

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 :

**BOUHEROUR Djamal Eddine, BENDIAB Ilyes**

-THÈME-

---

**Evaluation et Etude comparative entre gaz lift et  
la pompe électrique immergée dans le champ  
d'Ourhoud**

---

Soutenu le : 26 / 06 /2018 devant la commission d'examen

Jury :

<b>Président</b>	<b>Mr.KHEBBAZ Mehamed Elghali</b>	<b>MAA</b>	<b>UKM.Ouargla</b>
<b>Rapporteur</b>	<b>Mr.MILOUDI Mustapha</b>	<b>MAB</b>	<b>UKM.Ouargla</b>
<b>Examineur</b>	<b>Mr.DADA saada</b>	<b>MAA</b>	<b>UKM.Ouargla</b>

Ouargla Promotion 2018



# Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur **M<sup>r</sup>: MILOUDI MOUSTAPHA** qui nous a guidé à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation et pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux et nous remercions les


membres jurys

Nous n'oublierons pas de remercier nos  
Enseignants du département production,  
Pour les efforts qu'ils ont fournis durant  
Notre cursus afin de nous amener jusqu'au  
Bout de la formation.

Nous profitons de l'occasion pour  
Remercier tous ceux qui ont collaboré de  
Près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

- *BOUHEROUR, DJAMAL EDDINE*
- *BENDIAB ILYES*





*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A ma très chère femme, qui a été toujours là pour moi et qui*

*N'a jamais cessé de prier pour mon bonheur*

*A mes chers frères et mes sœurs.*

*A toute ma grande famille surtout : ABD EL BARI , ABD EL RAHIM , SALAH , NOUH, MOUSSA*

*A tous mes amis surtout ISLAM , NADJIB, SLIMO, MAHDI, EL HASSEN , EL HOUCINE , OUSSAMA , NASSIM , DJALAL, AMIR, NADIR, WADIA, FATAH, SAMIR, AMER, ALI, KHALIL, YACINE, AMMAR, SAMI*

*A tous mes camarades de classe ZAMPA*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mon binôme ILYES et ses Familles.*

➤ *Bouherour Djamal Eddine*





*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A mes chers frères et mes sœurs.*

*A toute ma grande famille*

*A tous mes amis surtout KHALIL, AMIR, AYMEN*

*A tous mes camarades de classe ZAMPÀ*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à Mon binôme*

*DJAMAL, et ses Familles.*

➤ *BENDIAB ILYES*

II



# Résumé

## Français

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides de s'écouler 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'épuiser, 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 cette 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, dans le champ Ourhoud on a choisi le gaz lift mais le problème est que le gaz ne suffit pas et nous avons suggéré de l'utiliser la pompe électrique submersibles.

Dans ce mémoire on a étudié l'installation de gaz lift et la ESP et faire une comparaison entre eux dans le puits QB 74.

Pour notre étude on a utilisé le logiciel PROSPER pour optimiser le débit de production dans les deux méthodes au puits QB74

## English

In the early time of hydrocarbons exploitation, each tank producing hydrocarbons has a pressure called "tank pressure" ; It is the energy (the potential) that allows the liquids to flow from the bottom of the well to the surface, due to the depression produced.

As production progresses, the tanks begin to run out, knowing a steady fall in the pressure, and a drop in the eruptive energy.

The possible breakthrough of water, which is a relatively heavy fluid, confirm this depletion. This pressure may therefore, at a time, become insufficient to ensure the production in a natural way.

At this point, it is said that the well which was eruptive became non-eruptive and requires some artificial methods of production.

In the Ourhoud field, they chose the gas lift to maintain the pressure of production but the problem is that the gas is not enough so we suggested to use the submersible

electric pump.

In this project of final dissertation, we have studied in a first time the installation of both, gas lift and ESP, then, we have made a comparison between them on a well named QB 74.

For our study the PROSPER software was used to optimize the production flow in both QB 74 well methods.

Finally, we conclude that: despite being too expensive, the pump is more efficient in maintaining the well production pressure compared to the gas lift, so it is the best choice to surrogate the gas lift method.

### العربية

في بداية أية عملية لاستغلال خزان بترولي جديد يكون لهذا الخزان ضغط أولي يدعى "بضغط الخزان" وهو الطاقة التي تسمح بتدفق السوائل من أسفل البئر إلى السطح عن طريق الفرق في الضغط الحادث.

مع استمرار الإنتاج، تبدأ الخزانات بالنضوب، حيث تعرف إنخفاض مستمرا في الضغط وبالتالي في الطاقة اللازمة لضخ السوائل إلى الأعلى وهذا ما قد يؤكد ظهور الماء الذي يعتبر سائلا ثقيلًا مقارنة بالمحروقات.

هذا الانخفاض في الضغط قد يصل في وقت ما إلى عدم القدرة على دفع السوائل أكثر نحو السطح ومنه فإن البئر المنتج للمحروقات طبيعياً قد يصبح خاملاً ما يتطلب في أغلب الأحيان استعمال طرق اصطناعية لضمان استمرار الإنتاج.

لحل هاته المشكلة، تستعمل تقنية الغاز الدافع Gaz lift في حقل أورهود لكنها غير كافية، فقمنا باقتراح استعمال المضخات الكهربائية المغمورة ESP.

في هاته المذكرة، قمنا بدراسة تقنية الغاز الدافع Gas lift من جهة وتقنية المضخة الكهربائية المغمورة ESP على البئر QB74 من جهة أخرى بواسطة برنامج PROSPER ، ثم قمنا بعمل مقارنة بينهما.

في الأخير، استنتجنا أنه رغم أن تكلفة المضخات الكهربائية المغمورة أكبر بكثير من تكلفة الغاز الدافع إلا أنها أكثر فعالية من حيث المحافظة على ضغط البئر أي كمية الإنتاج.

وبالتالي فإن ESP هي أحسن بديل للغاز الدافع Gas lift.

# Sommaire

<b>Remercîment</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des Nomenclatures</b>	<b>V</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I: Présentation du champ ourhoud</b>	
<b>I.1. Introduction</b>	2
<b>I.2.Historique de découverte</b>	2
<b>I.3.Activités et localisation</b>	3
<b>I.4. Situation géologique</b>	4
<b>I.5.Caractéristiques du réservoir</b>	6
<b>I.6. Historique de production</b>	7
<b>Chapitre II: Analyse nodale</b>	
<b>II.1. Introduction</b>	8
<b>II.2.Inflow performance Relationship - IPR</b>	8
II.2.1.La méthode de l'IP : (l'indice de productivité)	9
<b>II.3.Vertical Lift Performance</b>	10
<b>II.4.Le point de fonctionnement du puits</b>	11
<b>II.5.Présentation du Logiciel d'optimisation PROSPER</b>	12
II.5.1.Définition	12
<b>Chapitre III: Le gas lift et Les pompes électriques submerges</b>	
<b>III.1.Introduction</b>	14
<b>III.2.gas lift</b>	14
III.2.1.Les équipements de gas lift	15
III.2.1.1.Les équipements de la surface	15
III.2.1.1.1.L'équipement de compression	15
III.2.1.1.2.Le réseau de distribution	15
III.2.1.1.3.L'Equipment de mesure ET de control	15
III.2.1.1.4.Réseau de distribution basse pression	16
III.2.1.1.5.L'Equipment de déshydratation	16
III.2.1.2.Les Equipment de fond	16
III.2.1.2.1.Les mandrins	16
III.2.1.2.1.1.Les mandrins conventionnels (retirables)	16
III.2.1.2.1.2.Les mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels)	17
III.2.1.2.1.3.Les vannes de sécurité de Sub-Surface	17



III.2.1.2.2.Les Packers	17
III.2.1.2.3.Les vannes de gas lift	18
<b>III.2.2.Principe de gas lift</b>	18
<b>III.2.3.Types de gas lift</b>	19
III.2.3.1.Classification suivant le mode d'injection	19
III.2.3.1.1.Gas lift continu	19
III.2.3.1.2.Gas lift intermittent	19
III.2.3.2.Classification en fonction de la complétion	20
III.2.3.2.1.gas lift direct	20
III.2.3.2.2.gas lift indirect	20
<b>III.2.4.Caractéristiques</b>	22
<b>III.2.5.Limites d'utilisation de gas lift continu et l'intermittent</b>	22
<b>III.2.6.Facteurs a considérer dans la conception du gas lift</b>	23
<b>III.2.7.Utilisation du gas lift</b>	23
<b>III.2.8.Les avantages et les inconvénients</b>	23
III.2.8.1.Principaux avantages de gas-lift	23
III.2.8.2.Principaux inconvénients de gas lift	24
<b>III.3.Les pompes électriques submergées</b>	24
<b>III.3.1.Les équipements de fond d'ESP</b>	25
III.3.1.1.La pompe centrifuge	25
III.3.1.1.1.Les composants de la pompe centrifuge	25
III.3.1.2.Le séparateur	27
III.3.1.2.1.Le but	27
III.3.1.2.2.Les composants de séparateurs	27
III.3.1.3.Le protecteur	27
III.3.1.3.1.les composants du protecteur	27
III.3.1.3.2.le rôle du protecteur	28
III.3.1.4.Le moteur	29
III.3.1.5.Le câble	29
<b>III.3.2.Equipements de surface</b>	30
III.3.2.1.Tête du puits	30
III.3.2.2.Boîte de jonction (Junction Box)	31
III.3.2.3.Armoire de contrôle (Switchboard)	31
III.3.2.4.Le variateur de vitesse (ESP variable speed drive)	32

III.3.2.5.Transformateur	32
III.3.2.6.Centralisateur	32
III.3.2.7.Moniteur de pression et de température	32
<b>III.3.3.Principe des pompes centrifuges</b>	33
<b>III.3.4.Courbe de performance de la pompe</b>	34
<b>III.3.5.Les différents facteurs influant la durée de vie de la pompe</b>	34
III.3.5.1.Désigne	34
III.3.5.2.Gaz libre	35
III.3.5.3.Viscosité	35
III.3.5.4.Corrosion	35
III.3.5.5.Sable	35
III.3.5.6.Déposition	35
III.3.5.7.Echec électrique	36
III.3.5.8.Vieillessement	36
<b>III.3.6.Points fortes et faibles d'ESP</b>	36
III.3.6.1.Points forts	36
III.3.6.2.Points faibles	36
<b>III.4.Conclusion</b>	36
<b>Chapitre V : Calcul et évaluation</b>	
<b>IV.1.Exemple de calcul</b>	37
IV.1.1.Position du puits QB 74	37
IV.1.2.Fiche technique	38
IV.1.3: Historique de production du puits QB74	39
<b>IV.2.Modelisation de puit QB74 par PROSPER</b>	39
IV.2.1.Modélisation par la méthode de gaz lift	39
IV.2.1.1.Les données d'entrée	39
IV.2.1.1.1.Les options du système	39
IV.2.1.1.2.Les données PVT	40
IV.2.1.1.3.Les données des équipements	40
IV.2.1.2.Inflow Performance Relationship (IPR)	41
IV.2.1.3.Optimisation de gas-lift	42
IV.2.1.3.1.Les données d'entrée de gas lift	42

IV.2.1.3.2.Comparaison entre les courbes IPR-VLP sans et avec gaz lift	43
IV.2.1.3.3.le point optimum de l'injection de gaz lift	45
IV.2.1.3.4 : La courbe de performance	46
IV.2.1.4 : Les paramètres influençant sur les puits en gas lift	47
IV.2.1.4.1 : Etude de l'influence de l'indice de productivité IP	47
IV.2.1.4.2 : Influence de water cut	47
IV.2.1.4.3 : Influence de déclin de la pression de gisement	48
IV.2.2.Modélisation par la méthode d'ESP	49
IV.2.2.1.Les données d'entrée	49
IV.2.2.1.1.Les options du système	49
IV.2.2.1.2.Les données PVT	50
IV.2.2.1.3.Les données des équipements	50
IV.2.2.2.Inflow Performance Relationship (IPR)	51
IV.2.2.3.Analyse nodale pour un puits exploité avec esp	52
IV.2.2.4.Optimisation d'ESP	53
IV.2.2.4.1.Choix de l'unité de pompage	53
IV.2.2.4.1.1.Choix du débit désirable	53
IV.2.2.4.1.2.Critères de Choix de la pompe	54
IV.2.2.4.1.3.Critères de Choix de moteur	54
IV.2.2.4.1.4.Choix de séparateur de gaz	55
IV.2.2.5.les données d'entrée d'ESP pour le puits QB74 donné par le PROSPER	55
IV.2.2.6.Inflow et outflow performance de puits après installation de la pompe	56
IV.2.2.7.Inflow et outflow optimum	57
IV.2.2.8.La courbe de performance	57
IV.2.2.9.Les paramètres influençant sur les puits en ESP	58
IV.2.2.9.1.Etude d'influence de l'indice de productivité IP	58
IV.2.2.9.2.Etude de l'influence de la pression de gisement Pg	59
IV.2.2.9.3.Etude de l'influence de GOR	59
<b>IV.3.Comparaison</b>	60
<b>IV.4.Conclusion</b>	60
<i>Conclusion générale</i>	
<i>Références bibliographiques</i>	

<b>List des figures</b>		
<b>Figure</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
Figure I.1	Carte géologique du champ Ourhoud	3
Figure I.2	Situation géographique du champ Ourhoud	4
Figure I.3	Situation géologique du champ Ourhoud	5
Figure I.4	Les partenaires	5
Figure I.5	Part du pétrole de chaque compagnie	6
Figure II.1	La courbe IPR	9
Figure II.2	La variation de l'IPR sur la vie d'un puits	10
Figure II.3	La courbe VLP	11
Figure II.4	Point de fonctionnement	11
Figure II.5	L'organigramme de fonctionnement de PROSPER	13
Figure III.1	Équipement nécessaire pour l'installation gas lift	15
Figure III.2	Design des mandrins	17
Figure III.3	Principe de gas lift	18
Figure III.4	Gas lift continue et intermittent	19
Figure III.5	Type de complétion (direct)	20
Figure III.6	Type de complétion (indirect)	21
Figure III.7	ESP	25
Figure III.8	La pompe centrifuge	25
Figure III.9	Pompe centrifuge immergée et ses composants	26
Figure III.10	Le séparateur	27
Figure III.11	Le protecteur	28
Figure III.12	Moteur électrique	29
Figure III.13	Le câble plat	29
Figure III.14	Le câble rond	30
Figure III.15	Système de pompage électrique	31
Figure III.16	Tête du puits avec connecteur électrique	31
Figure III.17	Le chemin du fluide dans un étage	33
Figure III.18	La courbe de performance de la pompe	34
Figure IV.1	Position du puit QB74	37
Figure IV.2	Historique de production QB74	39
Figure IV.3	L'IPR de QB74	42
Figure IV.4	IPR-VLP sans gaz lift	43
Figure IV.5	IPR-VLP avec une variation de débit d'injection	44
Figure IV.6	IPR-VLP avec gaz lift au point optimum	45
Figure IV.7	La courbe de performance	46
Figure IV.8	influence du l'IP sur la performance du puits QB74 avec gaz lift.	47
Figure IV.9	Influence du WC sur la performance du puits OB74 activé par le Gaz Lift.	48
Figure IV.10	Influence de la Pg sur la performance du puits	48

	QB74 activé par le Gaz Lift	
Figure IV.11	L'IPR de QB74	51
Figure IV.12	les zones spécifiques de fonctionnement d'une ESP	52
Figure IV.13	variation de débit en fonction de changement de profondeur	53
Figure IV.14	IPR-VLP avec une variation de nombre d'étage	56
Figure IV.15	IPR-VLP avec ESP au point optimum	57
Figure IV.16	La courbe de performance	57
Figure IV.17	Influence de l'IP sur la performance du puits QB74 activé par ESP	58
Figure IV.18	influence de la Pg sur la performance du puits QB74 activé par ESP.	59
Figure IV.19	Influence de GOR sur la performance du puits OMJZ21 activé par ESP	59

<b>List des tableaux</b>		
<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
Tableau IV.1	Fiche technique de puits QB74	38
Tableau IV.2	Les options du système	40
Tableau IV.3	Les données PVT	40
Tableau IV.4	Les données des équipements	41
Tableau IV.5	l'indice de productivité	41
Tableau IV.6	Les données du gas lift	43
Tableau IV.7	variation des O/W/G avec changements de débit gaz injectés	45
Tableau IV.8	Les options du système	49
Tableau IV.9	Les données PVT	50
Tableau IV.10	Les données des équipements	50
Tableau IV.11	l'indice de productivité	51
Tableau IV.12	les données d'entrée d'ESP	55
Tableau IV.13	variation des O/W/G avec changements de nombre d'étage	56
Tableau IV.14	Les résultats d'optimisation de gaz lift et ESP	60

## Nomenclatures

q <sub>o</sub>	débit d'huile. $m^3/h$ .
q <sub>o max</sub>	Débit entrant maximal correspondant à une pression dynamique nulle (p <sub>wf</sub> =0) ( <b>AOF</b> ).
K	la perméabilité. md
p <sub>wf</sub>	pression dynamique du fond de puits. $kg/cm^2$
p <sub>wf0</sub>	pression de fond dynamique idéale. $kg/cm^2$
<i>R P</i>	Pression moyenne de réservoir. $kg/cm^2$
<i>G P</i>	Pression de gisement. $kg/cm^2$
h	épaisseur de réservoir. m
TDV	la profondeur de puits
r <sub>e</sub>	rayon de drainage du puits. m
r <sub>w</sub>	rayon du puits. ft.
<i>d</i>	Densité de fluide.
μ <sub>o</sub>	viscosité d'huile. cp
B <sub>o</sub>	facteur volumétrique du fond. $m^3/m^3$
<i>DP<sub>skin</sub></i>	Perte de charge du au skin.
q <sub>L</sub>	débit liquide. $m^3/m^3$
q <sub>g</sub>	débit de gaz. $m^3/m^3$
GOR	rapport débit de gaz sur débit d'huile. $m^3/m^3$
R <sub>s</sub>	Saturation de gaz dessue. $m^3/m^3$
C <sub>t</sub>	la compressibilité totale.
WC	water cut.
d <sub>g</sub>	Densité de gaz.
d <sub>w</sub>	Densité d'eau.
S <sub>o</sub>	Salinité de l'huile. mg/l
P <sub>b</sub>	Pression de bulle. $kg/cm^2$
S	skin facteur d'endommagement
FE	Efficacité d'écoulement

IP	l'indice de productivité. $m^3 \cdot cm^2/h.kg$
f	Coefficient de friction
$\rho$	la masse volumique $kg/m^3$
$g_c$	Coefficient de conversion
V	la vitesse m/s
TDH	total dynamic head
BHP pump	la puissance de rotation nécessaire
IPR	Inflow Performance Relationship
VLP	Outflow performance Relationship
ESP	Pompe électrique émergée submersible



# Introduction Générale

# Introduction générale

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

L'exploitation optimale de ce secteur demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale des réserves en place du champ et la continuité de la production avec un coût minimal, c'est l'objectif principal de tous les pays producteurs d'huile.

Parmi les importants champs d'huiles en Algérie, on trouve le champ d'Ourhoud .Il s'étend sur une superficie d'environ 263,4Km<sup>2</sup>.

L'exploitation du champ, par déplétion naturelle, a fait chuter sa pression de gisement d'une façon remarquable. La faible épaisseur de réservoir, et la proximité des interfaces G/O et W/O par rapport à l'emplacement des perforations, favorisent le phénomène de coning (water coning et gaz coning) qui diminue considérablement la récupération d'huile et tue le puits.

Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel avec toutes les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a : le gas-lift et la pompe ESP

Dans cette étude on va essayer d'élaborer :

- Une présentation du champ ourhoud ( situation géographique, géologique, et son caractéristiques).
- Généralités sur annalyse nodale
- Etudier et optimiser la méthode de gaz lift et son procédure et d'étudier l'influence des paramètres en utilisant le logiciel PROSPER dans le puits QB74.
- Etudier et optimiser le pompage électrique et son application dans le puits QB74, et en basant sur différentes paramètre technique et économique par l'utilisant de logiciel PROSPER.
- comparer les deux méthodes d'activation : le gaz lift et les pompe ESP à partir de taux de production récupérer et le cout de chaque méthode.

Chapitre I :

Présentation du champ  
Ourhoud

**I.1. Introduction**

Pour le monde actuel, le pétrole et le gaz occupent une place essentielle parmi les sources d'énergie exploitées.

L'Algérie est un pays membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et du Forum des pays exportateurs de gaz, elle est le 18e producteur de pétrole, le 9 eme producteur de gaz naturel et le 8e exportateur de gaz naturel au monde.

Sonatrach est le groupement pétrolier algérien chargé de la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures. Elle a été classée 1re société en Afrique et 12e plus grand groupe pétrolier au monde.

**I.2. Historique de découverte**

Les explorations au champ d'**Ourhoud** ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre **Sonatrach** et **Cepsa** qui permette l'exploration de bloc 406 dans le bassin de **Berkine**.

Le puits nommé **BKE 1** était le premier foré dans les grés **TAGI** (Triassic Argileux Gréseux Inferieur) et après sa mise en production il a donné un débit de 15275 bbl/J.

Le champ devrait être unifié en 2005, mais en Février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec SONATRACH. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitarien de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble. [1]

Age	Group	Formation	Lithology	Description	Potential Hazards	Casing String	Cement	Mud	Logging	Suggested Bits
LIASSIC	Lias	2483.6	Lias Anhydrite	Interbedded anhydrite, halite and claystone, with occasional beds of dolomitic limestone. The halite interbeds only occur in the lower half of the section. An anhydrite bed associated with a pronounced slow drilling break marked the top of this section.	Casing must be set a minimum 10m into the Liassic Anhydrite formation (100% Anhydrite). In doubt, always drill deeper.	13 3/8" Csg. set + 10m into solid anhydrite in the Lias Anhydrite.	Cement 13 3/8 Csg in one stage: Pump 1.33 SG Salt-CRETE lead cmt slurry followed by a 1.90 SG Class "G" tall slurry (volumes determined after running EMS 6 arm caliper log)	Oil Based Mud, 15-16.5PPG (1.91-1.98SG)	2A-BHC-GR-CALI, 2B-CBL-VDL-GR-CCL	12 1/4" PDC One run
		2620	Lias Salt	Halite, with minor claystone beds, and rare trace of anhydrite. The top marked by a fast drill break in top halite bed.	Tight hole during trip, short wiper trip while drilling the section or reaming with two singles each connection.					
		2680.4	Horizon 'E'	Dolomitic limestone with thin bands of claystone. Thin bed of anhydrite at base of formation. The top is marked by slower ROP's, coinciding with the change from halite to dolomitic limestone. Characteristically overpressured.	Potential CaCl2 water flows at pore pressure up to 16 ppg (1.92 sg)					
		2717.8	Lias S1 / S2	Halite, with interbeds of anhydrite and claystone. In the upper half of this section, halite was the main lithology, whereas in the lower half, anhydrite became predominant.	Tight hole during trip. Interbedded Claystone exhibit plastic flow characteristic due to geo-pressure by massive Liassic salt intervals. Short wiper trip or reaming with two singles each connection have proven more effective than fresh water pills. Careful attention should be paid to the Caliper log to decide if the wiper trip is required. Keep a record of the formation drilled relative to the stabilisers in the BHA to determine if the tight hole is due to Claystones or Salt formations.	9 5/8" Csg set + 106.5 47 bit P110 New Yam				
	2665.3	Lias S3	Massive halite with thin claystone beds. The claystones are slightly more frequent towards the base. The top is marked by an increase in ROP, associated with the lithology change from anhydrite to halite.	34 Salt above the triassic argileux varies in thickness and can be mixing altogether. Ideally the csg should be set ± 10 m above the Trias argileux and consider circulating bottom up in preference to drilling into the Argileux.						
	3081.6	Horizon "D2"	Anhydritic claystone with minor beds of halite that diminished to the base.		9 5/8" Csg set + 10m above Trias Argileux	Pump 1.98 SG (16.5ppg) Class "G" slurry (TOC @ 150m Inside previous shoe)				
	3102.7	Trias Argileux	Varicoloured claystone with occasional thin beds, nodules and/or laminations of amorphous anhydrite. Minor silty claystone and siltstone layers at the base.	High risk of losses with mud weight above 15 PPG.						
	3164	Trias Carbonate	Claystone, with numerous thin interbeds of limestone.	Overpressured to a different degree in every well resulting in high gas reading, hole caving or coring problems. Once the logs are run the hole will also be seen to be overgauge, in some cases drastically. Mud weight up to 11 ppg (1.32sg) may be required.						
	3211.6	TAGI Reservoir	Interbedded fluvial sandstones and claystones.							
	CARB. TRIASSIC	Top MKB MDL	3266.7	Hercyn Uncon. Carboniferous Shale	Characteristically composed of very dark grey to black shale with occasional thin sandstone layers and traces of dolomitic limestone.  TD @ 3450m		6 1/2" OR 7" Liner set at Bottom			

Figure I.1 : Carte géologique du champ Ourhoud [1]

### I.3. Activités et localisation

Le champ de pétrole Ourhoud, situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, fut découvert en juillet de l'année 1994, il s'étend sur deux autres blocs : Le 405 et le 404. Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie avec un périmètre d'exploitation de **263,4 Km<sup>2</sup>**. Le champ d'*Ourhoud* est délimité par les coordonnées *UTM* suivantes :  
 X = 405 248 à 426 628 longitude Est.      Y= 3 376 147 à 3 403 776 L'altitude Nord. [1]

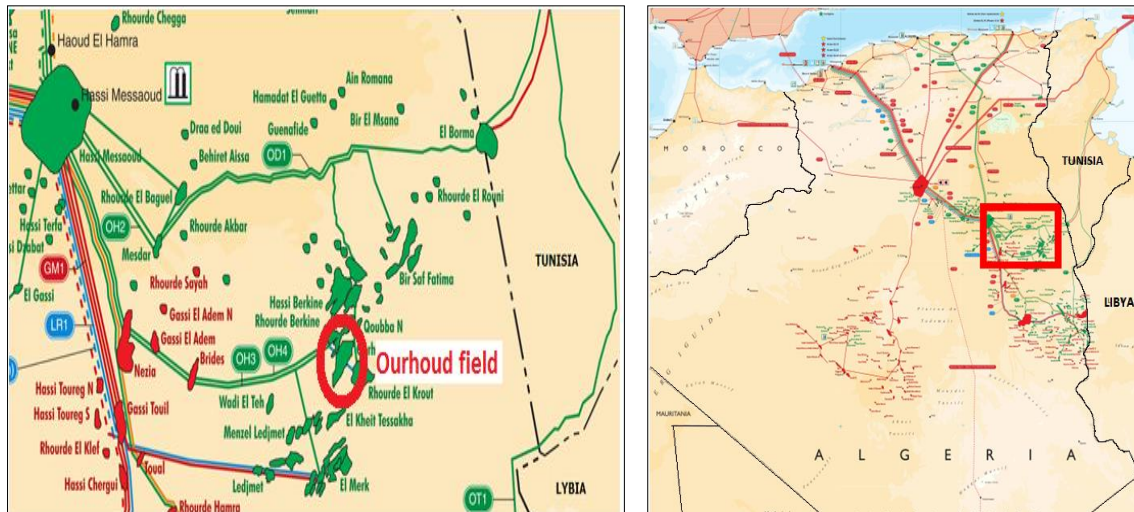


Figure I.2: Situation géographique du champ Ourhoud [1]

### I.4. Situation géologique

Le gisement d'*Ourhoud* est situé dans le bassin intra-Cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

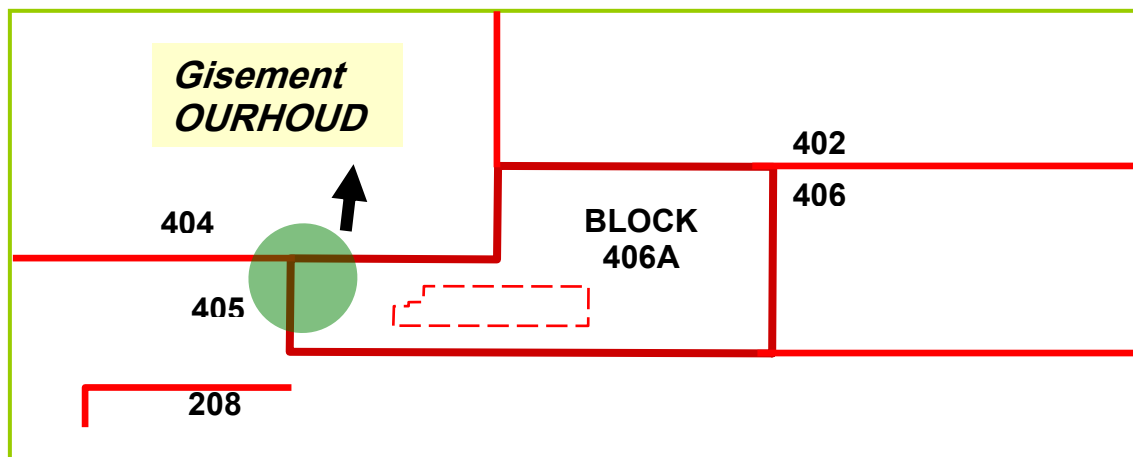
Le gisement d'*Ourhoud* est localisé dans les blocs **404/406A/405** du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grés du *Trias Argilo Gréseux Inférieur TAGI* (Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres), piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir est le Trias Argilo gréseux Inférieur (*TAGI*) situé immédiatement au-dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de **3100 mètres** dans la région d'Ourhoud. L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de **0,8115** au

stockage. La pression initiale du réservoir est de **348,11bar** la température de gisement est de **102°C**.

La production actuelle est assurée par 125 puits dans :

- 66 puits producteurs d'huile.
- 09 puits producteurs d'eau Albien/Barremian.
- 08 puits producteurs d'eau Miopliocène
- 28 puits injecteurs d'eau.
- 14 puits WAG.



**Fig I.3: Situation géologique du champ Ourhoud [1]**

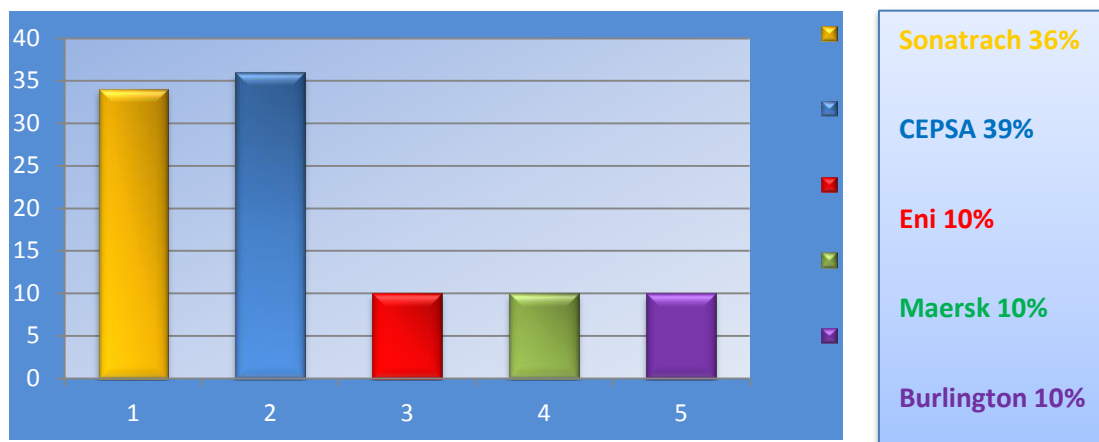
**Sonatrach** est associée avec cinq compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs

- Sur le bloc 404, **Sonatrach** est associée à **Anadarko** (qui a comme associés **Agip** et **Maersk**).
- Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée à l'espagnole **Cepsa**.
- Tandis que sur le bloc 405, elle est associée à **Burlington Resource**



**Figure I.4: Les partenaires [1]**

Le gisement a fait l'objet d'une utilisation qui permet de calculer la part du pétrole qui revient à chaque compagnie. Actuellement Cepsa a la plus grande part.



**Figure I.5: Part du pétrole de chaque compagnie [1]**

Le champ Ourhoud est composé de quatre zones Classées comme suit :

- L'usine.
- Les Puits et Satellites.
- La Base Industrielle.
- Les Bases de Vie Principale et annexe. [1]

### I.5.Caractéristique du réservoir

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres.

Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100 m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89 m dans la partie Sud-Ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors de la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140 Km<sup>2</sup>, avec une profondeur moyenne de 3180 m.

Le réservoir se caractérise par :

- Température de réservoir : 102 °C.
- Pression de réservoir : 348 bars.
- Porosité moyenne : 16 %.
- Perméabilité moyenne : 200 mD.
- Degré API : 42,5.
- GOR : 64 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- Gradient de pression : 1,02 psi/m. [1]



**I.6. Historique de production**

La production au champ d'Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility) et avec un nombre de puits limité.

La production d'huile a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau pourrait se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellite, il contribuera à porter la production nationale à 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui a commencé en 25/01/2003 et 20/02/2003 respectivement. L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau «L» et ce à compter de Mars 2004 avec une accentuation au fil de temps pour atteindre un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2.

La production d'huile dépend directement de la quantité d'eau et de gaz injecté ainsi que le nombre de puits producteurs. [1]

# **Chapitre II:**

# **Analyse Nodale**

**II.1. Introduction**

L'approche d'analyse nodale de système est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits.

Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases:

- Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
- Ecoulement à travers la colonne de production.
- Ecoulement à travers l'équipement de surface. [2]

**II.2. Relation de performance d'entrée - IPR**

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

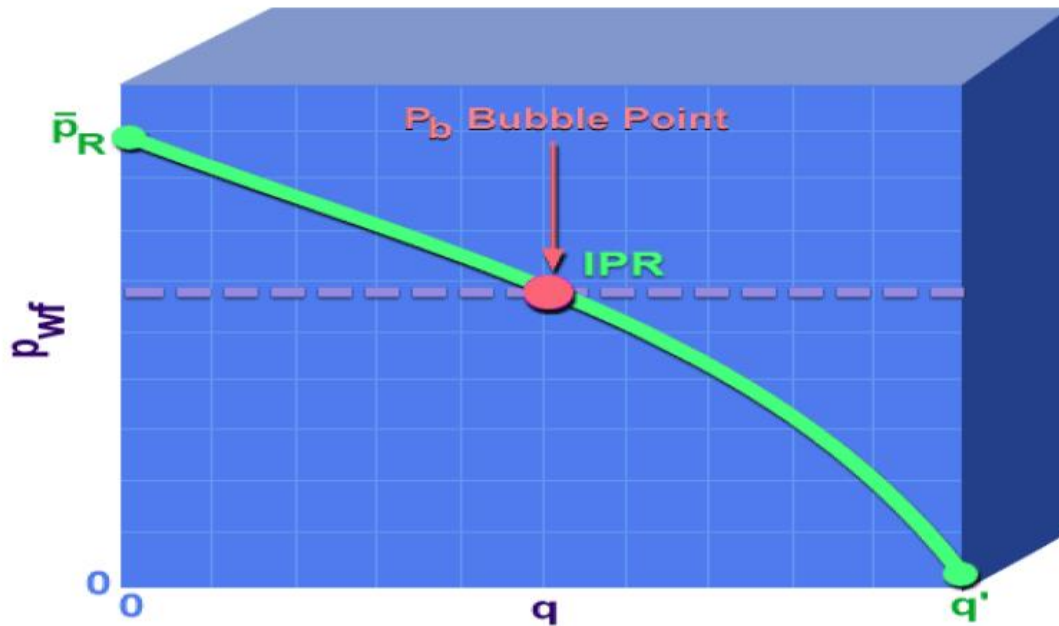
Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétro physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. [3]

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

**II.2.1. La méthode de l'IP : (l'indice de productivité)**

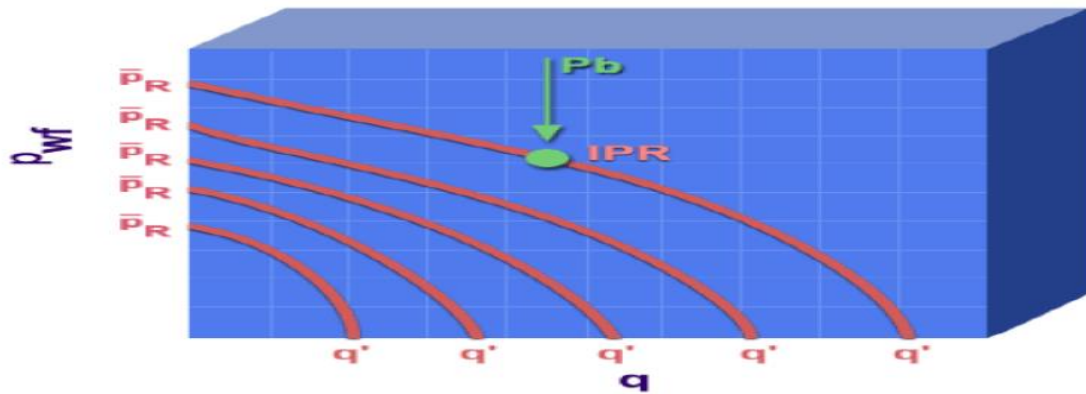
Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus de la pression de bulle l'indice de la productivité sera constant. Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera où fur et à mesure que le gaz sort de la solution Gilbert (1954), le père de l'ingénierie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



**Figure II.1: La courbe IPR.**

Optimisation de gaz lift au niveau de champ Ourhoud 47 : Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits  $P_{wf}$  en fonction du débit  $Q$ , c'est l'IPR, Parce que la pression du réservoir sera généralement en déplétion par la production, l'IPR de la vie d'un puits est démontré par une famille de courbes qui diminue vers l'origine.

Chaque courbe représente la relation entre la pression et le débit à une pression de réservoir donnée. [3]



**Figure II.2: La variation de l'IPR sur la vie d'un puits.**

Les extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne  $P_R$  à un débit compris entre zéro, et le débit maximal  $Q$  qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement au fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

Au-dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile ce qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité. [3]

### II.3.Relation de performance de sortie

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (Flowing Bottom Hole pressure) en fonction du débit, à une pression aval fixée (pression de tête, ou pression du séparateur).

Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits  $P_{wf}$  pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue. [2]

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits

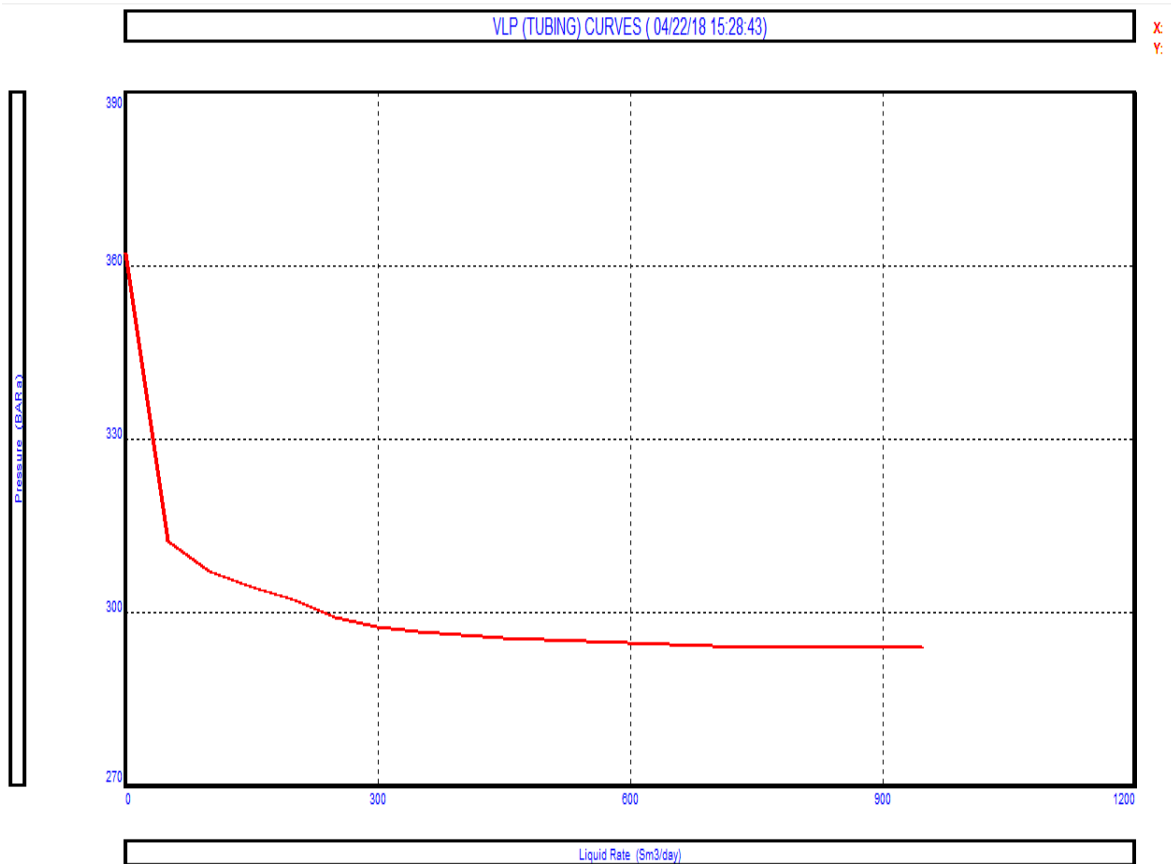


Figure II.3: La courbe VLP.

#### II.4. Le point de fonctionnement du puits

Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir, et la réponse du tubing. Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (**Q, Pwf**).

Ce point se change suite au changement de l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres. [2]

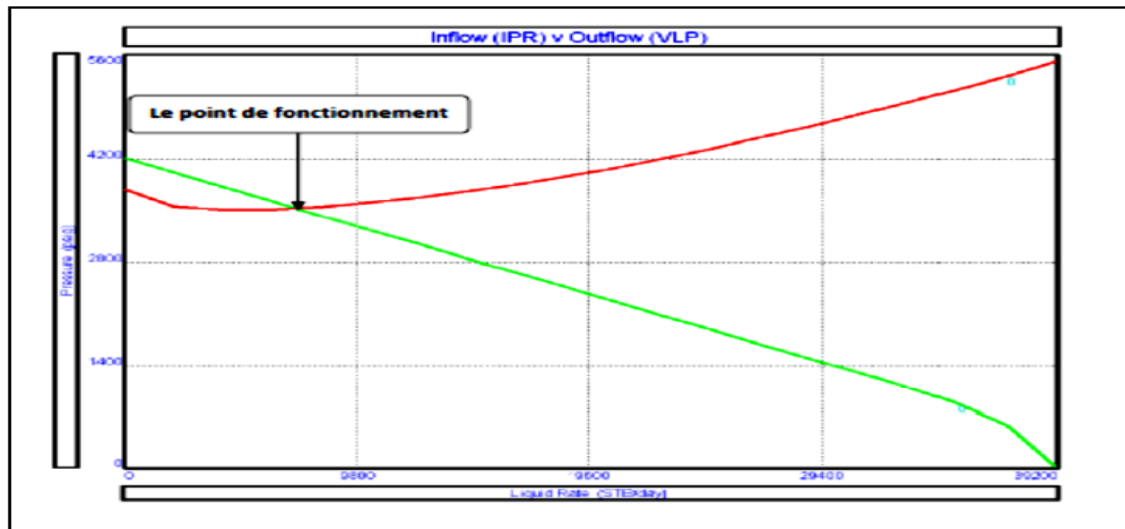


Figure II.4: Point de fonctionnement

## II.5. Présentation du logiciel d'optimisation PROSPER

### II.5.1. Définition

Le logiciel **PROSPER**, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir (IPR).
- L'écoulement à travers la complétion (à partir du top de perforation).
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet:

- L'analyse de la performance des puits.
- L'optimisation des complétions.
- L'optimisation du gas-lift et la pompe ESP. [4]

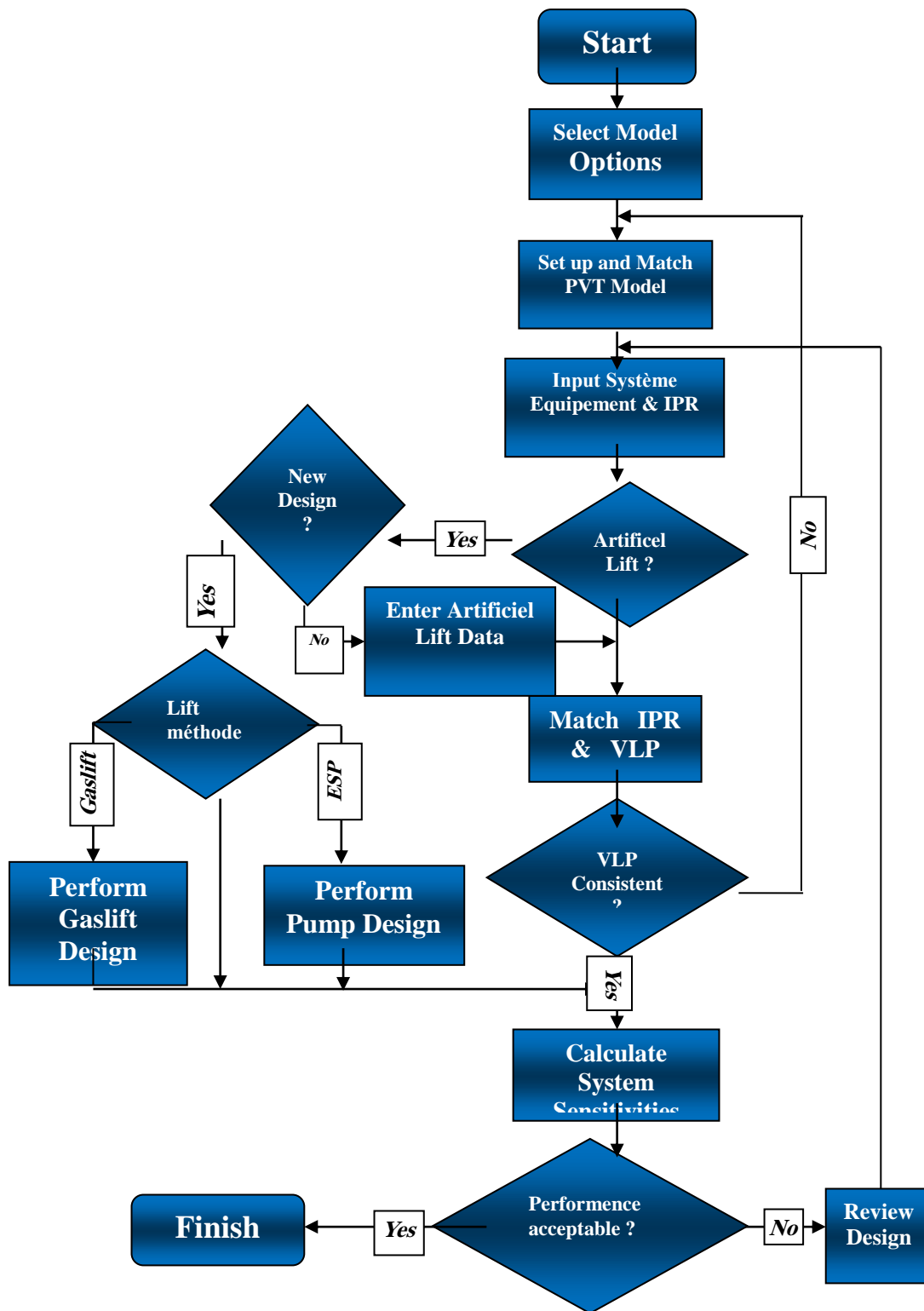


Figure II.5: L'organigramme de fonctionnement de PROSPER



**Chapitre III :**  
**Le gas lift et Les**  
**pompes électriques**

**III.1.Introduction**

Après la découverte d'un gisement pétrolier et mise en exploitation, certains problèmes non connus apparaîtront au fur et à mesure de la mise en production des puits qui vont certainement influencer d'une façon négative sur le rendement du gisement, donc il faut connaître les causes de ces problèmes et définir les remèdes adéquates.

Parmi ces contraintes, on peut citer :

- Les venues d'eau, percées de gaz.
- Les dépôts de sel, asphaltes, sulfates de calcium/baryum, dans le fond des puits, des tubings et les duses.
- Dépôts de sédiments et venues de sable qui s'entassent au fond et créent la baisse des niveaux des horizons producteurs, ainsi que la détérioration des équipements des puits.

Dans ce travail, on explique deux solutions qui consistent à l'activation des puits pétrolier par gaz lift et la pompe immergée afin de maintenir la production.

**III.2.Gas lift**

Le gas-lift est un moyen d'activation de puits au principe très simple. L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz qui réduit la densité de la colonne de fluide dans le tubing, nécessite un conduit de la surface jusqu'au point d'injection. Ce conduit peut être un petit tube concentrique au tubing, un tube parallèle ou l'annulaire entre le tubing et le casing.

Une autre manière de définir le gas-lift est de le considérer comme un moyen d'amener de l'énergie en fond de puits et de le transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface. [7]

**III.2.1.Les équipements de gas lift**

---

## III.2.1.1. Les équipements de la surface

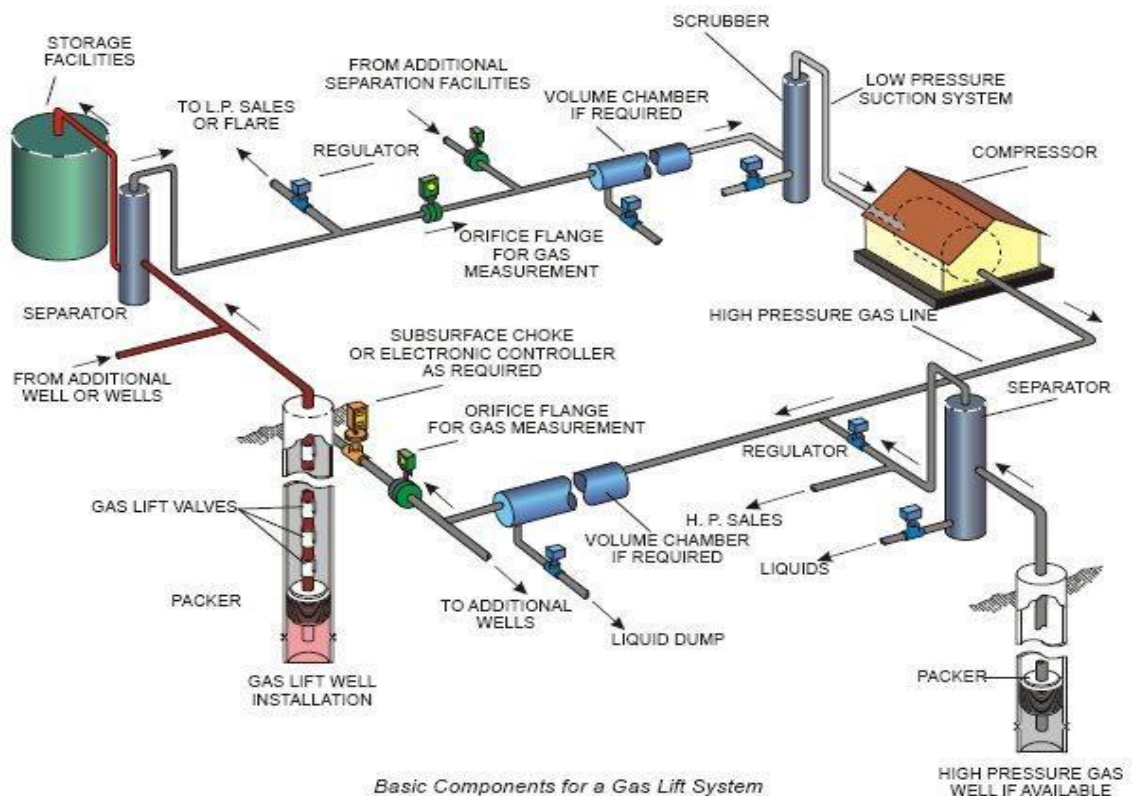


Figure III.1: Equipement nécessaire pour l'installation gas lift. [7]

L'équipement de surface est constitué de :

## III.2.1.1.1. L'équipement de compression

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

## III.2.1.1.2. Le réseau de distribution

Il est formé d'un système de pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

## III.2.1.1.3. L'équipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres).
- Équipement de mesure de température (des thermomètres).
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz.
- Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton).

Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le

plus utilisé est l'orifice de primo gène DANIEL.

#### **III.2.1.1.4. Réseau de distribution basse pression**

Il est composé de pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la 1<sup>e</sup> phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

#### **III.2.1.1.5. L'Équipement de déshydratation**

Les hydrates sont ces cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenu dans le gaz.

#### **III.2.1.2. Les Equipement de fond**

L'équipement de fond d'une installation gas-lift standard est constitué de mandrins et de vannes de gas-lift.

Le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

##### **III.2.1.2.1. Les mandrins**

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. Il permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing

Il existe plusieurs types de mandrins, parmi ces types on a :

##### **III.2.1.2.1.1. Les mandrins conventionnels (retirables)**

C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de gas-lift; Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés en surface avant la descente; le positionnement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

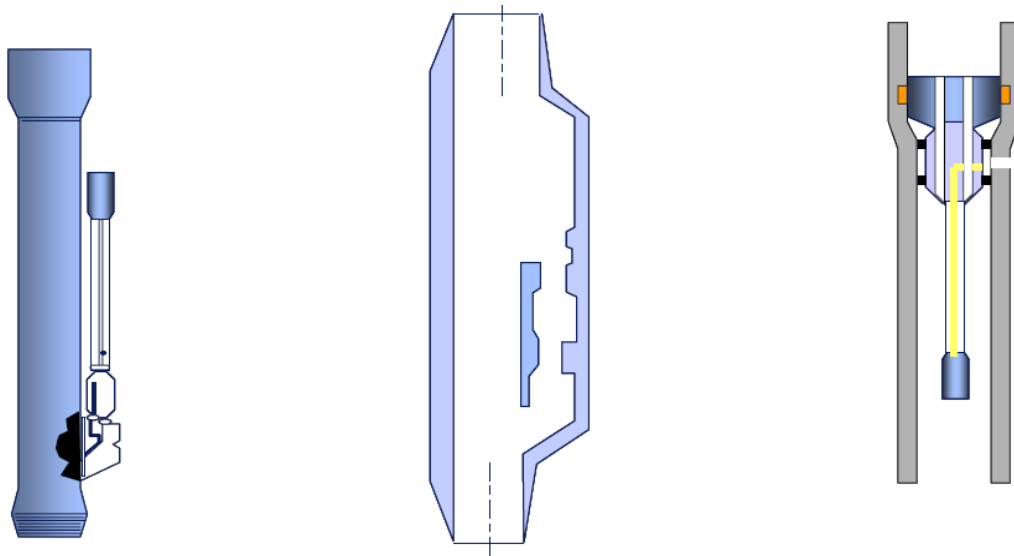
En cas de bouchage de la vanne ou tout incident sur la vanne une opération de work-over est nécessaire.

##### **III.2.1.2.1.2. Les mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels)**

Ils ont révolutionné le gas-lift, ils sont conçus avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrins a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957.

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a

rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing



**Figure III.2: Design des mandrins**

#### **III.2.1.2.1.3. Les vannes de sécurité de Sub-Surface**

Ces vannes ne sont pas toujours descendues pour contrôler le débit huile et l'injection de gaz, mais de plus en plus d'exploitants les exigent, surtout pour les puits en mer. Du côté tubing, il est facile d'installer des vannes de sécurité de fond quel que soit le diamètre du tubing. Tout se complique du côté annulaire où il existe très peu de produits pour les complétions à gros tubings. Dans certaines conceptions, un packer supplémentaire avec by-pass est à mettre en place.

#### **III.2.1.2.2. Les Packers**

Il n'existe pas de packers particuliers spécialement conçus pour les puits en gas lift. Parfois, des packers avec by-pass sont installés, soit en fond de puits pour que le gaz puisse être injecté le plus près possible des perforations, soit près de la surface pour le contrôle de l'annulaire par une vanne de fond.

#### **III.2.1.2.3. Les vannes de gas lift**

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing,

sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide, ou une combinaison des deux.

Les vannes à gas lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (Side Pocket Mandrel).

IL y'a 3 types des vanes:

- Unloading valve
- circulating valve
- Dummy valve
- L'orifice. [7]

### III.2.2.Principe de gas lift

Le principe de gas lift est reposé sur l'injection de gaz depuis la surface, à travers l'annulaire avec un débit et une pression bien déterminé ; 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. [5]

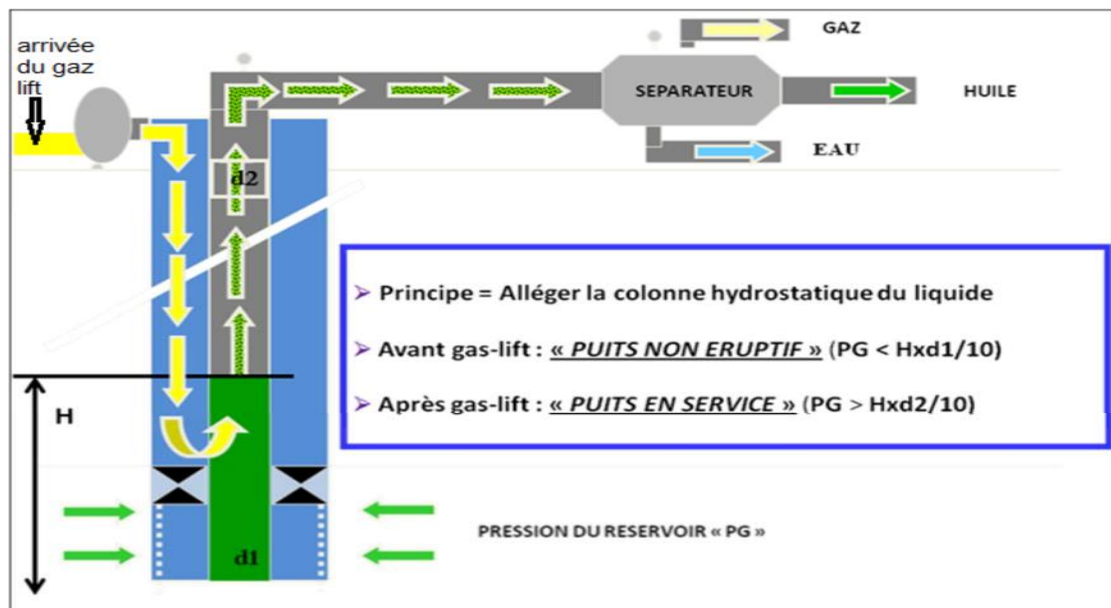


Figure III.3: Principe de gas lift

### III.2.3.Types de gas lift

#### III.2.3.1.Classification suivant le mode d'injection

##### III.2.3.1.1.Gas lift continu

Le gas lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, 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.

### III.2.3.1.2. 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. [6]

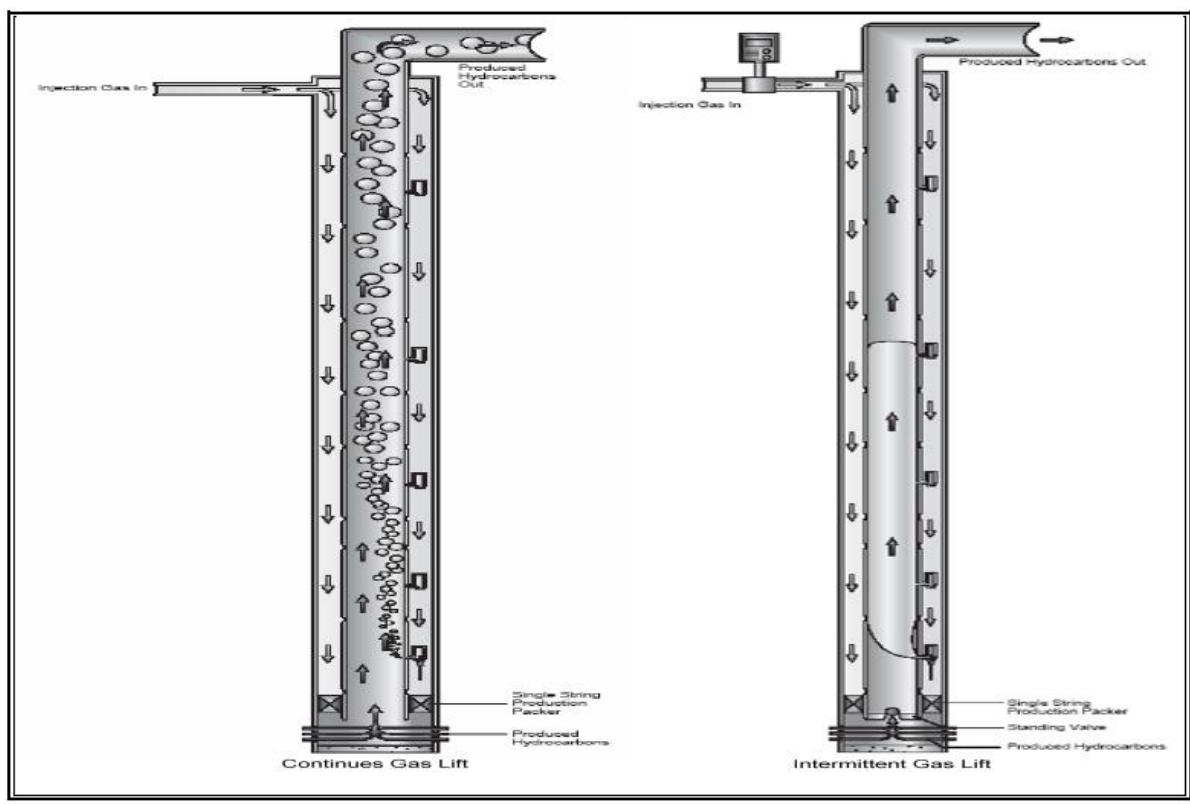


Figure III.4: Gas lift continue et intermittent

### III.2.3.2. Classification en fonction de la complétion

#### III.2.3.2.1. 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.

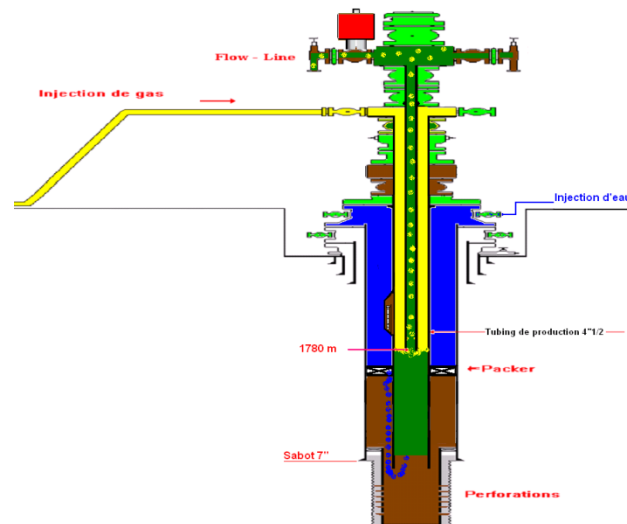


Figure III.5: Type de complétion (direct)

#### III.2.3.2.2. gas lift indirect

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

- Tubing concentrique (concentric 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."
- Production par le casing et injection par le tubing, cette technique convient au débit d'injection plus grand. Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :
  - ✓ Il est possible de faire des mesures sur le côté effluent.
  - ✓ Nécessite un très grand volume de gaz.
  - ✓ Le design de l'équipement est très spécial.
  - ✓ N'est pas adapté au gas lift intermittent.



- Gas lift double : pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée ; le problème de ce type de gas lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes.
- Gas lift parallèle : ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit ; il est utilisé dans le cas où :
  - ✓ Le gaz d'injection corrode le casing.
  - ✓ Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing
  - ✓ comme injecteur de gas lift.
- Auto gas lift : ce type de gas lift représente un cas très particuliers, puisque il est lié au type de complétion et à la nature de réservoir (existence d'un gas cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous terrain ; des perforations au droit de la zone gas cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecte depuis la surface. [6]

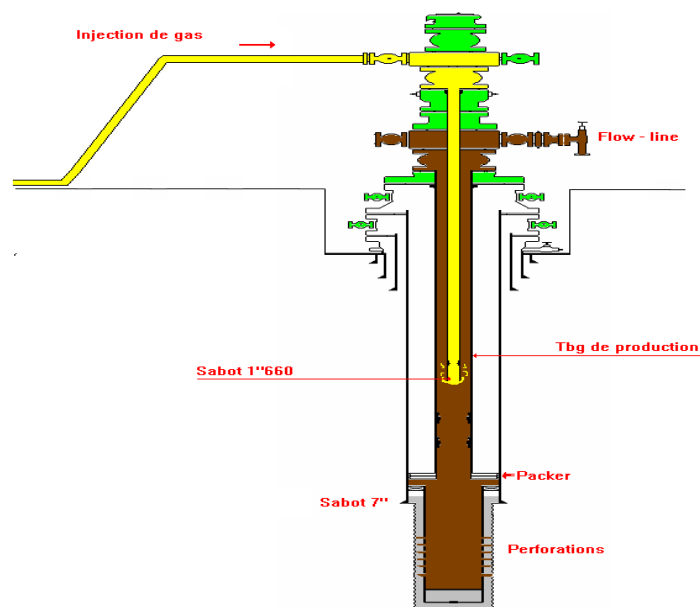


Figure III.6: Type de complétion (indirect)

### III.2.4. Caractéristiques

Le gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans Toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui Produisent des solides, offshore ou on shore et surtout ceux à GLR élevé.

La conception d'une installation gas-lift n'est pas difficile et les ordinateurs Disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données Doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.

De même, les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les Vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) et qui Nécessitent une reprise (work over). Néanmoins, le diagnostic des pannes est Difficile.

Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car des grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est décomprimé pour son utilisation dans le circuit gas lift et le reste est Exporté ou injecté dans le réservoir. [7]

### III.2.5. Limites d'utilisation de gas lift continu et l'intermittent

En général, le gas lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ( $IP \geq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$ ), par contre le gas 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 gas lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000 m<sup>3</sup>/j.
- Le gas lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m<sup>3</sup>/j.
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m<sup>3</sup>/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 gas lift intermittent est la seule technique de gas 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.
- En résumé, dans le domaine de gas lift 95% des puits produisent par gas lift continu. [7]

### III.2.6. Facteurs à considérer dans la conception du gas lift

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gas lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer :

- La pression en tête de puits (well head pressure)
- La pression de gaz à injecter
- Profondeur d'injection de gaz
- l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) [7]

### **III.2.7.Utilisation de gas lift**

Le gas lift est principalement une méthode d'activation des puits, et ça n'empêche pas de l'utiliser pour des autres fonctions s'il est possible. On peut citer:

- La mise en production des puits non éruptifs
- Démarrage des puits éruptifs ; puisque il peut jouer le rôle d'un bouchon d'azote, cette technique est utilisée généralement pour les puits insuffisamment éruptifs équipés en gas lift ou possédant des WOR élevés, et aussi pour les puits d'eau.
- Décharge d'un puits injecteur.
- Augmentation de la production pour les puits éruptifs. [7]

### **III.2.8.Les avantages et les inconvénients**

#### **III.2.8.1.Principaux avantages de gas-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 gas 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 gas lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.

### III.2.8.2. Principaux inconvénients de gas 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. [5]

### III.3. Les pompes électrique submergées

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs déplités qui ont un haut water-cut et un GOR bas.

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

Comme montrer dans la figure IV.1, Les composants du fond sont suspendus au tubing au- dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inferieur de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (Intake) ou séparateur du gaz et la pompe. Le câble électrique est rayé au tubing et branché dans le sommet du moteur. [8]

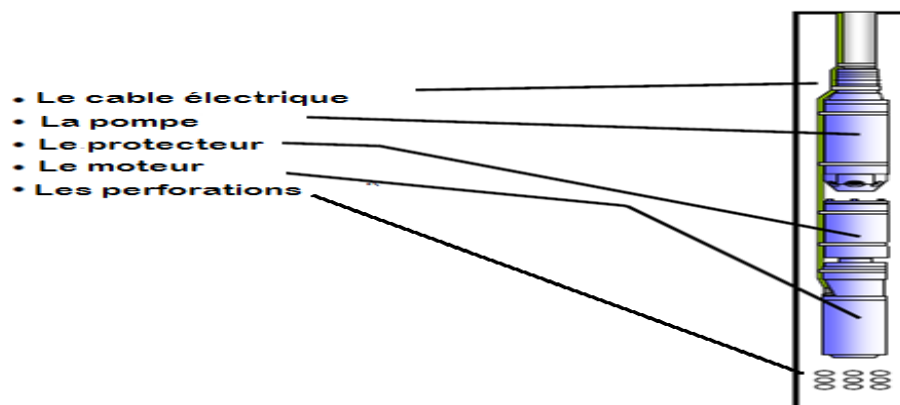


Figure III.7: ESP

### III.3.1. Les équipements de fond

#### III.3.1.1. La pompe centrifuge

Une Pompe Centrifuge est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des 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.

##### III.3.1.1.1. Les composants de la pompe centrifuge

Le schéma de la pompe est représenté ci-contre sur la figure IV.3:

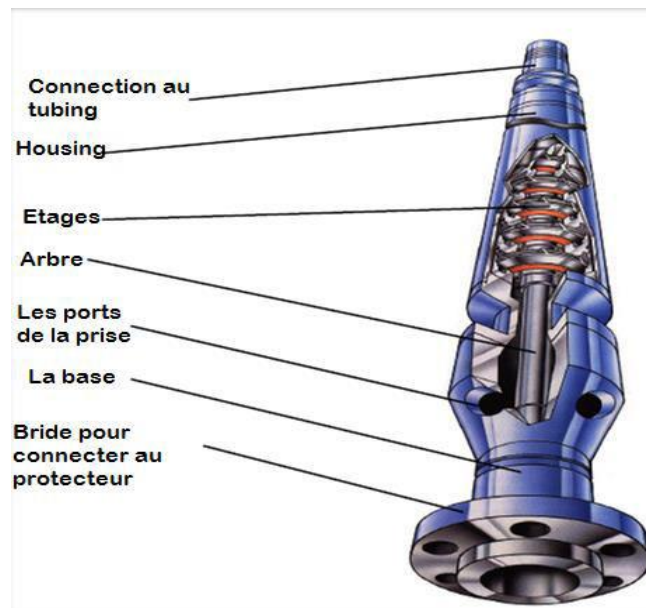


Figure III.8: La pompe centrifuge

#### ➤ Rotor (Impeller) :

Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au tr/min du moteur. Comme le rotor tourne il donne une force centrifuge au fluide de la production,

#### ➤ Le diffuseur (Diffuser) :

Le diffuseur dirige le fluide vers le prochain rotor et il ne tourne pas.

#### ➤ Les étages (Pump Stage) :

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

#### ➤ L'arbre (Shaft) :

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

### ➤ La prise (Intake) :

La prise (Pump intake) est attachée à la fin inférieure du logement de la pompe (pump housing) son rôle est de fournir un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur.

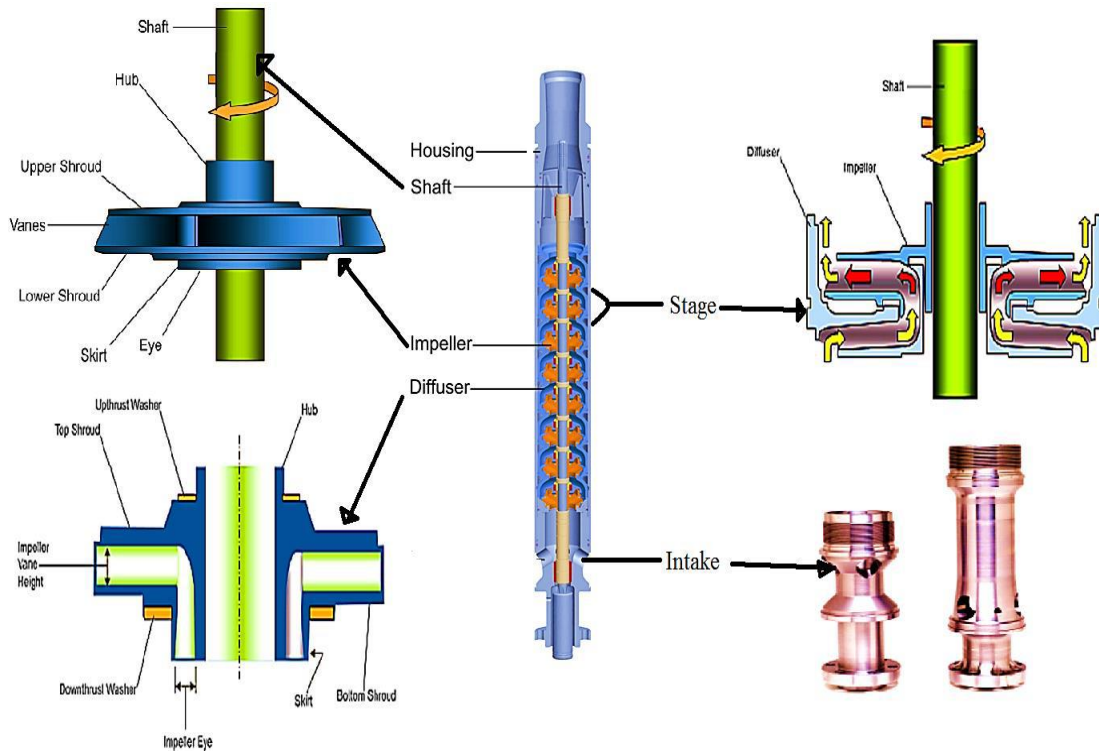


Figure III.9: Pompe centrifuge immergée et ses composants

### III.3.1.2. Le séparateur

#### III.3.1.2.1. Le 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 gas-locking et à étendre le domaine d'application des systèmes d'ESP.

#### III.3.1.2.2. Les composants de séparateurs

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

Le schéma de séparateur est représenté sur la figure IV.6

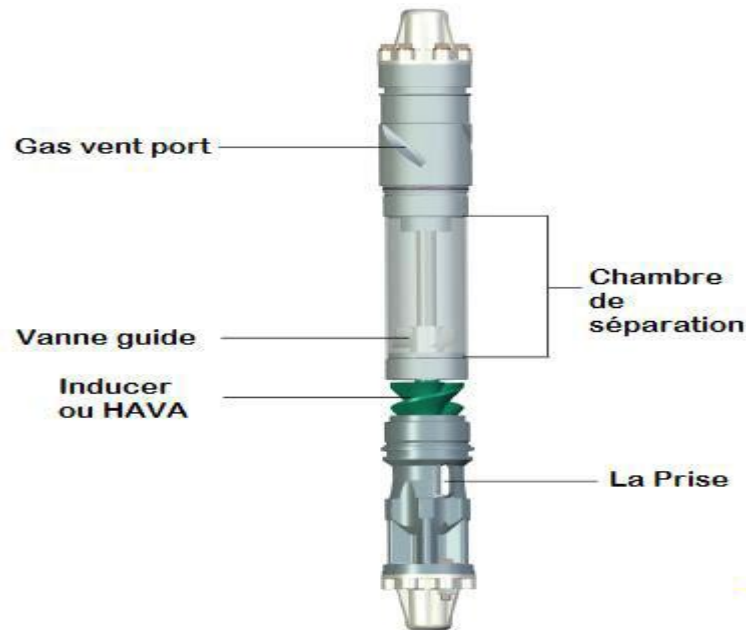


Figure III.10: Le séparateur

### III.3.1.3. Le protecteur

#### III.3.1.3.1. les composants du protecteur

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

#### III.3.1.3.2. le rôle du protecteur

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

- L'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur.
- Fournir un espace pour la dilatation et la contraction de l'huile du moteur (dilatation thermique à partir de la température de fond plus la température du moteur).
- Protège l'huile du moteur de la contamination avec le fluide produit : deux joints d'étanchéité mécanique (figures IV.7 et 8) fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre.
- Absorbe le stress généré par la pompe et dissiper la chaleur produit du stress

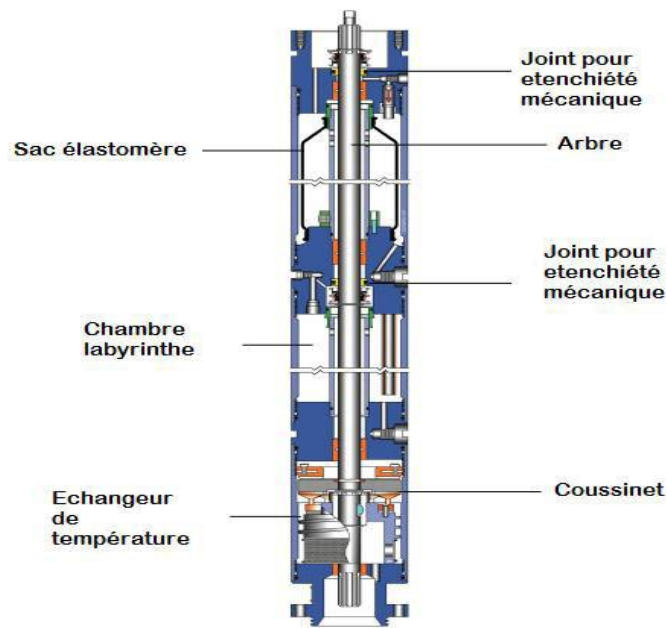


Figure III.11: Le protecteur

III.3.1.4. Le moteur

Le rôle essentiel du moteur est de convertir l'énergie électrique dans le moteur au mouvement qui va tourner l'arbre. L'arbre est connecté à la pompe à travers le protecteur et le séparateur.

Les moteurs électriques dans l'ESP sont généralement des moteurs à deux pôles, triphasé, de type à induction.

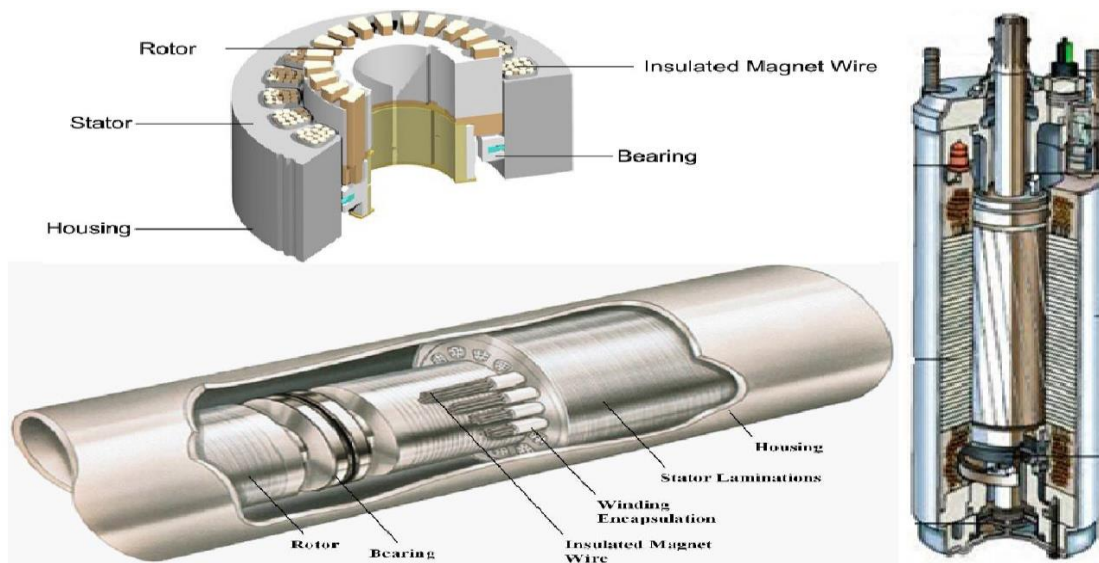


Figure III.12: Moteur Electrique



### III.3.1.5. Le câble

Le câble électrique de l'ESP transmet l'énergie électrique requis au moteur, ce câble est spécialement construit pour les applications aux environnements au fond des puits. La plupart des câbles sont composés au moins de quatre (04) éléments suivants : conducteur, isolant, jaquette et armure (protection mécanique assuré par un blindage d'asservissement en acier ou en monel. [8])



1=Armour, 2=Braid, 3=Barrier layer, 4=Jacket, 5=Conductor/insulation gas block, 6=Conductor

**Figure III.13: Le câble plat**



1=Armour, 2=Jacket, 3=Basic insulation, 4=Physical filler, 5=Conductor

**Figure III.14: Le câble rond**

### III.3.2. Equipement de surface

Le matériel de surface pour une installation typique est illustré sur la figure VI.1. Une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que : ampèremètre –enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuterie de démarrage et des arrêts. Des transformateurs sont construits pour convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de tension de moteur.

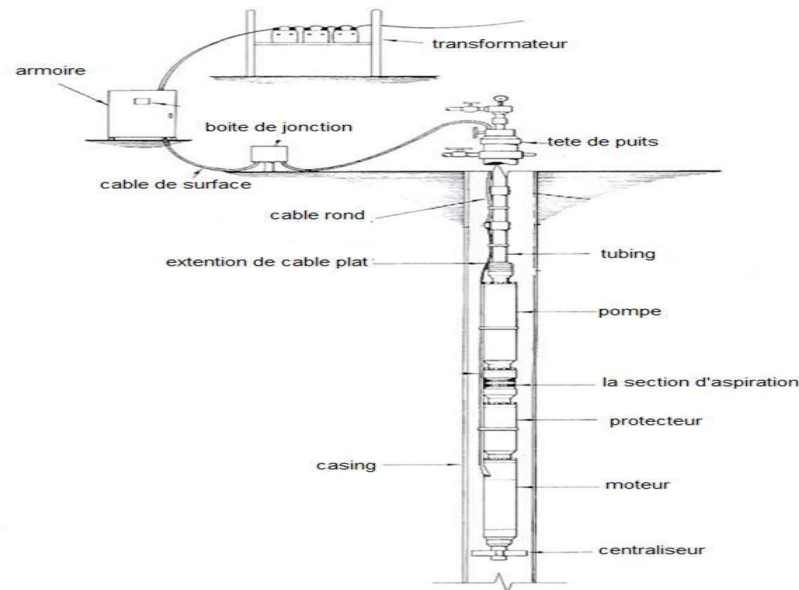


Figure III.15: Système de pompage électrique

### III.3.2.1. Tête du puits

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisés pour supporter le poids des équipements de fond et maintenir le contrôle de l'annulaire. Ils doivent fournir une étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble. Des différentes solutions sont disponibles, la figure VI.2 montre une tête du puits qui permette une alimentation directe de câble à travers. Autres têtes de puits sont équipées avec un connecteur électrique, le câble électrique venant de switchboard aussi a un connecteur, les deux sont réunis dans la tête du puits (figure VI.3). Ce type des têtes de puits admettent plus de pression que les premier type et ils sont plus facile à l'utiliser.

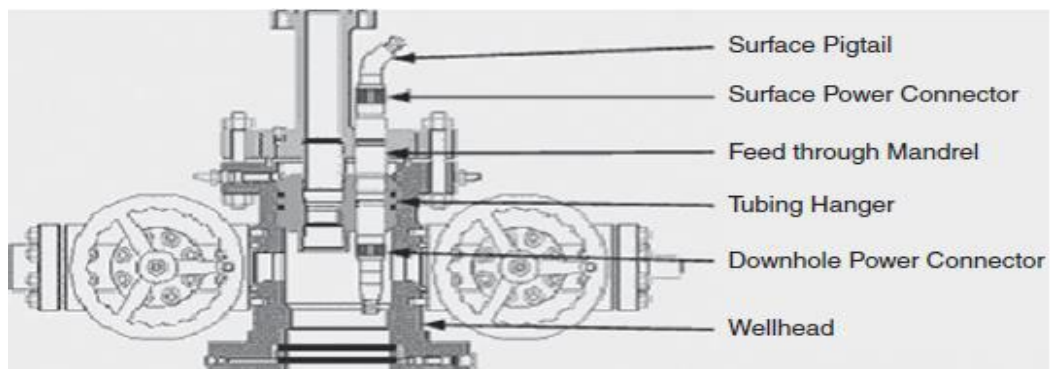


Figure III.16: Tête du puits avec connecteur électrique

**III.3.2.2. Boîte de jonction (Junction Box)**

Le câble électrique venant du puits doit être connecté dans la surface avec le câble d'alimentation, comme montré sur la figure VI.5 les deux câbles sont connectés dans la boîte de jonction. Cette boîte performe les trois fonctions importantes suivantes:

- Il assure la connexion électrique entre le câble de fond et de surface.
- Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point à cause de la migration des gaz à travers le câble. Évacuation de gaz élimine le risque d'incendie ou d'explosion quand il rentre dans le switchboard.
- Il agit comme un point de test facilement accessible pour le contrôle électrique des équipements de fond.

**III.3.2.3. Armoire de contrôle (Switchboard)**

Le switchboard est le centre de contrôle de l'ESP, il agit comme un contrôleur de moteur et en conséquence il commande le fonctionnement de toute l'installation. Le switchboard standard travaille sous une fréquence électrique constante, il varie en taille, conception et puissance. Il a les fonctions suivantes:

- Fournit un contrôle interruption marche / arrêt (on / off) de l'équipement ESP à l'alimentation.
- Protège les équipements de surface et de fond des grandes variétés des problèmes.
- Surveille et enregistre des paramètres importants pendant le fonctionnement de la pompe.

**III.3.2.4. Le variateur de vitesse (ESP variable speed drive)**

Variable speed drive (VSD) permet de contrôler la vitesse de moteur pour varier la performance de l'ESP. Le contrôle de vitesse du moteur peut nous aider à diminuer la température du moteur, augmenter les capacités de la manipulation de gaz de l'ESP, contrôler le drawdown du puits, ajuster l'ESP par rapport au changement des conditions du puits, diminuer la fatigue du moteur au démarrage.

**III.3.2.5. Transformateur**

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible n'est pas compatible avec la tension du moteur requise, des transformateurs doivent être utilisés 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 le moteur de l'ESP fonctionne à des tensions comprises entre 250 et 4000 volts. Les transformateurs sont manufacturés en différents sizes and accessoires pour adapter à l'installation de l'ESP. La tension de surface requise

dépend fortement de la profondeur de la pompe immergée dès que la chute de tension dans le câble électrique augmente avec sa longueur. La somme de la chute de tension avec la tension du moteur sélectionné donnent la tension de surface nécessaire.

#### **III.3.2.6. Centralisateur**

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

#### **III.3.2.7. Moniteur de pression et de température**

Les besoins de changer la dimension de la pompe, le débit ou faire un workover du puits peuvent être déterminés quand des données actuelles sur la pression du réservoir sont valables. Et pour cela un moniteur utilisé pour la mesure conjuguée de la pression et la température du fond de puits, ayant la possibilité d'enregistrer spontanément et sans interruption les deux paramètres, afin de détecter les déficiences électriques, et régler la vitesse de fonctionnement en utilisant le VSD. [8]

### **III.3.3. Principe des pompes centrifuges**

L'arbre est connecté au protecteur et au moteur. Il transmet la rotation du moteur aux rotors de la pompe.

Les étages de la pompe sont les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. Le stage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermés tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator).

Les stages sont connectés en série pour augmenter graduellement la pression jusqu'à la pression calculée pour atteindre le débit désiré. La figure IV.12 montre le chemin du fluide, le fluide entre dans le rotor, le moment de rotation appliqué au fluide par le rotor est converti en énergie cinétique (en forme de vitesse). Une fois sortie du rotor, le fluide entre dans le diffuseur et diffusé vers l'étage prochain (la vitesse est convertie en pression). Ce processus continue jusqu'à où le fluide passe par tous les étages de la pompe et la pression de refoulement désigné est atteinte. Cette augmentation de pression est souvent référée comme le TDH de la pompe (Total Developed Head). [9]

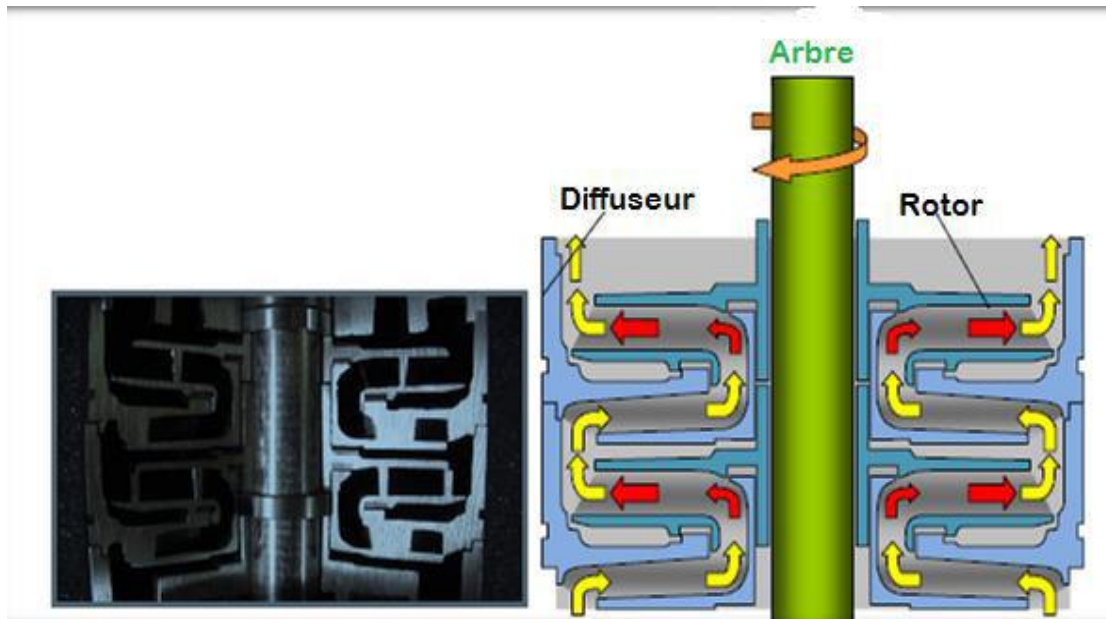


Figure III.17: Le chemin du fluide dans un étage

### III.3.4. Courbe de performance de la pompe

Cette courbe indique la relation entre la capacité de tête délivré par la pompe et le débit passer à travers. Les caractéristiques montrées dans cette courbe (figure IV.14) sont :

- Le domaine de fonctionnement.
- La capacité de tête (feet).
- Efficacité de la pompe (%).
- Effet de la pompe (BHP).

La courbe est tracé basant sur des donnés réel. Généralement on peut dire que quand le débit augmente, la capacité de tête diminue, la pompe peut délivre sa tête maximale quand il n'y a pas d'écoulement à travers la pompe (quand la vanne de décharge est fermée). [9]

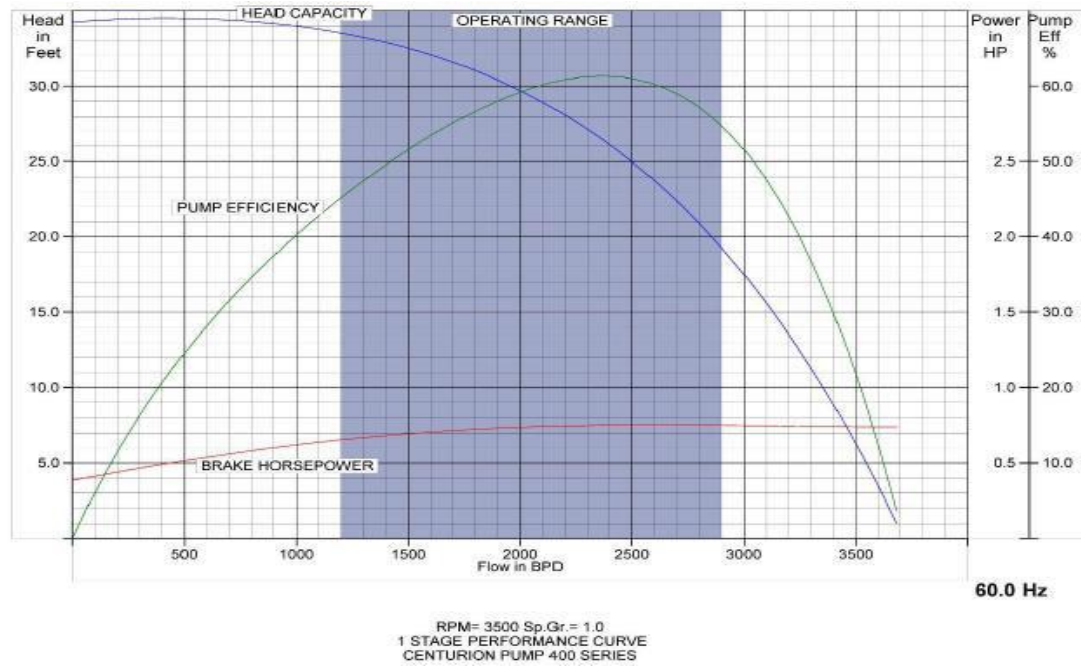


Figure III.18: La courbe de performance de la pompe

### III.3.5. Les différents facteurs influent la durée de vie de la pompe

#### III.3.5.1. Désigne

Un désigne propre pour l'unité de pompage est le premier facteur pour achever une longue durée de vie pour la pompe. Les conséquences d'un désigne non approprié va sortir la pompe de sa domaine de fonctionnement ce qui accélère la diminution de sa durée de vie. Le sous dimensionnement de la pompe va entraîner des vibrations au moteur, le surdimensionnement de la pompe va causer l'échauffement du moteur (généralement causer par les changements des paramètres de production).

#### III.3.5.2. Gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP

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

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

**III.3.5.3. Viscosité**

Un fluide visqueux peut causer plusieurs problèmes. Quand la viscosité de fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente aussi. Ils produisent aussi plus de perte de charge le long du tubing qui va pousser la pompe à travailler plus.

**III.3.5.4. Corrosion**

La présence de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S peut influencer l'unité de pompage par éroder les connexions électrique et l'étanchéité. La sélection de matériel approprié peut éviter ce problème.

**III.3.5.5. Sable**

Le sable accélère l'échec de la pompe à cause de l'augmentation de vibration de l'arbre qui va mener à perdre l'étanchéité mécanique de protecteur, en conséquence échec du moteur à cause de migration du fluide de réservoir dedans. Le même sable peut être produit plusieurs fois à travers la pompe sans aboutir la surface.

La stratégie la plus efficace est d'éliminer ou diminuer la production de sable, comme on peut sélectionner un matériel approprié dans le désigne qui résiste abrasion et fournir plus de stabilisation à l'arbre de rotation.

**III.3.5.6. Déposition**

Dépôts, asphaltènes, paraffine peut se déposer dans la pompe. Le résultat est boucher ou diminuer l'écoulement à travers la pompe, diminuer son efficacité qui est associé avec le danger de griller le moteur. Le remède est soit par traitement chimique ou un revêtement (téflon) ou utiliser une pompe avec des étages mixés.

**III.3.5.7. Echec électrique**

Cet échec peut se produire soit à la surface qui sont facile à rectifier ou dans le fond qui nécessite un work over pour changer le câble ou l'ESP.

**III.3.5.8. Vieillessement**

Malgré que la pompe s'est fonctionné dans ce propre désigne, certains composants vont atteindre son échec, surtout concernant les articles consommables comme les étanchéités, huile du moteur et les joints toriques, aussi les composants électriques et les outils de monitoring. [8]

**III.3.6. Points forts et faibles d'ESP****III.3.6.1. Points forts**

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

**III.3.6.2. Points faibles**

- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLR est faible
- Peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse
- Détection des problèmes plus difficiles
- Réparations (repairs) plus difficiles
- Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes
- Pannes plus fréquentes (lower MTBF -mean time between failures. [9])

**III.4. Conclusion**

Le gas lift et La pompe ESP sont les méthodes les plus utilisées pour améliorer la production et résoudre le problème de production. Ou chaque méthode à des équipements et Principe de fonctionnement et ses propres caractéristiques.



# **Chapitre IV:**

# **Calcul et Evaluation**

## IV.1.Exemple de calcul

### IV.1.1.Position du puits QB 74

Le puits QB74 se situe dans bloc 406 et ses coordonnées sont les suivants :

X=417986.721

Y=3391121.721. [1]

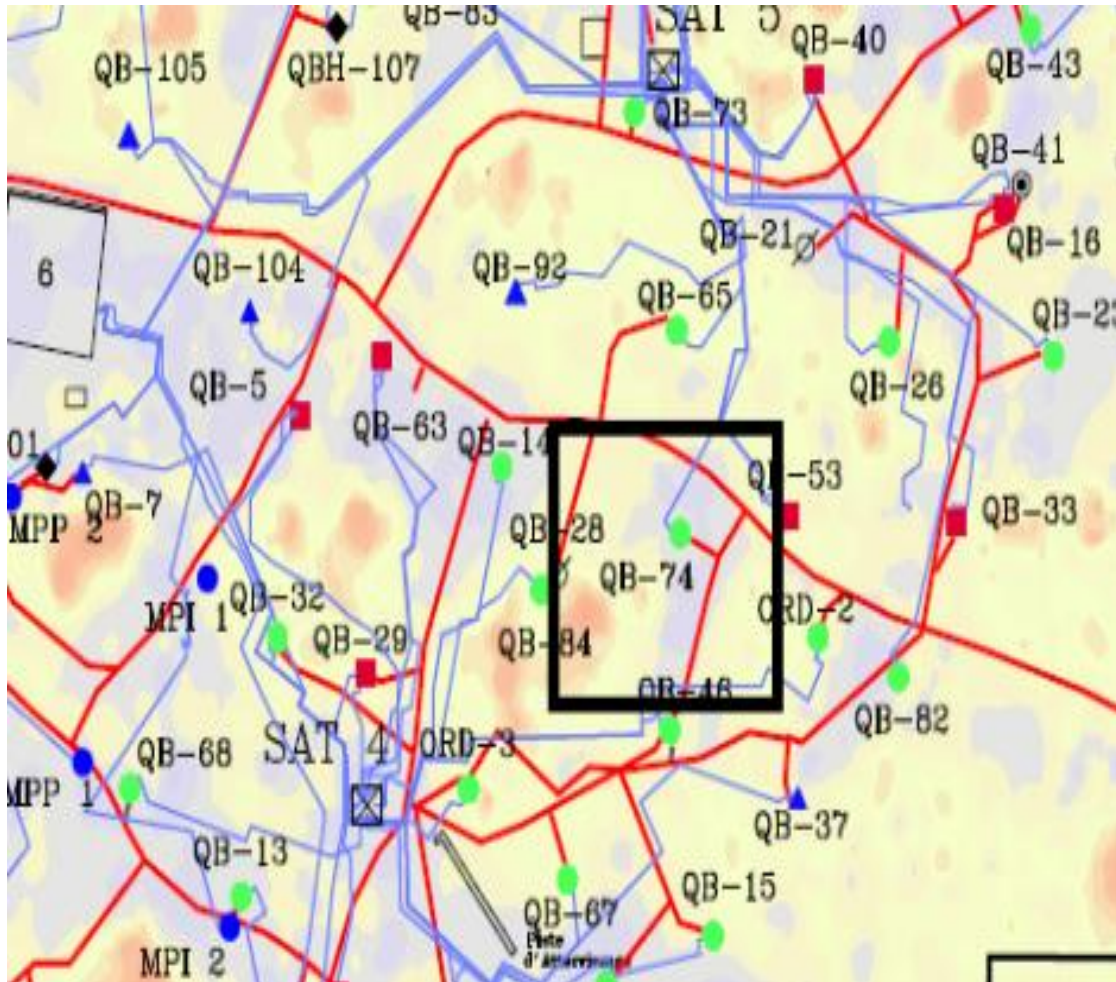


Figure IV.1: position du puits QB 74

### IV.1.2.Fiche technique





**Figure IV.2 : Historique de production QB74**

Cette figure représente l'historique de puits QB74 en observant dans les années 2010 jusqu'à 2013 comme le débit de gaz lift injecté augmente la production augmente et à l'année 2013 en observant le water cut qui a diminué la production.

## **IV.2. Modélisation de puits QB74 par PROSPER**

### **IV.2.1. Modélisation par la méthode de gaz lift**

La procédure d'optimisation de gaz lift d'un puits par le logiciel de Prosper est présentée dans l'exemple suivant : (QB74)

#### **IV.2.1.1. Les données d'entrée**

La création d'un modèle d'après PROSPER exige certains nombres de données :

##### **IV.2.1.1.1. Les options du système**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Fluid: «oil and water».
- Method: « Black oil ».
- Well Type: « producer ».
- Artificial lift: « Gas Lift (continuous) ».
- Well completion: « Cased Hole ». [6]

**Tableau IV.2 : Les options du système**

**IV.2.1.1.2.Les données PVT**

Les données PVT introduisent dans le modèle sont représentées dans le tableau ci-dessous :

GOR de solution	Densité de l'huile	Densité de gas	Salinité de l'eau	H <sub>2</sub> S %	CO <sub>2</sub> %	N <sub>2</sub> %
64 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	0.811 rel.density	0.9 sp.gravity	1.04 sp.gravity	0 %	1.39 %	1.74 %

**Tableau IV.3 : Les données PVT**

**IV.2.1.1.3.Les données des équipements**

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- La déviation du sondage.
- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique.
- Les capacités calorifiques moyennes.

DOWNHOLE EQUIPMENT (QB74ST.An)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	8.99							
2	Tubing Hange	Tubing	34.33	4.778	0.0006					1
3		SSSV		4.56						1
4		Tubing	1911.24	4.778	0.0006					1
5	Upper SPM	Restriction		4.76						1
6		Tubing	2412.71	4.778	0.0006					1
7	Middle SPM	Restriction		4.76						1
8		Tubing	2449.3	4.778	0.0006					1
9	Upper FBN Ni	Restriction		4.562						1
10		Tubing	2470.6	4.778	0.0006					1
11	Lower SPM	Restriction		4.76						1
12		Tubing	2495.02	4.778	0.0006					1
13	Packer	Restriction		4.85						1
14		Tubing	2521.02	4.778	0.0006					1
15	Lower FBN ni	Restriction		4.562						1
16		Tubing	2543.3	4.778	0.0006					1
17	Liner	Casing	3390					4.778	0.0006	1
18										

Tableau IV.4 : Les données des équipements

IV.2.1.2. Inflow Performance Relationship (IPR)

La méthode IP (l'indice de productivité) utilisé pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres du puits ci-dessous :

Reservoir Pressure	4641.21	psia
Reservoir Temperature	102	deg C
Water Cut	35	percent
Total GOR	64	Sm3/Sm3
Compaction Permeability Reduction Model	No	
Relative Permeability	No	
Productivity Index Reservoir Model		
Productivity Index (PI)	1.45278	STB/day/psi

Tableau IV.5 : l'indice de productivité

## La courbe IPR de puits QB74 :

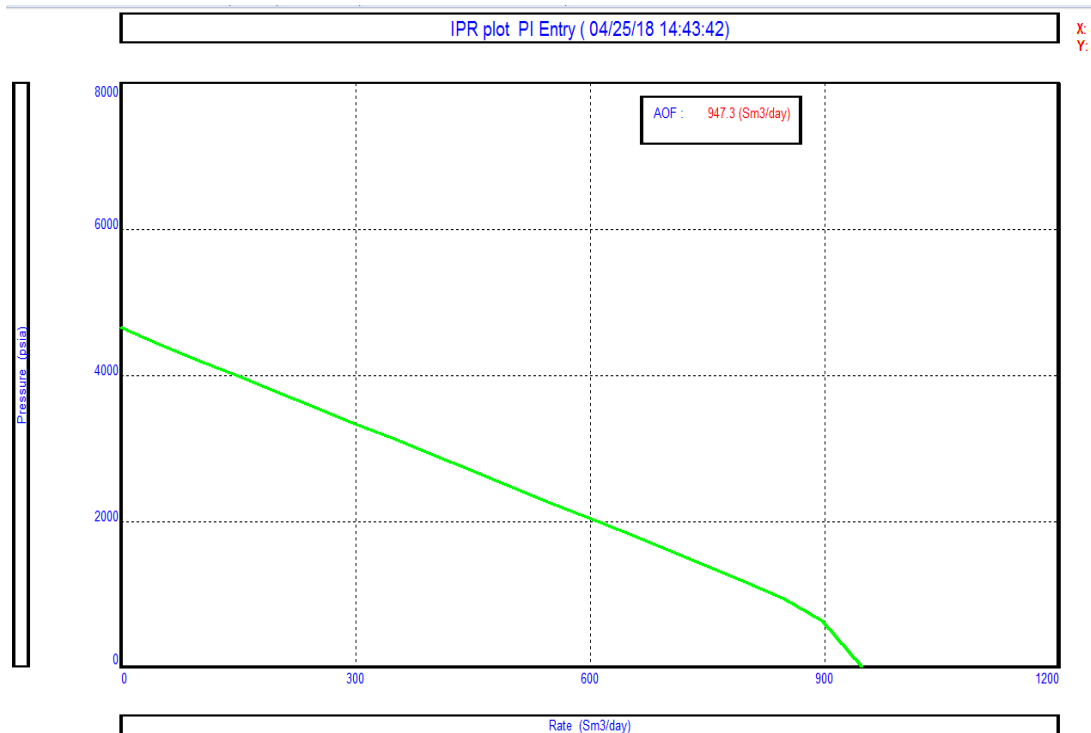


Figure IV.3 : L'IPR de QB74

La courbe ci-dessus indique que l'indice de productivité est un constant ceci correspond à l'écoulement monophasique du gisement.

Pour des raisons de calcul, PROSPER considère la décroissance de la pression du fond jusqu'au point zéro, ce qui explique incurvation à partir de la pression de bulle.

#### IV.2.1.3.Optimisation de gas-lift

##### IV.2.1.3.1.Les données d'entrée de gas lift

La méthode choisie pour l'optimisation est « Fixed Depth of Injection », la profondeur est fixée à 2500 m du fait que le puits est équipé des vannes pendant la complétion.

Les caractéristiques du gas lift injectés sont représentées dans le tableau Ci-dessous :

GASLIFT INPUT DATA (QB74ST.An1)

Done Cancel Export Report Help

Input Data		Gaslift Details	
GasLift Gas Gravity	0.9	sp. gravity	
Mole Percent H2S	0	percent	
Mole Percent CO2	1.39	percent	
Mole Percent N2	1.74	percent	
GLR Injected	0	Sm3/Sm3	
Gas Lift Method	Fixed Depth of Injection Optimum Depth of Injection Valve Depths Specified		
		Gaslift Valve Depth (Measured)	2500 m

Tableau IV.6 : Les données du gas lift

IV.2.1.3.2.Comparaison entre les courbes IPR-VLP sans et avec gaz lift

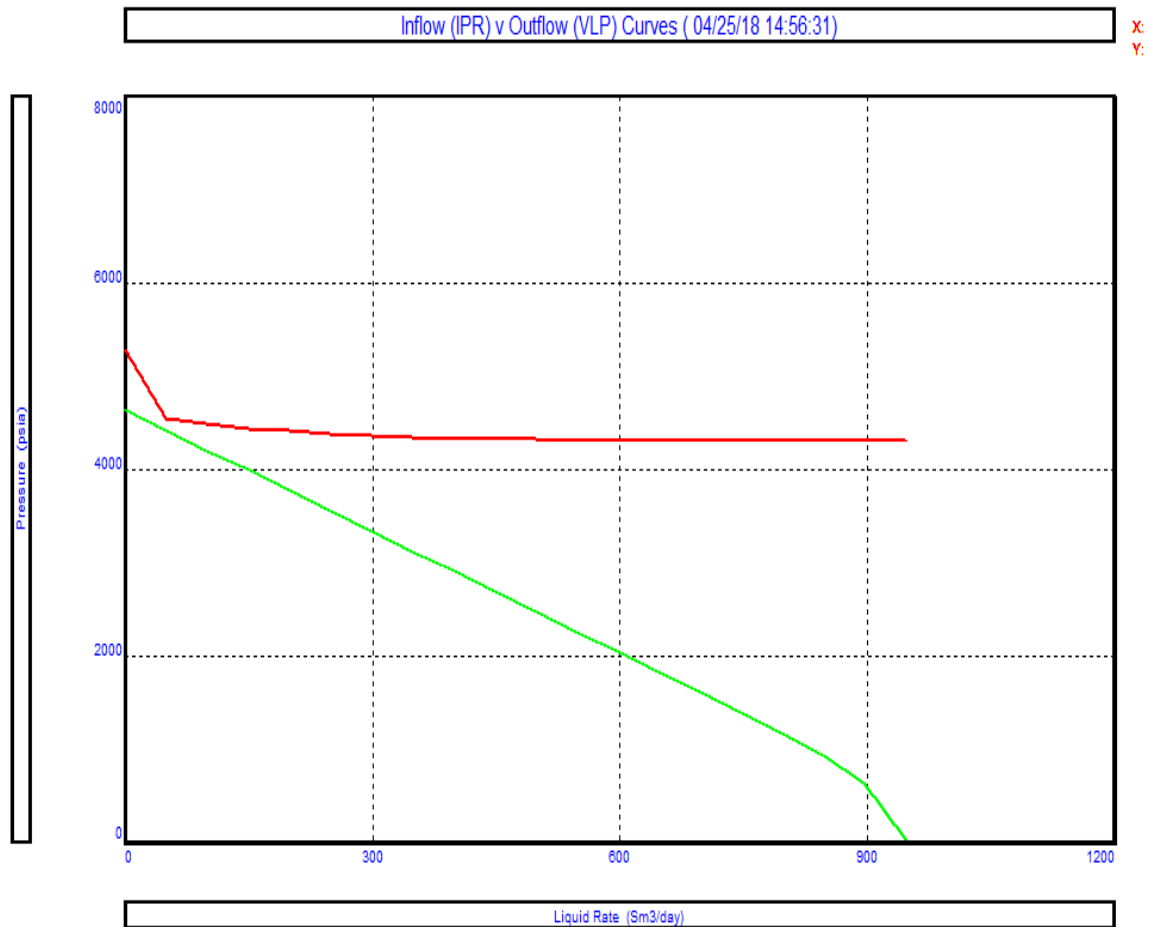


Figure IV.4 : IPR-VLP sans gaz lift



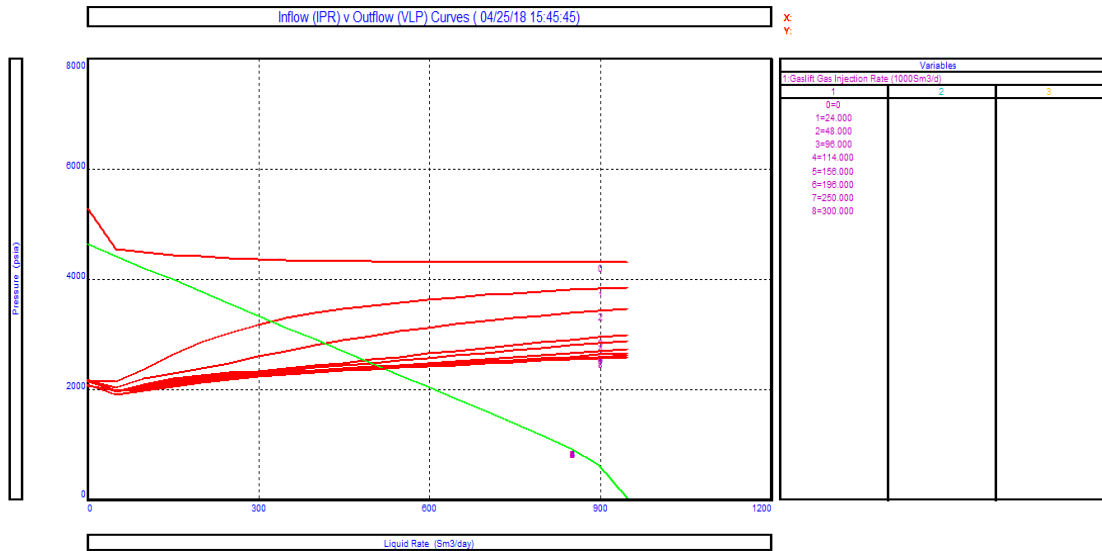


Figure IV.5 : IPR-VLP avec une variation de debit d'injection

Variable gaz lift	Liquid rate	Oil rate	Water rate	Gaz rate
(1000Sm3/d)	(Sm3/day)	(Sm3/day)	(Sm3/day)	(1000Sm3/d)
0	0	0	0	0
24	324.5	210.9	113.6	13.498
48	416.4	270.7	145.7	17.323
96	487.7	317	170.7	20.288
114	498.9	324.3	174.6	20.755
156	512.2	332.9	179.3	21.308
196	517	336.1	181	21.509
250	520.4	338.3	182.2	21.651
300	521.7	339.1	182.6	21.705

Tableau IV.7 : variation des O/W/G avec changements de débit gaz injectés

IV.2.1.3.3.le point optimum de l'injection de gaz lift

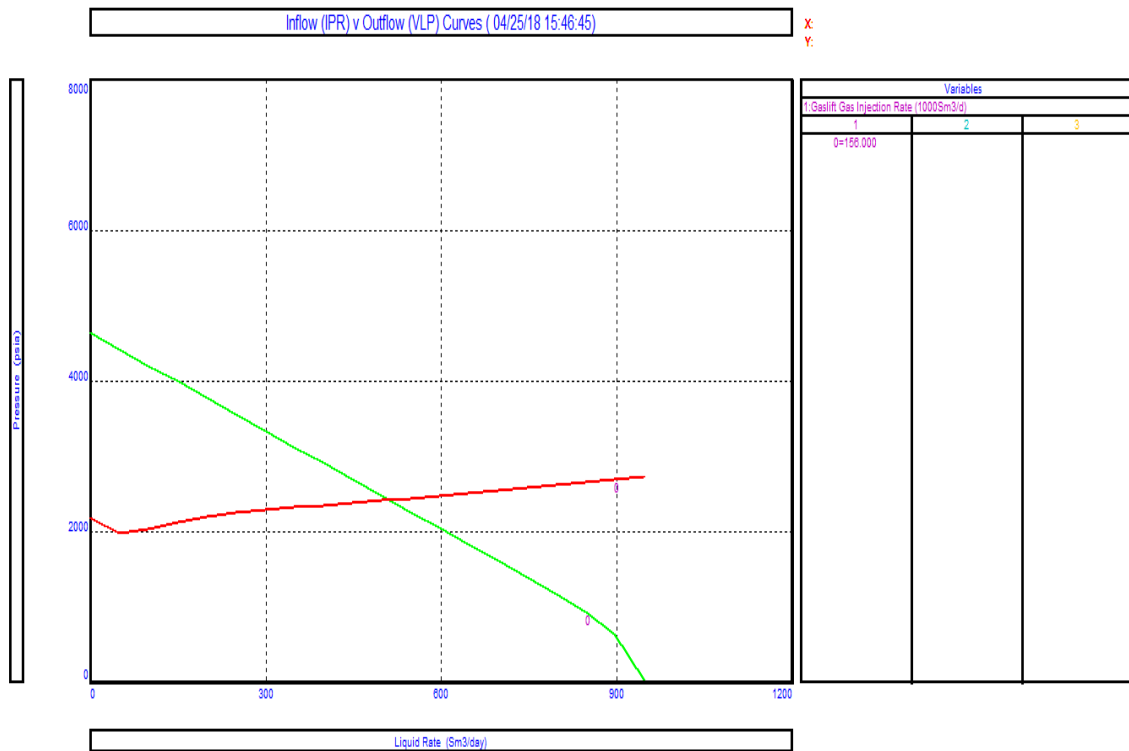


Figure IV.6 : IPR-VLP avec gas lift au point optimum

Cette figure schématise la performance du réservoir (IPR) et de la colonne hydrostatique (VLP) avec gas lift, cette intersection de l'IPR avec les deux VLP indique une meilleure performance de la colonne pour un débit de gas lift de 156 KSm<sup>3</sup>/d. En effet sur le VLP avec gas lift le débit d'huile est de 332.9 Sm<sup>3</sup>/day soit une augmentation de 100% par rapport au débit d'huile sans gas lift.

IV.2.1.3.4. La courbe de performance

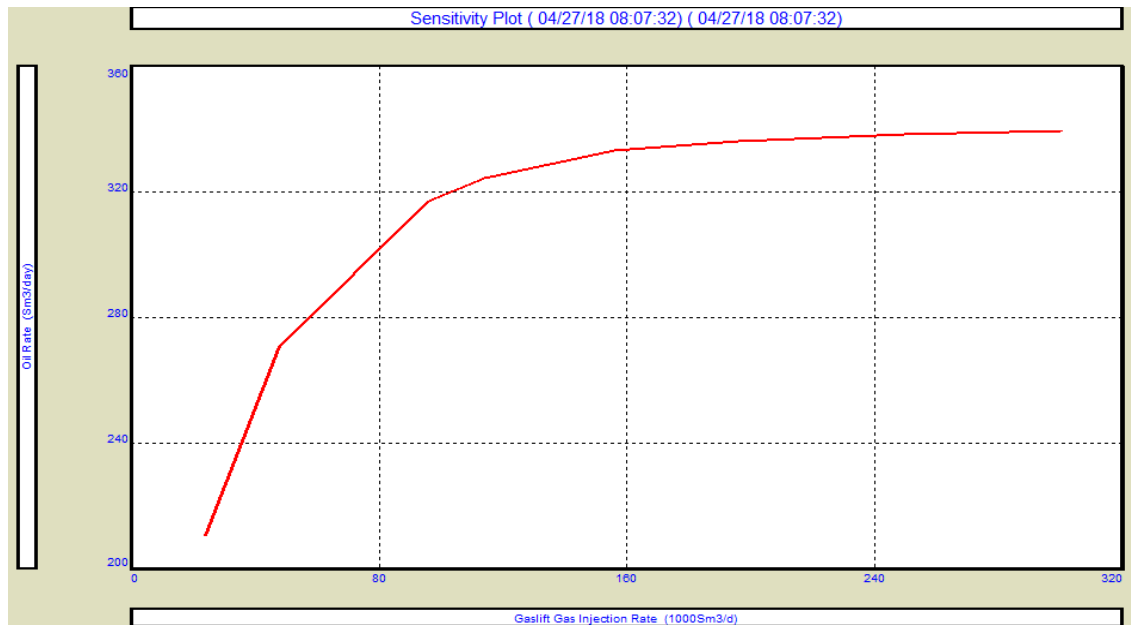


Figure IV.7 : La courbe de performance

La courbe ne commence pas de zéro du fait que le puits est non éruptif.

On observe dans cette courbe que l’augmentation du débit d’injection de gas lift, provoque une augmentation du débit d’huile sous l’effet de la diminution des pertes de charges hydrostatiques, et après une certaine valeur, le débit d’huile commence à diminuer sous l’effet de l’augmentation des pertes de charges par friction.

Cette valeur est le débit optimum de gaz lift ( $Q_{G \text{ optimum}} = 156 \times 10^3 \text{ Sm}^3/d$ ), à cette valeur,  $Q_{oil} = 332.9 \text{ Sm}^3 / d$

Il aussi a noté qu’à partir d’un certain point l’augmentation du débit de gas lift n’a pas d’effet significatif sur le débit d’huile.

Gas Lift (1000Sm3/d)	Liquid Rate (Sm3/day)	Oil Rate (Sm3/day)
0.00	0.00	0.00
156.00	512.2	332.9
300.00	521.7	339.1

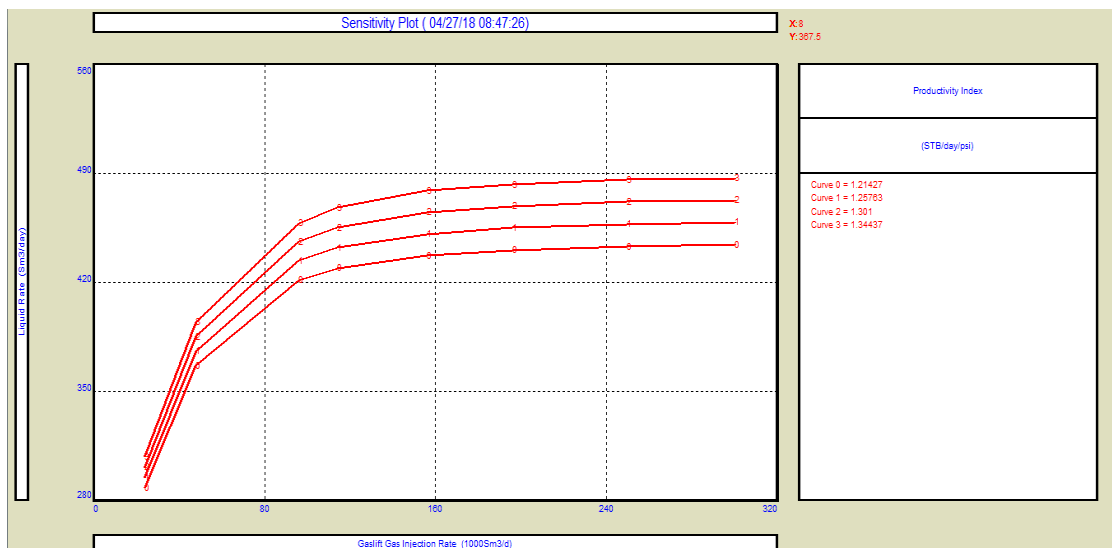
**IV.2.1.4. Les paramètres influençant sur les puits en gas lift**

La production optimale d'un puits équipé en gas lift est susceptible de s'affecter par certains nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production est généralement une chute de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles à Ourhoud on peut citer :

- L'indice de productivité IP
- Le water cut.
- déclin de La pression de gisement

**IV.2.1.4.1. 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 :



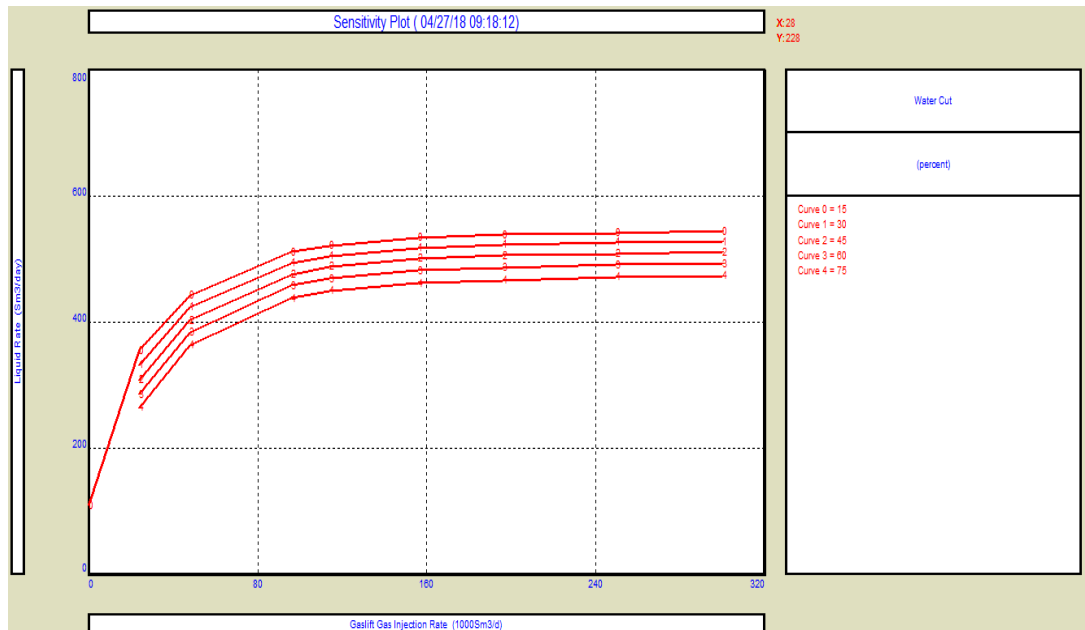
**Figure IV.8 : influence du l'IP sur la performance du puits QB74 avec gaz lift.**

**IV.2.1.4.2. Influence de water cut**

L'historique de puits montre une tendance de débit d'eau à augmenter et d'autre part une chute de débit d'huile, cela traduit par la percée d'eau au niveau du drain et la remontée du plan d'eau.

Au cours de temps le water cut va augmenter suite à la remontée du plan d'eau dans la formation, pour cela on va prédire l'évolution de la production en fonction de WC.

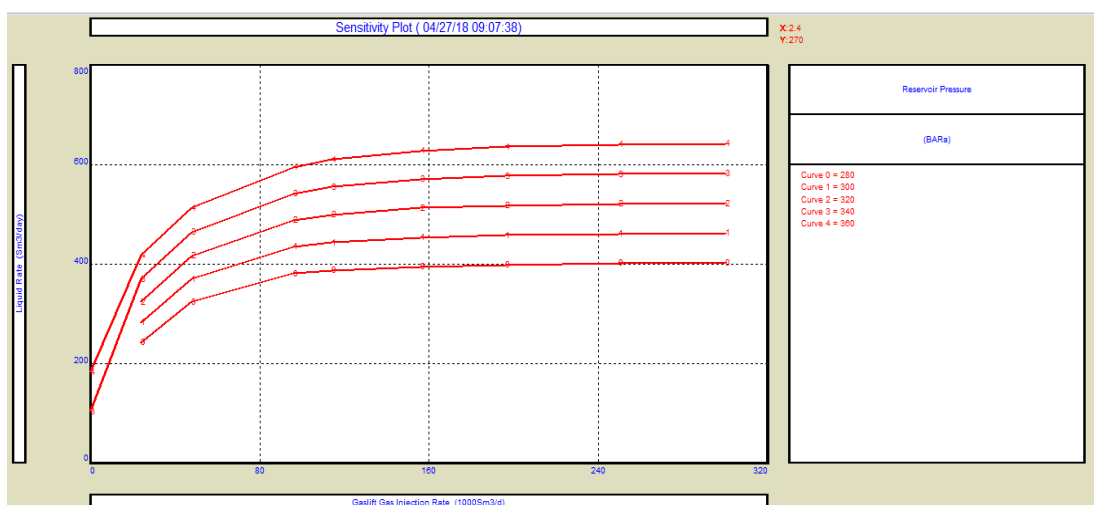
Les différents points de fonctionnement donnés par le logiciel, et correspond à chaque valeur de water cut sont enregistrés dans le tableau suivant :



**Figure IV.9 : Influence du WC sur la performance du puits OB74 activé par le Gaz Lift.**

**IV.2.1.4.3. Influence de déclin de la pression de gisement**

L'optimisation des puits en gas-lift se fait en fonction de la pression du réservoir. Le déclin de cette dernière influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autre méthode de récupération puisque le gas lift dans ces cas devient inutile. Et en plus de ça la pression de gisement influe directement sur plusieurs paramètres sensibles dans le système de production tels que : la pression en tête (Duse), diamètre de tubing, ... qui sont optimisés à la base de celle-ci, Les résultats obtenus pour le puits QB74 :



**Figure IV.10 : Influence de la Pg sur la performance du puits QB74 activé par le Gaz Lift**

**IV.2.2.Modélisation par la méthode d’ESP**

La procédure d’optimisation de pompe ESP d’un puits par le logiciel de Prosper est présentée dans l’exemple suivant : (QB74)

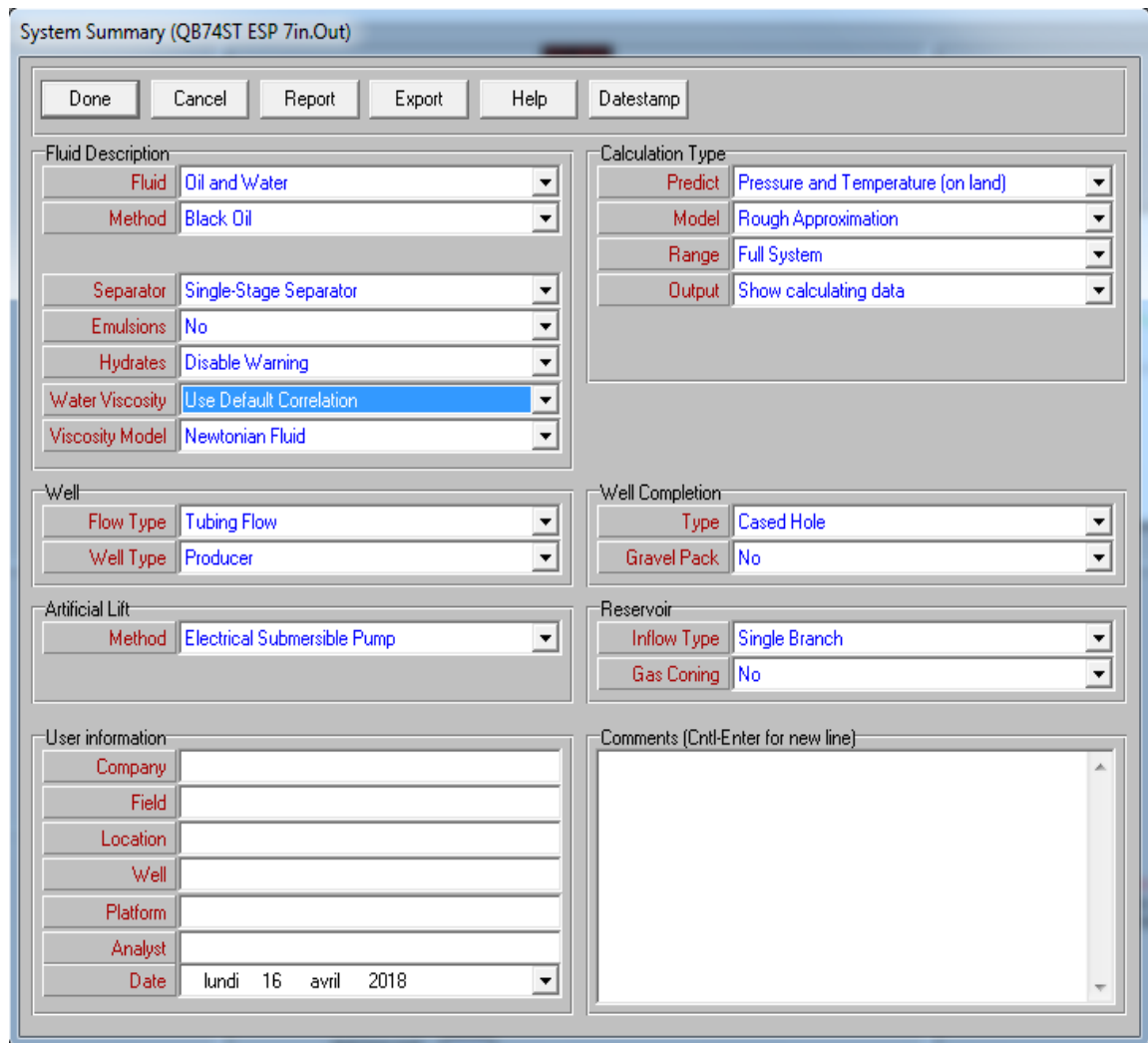
**IV.2.2.1.Les données d’entrée**

La création d’un modèle d’après PROSPER exige certain nombre de données :

**IV.2.2.1.1.Les options du système**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Fluid: «oil and water».
- Method: « Black oil ».
- Well Type: « producer ».
- Artificial lift: « Electrical submersible pump ».
- Well completion: « Cased Hole ». [6]



**Tableau IV.8 : Les options du système**

IV.2.2.1.2. Les données PVT

Les données PVT introduites dans le modèle sont représentées dans le tableau ci-dessous :

GOR de solution	Densité de l'huile	Densité de gas	Salinité de l'eau	H <sub>2</sub> S %	CO <sub>2</sub> %	N <sub>2</sub> %
64 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	0.811 rel.density	0.9 sp.gravity	1.04 sp.gravity	0 %	1.39 %	1.74 %

Tableau IV.9 : Les données PVT

IV.2.2.1.3. Les données des équipements

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- La déviation du sondage.
- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique.
- Les capacités calorifiques moyennes.

DOWNHOLE EQUIPMENT (QB74ST ESP 7in.Out)

Input Data										
Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier	
		(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)		
1	Xmas Tree	8.99								
2	tubing Hange	34.33	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
3			6						1	
4		1911	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
5	Nipple		6						1	
6		2494	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
7	packer		6.12						1	
8		2500	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
9	pompe ESP		5.4						1	
10		2521	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
11	Nipple		6						1	
12		2543	6.094	0.0006	7	0.0006	8.68	0.0006	1	
13	Liner	3390					4.778	0.0006	1	
14										
15										
16										
17										
18										

Tableau IV.10 : Les données des équipements

IV.2.2.2. Inflow Performance Relationship (IPR)

La méthode IP (l'indice de productivité) utilisé pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres du puits ci-dessous :

Reservoir Pressure	4641.21	psia
Reservoir Temperature	102	deg C
Water Cut	35	percent
Total GOR	64	Sm3/Sm3
Compaction Permeability Reduction Model	No	
Relative Permeability	No	
Productivity Index Reservoir Model		
Productivity Index (PI)	1.45278	STB/day/psi

Tableau IV.11 : l'indice de productivité

La courbe IPR de puits QB74 :

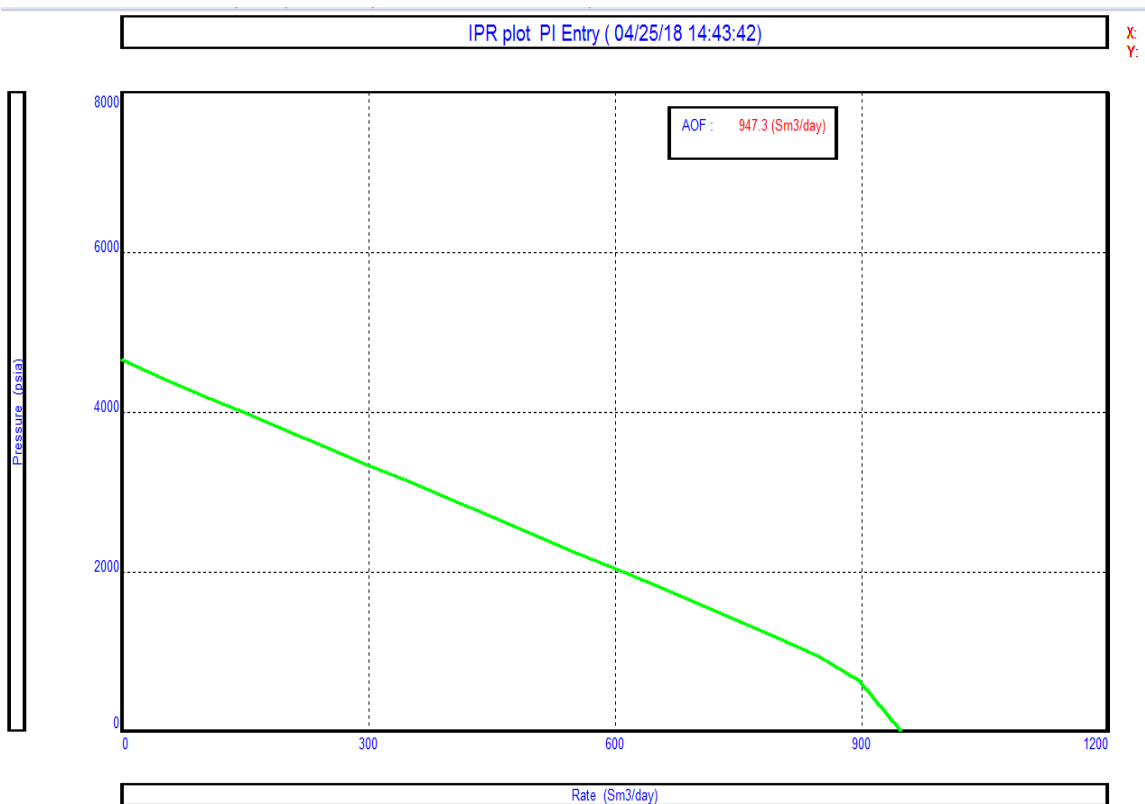


Figure IV.11 : L'IPR de QB74



La courbe ci-dessus indique que l'indice de productivité est un constant ceci correspond à l'écoulement monophasique du gisement.

Pour des raisons de calcul, PROSPER considère la décroissance de la pression du fond jusqu'au point zéro, ce qui explique incurvation à partir de la pression de bulle.

### V.2.2.3. Analyse nodale pour un puits exploité avec ESP

L'analyse nodale pour le puits exploité avec ESP a pour objectif l'optimisation du point de fonctionnement de la pompe. Une pompe ESP peut fonctionner dans les suivantes situations:

- **Down thrust** : la pompe est sous charge ; le point de fonctionnement se trouve dans la partie gauche du diagramme (proche de la courbe du "minimum rate" ou en dehors du diagramme).
- **Up thrust** : la pompe est sur charge ; le point de fonctionnement se trouve dans la partie droite du diagramme (proche de la courbe du "maximum rate" ou en dehors de diagramme).
- **Optimum**: le point de fonctionnement se trouve au centre du diagramme de fonctionnement proche de la courbe de "best efficiency". [10]

La figure suivante montre le diagramme de fonctionnement d'une pompe ESP avec les courbes et les zones de fonctionnement spécifiques :

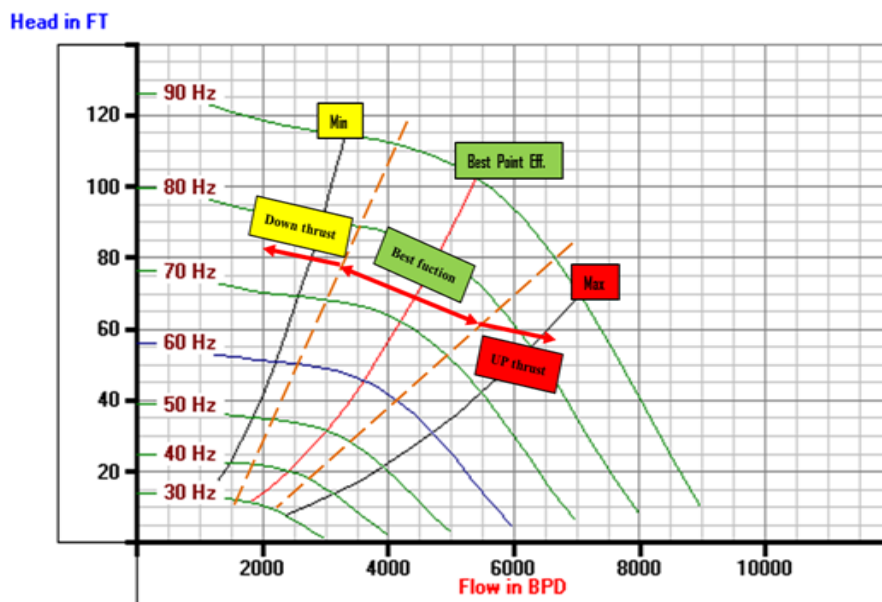


Figure IV.12 : les zones spécifiques de fonctionnement d'une ESP

IV.2.2.4.Optimisation d’ESP

IV.2.2.4.1.Choix de l’unité de pompage

IV.2.2.4.1.1.Choix du débit désirable

Le débit désirable pour chaque puits est choisi de telle manière à avoir une flexibilité dans le choix de combinaison moteur-pompe-séparateur puisque un débit désirable important implique une pression de fond très faible et ce dernier représente un facteur très important dans la détermination de la quantité de gaz libre au niveau de l’aspiration de la pompe qui réduit par la suite le nombre des pompes candidates qui peuvent véhiculer cette quantité.

A partir de la courbe IPR/VLP on a choisi comme débit désirable Pour déterminer Profondeur dynamique (pompe Depth) en utilise la formule suivant :

$$H = TVD - \frac{10.2 * p_{wf}}{d} \qquad H = 3390 - \frac{10.2 * 80}{0.9} \qquad H = 2500m$$

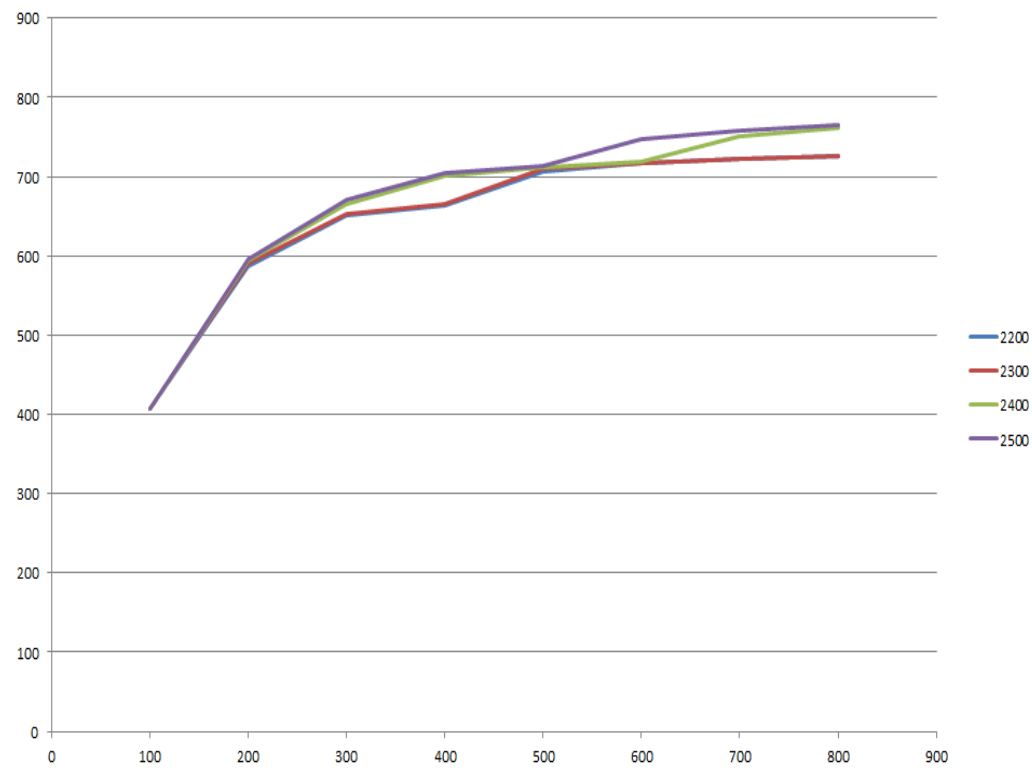


Figure IV.13 : variation de débit en fonction de changement de profondeur

A Partir de diagramme en à vue que le prodendeur 2500 m est le plus efficace par ce que en a juste pris de point de bulle, quand le fluide remonte le gaz libéré (GVF ;gas volume fraction) qui fait causé une diminution sur le rendement de la pompe.

#### IV.2.2.4.1.2. Critères de Choix de la pompe

Après avoir déterminé la série de la pompe à partir du diamètre intérieur du casing qui est dans notre cas 8.68 in, on cherche le type de la pompe qu'il se distingue des autres types en géométrie, forme, et le nombre des étages, la hauteur, et la longueur, en basant dans cette tâche sur :

- la vérification que le débit désirable est incluse dans la gamme opérationnelle de la pompe.

Le débit désirable doit être tombé sur le point de meilleure efficacité BEP qui est obtenu Par l'optimisation de la fréquence et le nombre des étages. Si plusieurs types vérifient ces conditions on cherche :

- La pompe de faible puissance requise qui demande un petit moteur.
- La pompe ayant une courbe de performance dont la pente est très forte puisque lorsqu'une chute de la pression due par exemple à la production du gaz ou le TDH est différente de celui du design on n'aura pas un effet remarquable sur la capacité de la pompe.

Pour la détermination des nombres des étages on s'applique la relation suivant :

$$Stages = \frac{TDH}{Head / stage} \qquad Stages = \frac{2500}{4} = 625 Stages$$

Tell que :

**TDH:** total dynamic head.

**Head/stage:** head par étage.

#### IV.2.2.4.1.3. Critères de Choix de moteur

Le diamètre extérieur du moteur est sélectionné de la même façon que celui de la pompe sauf dans ce cas il faut prendre en considération son refroidissement, la vitesse de fluide qui traverse le moteur et qui permette un bon refroidissement toute en évitant son érosion par le sable doit être entre **1ft/s** et **12ft/s** et pour les puits de fort taux de sable cette dernière valeur ne doit pas dépasser **7ft/s**.

Le critère de la puissance développée par le moteur est très important vue que le coût de l'énergie représente la partie majoritaire du coût total de la production, par conséquent l'efficacité du moteur doit être traité soigneusement et donc il faut choisir le moteur qui a une puissance nominal juste supérieur au BHP de la pompe qui est donné par la formule suivant:

$$BHP_{pump} = \frac{BHP}{stage} \times stages \mu \qquad BHP_{pump} = 1.28 \times 625 \times 0.5 = 400HP$$

**BHP pump** : la puissance de rotation nécessaire

**BHP/stage** : puissance nécessaire par étage.

$\mu$  : la viscosité de fluide

**IV.2.2.4.1.4.Choix de séparateur de gaz**

La séparation de gaz joue un rôle prépondérant dans la fiabilité de système de pompage ESP, en vue des préjudices causés par le gaz libre qui rentre dans la pompe. La solution idéale de ce problème est la production avec une pression d’aspiration supérieure à la pression de bulle mais cela limite beaucoup le débit désirable. Et dans notre cas on a choisis le **séparateur de gaz rotatif** qui est reconnue par une bonne efficace « **90%** d’efficacité de séparation». [10]

**IV.2.2.5.les données d’entrée d’ESP pour le puits QB74 donné par le PROSPER**

ESP Input Data (QB74ST ESP 7in.Out)		
Done	Cancel	Report
Export	Help	
Input Data		
Pump Depth (Measured)	2500	m
Operating Frequency	60	Hertz
Maximum OD	6	inches
Length Of Cable	2600	m
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	600	
Voltage At Surface	2605	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Gas DeRating Model	<none>	
Current Pump		
WOODGROUP TG4000 5.4 inches (3200-4800 RB/day)		
Current Motor		
ESP_Inc 540_70 400HP 2200V 115A		
Current Cable		
#1 Copper	0.26 (Volts/1000ft)	115 (amps) max

**Tableau IV.12 : les données d’entrée d’ESP**

IV.2.2.6. Inflow et outflow performance de puits après installation de la pompe

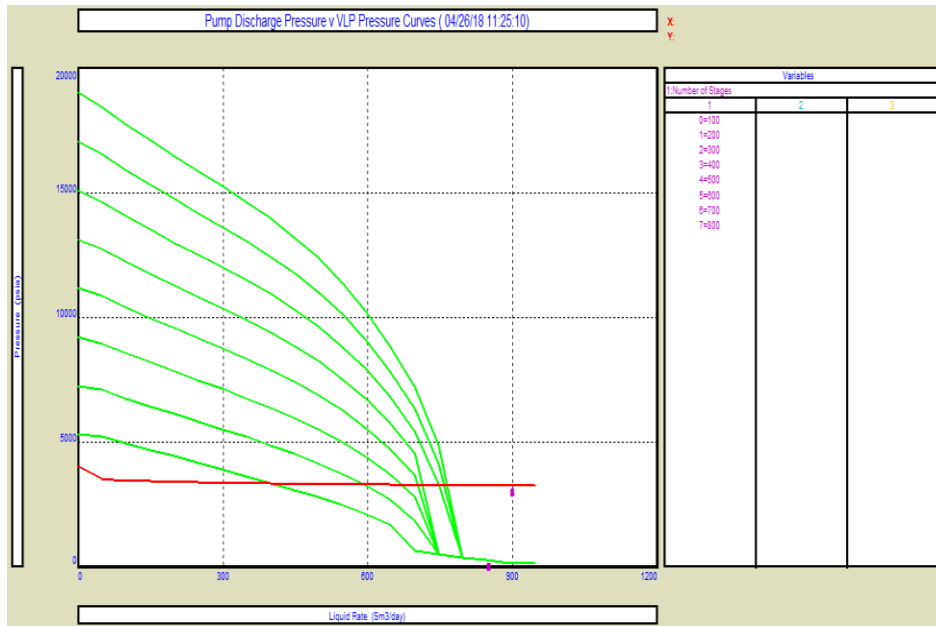


Figure IV.14 : IPR-VLP avec une variation de nombre d'étage

Nombre d'étage	Liquid rate (Sm3/day)	Oil rate (Sm3/day)	Water rate (Sm3/day)	Gaz rate (1000Sm3/d)
100	406.6	264.3	142.3	16.915
200	596.5	387.8	208.8	24.81
300	671.6	436.5	235.1	27.93
400	704	457.6	246.4	29.28
500	713.5	463.8	249.7	29.68
600	748	486.2	261.8	31.11
700	758.7	493.2	265.6	31.56
800	765.4	497.5	267.9	31.84

Tableau IV.13 : variation des O/W/G avec changements de nombre d'étage

IV.2.2.7. Inflow et outflow optimum

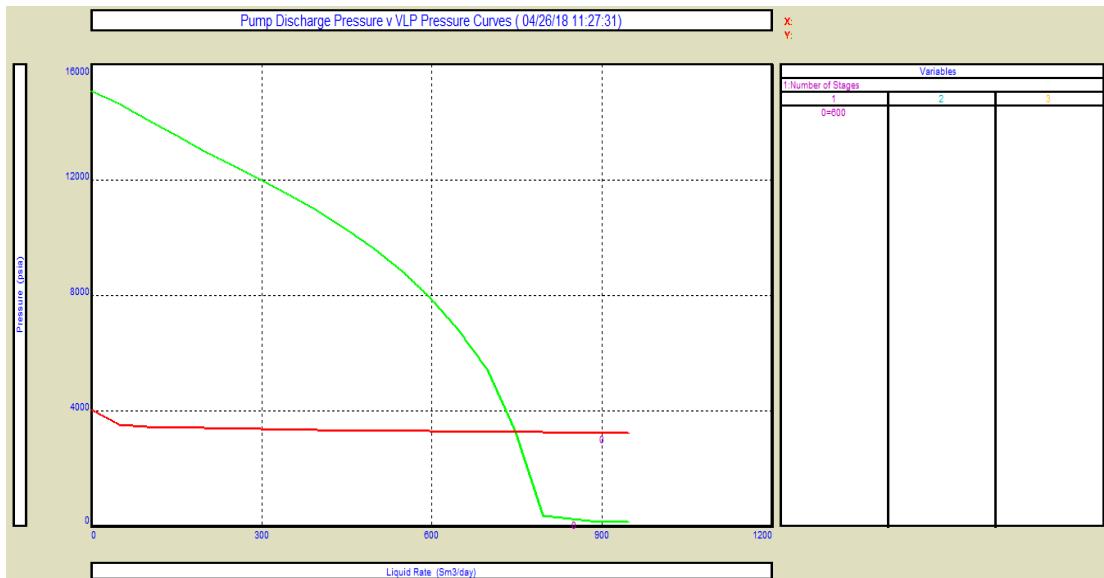


Figure IV.15 : IPR-VLP avec ESP au point optimum

Cette figure schématise la performance du réservoir (IPR) et de la colonne hydrostatique (VLP) avec ESP, cette intersection de l'IPR avec les deux VLP indique une meilleure performance de la colonne pour un nombre d'étage 600. En effet, sur le VLP avec ESP, le débit d'huile est de 486.2 Sm<sup>3</sup>/day, soit une augmentation de 100% par rapport au débit d'huile sans ESP.

IV.2.2.8. La courbe de performance

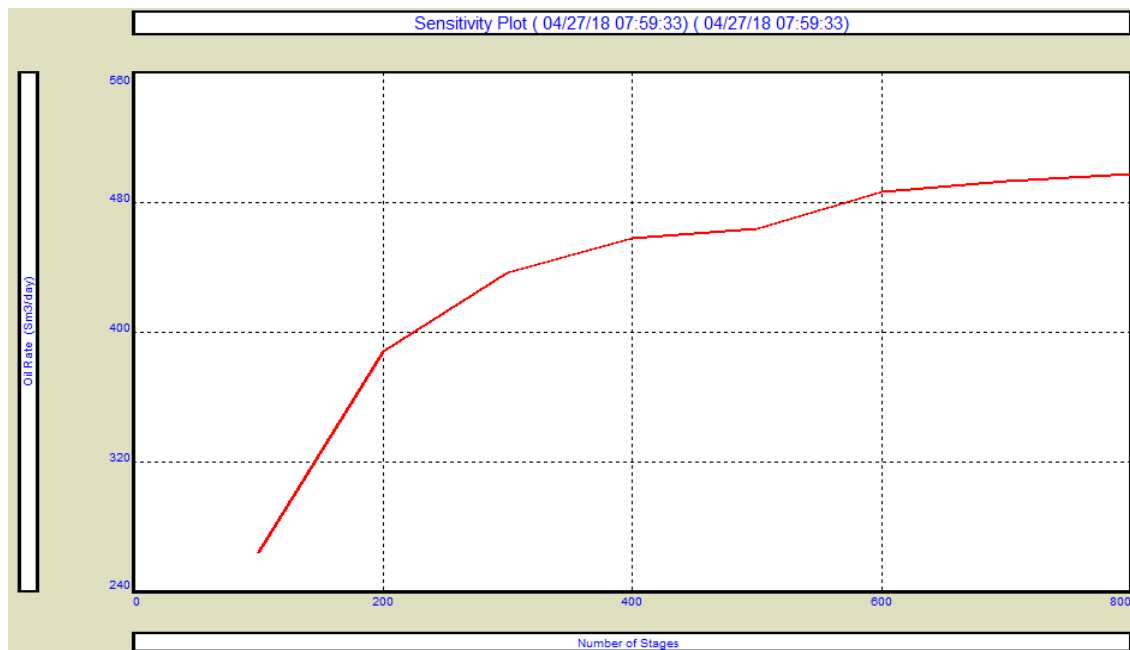


Figure IV.16 : La courbe de performance

La courbe ne commence pas de zéro du fait que le puits est non éruptif.

On observe dans cette courbe que l'augmentation de nombre d'étages, provoque une augmentation du débit d'huile sous l'effet de la diminution des pertes de charges hydrostatiques, et après une certaine valeur, le débit d'huile commence à diminuer sous l'effet de l'augmentation des pertes de charges par friction.

Cette valeur est le numéro des étages optimum ( $n_{mbr} = 600 \text{étages}$ ), à cette valeur,  $Q_{oil} = 486.2 \text{ Sm}^3/\text{day}$

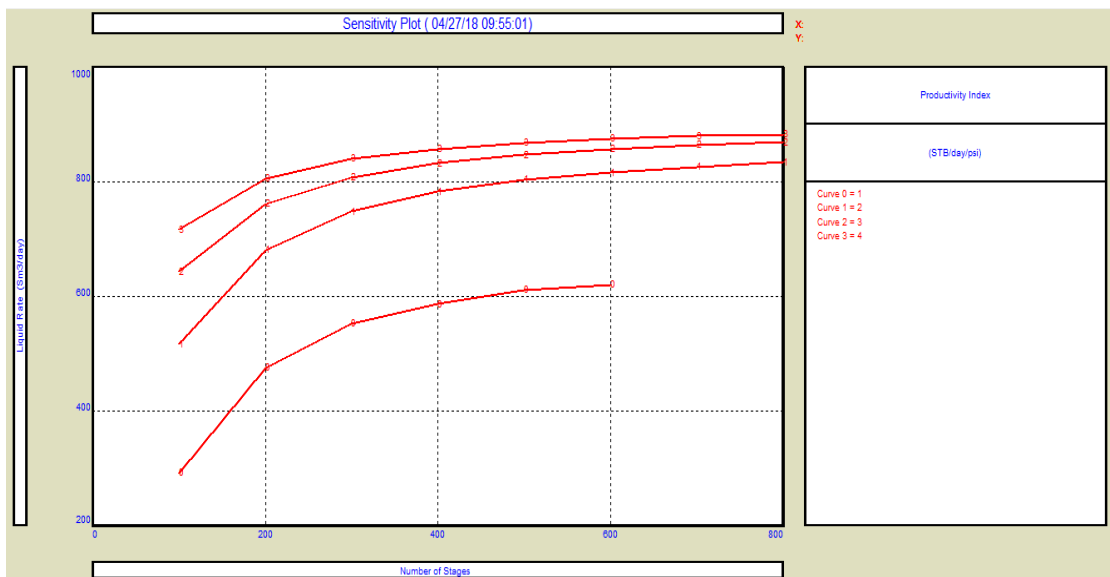
Il aussi a noté qu'à partir d'un certain point l'augmentation du nombre d'étages n'a pas d'effet significatif sur le débit d'huile.

Nombre d'étages	Liquid Rate	Oil Rate
	(Sm <sup>3</sup> /day)	(Sm <sup>3</sup> /day)
600	748	486.2
800	756.4	497.5

**IV.2.2.9. Les paramètres influençant sur les puits en ESP**

**IV.2.2.9.1. Etude d'influence de l'indice de productivité IP**

L'indice de productivité est le paramètre qui influe beaucoup sur la fonction de la pompe, sa sensibilité est illustrée par la figure suivante :



**Figure IV.17 : Influence de l'IP sur la performance du puits QB74 activé par ESP**

IV.2.2.9.2. Etude de l'influence de la pression de gisement  $P_g$

Aussi avec le logiciel PROSPER on a fait des calculs des débits en fonction des valeurs de pression du gisement on remarque les résultats représentés dans la figure suivante :

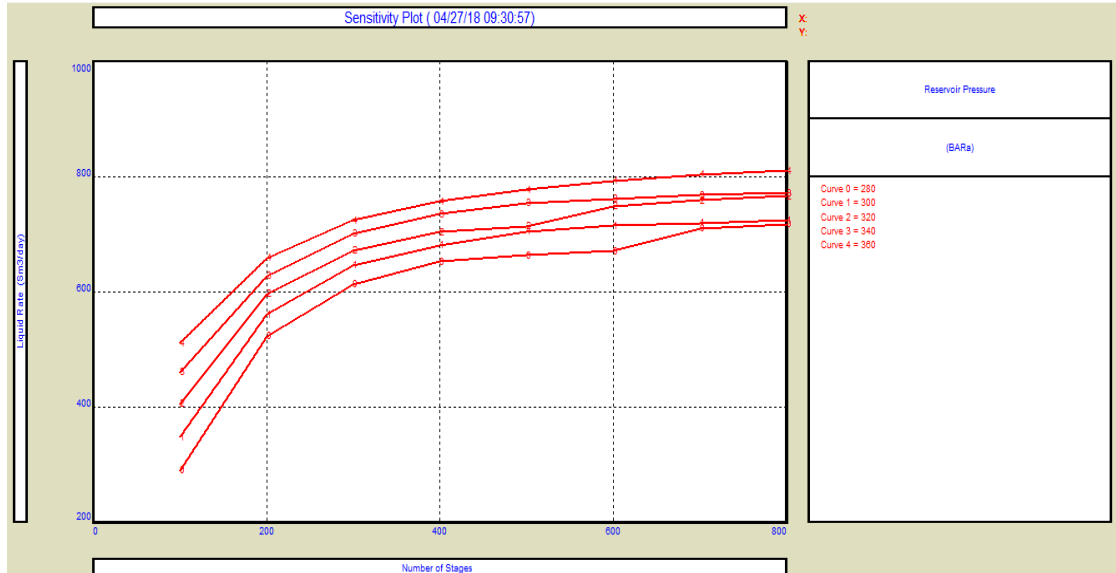


Figure IV.18 : influence de la  $P_g$  sur la performance du puits QB74 activé par ESP.

IV.2.2.9.3. 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 :

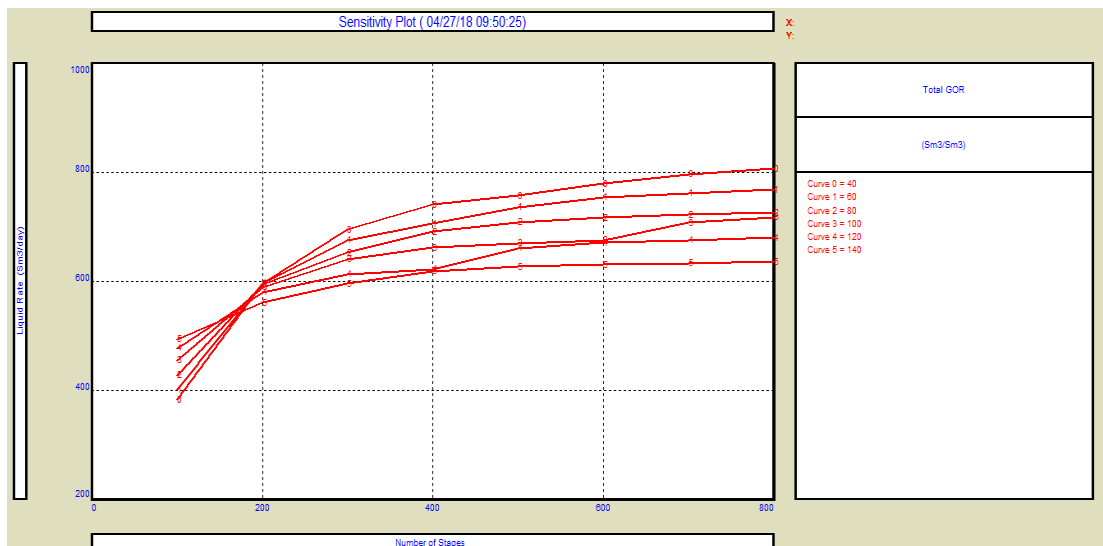


Figure IV.19 : Influence de GOR sur la performance du puits OMJZ21 activé par ESP

Ces courbes montrent qu'avec l'augmentation de la quantité du gaz libre dans la brute accompagnée par la diminution moyenne de débit d'huile.



**IV.3.Comparaison**

- Afin de réaliser cela, nous avons commencé par une optimisation du gaz-lift dans le 5 1/2", suivie par une simulation de la plus grande pompe qui se trouve dans le catalogue de Prosper dans le 5 1/2", et une autre simulation de la plus grande pompe qui se trouve dans le catalogue de Prosper dans le 7". Le cas du 7" veut dire, procéder à un Work-over.
- Dans le cas 5 1/2" le plus grand moteur a une puissance de 160HP qui ne permet pas d'atteindre aux nombre d'étage optimal du la pompe donc en a obliger de grandir le diamètre du tubing pour avoir une autre moteur plus puissant.
- Les résultats d'optimisation de gaz lift et ESP :

	<b>Débit injection (1000Sm3/d)</b>	<b>N°étage</b>	<b>Débit d'huile (Sm3/day)</b>
<b>Gaz lift</b>	<b>156</b>		<b>332.9</b>
<b>ESP</b>		<b>600</b>	<b>486.2</b>

**Tableau V.14 : Les résultats d'optimisation de gaz lift et ESP**

- D'après les résultats de débit d'huile on a observé que l'activation par ESP est très efficace par rapport à l'activation par gaz lift.
- L'inconvénient principale de ESP est trop cher et ça maintenance ça coute. Par contre le gaz lift simple est moins cher.
- Finalement d'après mes études en a vu que ESP est la meilleur remplaçant de gaz lift.

**IV.4.Conclusion**

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

Conclusion  
et  
Recommandation

### Conclusion et Recommandation

Le champ de Ourhoud utilise la méthode gas-lift pour l'activation de puits et le problème qui ont à vue est la quantité du gaz comprimée au champ est limitée.

Dans notre mémoire nous avons étudié la possibilité d'installer une pompe immergée dans un puits du champ ourhoud qui est soutenu grâce au gas lift, et cela dans le but d'une amélioration des performances du puits.

Notre étude démontre plusieurs que :

- En terme de taux de production avec les deux méthodes de liftage, gaz lift et ESP, on peut dire que l'ESP est plus efficace que le gaz lift. Cela dit, il faudrait investir dans un Work-over.
- L'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre qui influe le plus sur le débit de production dans les deux méthodes d'activation.
- Pour l'activation par le système ESP, la production diminue avec l'augmentation du GOR, Pour l'activation par le gaz lift, le point optimum de l'injection de gaz lift diminue avec l'augmentation de GOR.
- L'évolution du water cut due à une production avec un débit supercritique entraîne une diminution nette du rendement du gas-lift, mais cela ne l'est pas dans l'ESP.

Le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé, la disponibilité du gaz rend la méthode da gaz lift la plus pratique pour liftage. Les modes d'injection de gaz lift dans le champ ourhoud ne permettent pas de garder le débit d'injection optimum, il Ya 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.

Le mode d'activation ESP peut être une solution au champ pour augmenter le taux de production, c'est une méthode très rentable à condition d'en faire bon usage en terme de sélection et d'optimisation, Les équipements de système ESP sont très sensibles et cher donc demande une grande d'attention et de précaution.

Enfin, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- 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 connaitre plus cette nouvelle technologie.
- Il est recommandé d'installer la pompe ESP dans les puits ou le gaz lift est devenu

## Conclusion Et Recommandation

---

non rentable (chute du niveau dynamique).

- Le coût des équipements qui vont être installés est cher, le temps pris durant l'opération de l'installation est un bon investissement pour le futur.
- Une étude économique est recommandée avant de choisir les équipements de l'ESP, cette étude devait inclure le coût de consommation exceptée de l'énergie aussi prédire le cas le plus pire résultant de performance des équipements.
- Avant d'installer le système, tenir compte des problèmes d'exploitation qui peuvent être présentes dans le puits tel que : les solides (débris, sable...), les dépôts minéraux (sel, Scale...) et organique (asphaltes...) et prévoir la solution adéquate.
- Faire un design de base et tenir en compte des futurs changements des paramètres réservoir (Pg, GOR, Wcut, IP...).
- Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir.
- Pour éviter le problème de cavitation, il faut qu'une pression suffisante soit toujours assurée à l'aspiration de la pompe.

# Bibliographie

### Bibliographie

- [1] Rapport Groupement sonatrach, Bloc 403-champ de ourhoud NIVEAU G + T, étude de réservoir 2014.
- [2] Nodal analysis, shlumberger, January 1968 (SPE Vogel N: 1476).
- [3] Vogel. j. W., Inflow performance relationships for solution gas drive wells. Jpt, Jan, p, 11 (1968).
- [4] MARCU DANIEL, PROSPER Application for Nodal Analysis, ENPR/PROD BRN, May 2010.
- [5] Recupération assistée par gas-lift (Serpro) édition 2 2001
- [6] Clegg, J. D., Bucaram, S. M. and Hein, N. M., Jr.: "Recommendations and Comparisons for Selecting gas-Lift Methods." JPT, December 1993, 1128–67.
- [7] Denis PERRIN, techniques d'exploitation pétrolière, chapitre 04 "Activations des puits par gas lift, 1995, p.185, 205.
- [8] Gabor Takacs, 1947- "Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance"/. ISBN 978-1-85617-557-9.
- [9] Mohamed Banaga, "Electrical Submersible Pump Manual for Clients", 20-05-2009.
- [10] H. Dale Beggs, "Production Optimisation using Nodal Analysis", 2003, p.7.