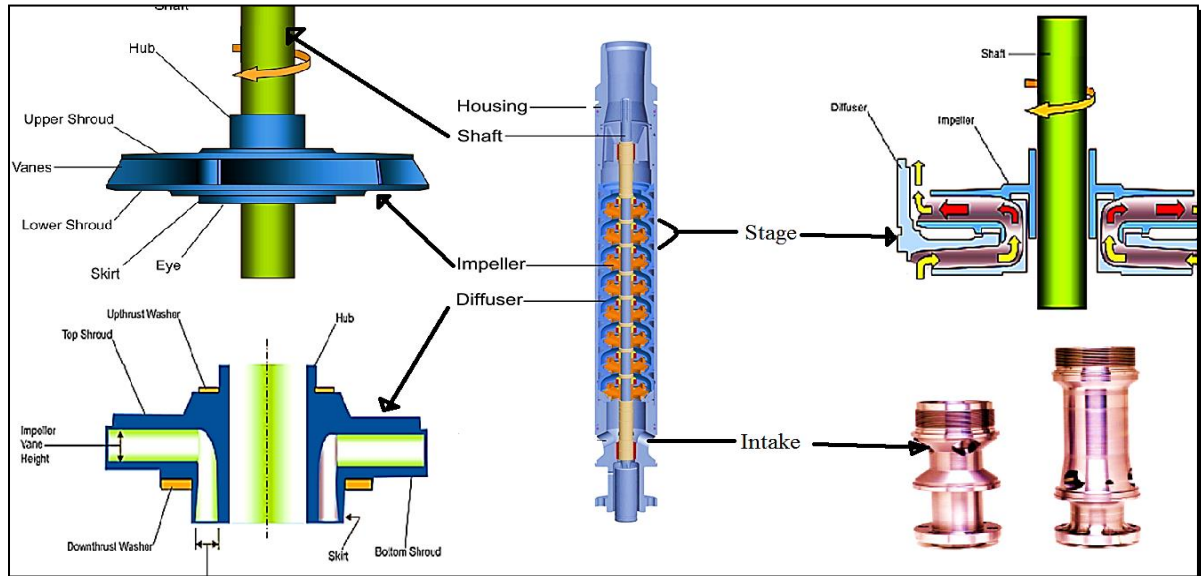


Figure II.1. : Pompe centrifuge immergée et ses composants.  
(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

## II.4.2.2. Séparateur

### II.4.2.2.1. But

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

### II.4.2.2.2. Les Composants

Séparateur de gaz sont constitués des composants principaux suivants (voir Figure II.2) :

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



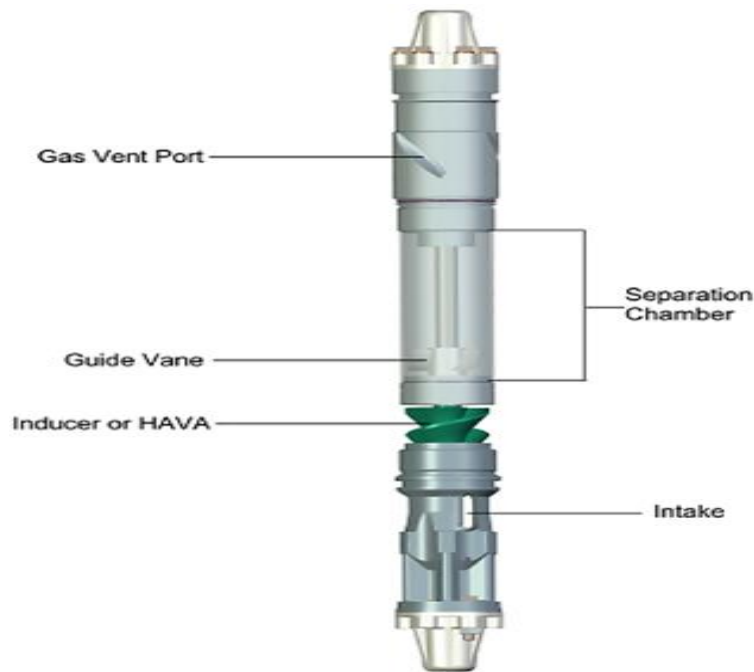


Figure II.2 : Séparateur de gaz

(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

### II.4.2.2.3. Le principe

Le fluide entre à travers (intake) et passer à travers la rotation de (inducer) ou (HAVA : High Angle Vanne Auger). Le HAVA passe les fluides à la chambre de la séparation à où le fluide (plus haut gravité spécifique) est forcé sur la paroi de la chambre de séparation et le gaz (plus léger) dans le centre. La séparation est causée par les forces centrifuges créées avec un rotor du séparateur ou par un étage induit le vortex (La seconde utilise un étage de vortex induit). Le gaz est enlevé du fluide par le diverter au sommet de la chambre de la séparation. Le gaz est déchargé à travers les ports du gaz et produit en haut à l'annulaire.

Le fluide est passé dans le bout inférieur de la pompe où les étages remontent le liquide séparé à la surface.

L'efficacité du séparateur de gaz atteint 90% typiquement ou plus haut. L'efficacité de La séparation est affectée par le débit de fluide, la viscosité de liquide, et le pourcentage de gaz libre par rapport le volume total produit. Quand le volume de gaz est extrêmement haut, des séparateurs du gaz assemblés (tandem) sont installés pour améliorer la performance de la pompe.

Il y a deux technologies pour fournir la force centrifuge pour la séparation. Le premier utilise un séparateur rotatif (rotor). Le rotor agit comme une jointe centrifugeuse, force la

plus haute densité de fluide à son diamètre externe, et laisse le gaz plus léger dans le centre. Ce design produit une force de séparation le plus haut possible et est une solution supérieure quand une bonne efficacité de séparation est exigée et dans les cas où les fluides très visqueux sont produits.

Le deuxième utilise un étage du tourbillon provoquée (Vortex). Le séparateur du tourbillon utilise un rotor modifié induire un vortex dans le fluide. Ce vortex fournit la force centrifuge qui sépare les deux phases d'un fluide et une gazeuse. Bien que la vitesse de la rotation de fluide soit plus lente qu'un design rotatif, le fluide est séparé et a déchargé dans une semblable mode comme précédemment a décrit.

La rotation plus lente et la masse tournante réduite font ce design convenu mieux pour les applications abrasives. Le vortex est recommandé pour une gamme plus large de débit que le séparateur rotatif.

### **II.4.2.3. Le moteur**

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction, voir Figure II.3. Un couple de mise en marche élève, lui permet d'atteindre le régime de fonctionnement en pleine charge d'environ 3500 tr/mn à une fréquence de 60 Hz, et 2915 tr/mn à une fréquence de 50 Hz. Tous les moteurs sont remplis de l'huile minérale très raffinée. L'huile est sélectionnée spécifiquement pour fournir une force diélectrique optimum, une conductivité thermique suffisante pour assurer le refroidissement du moteur et la lubrification des éléments du moteur.

Selon la dimension du moteur et la longueur du câble, le voltage de fonctionnement du moteur peut alignez entre 380 et 7000 Volts, et pour des intensités variables de 20 à 343 ampères. Les gammes de la puissance de 8 à 1000 HP dans le cas simple, configurations tandem et TUT (tandem up tandem, créent 1000 HP).

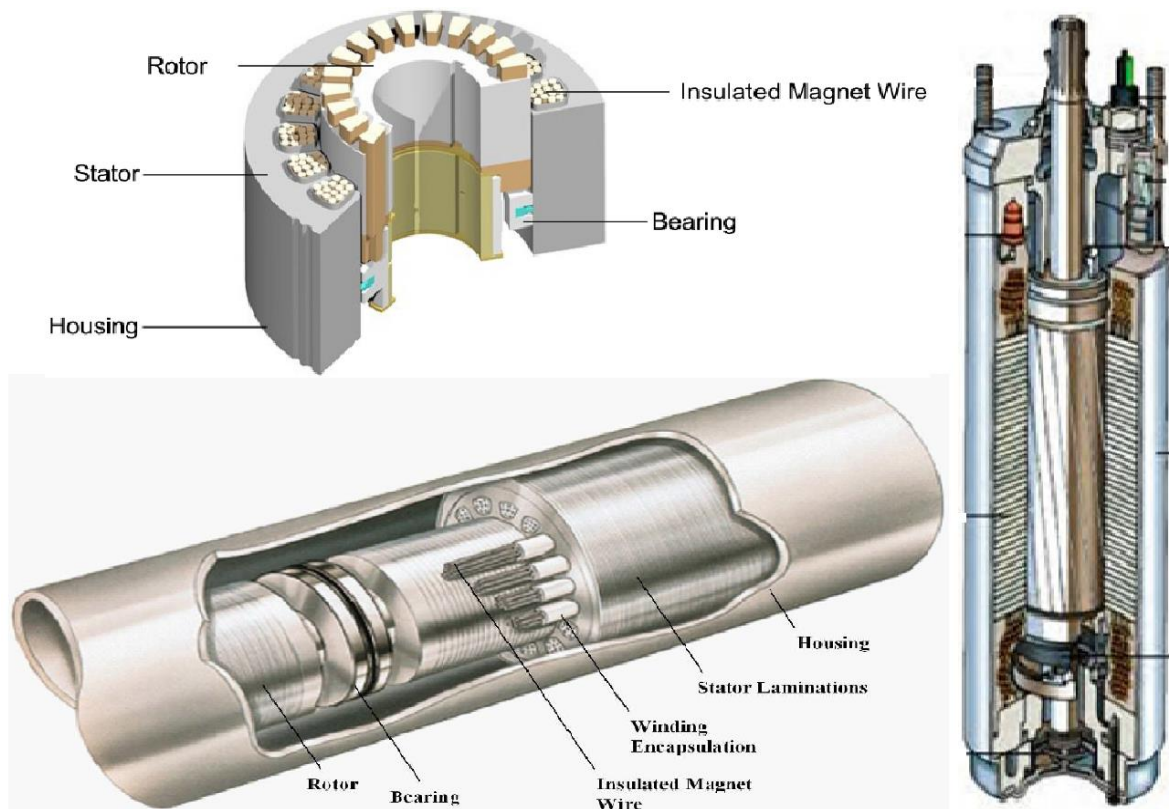


Figure II.3 : Moteur électrique.  
(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

#### II.4.2.4. Protecteur

**But :** La section d'étanchéité relie l'arbre du moteur à l'entrée de la pompe ou à l'arbre de séparateur du gaz. Le protecteur (Seal Sections, Figure II.4) exerce également les fonctions vitales suivantes :

- Prise en charge de la charge de poussée de l'arbre de la pompe par le dispositif de protection qui contient un palier de poussée principal de l'unité ESP. Ce palier de butée doit être capable de surmonter la force axiale nette agissant sur l'arbre de la pompe.
- Isole l'huile minérale de moteur propre de fluides de puits pour empêcher la contamination. Ceci est une exigence fondamentale parce que la contamination de l'huile du moteur propre peut causer des pannes de moteur prématurés dus à :
  - La perte de lubrification des roulements structurelles, et l'usure par conséquent augmenté dans des surfaces d'appui, et
  - La diminution de la résistance d'isolation électrique de l'huile de moteur provoquant des courts circuits dans stator ou du rotor.

- Fournit une zone pour l'expansion du volume d'huile de moteur de l'unité. Etant donné que le dispositif de protection est relié directement au moteur, l'expansion de l'huile du moteur due à l'augmentation de la température en raison de la chaleur générée dans le moteur, par conséquent l'huile peut entrer dans le dispositif de protection pendant le fonctionnement normal. De même, lors des arrêts, l'huile contenue dans le moteur diminue en raison de la diminution de la température du moteur et une partie de celui-ci précédemment stocké dans le dispositif de protection peut être aspiré vers l'espace du moteur.
- Le protecteur égalise la pression à l'intérieur avec la pression à l'extérieur dans l'espace annulaire du puits.
- Il assure la liaison mécanique entre le moteur et la pompe ESP et transmet le couple développé par le moteur à l'arbre de la pompe.

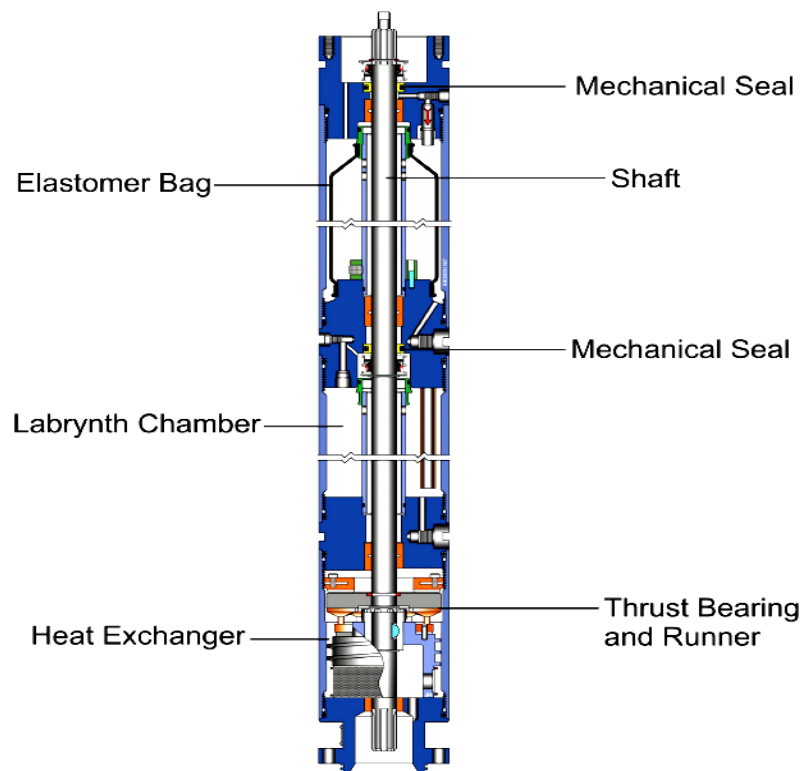


Figure II.4 : Protecteur (seal section).

(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

### II.4.2.5. Câble électrique

L'énergie est transmise par un câble électrique spécialement étudié pour les applications dans les champs pétroliers. Une gamme de dimension de conducteurs permet de satisfaire efficacement aux besoins des moteurs. Le câble rond est normalement recommandé, mais le câble plat peut être utilisé lorsque le jeu est problématique (Voir Figure II.5). Les câbles peuvent être installés dans les puits avec des températures de plus de 300 F. La protection mécanique est assurée par un blindage d'asservissement en acier ou en monel, selon ce que les conditions du puits demandent.

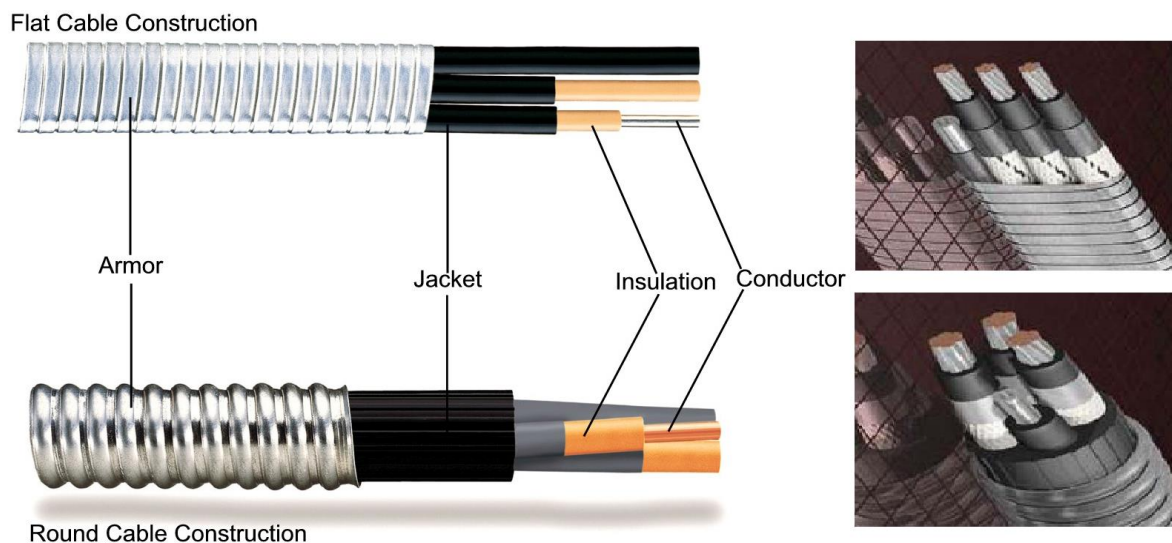


Figure II.5 : Câble électrique.  
(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

## II.4.3. Matériel de surface

### II.4.3.1. La tête de puits (Wellhead)

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisés pour supporter le poids des équipements de fond et de maintenir le contrôle de l'annulaire. Ils doivent fournir un joint d'étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble. Voir Figure II.6.

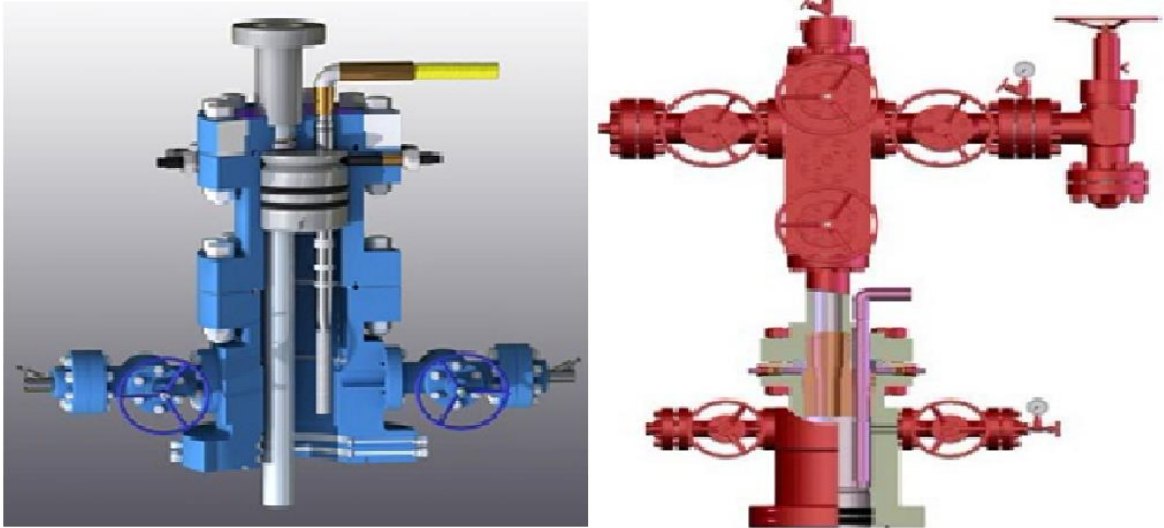


Figure II.6 : Tête de puits + Tubing Head.  
(Source : d'après document Schlumberger).

### II.4.3.2. Junction Box

Le câble d'alimentation provenant du puits doit être connecté à un câble électrique de surface menant du centre de contrôle (**Switchboard**) de l'installation du système ESP. Comme on le voit sur la Figure II.7.

Les deux câbles sont réunis dans la boîte de jonction, aussi appelé une "boîte vent." Il est un boîtier étanche ventilée remplir les trois fonctions importantes suivantes :

- Il assure la liaison électrique entre le fond et les câbles électriques de surface.
- Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point en raison de la migration des gaz à travers le câble d'alimentation ESP. L'écoulement de gaz élimine le risque d'incendie ou d'explosion parce que le gaz ne soit pas autorisé à se rendre dans le câble à la centrale.
- Il agit comme un point de test facilement accessible pour le contrôle de l'équipement de fond électriquement.

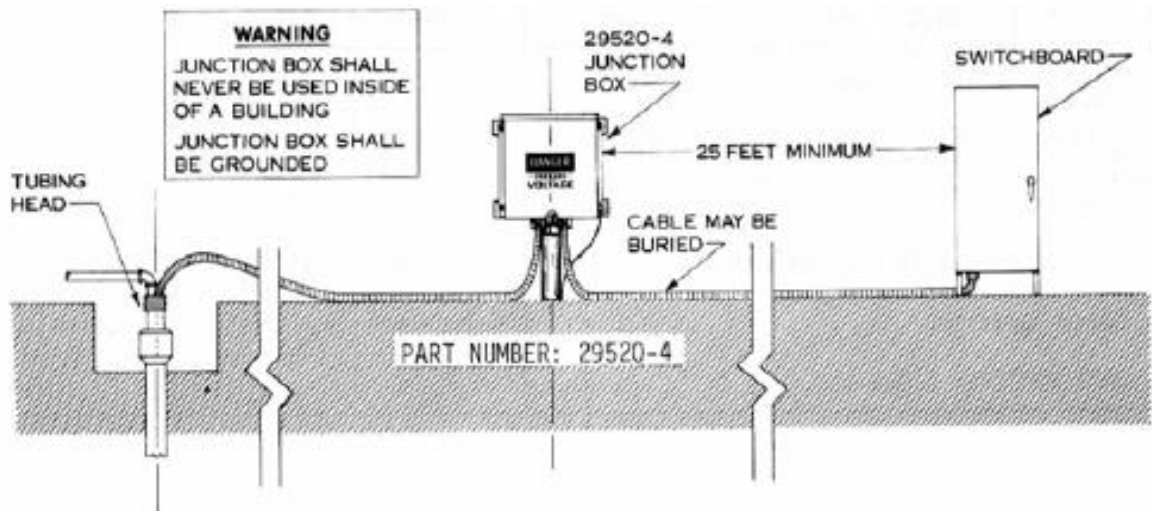


Figure II.7 : Junction box.  
(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

### II.4.3.3. Le standard (Switchboard)

Le standard Switchboard est le centre de contrôle d'une installation ESP classique et agit comme un contrôleur de moteur et, en conséquence, commande le fonctionnement de toute l'installation. Il est montré dans la Figure II.8. Il a les fonctions suivantes :

- Fournit un contrôle interruption marche / arrêt (on / off) de l'équipement ESP à l'alimentation, en utilisant des sectionneurs ou contacteurs sous vide avec haute capacité,
- Protège les équipements de surface et de fond du trou à partir d'une grande variété des problèmes.
- Surveille et enregistre les paramètres les plus importants d'exploitation.

Standard (**Switchboard**) travaillent sous une fréquence électrique constante, ils varient en taille, la conception, et de puissances. **Switchboard** ESP contenaient des relais magnétiques mais les unités sophistiquées d'aujourd'hui utilisent des circuits état solide et offrent des fonctions plus avancées et une réponse instantanée.



Figure II.8 : Switchboard.

(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

En plus de fournir interruption marche / arrêt à partir du réseau électrique, le Switchboard peut protéger les équipements de système ESP de problèmes survenant, soit en fond de trou ou sur la surface. Les problèmes de fond plus importants qu'un standard peut prévenir sont :

- Une surcharge du moteur en raison d'une multitude de plusieurs raisons comme haute gravité liquide, moteur sous, et ainsi de suite.
- Sous-charge du moteur due à une affection pompe-off (arrêt) ou une surdimensionnée unité,
- Courants de déséquilibre.
- Nombre excessif de démarrages.

De nombreuses mal-fonctionnements de la puissance de surface peuvent causer des problèmes d'alimentation et le Switchboard est conçu pour protéger contre :

- Tensions trop élevées ou trop basses, entrée
- Déséquilibre de tension,
- Tensions transitoires (par exemple, la foudre),
- Mauvaise rotation de phase.

Après l'arrêt automatique en raison de problèmes de fond ou de surface, l'unité ESP est automatiquement redémarrée après une temporisation réglable. Le Switchboard fournit le suivi des plus importants paramètres opérationnels tels que l'intensité du courant et des tensions, facteur de puissance, et ainsi de suite.



#### **II.4.3.4. Transformateur**

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible est pas compatible avec la tension du moteur requise et transformateurs doit être utilisé pour fournir le niveau de tension requise en surface. La distribution d'énergie dans le champ pétrolière est à des tensions de 6000 volts ou plus, tandis que l'équipement ESP fonctionne à des tensions comprises entre environ 250 et 4000 volts. Les transformateurs pour les installations, ESP sont des unités autonomes de refroidissement à huile et sont disponibles dans les normes en trois phases, configurations autotransformateurs triphasés ou une gamme de trois transformateurs monophasés peuvent être utilisés. A des tensions plus élevées primaires, L'utilisation de trois transformateurs monophasés est plus économique que celle d'un transformateur triphasé.

Les transformateurs sont sélectionnés sur la base de niveaux de tension et de puissances. La tension de surface requise dépend fortement de la profondeur de réglage de l'équipement ESP depuis la chute de tension dans le câble d'alimentation augmente avec la longueur du câble. La somme de la chute de tension avec la tension du moteur sélectionné donne la tension de surface nécessaire.

#### **II.4.3.5. Classification des pompes ESP**

La conception des pompes centrifuges immergées se divise en deux catégories générales, radiale et la conception de flux mixte. Les pompes à débit plus petites sont généralement de conception de flux radial, et les pompes à débit plus élevés sont conception de flux mixte. Remarque : Dans le dessin d'écoulement radial, le débit à travers la turbine se déplace principalement dans une direction radiale ou perpendiculaire à l'axe de l'arbre. Comme les pompes atteignent flux de conception de 1900 environ BPD (300 m<sup>3</sup> / j) en pompes de diamètre 4 pouces, et 3500 BPD (550 m<sup>3</sup> / j) dans les pompes de plus grand diamètre, la conception modifie à un flux mixte. Dans cette conception, le fluide se déplace à travers l'étage à la fois entre la direction axiale (parallèle à l'axe de l'arbre) et la direction radiale.

### **II.5. Le principe de fonctionnement de la pompe ESP**

Le principe de fonctionnement de la pompe est schématisé dans la figure II.9 . Généralement, le moteur électrique est mis en fonction par l'énergie électrique, qui est fournis à partir de la surface sous une tension et une intensité bien déterminée et contrôlée, par conséquent les rotors (impellers) de la pompe sont mis en rotation grâce à l'arbre de

rotation de la pompe qui est couplé avec l'arbre du moteur. Sous l'effet de l'action de rotation des rotors (impellers) l'énergie cinétique de fluide est augmentée, pour être ensuite partiellement convertie en énergie de pression dans les stators qui déplacent le fluide à travers de la pompe et la colonne de production jusqu'à la surface :

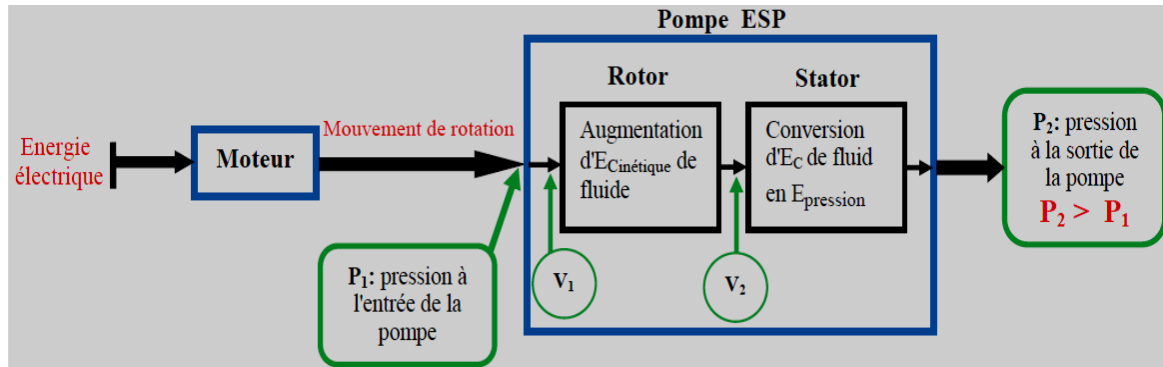


Figure II.9 : Le principe de fonctionnement de la pompe ESP  
(Source : catalogue Baker, 1994\_1995).

## II.6. Courbe de performance de la pompe

La capacité (débit) de l'axe X (exprimé en BPD) est la constante dans chacune des trois courbes tracées (voir Figure II-11). La courbe bleue représente la capacité de tête (head) et l'axe des ordonnées (head en feet) se trouve sur la gauche de la courbe. Les exigences de puissance sont tracées en rouge. La mesure de l'axe y est la puissance et est situé sur l'échelle à droite de la courbe (numérotée dans ce cas de 2,0 à 10,0 dans le cas général). La courbe finale de l'efficacité de la pompe, est verte. L'axe des ordonnées est l'efficacité de la pompe en pourcentage et l'échelle est également située à la droite de la courbe. La courbe de la pompe est développée pour un étage pour un fluide de densité de 1,0, et une rotation de 3500 tours par minute et un fonctionnement à 60 hertz. Chaque étage de la pompe a sa propre courbe unique de la pompe en fonction de ses caractéristiques de performance. En général, lorsque les augmentations de capacité, la tête (head) diminue.

Le plus haut la tête (head) d'une pompe peut se développer est à un point où il n'y a pas de flux à travers la pompe ; qui est lorsque la soupape de décharge est complètement fermée. La courbe de puissance (BHP) est tracée sur la base des données réelles de test de performance. Ceci est la puissance réelle requise par la pompe centrifuge, en fonction des

mêmes facteurs constants comme décrit précédemment, pour fournir la prescription hydraulique.

Le rendement de la pompe centrifuge ne peut pas être mesuré directement ; Il doit être calculé à partir de données d'essai déjà mesurées. La formule d'efficacité en % est :

$$[\%] \text{ efficiency} = \text{Head} \times \text{capacity} \times \text{Specific Gravity (densité d'huile)} \times 100 / (3.960 \times \text{BHP})$$

Où :

**Head** : en Feet.

**Capacité** : en Gallon/Minute.

**BHP** : en Brake Horsepower.

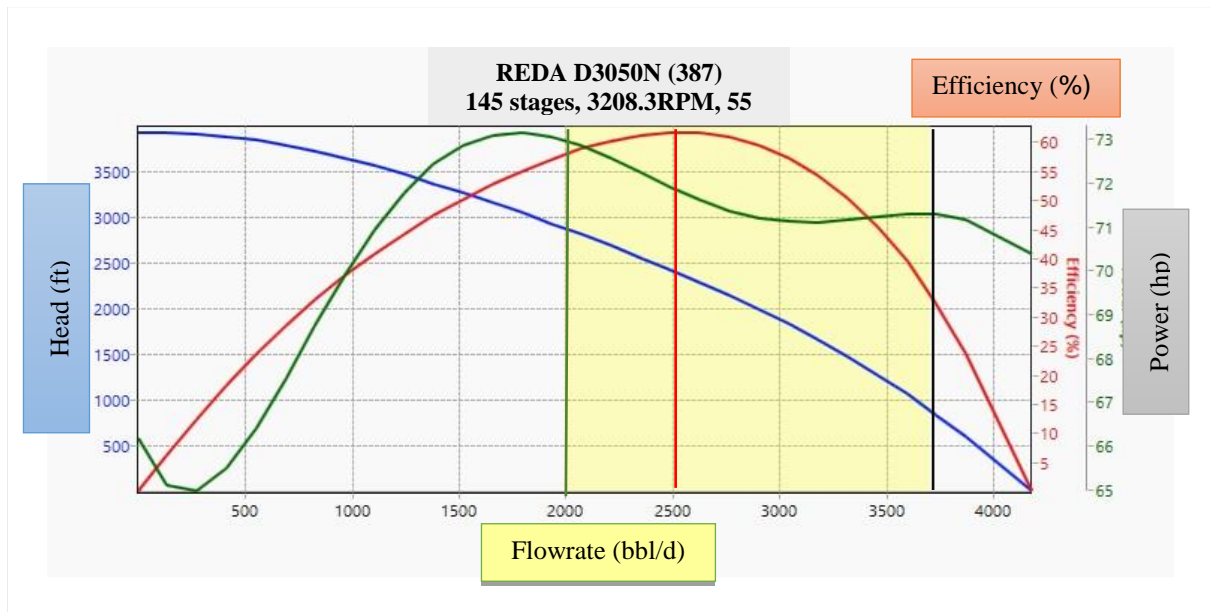


Figure II.10 : Courbe de performance d'une pompe centrifuge.  
(Source : document Séminaire -Activation-, ENSPM formation Industrie).

Chacun des trois paramètres, la capacité de la tête, l'efficacité de la pompe, et la puissance peut être déterminée pour tout débit donné. Cela se fait en localisant le débit de fonctionnement le long de l'axe des x et suivant la ligne jusqu'à son intersection avec chacune des trois courbes. Les trois points d'intersection (un pour chaque courbe) sont les valeurs de la capacité de la tête, l'efficacité de la pompe et de puissance lors de la production à ce taux. Il est important de se rappeler que la valeur est pour un seul étage et doit être multipliée par le nombre total d'étages dans une pompe.

## II.7. Les Problèmes rencontrés avec l'ESP

- Surdimensionnement de la pompe suite à :
  - Réduction de l'IP.
  - Réduction de la Pg.
  - L'endommagement du puits ...
- Sous dimensionnement de la pompe en entraînant des vibrations au moteur.
- Présence du gaz libre en quantité importante dans l'huile.
- Présences des solides (sables, dépôts, et asphaltes).
- Débit inadéquat autour du moteur (échauffement du moteur).
- Les problèmes de l'électricité en surface.

### II.7.1. Changement des paramètres de production

Parmi les difficultés d'exploitation avec des pompes ESP on trouve l'effet négatif du changement des paramètres de réservoir en effet de la production, ce qui nécessite une intervention pour ramener les pompes à ses conditions de fonctionnement optimales et éviter les cas de surdimensionnement ou de sous dimensionnement qui peuvent engendrer des problèmes à la pompe comme une pompe hors-service (pompe out) et au moteur (stresses mécaniques et électriques ainsi l'échauffement excessive).

Pour cela on doit faire recours à l'application de variateurs de vitesse qui permettent à la pompe de fonctionner à différentes vitesses en fonction des performances du réservoir, le VSD (Variable Speed Drive), VFG 'Variable Frequency Generator' et le VSG 'Variable Speed Generator' sont une série de variateurs de vitesse de la pompe au biais de variation de fréquence du courant.

### II.7.2. Problème de gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP

- Pump surging, (Déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussé du gaz produit avec l'huile).
- Gas 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 gas).
- Perte de production, (Si le GOR augmente  $\Rightarrow$  Qg augmente  $\Rightarrow$  Qo diminue).
- Stresses mécaniques et électriques.
- Pannes imprévues.

Il y a quatre possibilités pour résoudre le problème du gaz libre :

- L'éviter.
- Le séparer.
- Le pomper.
- Designer le puits (complétion) pour faciliter les tâches précédentes.

#### **a. Méthodes pour éviter ou réduire le gaz libre**

Augmenter la pression à l'amont de la pompe pour réduire le gaz à l'INTAKE.

- Installer la pompe 'l'intake' le plus profond possible.
- Réduire le débit.
- Augmenter l'IP du puits (stimulation, frac...).

#### **b. Méthodes de séparation du gaz libre**

- Utiliser un séparateur rotatif : aucune personne peut nous dire combien du gaz peut-il séparer.
- Utiliser un séparateur type vortex.
- Utiliser un séparateur statique.

#### **c. Méthodes pour pomper le gaz**

- Utiliser des pompes avec 'mixed flow impellers' : peut traiter jusqu'à 28% du gaz libre 'Tapered pump' ou bien pompe de compression, les étages inférieurs donnent une bonne compression mais avec moins de charge tandis que les étages supérieures produisent de la charge pour un fluide bien homogénéisé.
- Utiliser un 'gas Handler system' qui produit un fluide homogène et pompable.
- Utiliser le VSD. Pour contrôler la pression à l'intake. Par le changement de la vitesse on augmente la capacité de l'étage.

### **II.7.3. Problème des asphaltes**

Approche pour faire face au problème

- Faire des traitements chimiques.
- Performer des grattages contrôlés par WL dans le tubing.
- Revêtement des éléments de la pompe par le Téflon (matière spéciale).
- Utiliser l'ESP avec 'mixed-flow impellers'.

#### II.7.4. Problème des sels

La pression d'aspiration ou bien de fond dynamique assez basse et la température importante favorisent la déposition des sels, pour remédier à ce problème on doit prévoir l'injection d'eau douce et/ou d'inhibiteurs afin d'éviter la formation de différents dépôts.

La procédure est la suivante :

- Utiliser des tubes capillaires de 0.5 pouces installés dans le 'câble bundle' de l'ESP.
- L'eau douce est injectée à travers ces tubes et sera mélangée avec l'eau produite au niveau de l'INTAKE.
- Les tubes sont en acier 'stainless steel'.
- Se logent dans le « câble bundle » et se sont attachés et descendus avec le câble.
- Faire attention à ne pas endommager ces tubes lors de la descente par un clampsage trop serré du câble.
- Utiliser une pompe avec 'mixed flow impellers' qui ont plus de passage ce qui donne plus d'espace aux solides de passer à travers les étages de la pompe et retarder la composition des ponts de dépôts 'sels'.



---

# CHAPITRE III

---

Applicabilités et procédure de descente des pompes



### III.1. Introduction

Ce travail consiste d'une sélection des puits candidats pour la faisabilité de la technologie d'activation par les pompes immergées dans le champ de Hassi Messaoud.

Dans ce cadre une liste des puits a été examinée afin de tirer un certain nombre de puits répondant aux critères de sélection et les analyser en détail, puis les priorisent pour dégager une liste finale contenant les meilleurs candidats et la mettre à la disposition des managers pour les permettre en fin de choisir deux puits pilotes.

### III.2. Problème de complétion

#### III.2.1. Les puits verticaux et short radius

Le problème est posé par la fameuse formation LD2 qui doit être couverte au moins par deux tubages pour éviter le problème du collapse du tubage 7'' suite à la diminution de la pression dans l'annulaire qui va être réservé à l'évacuation du gaz séparé.

Pour remédier à cette situation, deux configurations doivent être envisagées :

**A-** on doit faire recours au chemisage de la partie LD2 avec un 5''. En conséquence deux situations peuvent être envisagées :

- Soit on descend la pompe au fond du puits, et dans ce cas on sera obligé de descendre la pompe la moins performante à cause de la limitation en diamètre crée par le chemisage 5''. En effet la pompe va fournir des faibles débits, un calcul économique doit être fait pour évaluer la rentabilité de cette option.

- La deuxième option consiste à installer la pompe plus haut à 2400-2500m dans le tubage 7'' pour avoir la possibilité de descendre des pompes plus performantes, mais dans ce cas il faut faire attention à :

- 1) le problème de la pression minimale exigée à l'amont de la pompe, puisque à la cote 2500m la pression de l'effluent sera plus faible.

- 2) Le problème du gaz libre puisque on aura un dégazage de l'huile au fur et mesure que la pression baisse ce qui diminue l'efficacité du séparateur de fond et dans ce cas on aura des problèmes à la pompe si l'huile refoulée contient plus de 15% du gaz. Dans ce cas on doit connaître la quantité du gaz à cette côte.

- 3) Le risque d'avoir le niveau dynamique au-dessous de la pompe 'pompe-off' pour plusieurs raisons (abaissement de la pression de gisement, endommagement du puits, réduction du KH et la réduction de l'IP).



**B-** Laisser la complétion du puits tel quelle est, et utiliser des techniques permettant de pomper tout l'effluent à travers le tubing soit en utilisant une ESP conventionnelle avec 'gas Handler séparation' pour homogénéiser le fluide et le rendre pompable en utilisant ainsi une pompe avec 'mixed flow impellers' ou bien en utilisant les Multi phase Pumps (selon le GOR du puits).

### **III.2.2. Les puits horizontaux**

Pour les puits horizontaux le problème du LD2 ne se pose pas puisque cette formation est protégée par les deux tubages 9''5/8 et le 7''. Mais le problème réside dans la liaison couche-trou puisque le réservoir doit être complété en LPP ou LCP afin d'éviter le problème d'éboulement du drain suite au Draw Down important dû à l'abaissement de la PFD par la pompe.

D'autre part la section horizontale importante du drain peut entraîner la formation des bouchons de gaz ce qui est néfaste sur la pompe. Ceci doit être pris en considération lors de design de la pompe pour prévoir quelles sont les mesures à entreprendre pour ne pas tomber sur des cas pareils.

### **III.3. Nécessité du WO et le risque d'endommagement**

Pour chemiser les puits verticaux et SR et compléter les puits horizontaux en LPP un WO est nécessaire, ce qui peut entraîner l'endommagement du réservoir donc le changement des paramètres de production sur lesquels le calcul des performances est fait, d'où la nécessité de procéder à de nouveaux tests BU et Jaugeages pour refaire les calculs et réévaluer la candidature du puits au pompage.

Dans le cas où le puits est endommagé, une éventuelle stimulation est nécessaire donc des charges supplémentaires.

Dans le cas où le puits est révélé mauvais candidat on aura une perte importante en argent dans cette préparation du puits pour une application annulée en fin de compte.

### **III.4. Problèmes d'exploitation**

- Aucun accès au fond du puits, qu'est offert pour d'éventuelles interventions au WL, CTU et SNB. Sauf si on prévoit une complétion avec l'Y **Tool** qui permet d'avoir le passage libre à travers le tubing mais nécessite un diamètre du casing assez suffisant.
- Problèmes des dépôts de sel (il faut prévoir une complétion adéquate pour les puits salés avec la possibilité d'installation d'un concentrique en parallèle avec le tubing de production).
- Problème de production de sable pour les puits en OH (a un effet néfaste sur la pompe).

### **III.5. Problèmes du réservoir**

#### **III.5.1 Accélération du phénomène de conning**

Accélération du phénomène de conning et de production d'eau de gisement suite au Draw Down important. En effet il est recommandé d'optimiser le draw down c.à.d. de fixer une certaine valeur critique à ne pas dépasser et en fonction de cette valeur on doit faire les calculs des performances de la pompe puisqu'avec cette limitation du draw down la pompe va travailler avec des débits plus faibles et son apport alors sera limité et dans ce cas il faut avoir la rentabilité d'une telle configuration sur le plan économique.

#### **III.5.2 Diminution de l'IP**

L'une des caractéristiques observées dans les puits de HMD est bien la réduction de l'indice de productivité avec le temps dû à la réduction du KH. Ceci constitue le problème majeur pour l'application de cette technologie des pompes puisque les paramètres de production changent périodiquement en effet la nécessité de changer les caractéristiques de la pompe à chaque abaissement du potentiel du puits sinon on se trouve dans la situation où la pompe débite plus que le réservoir ce qui peut provoquer l'abaissement du niveau dynamique. Pour remédier à cette situation en doit prévoir l'utilisation de variateur de vitesse 'VSD' ou bien Variable Speed Drive. Dans ce cas on doit avoir le Down Hole monitoring pour faire l'optimisation de production et le management du réservoir.

#### **III.5.3. Les zones déplétées**

Les zones déplétées peuvent être l'objet d'une étude du pompage intermittent.

#### **III.5.4. Faible IP**

La plupart des puits ont un faible indice de productivité, ce qui réduit l'effet de la pompe, puisque en diminuant la PFD par la pompe le gain supplémentaire en production sera faible à cause de la faible productivité du réservoir. Donc il faut penser aux questions des coûts car les pompes sont généralement utilisées pour produire des grands débits (au-delà de 10 m<sup>3</sup>/h environ) là où elles sont économiquement favorables par rapport au gaz lift.

#### **III.5.5. Problèmes de gaz au niveau des puits horizontaux**

Pour les puits horizontaux le risque d'avoir produire des longs bouchons de gaz 'slug flow' est important vue la section horizontale importante du drain qui favori la libération et l'expansion du gaz au fur et à mesure que la pression de fond baisse. Ceci est un problème sérieux pour ces types de complétions. Les bouchons du gaz peuvent prendre de 3 à 5 minutes ou plus ce qui provoque le fonctionnement de la pompe à vide avec des cycles de

fréquence d'environ 5mn. Pour faire face à cette situation on trouve un équipement spécial appelé 'Inverted shroud' qui permet de pomper de liquide à la pompe à chaque arrivée du bouchon de gaz pour conserver cette dernière imprégnée avec du liquide.

### **III.6. Procédures de descente d'une pompe immergée**

Si une sélection de la pompe a été finalisée, assemblés et expédiés à l'emplacement du puits pour l'installation, la société de services et les représentants des compagnies pétrolières (SONATRACH) ont la responsabilité de veiller à ce que l'équipement est correctement installé. Il est la tendance de certains représentants des compagnies pétrolières à se précipiter le travail et cela peut être une erreur coûteuse. L'équipement étant installé est un investissement coûteux. Le soin et le temps pris lors de l'assemblage et le fonctionnement sont un bon investissement pour la durée de vie de la pompe.

La coopération étroite entre les représentants des deux entreprises est la clé d'une installation réussie. Pour assurer à long terme, efficace, et un fonctionnement fiable, plusieurs précautions doivent être prises pendant le processus d'installation et durant le fonctionnement du système ESP.

#### **III.6.1. Le transport et la manutention de matériels**

La sécurité du personnel de l'entreprise est toujours une préoccupation, lorsque des équipements lourds sont déplacés, des précautions doivent toujours être prises pour éviter les blessures. Les recommandations suivantes sur le transport et la manutention de l'équipement ESP doivent être suivies chaque fois que possible pour éviter les blessures au personnel ou des dommages coûteux aux composants ESP :

#### **III.6.2. Transport**

- 1) L'équipement transportés vers et à partir de l'emplacement du champ doit toujours être placé dans les conteneurs d'expédition appropriées.
- 2) Le véhicule transportant le matériel devrait être assez long que l'équipement ne soit pas suspendu sur la fin du lit de véhicule.
- 3) Tous les composants doivent être correctement fixés et supportés pour éviter de rebondir ou de flexion pendant le transport.
- 4) Le contrôleur et les transformateurs doivent être chargés sur le véhicule d'une manière qui fournit le déplacement le plus doux possible et à veiller à ce qu'ils ne soient pas endommagés par le déplacement.
- 5) La poulie du câble doit toujours être calées (coin pour tenir un objet en état stable) et les arrimages doivent être installés à travers le centre de la poulie sur le dessus du moyeu.

### III.6.3. Manutention

- 1) Pour éviter d'endommager les composants fragiles à l'intérieur, les conteneurs d'expédition ne doivent pas être chuté ou manipulés brutalement, parce que les dommages ne peuvent pas toujours être détecté pendant le processus d'installation ou d'entretien normal.
- 2) Toutes les entrées ou l'enlèvement de matériels à destination et à partir de conteneurs d'expédition doivent être sous la supervision d'un technicien qualifié.
- 3) L'équipement doit toujours être soulevé avec la sécurité appropriée approuvé l'outil de levage est toujours et sous la supervision d'un technicien qualifié.
- 4) L'équipement retiré de conteneurs d'expédition est encore plus sensibles aux dégâts et les soins devraient être pris pour ne pas bouger l'équipement contre les autres objets.
- 5) Toujours soulever les contrôleurs de moteurs et transformateurs par le haut avec une barre d'écartement et des élingues en utilisant les anneaux de levage prévus sur les unités.
- 6) Il faut prendre soin de ne pas percer la cuve du transformateur ou endommager ses comportements de haute ou de basse tension.
- 7) La bonne façon de soulever la poulie de câble est de placer un morceau de pipe (suffisant à la taille et à la force) à travers le centre de la poulie qui est assez long pour fixer une barre d'écartement avec des élingues aux ses extrémités.
- 8) Si l'un des équipements rotatifs est tombé, il ne devrait pas être installé.

### III.6.4. Préparation de puits

Des opérations diverses et des mesures de précaution doivent toujours être prises avant que le système ESP soit exécuté dans le puits.

### III.6.5. Intervention avec l'appareil de Snubbing

- Si le puits était équipé par une installation du gaz lift, donc, on a besoin de remonter le concentrique, qui se trouve dans le puits.
- Nettoyage le fond de puits ou le drain pour les puits horizontaux.

### III.6.6. Intervention au Coild tubing

- Effectué un nettoyage de la liaison couche trou au tube clean (outil pulsonique Tools).
- Remplissage de puits par un volume adéquat d'eau traité.

### III.6.7. Intervention au Wireline

- Poser d'un plug au niveau du siège R ou RN.
- Perforer le tubing 4"1/2 ancré au casing par un outil de perforation (tubing puncher) au-dessus de quelque mètre siège R.

- Pompage et remplissage du puits par circulation inverse avec de l'eau traité pour l'évacuation du fluide annulaire (saumure).
- Récupération du plug posé par le wire line.

### **III.6.8. Intervention avec un appareil de work over**

- Le puits a été neutralisé avec de l'eau traité de densité 1.00 SG lors des interventions précédentes.
  - Démontage la tête de puits jusqu'au niveau du tubing head + montage de l'obturateur de sécurité (BOP) et ses accessoires.
  - Circuler le puits avec de l'eau traitée en place.
- Remonter la complétion (Tubing) comportant les éléments de fond (Nipple "R"+ ou Nipple "RN") après désencrage du tubing Anchor Seal. Si Dés ancrage négatif faire une coupe chimique le plus bas possible et remonter la totalité de la colonne).
- Scrapage du casing jusqu'au top liner + Enregistrement de METT (Mesurment électrique tubing thickness).
  - Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages. Si le test est négatif il faut que réparer les communications.
  - changement de tubing head par le nouveau tubing head spécial.

### **III.7. Installation des équipements de fond de puits**

La pompe, le moteur, le protecteur, le séparateur de gaz et le câble doivent être assemblés et manipulés lors de l'installation ou l'enlèvement selon les instructions du fabricant. Le représentant de terrain du fabricant devrait être sur tous les emplois et son expérience pleinement utilisées. Il devrait être autorisé suffisamment de temps pour utiliser des outils et des instruments spéciaux pour vérifier l'équipement.

Toujours laisser suffisamment de temps pour nettoyer le puits avant l'installation, comme toute matière étrangère dans les fluides de puits pourrait facilement brancher ou bloquer la pompe. Ces mesures de précaution doivent être prises pour minimiser les dommages potentiels à l'équipement ESP.

Le travail du technicien lors de l'installation est une mécanique avec le processus établi et celui pour lequel il a été bien formés. Assemblage de l'unité doit être fait avec autant de soin et le plus proprement possible. Des précautions doivent être prises pour éviter l'humidité ou la saleté de pénétrer dans le moteur. Gardez à l'esprit que le fabricant construit cet équipement à des tolérances de 0,003 "par pied de la rectitude et de concentricité et qu'il devrait demeurer au sein de ces tolérances après son installation Les étapes suivantes sont effectuées lors d'une installation normale ESP :

### **III.8. Vérification des caractéristiques des équipements**

Avant d'installer l'équipement de fond, chaque composant est identifié et sa description documentée sur un rapport d'installation. Les propriétés de moteur et de câbles électriques sont vérifiées avant l'installation et les lectures enregistrées sur le rapport d'installation. Peu de description documentée sur le rapport d'installation, il serait extrêmement difficile de résoudre l'application en cas de problèmes opérationnels qui peuvent se produire dans l'avenir.

### **III.9. Installation du moteur**

La plate-forme de service doit être centrée sur la tête de puits et son mât de soulevé dans une position verticale. Le moteur est le premier composant à être soulevé par la plate-forme et placé sur le puits en utilisant un équipement de levage spécialement conçu pour ce travail. Le moteur est abaissé dans le puits jusqu'à ce que sa pince de levage se trouve au sommet de la tête de puits. Le bouchon de transport est éliminé et le moteur est rempli d'huile qui est spécialement conçu pour assurer la lubrification et la résistance diélectrique. L'arbre du moteur est mis en rotation pour assurer qu'elle tourne librement.

### **III.10. Entretien et installation du protecteur**

Le composant suivant à soulever et couplé au moteur est le protecteur (seal section). Les joints toriques situés sur la base de protecteur (seal section) sont utilisés pour sceller la connexion entre le moteur et le protecteur, le cas endommagé de cette connexion, pourrait permettre une contamination de l'huile de moteur. Le protecteur est une partie essentielle du système ESP et leurs procédures d'entretien correct jouent un rôle essentiel dans la prévention des défaillances prématurées.

Par exemple, le protecteur est servi avec la même huile minérale que l'on utilise dans le moteur.

Injecter de l'huile dans le protecteur est une autre étape importante dans la procédure d'installation et ne doit jamais être précipitée. Après l'entretien avec de l'huile, tous les trous de purge, de drains et d'injection sont scellés avec les bouchons de vis et rondelles appropriés, le bouchon supérieur de l'expédition est enlevé et l'extension de l'arbre et la rotation sont vérifiés en vue de l'installation des composants suivants.

### **III.11. L'assemblage de la pompe**

La pompe est la composante suivant à assembler, elle est levée et placé au-dessus de la section d'étanchéité (Seal section). L'entrée et l'évacuation (la décharge) sont vérifiés pour toutes obstruction. Le bouchon de transport est supprimé de la base de la pompe, la rotation de l'arbre est vérifiée et la pompe descendue sur la section d'étanchéité (Seal

section). La prudence est prise lors de ce processus afin d'assurer la participation appropriée du couplage à la pompe et les arbres de la section d'étanchéité.

### **III.12. Descente des équipements assemblés de la pompe ESP dans le puits**

Avec l'appareil de work over on fait :

- Descente la pompe ESP et ses accessoires dans le puits avec la fixation du câble électrique.
- Continue de la descente de la pompe ESP avec quelques joints de tubing qui sont serrés avec un couple de serrage adéquat au type de tubing + Clapet anti-retour + Un joint de tubing + vanne de décharge (bleeder valve) et fixation continue du câble de l'ESP, avec control de la connectivité électrique du câble au niveau de reel spooler pour chaque 10 joint.
- Ajustage la côte de la pompe ESP et le tubing head avec la totalité de la complétion descendue + Vissage de l'olive au niveau de tubing head.
- Coupe câble électrique au niveau du dernier joint de tubing + Dégerbage la poulie de câble.
- Connection câble électrique au niveau de l'olive avec le connecteur de câble + Montage du connecteur de câble au niveau de l'olive.
- Montage de la jonction box est les diffèrent installation de surface.
- en fin tester le fonctionnement du système ESP s'il fonction bien l'opération réussite et s'il ne fonctionne pas il faut cherche où est le problème pour le résoudre.

### **Conclusion**

Les puits du champ de Hassi Messaoud sont caractérisés par la réduction notable de l'indice de productivité IP et de la capacité de production KH au cours du temps. Ce qui rend difficile de maintenir les mêmes caractéristiques de la pompe pendant une longue durée à cause de la nécessité d'optimiser son fonctionnement chaque fois que le potentiel chute considérablement (le fonctionnement à des rendements faibles entraîne des problèmes mécaniques à la pompe)



---

# CHAPITRE IV

---

Etude de cas puits ONI 341





## **Introduction :**

Ce travail consiste à une sélection des puits candidats pour l'essai pilote de l'application de la technologie des pompes immergées dans le bloc ONI. Alors, le puits ONI 341 est considéré comme puits candidat pour ce travail. La deuxième étape de ce travail consiste au passage à la prédiction des performances de ce puits par l'analyse nodale à l'aide du Software **PIPESIM**.

*SONATRACH* (Division de Production) possède le logiciel **PIPESIM (Pipeline Simulator)** de *SCHLUMBERGER* qui sert à optimiser et étudier la performance des systèmes de production et prévoir l'influence des différents paramètres sur les conditions d'écoulement dans les conduites verticales et horizontales. Les résultats donnés par ce logiciel sont très proches à ce qui existe dans la réalité.

Ce logiciel peut être utilisé pour effectuer plusieurs opérations telles que :

- La construction des courbes de performance des puits producteurs et injecteurs.
- La définition des points de fonctionnement des puits ( $Q_{liq}$ ,  $P_{wf}$ ).

Le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP.

- Le calcul des débits maximaux des puits producteurs.

## **IV.1. Sélection de puits candidat**

### **IV.1.1. Les critères de sélection d'un puits candidat**

#### **IV.1.1.1. L'indice de productivité**

Pour réactiver ou mieux activer un puits par les pompes immergées (ESP), il faut que le choix de puits se soit basé sur la nature de l'indice de productivité (IP) donné par les essais de puits (well test). Finalement la sélection ne concerne que les puits avec IP moyen ou bon.

Pour le champ de Hassi Messaoud, l'IP est compris :

- Indice de productivité faible :  $IP < 0.01 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$ .
- Indice de productivité moyen :  $0.01 < IP < 0.5 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$ .
- Indice de productivité élevé :  $IP > 0.5 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$ .

**Note :** la plupart des puits de Hassi Messaoud sont des puits avec un IP moyen ou faible.

#### **IV.1.1.2. Le pourcentage du gaz produit**

Nous savons que les pompes sont conçues pour pomper sauf que les fluides, ou avec une quantité faible et limitée de gaz présent dans le fluide, pour cette raison la sélection est basée sur les puits qui ont un faible rapport gaz/huile (GOR). Dans le champ de Hassi Messaoud le GOR est compris :

- GOR faible:  $GOR < 400 \text{ (m}^3/\text{m}^3)$ .
- GOR Moyne:  $400 < GOR < 800 \text{ (m}^3/\text{m}^3)$ .
- GOR élevé :  $GOR > 800 \text{ (m}^3/\text{m}^3)$ .

#### **IV.1.1.3. Présence des particules solides dans la brute (sables dépôts**

**asphaltes)** Le passage de brute contient des particules solides à l'intérieur des équipements de fond de la pompe ESP en particulier à travers les étages avec une vitesse importante favorise le frottement de ses particules solides avec les parois métalliques, au fur à mesure ce frottement avec le temps cause l'érosion de matériel. Pour éviter ce problème il faut que le pourcentage des particules solides dans le brut et ne passe pas une limite.

La présence des asphaltes dans la brute dans des conditions favorises, résulte des dépôts le long du chemin d'écoulement des fluides, qui cause la réduction du passage, par conséquence la variation des conditions d'écoulement. Ainsi que de ne pas sélectionner les puits présentent ce problème.

#### **IV.1.1.4. Présence de sel**

Aussi la présence de sel cause des problèmes d'écoulement, et éviter la sélection des puits avec une salinité élevée. Sélectionner les puits avec une salinité inférieure de 260 mg/l.

#### **IV.1.1.5. Existence de maintien de pression est préférable**

Choisir les puits où la pression de gisement élever ou assuré par un système de maintien de pression

#### **IV.1.1.6. Puits non éruptif ou faible débit**

Le débit du puits est un caractère important et leur variation indique la présence d'un ou plusieurs problèmes, mais la chute de la capacité de puits où les fluides ne peuvent pas arriver à la surface ou arrivent avec un débit faible peut être un indice à la nécessite d'un puits à un système d'activation.

#### **IV.1.1.7. Proximité d'une source électrique**

Chaque fois qu'il est devenu la source d'énergie est à proximité des puits de pétrole deviennent moins coûts. Sur cette raison, nous avons sélectionné des puits près de la source d'énergie électrique.

#### **IV.1.1.8. Disponibilité des données**

Ce facteur joue un rôle important pour la sélection de puits candidat, donc les puits qui n'ont pas des données (IP, Pg, Données de PVT, Données de puits...) ou ne sont pas à jour, qui sont utilisées dans les calculs peut rendre ces puits en dehors de choix.

En fin nous avons sélectionné un puits, qui vérifient toutes les conditions de choix. Le tableau suivant représente ce puits :

**Tableau IV.1 : le puits sélectionné à cette étude**

Puits	Etat	Statut	Complétion
ONI 341	Ouvert	Producteur d'huile	Tbg 2"7/8 NV/ LINER Cimenté perforé

## IV.2. La collection des données

Pour faire cette étude on a besoin plusieurs données nécessaire au calcul. Les différents paramètres utilisés sont les suivant :

### IV.2.1. Paramètres de réservoir

Sont obtenus à partir des tests de build up ou test de PFD de data Bank ou département réservoir tel que (IP, Pg, Tg)

### IV.2.2. Paramètres de puits

Sont tirés de data Bank, la fiche technique et le profil de puits tel que (Type de complétion, type de liaison couche troue, cote des perfots et tubing, Pf, Tf, P surface, T° surface....).

### IV.2.3. Paramètres de PVT

Sont obtenus de service well test comme (gradient de pression, gradient de température, densité d'huile et de gaz, pression de bulle, facteur de compressibilité de gaz et de huile GOR, Et Rs,.....).

### IV.2.4. Paramètres de jaugeage

Ils sont pris de test de jaugeage exemple (Qo, Qg, Qw, Pt, Pp, Tt, Tt,..).

## IV.3. Méthodologie de travail par software PIPESIM

Une liste totale de choix des puits a été initialement évaluée selon les critères préalablement définis, mais cette sélection préliminaire a permis de dégager qu'un puit considéré comme possible candidat. La deuxième étape de ce travail consiste au passage à la prédiction des performances de ces puits considérés préalablement candidats par l'analyse nodale à l'aide du Software.

Le calcul des performances de chaque puits a passé par quatre étapes essentielles :

- Calage du modèle PVT.
- Calage du Test de puits le plus récent (BU, DST).

- Reproduction de l'état actuel du puits (calage du dernier jaugeage).
- Prédiction des performances du puits avec l'ESP.

Au cours de notre travail certaines difficultés ont été envisagées. Il s'agit en particulier de l'ancienneté des tests existants d'un côté et la validité des tests DST qui ne reflète plus le potentiel réel de puits d'un autre côté.

Dans certains cas où on ne dispose plus d'un test récent certaines simulations et sensibilités ont été faite afin de caler ou reproduire l'état actuel de puits, les paramètres estimés dans cette situation sont soit la pression de gisement ou bien l'indice de productivité ce qui introduit un certain pourcentage d'incertitude sur les calculs faites sur certains puits et pour remédier à cette situation des nouveaux BU tests sont recommandés.

#### IV.4. Pour le puits ONI 341

##### IV.4.1. Position du puits ONI 341 :

Le puits ONI 341 se situe dans la zone HZN (voir Figure VI-1) et ses coordonnées sont les suivants : X=833098.56, Y=144867.68, Zsol : 137.06 M, Zt(B) : 153.62 M.

##### IV.4.2. Données de réservoir

Dans le tableau suivant, quelques tests appliqués sur ce puits pour extraire les données et connaître l'état initial du puits et ses changements avec le temps.

**Tableau IV.2 : Différentes données concerne le réservoir pour le puits ONI 341**

Type test	DATE	PG [Kg/cm <sup>2</sup> ]	IP	HKP	HKL (HW*KYZ)	PFD [Kg/cm <sup>2</sup> ]	Débit [cm <sup>3</sup> /h]
DST	19/04/2008	457.3	1.4	2110	2110	442.3	20.8
PFD	12/07/2013	--	0	--	--	261.16	7.17
SBU	27/09/2016	201.22	0.542	1190	1190	190.04	4.43

**NB:**  $IP \text{ distribué} = \frac{IP \text{ test} \times 24 \text{ heures}}{\text{longueur de drain}}$

##### IV.4.3. La fiche technique du puits ONI 341

Pour connaître et avoir une idée sur les informations et données essentielles du puits ONI 341, une fiche technique complète est présentée dans la figure IV.2, accompagnée par des données sur le tubage (casing) utilisé et la température en surface et au fond du puits (voir Tableau IV.3 et Tableau IV.4, respectivement).

**Tableau IV.3 : Données de tubing et de casing (ONI 341)**

Tubing OD (in)	Profondeur [M]	Diamètre ID (in)	Epaisseur	Rugosité	Casing ID (in)
2" 7/8	2912.46	2.375	0.308	0.0006	6.094

**Tableau IV.4 : Données de température (ONI 341)**

	Cote [M]	Température °C
<b>Surface</b>	0	28.68
<b>Fond</b>	3390	118

Pour consulter la fiche technique de puits ONI 341 (Voir l'annexe 01)

#### IV.4.4. Données de PVT

- Pourcentage d'eau dans le brut produit (water cut) = 0 %.
- La quantité de gaz produit par rapport à l'huile (GOR) = 140 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>.
- Densité de gaz = 0.863. La masse volumique d'huile = 0.659 g/cc.
- Au-dessus du point de bulle, on a les paramètres suivants :
  - Facteur volumétrique de formation FVF = 1.87 à P = 389.05 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.
- Au point de bulle, on a les paramètres suivants :
  - Rapport de gaz dissous par rapport à l'huile R<sub>s</sub> = 168.9 à P = 175.05 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.
- Au-dessous du point de bulle, on a les paramètres suivants :
  - Facteur volumétrique de formation FVF = 1.704 à P = 132.5 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.
  - Viscosité de l'huile = 0.35 cp à P = 175.05 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.
  - Viscosité de gaz = 0.017 cp à P = 175.05 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.
  - Facteur de compressibilité Z = 0.829. à P = 126.55 Kg/cm<sup>2</sup> et T = 118 °C.

#### IV.4.5. Données de jaugeage

Le puits a été naturellement en production avec un débit entre 4.5-14 m<sup>3</sup>/h. À partir de 04/2008 son débit a chuté progressivement suite à la chute importante de la pression de gisement jusqu'à ce qu'il devienne dans un état faible par rapport au débit désiré. Ce puits est implanté dans un secteur de bons caractéristiques pétro-physiques contenant des réserves importantes mais avec une faible pression de gisement ce qui nécessite un recours à l'injection de gaz pour le maintien de pression et le balayage ainsi que le besoin en lifting

est persistant. Généralement l'historique du jaugeage du puits sélectionné est représenté dans l'annexe 02.

-Débit de production au niveau de surface en état initial à la même date de test (**18-04-2008**)  
 $Q = 20.8 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $\text{GOR} = 209 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ , Pression de tête  $P_t = 221.5 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ .

- Débit de production au niveau de surface en état actuel à la date de jaugeage (**27-08-2016**)  
 $Q = 4.43 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $\text{GOR} = 153 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ , Pression de tête  $P_t = 34.1 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ .

#### **IV.4.6 Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PIPESIM)**

Le PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

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

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

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

#### **IV.4.7. Performance de puits ONI 341 :**

##### **IV.4.6.1. L'état initial (ONI 341).**

Les données sont obtenues par des tests de jaugeage (tests réalisés à l'aide d'un séparateur mobile qui nous fournissent le débit d'huile, d'eau et de gaz), ainsi à partir des fiches techniques des puits on introduit les données illustrées dans le tableau (Tableau IV.5) suivant

Tableau IV.5 : données de calcul pour l'état initial (ONI 341)

<b>Profondeur (m)</b>	3555
<b>Pr (Kg/cm<sup>2</sup>) @ 3390 m</b>	457.32
<b>Psurf Kg/cm<sup>2</sup></b>	221.5
<b>Q oil Actual (m<sup>3</sup>/jour)</b>	499.2
<b>GOR(sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	209

**NB :** La pression de réservoir > la pression de bulle > écoulement initial

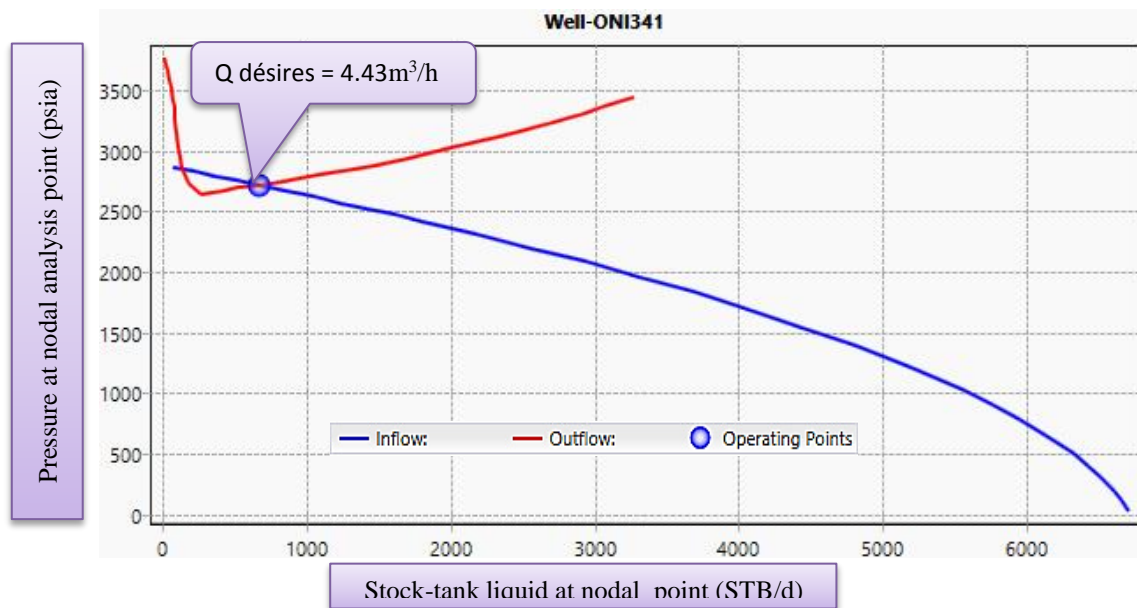


Figure IV.1 : Performance du puits ONI 341 état initial.

Cette figure (Figure IV.1) représente les courbes d'écoulement des deux systèmes réservoir et système d'équipement de puits (tubing, pipeline). Pour la courbe bleue représente la variation du débit en fonction de la variation de la chute de pression, pendant l'écoulement de fluide du réservoir au fond de puits. Pour la courbe rouge représente la variation du débit en fonction de la variation de la chute de pression, pendant l'écoulement de fluide du fond de puits jusqu'à la fin du système. L'intersection des deux courbes représente le point de fonction de système Accompagné par les coordonnées suivantes ( $Q_o$ ,  $P_f$ ) au niveau de nœud qui est considéré au fond de puits.

A partir du point de fonction du système on note que 'il n y a pas une différence entre le débit de puits calculé et le débit mesuré ( $Q_o$  courbe =  $Q_o$  mesuré = 105.36 m<sup>3</sup>/j), mais pour la pression il y a une faible différence acceptable ( $|P_o$  courbe -  $P_o$  mesuré | = |201.45 -

$189.86 \text{ |} = 11.59 \text{ Kg/cm}^2$  donc ces courbes représentent la performance du puits dans les conditions de production donnée précédemment qui sont considéré comme un état initial.

Le débit du puits est classé comme un débit faible, la pression de fond dynamique est légèrement élevée et loin de la pression de bulle ( $158.05 \text{ Kg/cm}^2$ ).

- Au début de vie de puits son débit a été élevé ( $20.8 \text{ m}^3/\text{h}$ ), mais ce débit commence à se chute jusqu'à  $12.97 \text{ m}^3/\text{h}$  à la date de jaugeage 11/04/2010, qu'est considéré comme un état initial dans le calcul, le débit  $Q_0$  continué à se diminuer jusqu'au la valeur de  $4.43 \text{ m}^3/\text{h}$  en état actuel.
- Le débit de puits dans l'état actuel est diminué presque de 78.8 % par rapport le débit dans l'état initial (de  $20.8 \text{ m}^3/\text{h}$  à  $4.43 \text{ m}^3/\text{h}$ ).
- Aussi la pression de fond dynamique diminue par une valeur faible de 442.3 à  $190.2 \text{ Kg/cm}^2$ , mais toujours reste supérieur de la pression de bulle ( $175.05 \text{ Kg/cm}^2$ ).
- A partie de l'historique de puits ONI 341 et les résultats des courbes de l'analyse nodale de l'état initial et actuel on note que le débit a une tendance de se diminuer ou le débit de l'état actuel classé comme un débit faible. Donc ce puits (ONI 341) nécessite un système d'activation par les pompes immergées.

#### **IV.4.6.2. Puits ONI 341 avec pompe ESP**

Les données sont obtenues par des tests de jaugeage (tests réalisés à l'aide d'un séparateur mobile, qui nous fournissent le débit d'huile, d'eau et de gaz), ainsi à partir des fiches techniques des puits on introduit les données illustrées dans le tableau (Tableau IV.6) suivant :



**Tableau IV.6 : Données de calculs pour le puits ONI 341 avec ESP.**

<b>TVD (m)</b>	3555
<b>Pression réservoir (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	201
<b>Pression de surface (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	13.2
<b>Qo (m<sup>3</sup>/h)</b>	4.43
<b>Bo (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	1.746
<b>Rs (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	188.8
<b>Qw (m<sup>3</sup>/j)</b>	0
<b>Profondeur de la pompe (m)</b>	2500
<b>Température (°C)</b>	118
<b>Fréquence (Hz)</b>	55
<b>Casing ID (inches)</b>	6.094

### a) Choix de la pompe

Le software fait des calculs par des équations intégrées afin d'obtenir des résultats concerne le choix de la pompe tel que ses caractéristiques le nombre des étages son efficacité ... etc. le tableau suivant (Tableau IV.8) présente les résultats de calculs.

**Tableau IV.7 : Résultat de choix de la pompe pour ONI 341.**

	<b>REDA D3050N (387)</b>
<b>Type de la pompe</b>	
<b>Nombre des étages (Stages)</b>	145
<b>Efficacité de la pompe en (%)</b>	61.54
<b>Pression à l'entrée de la pompe en (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	146.04
<b>Pression à la sortie de la pompe en (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	185.12
<b>Hauteur de la colonne de fluide recuise en (m)</b>	706.28
<b>Densité de liquide en (Kg/m<sup>3</sup>)</b>	720.14
<b>Efficacité de séparation (conditions de fond) en (%)</b>	97

**Tableau IV.8 : caractéristiques du moteur**

Information de motore	REDA D3050N (387)		
Volts	1325.2 Volts	Power	51.4 HP
La vitesse	2613.3 rpm	Amp	28.1 Amps
Rating Factor	60 %	Winding number	(2)j121

**Tableau IV.9 : caractéristiques du câble**

Type	ELBE
Conducator	4
La longueur	3330.48 m
KV	5 KV
Température	204.44 °C

### IV.4.7 .3 L'alimentation de la pompe et le choix de la vitesse

Il est necessair de choisir la vitesse ou l'alimentation de la pompe adéquate ou optimale pour nous fournir le débit optimal correspondant . la figure FigureIV.2 represente les resultats extraits du logiciel PIPSIM, oux qui nous aident au choix de la vitesse de la pompe optimale, c-à-d doit consomme moins d'énergie électrique forcer la pompe et produire le maximum d'huile d'après cette figure on constate que la fréquence optimale est 55Hz ce qui correspond à un débit égale  $8.34 \text{ m}^3/\text{h}$  (l'entersction enter la courbe de performance du reservoir ( en blue) avec les autres courbe (precisement en rose )

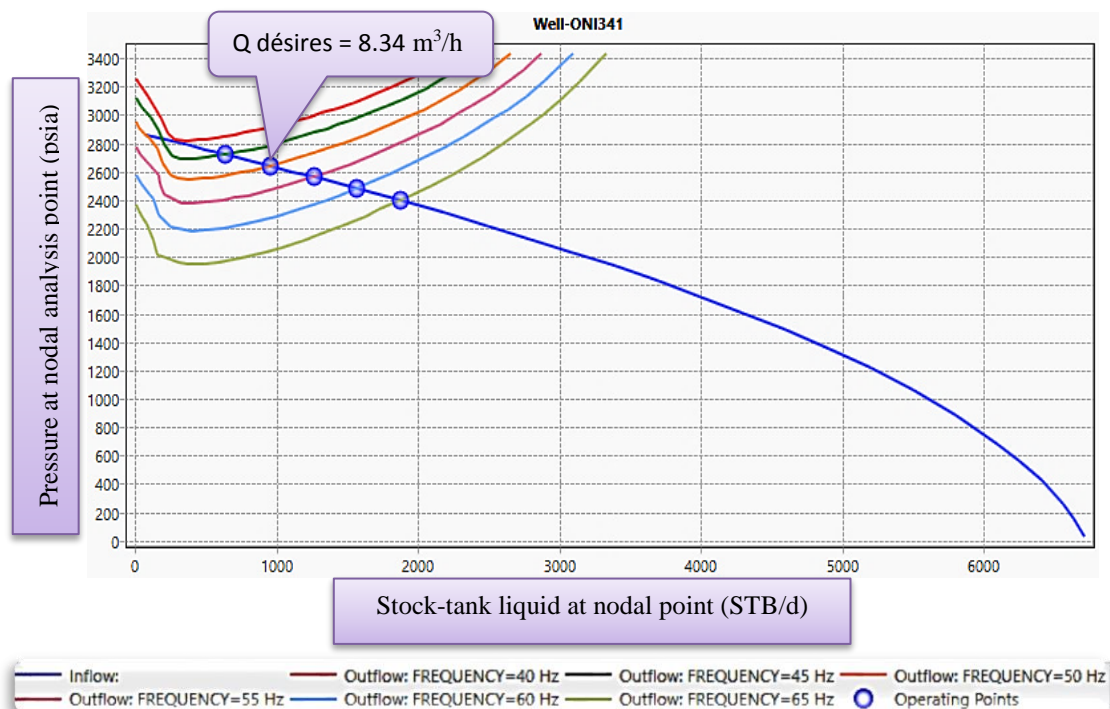


Figure IV.2 : La fréquence requise pour atteindre le débit désire

On remarque qu'après l'installation de la pompe le débit augment par 88.26 % de débit de puits sans pompe (de 4.43 m<sup>3</sup>/h à 8.34 m<sup>3</sup>/h) à fréquence optimal de 55 Hz.

#### IV.4.7.4 : Profil de pression avec la pompe ESP

La variation de la pression du puits en fonction de la profondeur de puits, aussi bien que, l'effet de la pompe et sa cote d'installation dans le puits sont représentées dans la figure IV. 6. La courbe de variation de la pression à une profondeur de 2900 m qui est la valeur du point d'installation de la pompe ESP dans le puits.

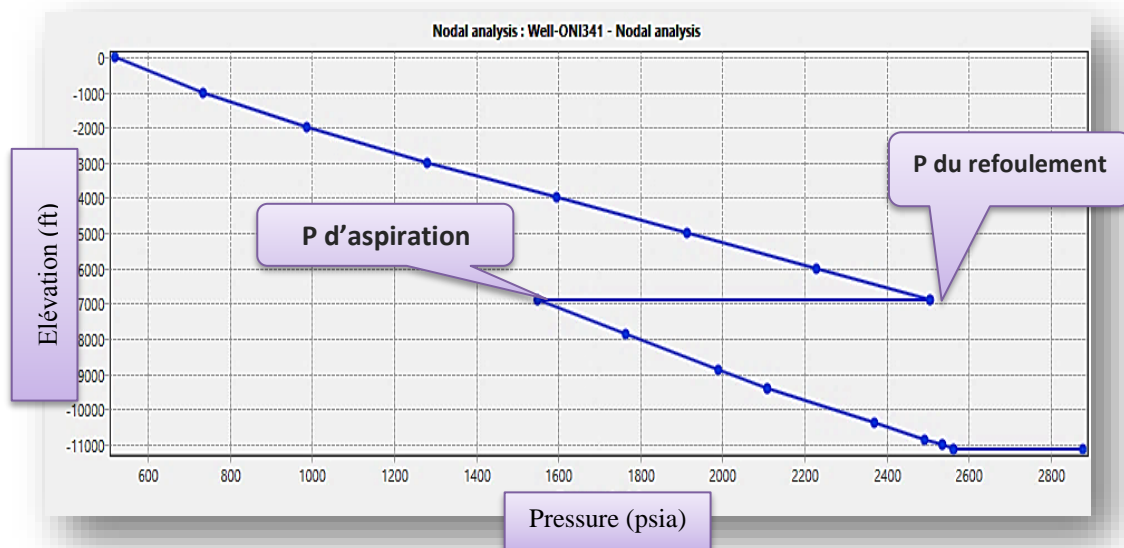


Figure IV.3 : La courbe de profil pression avec la pompe ESP

La courbe de performance de la pompe sélectionnée est illustrée dans la figure suivante (Figure.IV.4)

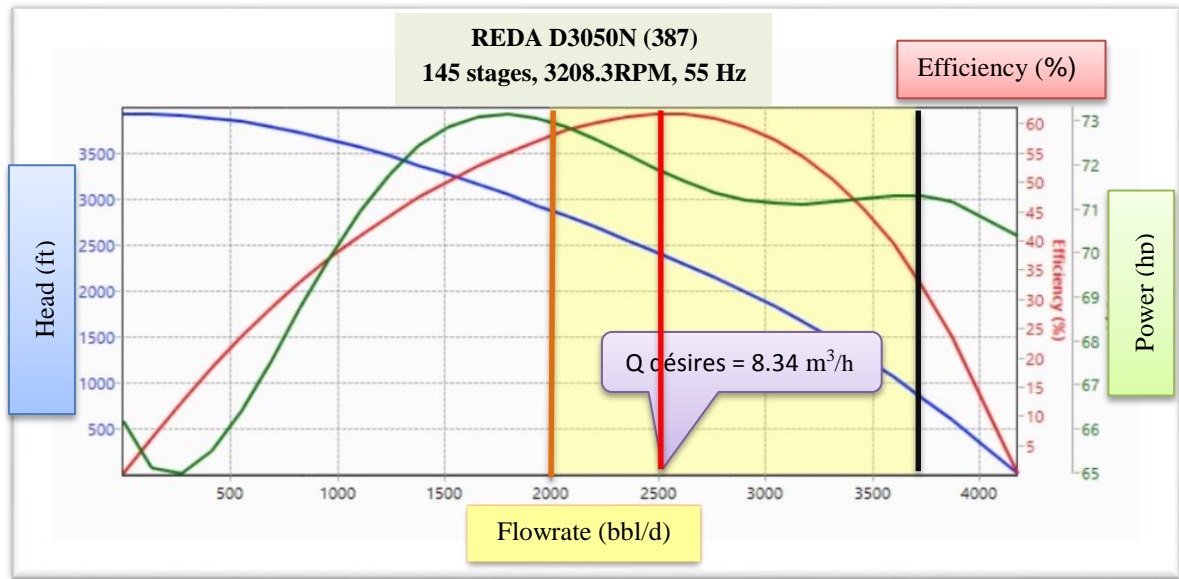
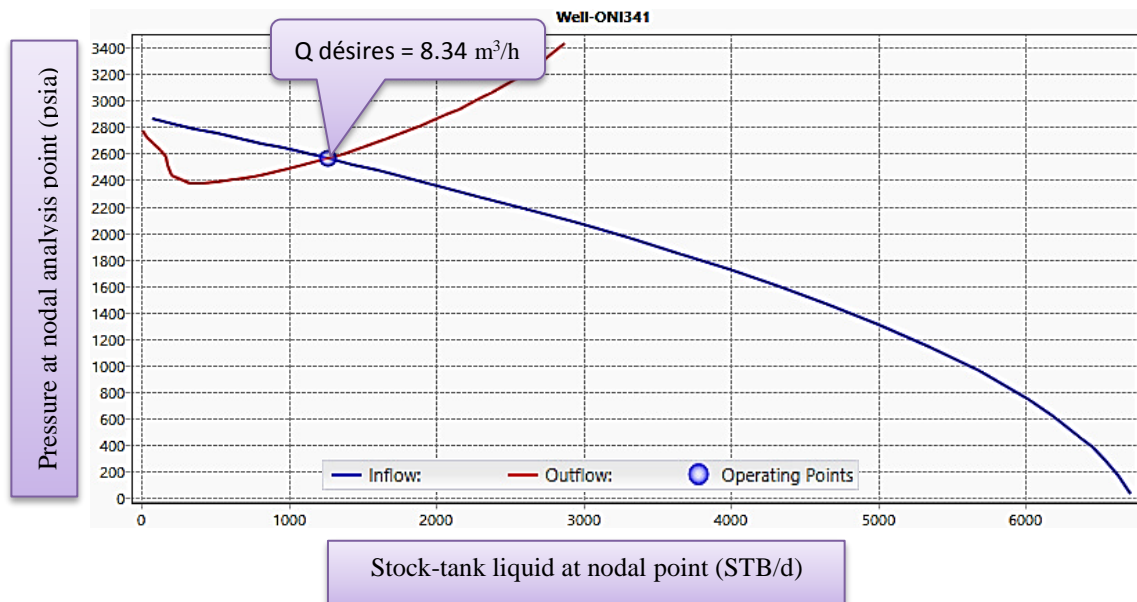


Figure IV.4 : La courbe de performance de la pompe sélectionnée.

#### IV.4.7.5 Calcul des performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP

Les résultats de cette étude sont montrés dans la figure suivante (Figure.IV.5)



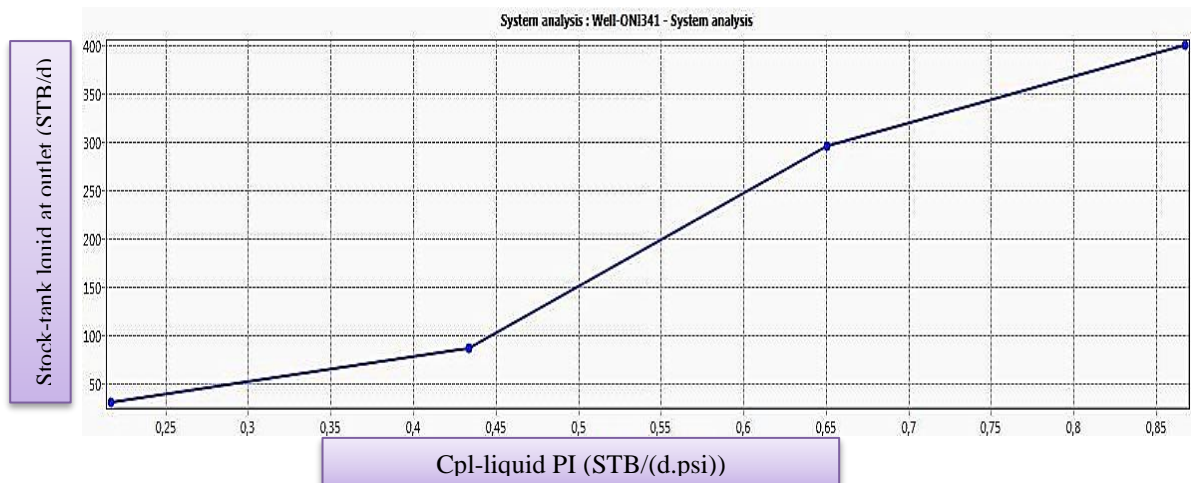
FigureIV.5 : La courbe de performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP.

On remarque a obtenu une augmentation du point de fonctionnement qui donne un débit élevé de fluide égal à 8.345 m<sup>3</sup>/h

On peut voir qu'il y a une augmentation du débit de presque 2 fois par rapport à état actuel.

#### IV.4.7.6. : Etude d'influence de l'indice de productivité IP

L'indice de productivité est le paramètre qui influe beaucoup sur la fonction de la pompe, sa sensibilité est illustrée par la figure suivante (Figure.IV.6)



FigureIV.6 : influence de l'IP sur la performance du puits ONI341 activé par la pompe ESP

D'après cette étude on constate que le système ESP efficace pour ce puits et l'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre le plus important pour jauger.

#### IV.4.7.7 Etude économique pour l'installation de la pompe ESP :

##### IV.4.7.7.1 La rentabilité de l'installation

Pour dire que notre suggestion d'installer une pompe pour assister la production de puit est rentable, il faut prendre en considération tous les points nécessaires comme : le type de l'opération utilisée pour installer la pompe (coût de mobilisation et de location de l'appareil ...), combien de jour le puit est hors service à cause de l'opération, ... et plusieurs autres paramètres. Généralement, le calcul est divisé en deux parties, comme suit :

##### 1) Le coût lors de l'installation de la pompe

- Prix de mobilisation de l'appareil de Workover = 15000 \$
- Durée d'absence de production par jour = 25jour,  $Q = 4.43\text{m}^3/\text{h}$ , 1baril = 74\$

$$668.733 \text{ [bbl/d]} * 25 * 74 = 1237156 \$$$

- Prix de Workover = 1600000 \$

$$\text{➤ PRIX TOTAL} = 2852156 \$$$

## 2) Le coût quand la Pompe est on service

- Location de pompe « équipement de fond, équipement de surface VSD », coûte par jour 1300 \$/d.
- Power SUPPLY « générateur, gaz et huile » par jour = 120 \$/d
- Vérification et l'inspections quotidienne par jour = 100\$/d
- Real time monitoring web, Service de surveillance en temps réel coûte par jour = 180 \$/d

$$\text{PRIX TOTAL} = 1700 \$/d$$

- Après la mise en service de la pompe, le débit de production est augmenté 3.91 m<sup>3</sup>/h, c-à-d 93.84 m<sup>3</sup>/d, soit, 590.236 bbl/d

$$\text{On à : le coût d'un barrel : 1bbl} = 74 \$$$

Donc :

- $590,236 * 74 = 43677,464 \$ - 1700 \$ = 41977,464 \$/d$

Donc :

- $2852156 / 41977,464 = 68$  jours sont requis pour compenser les coûts et les dépenses avant la mise en service de la pompe.

$$1700 / 41977,464 = 0.04 (4\%)$$

**Donc :**

4% des revenus de l'augmentation de débit se couvre la consommation journalière causée par la location de la pompe, la maintenance périodique et tous les points discutés au-dessus..

Donc, l'utilisation de la pompe étudiée pour assister la production de pétrole, peut compenser tout le cout dépensé lors de la totalité de l'opération de l'installation et la mise en service de la pompe. Cette compensation se faite dans un court délai environ de deux mois.

### Conclusion

Après l'évaluation et l'étude qu'on a fait sur le puits ONI341 au champ de HASSI MESSOEUD, on a conclu que :

- ✓ Le mode d'activation ESP peut être une solution au champ de Hassi Messaoud pour augmenter le taux de production.
- ✓ Si le système de pompage fonctionne dans un rythme stable dans tout le temps on peut voir un taux de récupération important.
- ✓ Le choix de la pompe nécessite la connaissance des paramètres essentiels de puits. En particulier l'indice de productivité, de la pression de bulle et le niveau statique .....
- ✓ La puissance de la pompe influe directement sur le débit, donc la production augmente lors que la puissance augmente.
- ✓ Les équipements de système ESP sont très sensibles et cher donc demande une grande d'attention et de précaution.
- ✓ L'étude de la sensibilité peut nous aider par des informations sur l'influence des futurs changements de quelques paramètres sur le débit d'huile.
- ✓ L'activation par la pompe ESP sur le puit ONI341 donne un débit égal 2 fois que le débit initial.
- ✓ L'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre qui influe beaucoup au débit de production dans la méthode d'activation.



---

# ANNEXES

---







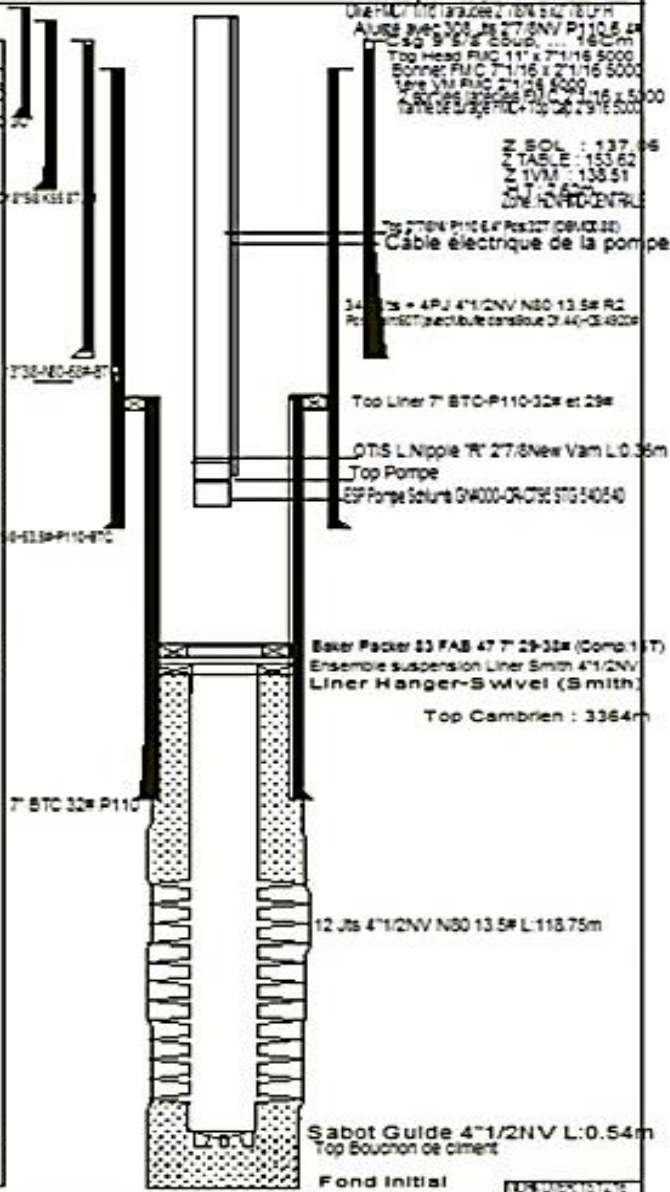
**SONATRACH**  
**DIVISION PRODUCTION**  
**REGION HASSI-MESSAOU**  
**D.E.P**

**COMPLETION 2"7/8VAM**

**ONI341**

144 099.00

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			49.00
			568.00
		2305.00	2305.00
		2518.55	2522.50
		2881.05	2885.00
		2896.05	2900.00
		2908.5	2912.46
		3274.00	3274.00
		3325.0	3329.00
		3326.0	3330.00
		3378.00	3378.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3449.05	3453.00
127.00	100.00	3551.05	3555.00



Annexe 01 : La fiche technique du puits ONI 341.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Sépar.			Récupérée	Injectée
18/04/2008	9.53	6	20.8	4342.12	209	221.5	25	6.45	45	.6161	0	0
28/08/2008	9.53	655	21.53	4083.16	190	212	17	6.42	38	.5698	0	0
20/01/2009	9.53	655	18.43	3193.17	173	195	16.8	5	36	.6123	0	0
09/04/2009	9.53	-	19.6	3830.89	195	186	16.4	3.57	36	.5491	0	0
27/06/2009	8	1440	14.8	2674.45	181	191.5	17.5	4.28	44	.5463	0	0
08/10/2009	8	-	12.95	1732.41	134	181	21.5	5.71	35	.5901	0	0
27/01/2010	8	-	11.89	2099.88	177	180	17.6	4.08	24	.6392	0	0
11/04/2010	8	1440	12.97	3903.33	301	174	20	4.79	40	.5667	0	0
07/08/2010	8	655	11.76	2181.36	185	170	20.5	5.71	36	.6101	0	0
06/10/2010	10	-	16.39	3116.85	190	152	20	5.4	41	.5853	0	0
10/05/2012	10	Vx29	11.89	1812.30	152	84	21.5	--	15	.4457	0	0
14/09/2012	10	1440	4.63	1228.75	265	83.1	10	20.9	34	1.1327	0	0
18/09/2012	10	Vx29	10.97	1682.30	153	81.3	19	--	--	.4677	0	0
01/02/2013	10	Vx29	10.01	1526.91	153	74	23	--	18	.4665	0	0
06/03/2013	10	Vx29	8.67	1323.60	153	71.2	25.3	--	--	.5183	0	0
18/06/2013	10	655	7.87	1289.59	164	66	23.9	4.28	32	.529	0	0
15/08/2013	10	-	7.7	1147.90	149	61	22.5	5.1	28	.4996	0	0
20/08/2013	10	1440	8.05	776.77	96	57.19	21.51	22.31	36	.4482	55	0
23/01/2014	10	720	7.54	904.62	120	55	19.8	5.1	23	.4601	0	0
14/04/2014	10	720	6.75	1034.45	153	53	20	3.67	23	.4955	0	0
06/05/2014	10	655	6.72	752.28	112	52	21	4.28	27	.488	0	0
12/08/2014	10	Vx29	6.57	994.78	151	50.4	21	--	30	.4842	0	0
26/09/2014	10	1440	6.92	587.40	85	50.3	20.9	20.6	38	.4583	0	0
17/01/2015	10	1440	6.25	761.07	122	48.2	18.6	18.56	16	.4863	0	0
04/04/2015	10	1440	6.77	966.52	143	45.8	18	18.15	32	.4266	30	0
15/08/2015	10	1440	6.33	706.12	112	42.39	19.82	19.92	38	.4227	0	0
13/10/2015	10	1440	5.39	588.83	109	40.86	20.02	20.81	26	.4786	0	0
05/02/2016	10	1440	5.43	568.29	105	38.57	17.93	18.51	18	.4482	0	0
03/04/2016	10	1440	5.79	484.57	84	37.33	21.13	21.43	31	.4068	0	0
06/06/2016	10	1440	5.13	507.36	99	35.92	18.46	18.35	21	.4417	0	0
27/08/2016	10	Vx29	4.43	677.23	153	34.1	18.4	--	32	.486	0	0

Annexe 02 : Historique de jaugeage du puits ONI 341.

### Bibliographie

- [1]- Liaison Couche-Trou , VEILLON Dominique Mars 2001 .Edition technip
- [2]- Production de fond, PERRIN Denis, Georges Gaillot. Edition technip.
- [3]- Caractéristiques des fluides FRELIN Marcel.1998.
- [4]-Installations de pompage-Choix des pompes et conception du circuit. Jean POULAIN. mars 2004
- [5]- The Technology of Artificial Lift Methods Brown, K. E. (1984).
- [6]- Techniques d'exploitation pétrolière. COSSE, R. (1988).
- [7]- Production Optimization using Nodal Analysis H, D. B. (1999). Oil & Gas Consultants International Inc.,
- [8]- Well performance analysis. LLC.IHS, D. (2002).
- [9]- Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. Vogel, J. W. (1968.).
- [10]- Catalogue Baker, 1994\_1995
- [11]- REDA ESP Systems Technology Catalog by Schlumberger
- [12]- Document Séminaire, Activation par ESP, ENSPM formation Industrie
- [13]- Rapport nonlinear optimization of well production. Palke, M. R. (1996).
- [14]- Schlumberger. PIPESIM GUIDE
- [15]-Rapports journaliers ONI 341
- [16]-Les résultats PVT ONI 341
- [17]-Les résultats des essais des puits ONI 341

## SOMMAIRE

1-Introduction .....	1
----------------------	---

## CHAPTER I : INTRODUCTION AUX METHODE D'ACTIVATION D'UN PUITS

1. Introduction :.....	2
a. Les puits éruptifs :.....	2
b. Les puits non éruptifs :.....	3
2. Les différents types d'activation :.....	3
2.1. Le pompage :.....	4
a. Le pompage aux tiges :.....	4
a.1. Principaux avantages:.....	5
a.2. Principaux inconvénients:.....	5
b. Le pompage centrifuge immergé (Electric Submersible Pumps ESP) :.....	6
b.1. Principaux avantages:.....	7
b.2. Principaux inconvénients:.....	7
c. Le pompage hydraulique :.....	7
c.1. Principaux avantages:.....	8
c.2. Principaux inconvénients:.....	8
2.2. Le gas-lift .....	9
a. Principe :.....	9
b. Principaux avantages:.....	9
c. Principaux inconvénients:.....	9

## CHAPITRE II : principe de la pompe (ESP)

1. caractéristique des fluides .....	11
A- Les caractéristiques des huiles .....	11
B- Les caractéristiques de gaz associé .....	11
2. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :.....	11
3. Le Principe de la pompe centrifuge immergé ESP.....	12
3.1. Introduction.....	12
2. Les équipements de fond : .....	13

## Sommaire

5.1 La- pompe:.....	13
5.1.1. Définition:.....	13
5.1.2. Les composants:.....	13
a. Rotor (Impeller):.....	13
b. Le diffuseur (Diffuser):.....	13
c. les étages (Pump Stage):.....	13
d. L'arbre (Shaft):.....	13
e. La prise (Intake):.....	14
4. 2.2. Séparateur:.....	14
4. 2.2.1. But:.....	14
4. 2.2.2. Les Composants:.....	14
4. 2.2.3. Le principe:.....	15
4.2.3. Le moteur:.....	16
4. 2.4. Protecteur:.....	17
4. 2.5. Câble électrique:.....	19
4. 3. Matériel de surface:.....	19
4. 3.1. La tête de puits (Wellhead):.....	19
4.3.2. Junction Box:.....	20
4.3.3. Le standard (Switchboard):.....	21
4.3.4. Transformateur:.....	23
4.3.5. Classification des pompes ESP:.....	23
5. Le principe de fonctionnement de la pompe ESP .....	23
6. Courbe de performance de la pompe .....	24
7. Les Problèmes rencontrés avec l'ESP .....	26
7.1. Changement des paramètres de production .....	26
7.2. Problème de gaz libre: .....	26
a. Méthodes pour éviter ou réduire le gaz libre: .....	27
b. Méthodes de séparation du gaz libre : .....	27
c. Méthodes pour pomper le gaz: .....	27

7.3. Problème des asphaltes: .....	27
7.4. Problème des sels: .....	28
<b>CHAPITER III : APPLICATION ET PROCEDURES DE DESCENT D'UN POMPE (ESP)</b>	
1 Introduction:.....	29
2. Problème de complétion : .....	29
2.1. Les puits verticaux et short radius : .....	29
2.2. Les puits horizontaux : .....	30
3. Nécessité du WO et le risque d'endommagement: .....	30
4. Problèmes d'exploitation: .....	30
5. Problèmes du réservoir : .....	31
5.1 Accélération du phénomène de conning: .....	31
5.2 Diminution de l'IP : .....	31
5.3. Les zones déplétées: .....	31
5.4. Faible IP: .....	31
5.5. Problèmes de gaz au niveau des puits horizontaux : .....	31
6. Procédures de descente d'une pompe immergée :.....	32
6.1. Le transport et la manutention de matériels :.....	32
6.2 Transport: .....	32
6.3. Manutention: .....	33
6.5 Intervention avec l'appareil de snubbing :.....	33
6.6. Intervention au coild tubing: .....	33
6.7. Intervention au wireline: .....	33
6.8. Intervention avec un appareil de work over: .....	34
7. Installation des équipements de fond de puits: .....	34
8. Vérification des caractéristiques des équipements: .....	35
9. Installation du moteur : .....	35
10. Entretien et installation du protecteur: .....	35
11. L'assemblage de la pompe: .....	35
12. Descente des équipements assemblés de la pompe ESP dans le puits:.....	36
<b>Conclusion</b> .....	36
<b>CHAPITER IV : ETUDE DE CAS POUR PUIITS ONI 341</b>	
1. Sélection des puits candidat :.....	37

## Sommaire

1.1. Les critères désélection d'un puits candidat :.....	37
1.1.1. L'indice de productivité : .....	37
1.1.2. Le pourcentage du gaz produit : .....	37
1.1.3. Présence des particules solides dans le brute (sables dépôts asphaltes) :.....	38
1.1.4. Présence de sel : .....	38
1.1.5. Existence de maintien de pression est préférable : .....	38
1.1.6. Puits non éruptif ou faible débit : .....	38
1.1.7. Proximité d'une source électrique : .....	38
1.1.8. Disponibilité des données : .....	38
2. La collection des données :.....	39
2.1. Paramètres de réservoir : .....	39
2.2. Paramètres de puits : .....	39
2.3. Paramètres de PVT : .....	39
2.4. Paramètres de jaugeage : .....	39
3. Méthodologie de travail par software PIPESIM : .....	39
4. Pour le puits ONI 341 : .....	40
4.1. Position du puits ONI 341 : .....	40
4.2. Données de réservoir : .....	40
4.3 La fiche technique du puits ONI 341 : .....	40
4.4. Données de PVT : .....	41
4.5. Données de jaugeage : .....	41
4.6 Aperçu sur le logiciel d'optimisation (PIPESIM) .....	42
4.7. Performance de puits ONI 341 :.....	42
4.7.1. L'état initial (puits sans ESP) :.....	42
4.7.2. Puits ONI 341 avec pompe ESP :.....	44
4.7.2. a) Choix de la pompe :.....	45
4.7.3 L'alimentation de la pompe et le choix de la vitesse : .....	46
4.7.4 Profils pression avec la pompe ESP : .....	47
4.7.5 Calcul des performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP : .....	48
4.7.6. Etude d'influence de l'indice de productivité IP :.....	49
4.7.7. Etude économique pour l'installation de la pompe ESP : .....	49
4.7.7.1 La rentabilité de l'installation : .....	49
<b>Conclusion : .....</b>	<b>51</b>