

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

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

Présenté Par :

**MEHIRI Taher, ASSAL M<sup>ed</sup> El-Amine, DJELLID Abd El Karim**

-THÈME-

---

*Etude de performance de l'activation des puits  
par le pompage de fond (Pompe ESP)  
(Etude cas HGA 1 et 2 quartzite)*

---

Soutenue le : **30 / 05 / 20117**

Jury :

<b>Président :</b>	Mr. <b>KOUADRI GHADA</b>	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Rapporteur :</b>	Mr. <b>DADA Saada</b>	<b>UKM Ouargla</b>
<b>Examineurs :</b>	Mr. <b>ARBAOUI ALI</b>	<b>UKM Ouargla</b>
	Mr. <b>ATLILI Med EL-Hadi</b>	<b>UKM Ouargla</b>

**2016/2017**

## **Remerciement**

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein de l'université Kasdi Merbah, sous la direction de **Mr.DADA Saada**, pour la confiance dont il a toujours fait preuve à nos égards et pour ses perpétuels encouragements.*

*Nous tiens à remercier **Mr.KOUADRI Ghada** pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous présentons également nos profondes reconnaissances à **Mr. ARBAOUI Ali** qui a accepté d'examiner notre travail.*

*Nous remercions également tous les enseignants du département de production des hydrocarbures et aux membres de juré qui ont accepté de juger notre tous nos collègues de la promotion 2017.*

*Tous les personnes qui ont noué aidée durant notre stage Hassi Massoud surtout à la division de production DP chacun en son nom.*

*Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepte nos grands et sincères remerciements.*

*Djellid Abd El Karim Et Mehiri Taher*

*Et Absal Med El-Amine*

# ***Dédicace***

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères*

*À toutes mes sœurs .et à tous les membres de ma famille et porte le*

*nom **Mehiri***

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis :*

*Youssef, Oussama, Khaled BF, Haroun, Ryad, Houssin,*

*Zine eddine, Abd Elkaddous, Zaki, Hamou, Yassin, Nouh,*

*Islam, Boussayri, Roumaïssa, Assma, Chaïma, Iman.*

*Sans oublier tous mes collègues du groupe*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire*

*à **Karim et Mohamed El-Amine***

# ***Dédicace***

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères*

*À toutes mes sœurs .et à tous les membres de ma famille et porte le*

*nom **Djellid***

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis :*

*Youssef , Oussama , Zine eddine , Abd Elkaddous , Zaki , Hamou ,*

*Khaled BF , Haroun , Ryad , Houssin , Yassin , Nouh , Islam ,*

*Mostafa , Boussayri , Roumaissa , Assma , Chaima , Aya , Amina .*

*Sans oublier tous mes collègues du groupe*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire*

*à **Taher et Mohamed El-Amine***

# ***Dédicace***

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères*

*À toutes mes sœurs .et à tous les membres de ma famille et porte le*

*nom **Assal***

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis :*

*Youssef , Oussama , Zine Eddine , Abd Elkaddous , Zaki , Hamou ,*

*Khaled BF , Haroun , Nounou , Abir , Batoul .*

*Sans oublier tous mes collègues du groupe*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire*

*à **Karim et Taher***

## ***Résumé***

Le champ de HASSI GUETTER 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 axée sur l'étude de l'influence de l'installation d'une pompe émergée (ESP).

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

**Mots clés:** ESP, Water-Cut, GOR, essais de puits, jaugeage, PIPESIM, IP

## ***Abstract***

The field of HASSI GUETTER presents problems of exploitation which are generally aggravated by the severe temperature and pressure conditions prevailing in the deposit as well as in the well. This greatly reduces the productivity of the wells. Our study focuses on the influence of the installation of an emerged pump (ESP).

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

**Key words:** ESP, Water-Cut, GOR, Separator, Well testing, gauging, PIPESIM, IP

## ***ملخص***

حقل حاسي قطار يواجه عدة مشاكل من حيث الاستغلال سببها بصفة عامة الظروف القاسية من 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 حقل حاسي قطار من خلال تحليل تطورات الإنتاج.

**كلمات مفتاحية:** ESP, Water-Cut, GOR, essais de puits, jaugeage, PIPESIM, IP

# *Sommaire*

<b>Remerciements</b>	<b>I</b>
<b>Dédicaces</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>VI</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>XI</b>
<b>Abréviations</b>	<b>XII</b>
<b>Notions et symboles</b>	<b>XIII</b>
<b>Introduction généralités</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : Les modes d'activation des puits</b>	
I.1 les différents types d'activation	2
I.2 Les pompages	3
I.2.1 Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping)	3
I.2.2 Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping - ESP)	3
I.2.3 Le pompage hydraulique de fond (DHP)	4
I.2.4 Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP)	5
I.2.5 LE GAS-LIFT	5
<b>CHAPITRE II : Généralité sur la pompe ESP</b>	
Introduction	7
II.1. Définition des Pompes Centrifuges	7
II.2. Principe des Pompes Centrifuges	8
II.3. Classification des pompes ESP	9
II.4. Les composants essentiels de la pompe	10
II.4.1 Le moteur électrique	10
II.4.2 Le protecteur	11
II.4.3 Séparateur de gaz	12
II.4.4 La pompe immergée	13
II.4.5 Le câble électrique	16
II.5 L'équipement de commande en surface	17

II.5.1.Transformateur	17
II.5.2.Junction Box	18
II.5.3.Le standard (Switchboard)	19
II.5.4.La tête de puits (Wellhead)	20
II.6 Paramètres à prendre en considération	20
II.7 Le Cycle de la pompe ESP	21
II.8 Design de la pompe ESP	21
II.9 Les Problèmes rencontrés avec l'ESP	24

### **CHAPITRE III : Performance et design de la pompe ESP**

III.1 Méthodologie	25
III.1.2 Utilisation du logiciel	25
Exemple étudié : HGA1	26
III.2 La Présentation Puits	27
1- La position du puits HGA1	27
2-Tops des Formations	27
3- Complétion du puits	27
4- Caractéristique de production des puits HGA 1	28
III.5 Modélisation du puits (flow correlations matching)	29
III.6 Application de l'analyse nodale	29
1- Résultats de la modélisation	29
III.7 Design la pompe	31
1- Choix de la pompe	31
2- profil pression avec la pompe ESP	33
3- Calcul des performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP	34
III.8 Etude de sensibilité de l'indice de productivité IP de la pompe ESP	35
III.9 Etude de l'influence du water cut sur la performance de la pompe ESP	36
Conclusion	37
III.10 La Présentation Puits : HGA2	38
1-Tops des Formations	38
2 –COMPLETION	38
3- Caractéristique de production des puits HGA2	39



III.10.2Application de l'analyse nodale	40
1-Résultats de la modélisation	40
III.10.3Design la pompe	42
1-Choix de la pompe	42
2-Calcul des performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP	44
<b>Conclusion general</b>	45
<b>Bibliographies</b>	
<b>Annexes</b>	

## **Liste des figures**

Figure II.1 : Un étage d'une pompe centrifuge.	8
Figure II.2 : Evolution de la pression à travers toute la pompe.	8
Figure II.3 : Classification des pompes	9
Figure.II.4 : composants ESP	10
Figure.II.5 : le moteur électrique	10
Figure.II.6 : les composants de fond de moteur	11
Figure.II.7 : le protecteur	11
Figure.II.8 : séparateur de gaz	12
Figure.II.9 : pompe centrifuge	13
Figure.II.10 schéma de principe d'une pompe centrifuge	14
Figure.II.11 : Photograph of a Centrilift Pump Stage (Impeller and Diffuser)	14
Figure.II.12 : schéma de principe d'une pompe	15
Figure.II.13:.Shaft and Pump Stage Cutaway	15
Figure.II.14 : Pump Intake	16
Figure.II.15 : les composants de câble électrique	16
Figure.II.16 : les formes de câble électrique	17
Figure.II.17 : Transformateur	18
Figure.II.18 : Junction Box	18
Figure.II.19 : armoire de commande	19
Figure.II.20 : La tête de puits	20
Figure.III.1 : Carte de la position du puits dans la zone HGA (QH)	27
Figure.III.2 : Résultats d'utilisation de la pompe sur le puits HGA1	37

## **Liste des tableaux**

III.1 Tableau Dernier jaugeage HGA1	28
III.2 Tableau Test puits HGA1	28
III.3 Tableau Les résultats avec pipesim HGA1	32
III.4 Tableau Choix de moteur HGA1	33
III.5 Tableau Choix de câble HGA1	33
III.6 Tableau diminution de la production en fonction du water cut.	36
III.7 Tableau Dernier jaugeage HGA2	39
III.8 Tableau Test puits HGA2	39
III.9 Tableau Les données de pvt HGA2	40
III.10 Tableau Les résultats avec pipesim HGA2	43
III.11 Tableau Choix de moteur HGA1	43
III.12 Tableau Choix de câble HGA1	43

## ABBREVIATIONS

**HGA:** Hassi Guetter

**GL:** Gas lift

**ESP:** Electric Submersible Pumping

**DHP:** Downhole hydraulic pumping

**PCP:** Progressive cavity pumping

**GOR:** Gas oil ratio

**WOR:** water oil ratio

**TDH:** Totale Dynamic Head

**IPR:** Inflow Performance Relationship

**VLP:** Vertical Lift Performance

**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

## 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.

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

**R<sub>s</sub>**: solution gas oil ratio

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

**Q<sub>o</sub>** : DEBIT DE HUILE

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

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

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

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

**W<sub>c</sub>**: water cut fraction

**B<sub>o</sub>**: Facteur de volume de formation

## INTRODUCTION GENERALE

Les différents types d'activation permettent la production des puits n'ayant pas une pression de fond suffisante pour vaincre les pertes de pression qui se produisent le long de la trajectoire d'écoulement.

La technologie des pompes électriques submersibles a connu une évolution considérable au cours des dernières décennies on offrant une multitude de solutions et d'options pour remédier aux problèmes et contraintes qui ont limités l'utilisation de cette technique auparavant. Grâce à cette évolution, les pompes sont aujourd'hui capables de 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 a des grandes profondeurs en offrant des systèmes de monitoring et de management de production performant a encouragé son utilisation comme un moyen efficace d'activation dans le monde.

Actuellement, la tendance dans certains pays est vers l'utilisation de cette technique de lifting au détriment d'autres techniques en particulier le GL.

Pour le champ de HGA, c'est le moment d'étudier la possibilité d'introduire cette technique de lifting soit pour des nouveaux puits nécessitant une assistance artificielle ou bien pour remplacer le GL dans les puits assistés par la pompe ESP. Pour cela, une étude doit être accomplie afin d'évaluer la faisabilité et l'efficacité de ce système sur les plans technique et économique.

Les différents types d'activation permettent la production des puits n'ayant pas une pression de fond suffisante pour vaincre les pertes de pression qui se produisent le long de la trajectoire d'écoulement.

Notre travail étude et design par (PIPESIM) d'une pompe immergé (Electrical submersible Pump) ESP dans les puits producteurs du réservoir QH du champ Hassi Guettar pour une éventuelle descente dans des puits candidats afin d'améliorer leur production de huile.



---

# CHAPITRE I

---

Les modes d'activation des puits



## INTRODUCTION

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et/ou du gaz, jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est 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 de la production les réservoirs commencent à s'puiser, connaissant une chute continue de la pression et une chute de l'énergie d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue la déplétion. Cette pression risque donc, à un moment, 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.

### I.1 Les différents types d'activation

Il existe différents moyens pour essayer de freiner le déclin de production. Parmi ces moyens, il y a ceux qui orientent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. Par exemple 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.

On s'intéresse 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. L'ascension artificielle est la méthode d'ajout d'énergie au flux d'écoulement au niveau de la complétion dans le but d'augmenter le débit. Un certain nombre de techniques sont utilisées pour remédier à la faiblesse d'énergie. Parmi eux on peut citer :

- ❖ 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 Les pompages

### I.2.1 Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping) :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe Volumétrique verticale compose d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges.

L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraine une unité à balancier ou un élévateur hydraulique, faisant ainsi un système de va-et-vient (tête de cheval). (voir l'annexe)

#### Principaux avantages :

- Bien adapté au débit faible à moyens.
- Compatible avec une pression de fond très faible.
- Adapte aux puits isolés.
- Meilleur pour les huiles lourdes

#### Principaux inconvénients :

- Peu flexible
- Réparation plus difficiles
- Rendement volumétrique réduit dans les puits a GOR élevés.
- Pas adapté aux gros volumes produits
- Coût d'investissement initial élève pour les pompes à grandes capacités.

### I.2.2 Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping ESP) :

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production qui est connectés au mécanisme du contrôle de surface par un câble électrique.

Les composants du fond sont suspendus de tubing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de pompe. Au-dessus du moteur il y'a protecteur, ensuite la prise (Intake) ou séparateur du gaz, et enfin la pompe. Le câble électrique est branché dans le sommet du moteur. (voir l'annexe)

**Principaux avantages :**

- Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basses.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée.
- Rendement plus élevé

**Principaux inconvénients :**

- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent.
  - Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes.
- En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation

**I.2.3 Le pompage hydraulique de fond (DHP) :**

Le pompage hydraulique est une application de principe de pascal qui nous montre que le liquide transmet intégralement et dans tous les sens toute augmentation de pression qu'il subit.

Le pompage hydraulique applique ce principe à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

- Soit un piston moteur entraînant par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- Soit une turbo-pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple. (voir l'annexe)

**Principaux avantages :**

- Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés.
- facilité de modification de la taille et de la cadence de la pompe pour s'adapter aux conditions de puits.
- Fluide moteur pouvant servir de fluide porteur pour injection d'un additif.

**Principaux inconvénients :**

- investissement initial en équipement et entretien de celui-ci assez coûteux.
- Essai des puits posant un problème.

### **I.2.4 Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).**

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français Rene Moineau en 1932.

Son fonctionnement est le suivant :

- un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélice interne.
- la rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

Dans quelques cas, les pompes PCP sont connectées avec des moteurs de pompe submersible électrique. (voir l'annexe)

#### **Principaux avantages**

- Adapté aux fluides visqueux.
- Capables de produire des puits chargés de paraffine et de solides

#### **Principaux inconvénients**

- Réparation plus difficiles
- Pas adaptés aux gros débits
- Mal adapté aux puits déviés.

### **I.3 LE GAS-LIFT :**

Parmi les différentes méthodes d'activation, c'est les procédés qui se rapprochent le plus à l'écoulement naturel.

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.

Essentiellement, les liquides sont allégés par le gaz qui permet la pression de réservoir forcer les fluides à la surface.

L'installation propre et la compatibilité de matériel, sur la surface ou dans le fond de puits, sont essentielles à tout système de gaz lift. (voir l'annexe)

#### **Principaux avantages :**

- Le coût Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- le gas-lift s'adapte à tous les profils des puits.

- le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Pas problème de production avec présence de sable ou l'eau.
- Possibilité d'injecter un additif.

**Principaux inconvénients :**

- Nécessite d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité 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].



---

# CHAPITRE II

---

Généralité sur la pompe ESP



## Introduction

Le pompage immergé électrique est le seul mode d'activation dont la date d'invention exacte est bien connue et qu'on peut attribuer à un seul inventeur, Armais Arutunoff, le fondateur de la société Russian Electrical Dynamo of Arutunoff, dont l'acronyme REDA est encore très bien connu dans le monde entier.

Au cours de sa longue histoire, le système ESP s'est avéré être un moyen efficace pour la production des puits de pétrole et d'eau, et depuis sa 1<sup>ère</sup> installation dans un puits de pétrole en 1928, le concept s'est propagé partout dans le monde pétrolier.

Une pompe centrifuge consiste :

Un moteur électrique protecteur (seal section), séparateur (intake section), une pompe centrifuge à plusieurs étages, un câble électrique, à surface installe switchboard, une boîte de jonction et transformateurs.

Les divers composants supplémentaires présentent aussi pour se procurer le câble le long de tubing et supports du wellhead. Pressures entry pour mesurer la pression de fond, check et 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 années de bonne vie du fonctionnement, il y a quelques unités qui opèrent plus de 10 années.

### II.1 Définition de la Pompe Centrifuge

Une Pompe Centrifuge est une machine qui déplace le fluide en le filant avec un rotor tournant dans un diffuseur qui a une entrée centrale et un débouché tangentiel (outlet). La trajectoire du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre au débouché tangent au diffuseur.

La pression (charge) développe contre le mur intérieur du diffuseur parce que le mur courbé force le fluide à emménager la trajectoire circulaire plutôt qu'en convertissant la vélocité (énergie) à la pression (énergie).

La pompe centrifuge est une pompe à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors équipé avec les aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique.

La pompe est normalement attachée à la colonne de la production.



### II.3 Classification des pompes ESP :

La conception de pompes centrifuges submersibles se divise en deux catégories générales, radiale et la conception de flux mixte. Comme illustré dans la figure II.3, 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 4 pompes pouces et 3500 BPD (550 m<sup>3</sup> / j) dans les pompes de plus grand diamètre, la conception modifiée 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.

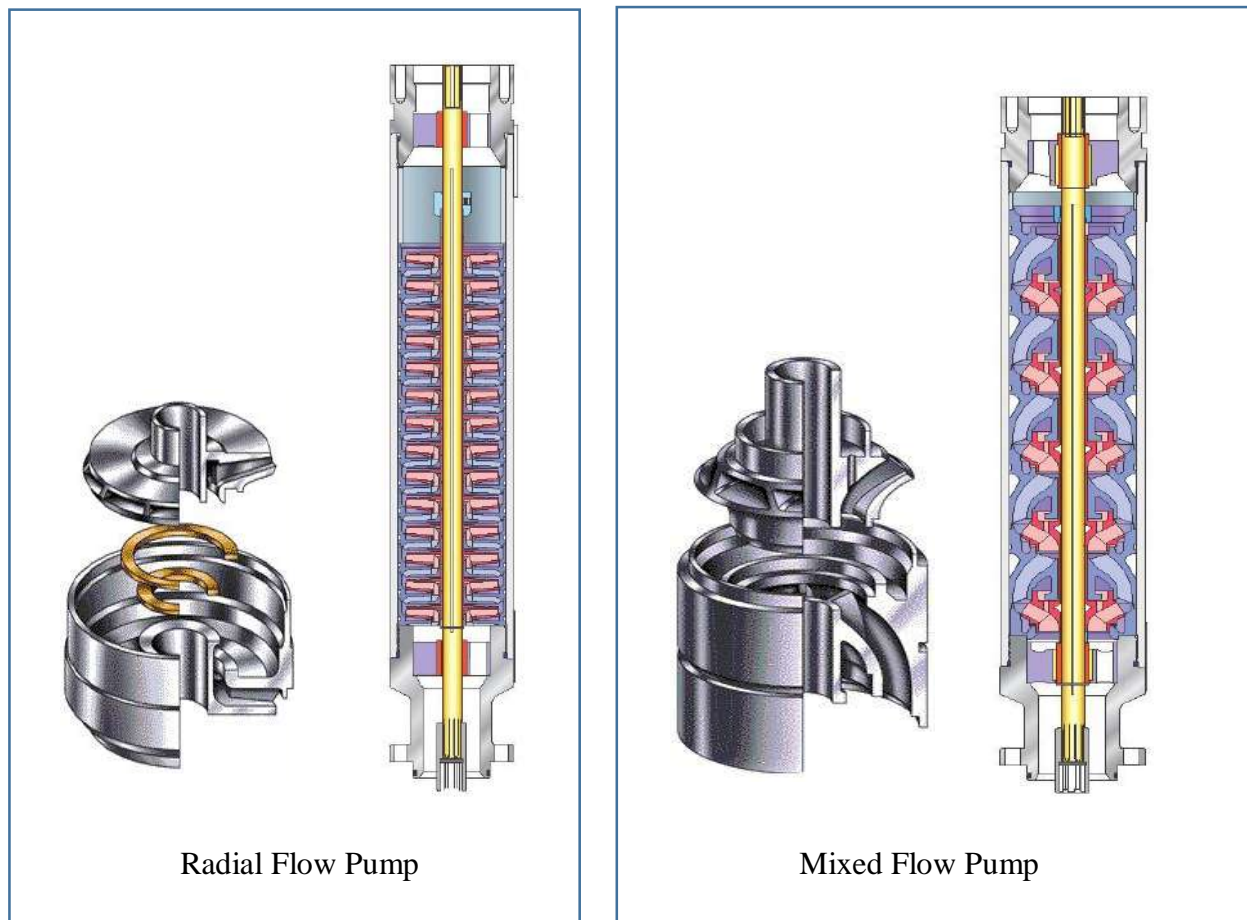


Figure II.3 : Classification des pompes



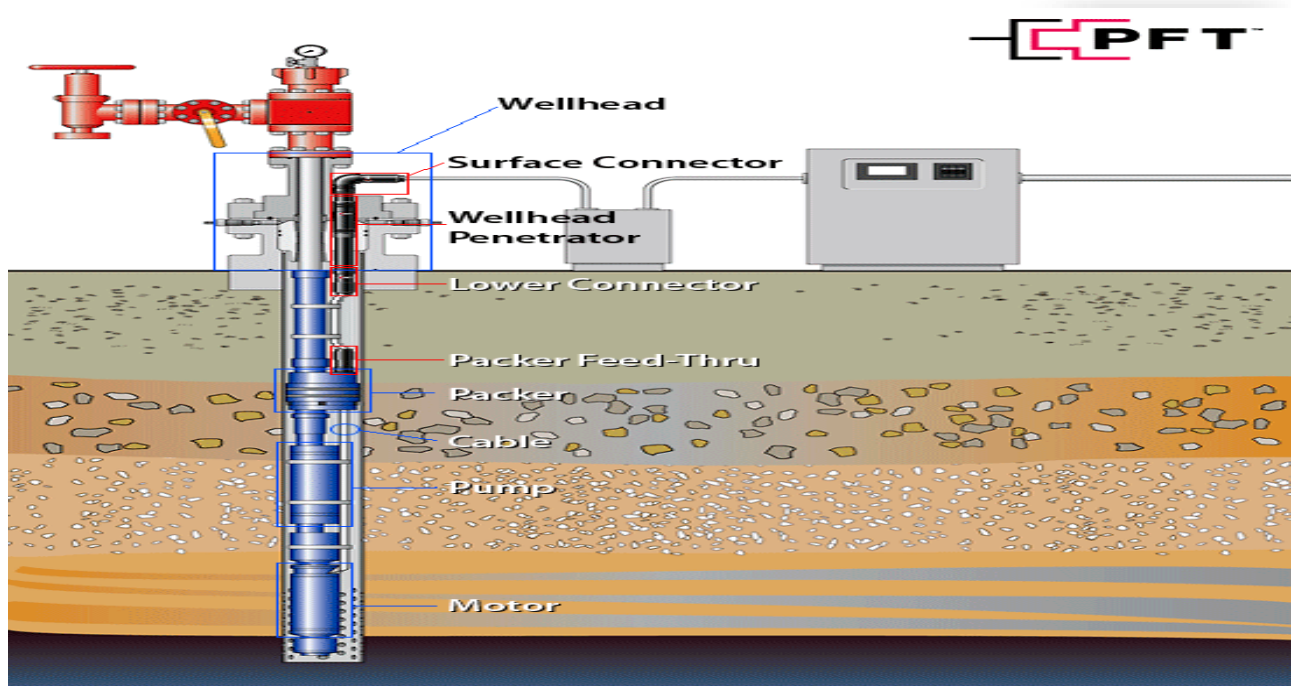


Figure.II.4 : composants ESP

## II.4 Les composants essentiels de la pompe :

### II.4.1 Le moteur électrique :

C'est un moteur à induction à cage d'écureuil, 2 pôles et 3 phases tournant en général à environ 2900 Tr/m pour 50Hz et 3500 Tr/m pour 60 Hz, sous des tensions allant de 600 à 2400 V et pour des intensités variables des 20 à 120 ampères.

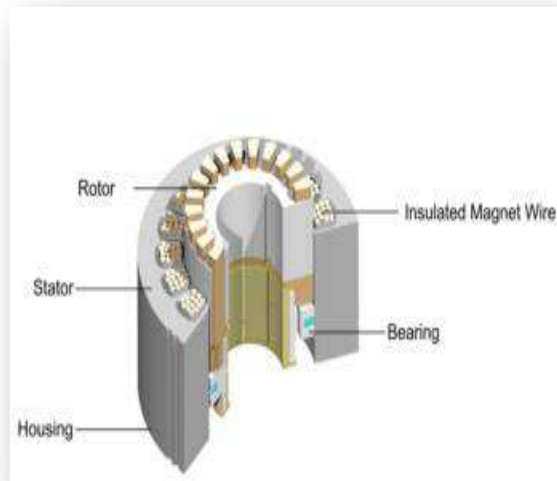
Le moteur est enfermé dans une enceinte d'acier remplie d'huile qui assure les rôles de lubrification pour les paliers, isolation électrique et refroidissement du moteur par transfert de chaleur vers le fluide extérieur produit remontant dans le puits.

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



Figure.II.5 : le moteur électrique

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

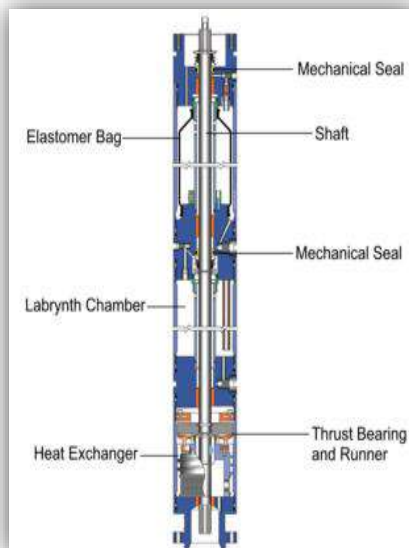


**Figure.II.6 : les composants de fond de moteur**

#### II.4.2 Le protecteur :

Encore appelé seal ou equalizer selon les constructeur, Le protecteur va assurer la liaison étanche entre le moteur et la pompe. L'élément comporte une chambre remplie d'huile propre créant un tampon d'égalisation des pressions entre l'huile du moteur et l'effluent du puits, tandis que des joints d'étanchéité empêchent la migration de l'huile le long de l'arbre.

Le protecteur comprend aussi un palier de butée spéciale qui encaisse la poussée axiale de la pompe pour éviter qu'elle ne se transmette à l'arbre moteur.



**Figure.II.7 : le protecteur**

### II.4.3 Séparateur de gaz:

Dans les puits à haute présence de gaz libre, doit être séparé au liquide avant de réduire la production et la durée de vie de l'exécution de système.

Donc la pompe a un séparateur de gaz de fond de type statique en chicane ou centrifuge. Ce dispositif pour but d'orienter une grande partie de ce gaz vers l'espace annulaire pour éviter que la pompe cavité et pour réduire les fluctuations de charge sur le moteur.

#### II.4.3.1 Les Composants

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

#### II.4.3.2 Le principe

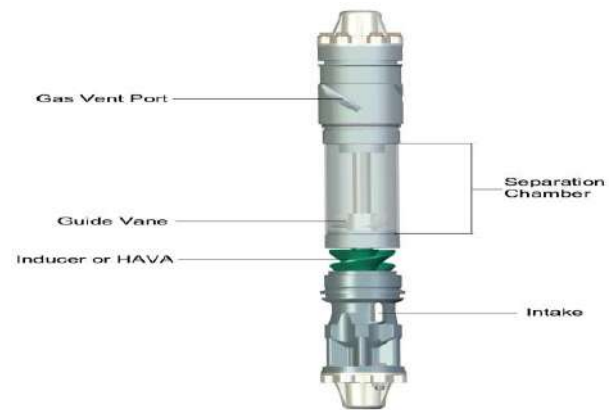
Le fluide entre à travers l'intake et passe à travers la rotation de l'inducer ou (HAVA).

Le HAVA passe les fluides à la chambre de la séparation où le fluide (plus haute gravité spécifique) est forcé vers le mur externe et le gaz (plus léger dans le centre). La séparation est causée par les forces centrifuges créées avec un rotor du séparateur ou un tourbillon provoqué à l'étage. Le gaz est enlevé du fluide par le diverteur 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 au volume total produit.

Quand le volume de gaz est extrêmement haut, des séparateurs de 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 la plus haute possible et est une solution



**Figure.II.8 : séparateur de gaz**

supérieure quand bonne efficacité de séparation est exigée et dans les cas où les fluides très visqueux sont produits.

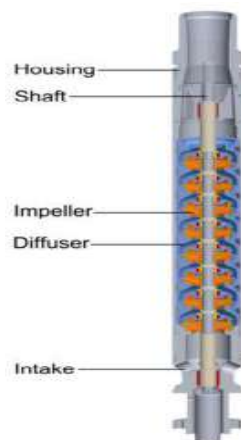
Le deuxième utilise un étage du tourbillon provoquée (Vortex). Le séparateur du tourbillon utilise un rotor modifié induire un tourbillon dans le fluide. Ce tourbillon fournit la force centrifuge qui sépare les deux phases d'un fluide gazeux. Bien que la vitesse de la rotation de fluide soit plus lente 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 tourbillon est recommandé pour une gamme plus large de débit que le séparateur rotatif.

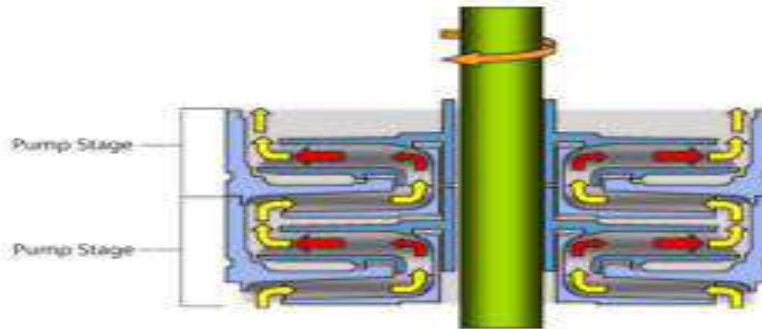
#### II.4.4 La pompe immergée:

C'est une pompe centrifuge multi-étage comprenant le nombre d'étage nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étage pouvant atteindre plusieurs centaines.

Chaque étage est constitué d'un impulser rotatif (roue à aube) qui fournit au fluide à pomper une énergie sous forme de vitesse et d'un diffuseur statique qui transforme cette énergie cinétique en énergie de pression avant de l'envoyer dans l'impulser situé au-dessus. Les ensembles ainsi formés, sont empilés à l'intérieur d'une chemise. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, des géométries de l'impulser et du diffuseur, et de la vitesse de rotation du rotor. Rappelons que dans une pompe centrifuge, la hauteur manométrique de refoulement est indépendante du fluide pompe.



**Figure.II.9 : pompe centrifuge**



**Figure.II.10** schéma de principe d'une pompe centrifuge

Le fluide en provenance de l'annulaire va entrer dans la pompe par la section aspiration .celle-ci peut être couplée en amont, dans le cas de présence de gaz libre.

La sortie de la pompe ou tête de refoulement comporte un manchon avec une réduction qui se visse directement sur le tubing.

Au-dessus de la pompe sont placés un clapet anti-retour et une vanne de purge ouvrable par barre de charge larguée .ces accessoires permettant :

#### II.4.4.1 Les composants :

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

##### 1. Rotor (Impeller)

Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au TR/MIN du moteur. Comme le rotor tourne il fait donner force centrifuge sur le fluide de la production représenté sur. Une illustration d'un rotor accordé à un arbre, et identifie des sous composants clés du rotor.

**2. Le diffuseur :** (Diffuser) Le diffuseur dirige le fluide dans le prochain rotor et ne fait pas tourner.



**Figure.II.11:** Photographie d'étage de la pompe centrifuge (Impeller and Diffuser)

### 3. Les étages (Pump Stage)

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

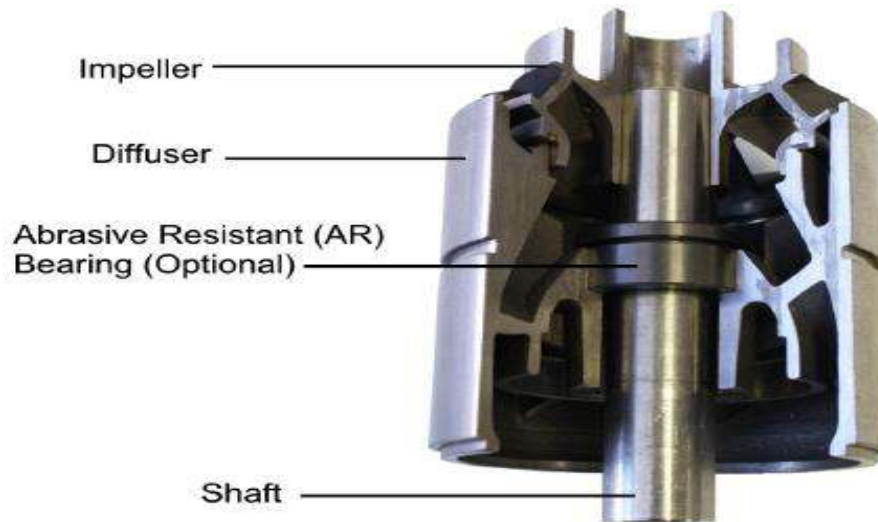


Figure.II.12 : schéma de principe d'une pompe

### 4. L'arbre (Shaft)

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

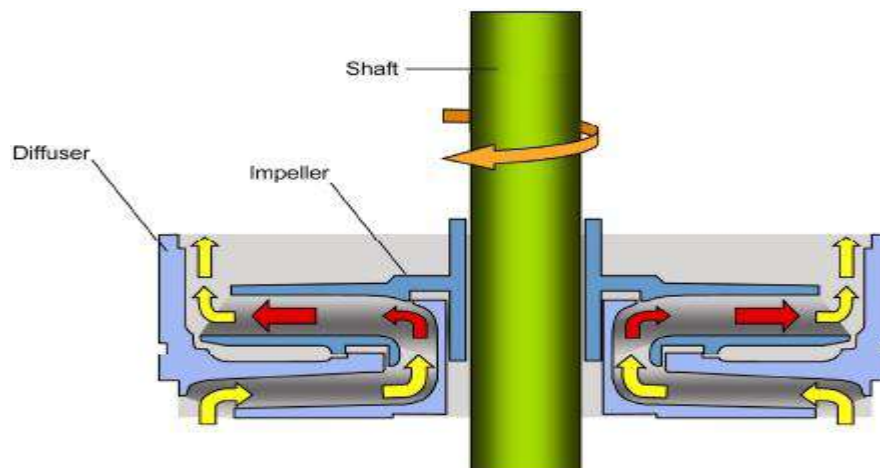


Figure.II.13: Arbre et étage de pompe

### 5. La prise (Intake)

La prise (Pump intake) est attachée à la fin, inférieure du logement de la pompe (pump housing) et fournit un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur (seal) de l'ESP



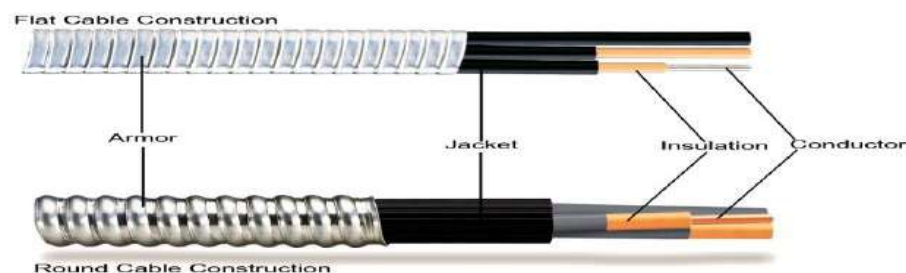
**Figure.II.14 :Prise de pompe**

### II.4.5 Le câble électrique

Le câble d'alimentation électrique c'est un partie très important dans le système de pompage il nécessite de maitrise les choix de matière aussi la qualité pour offre un rendement optimum et une dure de vie exécutif et maximal pare ce qui il est la source principal pour alimenter le système.

Généralement il existe deux types des câbles un plat et l'autre roue mais ces câbles ont des même composants.

On trouve trois phase enveloppe et protégé et étudié pour support des conditions très dur tell que la température de formation, la résistance électrique, le champ magnétique....ect n'oublie pas que le câble doit être aussi rigide (la construction) pour résisté les dommages mécaniques et doit être et souple ou cour de fonctionnement et étanche pare ce qui il va contacte plusieurs interface (gaz, liquide, sable,....ect) et déférents état.



**Figure.II.15 : les composants de câble électrique**





**Figure.II.16 : les formes de câble électrique**

### **II.5 L'équipement de command en surface :**

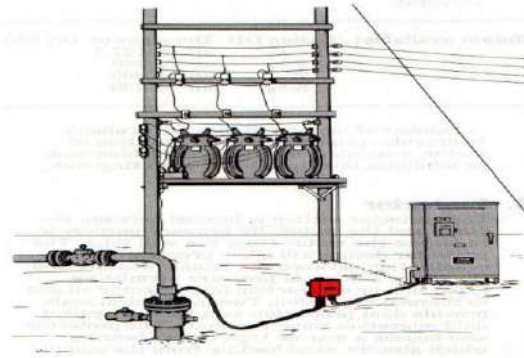
En plus des transformateurs de courant, les constructeurs fournissent, pour chaque pompe, une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que :

#### **II.5.1 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 pétrolifère 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 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 donnent la tension de surface nécessaire.



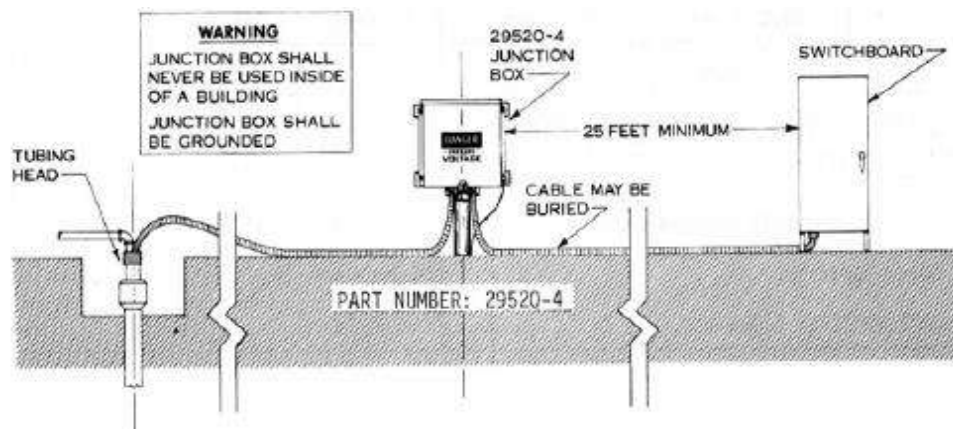


**Figure.II.17 : Transformateur**

### II.5.2 Junction Box :

Le câble d'alimentation provenant du puits doit être connecté à un câble électrique de surface menant à la centrale. Comme on le voit sur la Figure.II.18 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 :

1. Il assure la liaison électrique entre le fond et les câbles électriques de surface.
2. Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point en raison de la migration des gaz et 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.
3. Il agit comme un point de test facilement accessible pour le contrôle de l'équipement de fond électriquement.



**Figure.II.18 : Boîte de jonction**

### II.5.3 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 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 de 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 relais magnétiques mais les unités sophistiqués d'aujourd'hui utilisent des circuits état solide et offrent des fonctions plus avancées et une réponse instantanée.



**Figure.II.19 : Armoire de commande**

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.

Plusieurs 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.
- 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.5.4 La tête de puits (Wellhead) :

Pour les installations ESP 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 positif non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble.

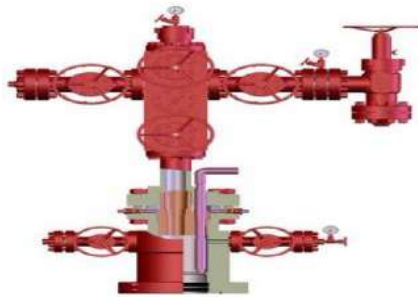


Figure.II.20 : La tête de

## II.6 Paramètres à prendre en considération

- Risque de pannes
- Le niveau dynamique, la pression à l'amont de la pompe et les frictions
- Garder le point de fonctionnement de la pompe dans l'enveloppe optimale
- Caler la courbe de la charge de la pompe avec la courbe de l'IPR de gisement
- Tenir en compte d'éventuels changements des performances du réservoir
- Avoir les capteurs de fond pour faciliter le monitoring.
- Avoir les mesures des paramètres de surface
- Faire un design de base et ajuster pour d'éventuels changements
- Utiliser le maximum possible d'étages pour chaque pompe

- Tenir en compte les différents problèmes d'exploitation
- Tenir en compte les faisabilités des complétions existantes
- Besoin de formation pour familiariser les gens avec cette technique
- Etudier attentivement le facteur économique

### **II.7 Le Cycle de la pompe ESP**

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

### **II.8 Design de la pompe ESP**

Le design d'une unité de pompage centrifuge , sous la plupart des conditions, n'est pas une tâche difficile, surtout si les données sont fiables et disponibles. Bien que, si l'information, surtout ce qui concerne la capacité de puits est pauvre, le design sera habituellement marginal. La réelle procédure de la sélection peut varier, dépendre considérablement des propriétés des fluides du puits. Les trois types du majeur de candidatures ESP sont :

1. puits a WOR plus haut et qui produisent de l'eau fraîche ou eau salée.
2. puits avec écoulement multi - phase (haut GOR).
3. puits qui produisent des fluides très visqueux.

#### **Étape 1 : Les Données de base**

##### **1. données du puits :**

- a. dimension du casing ou du liner
- b. Dimension du tubing
- c. Type de liaison couche trou (perforation ou open hole)

##### **2. données de production :**

- a. la pression de la tête du tubing
- b. la pression de la tête du casing
- c. le débit actuel
- d. le niveau dynamique ou pression de fond
- e. le niveau statique ou PFS

- g. la température au fond du puits.
- h. le débit désiré
- i. Gas-oil ratio GOR
- j. Water cut

### 3. Conditions des Fluids:

- a. densité de l'eau.
- b. spécifique gravité de l'huile ou oil API.
- c. Spécifique gravité du gaz.
- d. pression de bulle.
- e. Viscosité de l'huile .
- f. PVT data.

### 4. Sources de puissance :

- a. Un Voltage fondamental Disponible
- b. Fréquence
- c. capacités de la source du Pouvoir

### 5. Possible Problems

- a. Sable
- b. Dépôts
- c. Corrosion
- d. Paraffine
- e. Emulsion
- f. Gaz
- g. Température

## Étape 2 : capacité de production

Le suivre est une simplification de procédures pour prédire la performance du puits. Cette discussion suppose une efficacité d'écoulement. Un puits endommagé ou des autres facteurs affecteront sur l'efficacité d'écoulement et pourraient changer la productivité du puits

### 1- Indice de Productivité

Quand la pression du fond du puits ( $P_{fd}$ ) est plus grand que la pression du bulle ( $P_b$ ) le débit de fluide est semblable à sélectionner monophasique, et la courbe de IPR est une ligne droite avec inclinaison  $J$ , comme donné par l'index de la productivité  $PI$

$$\text{Où : } \quad \text{PI} = \text{J} = \frac{Q}{Pr - Pfd}$$

Q : le débit de production

Pr : pression statique du puits

Pfd : pression du fond dynamique du puits

## 2- In flow Performance Relationship

Si (Pfd) est moins que (Pb), l'écoulement du fluide est multi - phasique, la méthode IPR devrait être utilisée. Le rapport est donné par l'équation suivante :

$$Q_o = \frac{Q_{o\max}}{1 - 0.2\left(\frac{Pfd}{Pr}\right) - 0.8\left(\frac{Pfd}{Pr}\right)^2}$$

$Q_{o\max}$  : débit maximal

$P_{fd}$  : pression du fond dynamique du puits

$P_r$  : pression statique du puits

Ce rapport a été utilisé en premier par W.E. Gilbert<sup>1</sup> et plus loin a développé par J.V. Vogel<sup>2</sup>.

Vogel a développé une courbe de la référence du dimensionnels qui peut être utilisée pour déterminer l'IPR une courbe pour un puits particulier

### Étape 3 : La colonne Dynamique Totale (TDH)

Un des composants les plus importants dans la totalité du système de puits est le tubing, autant de 80% des pertes de la charge totale ( $Pr - P_{sep}$ ) peut être consommé dans les fluides d'activation (Lifting Fluides) du fond du puits jusqu'à la surface.

La charge de la pompe totale fait référence aux pieds (ft) de liquide qui est pompé et est calculé pour être la somme de :

- Valeur nette en pieds de distance entre la tête de puits et le niveau dynamique (HT).
- Perte de friction dans la colonne de production ( $H_f$ ).
- La pression de décharge de la tubulaire à la tête du puits ( $H_d$ ).

L'équation se simplifie comme suit :

$$\text{TDH} = H_d + H_t + H_f$$

### Étape 4 : Type de pompe

Faire référence aux données de la sélection de la pompe présentes Dans la section De l'ingénieur de catalogue, pour les types de la pompe et les gammes.

S'il y a deux ou plus de types de la pompe ont de semblables efficacités au volume désiré, les conditions suivantes déterminent le choix de la pompe:

1. Le prix de la pompe et de moteur est une condition pour la sélection le type de la pompe, la pompe de plus grand diamètre et moteur sont moins chers opèrent à plus hautes efficacités.
2. quand la capacité de puits n'est pas connue, ou ne peut pas estimé attentivement, une pompe avec une " courbe caractéristique escarpée " devrait être choisie. Si les chutes du volume désirées à un point où deux types de la pompe ont l'efficacité approximativement égale, choisissez le type de la pompe qui exige le plus grand nombre d'étages.
3. si le gaz est présent dans le fluide produit, un séparateur du gaz peut être exigé pour accomplir l'opération effective. Le volume ajusté affecte sur la sélection de la pompe et la dimension des autres composants du système.
  - **Séparateur** : Faites référence à catalogue pour l'information du séparateur du gaz. Faites les ajustements nécessaires dans exigences du horsepower
  - **Moteur** : devez déterminer la puissance exigé par la pompe la puissance par étage
  - **Le protecteur**: Faire référence à catalogue pour la sélection de protecteur.
  - **Câble électrique** : Dimension du câble - Type du câble - La Longueur du câble - Décharge de Câble

### III.9 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.



---

# CHAPITRE III

---

Performance et design pompe esp





# Performance et design d'une pompe ESP

Ce travail consiste d'une sélection des puits candidats pour l'essai pilote de l'application de la technologie des pompes immergées dans le champ de HASSI GUETTAR

## III.1 Méthodologie

Une liste de 2 puits considérés comme possibles candidats. La deuxième étape de ce travail consiste au passage à la prédiction des performances de ces 2 puits considérés préalablement candidats 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, 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 tels 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.
- L'étude de sensibilité des points de fonctionnement par la variation des paramètres tels que :

### III.1.2 Utilisation du logiciel :

- Introduire le type du fluide : **Black oil** dans notre cas.
- Introduire les paramètres du réservoir :
  - ❖ la pression statique du fond.
  - ❖ la pression dynamique du fond.
  - ❖ la température de réservoir.
  - ❖ le débit.
- **Introduire les paramètres du puits :**
  - ❖ la longueur de tubing.
  - ❖ le diamètre intérieur de tubing.

- ❖ La longueur de la partie du casing qui se trouve entre le packer et le fond du puits.
  - ❖ Le diamètre intérieur du casing.
  - ❖ La cote de perforations.
  - ❖ La pression en tête du puits.
  - ❖ La température de surface ( $T^{\circ}$  ambiante).
- Modélisation des puits (flow correlations matching): dans cette étape le logiciel va construire un modèle à partir des données introduites (Input data) et il nous propose plusieurs corrélations pour le modèle construit et c'est à nous de choisir la meilleure corrélation qui s'adapte bien avec notre cas.
- Après le choix de corrélation convenable, on applique l'analyse nodale (Nodal analysis) pour définir le point de fonctionnement des puits à l'état naturel (aucun moyen d'activation).

### Etude du puits HGA1 :

Dans le but d'avoir un modèle fiable et représentatif de l'écoulement dans le tubing et dans le réservoir on doit travailler avec le modèle *Compositionnel* qui nécessite l'introduction des données de PVT (Pression, Volume, Température) des puits étudiés, mais suite à la non disponibilité des ces données on a été contraint à adopter le modèle **Black Oil** qui est compatible avec le fluide de l'anneau Hassi Guettar.

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 suivant :

temperature de surface(C)	22
sp.gravite de gaz (g/cc)	0.87
Sp.gravite d huile (g/cc)	0.8
oil API gravite	45
temperature de fond(C)	119
pression de bulle (kg/cm <sup>2</sup> )	140
Bo	1.96
Pr (kg/cm <sup>2</sup> )	212
Q oil Actual (m <sup>3</sup> /h)	1.3
GOR(sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	166
WC (%)	0

**Données PVT**

## III.2 La Présentation Puits : HGA1

Date Forage : 13/01/1992

Z Sol : 145.9 (m) Z Table : 155 (m) FOND : 3332 (m)

Situation : PRODUCTEUR HUILE

Manifold : HGA

### 1-La position du puits HGA1

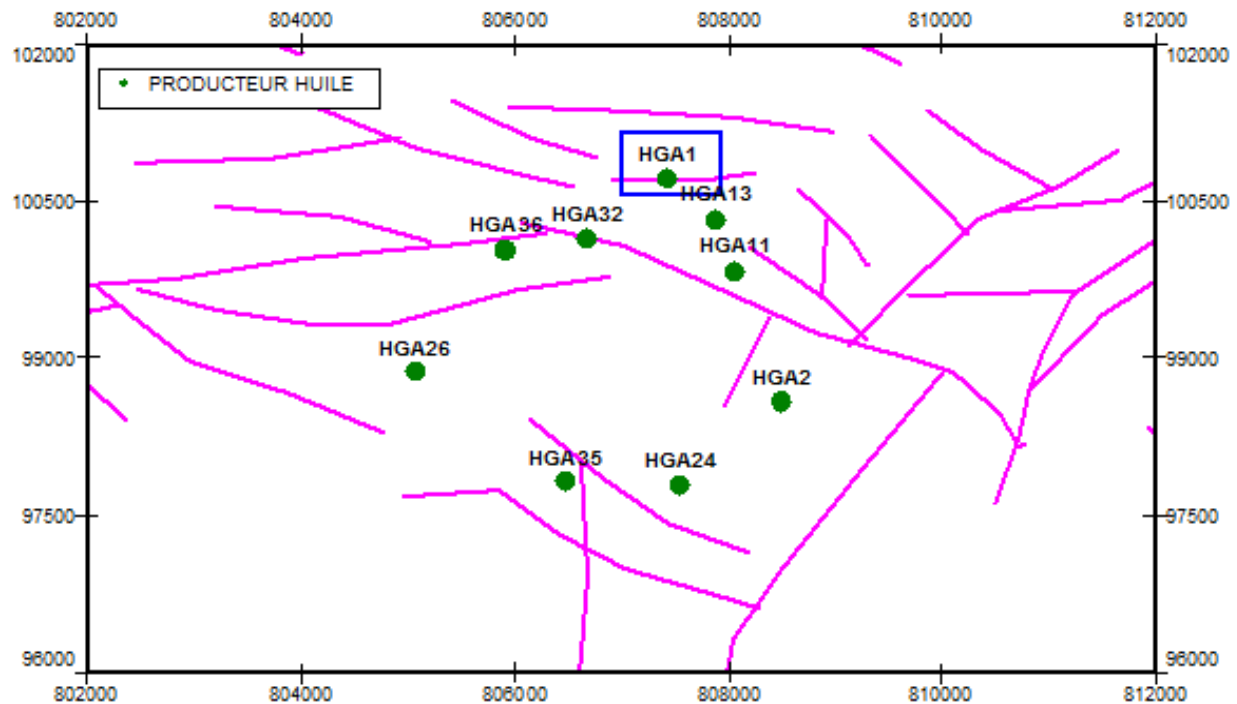


Figure. III.1 : carte de la position du puits dans la zone HGA (QH)

### 2- Tops des Formations

a) LD2 : 2587m à 2641m CS

b) Top QH : 3332m

- Top du Ri = 3536 m
- Top du Ra = 3603m

### 3- Complétion du puits :

TUBING 4"1/2 A 3191,15m CS

RESERVOIR RECOUVERT D'UN LINER 4"1/2 CIMENTE ET PERFORE ; TOP LINER EST

A 3192m CS. Top perfos 3313m

BOUCHON DE CIMENT 06/06/2010 cote 3493.95 m

#### 4- Caractéristique de production des puits HGA 1

##### III.1- Tableau Dernier jaugeage :

Date Mesure	Diam. Duse(mm)	Unité Sépar .	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp . Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Pres s. Tete	Press . Pipe	Press. Separ .			Récupéré e	Injecté e	
16/01/2017	10	600	1.79	228.20	128	13.6	9.1	3.26	23	0.4805	0	0	-----
03/03/2017	9	655	1.32	219.81	166	16	8	4.59	24	0.6318	0	0	-----

##### III.2-Tableau Test puits:

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	22/09/1991	470.21	91.54	10.9	Huile	--	--	-	-	--	-	0
DST	07/12/1991	493.58	230.95	26.86	Huile	11.74	.045	368	-	--	31.8	0
DST	13/12/1991	472.65	64.5	6.3	Huile	3.4	.008	68	-	--	30.6	0
EP BU	30/09/1992	481.36	210.73	40	Huile	7.11	.027	361	-	--	56	13
BUILD UP	09/03/1995	470.76	277.25	31	Huile	.7	.004	118	-	--	126.52	13
PFS	17/09/1999	457.24	--	--	--	--	--	-	-	--	-	-
BUILD UP	17/06/2015	232.84	172.45	--	Huile	2.91	.059	--	-	59.2	-5.75	10

Le puits a été mise en production avec un débit entre 2-11 m<sup>3</sup>/h à partir de 03/1995 son débit a chuté progressivement suite à la chute importante de la pression de gisement jusqu'à ce qu'il devient non éruptif. Ce puits est implanté dans un secteur de bon caractéristiques petrophysiques contenant des réserves importantes mais avec une faible pression de gisement ce qui nécessite un recours à l'injection du gaz pour le maintien de pression et le balayage ainsi le besoin en lifting est persistant.

### III.5 Modélisation du puits (flow correlations matching) :

Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical dans le tubing adéquate s'avère important pour construire un modèle fiable. Parmi les corrélations proposées par le PIPESIM on trouve les corrélations suivantes: Hagedorn & Brown (HBR), Ansari (ANS), Duns & Ros (DR), Beggs & Brill Revised (BBR), Beggs & Brill Original (BBO), Mukherjee & Brill (MB), Grovier, Aziz & Fogarasi(GA),Orkiszewski(ORK),Beggs&Brill Grayoriginal(GRAYO),Gray modified(GRAYM).....etc .

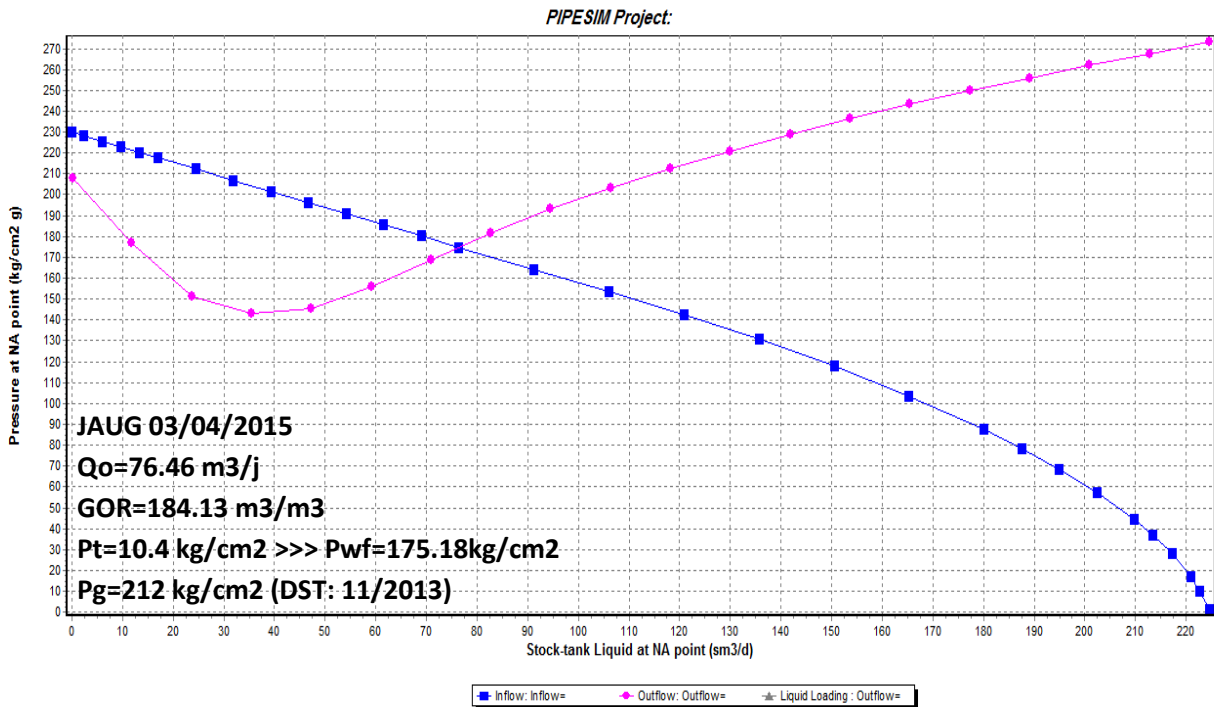
L'équation choisie pour construire le VLP c'est celle de **Hagedorn and Brown**.

Cette équation est la plus adéquate pour caractériser l'écoulement des fluides dans le réservoir

### III.6.Application de l'analyse nodale (Nodal analysis) pour définir le point de fonctionnement du puits à l'état naturel (aucun moyen d'activation).

#### 1- Résultats de la modélisation

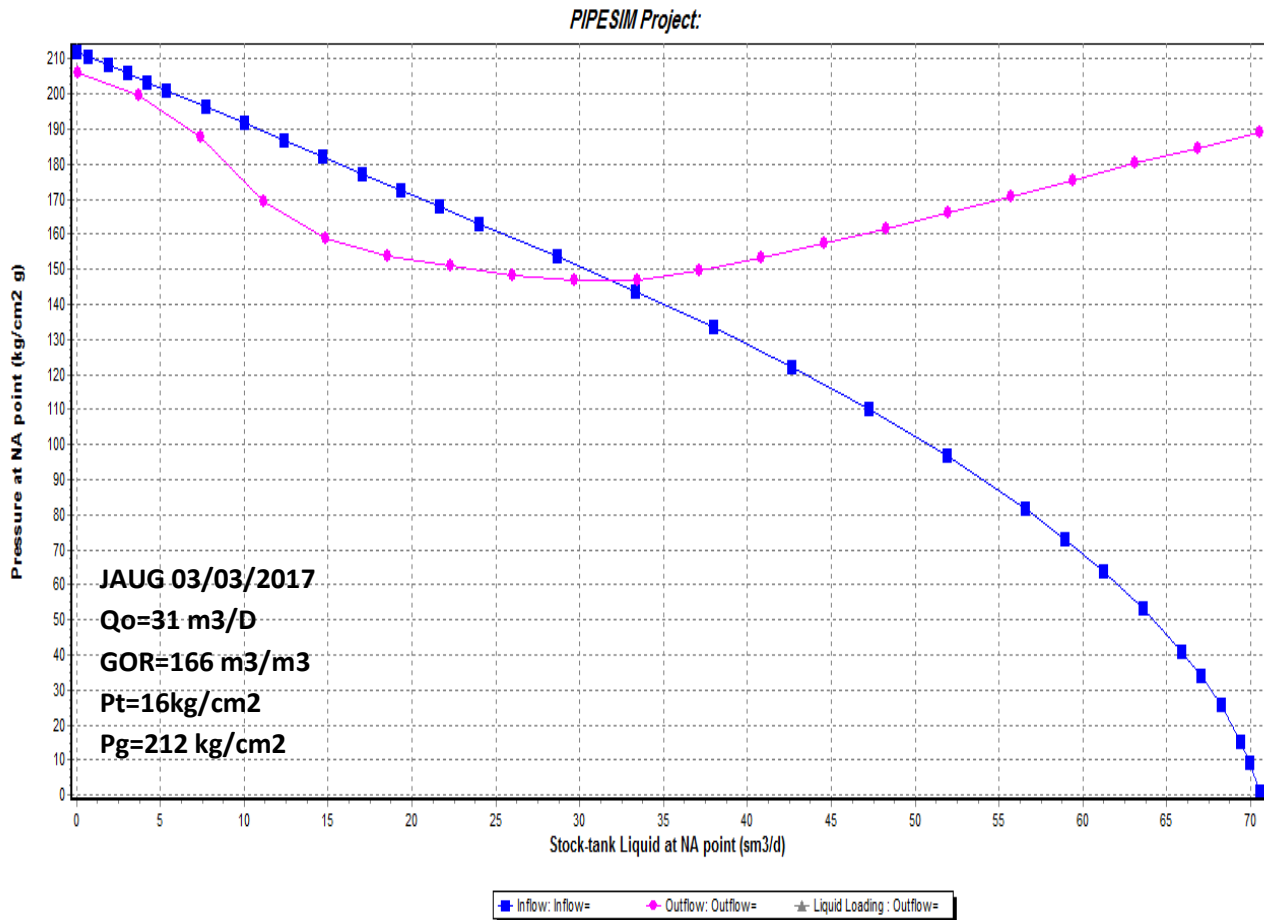
a- Calage du jaugeage test du 03/04/2015 utilisant les résultats de BUILD UP du17/06/2015



Le point de fonctionnement du puits c'est l'intersection de l'inflow (la performance du réservoir) et l'outflow (performance du tubing)

### b- Calage de l'état actuel du puits jaugeage du 03/03/2017 (avant l'optimisation)

Donc le point de fonctionnement est le suivant comme le représente le graphe le fonctionnement donne le débit d'huile à l'état actuel.



L'état actuel du puits est caractérisée par la chute de la pression de gisement de 457.24 kg/cm<sup>2</sup> en 1999 à 212 kg/cm<sup>2</sup> en 2017 (le puits à peine peu produire un très faible débit de 31m<sup>3</sup>/j ce qui explique son comportement instable où il s'étouffe fréquemment suite aux problèmes de lifting ceci est bien montré par le point de fonctionnement situant dans la partie d'instabilité voir le résultat de l'analyse nodale ci-dessous) en **effet le puits nécessite une activation POMPE**

Il est à noter que si la pompe a été coupée à une profondeur maximale de la proportion du volume de gaz à la pompe est réduit si le taux d'écoulement de liquide est nécessaire pour augmenter le pourcentage du volume de gaz dans la pompe augmente.

débit de liquide désire (m <sup>3</sup> /j)	72
la pression de tête (kg/cm <sup>3</sup> )	20
Water-cut (%)	0
GOR(sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	166
la profondeur de la pompe (m)	3000
diamètre intérieur de casing (pouce)	4.044
la frequence (Hz)	50
L'efficacite de separateur (%)	90

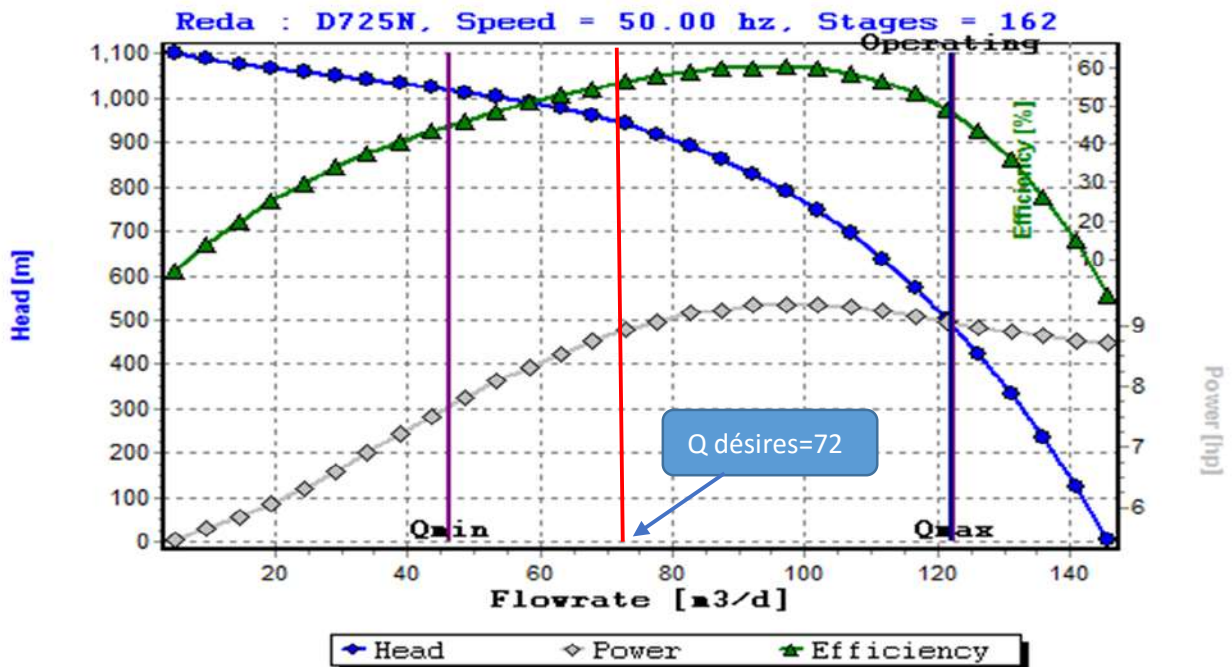
### III.7 Design de la pompe

#### 1-Choix de la pompe :

Le software fait des calculs par des équations intégrés afin d'obtenir des résultats concernant le choix de la pompe tel que ses caractéristiques, le nombre des étages, son efficacité ...etc.

Le tableau suivant présente les résultats de calcul.

La courbe de performance illustrée dans la figure suivante :



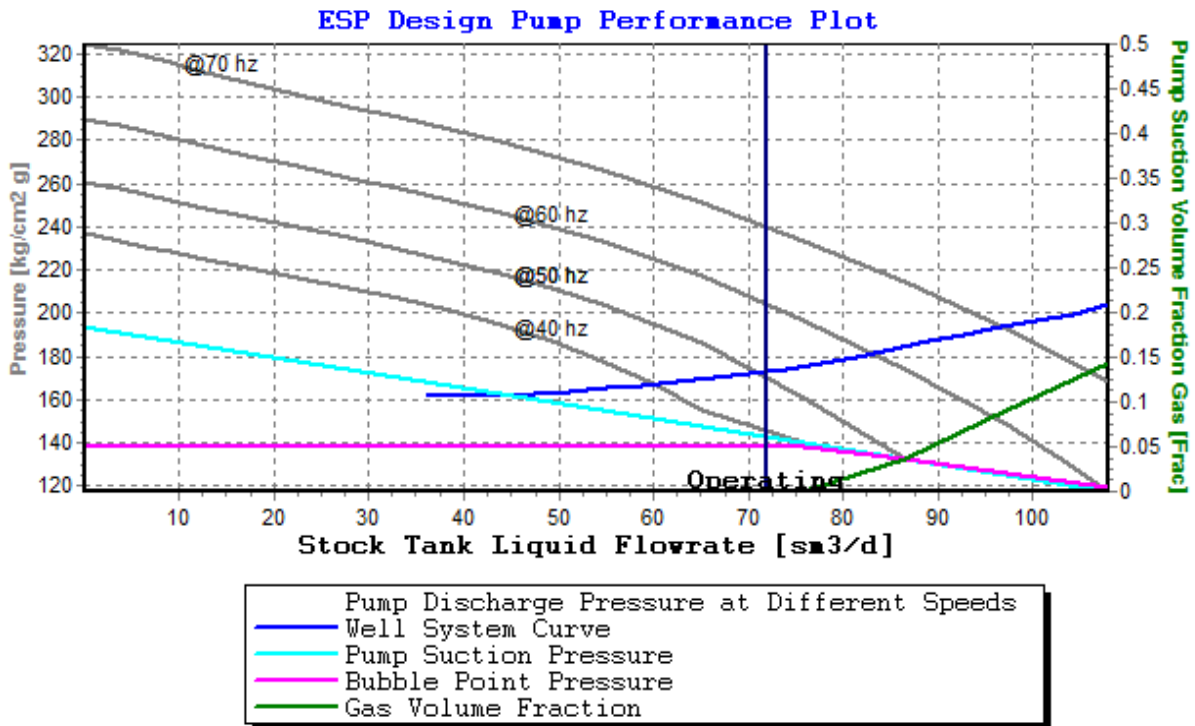
#### Les données réelles

- Débit désires = 72 sm<sup>3</sup>/j.
- Débit (Max) dans la pompe (liquide) = 120.55 m<sup>3</sup>/j.
- Débits(Min) de liquide = 46.37 m<sup>3</sup>/j.
- Diamètre intérieur de casing = 4.044 pouce.

**III.3- Tableau des résultats avec pipesim**

la profondeur(m)	3000	2500	2000
h d'un seul étage(m)	3.562	3.889	4.526
TDH(m)	577.20	684.56	810.23
nombre d'étage	162	176	179
pression décharge (kg/cm <sup>2</sup> )	173.30	155.59	138.31
pression de l'intake (bar)	142.61	113.77	86.160
volume de gaz (%)	0	0.015	0.045
puissance total	11.104	12.75	13.80
densité de liquide g/cm <sup>3</sup>	0.577	0.66	0.63

D'après ces résultats on a vu que le pourcentage de volume de gaz augmente on fonction de la diminution de la profondeur de la pompe donc il est recommander d'installer la pompe a une profondeur plus bas (3000m)



Le pourcentage de volume de gaz à 0% pour une Q=72sm<sup>3</sup>/d et profondeur=3000m  
 Donc peut installer la pompe à ce débit.

A partir de ces résultats on peut le installer la pompe à cette puits (HGA1) et on exploite débit à une profondeur optimale 3000m



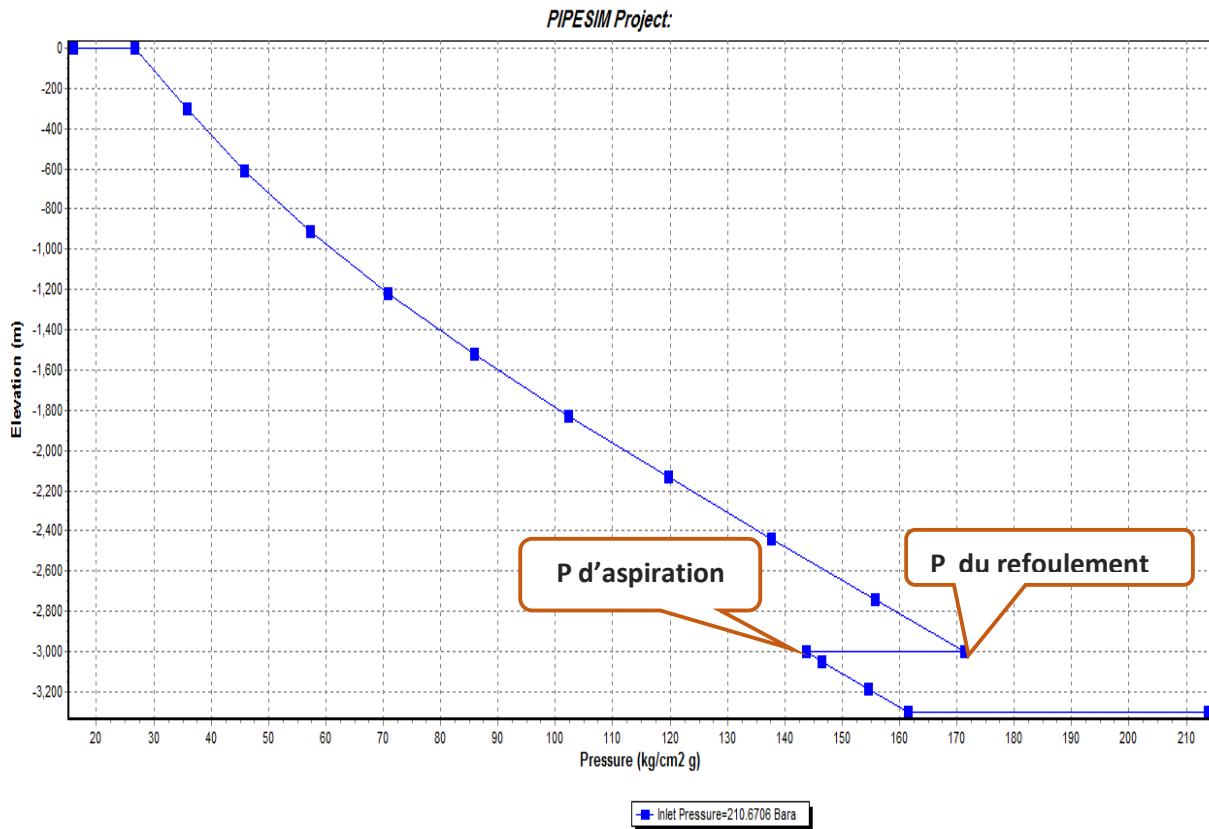
**III.4- Tableau choix de moteur :**

Type		Puissance	12.5hp
série	375	voltage	333.33volts
diamètre extérieur	3.75 pouce	l ampère	28amps

**III.5- Tableau choix de câble :**

Type	#10 Cu or #8 A	voltage de fond	333.33volts
Longueur	3030.48m	Voltage de surface	1087.21volts
max du courant	30amps	perte de voltage	753.88volts
		système totale KVA	52.66

**2- Profil pression avec la pompe ESP :**



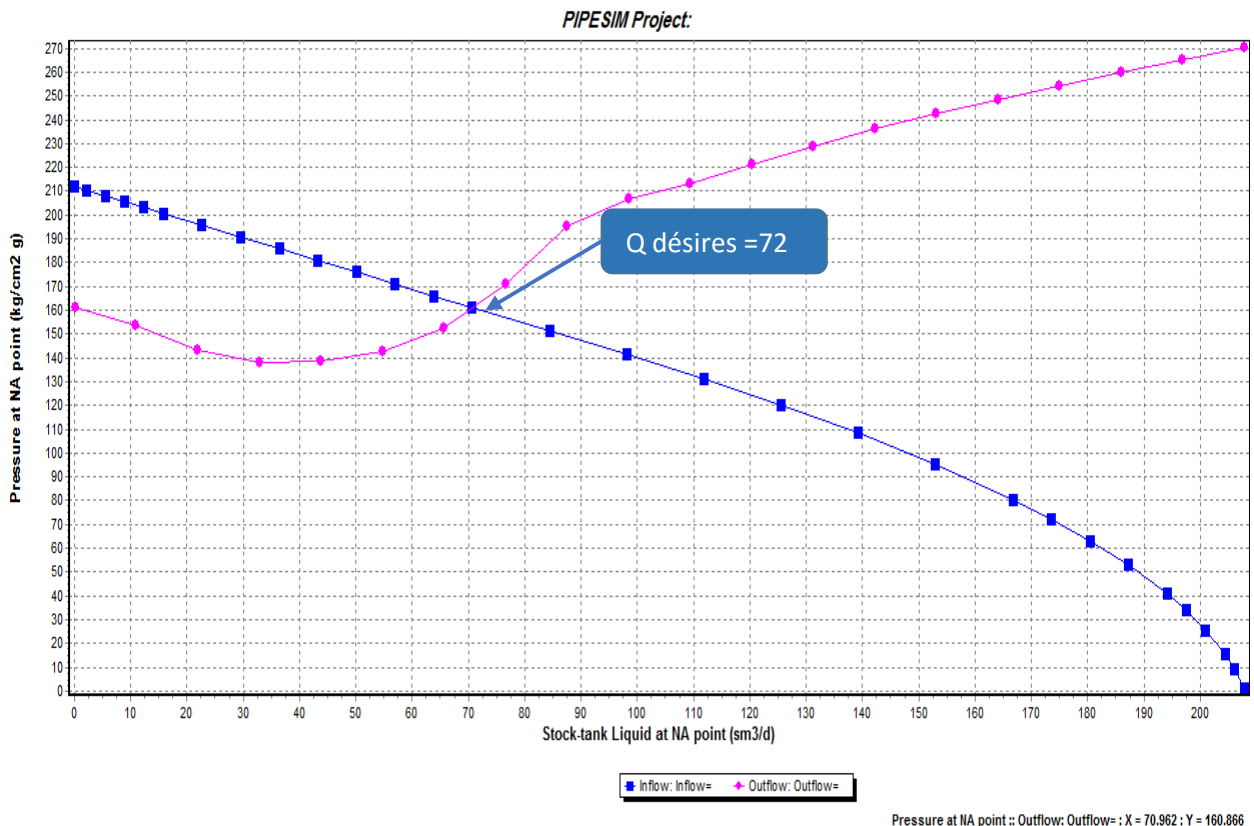
La courbe de variation de la pression

La courbe de variation de la pression à une profondeur de 3000 qui est la valeur du point d'installer la pompe ESP

De là, nous concluons:

- La pression d'aspiration 142 kg/cm<sup>2</sup>
- La pression du refoulement 173 kg/cm<sup>2</sup>
- La pression pfd 161 kg/cm<sup>2</sup>
- La pression pg 213 kg/cm<sup>2</sup>

### 3- Calcul des performances du puits selon l'état actuel avec l'ESP :



Les résultats de cette étude sont montrés dans la figure suivante :

On remarque qu'on a obtenu une augmentation du point de fonctionnement qui donne un débit élevé de fluide égal à 70.59 sm<sup>3</sup>/J

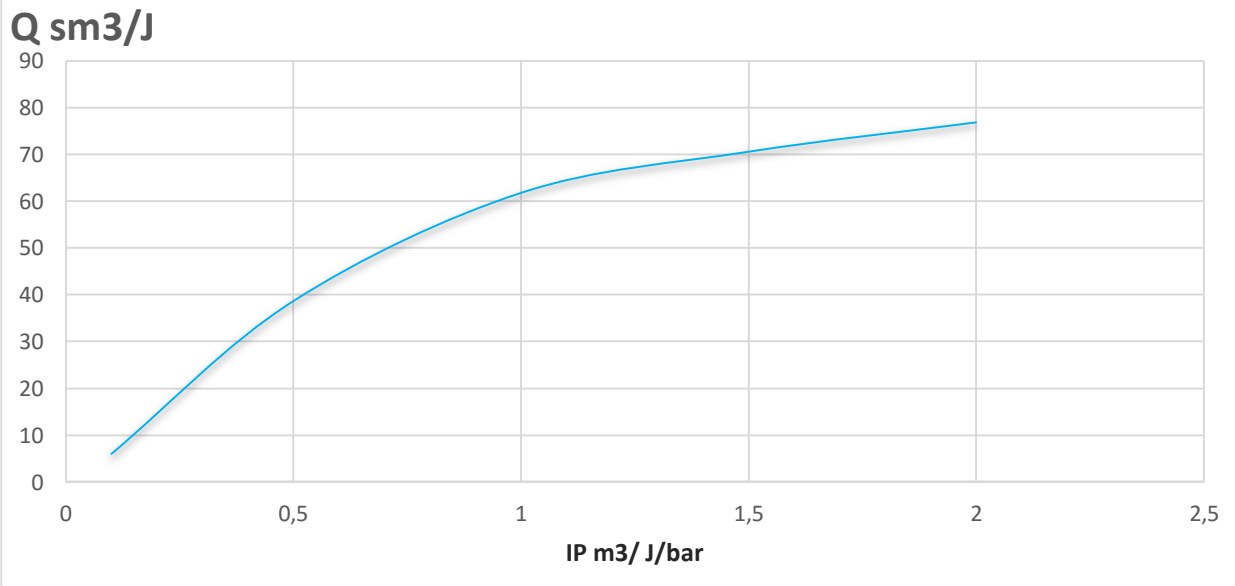
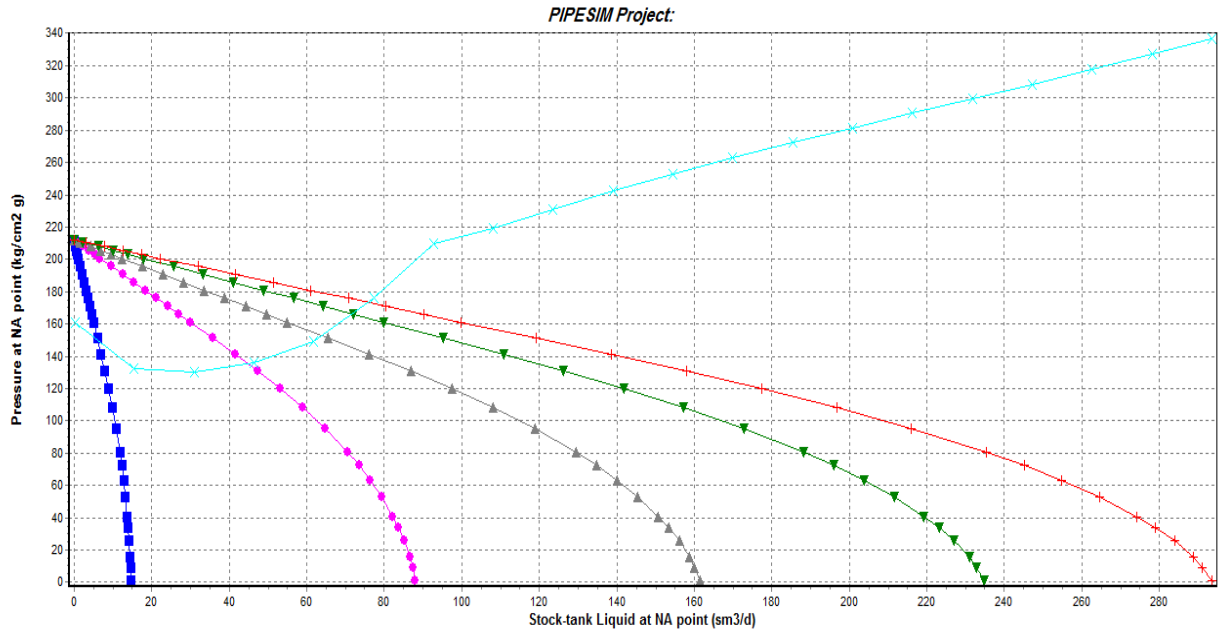
On peut voir qu'il y a une augmentation du débit de presque 2 fois par rapport à l'état actuel

#### Commentaires :

- Le puits est actuellement en attente GL
- Le calage du dernier jaugeage du **03/03/2017** montre que le puits produit à sa limite puisqu'il est freiné par les pertes de charge de l'outflow à cause de son GOR et sa P<sub>g</sub> faible

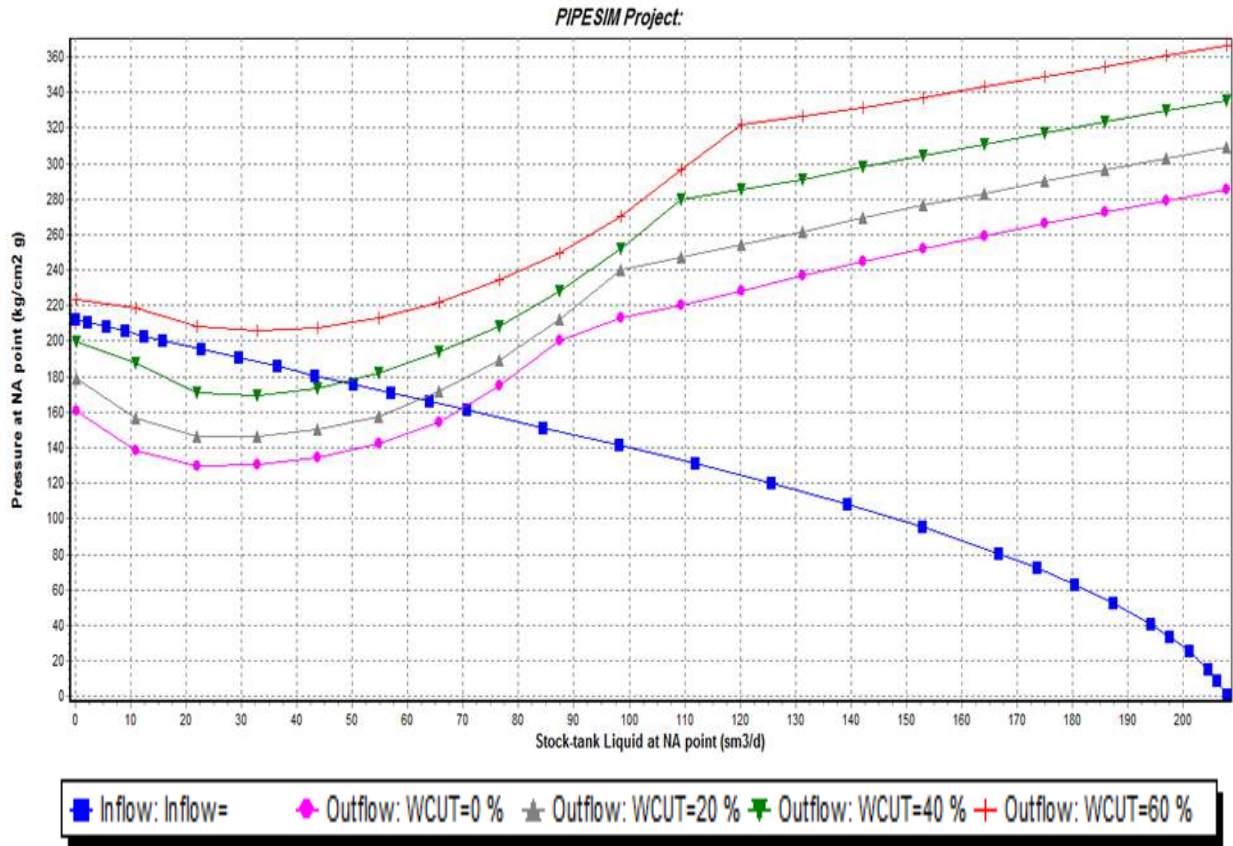
### III.8 Etude de sensibilité de l'indice de productivité IP de la pompe ESP :

L'indice de productivité est un paramètre important qui influe beaucoup sur le débit de puits, et la figure suivante montre cette influence :



Indice de la productivité de voir le deux courbe a un impact significatif sur la production

**III.9 Etude de l'influence du water cut sur la performance de la pompe ESP :**



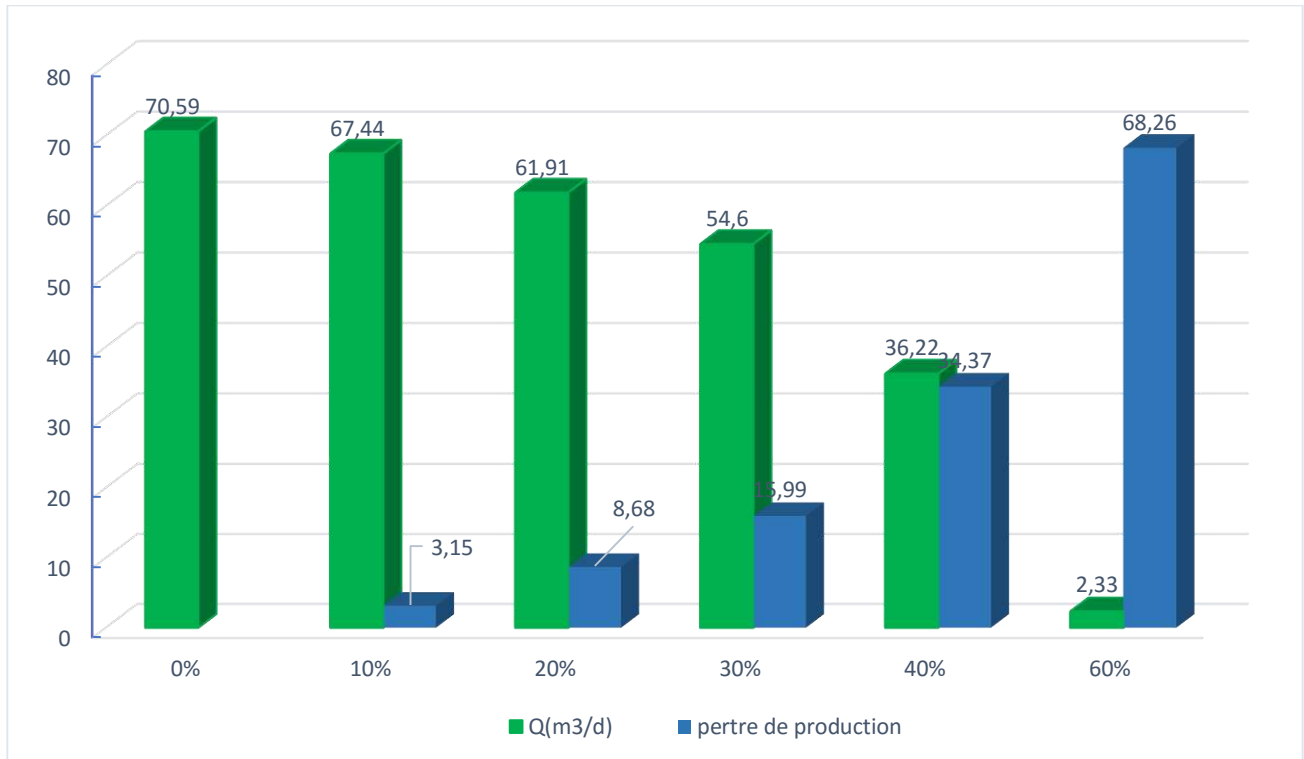
Le but de cette étude sur l'effet de l'évaluation du water cut sur la production. Le tableau suivant illustre les résultats

**III.6 Tableau diminution de la production en fonction du water cut.**

water cut	Q(cm3/d)	perdre de production
0%	70.59	
10%	67.44	3.15
20%	61.91	8.68
30%	54.6	15.99
40%	36.22	34.37
50%	2.33	68.26

On voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production.

Donc le water cut à un effet négatif .et pose problème futur très sérieux.



**Figure III.2 : Résultats d'utilisation de la pompe sur le puits HGA1**

L'histogramme montre que le puits nous donne des débits d'huile inférieure aux débits obtenus par l'utilisation de la pompe ESP, et que la perte de production est proportionnelle à l'évolution du water cut.

### **Conclusion :**

Le puits HGA1 a un bon potentiel mais il a des problèmes de lifting à cause de sa pression de gisement et son GOR faible. Les résultats de calcul montrent que le puits peut produire 3 m³/h d'huile avec la pompe. Alors qu'il est actuellement en attente GL.

### III.10.1 La Présentation Puits : HGA2

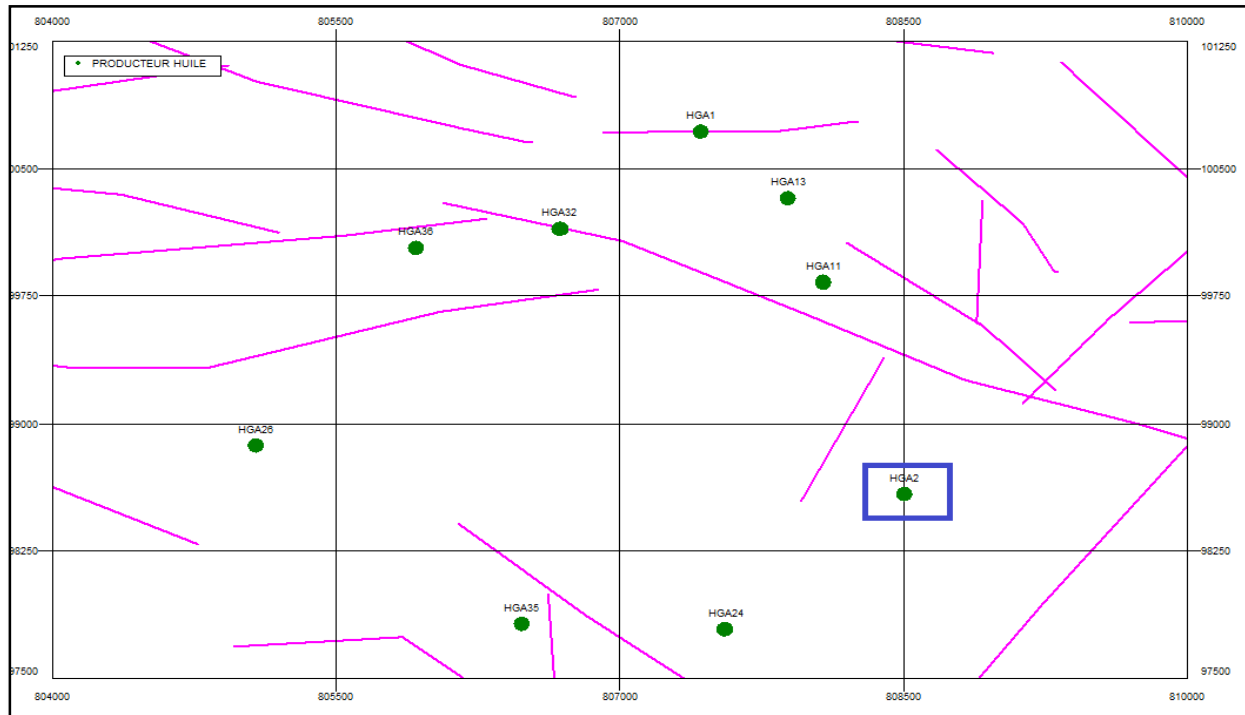
**Date Forage** : 05/02/1995

**Z Sol** : 145.4 (m)    **Z Table** : 153.1 (m)    **FOND** : 3534 (m)

**Situation** : PRODUCTEUR HUILE

**Etat** : Ouvert

**Manifold** : HGA



#### 1-Tops des Formations

- (QH) : de 3330 à 3371m
- (GEA) : de 3371 à 3390m
- (Z\_ALT) : de 3487 à 3509m

#### 2-COMPLETION: TUBING 3"1/2 VAM ANCRE

Liner mixte 4"1/2 LTC x CREPINE 4"1/2 LTC;

ANNEAU LARKIN A 3316,25M CS; TOP LINER A 3112.60M CS

TOP BOUCHON DE CIMENT 3401.00M CS (DE 3541M A 3401M CS)

### 3- Caractéristique de production des puits HGA2

#### III.7- Tableau Dernier jaugeage :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Pres. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupéré	Injectée	
03/11/2016	10	600	2.39	271.97	114	21	11.2	4.28	20	0.5548	0	0	-----
03/11/2016	10	600	2.77	273.20	99	21	4.8	4.28	28	0.4792	0	0	-----
20/01/2017	10	655	2.38	348.64	147	19.8	9.8	4.28	25	0.5256	0	0	-----

#### III.8- Tableau Test puits :

Test	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
BUILD UP	13/03/2005	333.26	181.36	29.7	Huile	3.67	.027	21.3	-	--	-3.53	11
BUILD UP	04/08/2005	334.09	203.69	34	Huile	3.35	.026	21	-	--	-3.04	11
BUILD UP	17/10/2007	339	191.5	30.8	Huile	3.43	.017	--	-	23	-3.61	11
EP BU	02/03/2008	327.7	175.67	28.8	Huile	2.68	.02	--	17	-	-2.99	11
BUILD UP	23/06/2011	270.53	173.1	21	Huile	4.63	.0562	--	47.5	-	-2.88	11
BUILD UP	30/10/2013	297.67	149.9	16	Huile	1.81	.012	--	11	-	-3	11

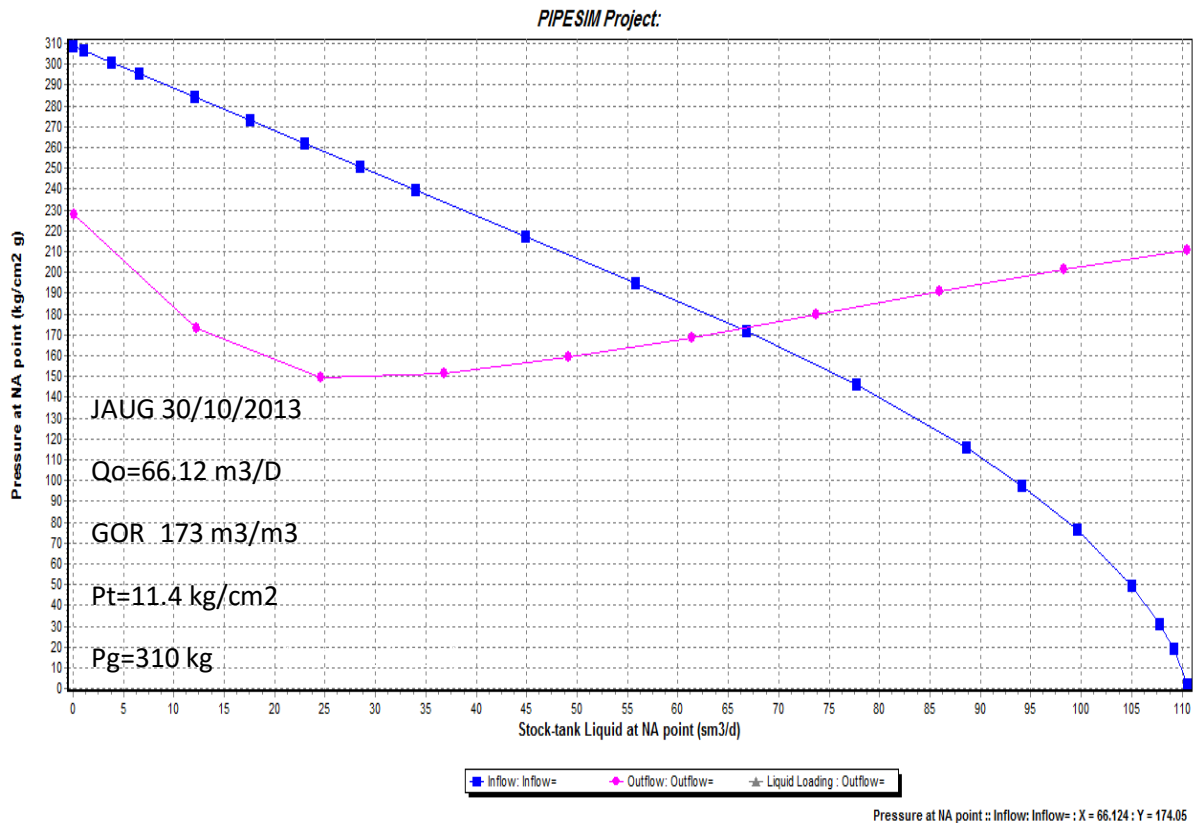
### III.10.2 Application de l'analyse nodale

#### III.9-Tableau Les données de PVT

les condition de surface	
temperature de surface(C)	35
Sp.gravite d eau	1.02
sp.gravite de gas	0.87
Sp.gravite d'huile	0.8
oil API gravite	45
temperature de fond(C)	119
pression de bulle	188
Bo	1.73
Q oil Actual (m3/h)	1.2
GOR(sm3/m3)	173
WC	0

#### 1-Résultats de la modélisation

##### a- Calage du jaugeage test du 02/11/2013 utilisant les résultats de BUILD UP du 30/10/2013





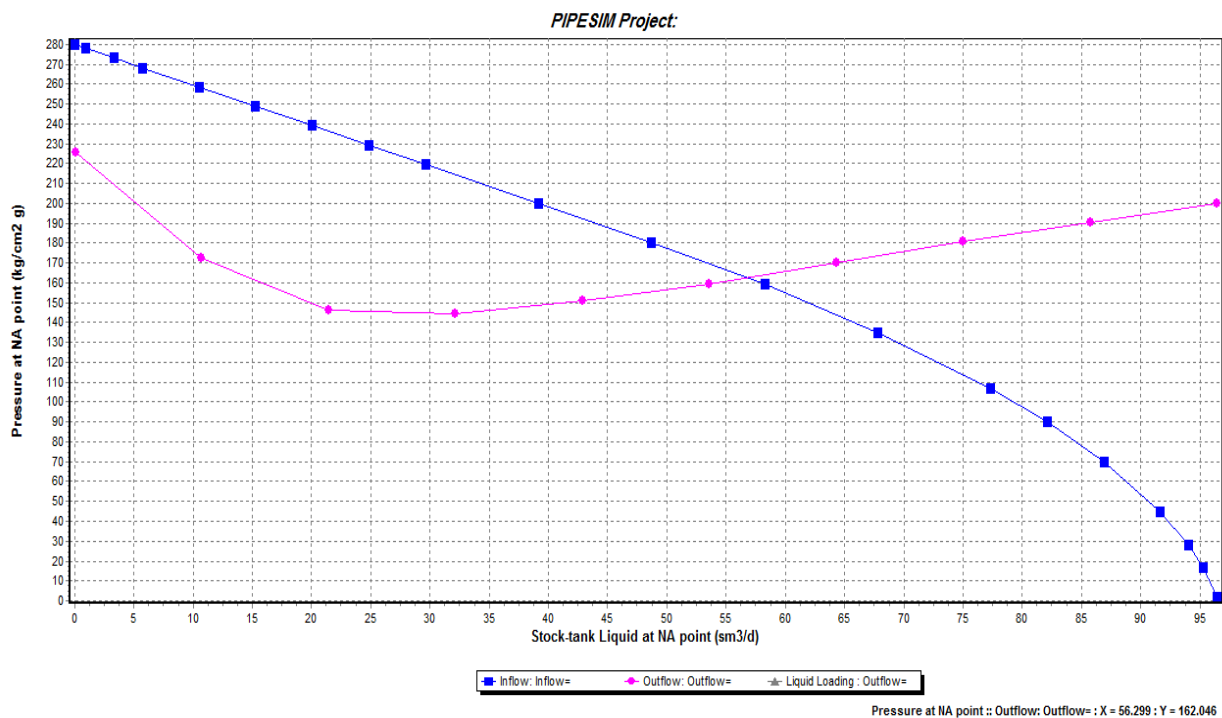
## Conclusion

D'après cette figure, on constate que les deux courbes en rencontrent le point de fonctionnement du puits en l'intersection de l'inflow (la performance du réservoir) et l'outflow (performance du tubing)

Pour la courbe rose représente la variation du débit en fonction de la variation de la chute de pression, pendant l'écoulement de fluide du font de puits jusqu'à la fin du système. L'interception des deux courbes représente le point de fonction de système Accompagné par les coordonnées suivantes ( $Q_0$ ,  $P_f$ ) au niveau de nœud qui est considéré au fond de puits.

### b- Calage de l'état actuel du puits jaugeage du 20/01/2017 (avant l'optimisation)

Donc le point de fonctionnement est le suivant comme le représente le graphe le fonctionnement donne le débit d'huile à l'état actuel.



- Depuis l'état initial on remarque que le débit n'est pas stable une fois chute puis une autre fois monte, mais toujours varié de moyen à faible débit

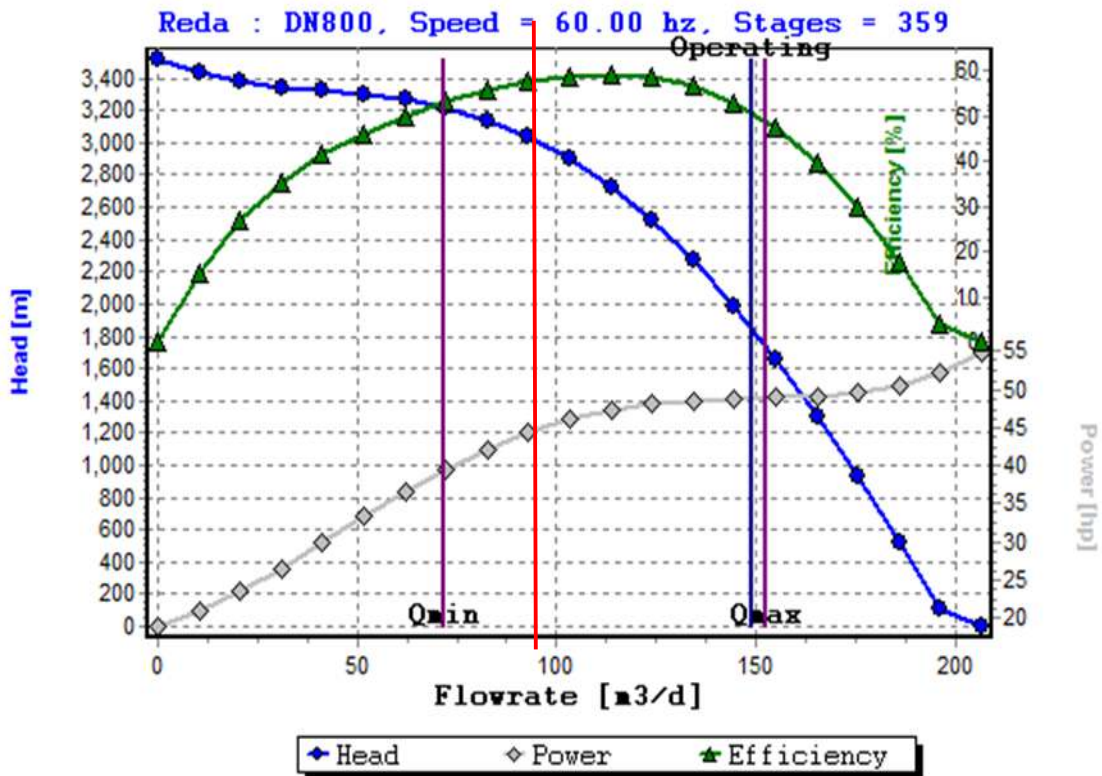
Qui explique son comportement instable où il s'étouffe fréquemment suite aux problèmes de lifting ceci est bien montré par le point de fonctionnement situant dans la partie d'instabilité voir le résultat de l'analyse nodale ci-dessous) en **effet le puits nécessite une activation POMPE**

débit de liquide désire (m3/d)	90
la pression de tête (kg/cm3)	20
Water-cut (%)	0
GOR(sm3/m3)	201
diamètre intérieur de casing (pouce)	4.044
la frequency (Hz)	60
L'efficacité de separateur (%)	90

### III.10.3 Design la pompe

#### 1-Choix de la pompe :

Le software fait des calculs par des équations intégrés 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 présente les résultats de calcul.



#### Les Données réelles

Débit désires = 90 m3/j

Débit total dans la pompe= 6.25m3/h

Diamètre intérieur de casing =4.044 pouce

**III.10-Tableau Les résultats avec pipesim**

la profondeur (m)	3000	2500	2000
h d'un seul étage(m)	7.74	7.81	5.98
TDH(m)	2780.03	2473.71	2153.17
nombre d'étage	359	320	334
pression de charge (kg/cm <sup>2</sup> )	244.01	210.38	174.50
pression de l'inake (bar)	44.94	31.92	19.83
volume de gas (%)	26	35	49
puissance total hp	56.10	49.74	47.86
densite de liquid	0.70	0.72	0.74

**Conclusion**

D'après ces résultats on a vu que le pourcentage de volume de gaz augmente on fonction de la diminution de la profondeur de la pompe donc il est recommander d'installer la pompe a une profondeur plus bas (3000m)

Le pourcentage de volume de gaz supérieur à 26% à une Q=90m<sup>3</sup>/j et profondeur=3000m Donc on peut installer la pompe à ce débit.

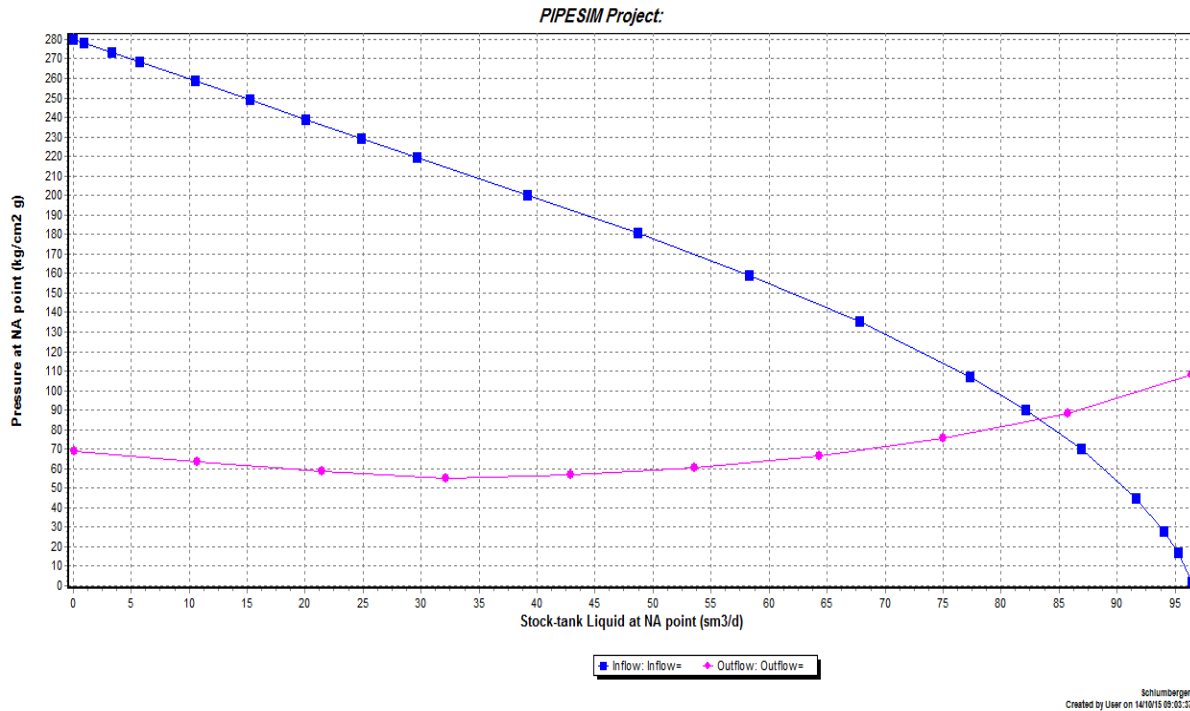
**III.11-Tableau Choix de moteur :**

Type		Puissance	51hp
série	375-series_s	voltage	740volts
diamètre extérieur	3.75 pouce	1 ampère	51amps

**III.12-Tableau Choix de câble :**

Type	#6 Cu or #4 A	voltage de fond	740volts
Longueur	3030.48m	Voltage de surface	1407.31volts
max du courant	51amps	perte de voltage	667.31volts
		système totale KVA	124.16

## 2- Calcul des performances des puits selon l'état actuel avec l'ESP :



### Conclusion :

Les résultats de simulation des performances de la pompe ont été très satisfaisants, puisque on peut atteindre un débit d'huile de l'ordre de 83.18 m<sup>3</sup>/d si on baisse la Pfd de 54.28kg/cm<sup>2</sup>. Ce puits révèle le meilleur candidat.

Puits de bon potentiel et de bonne capacité de production mais il a des problèmes de lifting à cause de sa pression de gisement et son GOR faible. Les résultats de calcul montre que le puits peut produit 83.18 m<sup>3</sup>/d'huile avec la pompe. Alors qu'il est fermé actuellement en attente GL.

## Conclusions

Après l'évaluation et l'étude qu'on a fait sur le puits HGA1, HGA2 au champ de HASSI GUETTAR, on a conclu que :

- ✓ L'avantage de la pompe c'est qu'elles permettent de diminuer la pression de fond dynamique considérablement en effet l'augmentation du Draw Down.
- ✓ 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 .....).
- ✓ Pour le premier essai de mode d'activation par le système ESP, les résultats donnent un débit mieux.
- ✓ Le mode d'activation ESP peut être une solution au champ de HASSI GUETTAR pour augmenter le taux de production.
- ✓ 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.
- ✓ Le gain de production d'huile après installation de pompe ESP de puits HGA1 est 40m<sup>3</sup>/j.
- ✓ Le gain de production d'huile après installation de pompe ESP de puits HGA2 est 17m<sup>3</sup>/j.
- ✓ L'étude de la sensibilité montre que l'IIP est le paramètre qui influe beaucoup au débit de production dans la mode d'activation avec un Pompe ESP.
- ✓ L'augmentation du pourcentage du Water Cut est toujours inversement proportionnelle à la production d'huile.

## Recommandations

Les recommandations qu'on peut suggérer

- ✓ - installer la pompe à la cote 3000m  
Type pompe (Reda D725N), Fréquence (50hz), Efficacité (55.90%), Moteur (375\_series\_s), Efficacité séparateur de gaz (90%), Débit huile entre (46.37m3/j-120.55m3/j).
- ✓ Faire des tests périodiques sur le puits pour mieux connaître le comportement de réservoir et la pompe.
- ✓ Faire l'optimisation de puits après chaque évolution des paramètres.
- ✓ Faire un contrôle quotidien de débit et la pression, la puissance et le rendement de la pompe pour assurer un bon fonctionnement de système ESP.

## **Bibliographies**

### ➤ **Liver**

1. Beggs, H. (2002). production optimization using nodal analysis . OKLAHOMA.
2. Brown, K. E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods
3. COSSE, R. (1988). techniques d'exploitation pétrolière.
4. H, D. B. (1999). Production Optimization using Nodal Analysis. Oil & Gas Consultants International Inc,
5. LLC.IHS, D. (2002). Well performance analysis.
6. Vogel, J. W. (1968.). inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells.

### ➤ **mémoires**

1. Contribution à l'étude de l'influence du water cut sur l'optimisation de Gas
2. Etude de la faisabilité d'installer les pompe

## **Rapport**

1. rapports journalies ONMZ 133
2. Schlumberger. (2002). Gas Lift Design and Technology.
3. Palke, M. R. (1996). Rapport nonlinear optimization of well production.



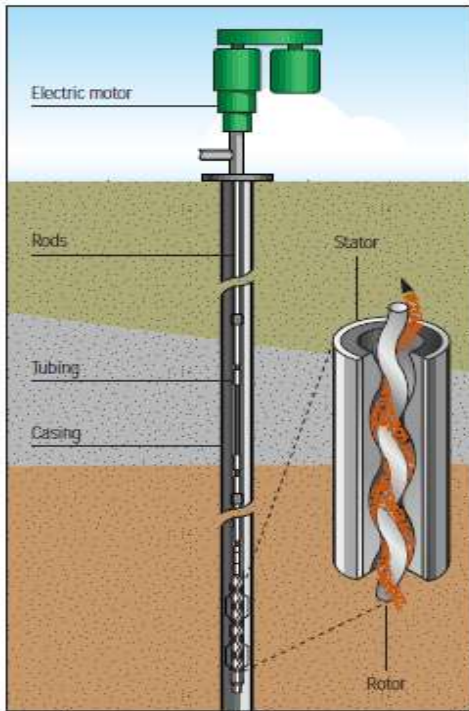
---

# ANNEXES

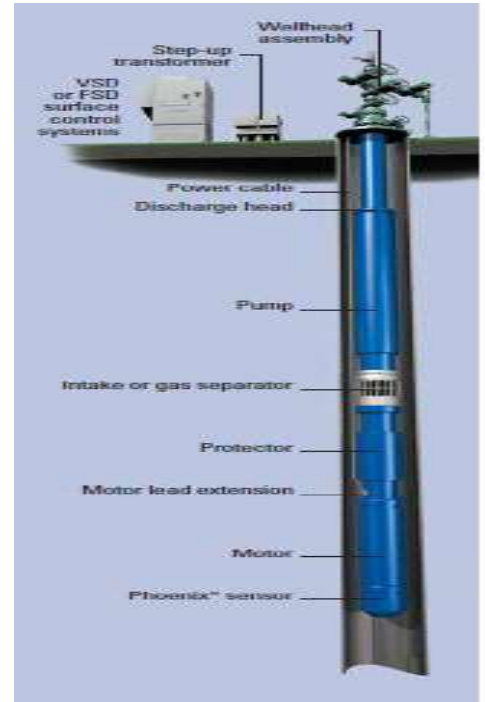
---



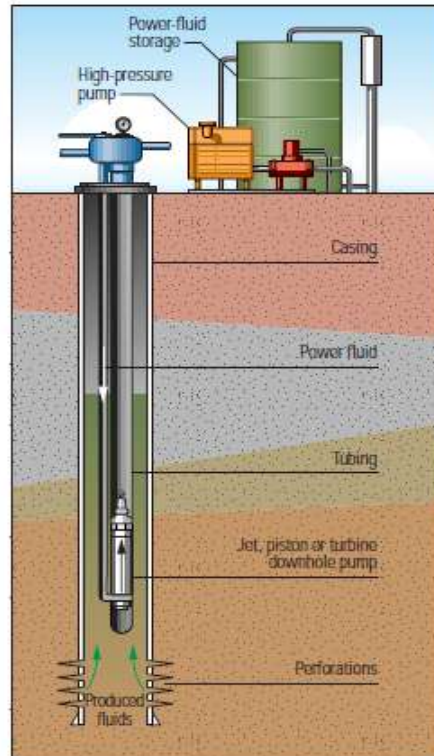




**pompes à cavités progressant**

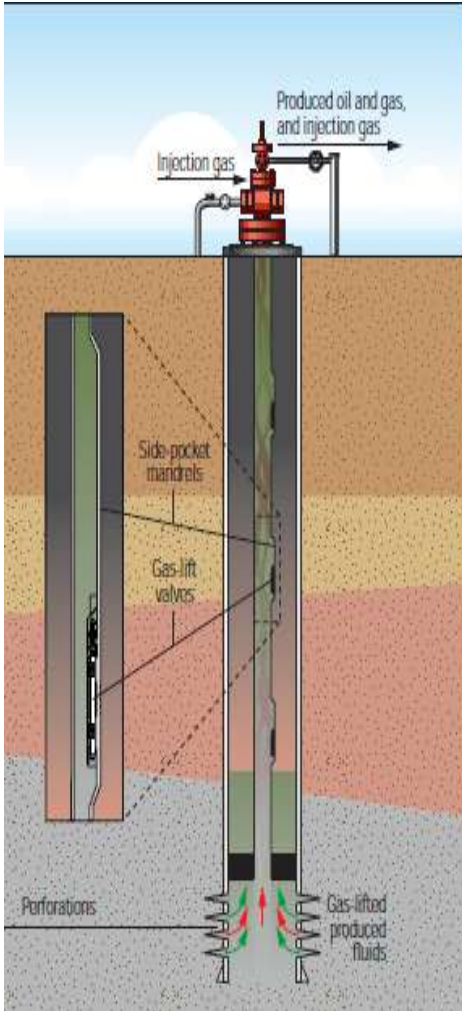


**Electric Submersible Pumping**

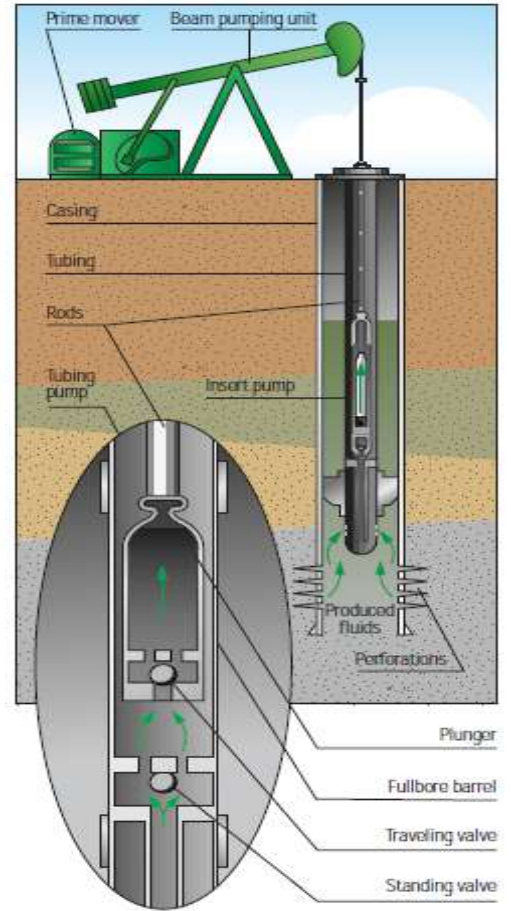


^ Hydraulic-lift pumping systems.

**pompe hydraulique de fond**



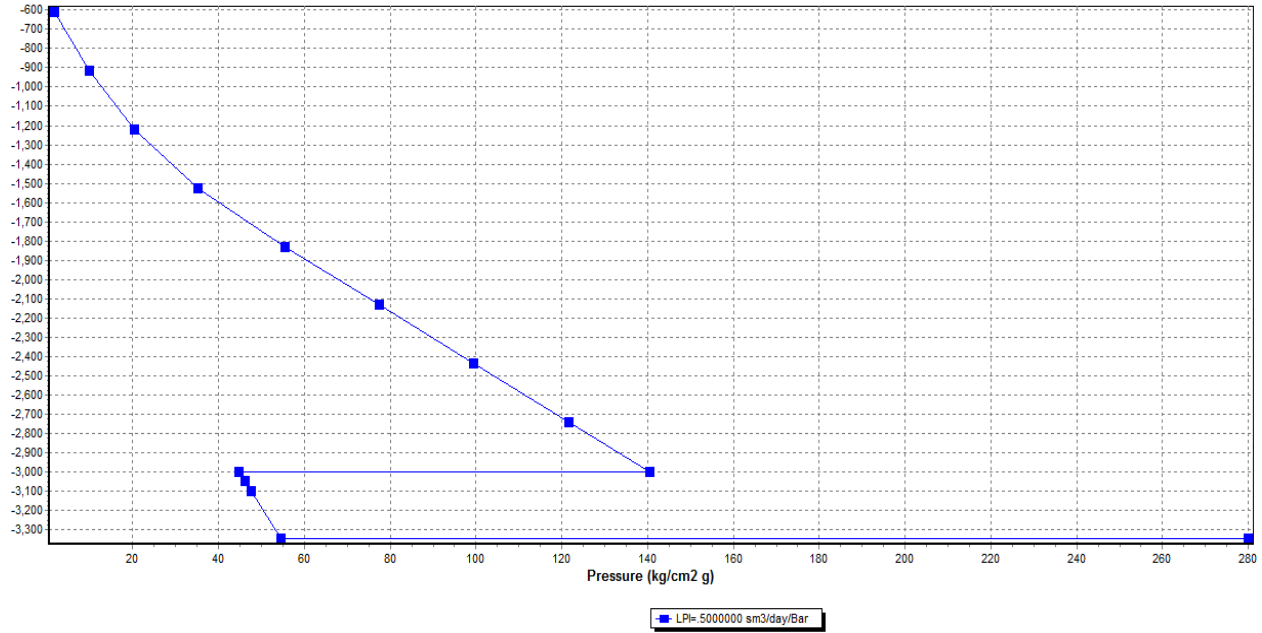
**Installation gaz lift**



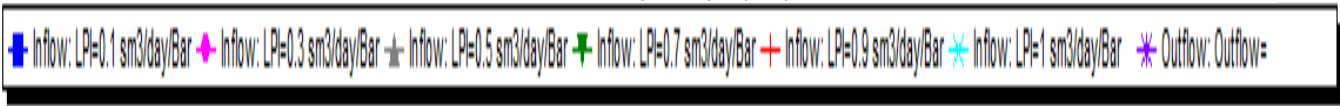
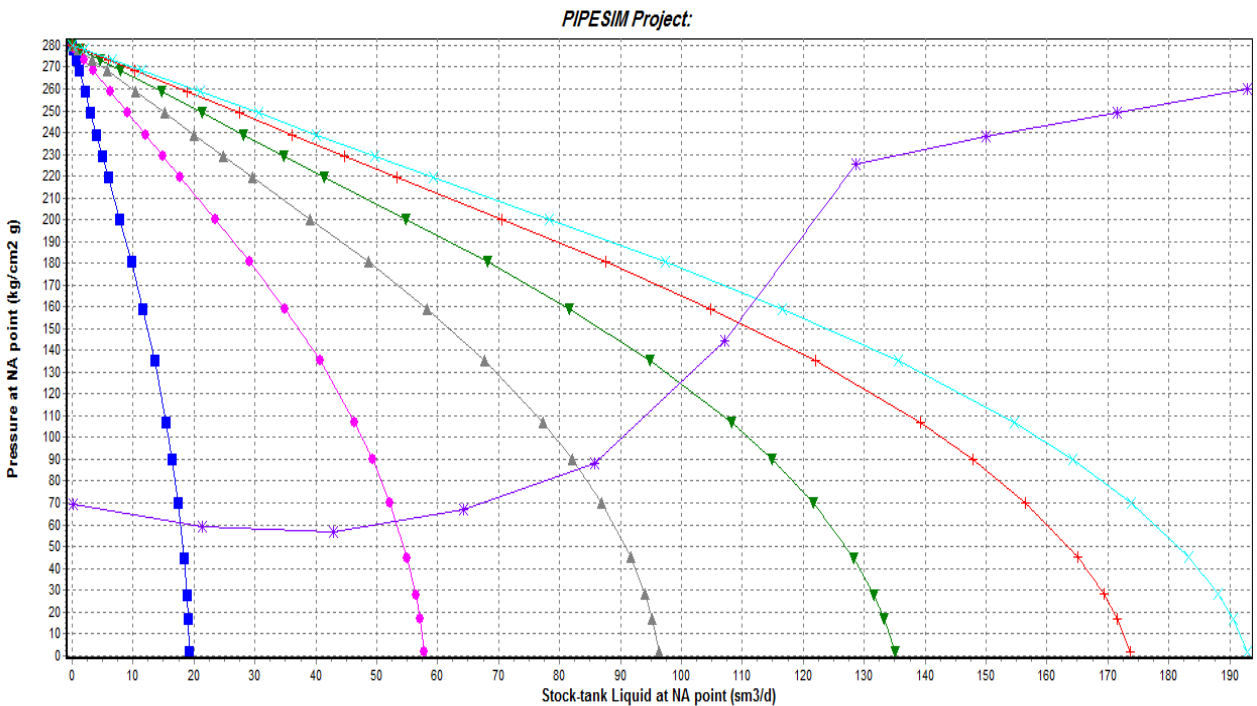
**suker rod pumping**

# ANNEXES

## L'influence du installé la pompe ESP sur la pression du puits HGA2:



## Etude de sensibilité de l'indice de productivité IP de la pompe ESP :





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

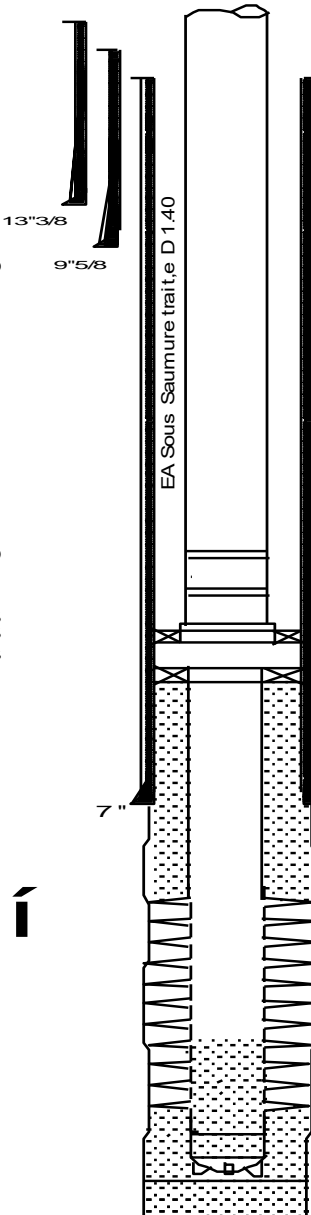
# COMPLETION 4"1/2 VAM ANCREE

# HGA 1

☒ : 807 431:14  
☒ : 100 716:71

Che RM 7 1/16 Tarauds 4 1/2 NV D x 4 3/4 H  
Ajust. avec 314 Jts + 3PJ 4 1/2 NV  
Csg 7" Coup. : 140m  
Tbg Head FMC 1 1/4 x 7 1/16 5000  
Adapteur FMC 7 1/16 x 4 1/16 500  
1 re VM + 2 me VM (FMC) 4 1/16  
Croix 4 1/16 x 3 1/8 5000

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SCND/TR
			375.00 13"3/8
			2348.00 9"5/8
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.67	3161.84	3168.89
126.20	87.78	3172.52	3179.57
139.60	103.20	3183.20	3190.25
144.10	101.60	3184.10	3191.15
		3185.53	3192.58
			3241.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3333.95	3341.00
		3493.95	3500.00
		3542.45	3549.50
		3542.95	3550.00
127.00	100.00	3592.95	3600.00



Z Sol : 145.80  
Z TABLE : 153.72  
Z 1 VM : 147.00  
H.S.G. : 7.92m

\* METT (RAS)-Test EA 7" x 9'5'8" ... 1500psi ck-EA 9'5'8" x 13'3/8"  
Tubing 4 1/2 NV MP110 13.5# Range 3  
Pds train: 52T (Boue D1.53)-CS: 6370#-Co

OTIS L Nipple "R" 4 1/2 NV L: 0.40m  
OTIS L Nipple "RN" 4 1/2 NV L: 0.41m  
Hallib Ratch Latch 4 1/2 New Vam L: 0.9  
Hallib Packer AWR 7" 32#-38# (Comp: 20  
Ensemble de suspension Brown  
Liner Packer-Liner Hanger-Swivel

Intervalle Perfos : 3492-3513m  
Isols par du ciment : 3467.5-3469.5  
Haut perfos : 3377.5-3375.5  
3351-3349.5  
3321-3332m

Tubing 4 1/2 LTC  
Top Bouchon de ciment (Refor.)  
BDC-2.5m 3-D 1.90

Bas perfos  
Sabot Brown 4 1/2 LTC

Top Ciment

Fond initial **WORK OVER: 1004.10**



SONATRACH  
DIVISION PRODUCTION  
REGION HASSI-MESSAOUD  
D.E.P

COMPLETION 3" 1/2 VAM ANCRE | HGA2

X = 779 795,00  
Y = 3 481 730,00

M M		COTES	
OD	ID	ELECVM	SONDTR
			343.00
88.90	76.00		2358.00
96.40	72.80		
		3079.55	3090.55
98.20	69.85		
		3089.49	3100.49
98.00	66.90		
		3099.40	3110.40
127.00	76.80		
		3100.00	3111.00
144.47	101.60		
		3101.00	3112.60
138.00	106.60		
			3260.00
1140	99.57		
1200	96.39		
		3304.45	3316.25
		3389.40	3401.00
127.00	100.00	3529.40	3541.00

