

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

Présenté Par :

SAADALLAH Aimen & HENNACHE Abdellah

-THÈME-

**Contribution à l'amélioration de la production
par l'optimisation du gaz lift et la
Pompe ESP dans le champ de Hassi Messaoud
ÉTUDE DE CAS: PUITES OMJZ21**

Soutenu le : 30 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

jury :

Présidente
Examineur
Encadreur
Co-Encadreur

Mme. SOUCI Fatima Zohra
Mme: CHELGHEME Fariha
Mr: HAMZAI OUI Louanes
Mr: ATLILI Med Elhadi

U. K. M. OUARGLA
U. K. M. OUARGLA
U. K. M. OUARGLA
U. K. M. OUARGLA

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions Dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le Courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de nous avoir éclairés Dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il nous réserve pour l'avenir.

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur **Mr. HAMZIOUI LOUANES** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux, sans oublier Les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail.*

*Nous remercions chaleureusement nos promoteurs **Mr.ATLILI Med Elhadi***

Nous remercions aussi Tous les ingénieurs du dp sonatach irara Hassi Massoud

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



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédicé ce modeste travail :

*J'ai toujours **pensé** faire où **offrir** quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consentis des efforts rien que pour me voir réussir, Et voilà, l'occasion est venue.*

***A ceux** qui m'ont donnés la **vie**, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.*

***A ceux** qui sont la source de mon **inspiration** et de mon **courage**, à qui je dois de **l'amour** et la **reconnaissance**.*

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration et de courage....merci **PÈRE**.*

*A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité....merci **MÈRE**.*

A mes chères tantes : rima , wafa, zakia, hiba,bassma

A mon cher frère : wassim

A ma chère sœur : wissem

Atout les petits : ritej ,miral,taim

A mes cousins et mes cousines pour leurs soutiens particulièrement: ilyes et slimen ,nouha,ines,lamis

A mon très cher binôme : hennache abdallah

À mes meilleurs amies :amira,nabil, amine ,hamouda ,raouf, soufiane,nadhir,hossem,badi ,souhaila,chahinez roufaida,lyna ,manel

A tout qu'il me connue soit de proche ou de loin.

Saadallah Aimen

Dédicaces

*J'ai le grand honneur de dédis ce modeste travail :
J'ai toujours **pensé** faire où **offrir** quelque chose à mes parents en
signe de
reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consentis des efforts rien que
pour me voir
réussir, Et voilà, l'occasion est venue.*

*A **ceux** qui m'ont donnés la **vie**, symbole de beauté, de fierté, de
sagesse et de
patience.*

*A **ceux** qui sont la source de mon **inspiration** et de mon **courage**, à qui
je dois de
l'**amour** et la **reconnaissance**.*

*A celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage....merci PÈRE.*

*A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la
responsabilité....merci MÈRE.*

A mon cher frère Farid.

A ma chère sœur : Nouha.

A mes chers oncles

A mes chères tantes

Atout les petits : Islam, Miral, Iyad.

A mon très cher binôme : Saadallah Aimen.

A tout qu'il me connue soit de proche ou de loin.

Abdellah

Résumé

Le champ Hassi Messaoud après une longue période d'exploitation a subi une chute de la pression de gisement, la disponibilité du gaz rend la méthode du gaz lift la plus pratique pour le liftage.

Les modes d'injection de gaz lift dans le champ Hassi Messaoud ne permettent pas de garder le débit d'injection optimum, il y a toujours un excès de gaz qui provoque le freinage dans le réseau, avec le temps le niveau statique de l'huile chute, ce qui rend le gaz lift très limité.

Mais avec le développement de technologie, des nouvelles méthodes d'activation de puits sont apparues notamment la pompe ESP.

Plusieurs expériences ont été réalisées dans le champ Hassi Messaoud dans le puits OMJZ21 dans ce projet on va évaluer leurs performances, leurs
Pour réaliser l'étude on a utilisé le logiciel « PIPESIM ».

Mots clés: Analyse nodale, logiciel PIPESIM, optimisation, éruption naturelle, gaz lift, ESP.

Abstract

The field Hassi Messaoud after a long period of exploitation has suffered a fall of the reservoir pressure, the availability of gas makes the gas lift method the most practical for lifting.

The modes of injection of gas lift in the field Hassi Messaoud do not allow keeping the injection rate optimum, there is always an excess of gas that causes the braking in the network, over time the static level of the oil falls, making the gas lift very limited.

But with the development of technology, new methods of well activation especially the ESP pump.

Several experiments were carried out in the Hassi Messaoud field in the well OMJZ21 in this project we will evaluate their performances, their
To carry out the study, the "PIPESIM" software was used.

Key words: Nodal analysis, PIPESIM software, optimization, natural eruption, gas lift, ESP.

LISTE DES ABREVIATIONS

IPR: Inflow Performance Relationship.

IP: Index de Productivité.

ESP: Electric Submersible Pump.

GOR: Gas Oil Ratio.

TDH: Total Dynamic Head.

WOR: Water Oil Ratio.

ΔP : Perte de charge.

Pwf: well flowing pressure (pression de fond dynamique) (kg/cm²).

BHT: bottom hole temperature.

PIP: pump intake pressure (bar).

WHP: well head pressure (la pression de tête) (bar).

VLP: Vertical Lift Performance.

GL : gaz lift

MD (Mesurment depth): Mesure de la profondeur de puits, et ces différents valeurs correspondent différents cotes.

TVD (trou vertical depth): Mesure verticale de la profondeur de puits.

VSD : Variable Speed Drive.

Liste des figures :

N°	Figure	Page
I-1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	03
I-2	Les zones de champs hassi Messaoud	04
II-1	Point de fonctionnement	08
II-2	Schématisation du system « Gisement – Puits – Surface ».	11
III-1	Principe de gaz lift.	13
III-2	Gas lift continue et intermittent.	14
III-3	Types des complétions	16
IV-1	Pompe centrifuge immergée et ses composants.	22
IV-2	Moteur électrique.	24
IV-3	Le câble ESP	24
IV-4	Le principe de fonctionnement de la pompe ESP.	26
IV.5	La courbe caractéristique d'un étage de la pompe.	27
V.1	Carte de position de puits OMJZ21	32
V.2	Fiche technique du puits OMJZ21.	36
V.3	Historique de production du puits OMJZ21.	37
V.4	Performance du puits OMJZ21 état initial	38
V.5	Performance du puits OMJZ21 état actuel.	39
V.6	Performance du puits OMJZ21 activé par Gaz Lift	41
V.7	Influence du l'IP sur la performance du puits OMJZ21 avec gaz lift	42
V.8	Influence de la Pg sur la performance du puits OMJZ21 activé par le Gaz Lift.	43
V.9	La courbe caractéristique d'un étage de la pompe sélectionné	46
V.10	Performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.	46
V.11	Influence de l'IP sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.	47
V.12	Influence de la Pg sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.	48
V.13	Influence de la vitesse de rotation sur la performance du puits OMJZ21 activé par ESP.	49
V.14	Influence de GOR sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.	50

Liste des tableaux:

I-1	Les données PVT de champs HMD	04
I-2	Paramètres pétro-physique moyen	04
V.1	le puits sélectionné à cette étude.	30
V.2	Différentes données concerne le réservoir pour le puits OMJZ21.	33
V.3	Différente mesure de profondeur de puits OMJZ21.	33
V.4	Données de tubing et de casing (OMJZ21)	34
V.5	Données de température (OMJZ21).	34
V.6	Données de gradient de pression et de température (OMJZ21).	35
V.7	Historique de jaugeage du puits OMJZ21.	36
V.8	Données de calcul pour l'état initial (OMJZ21).	37
V.9	Données de calcul pour l'état actuel (OMJZ21).	39
V.10	Données de calcul pour un état de Gaz lift (OMJZ21).	40
V.11	Ex de résultat d'étude de l'influence du l'IP sur la performance du puits OMJZ21 avec GL.	43
V.12	Ex de résultat de l'Influence de la Pg sur la performance du puits OMJZ21 avec GL.	44
V.13	Données de calculs pour le puits OMJZ21 avec ESP.	44
V.14	Résultat de choix de la pompe pour (OMJZ21).	45
V.15	Résultat de choix du moteur pour (OMJZ21).	47

Sommaire:

Dédicace	
Remerciement	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	01
Chapitre I : Représentation sur le champ de Hassi Messaoud	
I.1 Historique du champ	02
I.2 Situation géographique	02
I.3 Description du réservoir	03
I.4 PVT de champs	04
I.5 Caractéristiques petro physique moyenne du réservoir cambrien	04
I.6 problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud	05
I.6.1 Problème des dépôts	05
I.6.2 Percé de gaz	06
I.6.3 Chute de la pression du gisement	06
Chapitre II : Analyse nodale	
II.1. Introduction	07
II.2. Analyse nodale	07
II.3. Objectifs de l'analyse nodale	09
II.4. Applications de l'analyse nodale	10
II.5. Schématisation de système de production "gisement – puits –surface	10
II.6. Conclusion	11
Chapitre III: Généralité sur les méthodes de gaz lift	
III.1. Introduction	12
III.2. Principe de gaz lift	12
III.3. Types de gaz lift	13
III.3.1. Classification suivant le mode d'injection	13
III.3.2. Classification en fonction de circuit d'injection	15
III.4. Classification en fonction de la complétion	16
III.5. Les principaux paramètres du gaz lift	17

III.5.1. Pression en tête de puits (Well head pressure)	17
III.5.2. Pression du gaz injecté	17
III.5.3. Profondeur de l'injection du gaz	17
III.5.4. L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S)	18
III.6. Application du gaz lift	18
III.6.1. Les puits à huile	18
III.6.2. Les puits à eau	18
III.6.3. Nettoyage du puits injecteur	18
III.6.4. Démarrage des puits	19
III.7. Avantages et inconvénients	19
Chapitre IV : Les pompes électriques submergées (ESP)	
.IV.1. Introduction	20
.IV.2. Les équipements de fond	20
.IV.2.1. La Pompe	20
.IV.2.2. Séparateur	22
.IV.2.3. Protecteur	23
.IV.2.4. Le Moteur	23
.IV.2.5. Le Câble ESP	24
.IV.3. Équipements de surface	25
.IV.3.1. La tête de puits (Wellhead)	25
.IV.3.2. Armoire de contrôle	25
.IV.3.3. Moniteur de pression et de température	25
.IV.3.4. Transformateur	25
.IV.3.5. Boîte De jonction "Junction box"	26
.IV.3.6. Centralisateur	26
.IV.4. Principe de fonctionnement de la pompe ESP	26
.IV.5. Choix d'une pompe	27
.IV.6. Les problèmes rencontrés avec l'esp	28
.IV.7. Conclusion	28
Chapitre V: Etude d'un cas.	
V.1. Sélection des puits candidats	29
V.1.1. Les critères de sélection des puits candidats	29
V.1.1.1. L'indice de productivité	29

V.1.1.2.	Le pourcentage du gaz produit	29
V.1.1.3.	Présence des particules solides dans le brute (sables dépôts asphaltes)	29
V.1.1.4.	Présence de sel	30
V.1.1.5.	Existence de maintien de pression est préférable	30
V.1.1.6.	Puits non éruptif ou faible débit	30
V.1.1.7.	Proximité d'une source électrique	30
V.1.1.8.	Disponibilité des données	30
V.2.	La collection des données	31
V.2.1.	Paramètres de réservoir	31
V.2.2.	Paramètres de puits	31
V.2.3.	Paramètres de PVT	31
V.2.4.	Paramètres de jaugeage	31
V.3.	Méthodologie de travail par software PIPESIM	31
V.4.	le puits OMJZ21	32
V.4.1.	Position du puits OMJZ21	32
V.4.2.	Données de réservoir	33
V.4.3.	Données de tubing	33
V.4.4.	Données de PVT	34
V.4.5.	Données de jaugeage	36
V.4.6.	Performance de puits OMJZ21	37
V.4.6.1.	L'état initial (puits sans GL et sans ESP)	37
V.4.6.2.	L'état actuel (puits OMJZ21 sans GL et sans ESP)	39
V.4.6.3.	Puits OMJZ21 avec GL	40
a)	Etude de l'influence de l'indice de productivité IP	42
b)	Etude de sensibilité de pression de gisement	43
V.4.6.4.	Puits OMJZ21 avec pompe ESP	44
a)	Choix de la pompe	45
b)	Choix de moteur	47
c)	Etude de influence de l'indice de productivité IP	47
d)	Etude de l'influence de la pression de gisement Pg	48
e)	Etude de l'influence de la vitesse de rotation de la pompe (exprimé en fréquence)	49
f)	Etude de l'influence de GOR	50
V.5.	Conclusion	50
Conclusion générale		51

Recommandations

52

Bibliographie

Annexe

• Introduction générale

Au début, Quand l'huile est trouvée dans le réservoir, il 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 l'ascenseur artificielle sont exigées pour élever le fluide à la surface et obtenir la récupération maximale d'huile. Il y a quatre systèmes de l'ascenseur artificiels disponible comme inscrit au-dessous:

- + pompes de la tringle de la sucette (Sucker rod pumps)
- + pompes hydrauliques
- + gaz lift
- + pompes submersibles électriques (ESP)

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 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 monitoring et de management de production performant a encouragé son utilisation comme un moyen efficace de lifting dans le monde.

La tendance dans certains pays est actuellement vers l'utilisation de cette technique de lifting au détriment d'autres techniques en particulier le GL. [2]

Sur le plan économique il est recommandé de mener une étude technico-économique en comparant l'impact et le bénéfice de chaque technique à long terme afin d'opter pour une telle ou telle technique.

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 ou bien pour remplacer le GL dans les puits assistés par le gaz lift. 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.

I.1 Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

I.2 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud- sud-est d'Alger et à 300 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2000 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :
 - 790.000 @ 840.000 EST
 - 110.000 @ 150.000 Nord
- En coordonnées géographique :
 - Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
 - Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35° [1]



Figure I-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.3 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir cambro –ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile

avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élève jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle

compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm².

Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province

contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

I.4 Pvt de champs :

Les données PVT sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau I-1 : les données PVT de champs HMD.

Densité de l'huile	Densité de gaz	Viscosité de l'huile (cp)	Facteur volumétrique de l'huile (Sm^3/Sm^3)	GOR (Sm^3/Sm^3)	Pression de bulle (bar)
0,8	0.85	0.2	1.7	183-223	158-195

I.5 Caractéristiques petro physique moyenne du réservoir cambrien :

Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3 où :

- **Zone Ri** : Grés fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grés anisométrique, réservoir principal de Hassi-Messaoud (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grés grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves). [1]

Tableau I-2 : Paramètres pétro-physique moyen.

Réservoir	K moy (md)	ϕ moy %	Swi %
Ri	1	7	17
Ra	15	8	10
R2	2.5	10	17

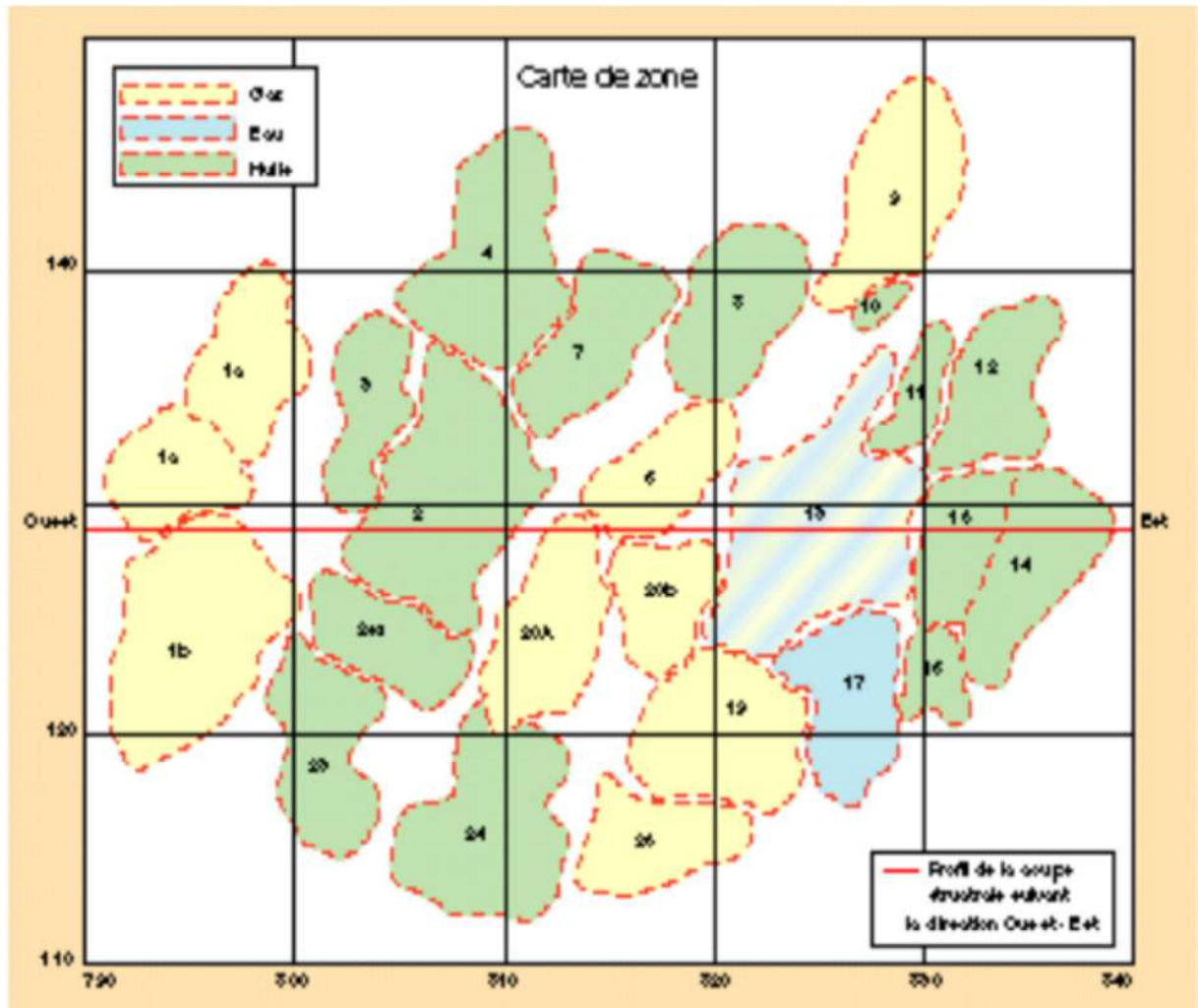


Figure I-2 : Les zones de champs Hassi Messaoud.

I.6 Problèmes d’exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud :

I.6.1 Problème des dépôts

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'asphaltâtes 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.

I.6.2 Percé de gaz

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 gaz 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.

I.6.3 Chute de la pression du gisement :

Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs, d'où la nécessité à les méthodes d'activation.

La Disponibilité du gaz HP rend le gaz lift la méthode la plus pratique dans le champ de hassi Messaoud, mais récemment le gaz lift à beaucoup des problèmes principalement sont les suivants :

- ❖ Le gaz injecté n'est pas optimisé spécialement avec l'injection à travers le concentrique.
- ❖ Le problème de givrage.
- ❖ Faible pression de réseau.
- ❖ Le freinage dans le réseau provoqué par l'excès de gaz.
- ❖ En terme gain en production le gaz lift est limité.
- ❖ Chute du niveau de liquide rend le gaz lift moins efficace.

II.1. Introduction :

Tous les puits de production sont forés et complétés pour déplacer les fluides à partir de son emplacement d'origine dans le réservoir vers la cuve de stockage. Le transport ou le déplacement de ces fluides a besoin d'énergie pour vaincre la contre pression et les force de frottement, Les fluides doivent se déplacer de réservoir vers le système de canalisation et le séparateur.

La chute de pression dans l'ensemble du système à tout moment est la pression de fluide initiale moins la pression de fluide finale. Cette chute de pression est la somme de la chute de pression provenant de l'ensemble des composants du système, la sélection et le dimensionnement des différents composants est très important.

La conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée de la performance du réservoir et système de pipe. La quantité d'huile et de gaz circulant dans le puits du réservoir dépend de la chute de pression dans le système pipe, et la chute de pression dans le système dépend de la quantité de fluide qui le traverse, le Système de production doit être bien analysée comme une seul unité composée de plusieurs composantes liées entre eux. Le taux de production de puits peut souvent être sévèrement limité par la performance d'un seul composant dans le système. Si l'effet de chaque composant sur la performance totale du système peut être isolé, la performance du système peut être optimisée de la façon la plus économique le plus rentable.

II.2. Analyse nodale :

II.3.

Afin de modéliser le système de production il est très compliqué de définir un model physique qui définit l'écoulement de fluide de réservoir vers le séparateur, la théorie de l'analyse nodale permet de résoudre ce problème par la division de système en deux partie en un point s'appelle le nœud en respectant la loi physique ($\text{in flow} = \text{out flow}$), le nœud est définis par différentes équations ou corrélation qui modéliser l'écoulement a l'entrée 'in flow' et à la sortie de le nœud 'ou flow' .

Une méthode graphique permet de trouver la pression et le débit en ce point. Il suffit de Tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir in flow et a réponse du tubing out flow, Ces deux courbes se coupent en un point qui sera le point de fonctionnement du puits, comme

indique la figure suivante :

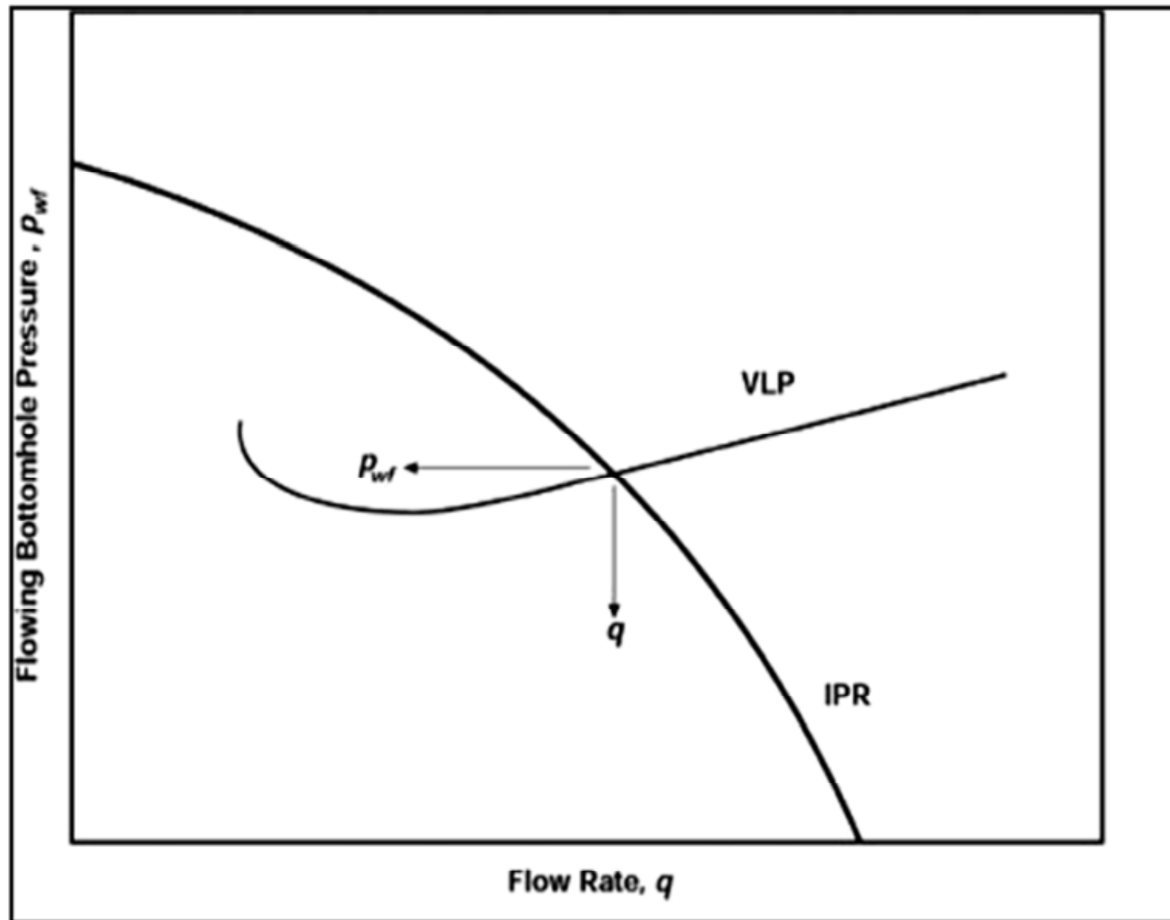


Figure II-1 : Point de fonctionnement.

Les pertes de charge à partir du réservoir vers la surface :

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfs} \quad : \text{Perte dans le milieu poreux.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad : \text{Perte le long de complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} \quad : \text{Perte le long des restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} \quad : \text{Perte le long des vannes de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wk} - P_{DSC} \quad : \text{Perte dans la de duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad : \text{Perte dans les conduites de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wk} \quad : \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wk} - P_{sep} \quad : \text{Perte totale dans les collectes.}$$

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

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

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression de ce dernier est déterminée par :

In flow : $P_{\text{nœud}} = P_r - \Delta P$

Out flow: $P_{\text{nœud}} = P_{\text{tête}} + \Delta P$

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante, avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées la pression de nœud se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation. [3]

II.4. OBJECTIFS DE L'ANALYSE NODALE :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

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

- ❖ Vérification de chaque composant dans le système de puits pour déterminer s'il est inutile de limiter le débit.
- ❖ Permettre aux opérateurs et aux ingénieurs pour connaître rapidement comment faire pour augmenter la production.
- ❖ Permettre aux ingénieurs de concevoir le bon reconditionnement (work-over) sur les puits existants et évaluer les résultats afin d'augmenter la production. [7]

II.5. Applications de l'analyse nodale :

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

- ❖ Choix du diamètre du tubing.
- ❖ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- ❖ Optimisation de la production par un system de pompage (ESP).
- ❖ Choix du diamètre de la dusse de surface.
- ❖ Optimisation de la production par gaz lift.
- ❖ Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- ❖ Evaluation des puits stimulés.
- ❖ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. [3]

II.6. Schématisation de système de production "gisement – puits - surface" :

En utilisant l'Analyse Nodale, le système de production "Réservoir – Puits - Surface" est schématisé comme une succession de modules principaux, dont chacun est défini par une série de paramètres caractéristiques et connecté au module subséquent par un nœud (Figure II-2).

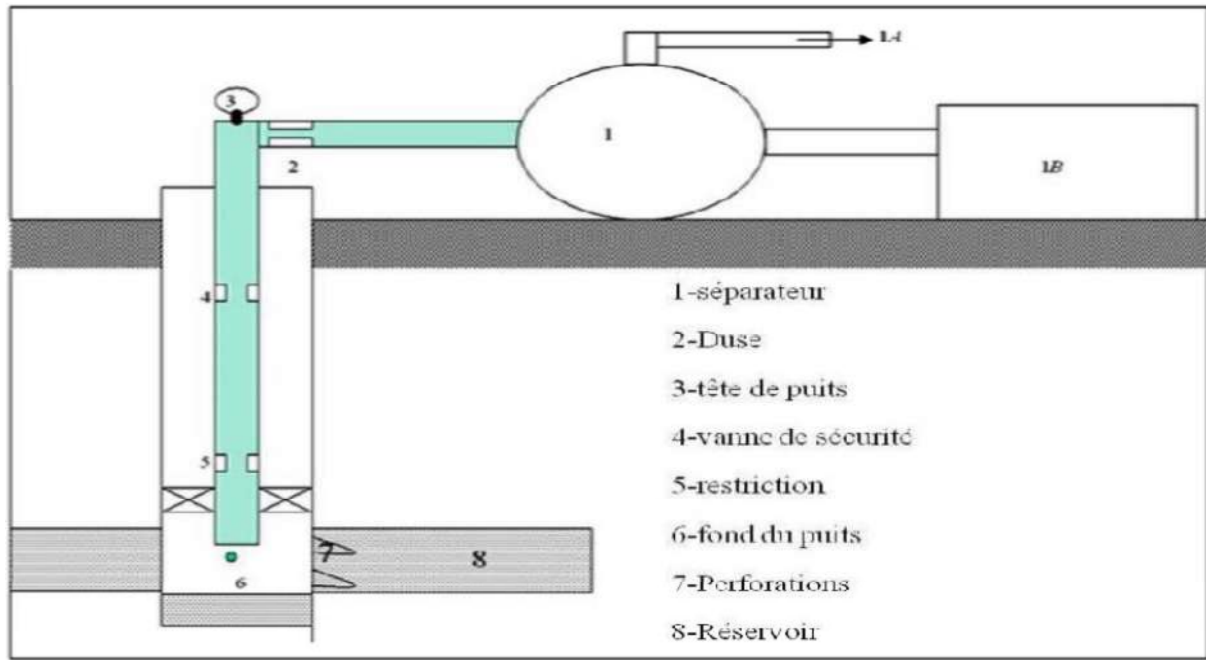


Figure II-2 : Schématisation du system « Gisement – Puits – Surface ». [7]

Pour effectuer l'analyse de ce système, un nœud est choisi, la performance globale des segments localisés en amont et en aval du nœud est évaluée et les conditions de fonctionnement (la pression et le débit) satisfaisant les deux performances sont subséquentement définies. Il est aussi vrai que la représentation du système de production peut être réduite ou simplifiée (par exemple, la tête de tubing pourrait être le point de final du surface), selon le type de système à analyser et le degré de détail exigé. Dans tous les cas, le système de production représenté doit être adapté au problème, compte tenu de toutes les données disponibles et devrait être aussi simple que possible. En outre des puits de production, où la présence simultanée de plusieurs fluides (huile, gaz, eau) peut être aussi prise en compte, cette méthode peut être appliquée sur les puits injecteurs (eau, gaz). De plus, il est possible de représenter les deux principaux régimes d'écoulement du réservoir: état transitoire et stable.

II.7. Conclusion :

L'analyse nodale c'est très utile dans la modélisation de système de production.

III.1 Introduction :

Le gaz lift est une technique de production activée permettant la mise en production des puits non ou insuffisamment éruptifs, par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface, diminution réalisée par l'injection de gaz à un point au bas de la colonne de production.

➤ *Pourquoi le GAS-LIFT sur HMD ?*

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi Messaoud en gaz-lift a été décidée pour les raisons essentielles suivantes:

- ✓ Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs (principalement zone 4).
- ✓ Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- ✓ Disponibilité du gaz HP.

III.2 Principe de gaz lift :

Le principe de gaz lift est reposé sur l'injection de gaz depuis la surface, à travers l'annulaire avec un débit et une pression bien déterminés; le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing; et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus.

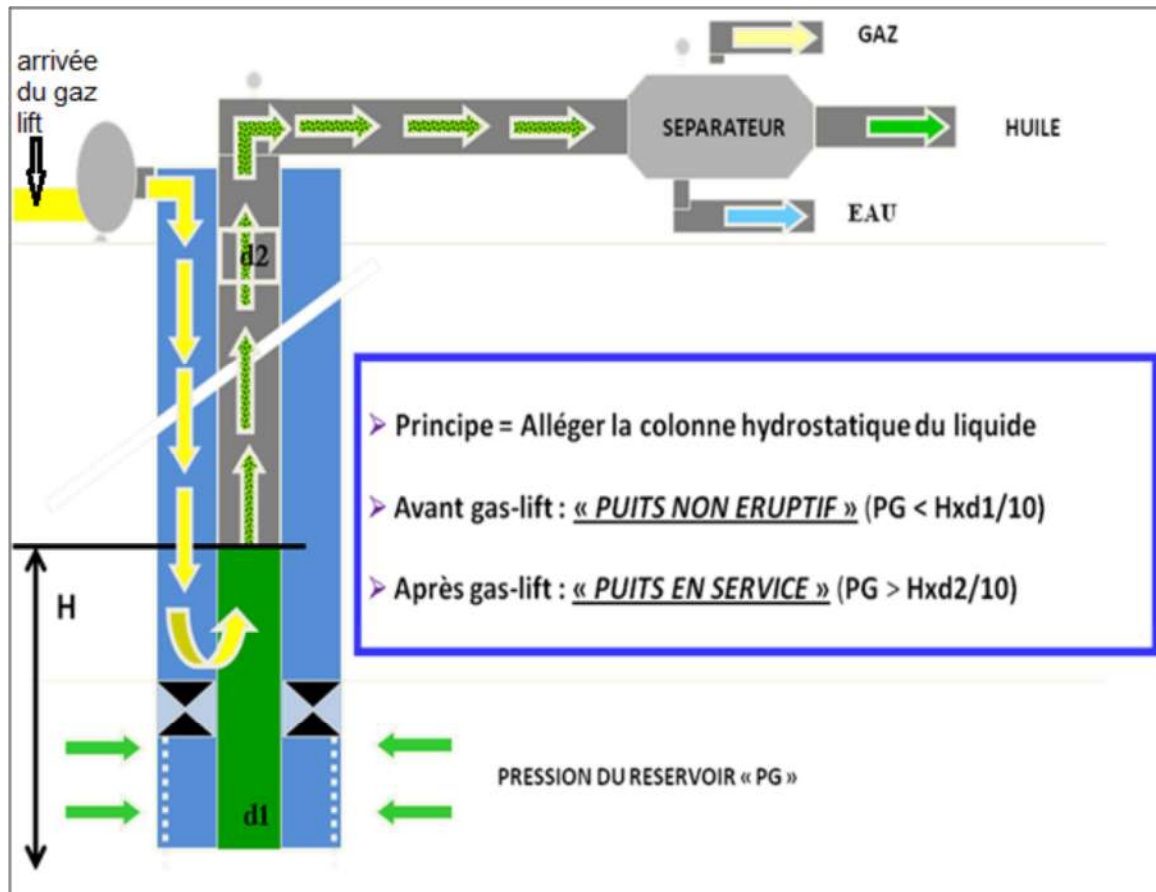


Figure III.1: Principe de gaz lift. [6]

III.3 Types de gaz lift :

III.3.1. Classification suivant le mode d'injection :

a. *Gas lift continu* :

Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à une pression et un débit bien déterminés, à la base de la colonne de production, donc ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif.

b. Gas lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. la pression sur la couche se diminue, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [8]

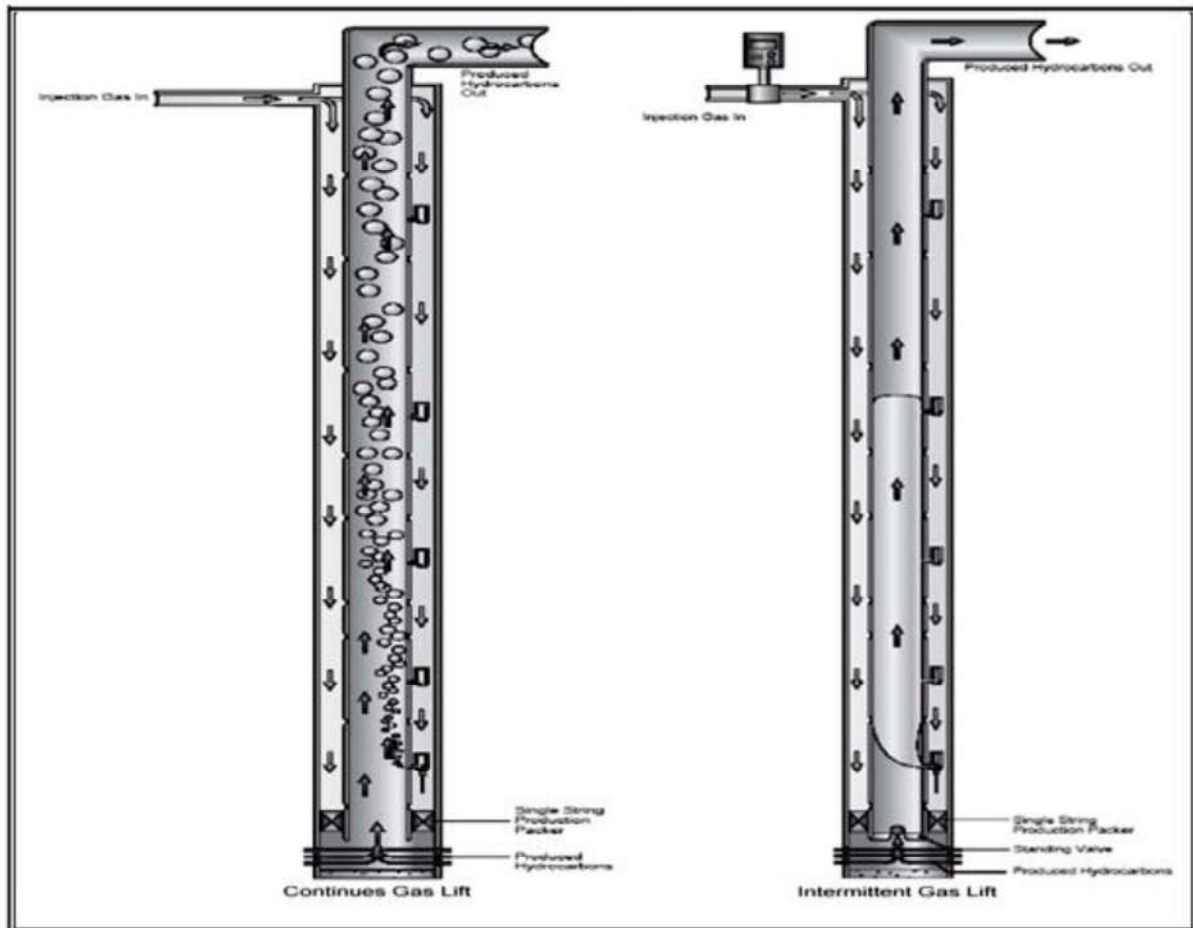


Figure III.2: Gas lift continue et intermittent.

➤ **Limites d'utilisation de gaz lift continu et l'intermittent :**

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP \geq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$), par contre le gaz lift intermittent c'est plus adapté aux puits à faible indice de productivité ($IP \leq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$).

D'une façon pratique, on constate que :

- Le gaz lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000 m³/j.
- Le gaz lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m³/j.
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m³/j, on préfère faire produire un puits à faible IP en diminuant le diamètre de la colonne de production au profit de l'augmentation de la vitesse de remontée du fluide.
- Le rendement du gaz- lift intermittent est nettement inférieur à celui du gaz continu car l'énergie du gaz comprimé sous le bouchon de liquide est perdue à l'arrivée du gaz en surface.
- Le gaz lift intermittent est la seule technique de gaz lift possible dans les puits bons producteur mais à faible pression de fond pour cause de pression de gisement faible au départ ou puits fortement déplétés. [10]
- En résumé, dans le domaine de gaz lift 95% des puits produisent par gaz lift continu.

III.3.2. Classification en fonction de circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés :

Gas-lift en circuit fermé.

Gas-lift en circuit ouvert.

a) *Circuit fermé :*

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est récomprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits.

b) *Circuit ouvert :*

Le gaz traité provenant d'un gisement est le gaz utilisé pour l'activation par le gaz lift. Après l'utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé.

III.4 Classification en fonction de la completion :

a. Gas lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

b. Gas lift inverse :

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production.

- Tubing concentrique (concentrique tubing string) ; l'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération Snubing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4. "[8]

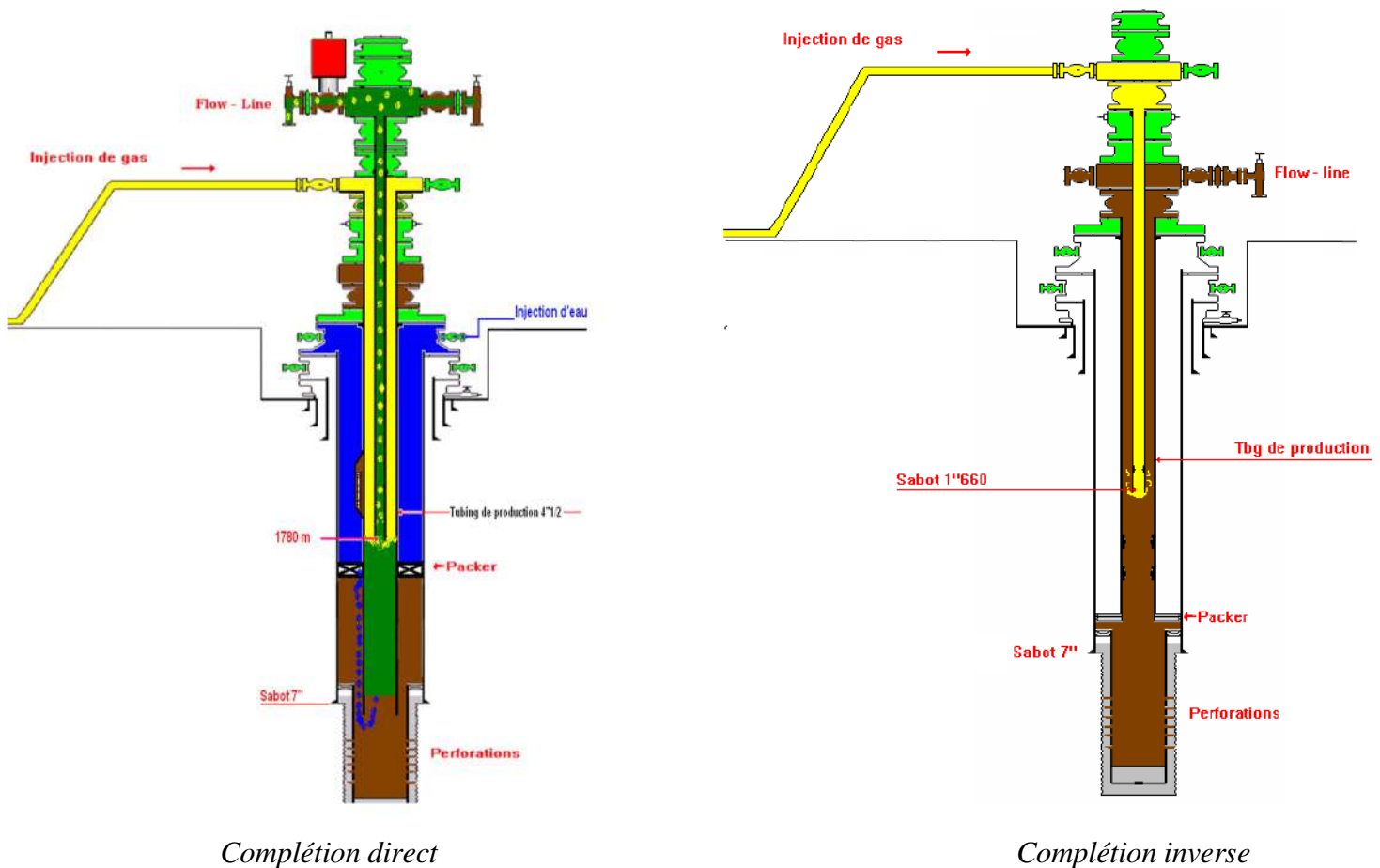


Figure III.3: Types des complétions

III.5 Les principaux paramètres du gaz lift :

III.5.1 Pression en tête de puits (Well head pressure) :

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

Il en découle que les puits en gaz-lift ne doivent jamais être "dusés" en tête de puits. Les besoins en gaz sont divisés par 2 quand la pression en tête de puits est divisée par 2.

III.5.2 Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge, ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

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

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. Ça sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

III.5.3 Profondeur de l'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts.

De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (*operating valve*). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

III.5.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique ; le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité. L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires.

L'effet « **skin** » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'autres paramètres. L'effet « **skin** » est une perte de charges supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité et par conséquent affecte l'activation par gaz-lift.

III.6 Application du gaz lift :

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20% des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

III.6.1 Les puits à huile :

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs dépletés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptif et même des puits forés.

III.6.2 Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz soit air lift.

III.6.3 Nettoyage du puits injecteur :

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombreront les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

III.6.4 Démarrage des puits :

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en service un puits mort qui pourra se passer d'activation de son éruptivité retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandarin de gaz-lift pour les relancer après un ennoïement du tubing par de l'eau.

III.7 Avantages et inconvénients :

↑ Principaux avantages de gaz-lift:

- Bien adapté aux débits moyens et élevés.
- Bien adapté aux puits à bon *IP* et pression de fond relativement élevée.
- Equipement de puits simple, avec des vannes de gaz lift récupérable par le wireline (condition de fonctionnement pouvant être modifiées sans remonter du tubing).
- Investissement initial pouvant être bas si source de gaz à haute pression est disponible (comme pour le cas de HRM ou il n'y a pas nécessité d'installer des compresseurs).
- Pas de problème de la production avec présence de sable.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion) en même temps que le gaz.
- Convient aux puits déviés (et même horizontal).
- Bien adapté lorsqu'il s'agit de démarrer le puits.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°. [6]

↓ Principaux inconvénients de gaz lift:

- Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité par fois de changer la méthode d'activation en fin de vie de puits.
- Volumes nécessaire d'injection de gaz pouvant être excessif pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Nécessité de gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et augmente les risques (sécurité).
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Installation de traitement de gaz (déshydratation, adoucissement) pouvant alourdir les frais occasionnés par la compression.
- Problème de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible surtout pour les puits profonds.

IV.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-locking).

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 transformateurs.

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 années de bonne vie du fonctionnement.

IV.2 Les équipements de fond:

IV.2.1 La Pompe :

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 ESP sont des pompes centrifuges à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors (impellers) équipés avec des aubes qui ont une conception fermé, 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. [4]

2-Les composants :

- 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.
- b) Le diffuseur (Diffuser):** Le diffuseur dirige le fluide dans le prochain rotor et ne fait pas tourner.
- 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'arber (TR/MIN) du moteur.
- e) La prise (Intake):** La prise (Pump intake) est attache 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. [4]

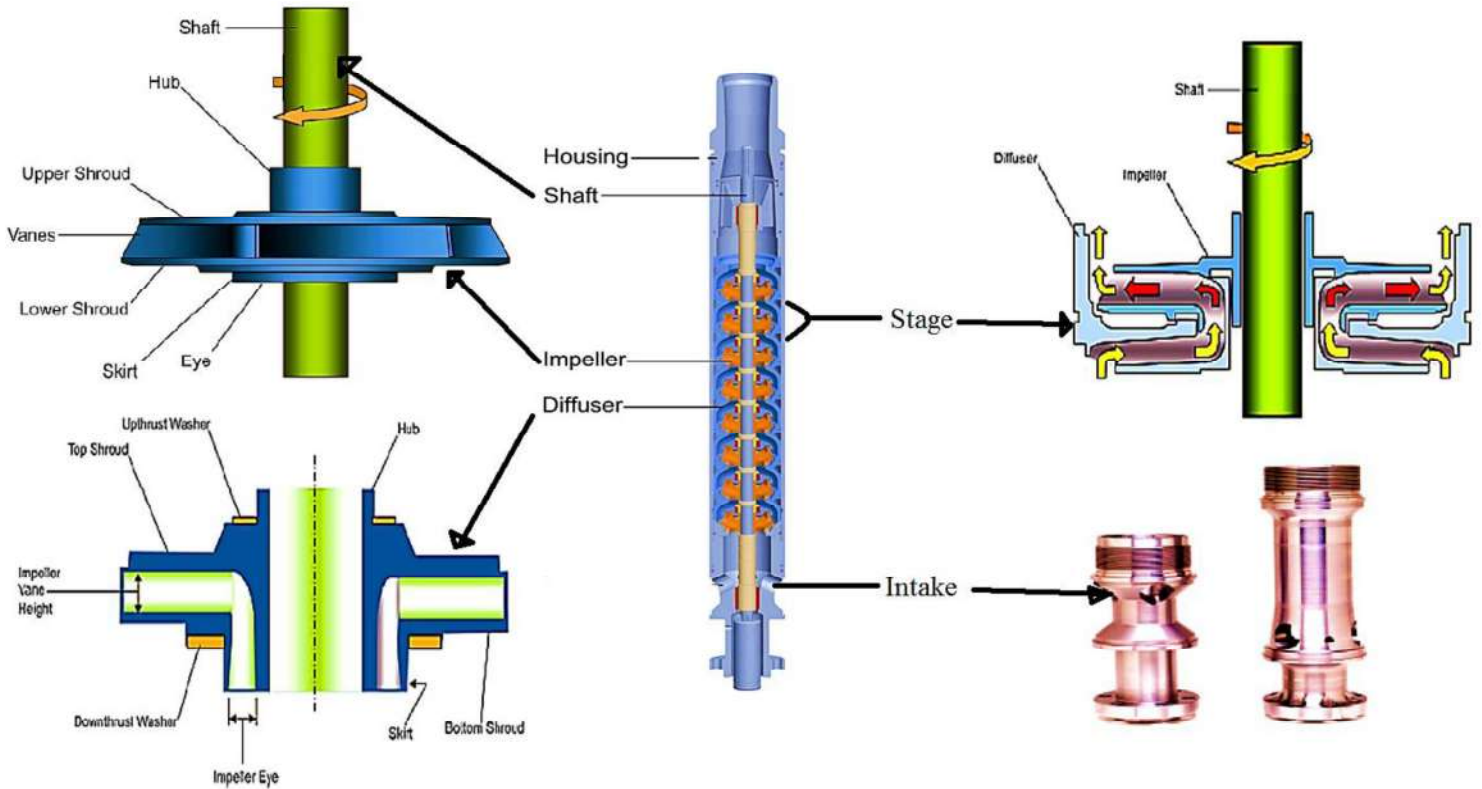


Figure IV.1 : POMPE CENTRIFUGE IMMERGEE ET SES COMPOSANTS.

IV.2.2 Séparateur :

1-But:

Dans les puits avec haut GOR les Séparateurs de 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.

2-Le principe:

Le fluide entre à travers (intake) et passe 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. [8]

IV.2.3 Protecteur :

Le protecteur situé en dessous de la section de la pompe le plus bas et directement au-dessus du moteur. Pour le protéger le moteur prolonger la durée de la vie du système ESP, et le moteur en particulier.

Leurs fonctions :

- Amortir la charge sur l'arbre généré par la pompe par le dispositif de protection (trust bearing).
- Isole l'huile de moteur de fluides de réservoir pour empêcher la contamination cette huile assure le refroidissement de moteur et lubrifier les thrust bearing.
- Refroidissement de moteur par l'expansion de l'huile qui contient dedans,
- 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.

IV.2.4 Le Moteur :

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction. Un couple de mise en marche élève lui permet d'atteindre le régime de fonctionnement en pleine charge d'environ 3500 tr/mn a fréquence de 60 et 2915 tr/mn a fréquence de 50. 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 de moteur et la lubrification pour la poussée.

Une portée de la poussée interne porte la charge de la poussée produite par l'élément du rotor. Selon la dimension du moteur et la longueur du câble, le voltage du fonctionnement du moteur peut alignez entre 380 et 5000 Volts. Les gammes de la puissance de 8 à 1000 HP dans le cas simple, configurations tandem et TUT (tandem sur tandem, créent 1000 HP).

Le moteur constitué de rotor et de stator sont optimisés pour fournir haut électrique efficacité sous toutes les conditions du fonctionnement. [4]

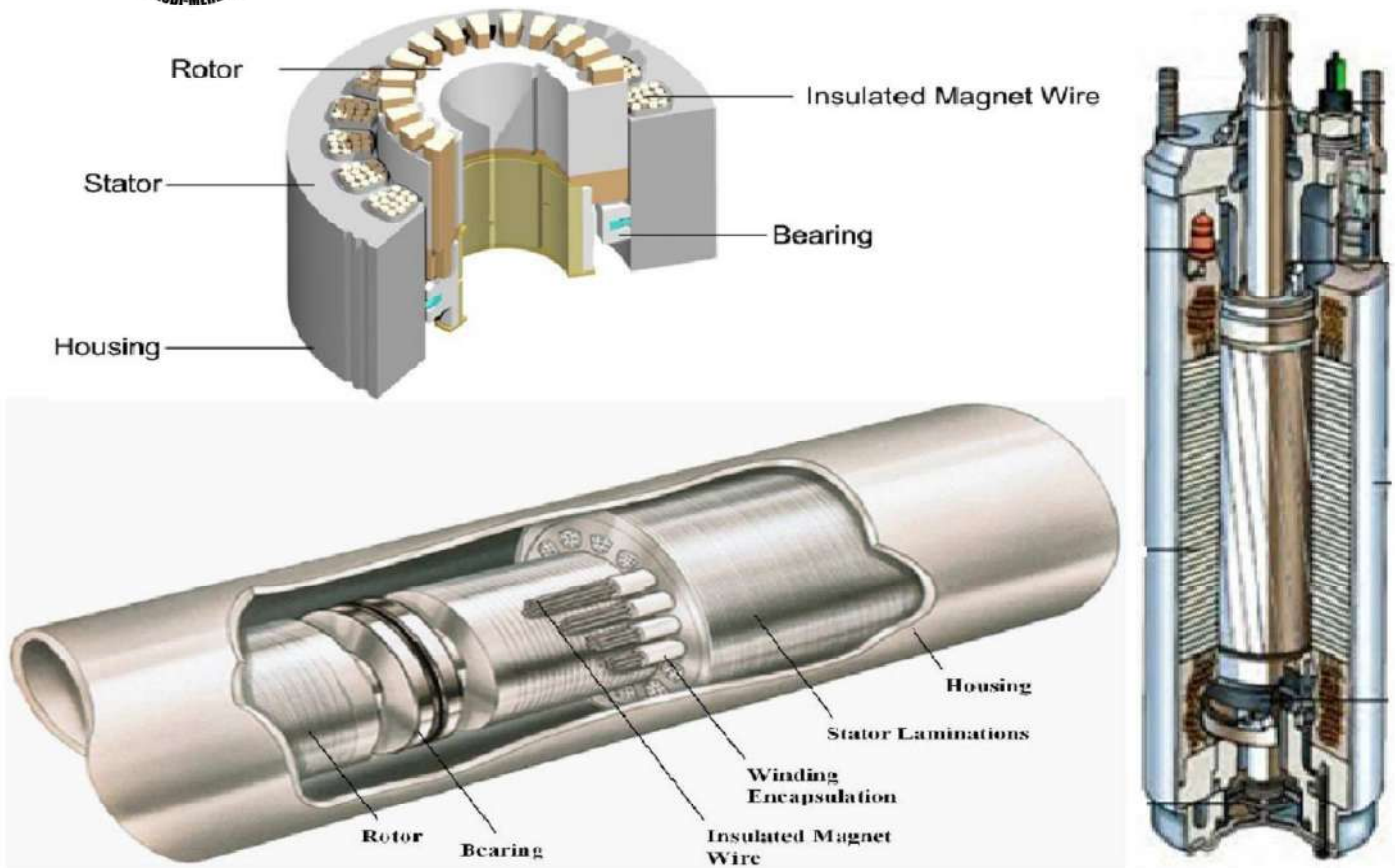


Figure IV.2 : MOTEUR ELECTRIQUE.

IV.2.5 Le Câble ESP :

Le câble d'ESP est le lien essentiel entre l'équipement de fond de trou et de la source d'alimentation.

Il y a deux configurations du câble ESP rondes et plates La plupart câble sont composés de : conducteur, l'isolation, couverture.

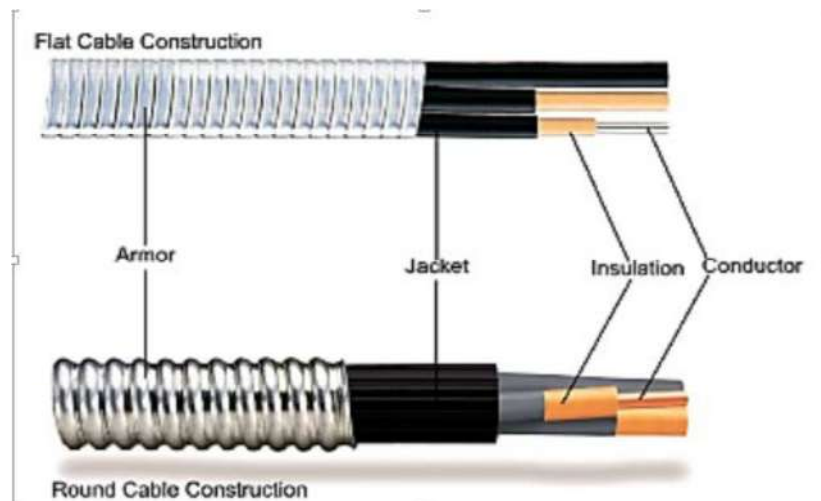


Figure IV.3 : LE CABLE ESP

IV.3 Équipements de surface :

IV.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.

IV.3.2 Armoire de contrôle :

L'armoire de contrôle est un dispositif utilisé pour assurer un démarrage progressif du moteur avec protection, elle fournit également la possibilité de surveiller le système de production avec l'utilisation d'un appareil d'enregistrement.

Ses fonctions :

- Marche / Arrêt.
- Enregistreur de l'intensité.
- Relais de surintensité.
- Relais de sous intensité.
- Temporisateur pour redémarrage.

IV.3.3 Moniteur de pression et de température :

Les besoins de changer la dimension de la pompe, le débit ou faire un workover du puits peuvent être déterminés quand des données actuelles sur la pression du réservoir sont valables. Et pour cela un moniteur utilisé pour la mesure conjugale de la pression et la température du fond de puits, ayant la possibilité d'enregistrer spontanément et sans interruption les deux paramètres, afin de détecter les défiances électriques, et régler la vitesse de fonctionnement en utilisant le VSD.

IV.3.4 Transformateur :

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

IV.3.5 Boîte De jonction "Junction box" :

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

IV.3.6 Centralisateur :

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

IV.4 Principe de fonctionnement de la pompe esp:

Le fluide qui vient du réservoir, doit passer par le moteur afin de le refroidir et lorsqu'il arrive à la prise (intake), il rentre dans la pompe. Cette dernière qui est constituée des plusieurs étages qui sont disposés sous forme des combinaisons (aube/diffuseur) vont augmenter la pression de fluide jusqu'à la pression nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de commande au niveau de la surface fournit la puissance nécessaire au moteur et protège les équipements de fond de l'ESP. La conception de système de commande du moteur change en complexité de très simple jusqu'à très sophistiquée, offrant des nombreuses options et apporte une amélioration des méthodes de commande pour la protection et de la surveillance des opérations. [10]

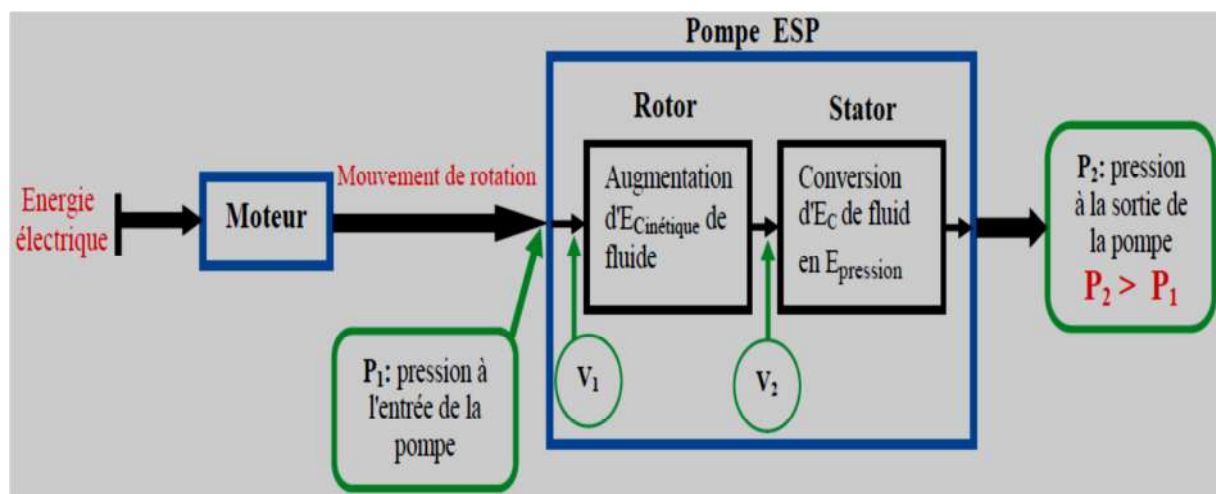


Figure IV-4 : LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA POMPE ESP.

IV.5 Choix d'une pompe :

En principe, la pompe centrifuge manque de souplesse et nécessite une connaissance aussi fine que possible des performances présentes et à venir du puits, en particulier de l'indice de productivité, du débit et de la hauteur de refoulement dans laquelle sont incluses la perte de charge par friction dans le tubing et la pression nécessaire en tête de puits. Cette hauteur totale est appelée TDH (Total Dynamic Head). Le choix d'une pompe va d'abord être limité par les dimensions du casing. Ensuite, la sélection de la et du moteur est faite d'après les performances données par les constructions et présentées sous forme de courbes donnant le débit, le rendement de la pompe, et pour un étage, la hauteur de refoulement et la puissance absorbée pour un fluide de densité 1. (**Figure IV.5**). La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble et de la géométrie de l'impulseur et du diffuseur. Le nombre d'étages nécessaires est la TDH divisée par la hauteur de refoulement par étage. Enfin, la puissance du moteur est calculée en multipliant le maximum de puissance par étage pris sur la courbe de la pompe par le nombre d'étages et en corrigeant en fonction de la densité du liquide pompé. [5]

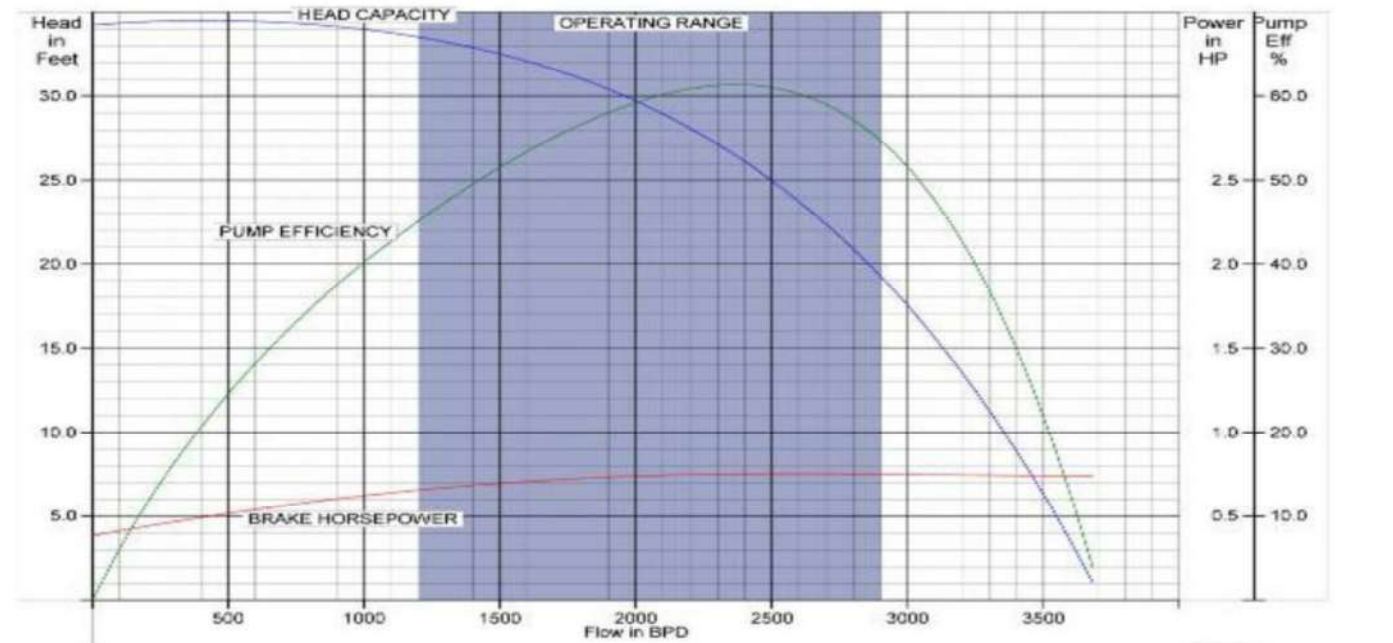


Figure IV.5: LA COURBE CARACTERISTIQUE D'UN ETAGE DE LA POMPE. [5]

IV.6 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.
- cavitation (bouchon de gaz)
- Présences des solides (sables, dépôts, et asphaltes).
- Débit inadéquat autour du moteur (échauffement du moteur).
- Les problèmes de l'électricité en surface.
- Problème mécanique (Up-Thrust et Down-Thrust)
- Usure **Up-Thrust** se produit lorsque la pompe fonctionne à des débits plus élevés de débit maximum recommandé (plage optimum de la pompe). Dans les pompes de type flottant l'empiller frappe le diffuser si Up-Thrust washer essuré, les conditions abrasifs dans puits accélèrent le processus.
- Usure **Down-Thrust** dans les étapes de la pompe est manifesté quand la pompe fonctionne a des débits inferieur a le débit minimum hors de plage de fonctionnement optimal recommandé ce problème est exagérée par la présence de sable ou de solides abrasifs. Les rondelles (washer Down-Thrust) sont détruites avant l'étape. [11]

IV.7 Conclusion

La pompe ESP peut nous aider à améliorer la production et résoudre le problème de production par intermittence si elle est appliquée dans les bon puits.

V.1 Sélection des puits candidats:

➤ Objectif :

La sélection un puits candidat à équiper soit en pompes ESP, soit en gaz lift.

V.1.1 Les critères de sélection des puits candidats:

V.1.1.1 *L'indice de productivité:*

Pour mettre un puits en activation soit avec le gaz lift, ou soit avec les pompes immergées (ESP), il faut que Le choix des puits se soit basé sur la nature de l'index de productivité donné par le well test. Finalement la sélectionné 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.

V.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 limité de gaz présent dans le fluide, pour cette raison la sélection est base sur les puits qui ont un faible GOR. Dans le champ de Hassi Messaoud le GOR est compris:

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

V.1.1.3 *Présence des particules solides dans le brute (sables, dépôts, asphaltes):*

Le passage de brute contient des particules solide 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 le 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 ont ce problème.

V.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.

V.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

V.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 nécessité d'un système d'activation.

V.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 coûteux. Sur cette raison, nous avons sélectionné des puits près de la source d'énergie électrique.

V.1.1.8 Disponibilité des données:

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

En fin nous avons sélectionné un puits candidat à cette étude, qui vérifie toutes les conditions de choix.

Le tableau suivant représente ce puits:

Tableau V.1: le puits sélectionné à cette étude.

Puits	Etat	Statut	Complétion
OMJZ21	Ouvert	Producteur d'huile	Tbg 4"1/2NV/ open hole

V.2 La collection des données:

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

V.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,)

V.2.2 Paramètres de puits:

Sont tirés de data Bank, les fiche technique et le profil de puits tel que : (Type de complétion, type de liaison couche troue, coté perforation et tubing, Pf, Tf, P surface, T surface ...etc.)

V.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 ...etc).

V.2.4 Paramètres de jaugeage:

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

V.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 permet de dégager que un seule puits considérés comme possibles candidats. La deuxième étape de ce travail consiste au passage à la prédiction des performances de ce puits considérés préalablement candidats par l'analyse nodale à l'aide du Software.

Le calcul des performances de ce 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.
- Prédiction des performances du puits avec Gaz lift.

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 des 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.

V.4 le puits OMJZ21 :

V.4.1 Position du puits OMJZ21 :

Le puits OMJZ21 se situe dans la zone HZN et ses coordonnées sont les suivants:

X=802901.9375,

Y=141096.5625, Zsol: 137.00 M, Zt(B): 146.30 M.

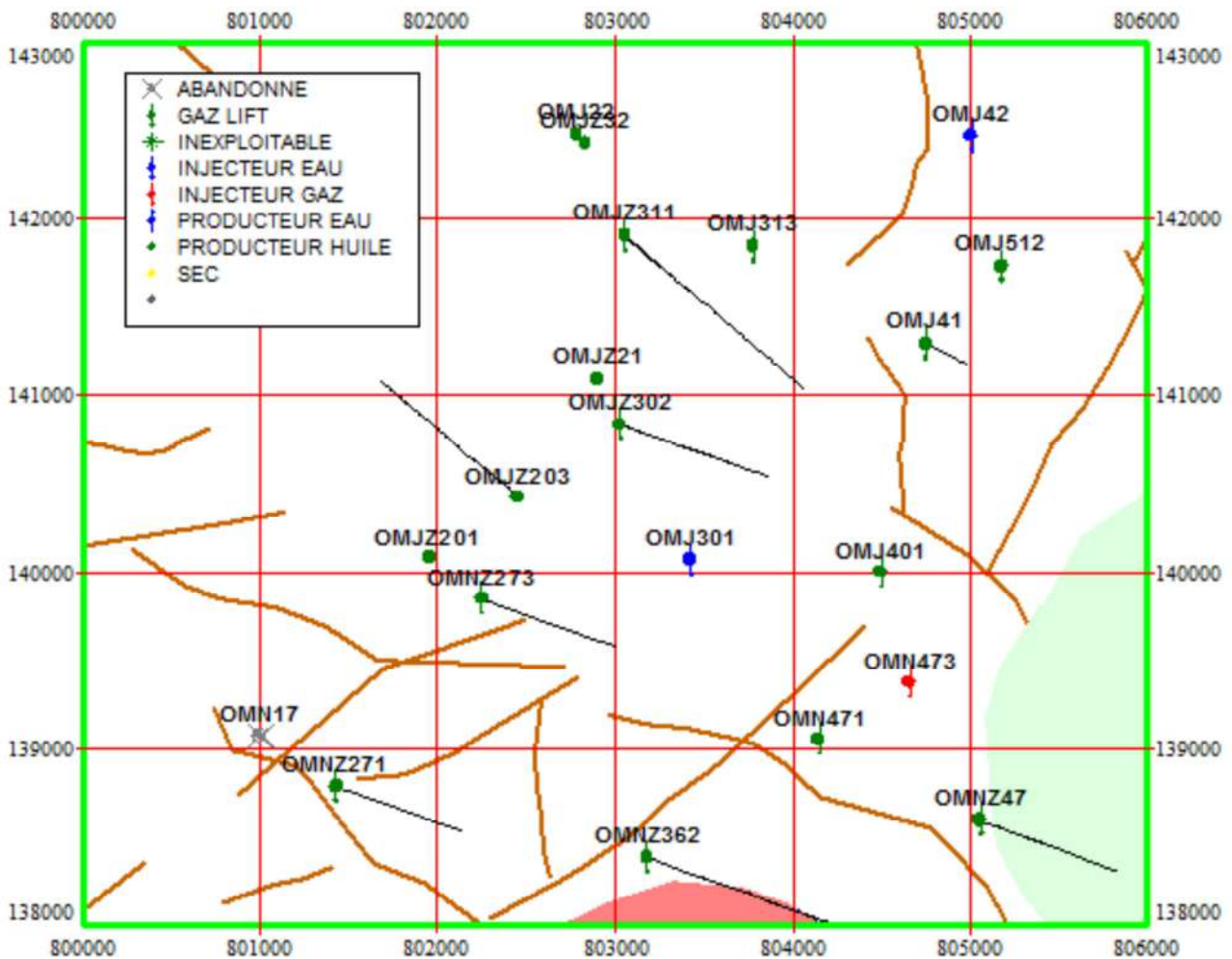


Figure V.1: Carte de position de puits OMJZ21

V.4.2 Données de réservoir :

Tableau V.2: Différentes données concerne le réservoir pour le puits OMJZ21

Type Test	Date	PG (Kg/cm ²)	PFD (Kg/cm ²)	IP (Sm ³ /d/Bar)	IP distribué (Sm ³ /d/Bar/m)	T (C°)
Build up	16-03-2016	253	197.86	0.062	0.00175265	118

NB: IP distribué = IP test × 24 heures / longueur de drain

V.4.3 Données de tubing:

Tableau V.3: Différente mesure de profondeur de puits OMJZ21.

MD	TVD
0	0
3094	3094
3188	3187
3292	3284
3317	3305
3414	3359
3657	3385
4274	3430

Tableau V.4: Données de tubing et de casing (OMJZ21).

Tubing OD (in)	Profondeur (m)	Diamètre ID (in)	Epaisseur	Rugosité	Casing ID (in)
4 1/2	3040	3.92	0.29	0.0006	6.094

Tableau V.5: Données de température (OMJZ21).

	Cote (m)	Température (C°)
Surface	0	26.69
Fond	3425	118

V.4.4 Données de PVT:

- Pourcentage d'eau dans le brut produit (water cut) = 0 %.
- La quantité de gaz produit par apport l'huile (GOR) = $214.5 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$
- Densité de gaz = 0.87. Densité d'eau = 1.2. La masse volumique d'huile = 0.795 g/cm^3
 - Au-dessus de point de bulle, on a les paramètres suivants :
- Facteur volumétrique de formation FVF = 1.832 à $P = 306.7 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
 - Au point de bulle, on a les paramètres suivants :
- Rapport de gaz dissous par apport de l'huile $R_s = 214.5$ à $P = 132.5 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
 - Au-dessous ou au point de bulle, on a les paramètres suivants:
- Facteur volumétrique de formation FVF = 1.958 à $P = 132.5 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
- Viscosité de huile = 0.305 cp à $P = 132.5 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
- Viscosité de gaz = 0.017 cp à $P = 105.5 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
- Facteur de compressibilité $Z = 0.84$. à $P = 105.5 \text{ Kg/cm}^2$ et $T = 118 \text{ °C}$.
- + Gradient dynamique de pression et de température

Tableau V.6: Données de gradient de pression et de température (OMJZ21).

Cote WL (m)	Cote absolue (m)	Pression (kg/cm ²)	Températures (c°)
0	-138.2	28.40	26.69
500	361.8	39.75	28.84
1000	861.8	61.41	35.86
1500	1361.8	96.14	48.35
2000	1861.8	129.64	64.5
2300	2161.8	162.73	82.13
2500	2361.8	182.29	93.82
2600	2461.8	195.22	98.92
2700	2561.8	208.23	102.87
2800	2661.8	214.60	105.46
2900	2761.8	220.98	107.47
3000	2861.8	227.43	109.3
3333	3194.8	232.60	110.85
Z1VM (m)		138.2	

NB: Z1VM la côte de la première vanne maitresse par rapport le niveau de la mer.

V.4.5 Données de jaugeage:

Tableau V.7: Historique de jaugeage du puits OMJZ21.

Date de mesure	Diam. Duse (mm)	Unité de sépa.	Débit (m ³ /h)		GOR (sm ³ /sm ³)	Pression (Kg/cm ²)			Temp Huile. (C°)	Débit Eau (L/h)	
			Huile	Gaz		P Tête.	P Pipe.	P Sépa		Récup	Injectée
19-10-2013	9.53	1440	8.58	1113.67	130	71.71	10	4.59	39	0	0
14-01-2014	9.53	655	6.15	574.52	93	49.8	25.6	6.12	17	0	0
19-05-2014	9.53	Vx29	3.88	416.5	107	31	18	--	15	0	0
03-03-2016	9	600	3	300.96	100	21	17.2	5.51	16	0	0
22-09-2016	9	Vx29	2.25	219	98	17.7	6.7	--	--	0	0
07-01-2017	9	600	1.8	132.52	74	14	6.5	4.59	15	0	0
08-03-2017	9	Vx29	1.69	140.5	83	13.2	8	--	15	0	0

- Débit de production au niveau de surface en état initial est à la même date de test (**16-03-2016**), ou proche de celle-ci: date de jaugeage (**03-03-2016**) $Q_o = 3 \text{ m}^3/\text{h}$, $GOR = 100 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$, Pression de tête $P_t = 21 \text{ Kg}/\text{cm}^2$.
- Débit de production au niveau de surface en état actuel à la date de jaugeage (**08-03-2017**): $Q_o = 1.69 \text{ m}^3/\text{h}$, $GOR = 83 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$, Pression de tête $P_t = 13.2 \text{ Kg}/\text{cm}^2$.

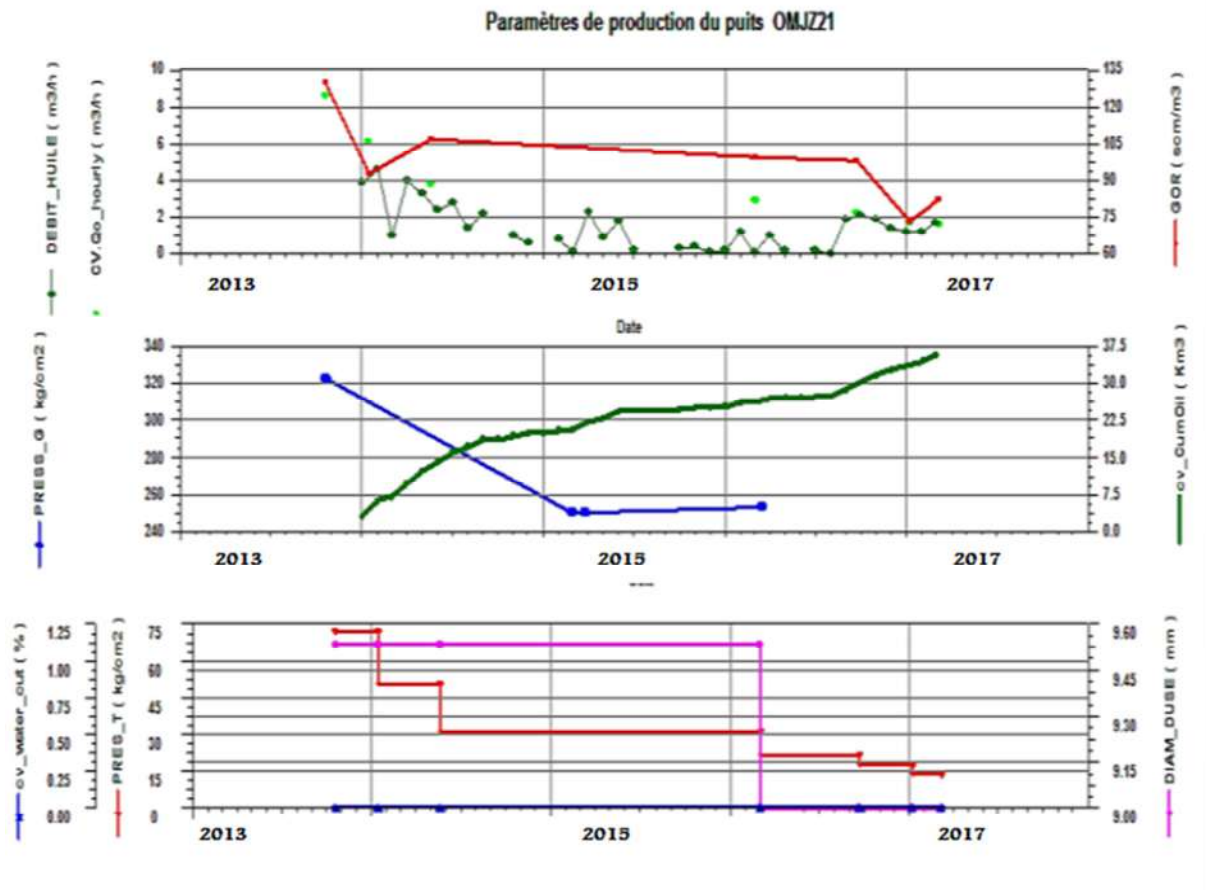


Figure : V.3: Historique de production du puits OMJZ1.

V.4.6 Performance de puits OMJZ21:

V.4.6.1L'état initial (puits sans GL et sans ESP) :

Tableau V.8: Données de calcul pour l'état initial (OMJZ21).

Profondeur (m)	3040
Pr (Kg/cm ²) a 3040m	253
Pwf (Kg/cm ²) a 3040m	197.86
P surf (Kg/cm ²)	21
Q oil actuel (m ³ /jour)	72
GOR (sm ³ /sm ³)	100

NB: La pression de réservoir > la pression de bulle ➡ écoulement monophasique (oil).

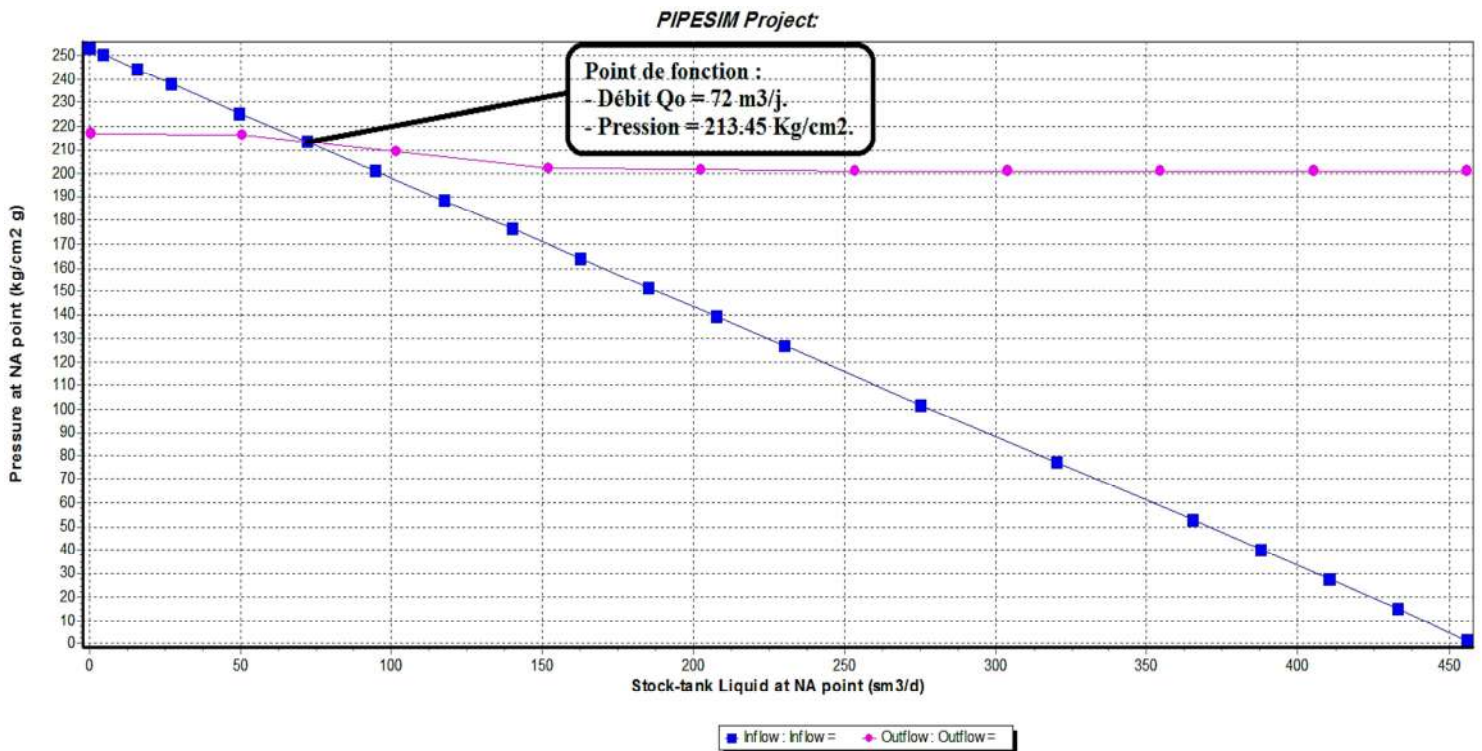


Figure V.4 : Performance du puits OMJZ21 état initial.

Cette figure 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 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'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 = $72 \text{ m}^3/\text{j}$), mais pour la pression il y a une faible différence acceptable ($|P_o \text{ courbe} - P_o \text{ mesuré}| = |213.45 - 197.86| = 15.59 \text{ Kg/cm}^2$). 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 classée comme un débit faible, la pression de fond dynamique est légèrement élevé et loin de la pression de bulle (132.5 Kg/cm^2).

V.4.6.2 L'état actuel (puits OMJZ21 sans GL et sans ESP) :

Tableau V.9: Données de calcul pour l'état actuel (OMJZ21).

Profondeur (m)	3040
Pr (Kg/cm ²) @ 3039.8 m	237
Pwf (Kg/cm ²) @ 3039.8 m	193
Psurf (Kg/cm ²)	13.2
Q oil Actual (m ³ /jour)	39
GOR (sm ³ /sm ³)	83

NB: La pression de réservoir > la pression de bulle → écoulement monophasique (oil).

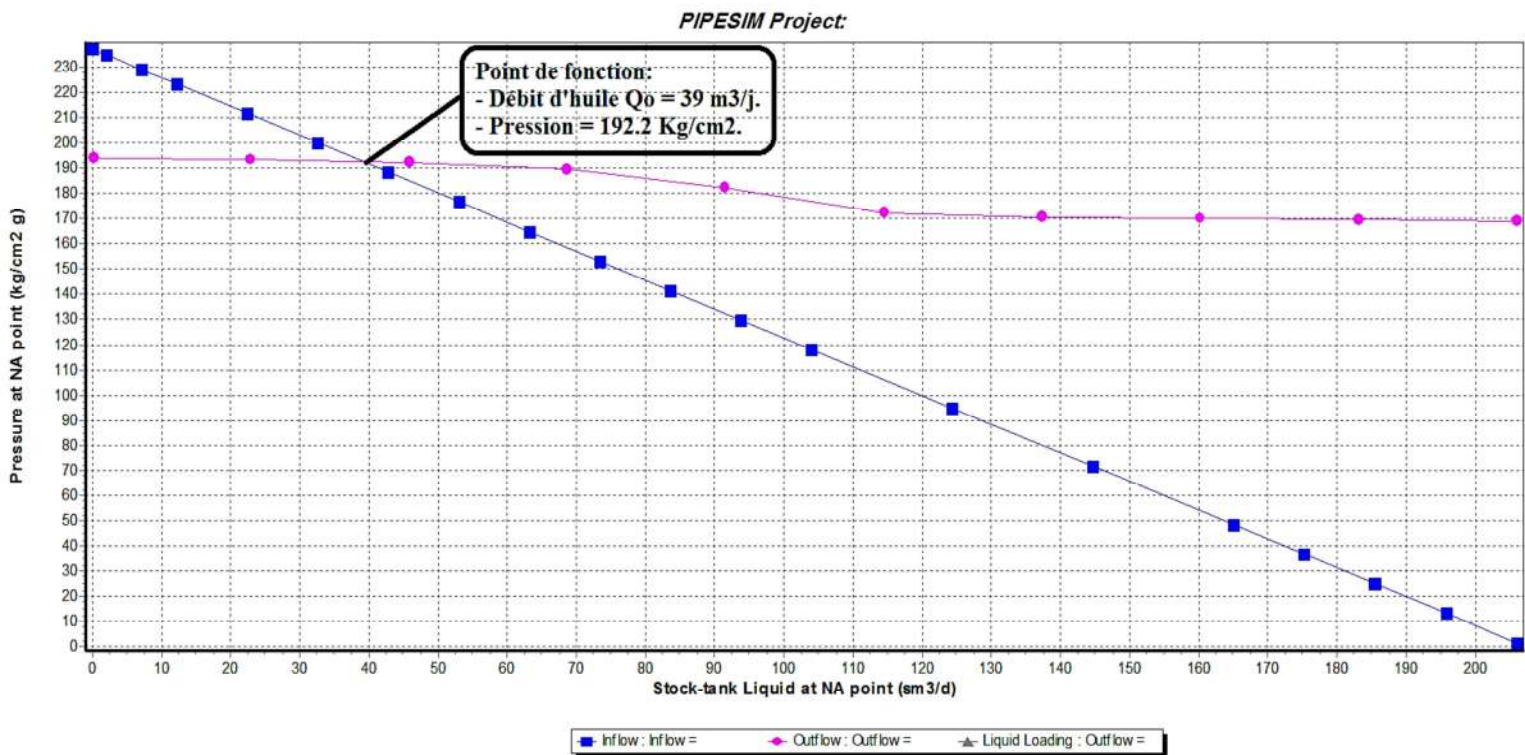


Figure V.5: Performance du puits OMJZ21 état actuel.

✚ Au début de vie de puits son débit a été élevé (entre 8,5 et 6 m³/h), mais ce débit commence à se chuter jusqu'à 3 m³/h à la date de jaugeage 03/03/2016, qu'est considéré comme un état initial dans le calcul, le débit Q₀ continué à se diminuer jusqu'à la valeur de 1,62 m³/h en état actuel.

- Le débit de puits dans l'état actuel est diminué presque de 46% par rapport le débit dans l'état initial (de 3 m³/h à 1,62 m³/h).
 - Aussi la pression de fond dynamique diminue par une valeur faible de 213,45 à 192,2 Kg/cm², mais toujours reste supérieur de la pression de bulle (132,5 Kg/cm²).
 - A partir de l'historique de puits OMJZ21 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 (OMJZ21) nécessite un système d'activation soit par Gaz lift, soit par les pompes immergées

V.4.6.3 Puits OMJZ21 avec GL:

➤ Donnée de calcul :

Tableau V.10: Données de calcul pour un état de Gaz lift (OMJZ21).

Profondeur d'injection (m)	3000
CCE OD (inches)	1.66
CCE ID (inches)	1.38
Pression d'injection (Kg/cm ²)	110
Specific gravity de gaz	0.65

Par le software PIPESIM on va étudier l'activation de puits OMJZ21 par le système de gaz lift. Les résultats obtenus sont donnés par la figure suivante :

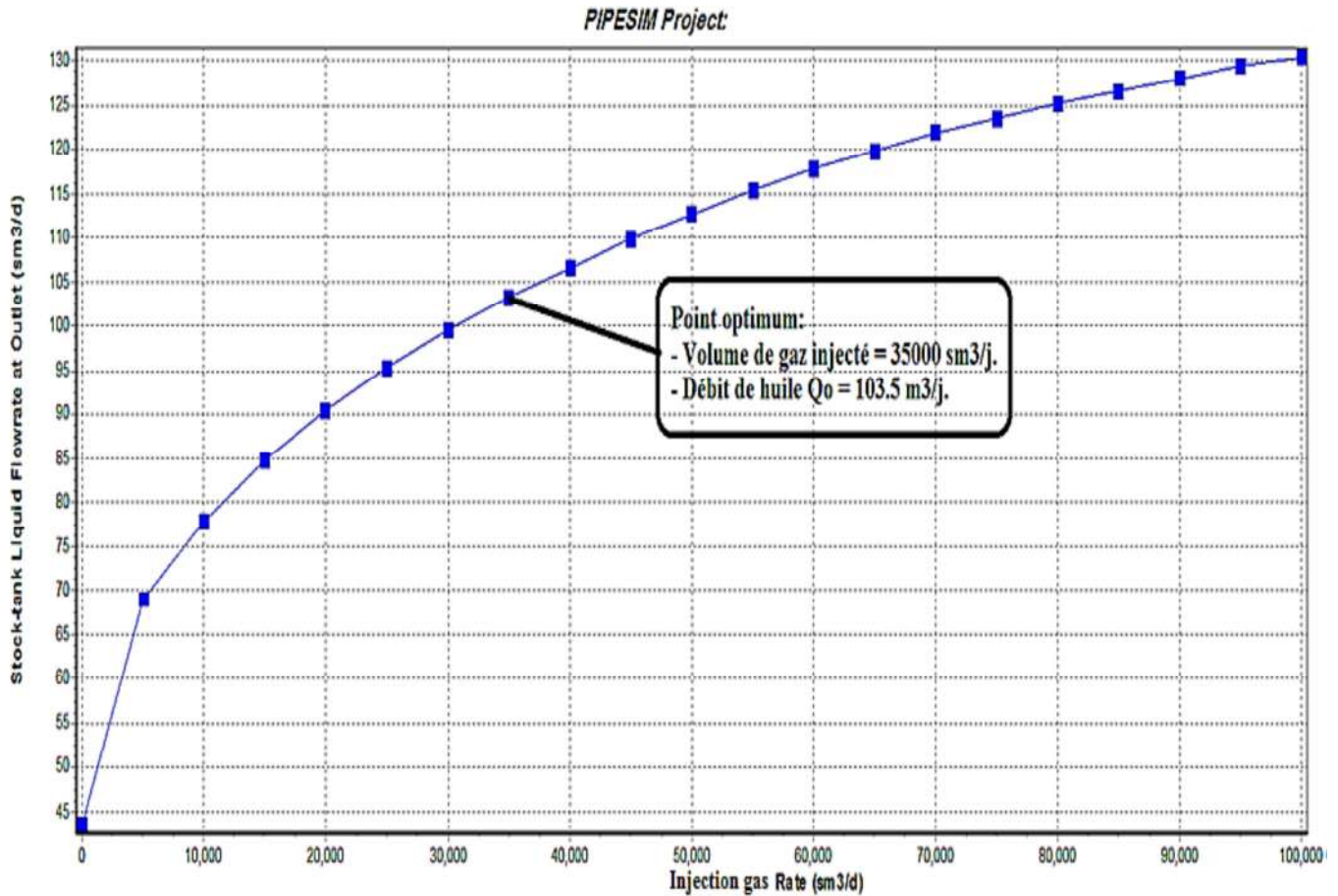


Figure VII.6: Performance du puits OMJZ21 activé par Gaz Lift.

Par l'activation du gaz lift le débit de puits OMJZ21 augmente rapidement de 45 m³/j à 80 m³/j, pour un V gaz injecté égal à 1100 m³/j, puis cette augmentation sera moyenne tel que le débit varié de 80 m³/j à 103.5 m³/j à partir de 105.5 m³/h, pour un V gaz injecté varié de 1100 à 35000 m³/j, finalement le régime de d'augmentation du débit sera lent jusqu'à où se stabilise pour des volume de gaz injecté énormes.

Le point d'injection optimum sélectionné est pour un volume de gaz injecté égal à 35000 s m³/j correspondant un débit Q_o = 103.5 m³/j.

a) Etude de l'influence de l'indice de productivité IP:

L'indice de productivité est un paramètre important qui influe beaucoup sur le débit de puits, on fait varier l'IP avec le débit de gaz injecté pour obtenir le débit de huile, et la figure suivante montre cette influence :

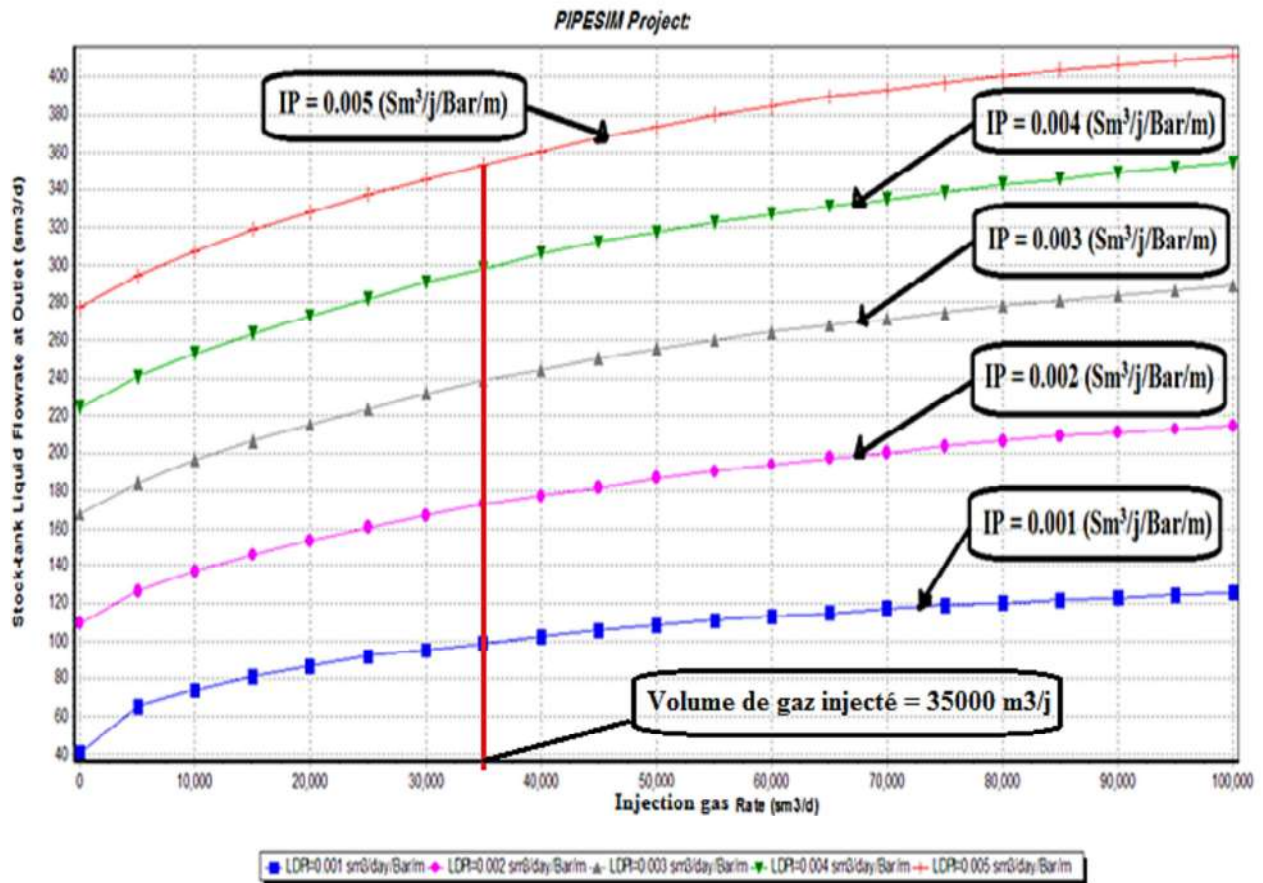


Figure V.7: influence du l'IP sur la performance du puits OMJZ21 avec gaz lift.

Lorsque on injecte un volume de gaz, on remarque que pour chaque valeur de l'IP, le débit d'huile augment par grand quantité. Par exemple :

Tableau V.11: Ex de résultat d'étude de l'influence du l'IP sur la performance du puits OMJZ21 avec GL.

Vg injecté (m³/j)	3500				
IP (Sm³/j/Bar/m)	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005
Qo produit (m³/j)	101	173	238.5	301	355

b) Etude de sensibilité de pression de gisement:

La pression de gisement est le paramètre qui caractérise le potentiel de gisement, et leur descente vers des valeurs basses influe sur la productivité de gisement en particulier le débit de puits.

La figure suivante explique la variation de débit de puits en fonction de Pg et volume de gaz injecté :

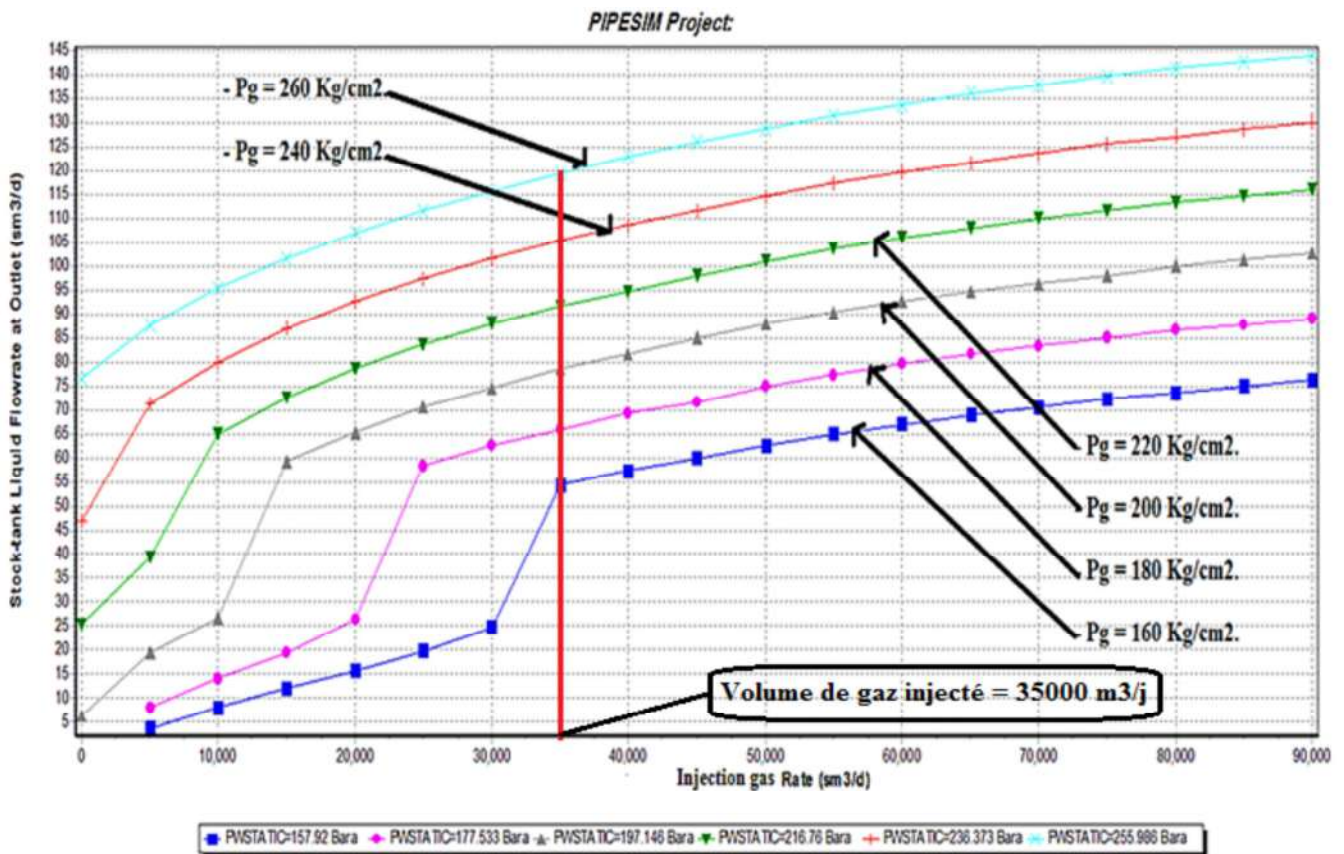


Figure V.8: Influence de la Pg sur la performance du puits OMJZ21 activé par le Gaz Lift.

Pour un volume déterminé de gaz injecté, on note que pour chaque valeur de la pression de gisement P_g le débit Q_o augmente, mais cette augmentation n'est pas autant Exemple :

Tableau V.12: Ex de résultat de l'Influence de la P_g sur la performance du puits OMJZ21 avec G L.

Vg injecté (m³/j)	35000					
P (Kg/cm²)	160	180	200	220	240	280
Qo produit (m³/j)	54.5	66	78.3	92.5	105.5	120

V.4.6.4 Puits OMJZ21 avec pompe ESP :

Tableau V.13: Données de calculs pour le puits OMJZ21 avec ESP.

TVD (m)	3430
P réservoir (Kg/cm²)	237
Pression de surface (Kg/cm²)	13.2
Qo (désires) (m³/j)	77.7
Bo (m³/m³)	1.832
Rs (m³/m³)	214.5
Qw (m³/j)	0
Profondeur de la pompe (m)	3000
Température (C°)	118
Fréquence (Hz)	60
Casing ID (inches)	6.094

- Débit désires = 77.7 m³/j.
- Débit total dans la pompe = 6.12 m³/h.
- Diamètre intérieur de casing = 6.094 pouce.

a) *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 calcule.

Tableau V.14: Résultat de choix de la pompe pour (OMJZ21).

Type de la pompe	Reda: D725N
Nombre des étages (étages)	151
Efficacité de la pompe (%)	50.67
Energie requise (HP)	16.86
Pression à l'entrée de la pompe (Kg/cm2)	146.04
Pression à la sortie de la pompe (Kg/cm2)	185.12
Hauteur de la colonne de fluide recuise (m)	706.28
Densité de liquide (Kg/m3)	541.14
Pourcentage du gaz libéré (conditions de fond) (%)	10.23

La courbe de performance de la pompe sélectionnée est illustrée dans la figure suivant

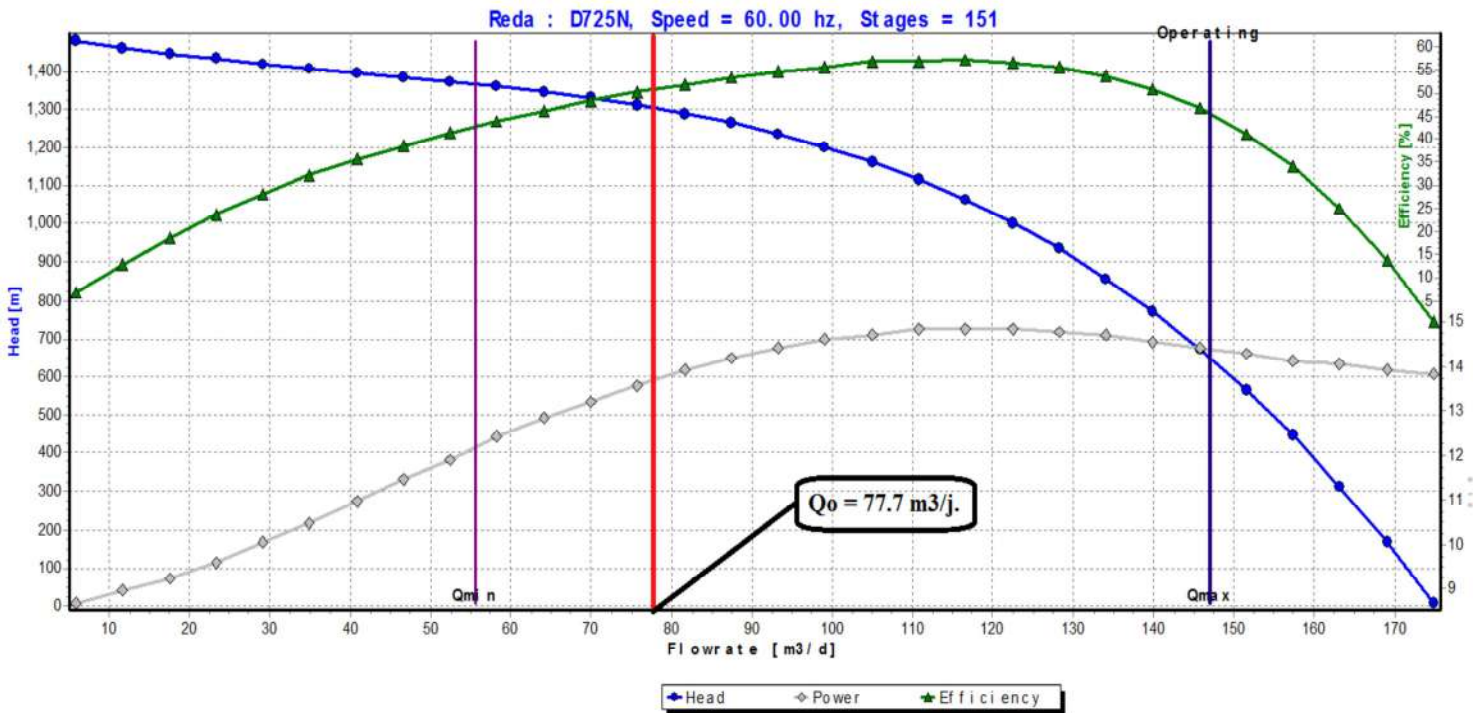


Figure V.9: La courbe caractéristique d'un étage de la pompe sélectionné.

Les résultats après l'installation de la pompe sont donnés par la figure suivante:

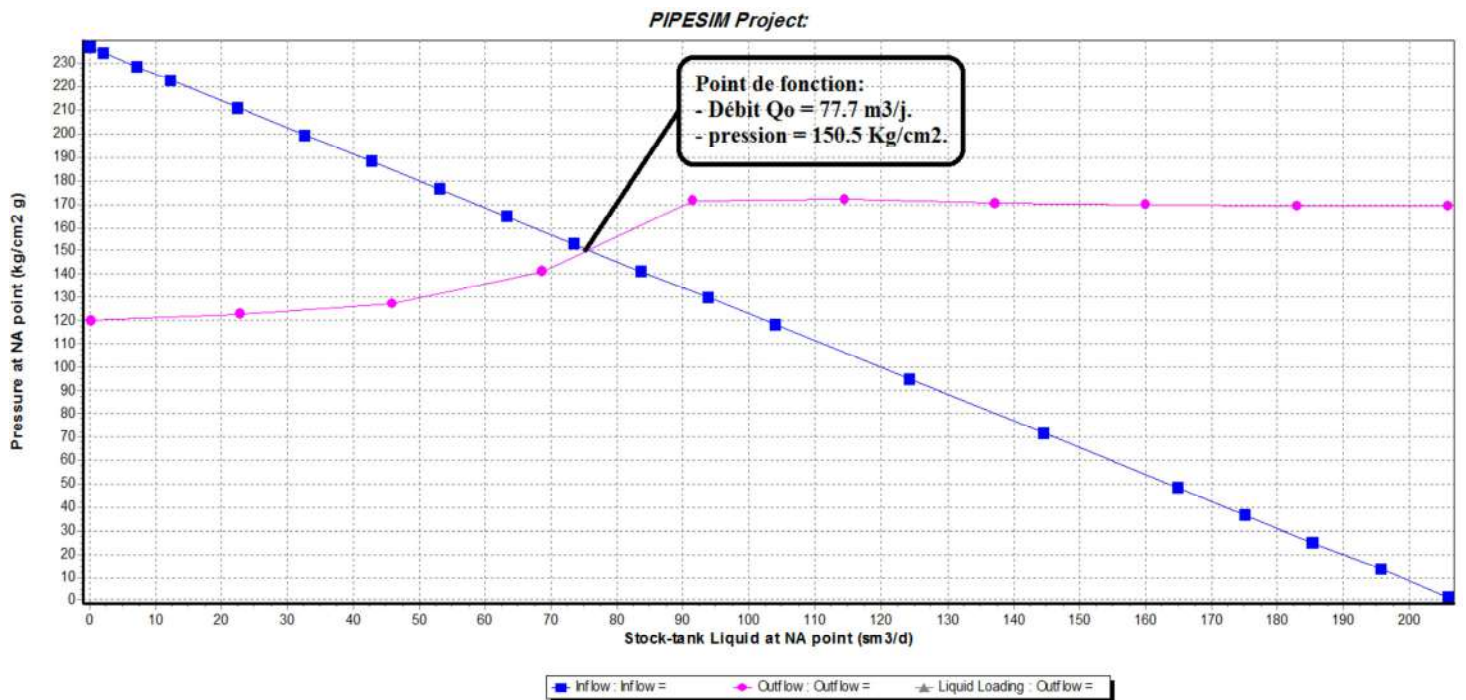


Figure V.10: Performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.

On remarque qu'après l'installation de la pompe le débit augment par 99.23 % de débit de puits sans pompe (de 39 m³//j à 77.7 m³//j).

b) Choix de moteur:

Sur la base des caractéristiques de la pompe l'étape suivant est de trouver les caractéristiques du moteur.

Tableau V.15: Résultat de choix du moteur pour (OMJZ21).

Type	Single	Puissance	20 HP
Série	Reda 456_Series_M	Voltage	779 volts
Diamètre extérieur	5.40 inches	Ampérage	15 amps

c) 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:

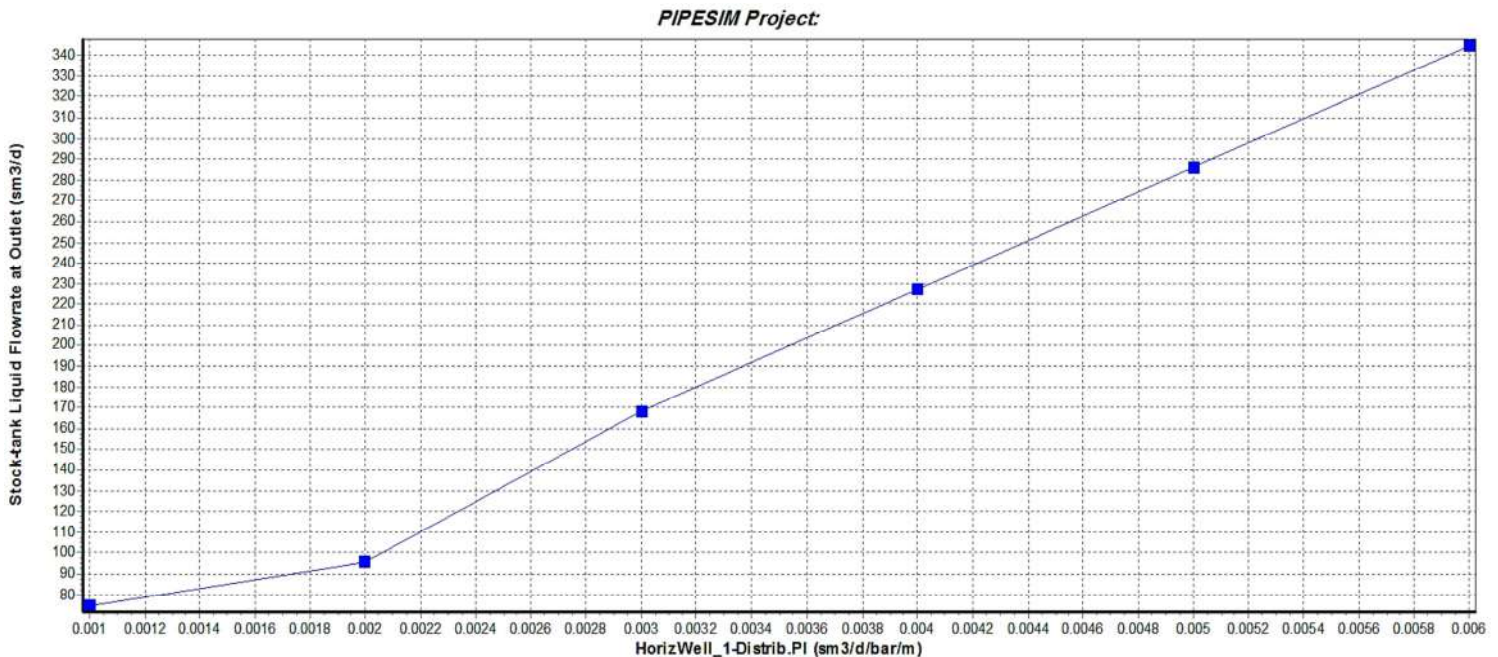
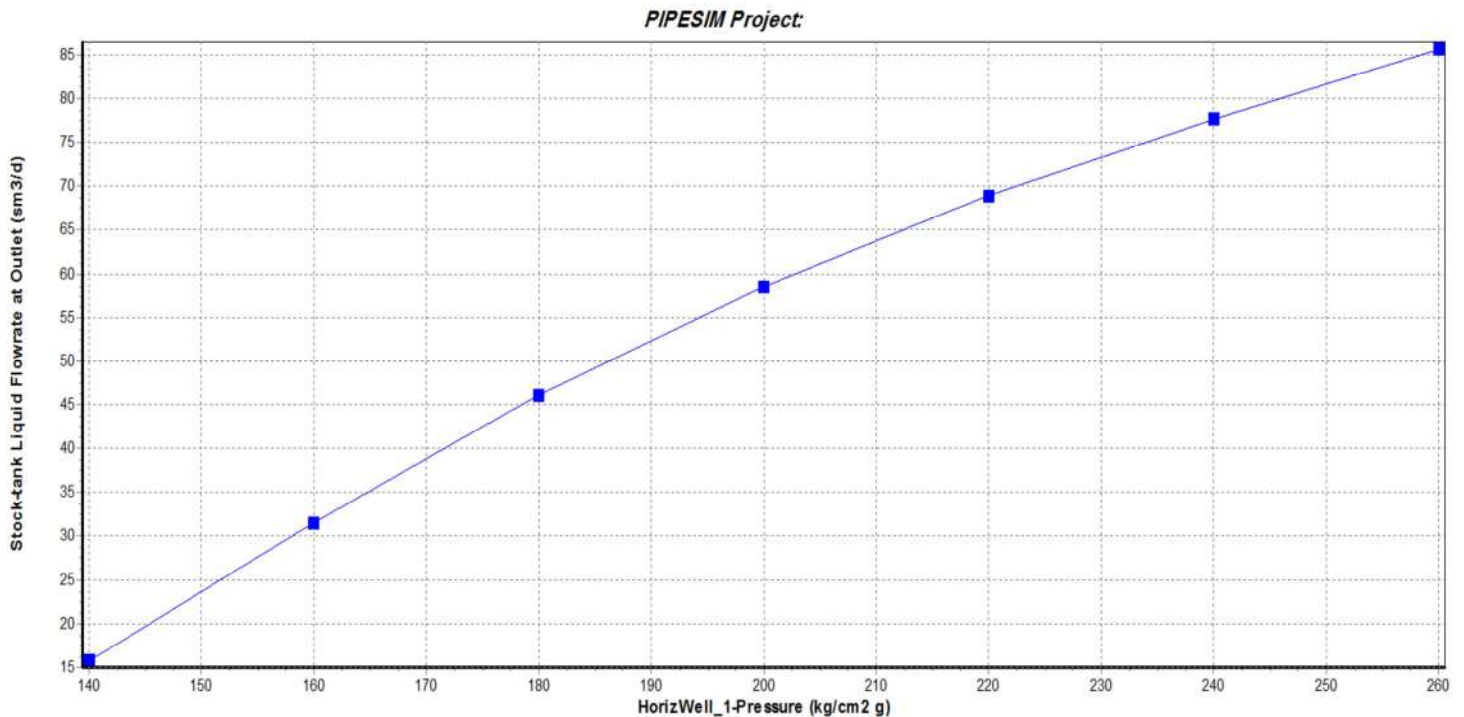


Figure V.11: Influence de l'IP sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.

Cette courbe explique l'influence de la productivité de puits sur le débit d'huile, où l'augmentation de la valeur de l'IP accompagne par une augmentation importante de débit.

d) Etude de l'influence de la pression de gisement P_g :

Aussi avec le logiciel PIPESIM on a fait des calculs des débits en fonction des valeurs de pression différentes puits on remarque les résultats représentés dans la figure suivante.



FigureV.12: influence de la P_g sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.

A partir de cette courbe on note que l'influence de la pression de gisement est légère telle que pour une augmentation de 23 Kg/cm² (de 237 à 260 Kg/cm²) le débit augmente par (9 m³/j de 76 à 85 m³ /j).

e) *Etude de l'influence de la vitesse de rotation de la pompe (exprimé en fréquence):*

L'influence de la vitesse de rotation de la pompe est expliquée par la courbe suivante:

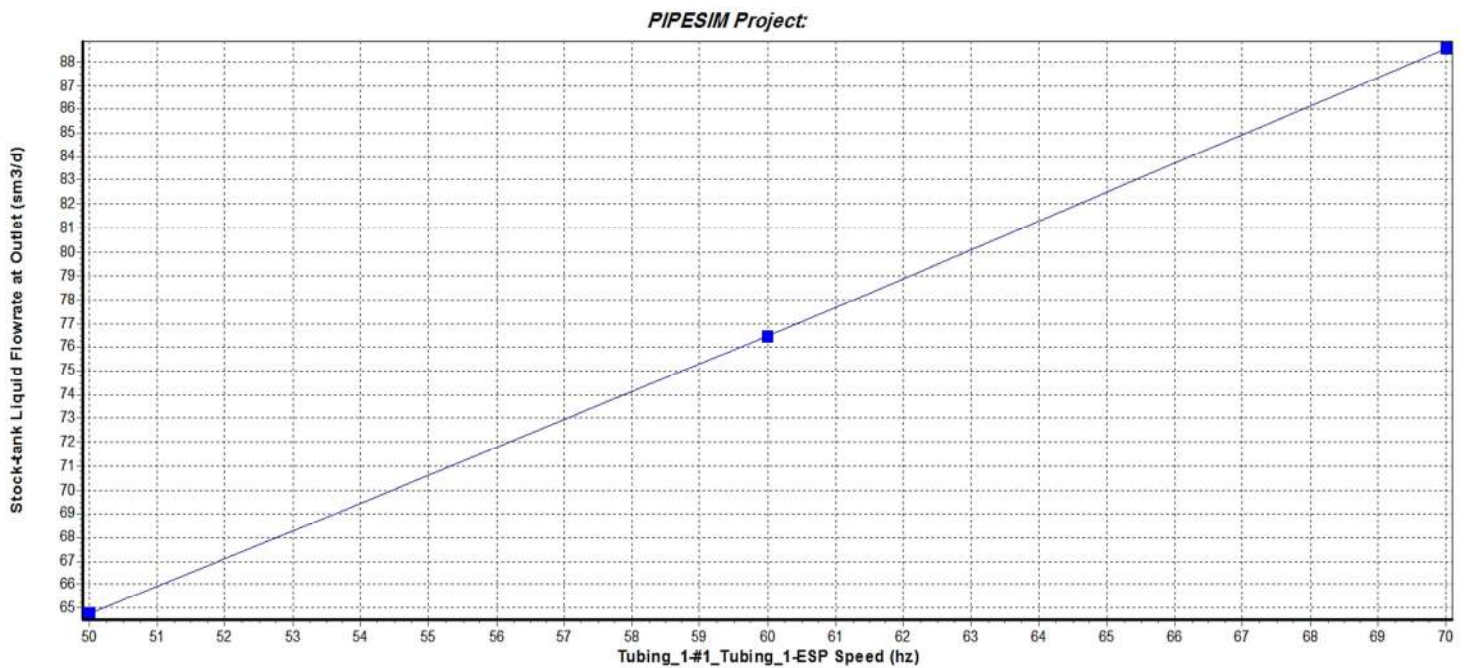


Figure V.13: Influence de la vitesse de rotation sur la performance du puits OMJZ21 activé par ESP.

Le débit augmente proportionnellement en fonction de l'augmentation de la vitesse de rotation, donc le débit est sensible à la vitesse de rotation de la pompe.

f) *Etude de l'influence de GOR:*

Nous savons que le gaz libre a un effet néfaste sur l'efficacité de la pompe pour expliquer sa on remarque la figure suivante:

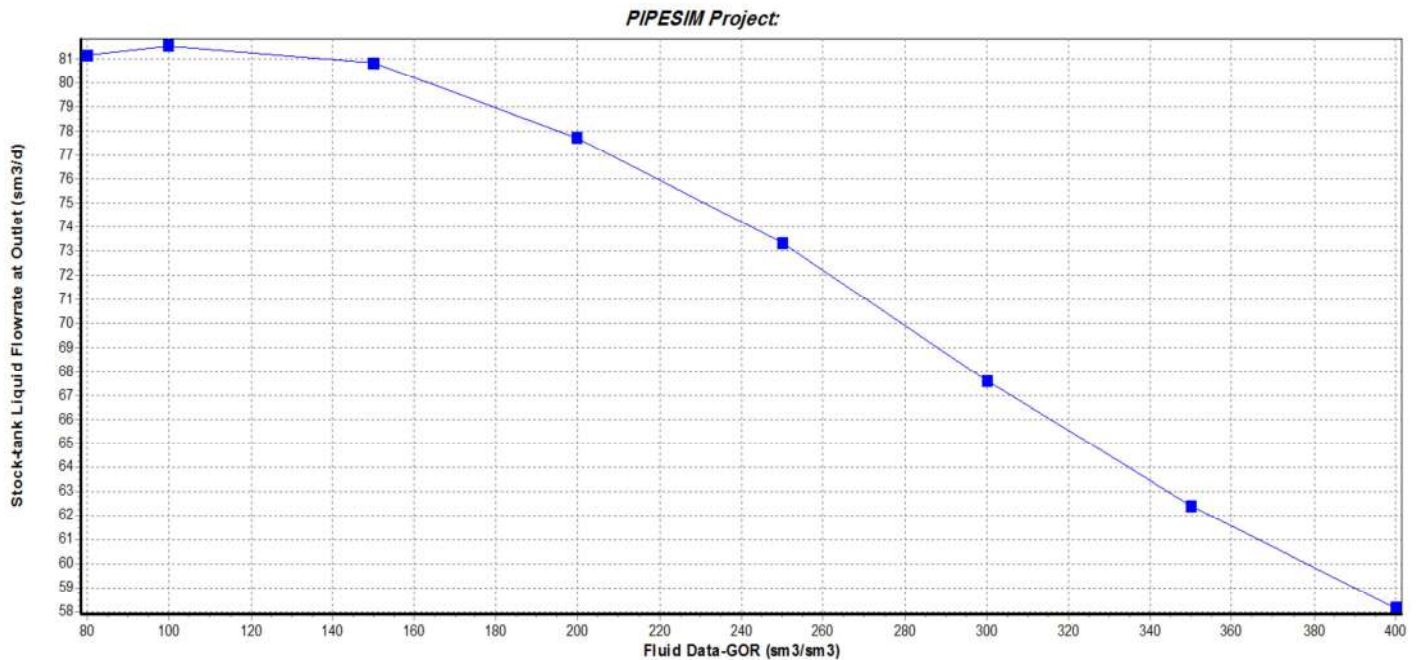


Figure V.14: Influence de GOR sur la performance du puits OMJZ21 activé par la pompe ESP.

Cette courbe montre qu'avec l'augmentation de la quantité du gaz libre dans la brute accompagnée par la diminution moyenne de débit d'huile.

V.5 Conclusion:

D'après cette étude on constate que le gaz lift est plus efficace que le système ESP, et l'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre le plus important pour tous les deux méthodes.

Conclusion générale:

Après l'évaluation et l'étude qu'on a fait sur le puits OMJZ21 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.
- ✓ Les contraintes d'application de gaz lift sont moins que les contraintes d'application de système ESP dans le champ de Hassi Messaoud.
- ✓ Si le système de pompage fonctionne dans un rythme stable dans tout le temps on peut voir un taux de récupération important, par ailleurs la production par le gaz lift peut être stoppée dans la saison de l'hiver (givrage).
- ✓ 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 chère donc demande d'une grande attention et de précaution.
- ✓ L'installation du gaz lift est simple par rapport à l'installation du système ESP.
- ✓ 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 le gaz lift pour le puits OMJZ21 donne un débit égal 3 fois que le débit initial, par contre l'activation par le système ESP donne un débit 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 les deux méthodes d'activation.
- ✓ Pour l'activation par le système ESP, la production diminue avec l'augmentation de GOR.
- ✓ Pour l'activation par le gaz lift, la production diminue avec l'augmentation de profondeur du point d'injection.

Recommandations:

- À partir de cette étude, nous pouvons recommander les points suivants :
 - ✚ Il est recommandé de faire une étude comparative entre le gaz lift et la pompe ESP pour les prochains puits candidats.
 - ✚ Il est préférable d'augmenter la durée d'évaluation des pompes pour connaître plus cette nouvelle technologie.
 - ✚ Il est recommandé d'installer la pompe ESP dans les puits où le gaz lift est devenu non rentable (chute du niveau dynamique).
 - ✚ D'après les résultats de performance et d'optimisation nous recommandons d'activer le puits OMJZ21 par le gaz lift.
 - ✚ Faire une étude de stimulation pour améliorer la perméabilité aux abords de puits OMJZ21 afin d'augmenter l'indice de productivité.
 - ✚ Faire une étude de maintien de pression au niveau de la zone où le puits OMJZ21 existe.

- L'activation par le système ESP peut être une solution pour certains autres puits et pour cela je recommande de :
 - ✚ Faire une étude large et très précise en collaboration de tous les services concernés pour assurer le fonctionnement du système ESP et éviter de tomber dans le même problème au premier essai dans le champ de HMD dans le puits ONMZ133, donc évite la perte d'argents.
 - ✚ Optimiser la vitesse de rotation de la pompe.
 - ✚ Optimiser la profondeur d'installation de la pompe pour éviter le problème hors service. la même chose pour l'activation par le système ESP, qui est nécessite une étude de stimulation et maintien de pression

Conclusion générale:

Après l'évaluation et l'étude qu'on a fait sur le puits OMJZ21 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.
- ✓ Les contraintes d'application de gaz lift sont moins que les contraintes d'application de système ESP dans le champ de Hassi Messaoud.
- ✓ Si le système de pompage fonctionne dans un rythme stable dans tout le temps on peut voir un taux de récupération important, par ailleurs la production par le gaz lift peut être stoppée dans la saison de l'hiver (givrage).
- ✓ 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 chère donc demande d'une grande attention et de précaution.
- ✓ L'installation du gaz lift est simple par rapport à l'installation du système ESP.
- ✓ 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 le gaz lift pour le puits OMJZ21 donne un débit égal 3 fois que le débit initial, par contre l'activation par le système ESP donne un débit 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 les deux méthodes d'activation.
- ✓ Pour l'activation par le système ESP, la production diminue avec l'augmentation de GOR.
- ✓ Pour l'activation par le gaz lift, la production diminue avec l'augmentation de profondeur du point d'injection.

Recommandations:

- À partir de cette étude, nous pouvons recommander les points suivants :
 - ✚ Il est recommandé de faire une étude comparative entre le gaz lift et la pompe ESP pour les prochains puits candidats.
 - ✚ Il est préférable d'augmenter la durée d'évaluation des pompes pour connaître plus cette nouvelle technologie.
 - ✚ Il est recommandé d'installer la pompe ESP dans les puits où le gaz lift est devenu non rentable (chute du niveau dynamique).
 - ✚ D'après les résultats de performance et d'optimisation nous recommandons d'activer le puits OMJZ21 par le gaz lift.
 - ✚ Faire une étude de stimulation pour améliorer la perméabilité aux abords de puits OMJZ21 afin d'augmenter l'indice de productivité.
 - ✚ Faire une étude de maintien de pression au niveau de la zone où le puits OMJZ21 existe.
- L'activation par le système ESP peut être une solution pour certains autres puits et pour cela je recommande de :
 - ✚ Faire une étude large et très précise en collaboration de tous les services concernés pour assurer le fonctionnement du système ESP et éviter de tomber dans le même problème au premier essai dans le champ de HMD dans le puits ONMZ133, donc évite la perte d'argents.
 - ✚ Optimiser la vitesse de rotation de la pompe.
 - ✚ Optimiser la profondeur d'installation de la pompe pour éviter le problème hors service. la même chose pour l'activation par le système ESP, qui est nécessite une étude de stimulation et maintien de pression

BIBLIOGRAPHIE

Livres

- Balducci & G. Pommier; 1971, Cambrian oil field Hassi Messaoud, Algeria, Memoir 14: Geology of Giant Petroleum Fields, Tulsa: AAPG, pp. [1]
- Activation des puits (D. PERRIN - ENSPM). [2]
- Beggs H., Production optimization using nodal analysis. Oklahoma, (2002). [3]
- ESP Systems Components, Materials and Specifications (Schlumberger) [4]
- Pump Selection (Schlumberger). [5]
- Gaz lift technical unit (Baker hughes) [6]
- H.dale. beggs ., production optimization using nodal analysis, tulsa, ,(2003) [7]
- The technology of artificial lift methodes (Kermit E. Brown) [8]
- The importance of electrical submersible pumps (esps) in maximizing oil recovery (Mazen H.Modahi) [9]

Thèse et mémoires :

- Knut Undheim S ., **Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field** ,Master's Thesis, university of Stavanger, p, 21, (2009). [10]

Rapports :

- Schlumberger : Pump Sizing. [11]



CHAMP DE HASSI MESSAOUD COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

Ere	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION	
CZ NEO	MIOPLIOCENE		240	26" x 18" 5/8	Sable, Calcaire, Marnes Sableux	
	EOCENE		218		Sable, Calcaire à Silex	
CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	91	+500m	Calcaire, Dolomie, Anhydrite	
		ANHYDRITIQUE	210		Anhydrite, Marnes, Dolomie	
		SALIFERE	140		Sal massif et traces d'Anhydrite	
	TURONIEN		99		Calcaire tendre crayeux	
	CENOMANIEN		148		Anhydrite, Marnes et Dolomie	
	ALBIEN		350		Grès, Argile silteuse	
	APTIEN		25		Dolomie et Calcaire	
	BARREMIEN		277		Argile, Sable, Grès	
	NEOCOMIEN		185		Argiles, Grès, Dolomie,	
	MALM		230		Argile, Marnes, et Dolomie, Grès	
	DOGG	ARGILEUX			107	Argile, Marnes, Dolomie
		LAGUNAIRE			223	Anhydrite, Dolomie, calcaire et Marnes
	LIAS	LD1			66	+2300m
LS1			90	Alternance Sel, Anhydrite et Argile		
LD2			55	Anhydrite et Dolomie Cristalline		
LS2			60	Alternance de Sel et Argile		
SALIF	LD3		35	KOP ± 3000m	Alternance de Dolomie et de Marnes	
	TS1		46		Alternance de Sel à Anhydrite et de Dolomie	
	TS2		190		Sel massif à intercalation d'Anhydrite et Argile	
ARGILEUX	TS3		200	12" 1/2 x 9" 5/8	Sel massif et trace d'Argile	
	ARGILEUX		113		Argile Rouge Dolomitique ou Silteuses injectées de Sel et Anhydrite	
	T.A.G		0 à 35		Grès, Argile	
PALEOZOIQUE	ERUPTIF		0 à 92	+3200m	Andésite	
	Quartzites d'El Hamra		75		Grès très fins	
	Grès d'El Atchane		25		Grès fins glauconieux	
	Argiles d'El Gassi		50		Argile verte ou noire	
	Zone des Alternances		18		Alternances grès et argiles	
	R Isométriques		42		Grès Isométriques, Silt	
	R Anisométriques		125		Grès Anisométriques, Silt	
	R 2		100		Grès Grossiers, Argile	
	R 3		370		Grès Grossiers, Argiles	
	Infra Cambrien		45		Grès Argileux rouge	
SOCLE				Granite porphyroïde rose		

Surveillance géologique

Modifiée par M. djarir le 04/11/2002

Fig 1 : Coupe stratigraphique & différentes phases de forage du champ de Hassi-Messaoud.

D'après la fiche technique du puits on a tiré les informations suivantes:

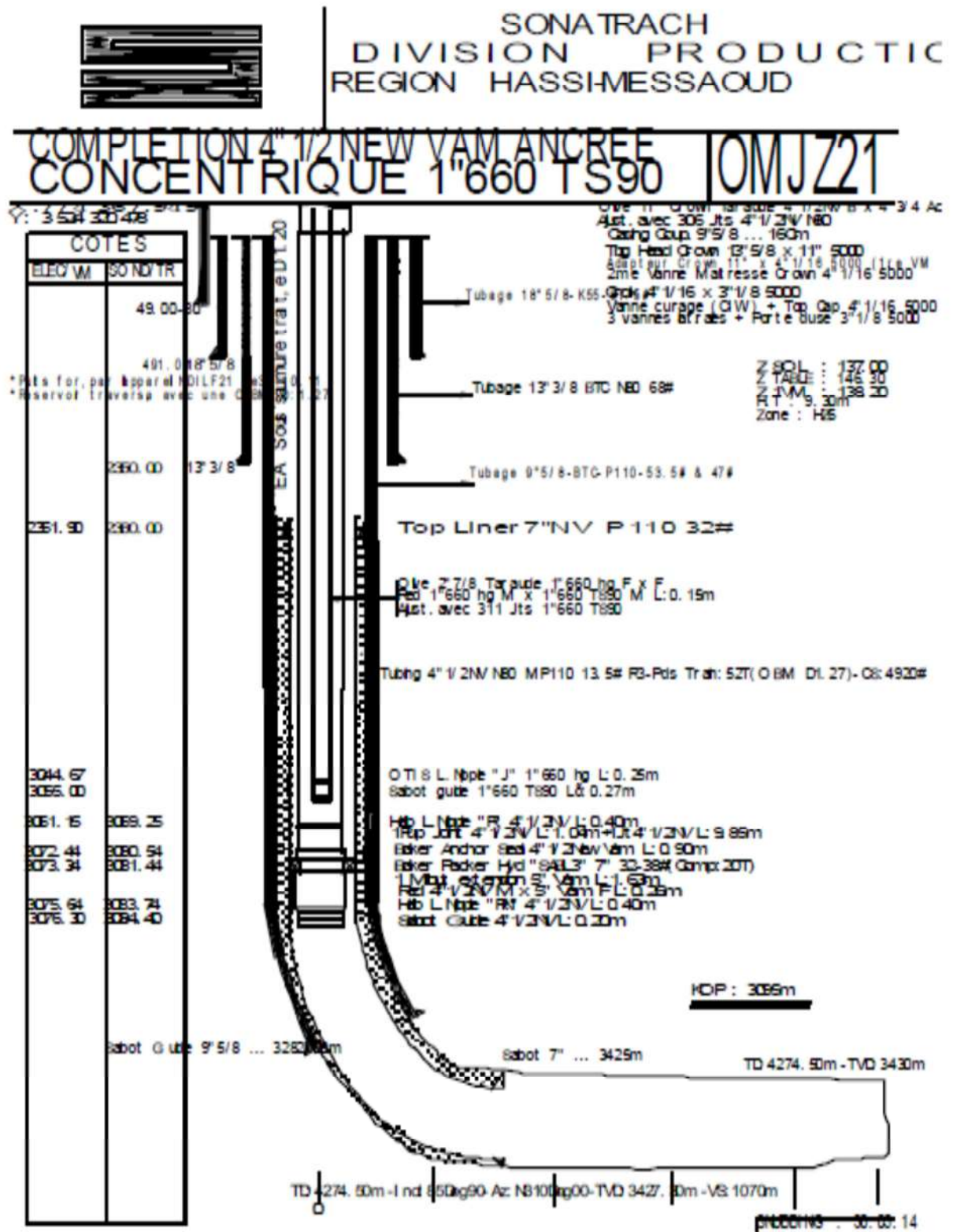


Figure 2: Fiche technique du puits OMJZ21

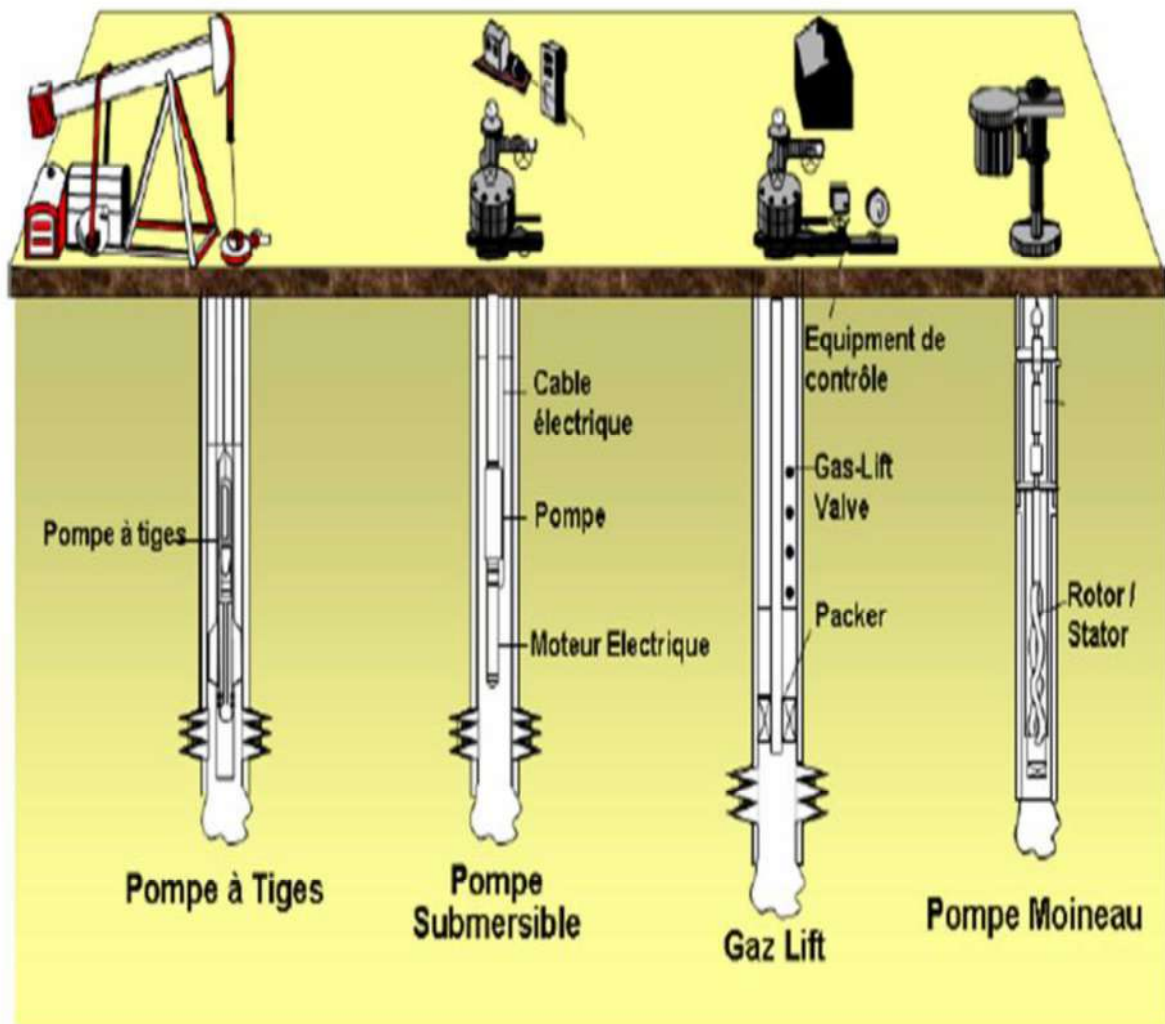


Fig 3 :DIFFERENTS TYPES D'ACTIVATION DES PUITES

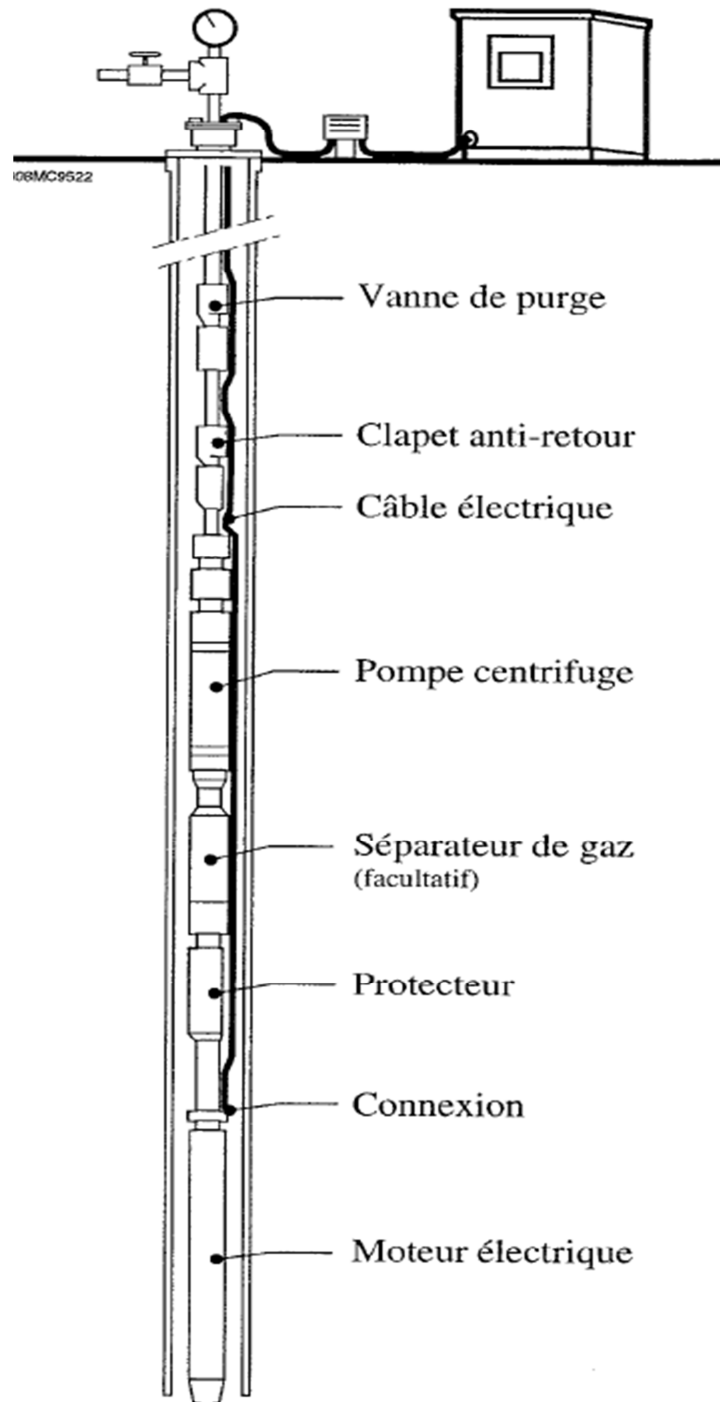


Fig 4 : SCHEMA GENERAL D'INSTALLATION D'UNE POMPE CENTRIFUGE ELECTRIQUE IMMERGEE

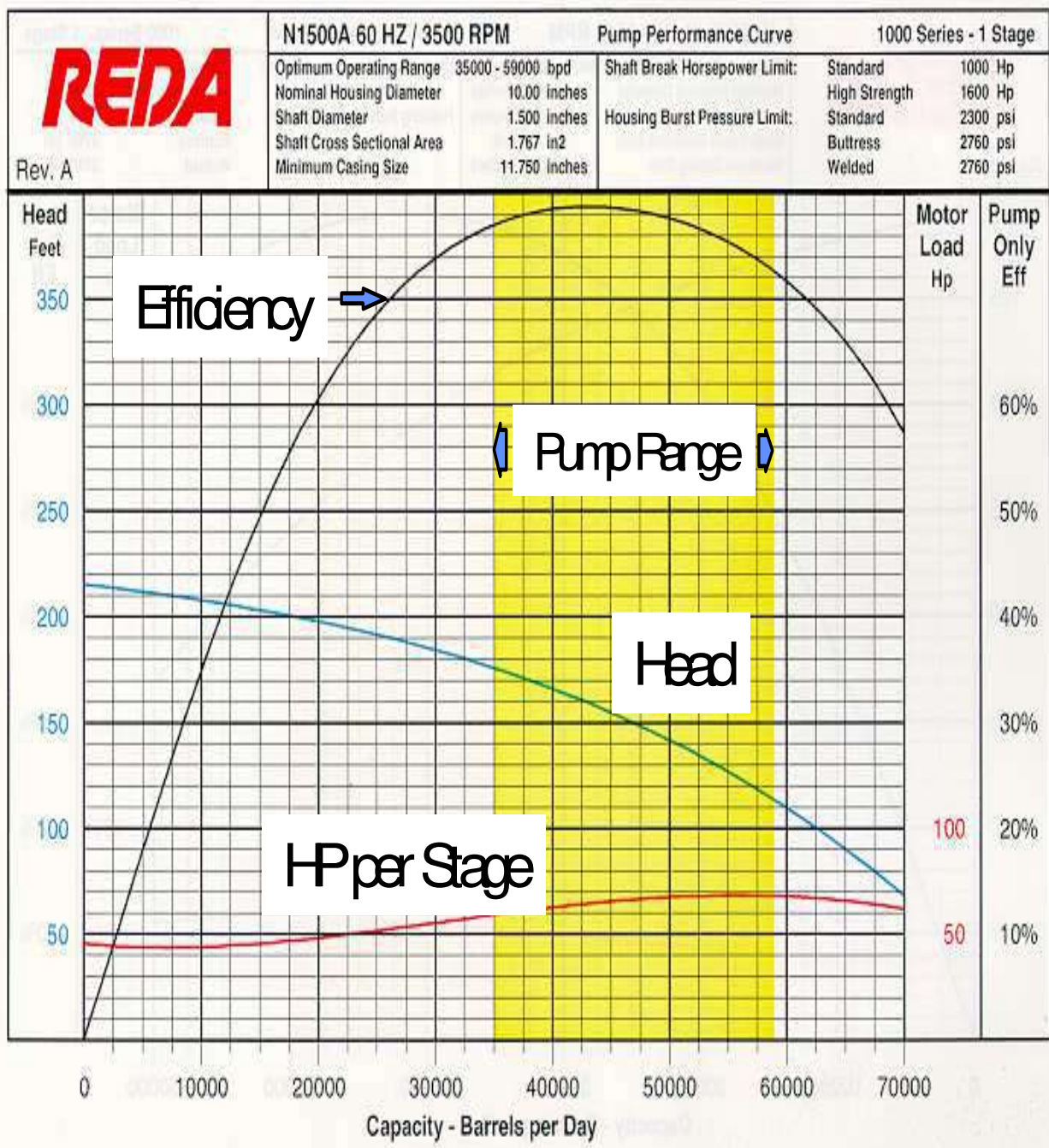


Fig : Courbe de performance de la pompe REDA N1500