

N° Série : 2017/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

# MEMOIRE

**Pour obtenir le Diplôme de Master  
Option: Production professionnel**

Présenté par :

**GHETTOUT Mohamed Lamine et**

**BOUTOUATOU Ahmed**

**-THEME-**

---

**OPTIMISATION DU GAZ-LIFT**

**A HAUD BERKAOUI**

---

Soutenue le : 26/06/2018

**Jury :**

<b>Président :</b>	<b>HADJADJ Sadek</b>	<b>MA. (A)</b>	<b>UKMO</b>
<b>Examineur :</b>	<b>KADRI Yacine</b>	<b>MC. (B)</b>	<b>UKMO</b>
<b>Encadreur:</b>	<b>ROBEI Sarra</b>	<b>MA. (A)</b>	<b>UKMO</b>

# REMERCIEMENT

**PREMIÈREMENT, NOUS TENONS À REMERCIER NOTRE DIEU PUISSANT POUR NOUS AVOIR DONNÉS LA FORCE POUR ACCOMPLIR CE TRAVAIL ,**

**NOUS VOUDRONS EXPRIMER NOS VIFS REMERCIEMENTS À NOTRE ENCADREUSE MADemoiselle **ROBEI SARRA** POUR CES CONSEILS JUDICIEUX.**

**NOUS REMERCIONS CHALEUREUSEMENT NOS PROMOTEURS À SONATRACH **MR. ABED RAHMAN LAOUAR** ET **BEKKOUCH SMAÏL** POUR LEURS AIDES, LEURS CONSEILS PRÉCIEUX DURANT LA PÉRIODE DU PROJET .**

**NOUS ADRESSONS ÉGALEMENT UN GRAND MERCI À **MR. JAARIT FATTAH** , INGÉNIEUR À SONATRACH, POUR NOUS AIDER À COLLECTER LES INFORMATIONS NÉCESSAIRES POUR ACCOMPLIR CE TRAVAIL .**

**EN DÉFINITIVE, NOUS REMERCIONS TOUTES LES PERSONNES QUI ONT PARTICIPÉES DE PRÉS OU DE LOIN, DE FAÇON DIRECTE OU INDIRECT, À LA RÉUSSITE DE CE TRAVAIL POUR LEQUEL NOUS AVANT TANT CONSACRÉ.**

**NOUS TIENDRONS AUSSI À REMERCIER TOUS LES ENSEIGNANTS DU DÉPARTEMENT PRODUCTION DES HYDROCARBURES DE L'UNIVERSITÉ D'OUARGLA, QUI ONT CONTRIBUÉS DE PRÉS OU DE LOIN À NOTRE FORMATION DURANT TOUT LE CURSUS UNIVERSITAIRE .**

**MED. LAMINE ET AHMED**



# Dédicace

*Aucun plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A mes chères parents, qui ont toujours priés pour moi et me poussés vers le succès son repos, je luiis remercie chaleureusement jusqu'à le dernier jour de ma vie.*

*A mes chères sœurs, aussi ma fidele fiancée.*

*A toute ma grande famille*

*A tous mes amis spécialement Boutouatou Ahmed, Douas Mohamed, Abed Rahman Boutiba et Hammadi Farouk.*

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

*Ghettout Mohamed Lamine*

# Dédicace

*Aucun plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A mes chères parents, qui ont toujours priés pour moi et me poussés vers le succès son repos, je luiis remercie chaleureusement jusqu'à le dernier jour de ma vie.*

*A ma chère sœur,*

*A mes chères frères.*

*A toute ma grande famille*

*A tous mes amies spécialement Ghattout Mohamed Lamine,  
Hammadi Farouk, Bouhxam Lokman.*

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

*Boutouatou Ahmed*

# SOMMAIRE



# SOMMAIRE

---

**Remerciement**

**Dédicace Mohamed Lamine**

**Dédicace Ahmed**

**Sommaire**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Abréviations**

**Résumé**

**Introduction générale .....2**

**Chapitre I : Le gaz-lift**

I.1. Introduction .....4

I.2. Historique du gaz-lift .....4

I.3. Quelque projet de développement du gaz-lift .....5

I.3.1. Système d'optimisation de mode d'activation .....5

I.3.2. Développement d'un modèle d'allocation de réseau et du gaz-lift pour l'optimisation de la production dans le champ de Ras Budran .....6

I.3.3. L'optimisation du gaz-lift à Trinidad.....7

I.4. Les types d'activation des puits pétrolier .....9

I.5. Le gaz-lift .....11

I.5.1. Le principe du gaz-lift .....11

I.5.2. Les types du gaz-lift .....12

I.5.3. Les principaux paramètres du gaz-lift .....16

I.5.4. Les équipements du gaz-lift .....17

# SOMMAIRE

---

## **Chapitre II : Le gaz-lift à Haoud Berkaoui**

II.1. Introduction .....	21
II.2. Présentation de la région de Haoud Berkaoui ( HBK ) .....	21
II.2.1. Situation géographique .....	21
II.2.2. Aspect géologique .....	21
II.2.3. Les champs de la région de HBK .....	22
II.2.4. Les propriétés des fluides du gisement .....	24
II.3. Le gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	25
II.3.1. Historique du gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	25
II.3.2. Le but du gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	25
II.3.3. Source du gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	26
II.3.4. Compositions du gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	26
II.3.5. Les complétions du gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	26
II.3.6. Les problèmes liés au gaz-lift à Haoud Berkaoui .....	29

## **Chapitre III : Optimisation du gaz-lift avec PROSPER**

Introduction .....	32
III.1. L'analyse nodale .....	32
III.2. Le logiciel PROSPER .....	35
III.2.1. Définition et aperçu sur logiciel .....	35
III.2.2. Organigramme de fonctionnement du PROSPER .....	35
III.2.3. Les différentes corrélations utilisées par PROSPER .....	37
III.3. Procédure du travail .....	37
III.3.1. Présentation du puits OKN 611 ( fiche technique du puits après Work Over .....	38
III.3.2. Données initiaux du puits avant l'optimisation .....	38
III.3.3. Application de l'analyse nodal sur le puits avec PROSPER .....	39

# SOMMAIRE

---

III.3.4. Déroulement d'optimisation de complétion de gaz-lift en PROSPER .....	41
III.4. Etude du coté économique .....	49
III.4.1. Calcule du coût en volume équivalent .....	49
III.4.2. Calcule du gain net en production .....	49
III.4.3. Calcule du PAYOUT .....	50
III.5. Comparaison entre les données avant et après l'optimisation.....	50
<b>Conclusion .....</b>	<b>52</b>
<b>Bibliographie</b>	
<b>Annexe</b>	



## Liste des figures

---

### Chapitre I :

Figure I.1 : Localisation du champ de Ras Budran .....	6
Figure I.2 : Localisation de Trinidad avec ses champs .....	7
Figure I.1 : Mode d'activation des puits pétrolières .....	10
Figure I.2 : Principe du gaz-lift .....	12
Figure I.3 : Gaz-lift continu et intermittent .....	13
Figure I.4 : Gaz-lift en tubing concentrique et parallèle .....	14
Figure I.5 : Complétion du gaz-lift double .....	15
Figure I.6 : Gaz-lift en circuit ouvert .....	16
Figure I.7 : Gaz-lift en circuit fermé .....	16
Figure I.8 : Les équipements du gaz-lift .....	18

### Chapitre II :

Figure II.1 : Situation géographique du champ Haoud Berkaoui ( HBK ) .....	21
Figure II.2 : Aspect géologique du champ Haoud Berkaoui ( HBK ) .....	22
Figure II.3 : Carte des principaux champs dans la région de HBK .....	24
Figure II.4 : Complétion GLS (A) .....	27
Figure II.5 : Complétion GLS (B) .....	28
Figure II.6 : Complétion GLC .....	29

### Chapitre III :

Figure III.1 : Pertes de charge possible dans un système de production .....	33
Figure III.2 : Les différentes positions des nœuds .....	34
Figure III.3 : Point de fonctionnement .....	35
Figure III.4 : Organigramme de fonctionnement du PROSPER .....	36
Figure III.5 : Courbe de IPR .....	41
Figure III.6 : Fenêtre d'exécution des équipements .....	42
Figure III.7 : Résumé de complétion .....	43

## Liste des figures

---

<b>Figure III.8 : Point de fonctionnement du puits OKN 611 .....</b>	<b>45</b>
<b>Figure III.9 : Données du gaz-lift design .....</b>	<b>46</b>
<b>Figure III.10 : Résultats finales d'optimisation en PROSPER .....</b>	<b>46</b>
<b>Figure III.11 : Plot du désigne du gaz-lift pour le puits OKN 611 .....</b>	<b>48</b>

### Chapitre I :

Tableau I.1 : Les modes d'activation .....	11
Tableau I.2 : Les équipements du gaz-lift .....	19

### Chapitre II :

Tableau II.1 : Caractéristiques des principaux champs dans la région HBK...	24
Tableau II.2 : Les propriétés des fluides du gisement du HBK .....	24
Tableau II.3 : Les compositions du gaz-lift à HBK .....	26

### Chapitre III :

Tableau III.1 : Les différentes corrélations utilisées dans le PROSPER ....	37
Tableau III.2 : Données initiaux du puits avant l'optimisations .....	39
Tableau III.3 : Données du réservoir .....	40
Tableau III.4 : Données du dernier test .....	40
Tableau III.5 : La profondeur mesurée et verticale du puits .....	42
Tableau III.6 : Cheminement de l'effluent .....	42
Tableau III.7 : Variation de température de tête jusqu'au fond du puits .....	43
Tableau III.8 : Capacités thermique des effluents .....	43
Tableau III.9 : Données du gaz-lift .....	44
Tableau III.10 : Données nécessaire pour le VLP .....	44
Tableau III.11 : Résultats d'optimisation .....	47
Tableau III.12 : Détails des valves .....	47
Tableau III.13 : Pressions et débit du puits avant et après l'optimisation ...	50

## ABREVIATION

---

### **ABREVIATION:**

**B<sub>g</sub>** : Facteur volumétrique de formation du gaz ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

**BHP** : La pression du fond de trou ( bar )

**B<sub>o</sub>** : Facteur volumétrique de formation ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

**BP** : Basse pression ( bar )

**COV** : vannes opérées par le casing

**d** : Densité

**d<sub>g</sub>** : Densité du gaz

**FVF** : Facteur volumétrique de formation ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

**GOR** : rapport gaz/huile ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

**H** : Profondeur ( m )

**HP** : Haute pression ( bar )

**IP** : indice de productivité ( b/j / psi )

**IPR** : Inflow performance Relationship

**K** : Perméabilité ( md )

**P<sub>b</sub>** : Pression de bulle ( bar )

**P<sub>f</sub>** : Pression du fond ( bar )

**PG** : Pression de gisement ( bar )

**P<sub>i</sub>** : Pression initial de réservoir ( bar )

**P<sub>r</sub>** : Pression du réservoir ( bar )

**P<sub>sép</sub>** : Pression du séparateur ( bar )



## ABREVIATION

---

**Q** : Débit (  $\text{m}^3/\text{j}$  )

**S** : Skin

**SPM** : Side pocket mandrin

**SW** : Saturation moyenne ( % )

**TOV** : vannes opérées par le tubing

**VLP** : Vertical left performance

**Wc** : le pourcentage de l'eau

**Ws** : Salinité de l'eau (ppm)

$\mu_g$  : Viscosité du gaz ( cpo )

$\mu_o$  : Viscosité d'huile ( cpo )

$\Delta P$  : Pertes de charge ( bar )

$\Phi$  : Porosité ( % )

## RESUME

---

### **Résumé :**

Lorsque la pression d'un réservoir diminue la production vers la surface devient presque impossible ,car il n y a pas d'énergie motrice qu'est représentée par le gaz associé avec l'huile .Pour récupérer cette énergie on fait équiper le puits par un system du gaz-lift .Le gaz-lift c'est une technique pour injecter le gaz dans le Tubing afin d'alléger la colonne de la production .Dans cette étude, on a optimisé un system du gaz-lift pour le puits OKN 611 ,qui avais un problème ,c'est que le débit de production diminue après une opération de WORK-OVER pour changer la complétion du gaz-lift GLS pour une complétion GLC .Cette optimisation inclue le débit et la pression d'injection ,les cotes des vannes aussi ses types et d'autre paramètres .Après l'optimisation on a trouvé que le débit augmente presque en double.

**MOTS-CLÉS :** gaz-Lift ,optimisation , pression d'injection, complétion, réservoir, vanne, Tubing.

### **Abstract :**

When the reservoir pressure decreases, the production towards the surface becomes almost impossible, because there is no motive power that is represented by the gas associated with the oil. To recover this energy, the well is equipped with a gas-lift system. The gas-lift is a technique for injecting gas into the tubing in order to lighten the column of production. In this study we optimized a gas-lift system for the well OKN 611, which had a problem is that the production rate decreases after a WORK-OVER operation to change the completion of the gas-lift from GLS to a GLC completion. This optimization includes the flow and injection pressure, the valve dimensions also its types and other parameters. After the optimization we found that the flow increases almost in double.

**Keywords:** Gas-lift, optimization ,injection pressure ,completion ,reservoir ,valve, tubing.

## RESUME

---

### ملخص :

عندما ينقص ضغط الخزان يصبح الإنتاج باتجاه السطح صعب , لأنه لا توجد قوة دافعة و التي تتمثل في الغاز المرتبط بالنفط . لاستعادة هذه القوة يتم تجهيز البئر بنظام رفع الغاز . غاز الرفع هي تقنية لحقن الغاز في الأنبوب من أجل تخفيف عمود الإنتاج . و في هذه الدراسة , تم تحسين نظام غاز الرفع للبئر OKN 611 , الذي كان لديه مشكل وهو أن تدفق الإنتاج انخفض بعد عملية Work Over لتغيير تجهيز نظام غاز الرفع من غاز رفع GLS إلى غاز رفع GLC . هذا التحسين يتضمن تدفق و ضغط الحقن , مستوى الصمامات و أيضا أنواعها و معلومات أخرى . بعد التحسين وجدنا أن التدفق ارتفع تقريبا إلى الضعف .

**الكلمات المفتاحية :** غاز الرفع , تحسين , ضغط الحقن , تجهيز , خزان , صمام , أنبوب .

# INTRODUCTION



# INTRODUCTION

Dans le cas normal où le réservoir pétrolier a une pression initial suffisante pour la production du pétrole et le remonter vers la surface, on s'appelle un réservoir éruptif, avec ces réservoirs les puits produisent naturellement, parce qu'il y a une chute de pression entre le réservoir et le puits qui peut pousser le brut jusqu'à la surface. Ainsi, l'énergie associée avec l'huile qui est le gaz dissous, qui permet de faire un allègement naturel pour le brut.

A ce point, la présence du gaz dans l'huile est nécessaire pour la production sans intervention. Une fois le brut a un manque au gaz, il va être lourd et sa production nécessite une activation.

Il y a plusieurs modes d'activation, qui sont mentionnés dans le deuxième chapitre de notre étude. Il y a des modes d'activation traditionnels comme le pompage hydraulique, les pompes centrifuges et les pompes aux tiges et le mode le plus moderne c'est le gaz-lift qui rassemble le principe naturel par l'injection du gaz dans l'huile.

Le gaz-lift est une méthode de levage artificiel qui utilise une source externe du gaz à haute pression pour compléter le gaz de formation afin de soulever les fluides du puits.

Le principe de l'élévation du gaz est que le gaz injecté dans le Tubing - à travers des vannes ou un concentrique - réduit la densité des fluides dans le tubing et que les bulles exercent une action de "nettoyage" sur les liquides. Les deux facteurs agissent pour abaisser la pression du fond "BHP" qui coule au fond du Tubing.

Dans le premier chapitre on a fait une modeste étude bibliographique sur des études et des optimisations reliées à l'activation des puits.

Le deuxième chapitre comporte les différents modes d'activation, et nous basons sur le gaz-lift avec son principe, ses types, ses paramètres et ses équipements.

Le troisième chapitre base sur le gaz-lift particulièrement à notre région du stage HAOUZ BERKAOUI.

Pour le quatrième chapitre, une étude pratique d'optimisation d'un système du gaz lift pour le puits OKN 611 était réalisée avec le logiciel PROSPER. L'objectif de cette dernière est d'améliorer la performance du gaz-lift dans le puits.

# CHAPITRE I : LE GAZ-LIFT

# CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

## I.1. Introduction :

Lorsque les puits pétroliers sont non ou insuffisamment éruptifs, la nécessité de faire une activation va être proposée, pour permettre la continuation de production.

L'activation peut s'imposer au début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'à la surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est faible.

Dans le monde l'activation qui concerne 75% des puits à huile hors USA, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Activation mécanique par le pompage.
- Injection d'un mélange de gaz dans la partie basse de la colonne de production pour l'alléger ou gaz-lift.

## I.2. Historique du gaz-lift :

L'ascenseur pneumatique utilise l'air comprimé pour soulever l'eau dans des opérations telles que le dragage et l'archéologie sous-marine. On le trouve également dans les aquariums pour maintenir la circulation de l'eau.

Ces formes d'ascenseur ont été employées dès 1797 dans les mines pour soulever l'eau des puits de mine. Ces systèmes utilisaient l'injection d'air à point unique dans le courant de liquide, normalement à travers un clapet de pied au bas de la corde.

L'ascenseur à gaz a été utilisé dès 1864 en Pennsylvanie pour soulever des puits de pétrole, utilisant également de l'air comprimé via un tuyau d'air amenant l'air au fond du puits. L'air a été utilisé au Texas pour un ascenseur artificiel à grande échelle. En 1920, le gaz naturel remplace l'air, ce qui réduit le risque d'explosion.

De 1929 à 1945, environ 25 000 brevets ont été délivrés sur différents types de vannes à gaz pouvant être utilisées pour le déchargement par étapes. Certains de ces systèmes impliquaient le déplacement de la tubulure ou l'utilisation de barres d'ancrage pour câbles pour modifier le point de levage. D'autres étaient des vannes à ressort.

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

Finalement, en 1944, W.R. King a breveté la soupape à soufflet pressurisée qui est utilisée aujourd'hui. En 1951, le mandrin latéral a été développé pour le positionnement sélectif et la récupération des vannes à gaz avec câble [2].

### **I.3. Quelque projet de développement du gaz-lift :**

A la fin de vingtième siècle, la plus part des puits pétrolier étaient équipés avec des modes d'activation pour améliorer la production, mais malheureusement il y a des puits qui ne répondait pas comme il faut à ces opérations ,à cause des analyses des système incomplets ou inexacts.

Pour cela, le premier sujet discute une technique pour améliorer l'optimisation d'un mode d'activation.

#### **I.3.1. Système d'optimisation de mode d'activation :**

Dans de nombreux cas de production de pétrole, il devient nécessaire d'activer les puits par une pompe de fond pour maintenir des débits suffisants pour garantir la rentabilité de la production. Une sélection rigoureuse doit être faite parmi les différents processus, car le mauvais choix d'un système d'activation pourrait entraîner des problèmes de fiabilité ou d'inefficacité, entraînant des coûts d'exploitation excessifs.

Le système OPUS (Optimal Pumping Unit Search), en permettant une approche rationnelle des différents aspects de la sélection des procédés, aide le producteur à trouver les processus les mieux adaptés au cas d'espèce considéré. Une première maquette était développée avec l'équipe d'intelligence artificielle IFP.

D'une part, OPUS intègre un système expert qui synthétise toutes les connaissances acquises sur différents systèmes tels que les pompes à ventouses ou les pompes à vis excentrée, les pompes hydrauliques à piston ou à jet, les pompes électriques submersibles ou les pompes à gaz. Cette base de connaissances est utilisée par un moteur d'inférence pour faire un choix optimal après avoir analysé tous les critères techniques et économiques.

D'autre part, OPUS contrôle l'utilisation des programmes techniques de dimensionnement qui supportent des flux à deux phases, et des programmes économiques qui estiment le coût unitaire par baril produit à l'aide des processus choisis.

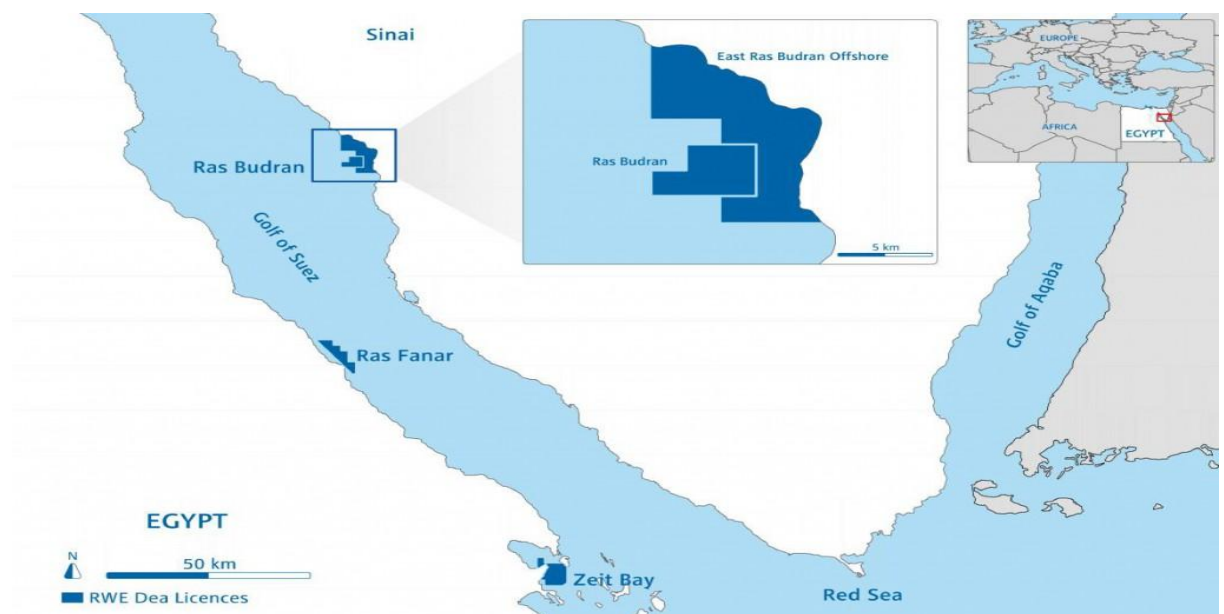


## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

Ce système est maintenant en phase d'exploitation industrielle et est utilisé avec succès dans divers projets prouvant ses qualités de flexibilité et de rapidité [9].

### I.3.2. Développement d'un modèle d'allocation de réseau et du gaz-lift pour l'optimisation de la production dans le champ de Ras Budran :

Le champ de Ras Budran se situe sur le côté est du golfe de Suez à 5 km au large des côtes. le champ a mis en production en janvier 1983 et la production en gaz-lift a été mise en place en 1985.



**Figure I.1 : Localisation du champ de Ras Budran [11]**

Le système de production se compose de trois plates-formes de tête de puits qui assurent la production sur une plate-forme de traitement centrale via des canalisations de 12 ". Les fluides produits sont soumis à une première séparation gaz / huile avant d'être pompés à terre.

Tous les 15 puits sont à gaz-lift avec un potentiel limité pour le débit naturel. L'alimentation en gaz-lift à haute pression est limitée par la capacité du compresseur et l'optimisation de la production sur le terrain est obtenue par une bonne répartition du gaz-lift entre les puits.

Une analyse de modèle de réseau est effectuée en calculant les pertes de pression globales du système en interagissant pour les pressions et les débits à tous les nœuds de production ayant spécifié deux points au niveau du réservoir et du séparateur.

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

Le réseau de production intégré est traité comme un modèle interactif unique grâce à l'application de la ou des corrélations de flux multi phases qui décrivent le mieux les performances de chaque composant du système dans une approche étape par étape simple à suivre et applicable à d'autres domaines.

Le modèle construit prédit la performance des puits individuels depuis les perforations jusqu'à la séparation gaz / pétrole du premier étage sur la plateforme de traitement, en tenant compte de l'interaction des autres puits pour prédire les réponses de pression et de débit.

Le modèle d'allocation de gaz-lift a été utilisé pour l'optimisation de la production et l'allocation de gaz-lift dans un modèle multi puits en réseau, ainsi que pour la prédiction des besoins futurs du système et l'identification des opportunités d'étranglement.

Des résultats sont obtenus décrivent les bénéfices de ce modèle d'allocation. Développement d'un modèle d'allocation du gaz-lift automatiquement entre les puits de Ras Budran avec des erreurs de performance de 1.5% et 1% en production d'huile par jour.

Si le modèle est réalisé précisément, les gains peuvent atteindre 550 à 850 StB/J.

Lors de validation de modèle d'allocation, la cause de l'abaissement dans l'IP pour quelques puits est déterminé.

Pour quelques puits un décalage dans la profondeur d'injection du gaz est déterminé.

Donc, l'utilisation de modèle d'allocation comme un outil d'amélioration de champ est nécessaire, surtout avec les mises à jour continues à chaque fois des nouvelles données sont disponible [10].

### I.3.3. L'optimisation du gaz-lift à Trinidad :

Les champs, Teck E, Saman et Paoui se trouvent sur une distance de 12 à 25 milles au côté est de Trinidad.



Figure I.2 : Localisation de Trinidad avec ses champs

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

Les profondeurs mesurées des puits des champs sont à l'environ de 4000 à 12000 pied, avec une déviation parfois atteint 50°. La production du sable c'est un problème et la majorité des puits sont des paquets de gravier.

La production dans le champ de Teck, Saman commence en 1972, et Paoui en 1974. En 1984, 85% des puits étaient déjà équipés en gaz-lift et la production de ces puits représente 78% de total de production qu'est 15900 m<sup>3</sup>/j. Le débit de gaz injecté était besoin de maintient pour améliorer la production. On note que 75% de gaz d'injection est arrivé des compresseurs HP après la séparation. Les pressions d'injection étaient ,1150 psi à Saman, 800 psi à Teck et 850 psi à Paoui.

Pendant l'année 1984, des opérations d'optimisation du gaz-lift sont effectués, ce qui contribue à l'amélioration de production, cette amélioration apparaitre avec 950 m<sup>3</sup>/j de production d'huile.

Pour voir les techniques d'optimisation effectués M. Laing fait une étude sur trois puits dans le champ Teck E, qui sont Teck E16, Teck E 10XX, Teck E 4X.

Teck E16, achevé en avril 1984, le passage de l'ancien au nouveau design se fait par l'introduction d'un support de vanes espacées autour du point d'injection prévu. L'ancien design n'avait pas probablement permis l'injection du gaz à moins de 991 m (TVD), le nouveau design a été une grande amélioration parce qu'il permet l'injection plus profond avec 6 à 3.88 m. La vanne a été conçue pour débiter 57x103 Std m<sup>3</sup>/j, ce qui n'était pas possible avec une seul vanne.

En fin, la conception ancienne aurait produit beaucoup plus mois de pétrole par rapport à la nouvelle conception.

Teck E 10XX, achevé en mai 1984, c'est le deuxième puits où des progrès ont été réalisés. Cette fois une baisse de pression d'injection entre la première et la deuxième vanne de 50 psi a été éliminée. En réalité il faut une pression d'exploitation plus grande le maximum. jusqu'au maintenant ( la date de création de l'article ), le puits Teck E 10XX produit régulièrement 477 m<sup>3</sup>/j d'huile.

Teck E 4X, achevé en juin 1984, le puits a bénéficié des analyses complètes des systèmes pour l'estimation de profondeur d'injection. Les travaux d'analyse des systèmes et de conception de gaz-lift étaient basés sur des informations suggérant que le puits pouvait produire jusqu'à 636 m<sup>3</sup>/j d'huile, mais seulement 127 m<sup>3</sup>/j d'eau, mais cela ne posait aucun problème, car la conception du gaz-lift et les analyses des informations indiquent que le gaz a

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

été injecter à seulement 91m au-dessus de l'obturateur, au contraire où l'ancien procédure qui aurait obligé l'injection beaucoup plus haut dans la ficelle .

Actuellement (date de la rédaction de cette document), avec cette vaste programmation de développement, il est impossible de jouer sur la pression et la température, car ces derniers sont stables dans le tubing et dans le tubage depuis la fin de déchargement [12].

### **I.4. Les types d'activation des puits pétrolier:**

Il existe quatre types du mode d'activation des puits pétrolier (figure II.1,tableau II.1), qui sont:

- 1- Le pompage aux tiges
- 2- Le pompage centrifuge
- 3- Le pompage hydraulique
- 4- Le gaz-lift

# CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

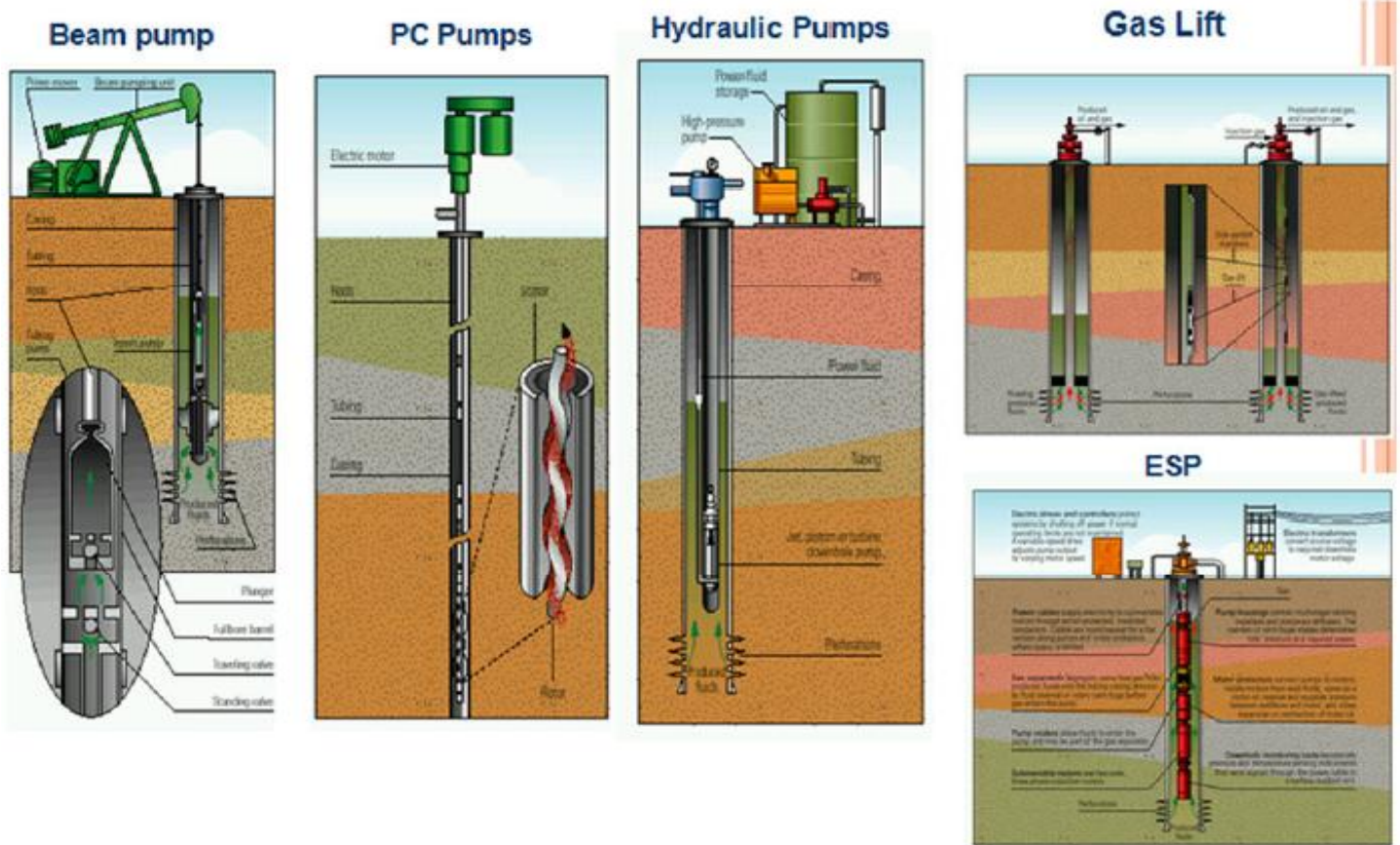


Figure I.3 : Mode d'activation des puits pétrolier

Mode D'activation	Principe	Points forts par rapport au gaz-lift	Points faibles par rapport au gaz-lift
Pompes aux tiges	Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire des tiges d'un système va et vient, la pompe est équipée par deux clapet anti-retour, une clapet fixe et l'autre mobile, la ouverture et la fermeture de cette dernière base sur la descente et la remonte des tige	<ul style="list-style-type: none"> <li>- utilisable dans les puits isolés</li> <li>- meilleur rendement pour les huiles lourds</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- réparation difficile</li> <li>- inadaptable au grand volume de production</li> </ul>
Pompes centrifuge	Une pompe centrifuge multi-étagée relié à un moteur électrique submergé par l'intermédiaire d'un protecteur, le moteur est alimenté par un câble électrique fixé à l'extérieure du tubing	<ul style="list-style-type: none"> <li>- possède un rendement plus élevé</li> <li>- peut atteindre une pression plus basse de fluide en écoulement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- panne plus fréquent</li> <li>- accès au réservoir nécessite des complétions complexes</li> </ul>

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

<b>Pompe hydraulique</b>	Une pompe de surface permet d'envoyer un fluide motrice vers un moteur au fond du puits a piston double effet, et le moteur repousse le fluide motrice et l'effluent vers la surface	- utilisable dans les puits plus profond et déviés - facilité de modification sur la taille et la cadence de pompe selon les conditions du puits	- investissement en entretien et équipements assez couteux - usure relativement rapide des pompes
<b>Gaz-lift</b>	Son principe base sur l'allégement de la colonne de production par l'injection du gaz sous le niveau dynamique du fluide avec des vannes ou bien un tube concentrique	≠	≠

**Tableau I.1 : Les modes d'activation**

### **I.5. Le gaz-lift :**

Lorsque la pression de fond de puits est élevée, le réservoir ne peut pas pousser l'effluent vers la surface, donc pour réduire la pression on fait injecter des quantités de gaz à certaines profondeurs ,pour alléger la colonne de production et donc réduire la pression de fond du puits .Cette technique s'appel le gaz lift.

L'objectif de gaz lift et de produire le maximum avec le minimum des pertes de charge le long de colonne de production.

#### **I.5.1. Le principe du gaz-lift:**

Le principe de gaz lift est d'injecter à le profondeur le plus possible pour alléger la colonne de fluide contenu dans le Tubing .Comme si on ajout une puissance en fond du puits pour aider le réservoir à envoyer l'effluent jusqu'au séparateur.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une certaine limite, c'est le GLRT optimal.

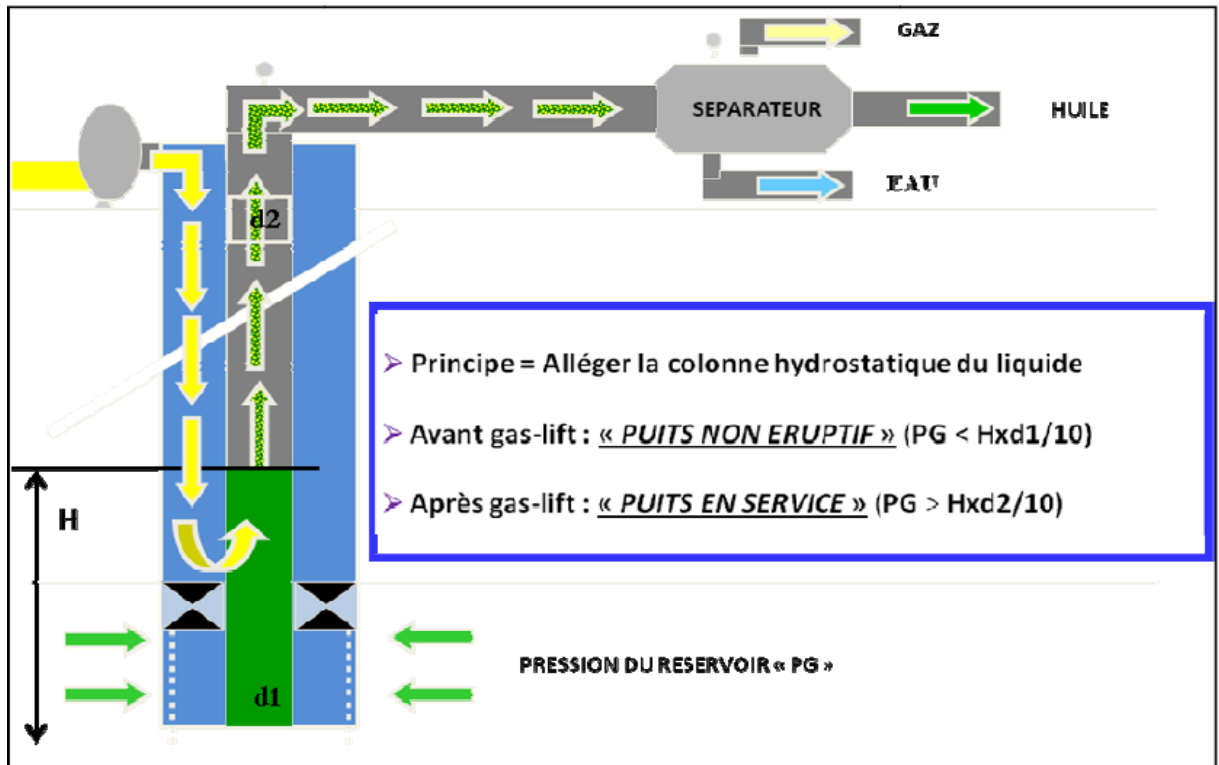


Figure I.4 : Principe du gaz-lift [5]

### I.5.2. Les types du gaz-lift:

#### I.5.2.1. Classification suivant le mode d'injection:

##### a. Gaz-lift continue:

Ce mode de gaz lift consiste à injecter le gaz d'une manière permanente ou continue, avec un débit et une pression bien déterminés, aussi une profondeur qui assure l'allègement de colonne de production d'une manière qui permet la remontée de l'effluent de réservoir jusqu'à la surface.

##### b. Gaz-lift intermittent:

Il se fait temporairement par injection d'un volume bien déterminé de gaz sous pression à forte débit dans la partie inférieure de la colonne de production, dans le but de chasser le fluide qu'elle contient vers le haut. Une fois la pression dans la partie basse commence à diminuer, le fluide quitte son accumulation et sera chassé de la même façon et ainsi de suite.



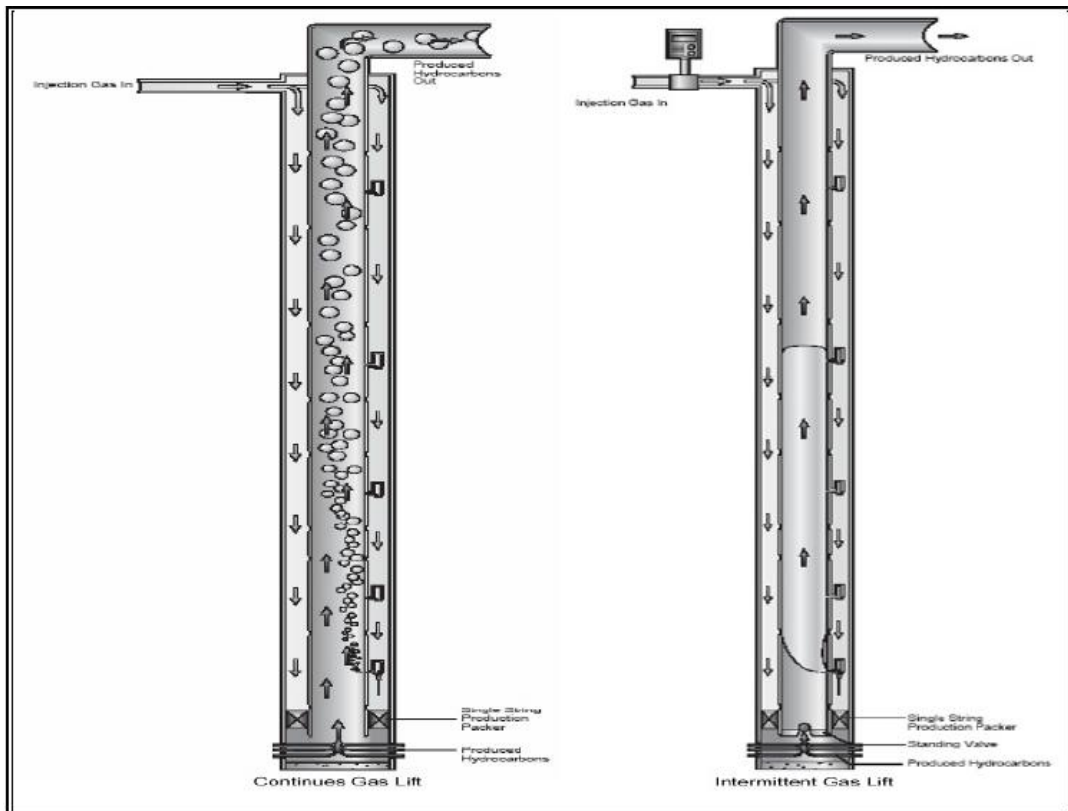


Figure I.5 : Gaz-lift continu et intermittent [5]

## I.5.2.2. Classification en fonction de la complétion :

### a. Gaz-lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire, et la production par le Tubing, c'est le mode le plus utilisable et le plus répandu, parce qu'il permet de faire une meilleur optimisation et manipulation des équipements, aussi que les opérations d'intervention.

### b. Gaz-lift indirect:

Dans ce cas la méthode d'injection et la production se diffère à la précédente. Il ya plusieurs techniques qui sont les suivants:

#### b.1. 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 cotés effluent.
- Nécessite un très grand volume de gaz.

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

- Le design de l'équipement est très spécial.
- N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

### b.2. Tubing concentrique :

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le Tubing, généralement à partir d'une opération Snubbing, 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" (la figure I.6.b).

### b.3. Gaz-lift parallèle :

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les même 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 utilise dans le cas où (figure I.6.a):

- Le gaz d'injection corrode le casing.
- Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing.
- comme injecteur de gaz lift.

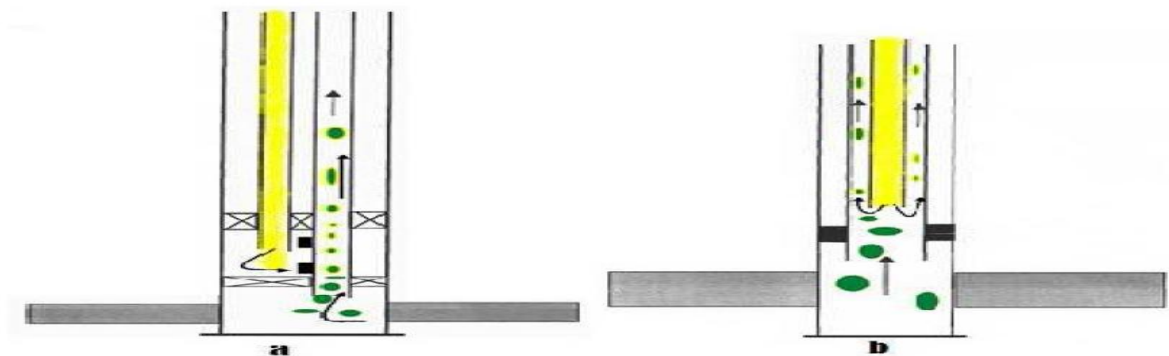


Figure I.6 : Gaz-lift en tubing concentrique et parallèle [5]

### b.4. Gaz-lift double :

Pour les complétions multiples où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans L'encombrement surtout au niveau des vannes (figure I.7).

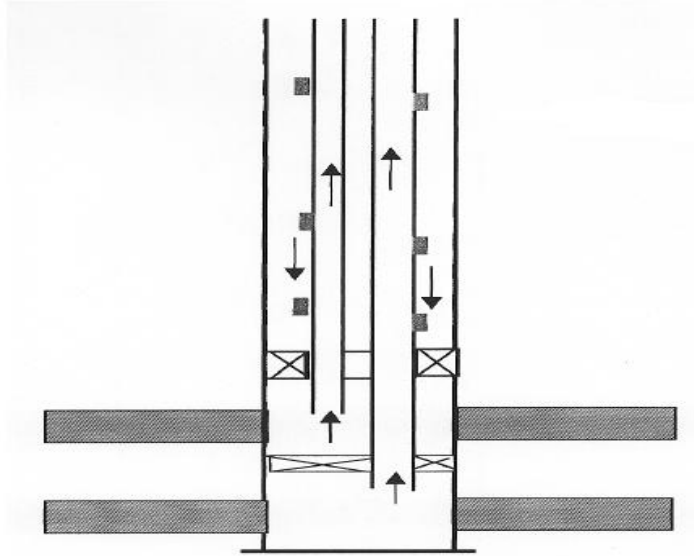


Figure I.7 : Complétion du gaz-lift double [5]

### **b.5. Auto gaz-lift :**

Ce type de gaz lift représente un cas très particuliers, puisque il est lié au type de complétion et à la nature de réservoir (existence d'un gaz Cap), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous terrain, des perforations au droit de la zone gaz Cap au niveau de l'annulaire permettent l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecte depuis la surface.

### **I.5.2.3. Classification en fonction de circuit d'injection :**

#### **a. Circuit ouvert :**

Le gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift .Après utilisation , ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé (figure I.8).

#### **b. Circuit fermé :**

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré a la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est re-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits (figure I.9).

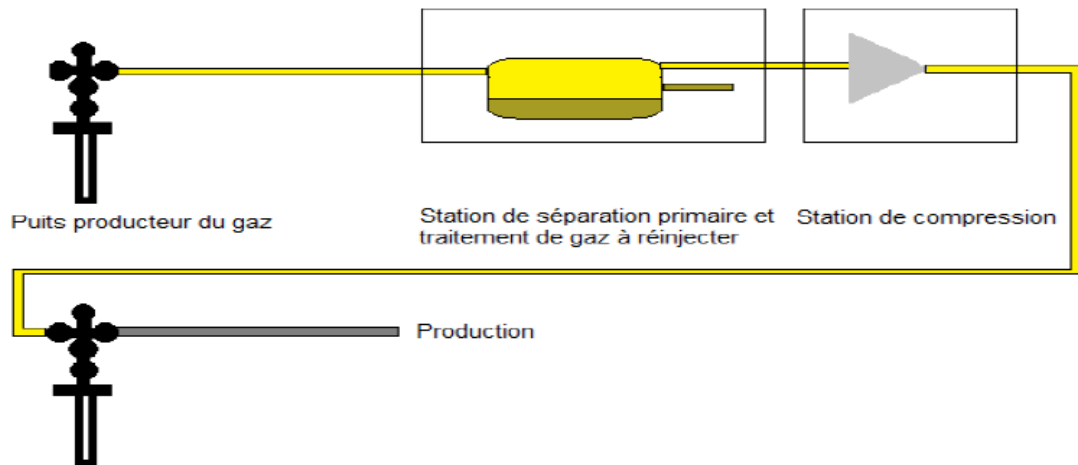


Figure I.8 : Gaz-lift en circuit ouvert [5]

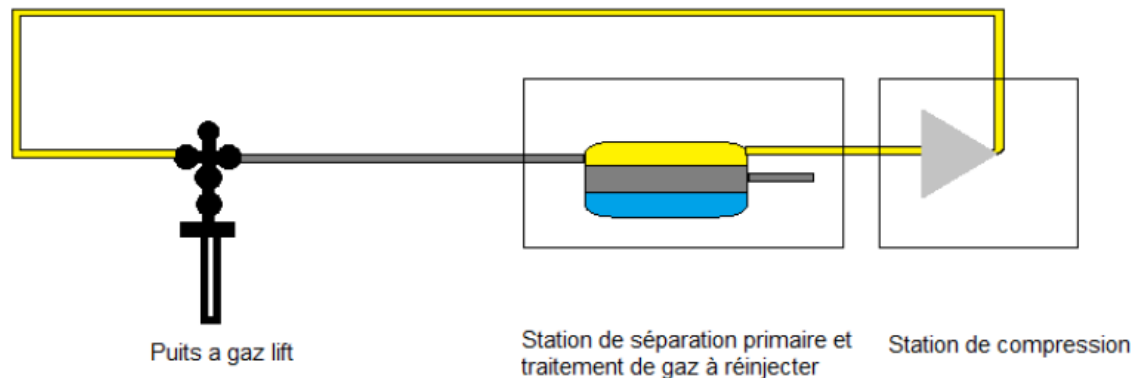


Figure I.9 : Gaz-lift en circuit fermé [5]

### I.5.3. Les principaux paramètres du gaz-lift :

#### I.5.3.1. La pression de la tête du puits :

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

Il en découle que les puits en gaz-lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits .Une règle du pouce dit que les besoins en gaz sont divisés par 2 quand la pression en tête de puits est divisée par 2.

#### I.5.3.2. Pression du gaz injecté :

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

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

puits .Quand la pression disponible est faible ,il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (*To Kick Off The Well*).

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps , rendant impossible le redémarrage d'un puits.

### **I.5.3.3. Profondeur de l'injection du gaz :**

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (*operating one*). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

### **I.5.3.4. IP important et effet du SKIN :**

La productivité d'un puits dépend directement du Draw-Down et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz-lift amène des débits spectaculaires.

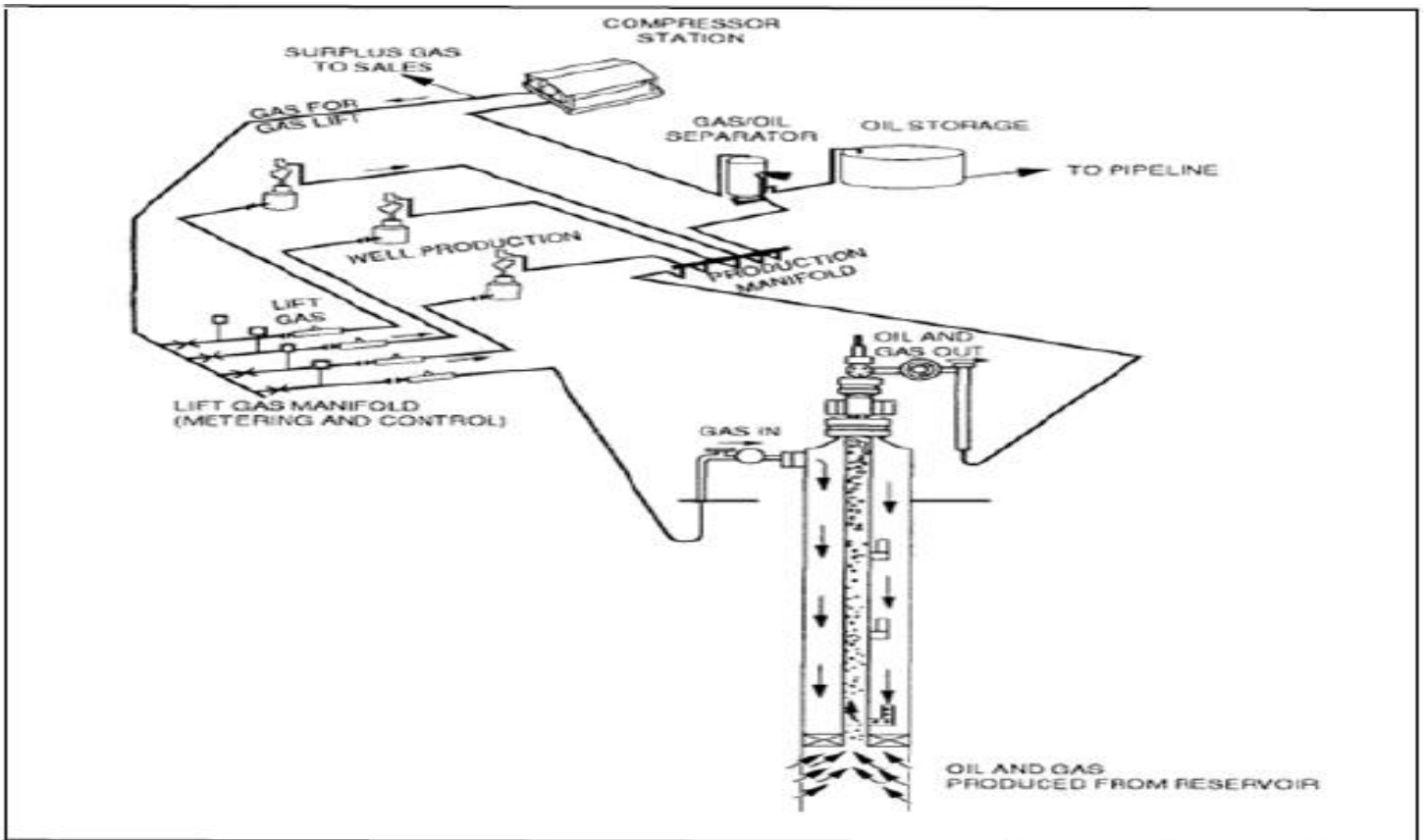
On appelle effet de Skin, l'endommagement des premiers centimètres du réservoir .L'effet de Skin à pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la ré-perforation...etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

### **I.5.4. Les équipements du gaz-lift :**

Le but des équipements du gaz lift est d'assurer la circulation du gaz de surface vers le Tubing, pour l'alléger et permet à l'effluent de remonter en surface.

Donc il faut avoir des équipements en surface et au fond. Par exemple en surface, si la pression n'est pas suffisante il faut comprimer le gaz injecté par un compresseur. Pratiquement, il faut des orifices pour l'injection de gaz, ces orifices s'appellent les vannes. Le tableau II.2 montre ces équipements du fond et de surface.

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT



**Figure I.10 : Les équipements du gaz-lift [5]**

Placement	Equipements
Surface	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Equipement de compression</b> : comprimer le gaz qui arrive de la station de séparation avant qu'il est envoyé au puits pour l'injection .</li> <li>- <b>Réseau de distribution HP</b> : c'est un collecte des plusieurs pipes qui conduisent le gaz à haute pression vers les puits qui sont reliés avec ses réseau .</li> <li>- <b>Les équipements de mesure et du contrôle</b> : qui sont , le manomètre pour la pression , le thermomètre pour la température , les duses pour le réglage manuel du débit , l'orifice DANIEL et l'indicateur BARTON pour la mesure du débit .</li> <li>- <b>Réseau de distribution BP</b> : ce réseau achemine le gaz dans le sens à basse pression , qui commence de tête du puits vers la station de séparation après , le stockage pour l'huile et la station de compression et de déshydratation pour le gaz .</li> <li>- <b>L'équipement de déshydratation</b> : pour éliminer l'eau qui vient du coning du gaz , parce qu'il provoque les hydrates . l'opération de déshydratation se fait avec des agents qui sont généralement le TEG ( triéthylène glycol ) et le DEG ( diéthylène glycol )</li> <li>- <b>Inter metteur</b> : approprié pour le gaz-lift intermittent , il est pour le réglage de la périodicité et la duré d'injection .</li> </ul>
Fond	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Les mandrins</b> : c'est une architecture placée dans le tubing pour permettre de porter la vanne d'injection du gaz sans influence sur le diamètre du tubing . Il y a trois types : mandrins conventionnel, mandrins à poche latérale, mandrins avec vanne concentrique. <b>Voire l'annexe. Figure 1, 2, 3 .</b></li> <li>- <b>Clapet anti retour</b> : pour empêcher le retour du fluide dans la formation , elle est placée dans la base du tubing .</li> </ul>

## CHAPITRE I: LE GAZ-LIFT

---

- **Tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer aucun danger au dernier casing .
- **Sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important .
- **Les vannes d'injection** : sont les éléments les plus importants, ses rôle et l'injection du gaz depuis l'annulaire vers le tubing . On peut voir ses composants dans **l'annexe. Figure 4** . Selon la sensibilité au pression du tubing ou du casing, les vannes se divisent en deux type , les vannes opérées par le casing ( COV ) et les vannes opérées par le tubing ( TOV ) . voir **l'annexe. Figure 5 , 6** .

### Tableau I.2 : Les équipements du gaz-lift



**CHAPITRE II :**  
**LE GAZ-LIFT**  
**HAOUD BERKAOUI**

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

### II.1. Introduction:

Dans l'anneau d'huile de HBK la majorité des puits sont équipés par le gaz-lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression. Dans ce chapitre on va voir les complétions et les propriétés du gaz-lift dans le champ du Haoud Berkaoui [13].

### II.2. Présentation de la région du Haoud Berkaoui ( HBK ):

#### II.2.1. Situation géographique:

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt [3].



Figure II.1 : Situation géographique du champ Haoud Berkaoui ( HBK )

#### II.2.2. Aspect géologique:

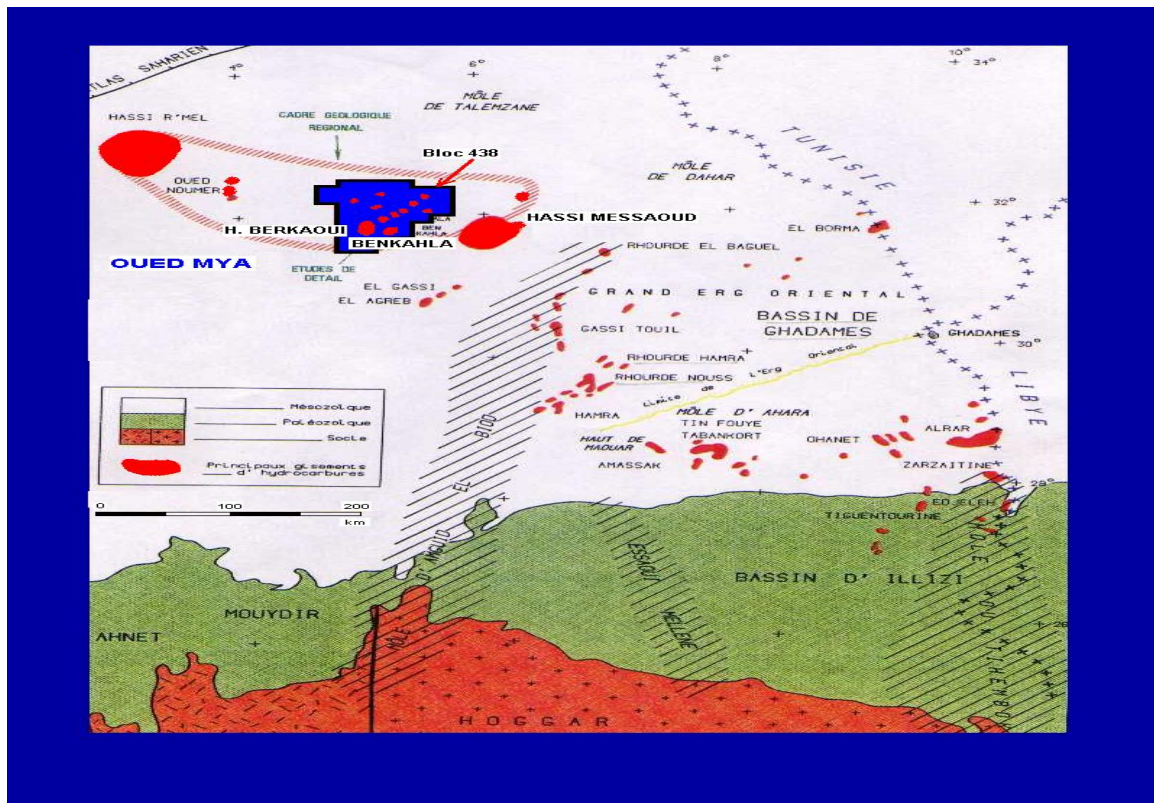
La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limitée, au nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. I-2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est [3].



### II.2.3. Les champs de la région de HBK:

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km<sup>2</sup>, dont les principaux sont :

#### a. Le champ de Haoud Berkaoui ( HBK ):

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

---

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup> avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones).

### **b. Le champ de Benkahla ( BKH ) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>, élevée de 209 m par rapport le niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

### **c. Le champ de Guellala ( GLA ) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km<sup>2</sup>. Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

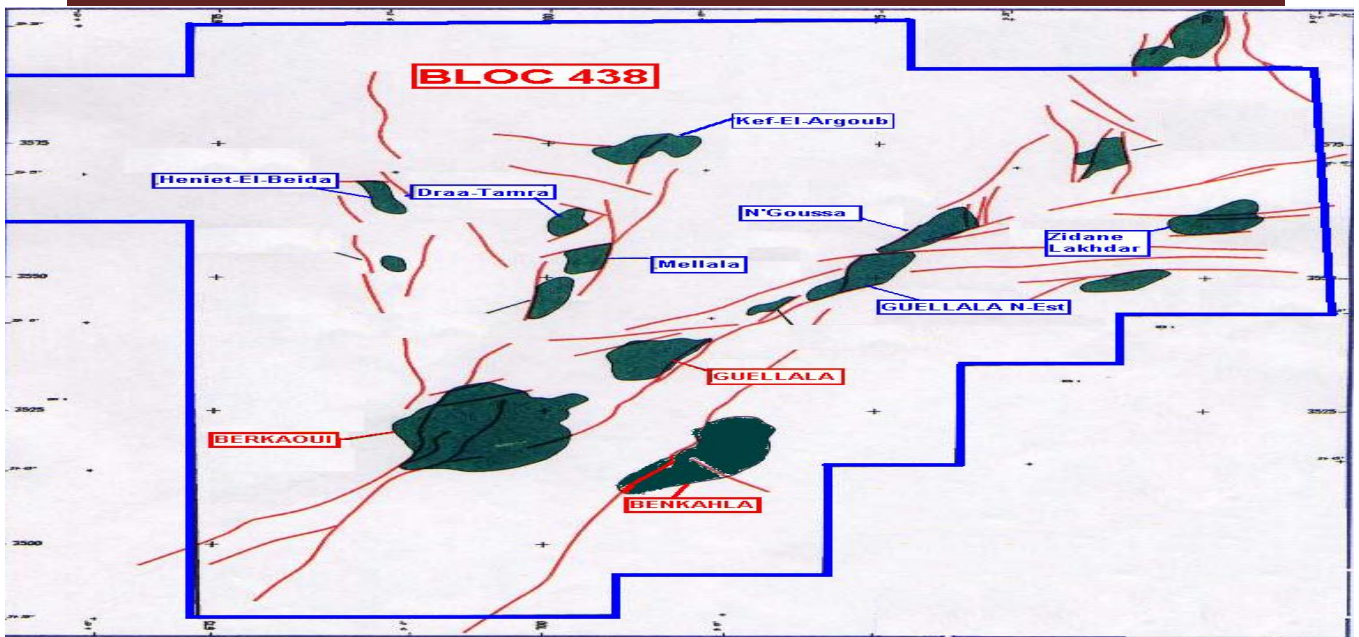
### **d. Les champs Périphériques:**

Ils sont beaucoup, on peut citer:

- N'GOUSSA ( N' GS )
- DRAA TAMRA ( DRT )
- MELLALA ( MEL )
- HANIET EL BAIDA ( HEB )
- KAF EL AGROUB ( KG )
- GUELLALA NORD-EST ( GLANE )



## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI



**Figure II.3 : Carte des principaux champs dans la région de HBK**

Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous.

CARACTERISTIQUES	HAUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm <sup>2</sup> )	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> )	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne $\Phi$ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m <sup>3</sup> )	143,9.10 <sup>+6</sup>	100.10 <sup>+6</sup>	103,6. 10 <sup>+6</sup>

**Tableau II.1 : Caractéristiques des principaux champs dans la région HBK [3]**

### II.2.4. Les propriétés des fluides du gisement :

Les réservoirs du champ du Haoud Berkaoui comportent trois fluides, ses propriétés varient avec la pression (  $P_i$  et  $P_b$  ) et la température (tableau III.2).

FLUIDE	PROPRIETES
GAZ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- le <math>B_g</math> :</li> <li>A la pression de bulle = 0,00581 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.</li> <li>A la pression du gisement initial = 0,00347 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.</li> <li>- la viscosité <math>\mu_g</math> :</li> <li>A la pression de bulle = 0,022 cpo</li> <li>A la pression du gisement initial = 0,0419 cpo</li> <li>- la densité <math>D_g</math> :</li> </ul>

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

	A la pression de bulle = 0,2030 A la pression du gisement initial = 0.350
<b>HUILE</b>	- le Bo : A la pression de bulle = 1,59 m <sup>3</sup> /stm <sup>3</sup> A la pression initial du gisement = 1,46 m <sup>3</sup> /stm <sup>3</sup> - la viscosité $\mu_o$ : A la pression de bulle : 0,245 cpo A la pression initial du gisement : 0.337 cpo - la compressibilité à la pression de bulle = $2.8 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{kg}/\text{cm}^2$
<b>EAU</b>	- A la pression du gisement initial : La densité ( à 103 C <sup>o</sup> ) = 1.22 g/cm <sup>3</sup> La compressibilité = 0.2494 1/kg/cm <sup>2</sup> La viscosité = 0.760 cpo La pression de saturation = 148 kg / cm <sup>2</sup> FVF = 1.041 m <sup>3</sup> /stm <sup>3</sup> - A la pression atmosphérique : La densité ( à 20 C <sup>o</sup> ) = 1.264 g/cm <sup>3</sup> La résistivité ( à 25 C <sup>o</sup> ) = 0.061 ohms.m <sup>2</sup> /m La viscosité ( à 15.6 C <sup>o</sup> ) = 0.370 cpo

**Tableau II.2 : Les propriétés des fluide du gisement du champ HBK**

### II.3. Le gaz-lift à Haoud Berkoui :

#### II.3.1. Historique du gaz-lift à Haoud Berkaoui :

La région de Haoud-Berkaoui compte principalement trois champs : Haoud-Berkaoui et Benkahla, mis en production en 1967 et Guellala en 1973. Malgré un maintien de pression partiel, la pression de gisement qui était à l'origine de 520 kg/cm<sup>2</sup> ne cesse de chuter, causant ainsi l'arrêt de certains puits éruptifs en 1984. Compte tenu des prévisions de production et des percées d'eau probables dans le futur, la totalité des puits seront hydratés au fur et à mesure de l'exploitation.

Les efforts de la direction régionale se sont alors penchés sur le choix d'une complétion gaz-lift qui répondra aux solutions techniques des contraintes d'exploitation [5].

#### II.3.2. Le but du gaz-lift à Haoud Berkaoui :

L'exploitation des puits activés par gaz lift dans les champs HBK a pour but d'améliorer la production par deux raisons nécessaires la pression de gisement a atteint des valeurs permettent plus aux puits d'être éruptif.

Ceci entraînent un marque à produire très important et le démarrage à l'azote est très couteux il à été décidé de faire l'injection d'eau pour rétablir du réservoir et pour augment la récupération final.

Cette technique de production nous permet de :

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

- \_ Réduire le gradient de fluide.
- \_ Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'à la surface.
- \_ Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

La particularité du champ de HBK c'est la disponibilité du gaz pour l'injection et le gaz lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le gaz lift[5].

### II.3.3. Source du gaz-lift à Haoud Berkaoui:

Pendant l'année 1993, un effort particulier a été consenti par la région soldée par une année très riche. Marquée par la mise au point et la mise service de l'unité de traitement de gaz de Gullala conçue pour la valorisation des gaz associés torchés auparavant et leur transformation en GPL, condensat, gaz de vent et gaz lift.

Les installations ont été créées pour traiter au niveau de Gullala le gaz de formation associé au brut et le gaz du gaz lift recyclés provenant des champs HBK.BKH et GLA[5].

### II.3.4. Composition du gaz-lift à Haoud Berkaoui:

Le tableau suivant montre les différentes compositions du gaz-lift à Haoud Berkaoui, avec ces fractions molaires.

Constituants	Fraction molaire
N2	3.6
CO2	0.71
C1	66.29
C2	24.05
C3	4.66
i-C4	0.20
n-C4	0.43
i-C5	0.03
n-C5	-
C6	-
C7	-

Tableau II.3 : Compositions du gaz-lift à Haoud Berkaoui

### II.3.5. Les compléments du gaz-lift à Haoud Berkaoui :

Haoud Berkaoui a principalement deux types de compléments, sont :



## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

- ✓ Complétion spécial
- ✓ Complétion conventionnelle

### II.3.5.1. La complétion spécial GLS:

Cette complétion spéciale est destinée pour équiper les puits anhydres et sont équipés selon le diamètre du tubing excitant depuis la complétion initiale.

On distingue deux types de complétion spéciale:

#### a. Complétion spécial ( A ) :

Ce type applique aux puits ayant un diamètre de tubing de 4"1/2 et plus. Le gaz est injecté par l'espace annulaire et l'effluent et produit par le tubing suspendu.

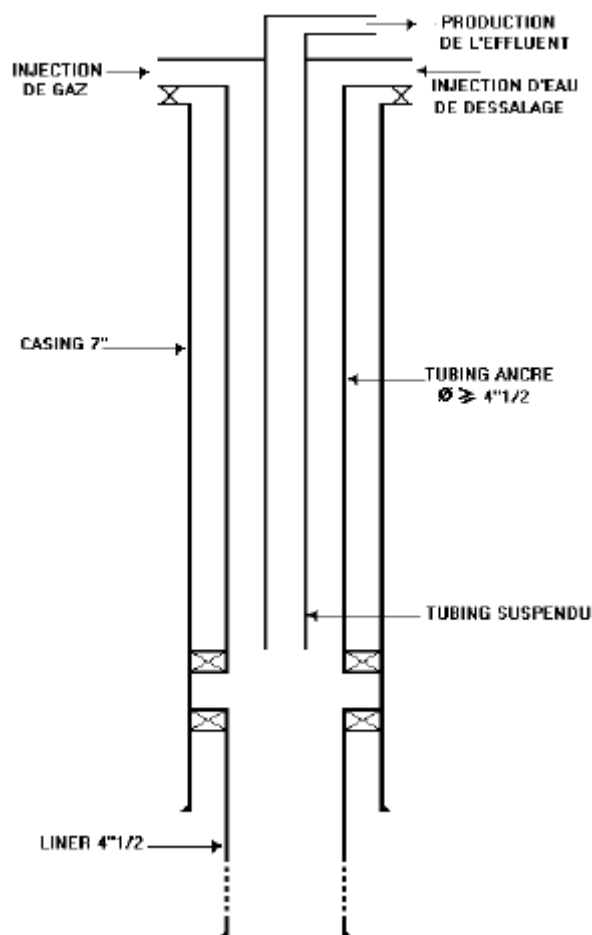
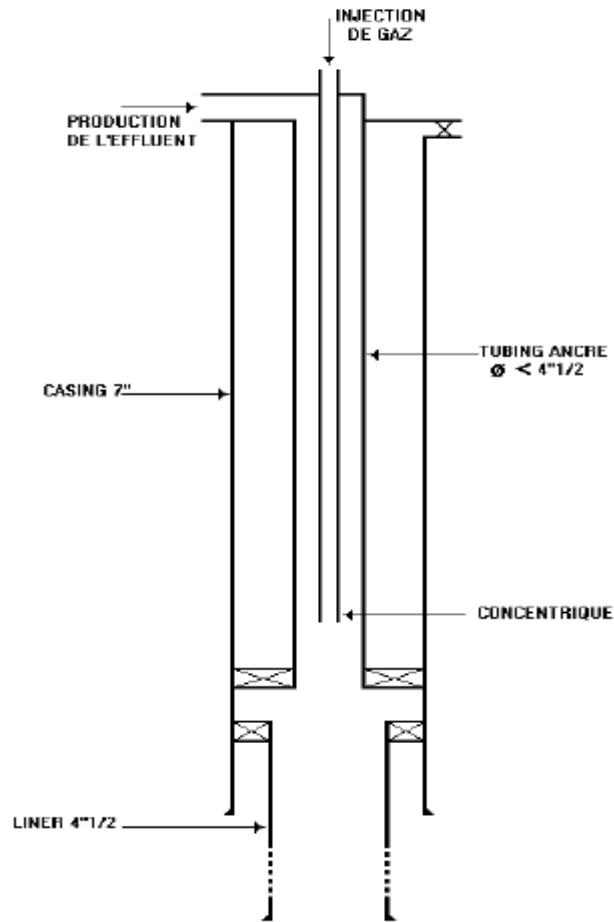


Figure II.4 : Complétion GLS ( A )

#### b. Complétion spécial ( B ) :

Ce type s'applique aux puits ayant un diamètre de tubing inférieur à 4"1/2. Le gaz est injecté par le concentrique.



**Figure II.5 : Complétion GLS ( B )**

### **II.3.5.2. Complétion conventionnel GLC :**

Est choisie pour équiper les puits composée d'un macaroni descendus en parallèle, avec des mandrins à poche latérale "side pocket mandrel" ou (SPM). Le macaroni est utilisé pour l'injection de gaz, le tubing pour la production de l'effluent et l'annulaire pour l'injection d'eau de dessalage.

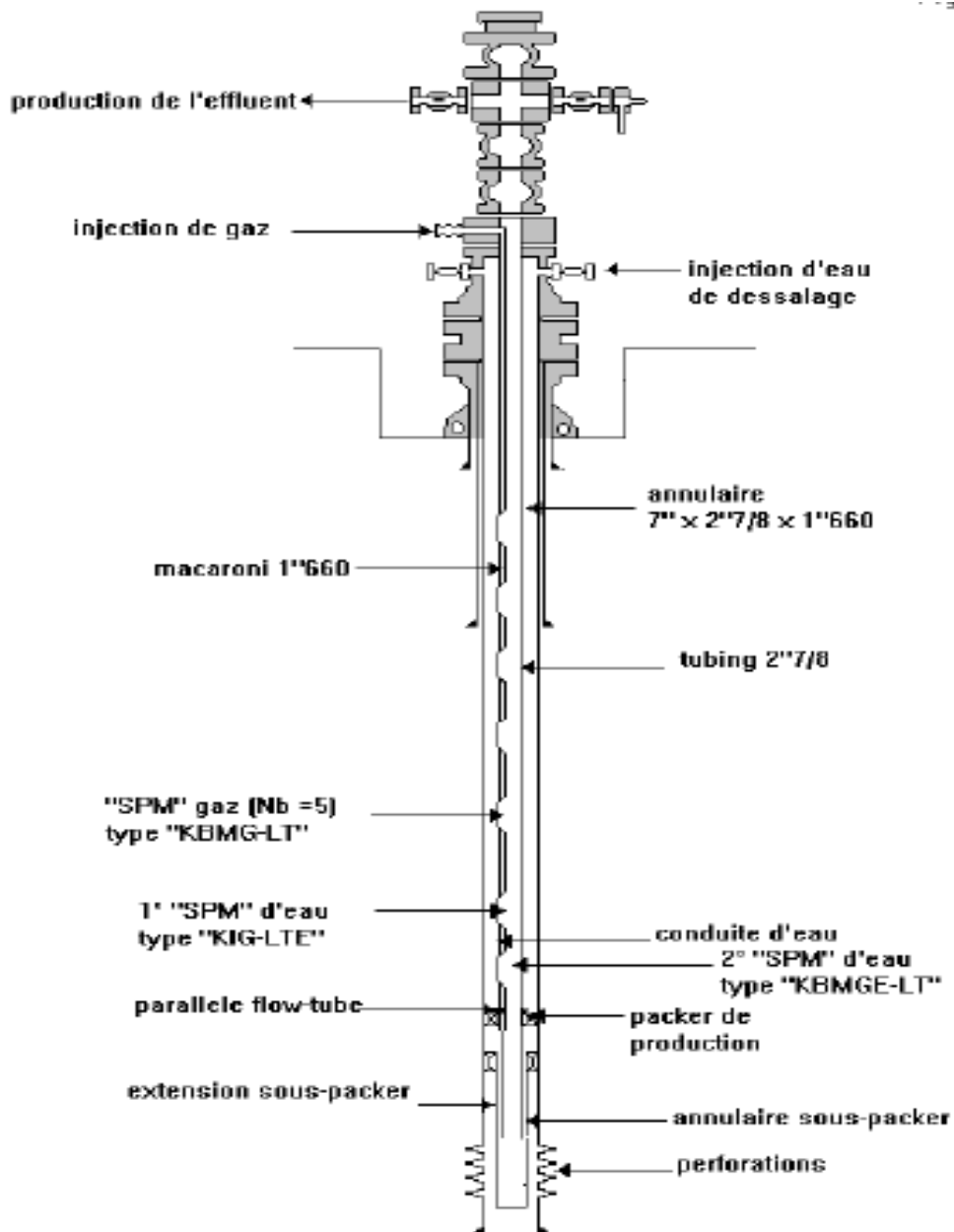


Figure II.6 : Complétion GLC

### II.3.6. Les problèmes liés au gaz-lift à Haoud Berkaoui :

#### II.3.6.1. Injection du gaz par macaroni :

L'utilisation du macaroni pour l'injection de gaz, pose des problèmes pendant la descente de la complétion, vu sa fragilité et celle des accessoires qui le connectent aux différentes "SPM".

#### II.3.6.2. Contre pression par l'annulaire:

Pour injecter l'eau par l'annulaire et en même temps le garder sous une pression élevée et permanente, une vanne d'injection supplémentaire a été incorporée dans la

## CHAPITRE II: LE GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI

---

complétion et fabriquée avec la SPM correspondante "KIG" spécialement pour Berkaoui appelée vanne d'accès.

### **II.3.6.3. Gonflement de l'annulaire:**

Après la diminution de la pression de gaz, la vanne d'accès se ferme alors que la pompe continue toujours à injecter de l'eau dans l'annulaire, par conséquent l'annulaire se gonfle et risque d'éclater. Pour palier à ce problème, une soupape de sécurité est placée sur la ligne de refoulement de la pompe.

### **II.3.6.4. Bouchage du Tubing:**

Une fois la vanne d'accès fermée, l'eau de dessalage ne passe plus dans le puits, alors que ce dernier est en production ou bouchage du tubing par le sel. Pour palier à ce problème, la vanne d'accès est tarée à une valeur qui correspond à la pression moyenne du réseau de gaz lorsque la station de compression est désactivée, ainsi on assure un dessalage du puits même après la diminution de la pression de gaz. Cependant ce problème est minimisé car les puits qui continuent à produire sont moins salés, ce qui laisse un répit pour une intervention par les opérateurs.

### **II.3.6.5. Salinité élevée de l'effluent:**

La présence d'une eau de gisement salée saturée (350 g/l), est à l'origine de la salinité élevée de l'effluent qui nécessite un dessalage en continu au fond du puits et au niveau des installations de surface pour assurer une bonne exploitation des puits.

### **II.3.6.6. Système du dessalage:**

Au niveau du puits, source du problème de sel, le débit d'eau de dessalage doit être conséquent et suffisant pour assurer le bon fonctionnement du puits et soulager les installations de surface situées en aval, ce débit ne peut être assuré qu'avec un système dessalage efficace au niveau des équipements de surface et de fond.

**CHAPITRE III :  
OPTIMISATION DU  
GAZ-LIFT  
AVEC  
PROSPER**

### INTRODUCTION :

Dans ce chapitre, on va étudier les performances du puits OKN 611, par le logiciel PROSPER, dans le but d'optimiser une complétion performante du gaz-lift pour ce puits.

Le PROSPER base sur l'analyse nodale pour étudier un puits, donc il nécessite des données PVT, des données sur la complétion du puits ... etc.

Afin de déterminer les performances du puits on peut optimiser la complétion optimale du gaz-lift pour une bonne production par le PROSPER lui même.

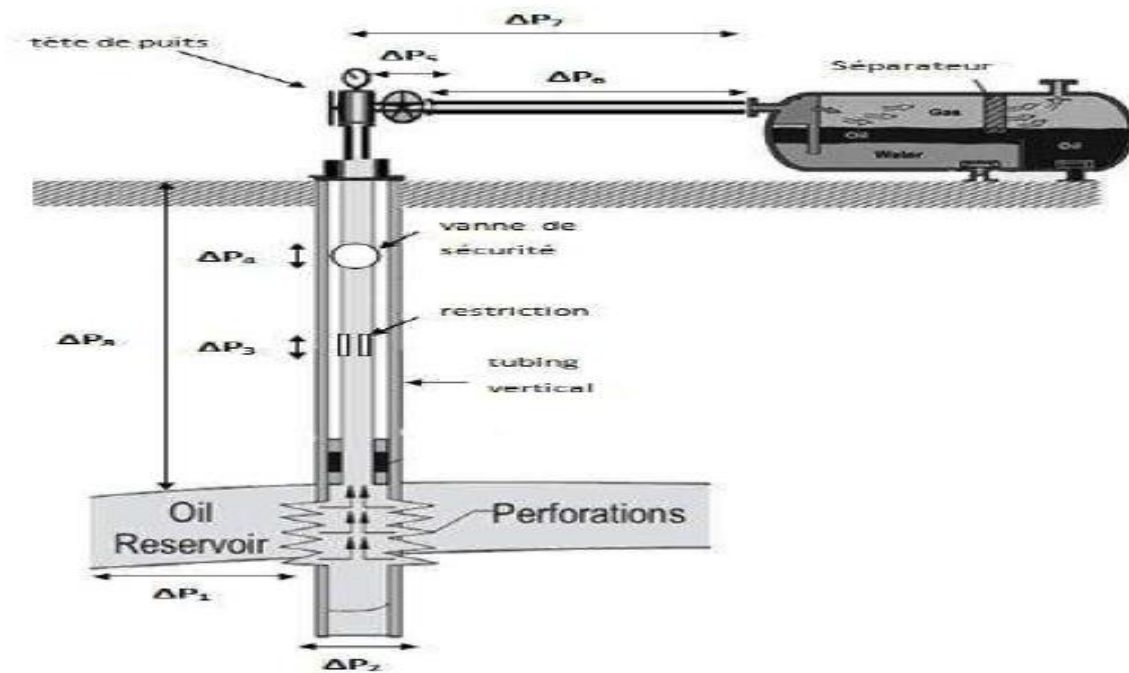
### III.1. L'analyse nodale:

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K.E. Brown.

Selon les pertes de charge pendant l'écoulement de l'effluent lors de production, on peut deviser le système d'écoulement comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. Complétion (simulation, perforation et gravel pack).
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de sécurité).
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc. ....)



**Figure III.1 : Pertes de charge possible dans un système de production[8]**

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont illustrés dans la figure (IV.2). Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval de nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par:

$$\text{In Flow : } P_{\text{node}} = P_r - \Delta P$$

$$\text{Out Flow : } P_{\text{node}} = P_{\text{sép}} + \Delta P$$



## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

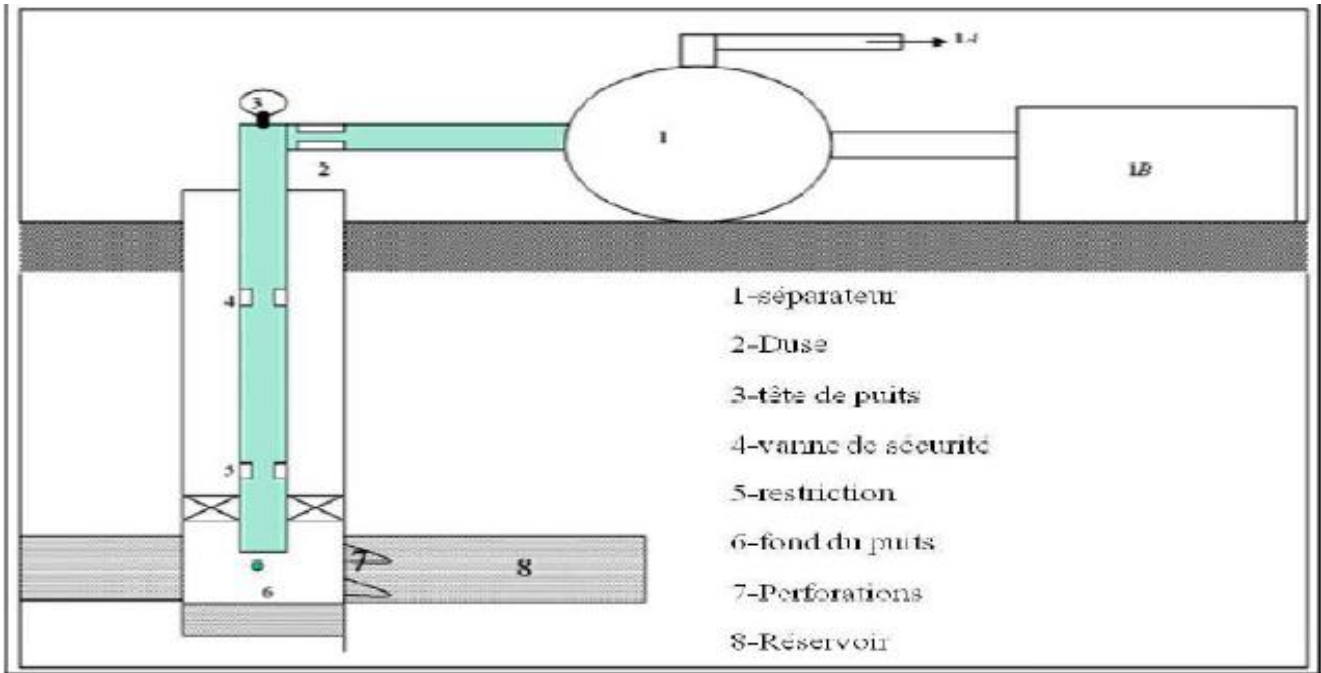


Figure III.2 : Les différentes positions des nœuds [8]

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $Q$ , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement de système.

L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de nœud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristique de la composante.

La procédure est la suivante:

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet de changement dans le composant choisi.
- Développer les expressions pour l'Inflow et Outflow.
- Obtenir les données nécessaire pour la construction des l'IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow et outflow [8].

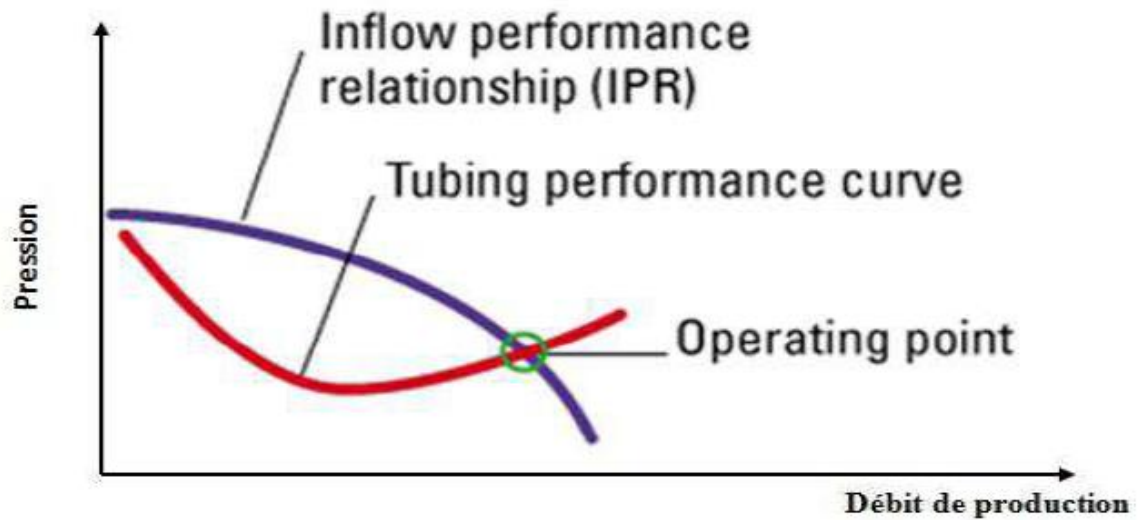


Figure III.3 : point de fonctionnement [8]

### III.2. Le logiciel PROSPER :

#### III.2.1. Définition et aperçu sur logiciel:

Le logiciel PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de performance des Systems de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et de la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre, permettent aux designs existants d'être optimisés.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction Matching, PROSPER donne des calculs exacts. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modéliser le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir [4].

#### III.2.2. Organigramme de fonctionnement du PROSPER :

Pour l'insertion des données dans le PROSPER, on a quatre sections, qui sont:

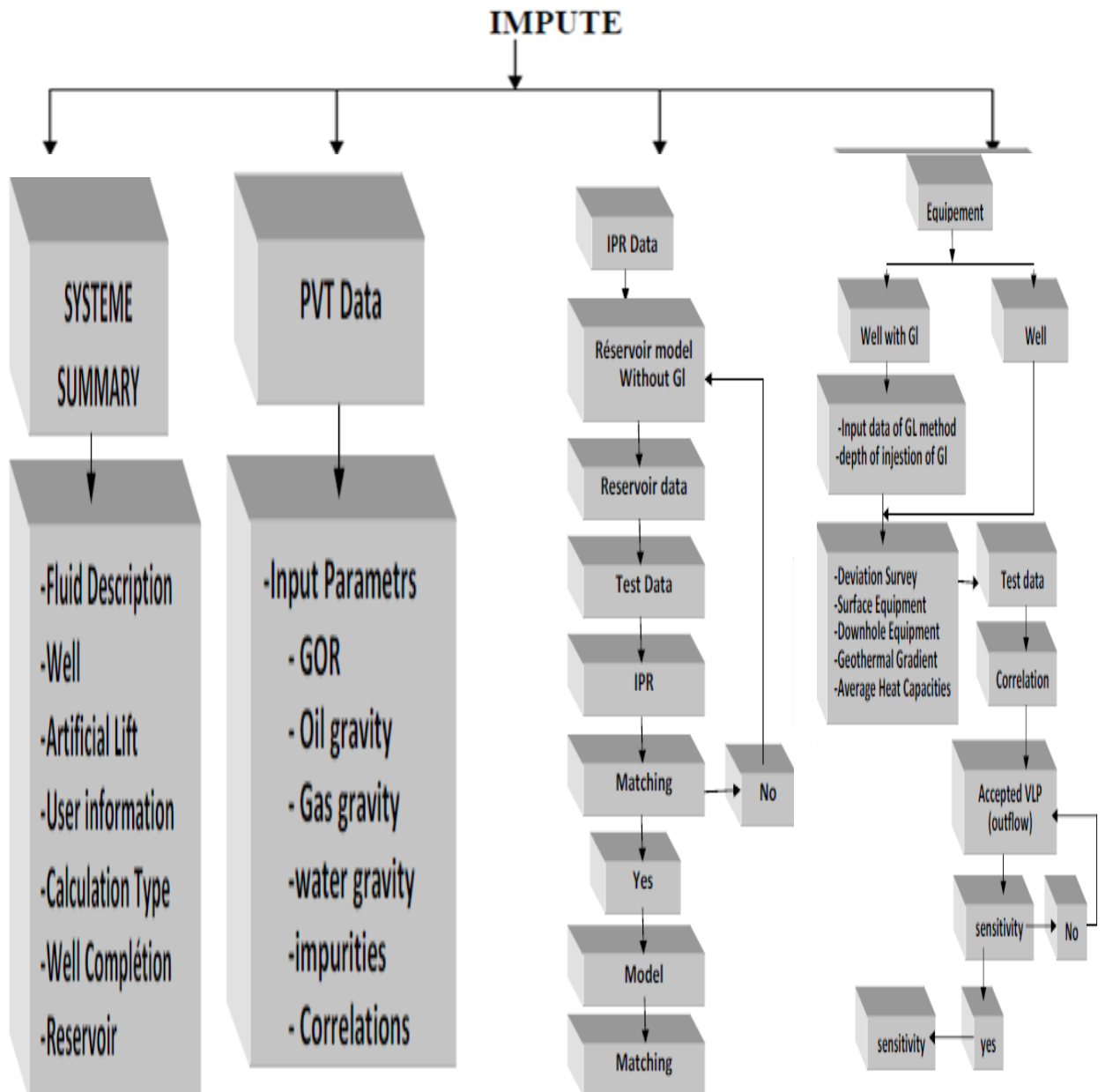
- 'Système Summary': Cette section comporte la description du fluide et du puits, l'objectif du travail avec le PROSPER (gaz-lift, fracturation...etc.), la carte d'identité du puits et du réservoir, aussi la complétion.

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

- ' PVT Data ': Pour bien déterminer le réservoir d'après ses données PVT, après fait accorder ces données au model du PROSPER.

- ' IPR Data ': Cette section comporte les données du réservoir tell que la  $P_r$ ,  $T_r$ ,  $W_c$ . Après l'insertion de ces données, on choisit l'équation la plus compatible avec les données disponibles.

- ' Equipement ': Pour déterminer la performance du l'OutFlow ( VLP ), il faut faire une description materiel de la colonne de production, aussi une identification des paramètres comme la pression, la température, la déviation ...etc.



**Figure III.4 : Organigramme de fonctionnement du PROSPER [4]**

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

### III.2.3. Les différentes corrélations utilisée par PROSPER :

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface. Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le Tubing sont décrits respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.

Des nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaine sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit (tableau III.1) [4]

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 <sup>ere</sup>	<i>POETTMAN &amp; CARPENTER</i>	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 <sup>eme</sup>	<i>HAGERDORN &amp; BROWN</i>	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 <sup>eme</sup>	<i>DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI</i>	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

Tableau III.1: Les différentes corrélations utilisées dans le PROSPER [4]

### III.3. Procédure du travail :

Le présent travail est pour faire une optimisation d'une complétion gaz-lift pour le puits OKN 611, a fin d'augmenter la production d'huile du puits.

Le début de forage de puits était le 16/12/2005, et la date de fin de forage était le 04/02/2006. La date de mise en service du puits est le 19/06/2006.

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

---

Le puits OKN 611 était sans gaz-lift jusqu'à le 09/07/2007, après le puits était équipé par une complétion GLS du gaz-lift avec concentrique de 1"660. Le débit de production atteint 4,4 m<sup>3</sup>/h, avec une duse de 12.7 mm, la pression de tête était 25.8 bars et la pression de pipe était 21.6 bars. On note que la salinité était à l'environ de 12 mg/l.

Le 02/03/2017 la salinité d'huile commença à élever brutalement, elle atteint 1275 mg/l, ce qui pose des bouchages dans la complétion au fond, dans le tubing et aussi cause l'arrêt du gaz-lift à travers le 1"660. Des opérations de dessalage sont effectuées mais sans résultats, le débit reste nul. Donc la nécessité du changement de complétion GLS est obligatoire.

Le 11/06/2017 une opération Work Over était effectuée pour changer le système du gaz-lift GLS vers un système GLC, l'opération terminée le 20/07/2017.

Le débit de production diminue après l'opération de WO de 4.4 m<sup>3</sup>/h à 1.7 m<sup>3</sup>/h, donc il faut faire une optimisation gaz-lift pour améliorer le débit, donc l'amélioration de production.

Cette optimisation se fait par le logiciel PROSPER, et ça qu'est ce qu'on va faire dans les lignes suivantes.

### **III.3.1. Présentation du puits OKN 611 ( fiche technique du puits après Work Over ) :**

Après l'opération de Work Over, la complétion du puits OKN611 devient équipée avec un système du gaz-lift conventionnel .Cette complétion assure l'injection du gaz à travers des vannes qui sont placées à différents profondeur, ce qui allège la colonne de production avec plus d'efficacité que la complétion spécial.

La fiche technique dans l'annexe (Figure 7 , Figure 8 ), représente cette complétion GLC pour le puits OKN 611.

### **III.3.2. Données initiaux du puits avant l'optimisation :**

Avant de commencer l'optimisation d'une complétion du gaz-lift avec PROSPER, il faut connaître plusieurs données sur le réservoir aussi la performance du puits ,comme les données PVT ,les données du réservoir ,les données de dernier test effectué sur le puits ,comme le tableau (III.2) affiche.

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

<b>Données PVT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solution GOR = 165 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></li> <li>- Oil Gravity = 0.82</li> <li>- Gas Gravity = 0.75</li> <li>- Water Salinity = 105000 ppm</li> <li>- Pression de bulle = 188.967 kg/cm<sup>2</sup></li> <li>- Bo = 1.53 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></li> <li>- Viscosité d'huile = 0.24 Cp</li> <li>- Température de réservoir = 100 C°</li> </ul>
<b>Données du réservoir</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pression du réservoir = 200.967 kg/cm<sup>2</sup></li> <li>- Water Cut = 11 %</li> <li>- GOR total = 296 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></li> </ul>
<b>Données du dernier test</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Débit = 4.42 m<sup>3</sup>/h</li> <li>- Pression du fond = 140.967 kg/cm<sup>2</sup></li> </ul>

**Tableau III.2 : Données initiaux du puits avant l'optimisation**

### III.3.3. Application de l'analyse nodale sur le puits avec PROSPER :

Premièrement il faut faire une description ou un résumé sur le puits, la fenêtre 'System Summary' comporte les cases pour faire cette description comme la figure (9) dans l'annexe affiche.

#### III.3.3.1. Matching des données PVT :

Pour que le PROSPER analyse les données PVT qu'on a inséré, il faut les accordées dans le programme d'optimisation ,la figure (10 ) dans l'annexe montre où et comment faire l'accordement des données dans le PROSPER.

On a choisit les corrélations qui peuvent nous donnent des résultats plus précises pour faire le Matching des données PVT.

On fait choisir la valeur la plus proche à l'unité pour Pb, GOR et le Bo. 'Lasater' c'est la corrélation convenable, ces trois paramètres comportent la même corrélation. Pour la viscosité d'huile Beal et al c'est la plus proche à l'unité.

Donc on a choisit les corrélations 'Lasater' et 'Beal et Al' dans la fenêtre PVT - INPUT DATA. voire l'annexe (Figure 11)

Après le choix des corrélations compatibles, il reste de faire le Matching des données PVT dans le modèle du puits dans le PROSPER , pour les accordées au modèle du puits

#### III.3.3.2. Etude de performance du puits IPR ( Inflow Performance Relationship ) :

Cette partie concerne le coté du réservoir, qui est le coté 'inflow' ou amont par rapport à la nœud choisit, pour faire définir le réservoir on a choisit la fenêtre 'IPR

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

DATA'. Les paramètres qu'il faut entrer dans le module indiqués dans le tableau ci-dessous (Tableau III.3).

<b>Pression du réservoir</b>	<b>200.967 kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Température du réservoir</b>	<b>100 C°</b>
<b>Water Cut</b>	<b>11%</b>
<b>GOR total</b>	<b>296 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup></b>

**Tableau III.3 : Données du réservoir**

Le model du réservoir choisi est du 'VOGEL' parce qu'on n'a pas les paramètres de perméabilité et du Skin, si non on choisit le model 'DARCY', on a juste les données d'un test de débit et BHP (Tableau III.4).

<b>Débit</b>	<b>4.42 m<sup>3</sup>/h</b>
<b>BHP</b>	<b>140.967 kg/cm<sup>2</sup></b>

**Tableau III.4 : Données du dernier test**

Vogel c'est le premier qui présente une méthode facile pour la prédiction de performance d'un puits, son équation est :

$$\frac{Q^o}{Q^{o_{max}}} = 1 - 0.2 * (P_{wf} / P_R) - 0.8 * (P_{wf} / P_R)^2 \quad [3]$$

Une fois les paramètres sont entrés on les valide.

Donc, pour afficher la courbe de performance du puits IPR, on donne l'ordre 'Calculate' au PROSPER, pour le laisser de faire les calculs des données et les interpréter pour estimer la performance du puits.



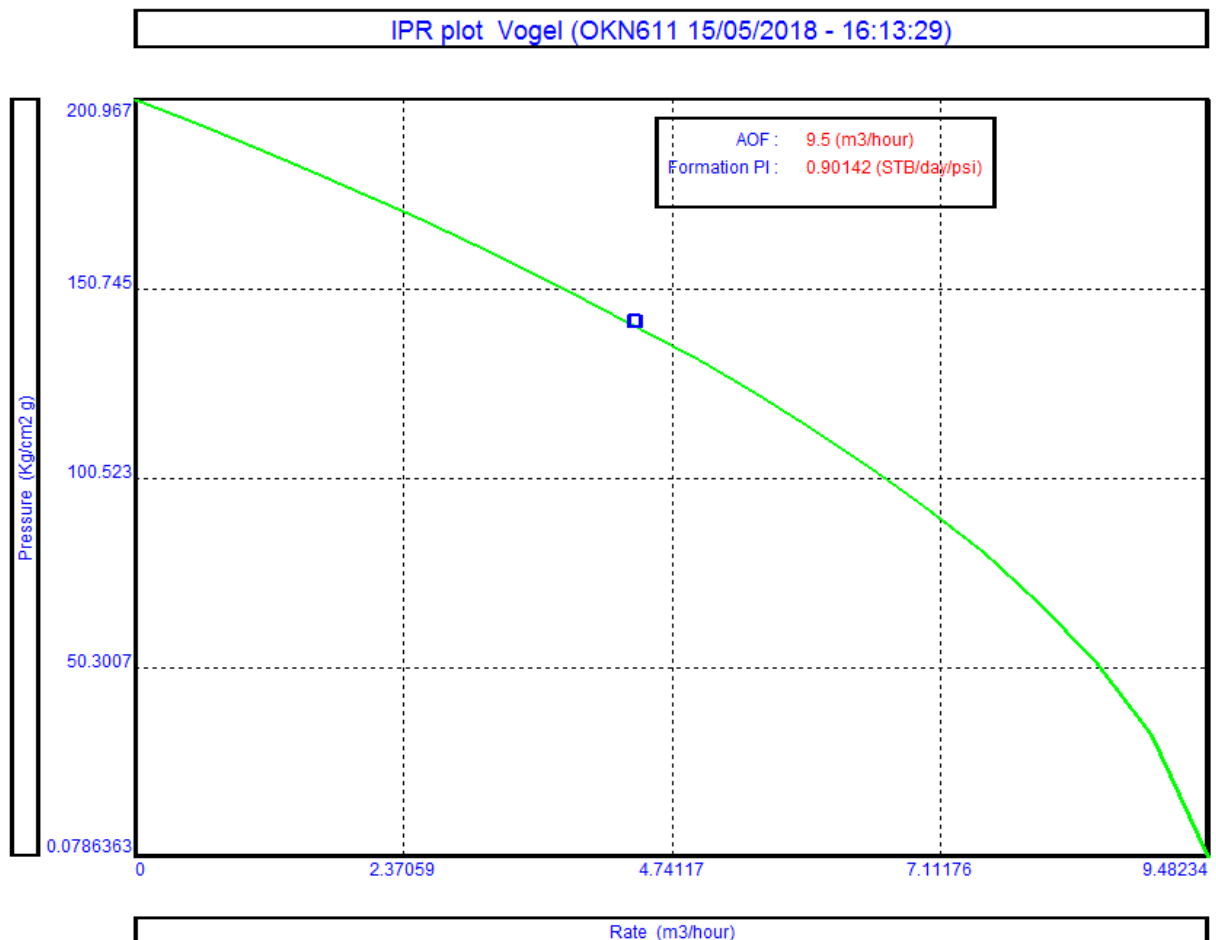


Figure III.5 : courbe de IPR

### III.3.3.3. Interprétation des résultats de l'analyse nodale pour l'IPR:

La courbe précédente représente la variation de chute de pression en fonction du débit. Le débit croît à chaque fois la chute de pression croît, le AOF qu'est le débit de formation absolu atteint la valeur  $9.5 \text{ m}^3/\text{h}$ , c'est le débit théorique qu'il peut être obtenu avec une maximum chute de pression.

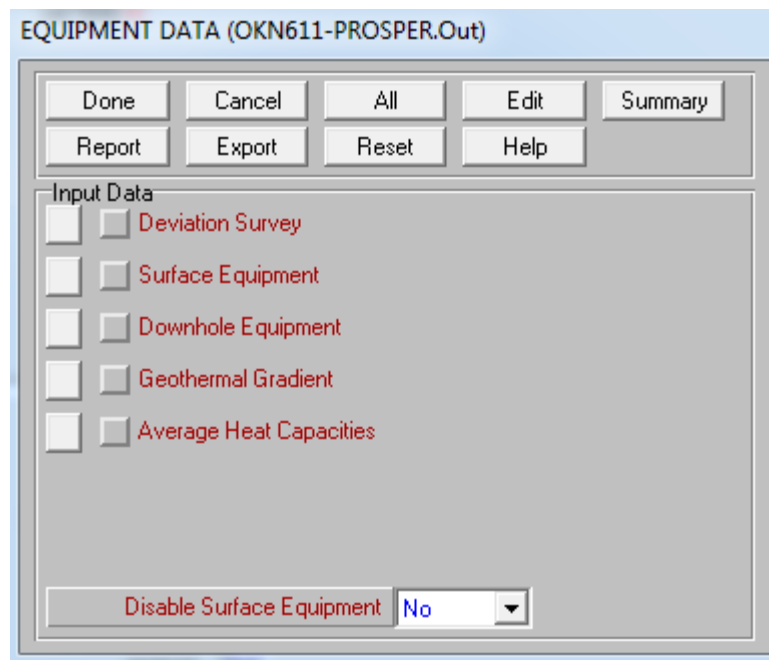
### III.3.4. Déroulement d'optimisation de complétion du gaz lift en PROSPER :

Pour l'optimisation d'une complétion gaz-lift avec PROSPER il faut collecter le maximum des données sur le puits étudié, déjà la performance du puits est connue, donc il faut faire une description des équipements du fond pour connaître le chemin de l'effluent du réservoir vers la surface, parce que le bon fonctionnement d'un système du gaz-lift dépend sur une bonne étude qui relie le réservoir avec le puits.

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

### III.3.4.1. Description des équipements du fond avec PROSPER :

Il est suffisant de déterminer le chemin de l'effluent dans l'intérieur du tubing et la déviation du puits, aussi le gradient géothermique et la capacité thermique moyenne des composants de l'effluent, pour connaître à peu près la manière d'écoulement vers la surface. Dans cette partie on a choisit la fenêtre 'Equipment DATA'.



**Figure III.6: Fenêtre d'exécution des équipements**

- La déviation est négligeable (tableau III.5).

Profondeur mesuré	Profondeur vertical réel
0	0
3527	3527

**Tableau III.5 : La profondeur mesurée et verticale du puits**

- Les équipements du fond ( chemin intérieur de l'effluent ) (voir tableau III.6).

	Profondeur ( m )	Section ( pouce )
Liner	3527-3465	3.92
Tubing	3465-3300	2.442
Tubing	3300-0	2.992

**Tableau III.6 : Cheminement de l'effluent**

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

- Le gradient géothermique du puits :

C'est la variation de température de tête du puits jusqu'au fond (Tableau III.7 ).

Etape	Température ( C°)
1( Tête du puits )	30
2( fond du puits )	100

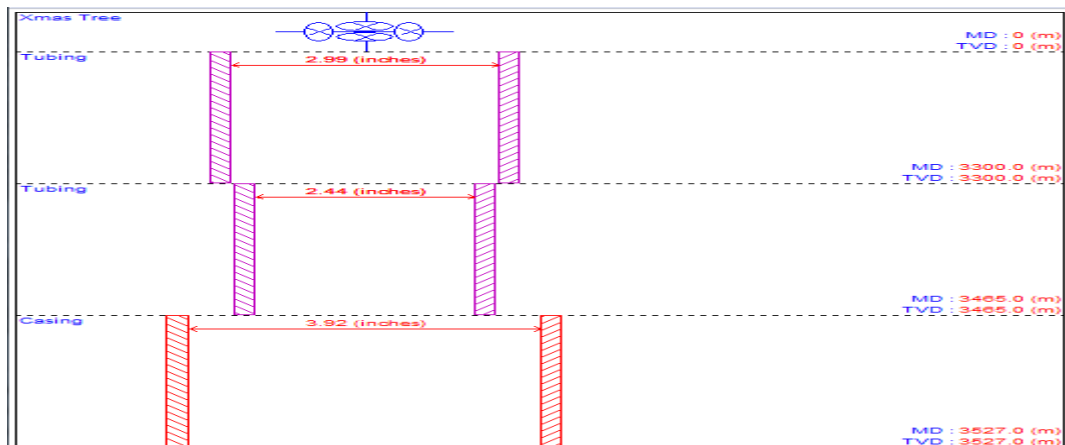
**Tableau III.7 : Variation de température de tête jusqu'au fond du puits**

- La capacité thermique moyenne (Tableau III.8) :

Effluent	Capacité thermique ( BTU/lb/F )
Huile	0.53
Gaz	0.51
Eau	1

**Tableau III.8 : Capacité thermique des effluents**

Maintenant on peut obtenir un résumé de la complétion du fond après l'insertion des données de complétion, ce résumé montre les équipements qui le brut va traverser.



**Figure III.7 : Résumé de complétion**

### III.3.4.2. Insertion des données du gaz-lift :

le gaz injecté a des propriétés aussi la station d'injection, d'après la fenêtre de 'GAZLIFT INPUT DATA' on peut insérer la densité du gaz injecter et le débit d'injection, aussi la méthode du gaz lift et le perte de charge pour passer d'une vanne à l'autre (tarage). Il est important donc de signifier la pression de l'annulaire.

La méthode d'injection dépend de deux principe, 'GLR (Gas Liquid Ratio) injected' qui consiste à le volume du gaz nécessaire pour alléger un certain volume de l'effluent, et 'injected gas rate', ce principe dépend à la capacité de station pour débiter le gaz jusqu'à le débit optimum d'injection qui peut alléger la colonne.

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

Données du gaz-lift	Spécifications
Méthode	GLR injected
GLR injecté	93 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Densité du gaz injecté	0.75
Méthode d'injection	Valve depths specified
Pression du casing	135 kg/cm <sup>2</sup>
Chute de pression pour la fermeture Des vannes	50 psi

Tableau III.9 : Données du gaz-lift

### III.3.4.3. Accordement de l'IPR avec le VLP :

Pour obtenir le point de fonctionnement du puits, il faut faire le Matching entre la courbe d'IPR et le courbe de VLP, pour connaître à quel débit et quelle pression le puits fonctionne.

On note que le VLP c'est le fonctionnement de partie 'outflow' du système, qu'est l'écoulement du fluide du fond jusqu'à la surface.

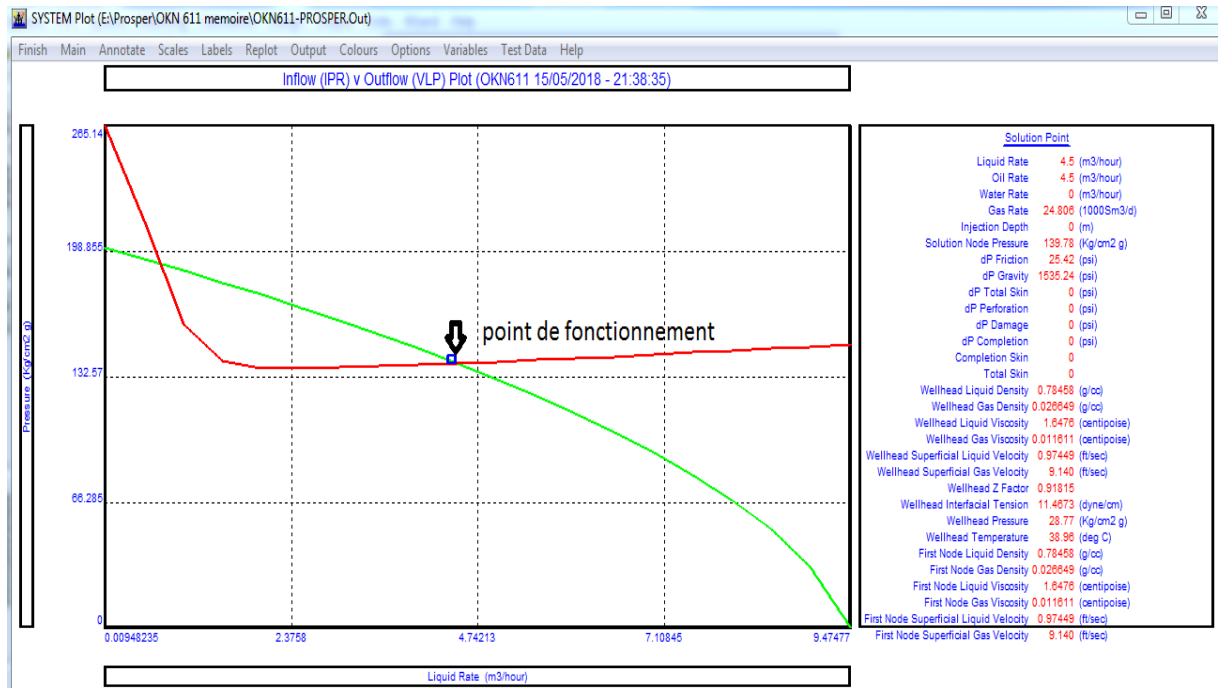
Les données nécessaires sont : la pression de tête, le Water Cut, le GOR total

Données	Valeur
Pression de tête du puits	28 kg/cm <sup>2</sup>
Water Cut	11%
GOR total	296 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>

Tableau III.10 : Données nécessaires pour le VLP

La figure suivante affiche le point de fonctionnement du puits, ce point montre que le débit de production était 4.5 m<sup>3</sup>/h et la pression au fond du puits était 139.78kg/cm<sup>2</sup>.

# CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER



**Figure III.8 : Point de fonctionnement du puits OKN 611**

## III.3.4.4. Le design du gaz-lift :

maintenant tout est prêt pour optimiser un système d'injection du gaz-lift, on a les performances et les équipements du puits, les données du gaz-lift disponible dans le centre, il reste de confirmer ces données, cela se fait d'après la fenêtre 'Gaslift Design'.

Cette fenêtre (Voire la figure III.14), contient des plusieurs données disponibles dans la station sur le gaz injecter comme la pression d'injection et le débit maximum d'injection disponible dans le centre ,aussi le profondeur maximum d'injection et l'espacement entre les vanne ,la taille d'orifice ,la pression de tarage ,la sensibilité des vannes ,le type des vannes ... etc.

# CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

GasLift Design - NEW WELL (OKN611-PROSPER.Out) (Matched PVT)

Continue Done Cancel Report Export IPR Help

Design Rate Method  
Calculated From Max Production

Valve Type  
Casing Sensitive  
Min CHP Decrease Per Valve 50 psi

Valve Settings  
All Valves PVo = Gas Pressure

Injection Point  
Injection Point is ORIFICE

Dome Pressure Correction Above 1200psig  
No

Valve Spacing Method  
Normal

Check Rate Conformance With IPR  
Yes

Vertical Lift Correlation  
Petroleum Experts 2

Surface Pipe Correlation  
Beggs and Brill

Use IPR For Unloading  
Yes

Orifice Sizing On  
Calculated dP @ Orifice

Current Valve Type

- GasLift Valve Database
  - Valve1
  - McMurry-Macco
    - Camco
      - RP-6
      - RCB
      - R-20
      - PK-1
      - BKT-1
      - BKT
        - Carbide
      - BKLK-2
      - BK-1
      - BK
      - Baker

Port Size	R Value
24	0.416
20	0.313
18	0.268
16	0.187
12	0.119
8	0.068

Input Parameters

Maximum Gas Available	26.4	1000Sm3/d
Maximum Gas During Unloading	26.4	1000Sm3/d
Flowing Top Node Pressure	25.7667	Kg/cm2 g
Unloading Top Node Pressure	1.96672	Kg/cm2 g
Operating Injection Pressure	133.967	Kg/cm2 g
Kick Off Injection Pressure	138.967	Kg/cm2 g
Desired dP Across Valve	50	psi
Maximum Depth Of Injection	3330	m
Water Cut	50	percent
Minimum Spacing	500	m
Static Gradient Of Load Fluid	0.1	Kg/cm2/m
Minimum Transfer dP	25	percent
Maximum Port Size	24	64ths inch
Safety For Closure Of Last Unloading Valve	0	psi
Total GOR	165	m3/m3

Thomhill-Craver DeRating

DeRating Percentage For Valves 100 percent DeRating Percentage For Orifice 100 percent

Current Valve Information

Manufacturer Camco Type BKT Specification Carbide

Figure III.9 : Données du gaz-lift design

### III.3.4.5. Résultats d'optimisation :

Après l'insertion et l'accordement (MATCHING) des données nécessaires, on peut obtenir les résultats d'optimisation avec une grande précision qui le PROSPER assure .La figure (III.9) et les tableaux (III.11) (III.12) montrent ces résultats.

Objective Gradient

Measured Depth	True Vertical Depth	Pressure	Temperature	Gas Injection Pressure
m	m	Kg/cm2 g	deg C	Kg/cm2 g
3192.2	3192.2	111.21	98.76	165.37

Valve Number 1 @ 1540.69 (md) 1540.69 (tvd) (m)  
 Valve Number 2 @ 2473.81 (md) 2473.81 (tvd) (m)  
 Operating Valve Number 3 @ 3192.18 (md) 3192.18 (tvd) (m)  
 The gas required to achieve this rate is higher than the gas available. Target Oil Production will be reduced.  
 A new rate is proposed ->> 2.38505 (m3/hour)  
 Valve Number 1 @ 1541.16 (md) 1541.16 (tvd) (m)  
 Valve Number 2 @ 2481.21 (md) 2481.21 (tvd) (m)  
 Operating Valve Number 3 @ 3192.18 (md) 3192.18 (tvd) (m)

Design Plot Results Main Done Help

Results

Liquid Rate	Oil Rate	Injected Gas Rate	Injection Pressure
m3/hour	m3/hour	1000Sm3/d	Kg/cm2 g
4.7701	2.38505	24.5649	122.538

Valve Details

Valve Type	Manufacturer	Type	Specification
Casing Sensitive	Camco	BKT	Carbide

Figure III.10 : Résultats finaux d'optimisation en PROSPER

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

<b>Pression d'injection à travers les vannes</b>	<b>165.37 kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Nombre des vannes</b>	<b>3</b>
<b>Débit du liquide</b>	<b>4.7701 m<sup>3</sup>/h</b>
<b>Débit d'huile</b>	<b>2.38505 m<sup>3</sup>/h</b>
<b>Débit d'injection</b>	<b>24.5649 1000Sm<sup>3</sup>/d</b>
<b>Pression d'injection en surface</b>	<b>122.538 kg/cm<sup>2</sup></b>

**Tableau III.11 : Résultats d'optimisation**

<b>Les vannes</b>	<b>Détailles</b>	<b>Profondeur</b>
<b>Vanne 1</b>	Camco/BKT/Carbide	1541.16 m
<b>Vanne 2</b>	Camco/BKT/Carbide	2481.21 m
<b>Vanne 3</b>	Camco/BKT/Carbide	3192.18 m

**Tableau III.12 : Détailles des valves**

**On note que la troisième valve est une valve d'opération pour le dessalage.**

Enfinement ,on peut obtenir le plot de design du gaz-lift (figure III.11).



# CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

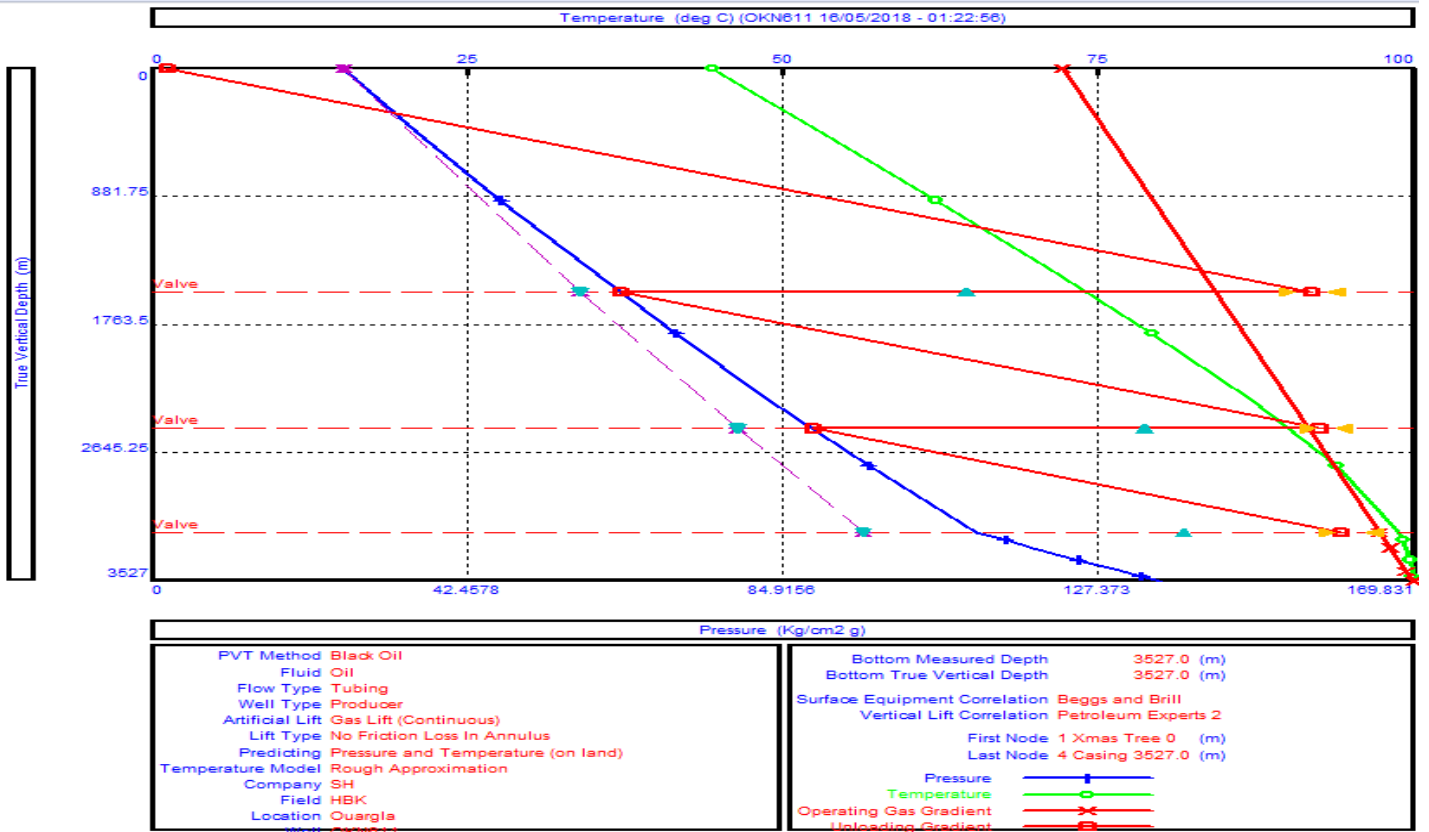


Figure III.11 : Plot du design du gaz-lift pour le puits OKN 611

## - Interprétation du plot :

- La courbe bleue représente le gradient de pression dans le Tubing, la pression normalement augment avec la descente vers le fond avec une manière uniforme, jusqu'à le niveau de dernière vanne où l'injection se termine, à cette profondeur le gradient de pression augment parce qu'il n'y a pas d'injection, donc pas d'allègement.
- La courbe violette discontinue représente le gradient de la pression minimum qui peut le tubing atteint après l'allègement, automatiquement il va être moins que le gradient de pression.
- La courbe verte droite représente le gradient de la température, il est constant de surface jusqu'au fond.
- La courbe rouge droite représente le gradient de la pression dans le Casing, il est constant, il débute de la valeur 122.538 kg/cm<sup>2</sup> et augment avec la descente vers le fond.
- La courbe rouge cassé représente le gradient de déchargement du gaz. La pression augmente jusqu'à la valeur de tarage de première vanne, quand la vanne commence à injecter le gaz. En outre, la pression de déchargement diminue jusqu'à la valeur de pression du Tubing à la profondeur de vanne, donc la première vanne va se fermée et

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

le gaz passe pour la deuxième vanne qu'est encor fermée. En plus, la pression de déchargement augment pour atteint la valeur de tarage de la deuxième vanne, et ainsi du suite pour la dernière vanne.

### III.4. Etude du coté économique :

Pour atteindre les bénéfices de cette optimisation, il faut récupérer les coûts de l'opération de WORK-OVER qui était effectuée pour changer le système GLS en GLC . avec le débit actuel qui est  $2.4 \text{ m}^3/\text{h}$  , on va calculer le ' PAYOUT ' .

Le PAYOUT c'est le nombre des jours de production pour récupérer la somme des frais. C'est la période de production qu'un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement [1].

$$\text{PAYOUT( jours )} = \frac{\text{coût en volume équivalent ( m3)}}{\text{gain net en production (} \frac{\text{m}^3}{\text{jour}} \text{)}}$$

#### III.4.1. Calcule du coût en volume équivalent :

En juillet 2017 : 1 dollar = 108 DA, et le prix d'un barrel était 48 dollars, sachant que 1 barrel =  $0.1589873 \text{ m}^3$ . donc on va calculer combien du  $\text{m}^3$  contenue dans le prix de l'opération de WORK-OVER .

Prix de l'opération = **76924575.92 DA**

- **conversion du prix d'opération en dollar :**

$$76924575.92 / 108 = 712264.59185 \text{ Dollar}$$

- **conversion du prix en barrel :**

$$712264.59185 / 48 = 14838.84566 \text{ barrel}$$

- **conversion du nombre des barrels en  $\text{m}^3$  :**

$$14838.84566 \times 0.1589873 = 2359.07968 \text{ m}^3$$

Donc on a  $2359.07968 \text{ m}^3$  équivalent à 76924575.92 DA .

#### III.4.2. Calcule du gain net en production :

le gain net en production c'est la différence entre le débit de production avant l'opération et après l'opération . le débit était  $1.7 \text{ m}^3/\text{h}$  , après l'optimisation devenue  $2.4 \text{ m}^3/\text{h}$  .

$$\begin{aligned} \text{Donc,} \quad \text{le gain} &= 2.4 - 1.7 \\ &= \mathbf{0.7 \text{ m}^3/\text{h}} \end{aligned}$$

On calcule le débit par jour :

$$0.7 \times 24 = \mathbf{16.8 \text{ m}^3/\text{jour}}$$

## CHAPITRE III: OPTIMISATION DU GAZ-LIFT AVEC PROSPER

### III.4.3. Calcule du PAYOUT :

$$\text{PAYOUT( jours )} = \frac{\text{coût en volume équivalent ( m3)}}{\text{gain net en production (}\frac{\text{m3}}{\text{jour}}\text{)}}$$

On : - le coût en volume équivalent = 2359.07968 m<sup>3</sup>

- le gain net en production = 16.8 m<sup>3</sup>/ jour

Donc :

$$\text{PAYOUT} = \frac{2359.07968}{16.8}$$

$$= 140.421 \text{ jours}$$

$$= 4 \text{ mois et } 20 \text{ jours et } 10 \text{ heures}$$

Alors , après 4 mois et 20 jours et 10 heures ,le coût d'opération sera payé et les bénéfices d'optimisation commencent à apparaître et être comptés.

Actuellement le puits produit presque avec le même débit 2.4 m<sup>3</sup>/h, et le coût d'opération est déjà récupéré .Alors on peut considérer que le programme d'optimisation pour le puits OKN 611 est réussi.

### III.5. Comparaison entre les données avant et après l'optimisation :

	Avant l'optimisation	Après l'optimisation
Pression du tête	28 kg/cm <sup>2</sup>	28 kg/cm <sup>2</sup>
Pression face au dernière vanne	112 kg/cm <sup>2</sup>	95 kg/cm <sup>2</sup>
Débit de production	1.7 m <sup>3</sup> /h	2.4 m <sup>3</sup> /h

Tableau III.13 : Pressions et débit du puits avant et après l'optimisation.

CONCLUSION

GENERALE

# CONCLUSION

Dans notre étude, on a étudié les performances du réservoir IPR et de colonne de production VLP, qui ont une influence sur le système du gaz-lift, parce que le bon fonctionnement du puits dépend sur la compatibilité entre les paramètres du puits et celles du réservoir. Cette étude se fait avec logiciel PROSPER, son objectif est d'améliorer le débit de production par la reprogrammation des données du gaz-lift comme le débit d'injection du gaz, la pression d'injection du gaz, les cotes des vannes... etc.

Pour bien déterminer le réservoir on a inséré ses données PVT dans le PROSPER, pour les accorder au logiciel on a utilisé les corrélations du " LASATER" et " BEAL ET AL " pour mieux de précision, et pour l'équation la plus compatible avec notre puits c'est " VOGEL ".

Après l'identification du puits et du réservoir et l'insertion des données du gaz-lift disponible à la station, on a obtenu les résultats suivants :

Le débit d'injection est  $24.5649 \text{ } 1000\text{Sm}^3/\text{d}$ , la pression d'injection est  $122.538 \text{ kg/cm}^2$  pour une production d'huile atteint  $2.38505 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Le nombre des vannes optimal est trois vannes, avec les profondeurs suivantes: 1541.16 m, 2481.21 m, 3192.18 m. La dernière vanne pour le dessalage, c'est un cas particulier à HBK à cause de la salinité élevée.

L'objectif principale dans le domaine pétrolière est d'obtenir les bénéfices après chaque opération réalisée, donc nous avons étudiés cet coté .Le PAYOUT c'est l'indicateur de démarrage des bénéfices du gaz-lift, pour cette étude il est environ de 5 mois.

D'après ce qu'on a fait dans cet étude, on recommande les étudiants qui vont faire une discussion sur l'optimisation du gaz-lift de concentrer sur l'influence de la perméabilité ' K ' et l'effet du skin, aussi l'air de drainage du puits, utilisant le model du DARCY avec le PROSPER dans le champ du HBK bien sûr, si les données sont disponibles.

## BIBLIOGRAPHIE

---

### **Bibliographie :**

- [1] Rapport d'optimisation ' service technique puits ' , la région de Haoud Berkaoui , Sonatrach .
- [2] [en.wikipedia.org/wiki/Gas\\_lift](https://en.wikipedia.org/wiki/Gas_lift). 15/04/2018
- [3] Documentation sur l'analyse nodale et le PROSPER d'après Ismail Bekkouche , 'service technique des puits' , la région de Haoud Berkaoui , Sonatrach .
- [4] Mémoire d'obtenir du diplôme de master , option Production '- réaliser par BOURAHLA Amira, NOR Fatim Zohra et ZEMMAL Abed Ennour Thème : MODELISATION ET OPTIMISATION DE PERFORMANCE (PRODUCTION, PRESSION) PAR INJECTION DU GAS-LIFT CHAMP DE HASSI R'MEL ' - Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2015/2016
- [5] Mémoire master professionnel ' Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ Haoud Berkaoui '- réaliser par MEBROUKI Ahmed, MEZZAR Soufiane et OULD HABIBOULLAH Med Val - Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2012/2013
- [6] [petrowiki.org/Gas\\_lift](https://petrowiki.org/Gas_lift). 29/03/2018
- [7] [Petrowiki.org/oil\\_well\\_performance](https://petrowiki.org/oil_well_performance). 29/03/2018
- [8] Liver: RECUPERATION ASSISTEE PAR 'GAZ-LIFT', Boussaad \_ Gaz\_lift Design . ( fichier électronique )
- [9] [search.spe.org/2kwebSPEdocone/CD87E180](https://search.spe.org/2kwebSPEdocone/CD87E180). 01/05/2018
- [10] [sfr.scribd.com/document/48497297](https://sfr.scribd.com/document/48497297). 02/05/2018
- [11] Article réalisé par Y.A.-W.EL Massry and A.D. Price. ( fichier électronique ) ' Development of a Network and Gas Lift Allocation Model for Production Optimization in the Ras Budran Field
- [12] [www.researchgate.net/publication/239435939](https://www.researchgate.net/publication/239435939)\_ . 23/04/2018
- [13] Fichier PDF de ' service mesure ' , la région Haoud Berkaoui, Sonatrach .

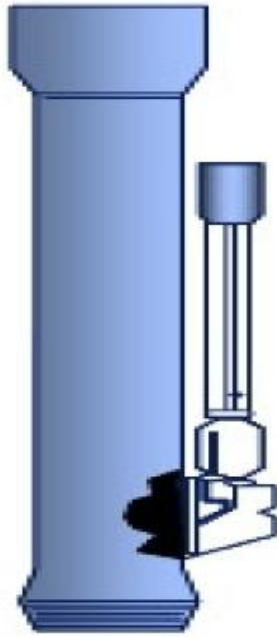


Figure 1 : Mandrin conventionnel

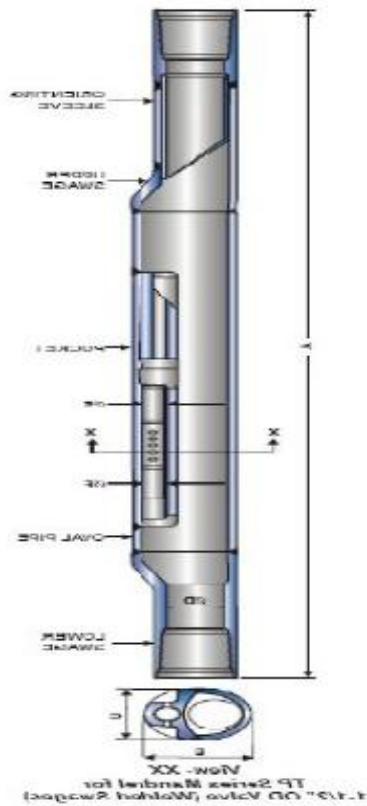


Figure 2 : Mandrin à poche latérale



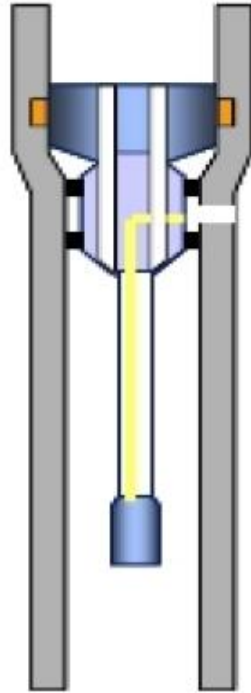


Figure 3 : Mandrin avec vanne concentrique

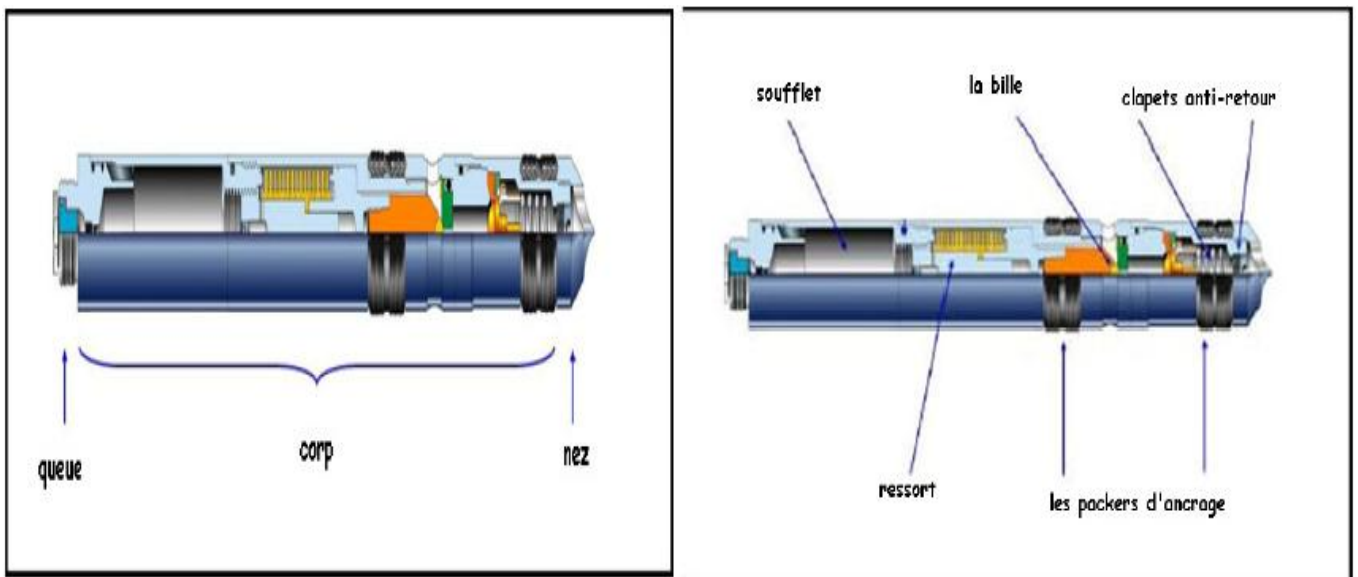


Figure 4 : Les composants de la vanne d'injection du gaz-lift

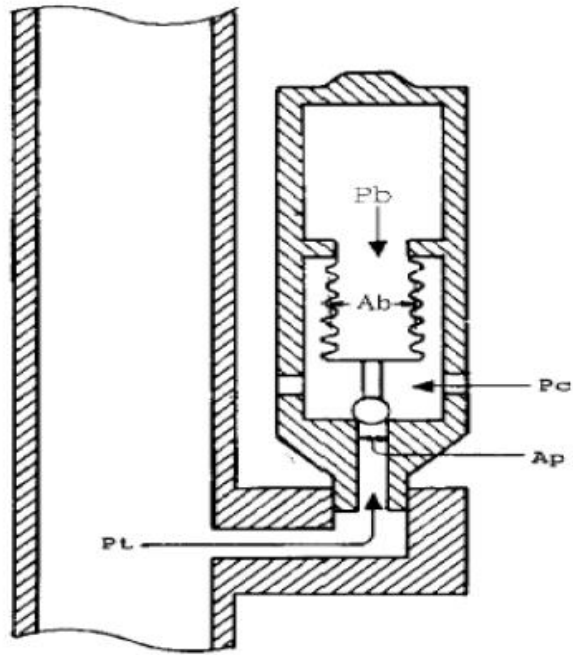


Figure 5 : Les vannes COV

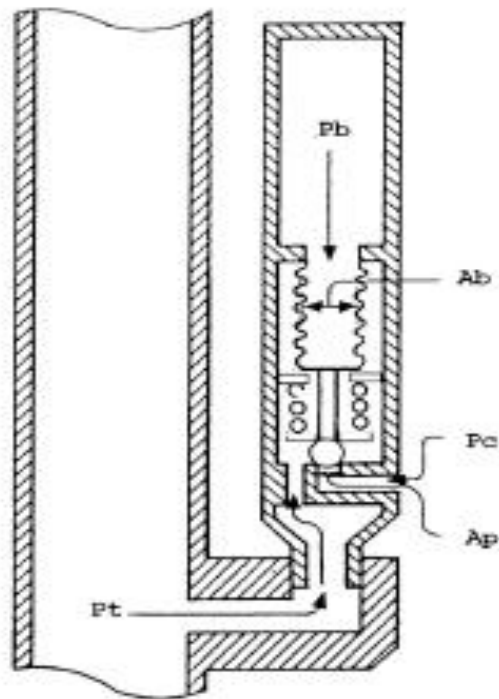


Figure 6 : Les vannes TOV

# ANNEXE

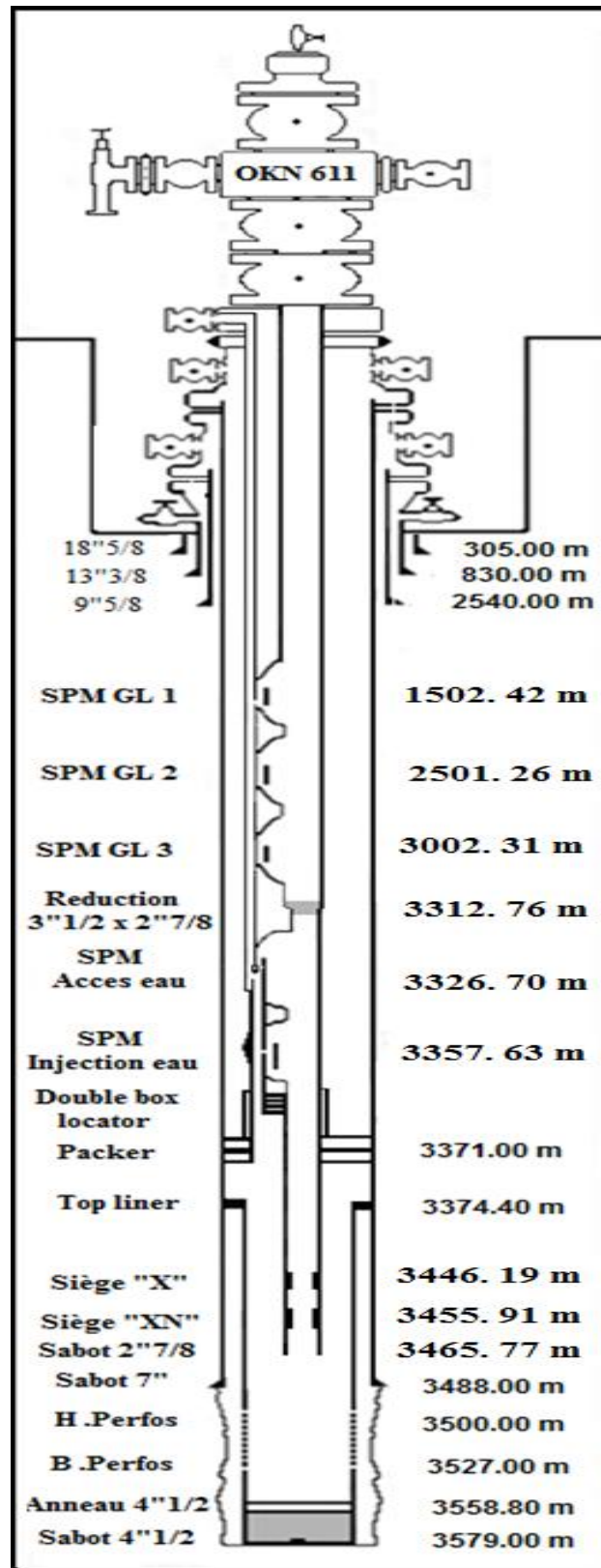



Figure 7 : Désigne de complétion du puits OKN 611

## ANNEXE

Strok Adjustable	Weatherford	1,42	3008,59		
1P JNT +33 joints 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec	305,79	3314,38		
<b>X-OVER 2 7/8" N.VAM P. X 3 1/2" N</b>	Vallourec	0,24	3314,62		
2 7/8" N.VAM ,6.4 # ,FULL JOINT	Vallourec	9,40	3324,02		
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	2,00	3326,02		
<b>Vanne d'accès</b>	Weatherford	2,54	<b>3328,56</b>	<b>3326,7</b>	
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	3,00	3331,56		
Strok Adjustable	Weatherford	1,18	3332,74		
3 P JNTS +02 JNTS 2 7/8" N.VAM ,6.4 # JC	Vallourec	24,47	3357,21		
<b>Side pocket ( Vanne d'injection)</b>	Weatherford	2,18	<b>3359,39</b>	<b>3357,6</b>	
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	1,98	3361,37		
X-OVER 2 7/8" EU Pin X 2 7/8" N.VAM Box	Vallourec	0,18	3361,55		
dual box	Weatherford	0,42	3361,97		
pup jnt 4"1/2	Vallourec	0,76	3362,73		
L7Seal	Weatherford	0,64	3363,37		
PBR	Weatherford	7,64	3371,01		
Anchor Seal	Weatherford	0,78	<b>3371,79</b>	<b>3369,9</b>	
1 P JNT +08 jnts 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	75,95	3447,74		
2 7/8" N.VAM,2.313" WX, LN	Weatherford	0,31	<b>3448,05</b>	<b>3446,2</b>	
01 joint 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	9,40	3457,45		
2 7/8" N.VAM,2.313" WXN, LN	Weatherford	0,32	<b>3457,77</b>	<b>3455,9</b>	
01 joint 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec	9,24	3467,01		
Shoe 2"7/8 N-V	Weatherford	0,62	<b>3467,63</b>	<b>3465,8</b>	
<b>Sabot 7"</b>				<b>3488,00</b>	
<b>Tete De Liner</b>				<b>3374,40</b>	
<b>Anneau</b>				<b>3558,80</b>	
<b>Sabot</b>				<b>3579,00</b>	
	<b>S O N A T R A C H</b> Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO			<b>OKN 611</b>	
<b>EQUIPEMENT DE SURFACE</b>					
<b>Désignation</b>	<b>Construct.</b>	<b>Type</b>	<b>Dimensions</b>	<b>Obs</b>	
<b>Tête de puits FMC, GLC série 5000 psi</b>					
Top cap	FMC		3"1/8		
Vanne de curage	FMC		3"1/8		
Croix	FMC		3"1/8 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	FMC		3"1/8		
Porte duse	FMC		3"1/8	Fixe	
02 Vannes maitresses	FMC		3"1/8		
Adapteur	FMC		9" x 3"1/8		
Tubing head	FMC		11" x 9"		
02 Vannes annulaires	FMC		2"1/16	Csg	
<b>EQUIPEMENT DE FOND</b>					
<b>Designation</b>	<b>Const.</b>	<b>Type</b>	<b>Long (</b>	<b>C/sond-m</b>	<b>C/Elec-m</b>
HTR			6,50	6,50	
OLIVE	FMC		0,24	6,74	
2 P JNTS +160 joints 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		#####	1502,25	
<b>Side pocket GAZ 1</b>	Weatherford		2,03	<b>1504,28</b>	<b>1502,4</b>
P-Joint 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3,00	1507,28	
Strok Adjustable	Weatherford		1,12	1508,40	
2 P JNTS +106 joints 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		992,69	2501,09	
<b>Side pocket GAZ 2</b>	Weatherford		2,03	<b>2503,12</b>	<b>2501,3</b>
P-Joint 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3,00	2506,12	
Strok Adjustable	Weatherford		1,32	2507,44	
2 P JNTS +53 joints 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		494,70	3002,14	
<b>Side pocket GAZ 3</b>	Weatherford		2,03	<b>3004,17</b>	<b>3002,3</b>
P-Joint 3"¼ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3,00	3007,17	
<b>PERFORATIONS - ( m )</b>					
3500,00 @ 3503,50					
3510,00 @ 3512,50					
3521,50 @ 3527,00					
<b>Total : 11.50 m</b>					

**Figure 8 : Liste des équipements du puits OKN 611**

# ANNEXE

System Summary (OKN611-PROSPER.Out)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid	Oil and Water
Method	Black Oil
Separator	Single-Stage Separator
Emulsions	No
Hydrates	Disable Warning
Water Viscosity	Use Default Correlation
Viscosity Model	Newtonian Fluid

Calculation Type

Predict	Pressure and Temperature (on land)
Model	Rough Approximation
Range	Full System
Output	Show calculating data

Well

Flow Type	Tubing Flow
Well Type	Producer

Well Completion

Type	Cased Hole
Sand Control	None

Artificial Lift

Method	Gas Lift (Continuous)
Type	No Friction Loss In Annulus

Reservoir

Inflow Type	Single Branch
Gas Coning	No

User information

Company	SH
Field	HBK
Location	Ouargla
Well	OKN611
Platform	
Analyst	Salhi
Date	samedi 22 août 2015

Comments (Ctrl-Enter for new line)

Figure 9 : Description du puits OKN 611

PVT - INPUT DATA (OKN611-PROSPER.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

PVT is MATCHED

Input Parameters

Solution GOR	165	m3/m3
Oil Gravity	0.82	rel. density
Gas Gravity	0.75	sp. gravity
Water Salinity	105000	ppm

Correlations

Pb, Rs, Bo	Lasater
Oil Viscosity	Beal et al

Impurities

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Figure 10 : données PVT

# ANNEXE

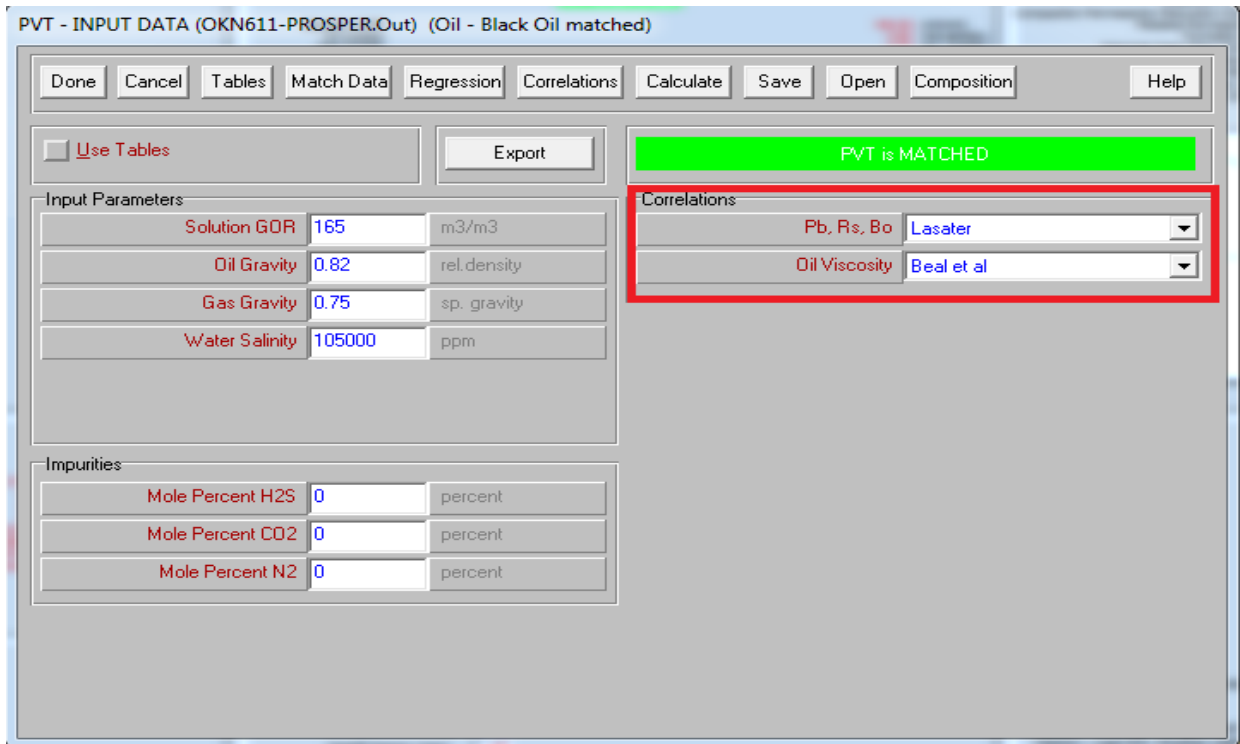


Figure 11 : exécution des corrélations



Figure 12: fenêtre des analyses du résumé