

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

IBEROUALENE Fodil

LAOUBI Feryel

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

---

Amélioration des performances de production des puits OKN-55 OKN-722 et DRT-03 au moyen de l'activation GLC et pompage par Jet Pump au niveau du champ de Haoud Berkaoui

---

Devant le jury :

Gareche Mourad	MCB	UMBB	Président
SAIFI Redha	MA	UMBB	Encadreur
BEHNOUS Dounia	MA	UMBB	Examineur
HAMMOUDI Tarek	MCB	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MCA	UMBB	Examinatrice

# Remerciements

Avant toute chose on remercie **Dieu** le tout puissant qui nous a donné la force, la patience et la persévérance nécessaire pour arriver à ce stade et réaliser ce modeste travail.

On tient à remercier notre promoteur et professeur, M. SAIFI pour ses conseils, son orientation et son aide précieuse.

Nos sincères reconnaissances à tous les enseignants de l'INH en particulier Nos Professeurs Mr.KACIMI , Mr.BENYOUNES, Mr.HEDJADJ, Mr. GARECHE, Mr.HAMOUDI et Mme.BEHNOUS ainsi que tous le corps enseignants du département gisement minier pour leur dévouement et leurs efforts tout au long de notre cursus universitaire.

Nous témoignons notre profonde gratitude aux employés de la division production de Haoud Berkaoui, en particulier Mr. LASKRI.B, Mr. SAIM.H et Mr. IDJAA qui nous ont été d'une grande aide et qui nous ont orientés tout au long du stage.

Nos plus vifs remerciements sont adressées à nos familles et proches pour leur soutien, leurs encouragements et leur aide et sans qui rien n'aurait pu être possible.

Nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

*[Il est important d'avoir des rêves assez grands pour ne pas les perdre de vues quand on les poursuit]*

Oscar Wilde



# *Dédicace*

---

Je dédie ce travail :

A mes parents qui ont tout fait pour me voir arrivé jusqu'ici.

A mes petites sœurs, à qui je souhaite un avenir brillant.

A mon oncle qui était toujours là quand j'en avais besoin.

A mon binôme, mon amie à qui je souhaite une radieuse carrière.

A tous mes amis de l'INH, avec qui j'ai passé d'inoubliables moments.

A tous les enseignants, encadreurs et ingénieurs qui nous ont aidés pour sa réalisation.

*I.Fodil*

***“ En plein cœur de toute difficulté se cache une possibilité ”***

**Albert Einstein**

Je dédie ce travail :

---

A ma maman, mon idole qui m'a donné tout l'amour du monde et sans qui ma vie ne serait rien.

A mon papa qui a toujours été là pour moi.

A ma Hapous qui m'a donné douceur et amour.

A mes deux petites sœurs Sarah et Camille, que j'aime profondément et à qui je souhaite une vie et un avenir radieux, et à mes deux cousins, frères Moumouh et Mehdi à qui je souhaite le meilleur.

A mon tonton préféré, Djamel qui m'a toujours encouragé.

A mes tantes Aldjia et Karima et à mon oncle Tayeb , qui nous ont jamais laissés seuls .

A mon binôme et ami à qui je souhaite de voler toujours plus haut.

A mes amis Nouara , Amel, et Massy qui m'ont montré ce qu'était l'amitié, la vraie.

A Nassima que je n'oublierai jamais puisses-tu reposer en paix.

Au Petroleum Club, le club qui m'a fait grandir et évoluer.

A tous mes merveilleux professeurs, à notre promoteur et à notre encadreur, qui ont été d'une excellente aide.

A tous mes amis de l'INH , une seule page ne suffirait pas pour vous dire à quel point je suis heureuse de vous avoir tous rencontrés merci d'avoir rendu mes années d'études inoubliables.

*L.Feryel*

***“ Soyez réaliste : demandez l'impossible ”***

***Che Guevara***

# Résumé

---

En l'espace de 150 ans environ, le pétrole a bouleversé la vie des Hommes jusqu'à devenir la base de l'économie mondiale, les états producteurs et les industriels se sont lancés dans une course effrénés pour l'extraire de façon optimum, mais l'exploitation de cet or noir est confrontée à plusieurs problèmes, le travail de tout ingénieur producteur est de les détecter et de tenter de les résoudre.

Ce mémoire de fin d'études a été entrepris au sein de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH , il est basé sur l'étude de trois puits producteurs d'huile se trouvant dans la région de Haoud Berkaoui , Région du Sud Est Algérien se situant à 40 km de la ville de Ouargla, qui sont le OKN 55, le OKN 722 et le DRT 03, ces puits ont vu leurs performances de production diminuer du fait des problèmes d'exploitation qu'ils rencontrent, la base de ce travail étant de détecter ces derniers et d'augmenter la production de chaque puits en proposant le moyen d'activation le plus techniquement et économiquement rentable.

Pour le OKN 55 et le OKN 722 qui souffrent d'un problème récurrent de dépôts de sel qui obture le tubing et les perforations, pour y remédier une activation à l'aide d'une injection en continu de gaz et d'eau ,le GLC, a été proposée , cette technique d'activation est très souvent utilisée dans la région de Haoud Berkaoui et donc sa faisabilité et les performances qu'elle procure ont été largement vérifiées, quant au cas du DRT 03, qui a un faible indice de productivité et vu son isolement, l'activation au moyen de le jet pump a été suggérée , ce type de moyen d'activation est encore très rarement utilisé en Algérie et c'est une première au niveau de la SONATRACH .

Une étude donc technique de ces moyens d'activation a été effectué , ensuite à l'aide du logiciel PROSPER on les a optimisé et pour finir on a vérifié leurs rentabilités économiques , et recommander des moyens pour les améliorer.

## **Mots clés :**

Activation gas-lift, ; activation pompage par jet pump ; Optimisation gas-lift ; Optimisation pompage ; Optimisation en utilisant Prosper ; Haoud Berkaoui .

# *Abstract*

---

Over just 150 years, oil has become the basis of the global economy. Producing states and worldwide petroleum companies have engaged in a strong competition to extract it using optimum methods, however the exploitation of this fossil resource is facing several problems.

The role of a petroleum production engineer is to detect and find the best solutions to overcome these problems. This document has been undertaken within the national company (Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures, Sonatrach). The study is about three producing oil wells located in the area of Haoud Berkaoui, South Eastern region of Algeria, about 40 km from Ouargla. These wells are: OKN-55, OKN-722 and DRT-03. All of them have known a decrease in their production performances due to the operating problems they suffer from. The purpose of this work is to detect these problems and to find the best method of artificial lift that fits the situation technically and economically.

The wells OKN-55 and OKN-722 are suffering from a common and well known problem in the region which is salt deposits. The salt deposits in the tubing and perforations, as a result the production decreases. To overcome this problem, we assume that the GLC (Gas Lift Conventionnel) is the best mean of artificial lift which can be used, in fact it allows water and gas injection, this technique is mastered in the region of Berkaoui and recognized to be very successful. In the other side the well DRT-03 has a low productivity index and due to its location which is far from the gas network, the use of a Jet Pump was suggested. This technique has not been used in Algeria by the national company Sonatrach yet.

A technical study has been processed for these artificial lift methods and the optimization of their operating parameters has been done using the software Prosper. Finally we checked the economical profitability of each one of them and proposed ways to improve them.

Key words:

Artificial lift using gas lift; artificial lift using Jet Pump; pumping optimization; optimization using Prosper; Haoud Berkaoui.

## ملخص

في ظرف 150 سنة البترول غير حياة البشر حتى أصبح قاعدة الاقتصاد العالمي فالدول المنتجة و المصنعة سارعت إلى استغلاله استغلالا واسعا.

لكن استغلال الذهب الأسود واجه صعوبات عديدة و على المهندس المختص في الإنتاج الوصول إلى معرفة هذه الصعوبات و محاولة حلها.

هذا العمل الخاص بنيل بشهادة نهاية الدراسة الجامعية قمنا به في الشركة الوطنية لنقل و تسويق المواد البترولية أو ما يعرف ب (سونا طراك).

و العمل يتركز حول دراسة ثلاثة آبار منتجة البترول الموجودة في منطقة حوض بركاوي الواقعة في الجهة الجنوبية الشرقية للجزائر. الآبار (OKN 55 OKN722) عرفت تراجع في الإنتاج نتيجة تراكم الأملاح في جوانبها و للحد من ذلك استدعى الأمر ضخ للماء و الغاز. هذا ما يعرف GLC. هذه التقنية كثيرا ما استخدمت في حوض بركاوي و أعطت بنتائج هامة.

أما في ما يخص DRT03 و الذي انخفض إنتاجه انخفاضا كثيرا و نظرا لوقوع البئر في منطقة معتزلة و لاستغلاله, اقترحت طريقة الضخ الدائم ب Jet Pum علما إن هذه الطريقة جديدة و لا تستخدم إلا نادرا حيث لأول مرة تستخدمها سونا طراك.

دراسة معممة لهذه التقنيات الخاصة لتطوير الإنتاج جريت الذي تأكدنا من خلاله عن نجاعة الفكرة و لتأكد من ذلك قمنا بمراجعتها و معرفة مدى صلاحيتها للإنتاج الاقتصادي و اقترحنا طرق أفضل لتحسينها.

الرئيسية الكلمات: ضخ للماء و الغاز Jet Pump, GLC

## *Liste des Figures*

---

<b>Figure II.1</b>	Ecoulement linéaire.....	15
<b>Figure II.2</b>	Ecoulement radial circulaire.....	15
<b>Figure III.1</b>	configuration d'un gas-lift typique.....	21
<b>Figure III.2</b>	Vanne gas-lift (casing operated) .....	22
<b>Figure III.3 (a)</b>	Phase initiale de déchargement.....	24
<b>Figure III.3 (b)</b>	Entrée de gaz à travers la première vanne.....	24
<b>Figure III.3 (c)</b>	Le gaz entre dans la deuxième vanne.....	25
<b>Figure III.3 (d)</b>	Début de fermeture de la troisième vanne.....	25
<b>Figure III.3 (e)</b>	Conditions de décharges du puits.....	26
<b>Figure III.4</b>	Vanne casing operated.....	27
<b>Figure III.5</b>	Procédure graphique de tarage des vannes gas-lift.....	32
<b>Figure III.6</b>	Design graphique pour des vannes opérés par casing COV.....	35
<b>Figure III.7</b>	Schéma descriptif de la complétion GLC.....	37
<b>Figure III.8</b>	Schéma de la Parallèle flow tub.....	38
<b>Figure IV.1</b>	Schéma descriptif de la pompe à tiges.....	41
<b>Figure IV.2</b>	Cycle de la pompe à tiges.....	42
<b>Figure IV.3</b>	Schéma descriptif d'une installation ESP.....	43
<b>Figure IV.4</b>	Schéma descriptif de la pompe hydraulique à piston.....	44
<b>Figure IV.5</b>	Schéma descriptif de la turbopompe.....	45
<b>Figure IV.6</b>	Composants de la pompe hydraulique (jet pump).....	47
<b>Figure IV.7</b>	Principe de fonctionnement de la jet pump.....	48
<b>Figure V.1</b>	Evolution du water-cut du puits OKN-55 en fonction du temps.....	51
<b>Figure V.2</b>	Localisation du puits OKN-55 et des puits producteurs avoisinants.....	53
<b>Figure V.3</b>	Evolution de la PFS en fonction du cumul des puits injecteurs au voisinage du puits OKN-55.....	55
<b>Figure V.4</b>	Evolution du débit d'injection d'eau du puits OKN-56 en fonction du temps.....	56
<b>Figure V.5</b>	Evolution du débit d'injection au niveau du puits OKN-541.....	57
<b>Figure V.6</b>	Evolution du débit d'injection du puits OKN-44 en fonction du temps..	58
<b>Figure V.7</b>	Evolution du débit d'injection du puits OKN-54 en fonction du temps..	59
<b>Figure V.8</b>	Carte en Isobathe au toit de la Série inférieure.....	60
<b>Figure V.9</b>	Corrélation diagraphique entre les puits OKN-55, 54 et 44 sur la base du gamma-ray.....	61
<b>Figure V.10</b>	Evolution de la salinité de l'eau du puits OKN-55 en fonction du temps.....	63
<b>Figure V.11</b>	Evolution de la salinité de l'huile au niveau du puits OKN-55 en fonction du temps.....	64
<b>Figure V.12</b>	Nombre d'opérations de dessalage par circulation d'eau du puits OKN- 55.....	65
<b>Figure V.13</b>	Evolution du volume d'eau injecté en fonction du temps au niveau du puits OKN-55.....	66
<b>Figure V.14</b>	Evolution du Water-cut en Fonction du temps.....	67

## *Liste des Figures*

---

<b>Figure V.15</b>	Localisation du puits OKN-722 par rapport au puits injecteurs avoisinants.....	70
<b>Figure V.16</b>	Influence du cumul d'injection du puits OKN-732 sur la PFS du puits OKN-722.....	71
<b>Figure V.17</b>	Corrélation diagraphique entre les puits OKN-722 et OKN-732 sur la base du gamma-ray.....	72
<b>Figure V.18</b>	Carte en Isobathe au top de la série inférieure.....	74
<b>Figure V.19</b>	Salinité du puits OKN-722.....	77
<b>Figure V.20</b>	Nombre d'opération de grattage et d'injection de bouchons d'eau.....	78
<b>Figure V.21</b>	Volume d'eau injecté en bouchons dans le puits OKN-722.....	78
<b>Figure V.22</b>	Carte de localisation du puits DRT-03.....	81
<b>Figure VI.1</b>	IPR approximatif au fond du puits OKN-55.....	87
<b>Figure VI.2</b>	IPR réel du puits OKN 55.....	87
<b>Figure VI.3</b>	IPR et VLP du puits OKN 55.....	88
<b>Figure VI.4</b>	interface de Prosper pour le design GLC du puits OKN 55.....	90
<b>Figure VI.5</b>	Evolution du débit d'huile en fonction du débit d'injection du gaz du puits OKN-55.....	93
<b>Figure VI.6</b>	Evolution du gain journalier en fonction de la quantité de gaz injecté..	97
<b>Figure VI.7</b>	IPR du puits OKN-722.....	102
<b>Figure VI.8</b>	Comparaison de l'erreur des différentes corrélations.....	105
<b>Figure VI.9</b>	Courbe IPR vs VLP du puits OKN 722.....	105
<b>Figure VI.10</b>	Evolution du débit d'huile en fonction de l'injection de gaz du puits OKN-722.....	109
<b>Figure VI.11</b>	Evolution du gain journalier en fonction de la quantité de gaz injectée.....	111
<b>Figure VI.12</b>	Courbe IPR du puits DRT-03.....	116
<b>Figure VI.13</b>	Comparaison entre les différentes corrélations au niveau du puits DRT-03.....	119
<b>Figure VI.14</b>	Influence de la pression et débit d'injection sur la récupération d'huile.....	122
<b>Figure VII.1</b>	Comparaison des revenus engendrés par le GLC et le GLS du puits OKN-55.....	126
<b>Figure VII.2</b>	Comparaison des revenus entre le GLC e GLS du puits OKN-722. .	128
<b>Figure VII.3</b>	Comparaison des revenus issus des deux complétions.....	131
<b>Figure a1.1</b>	Banc de tarage des vannes gas lift (décharge) à Haoud Berkaoui	
<b>Figure a1.2</b>	Fatigreur de Haoud Bekaoui	
<b>Figure a1.3</b>	Composants de la vanne de décharge gas-lift	
<b>Figure a1.4</b>	Description de la switching valve	
<b>Figure a1.5</b>	Banc de tarage de la switching valve.	
<b>Figure a2.1</b>	Interface graphique du logiciel PROSPER.	
<b>Figure a3.1</b>	Procédure de pose des vannes gas-lift	
<b>Figure a3.2</b>	Procédure de repêchage des vannes gas-lift	

## *Liste des Figures*

---

**Figure a6.1**

Fiche technique du puits OKN-55

**Figure a6.2**

Fiche technique du puits OKN-722

**Figure a6.3**

Fiche technique du puits DRT-03

## Liste des Tableaux

---

<b>Tableau I.1</b>	Caractéristiques petrophysiques des champs de la région de Berkaoui.....	8
<b>Tableau II.1</b>	Classification des corrélations.....	19
<b>Tableau V.1</b>	Distance entre les puits injecteur et le puits OKN-55.....	54
<b>Tableau V.2</b>	Distance entre les puits injecteurs et le puits producteur OKN-722.....	69
<b>Tableau V.3</b>	Résultats des corrélations diagraphiques entre les deux puits OKN-722 et OKN-732.....	73
<b>Tableau V.4</b>	Résultats des diagraphies de production.....	75
<b>Tableau VI.1</b>	caractéristiques PVT du fluide.....	85
<b>Tableau VI. 2</b>	données nécessaires au calcul de la pression de fond dynamique.....	86
<b>Tableau VI.3</b>	données nécessaires au design GLC.....	89
<b>Tableau VI.4</b>	Caractéristiques des vannes de gaz lift.....	91
<b>Tableau VI.5</b>	Evolution du débit d’huile en fonction du débit de gaz injecté.....	92
<b>Tableau VI.6</b>	Calcul économique du débit de gaz optimal.....	96
<b>Tableau VI.7</b>	Données des vannes gas- lift pour le puits OKN-55.....	98
<b>Tableau VI.8</b>	Résultat du tarage des vannes.....	98
<b>Tableau VI.9</b>	Positionnement des vannes d’injection d’eau.....	100
<b>Tableau VI.10</b>	Calcul de la quantité d’eau à injecter pour le dessalage du puits OKN-55.....	100
<b>Tableau VI.11</b>	Caractéristiques du fluide produit par le puits OKN 722.....	101
<b>Tableau VI.12</b>	Données nécessaires pour trouver l’IPR du puits OKN 722.....	102
<b>Tableau VI.13</b>	Résultats des tests de puits d’OKN 722.....	103
<b>Tableau VI.14</b>	Comparaison des points de fonctionnements pour différentes corrélations au puits OKN-722.....	104
<b>Tableau VI.15</b>	Données nécessaires pour la complétion GLC du puits OKN-722.....	106
<b>Tableau VI.16</b>	Caractéristiques des vannes gaz lift du puits OKN-722.....	107
<b>Tableau VI.17</b>	Evolution du débit d’huile en fonction du débit d’injection de gaz du puits OKN-722.....	108
<b>Tableau VI.18</b>	Calcul économique du débit de gaz optimal.....	110
<b>Tableau VI.19</b>	Données nécessaires pour le tarage des vannes du puits OKN 722.....	112
<b>Tableau VI.20</b>	Paramètres de tarages des vannes du puits OKN-722.....	112
<b>Tableau VI.21</b>	Positionnement des vannes d’injection d’eau du puits OKN-722.....	113
<b>Tableau VI.22</b>	Calcul des quantités d’eau à injecter pour le dessalage du puits OKN-722.....	114
<b>Tableau VI.23</b>	Caractéristiques PVT du fluide du puits DRT-03.....	115
<b>Tableau VI.24</b>	Complétion du puits DRT-03.....	115
<b>Tableau VI.25</b>	Données nécessaires pour le calcul de l’IPR du puits DRT-03.....	116
<b>Tableau VI.26</b>	Données nécessaires pour établir la courbe VLP du puits DRT-03.....	117
<b>Tableau VI.27</b>	Comparaison des points de fonctionnements pour les différentes corrélations.....	118
<b>Tableau VI.28</b>	Données nécessaires au design de la Jet pump.....	119
<b>Tableau VI.29</b>	caractéristiques de la pompe.....	120
<b>Tableau VI.30</b>	Etude de sensibilité du débit produit en fonction de la pression d’injection de l’eau .....	120

## *Liste des Tableaux*

---

<b>Tableau VI.31</b>	Evolution du débit d'huile en fonction du débit et de la pression d'injection de la pompe.....	121
<b>Tableau VI.32</b>	Débits d'huile optimum pour divers débits et pressions d'injections.....	122
<b>Tableau VII.1</b>	Comparaison des complétions GLC et GLS du puits OKN-55.....	124
<b>Tableau VII.2</b>	Investissement de la complétion GLC du puits OKN-55.....	125
<b>Tableau VII.3</b>	Comparaison des revenus entre le GLC et le GLS du puits OKN-55.....	127
<b>Tableau VII.4</b>	Comparaison entre GIC et GLS pour le puits OKN-722.....	128
<b>Tableau VII.5</b>	Comparaison des revenus entre le GLC et GLS du puits OKN-722.....	129
<b>Tableau VII.6</b>	Comparaison entre la production activée et naturelle du puits DRT-03.....	130
<b>Tableau VII.7</b>	Comparaison des revenus entre production naturelle et activée du puits DRT-03.....	130

# Nomenclature et Abréviations

---

## Nomenclature

$\phi$  : Porosité

$k$  : Perméabilité

$s_w$  : Saturation en eau

$B_g$  : Facteur Volumétrique du Gaz

$B_o$  : Facteur Volumétrique de l'huile

$\mu_g$  : Viscosité du gaz

$\mu_o$  : Viscosité de l'huile

$d_g$  : Densité du gaz

$P_G$  : Pression de gisement

$P_R$  : Pression de réservoir

$P_B$  : Pression de bulle

$P_{wf}$  : Pression de fond dynamique

$v$  : Vitesse du fluide

$A$  : section de passage du fluide

$q$  : Débit de fluide

$Q_{oil}$  : Débit d'huile

$q_o$  : Débit d'huile

$Q_g$  : Débit de gaz

$q_{omax}$  : Débit d'huile maximal

$q_{ob}$  : Débit d'huile au point de bulle

$J$  : Indice de Productivité

$IP$  : Indice de productivité

$\rho$  : Masse volumique du fluide

$\rho_g$  : Masse volumique du gaz

$d$  : Diamètre de la conduite

$L$  : Longueur parcourue par le fluide

$g$  : Constante de gravité universelle

$\theta$  : Angle d'inclinaison

$f$  : Facteur de frottement

$P_t$  : Pression en tête de puits

$\Delta P$  : Différence de pression

$P_{tbg}$  : Pression tubing

$G_s$  : Gradient de pression statique

$G_f$  : Gradient de pression dynamique

$H$  : Profondeur

$P_{wh}$  : Pression entête de puits

$P_v$  : Pression de vanne gas-lift

$P_{sep}$  : Pression du séparateur

$Q_L$  : Débit liquide

$Q_{inj}$  : Débit gaz injecté

$P_b$  : Pression du soufflet (bellow)

$A_b$  : Section transversale du soufflet

$A_p$  : Section transversale de l'orifice

$F_c$  : Force de fermeture de la vanne

$P_T$  : Pression du tubing

$T$  : Température

$TE$  : Effet tubing

$Z$  : Facteur de compressibilité

$T_F$  : Température de fond

$T_S$  : Température de Surface

## Nomenclature et Abréviations

---

**P<sub>w</sub>** : Pression du puits

**C<sub>t</sub>** : Facteur de correction de température

**K<sub>c</sub>** : Effet tubing

**P<sub>bst</sub>** : Pression du soufflet en surface

**P<sub>otr</sub>** : Pression d'ouverture de la vanne au banc de test

**n** : Nombre de mole de gaz

**P<sub>s</sub>** : Pression standard

**P<sub>n</sub>** : Pression normale

**T<sub>s</sub>** : Température standard

**T<sub>n</sub>** : Température normale

**PC<sub>volumique</sub>** : Pouvoir Calorifique volumique

**P<sub>cvc</sub>** : Pression du casing à la fermeture de la vanne

**A<sub>j</sub>** : Section du Jet Nozzle

**A<sub>s</sub>** : Section nette de la gorge

**A<sub>t</sub>** : Section totale de la gorge

**R** : Nombre adimensionnel relatif à la section du Nozzle

**η** : Efficacité de la pompe

**R** : Constante des gaz parfaits

**V** : Volume d'huile produite

**I<sub>o</sub>** : Investissement initial

**t** : Délai de récupération

**PC<sub>massique</sub>** : Pouvoir calorifique massique

### Abréviations

**HBK** : Champ de Haoud Berkaoui

**GLA** : Champ de Guellala

**GLC**: Gas Lift Conventionnel

**GLS**: Gas Lift Simple

**IPR**: Inflow Performance Relationship

**VLP**: Vertical Lift Performance

**WOC**: Water Oil Contact

**GOR**: Gas Oil Ratio

**GLR**: Gas Liquid Ratio

**COV**: Casing Operated Valve

**AOF**: Absolute Open Flow

**TEF**: Tubing Effect Factor

**Btu**: British thermal units

## *Liste des annexes*

---

**Annexe 1** : Banc de tarage des vannes gas-lift et d'injection d'eau

**Annexe 2**: Présentation du logiciel PROSPER

**Annexe 3**: Procédure de pose et repêchage des vannes gas-lift

**Annexe 4** : Conversions utiles

**Annexe 5** : Définitions utiles

**Annexe 6** : Fiches techniques des puits

**Annexe 7** : Abaques

# Sommaire

---

**Remerciements**

**Dédicace**

**Résumé**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Liste des annexes**

**Nomenclature et Abréviations**

**Introduction Générale**..... 1

**Historique**..... 4

## **Chapitre I : Généralités sur le champ de Haoud Berkaoui**

I.1. Situation Géographique..... 7

    I.1.1. HAOUD-BERKAOUI..... 7

    I.1.2. BENKAHLA..... 7

    I.1.3. GUELLALA..... 8

    I.1.4. LA PERIPHERIE..... 8

I.2. Caractéristiques petrophysiques..... 8

I.3. Propriétés des fluides de gisement..... 9

    I.3.1. Propriétés du gaz..... 9

    I.3.2. Propriétés de l'huile..... 9

    I.3.3. Propriétés de l'eau de gisement..... 9

I.4. Problèmes d'exploitation au champ de Berkaoui..... 10

    I.4.1. Diminution de la pression de gisement..... 10

    I.4.2. Entrées d'eau..... 10

    I.4.3. Dépôts de sels..... 10

    I.4.4. Asphaltènes..... 11

    I.4.5. Non éruptivité..... 11

    I.4.6. Problèmes relatifs au gaz lift..... 11

# Sommaire

---

## Chapitre II : Analyse Nodale

Introduction.....	12
II.1.1. Applications.....	12
II.1.2.1) Equation de Darcy.....	13
II.1.2.2) Méthode de Vogel.....	16
II.1.3. Vertical Lift Performance (VLP).....	18

## Chapitre III: Gas Lift

Introduction.....	20
III.1. Système de gas-lift conventionnel.....	20
III.1.1. Equipement gas-lift de surface.....	21
III.1.2. Equipement de fond.....	21
III.2. Principe de fonctionnement du gas-lift.....	22
III.3. Conception de l'installation Gas-Lift.....	26
III.3.1. Vannes opérés par pression du casing ‘‘ Casing Operated valve ‘‘(COV).....	27
III.5.1.2) Mécanisme de fonctionnement de la COV.....	27
III.5.1.3) Forces quand la vanne est fermée.....	27
III.5.1.4) Forces quand la vanne est ouverte.....	29
III.5.1.5) La plage ou Fourchette d'ouverture.....	29
III.3.2. Tarage des vannes.....	35
III.4. Completion GLC.....	36
III.4.1. Introduction.....	37
III.4.2. Equipements de la complétion GLC.....	39
III.4.2.1) Equipements de fond.....	39
III.4.3. Equipements de surface.....	39
III.4.4. Design de la complétion GLC.....	39
III.4.5. Réalisation de la complétion GLC.....	39
III.4.6. Principe de fonctionnement.....	39
III.4.7. Circuit du gaz.....	39
III.4.8. Circuit de l'eau.....	40

# Sommaire

---

## Chapitre IV : Pompage

Introduction.....	41
IV.1. Pompe à tiges.....	41
IV.2. Pompe électrique immergé (Electrical Submersible Pump, ESP).....	43
IV.3. Pompe Hydraulique.....	43
IV.3.1 Pompe hydraulique à piston.....	44
IV.3.2. Turbo pompe.....	45
IV.3.3. Jet Pump.....	46
IV.3.3.1) Avantages de la pompe hydraulique ( Jet Pump ).....	46
IV.3.3.2) Principe de fonctionnement.....	46
IV.3.3.3) Caractéristiques de la Jet Pump.....	48

## Chapitre V : Etude des problèmes d'exploitation des puits candidats

Introduction.....	51
V.1. Problèmes d'exploitation du puits OKN-55.....	51
V.1.1. Entrées d'eau.....	51
V.1.1.1) Conséquences des venues d'eau.....	52
V.1.1.2) Investigation sur l'origine de l'eau.....	53
V.1.2. Problème de dépôts de sel.....	64
V.2. Problèmes d'exploitation du puits OKN 722.....	67
V.2.1. Entrée d'eau.....	67
V.2.1.1) Investigation sur l'origine du problème de percée d'eau.....	68
V.2.2. Dépôts de sel.....	77
V.3. Problèmes d'exploitations du puits producteur DRT 03.....	80
V.3.1 Recommandations.....	80
Conclusion.....	83

## Chapitre VI : Design et optimisation d'injection des puits candidats

Introduction.....	84
VI.1. Etude du puits OKN-55.....	85
VI.1.1. Modélisation du puits OKN 55 avec PROSPER.....	85
VI.1.1.1) Données nécessaires.....	85

# Sommaire

---

VI.1.1.2) détermination de l'IPR et VLP.....	86
VI.1.1.3) Point de fonctionnement.....	88
VI.1.2. Design de la complétion GLC.....	89
VI.1.3. Optimisation de l'injection de gaz.....	91
VI.1.3.1) Techniquement.....	91
VI.1.3.2) Economiquement.....	94
VI.1.4. Tarage des vannes de gas-lift en surface.....	97
VI.1.5. Vannes d'injection d'eau.....	99
VI.1.6. Débit d'eau injectée.....	100
VI.2. Etude du puits OKN-722.....	101
VI.2.1. Modélisation du puits.....	101
VI.1.2.1) Choix du type de fluide.....	101
VI.1.2.2) Caractéristiques PVT du fluide produit à travers le puits OKN 722.....	101
VI.1.2.3) Equipements du puits.....	102
VI.1.2.4) Détermination de l'IPR et VLP du puits OKN 722.....	102
VI.1.2.5) Point de fonctionnement.....	105
VI.2.2. Application du GLC (Gas lift Conventionnel).....	106
VI.2.3. Optimisation de l'injection de gaz.....	107
VI.2.3.1) Techniquement.....	107
VI.2.3.2) Economiquement.....	109
VI.2.4. Tarage des vannes du puits OKN-722.....	112
VI.2.5. Positionnement des vannes d'injection d'eau.....	113
VI.2.6. Détermination du débit d'injection de la flooding valve.....	113
VI.3. Etude du puits DRT-03.....	114
VI.3.1. Modélisation du puits.....	114
VI.3.1.1) Détermination de l'IPR et du VLP.....	116
VI.3.1.2) Détermination du point de fonctionnement du puits.....	118
VI.3.2. Design de la pompe hydraulique (Jet Pump).....	119
VI.3.3. Optimisation du débit d'injection du fluide moteur (eau) de la jet pump.....	121
Conclusion.....	123

# Sommaire

---

## Chapitre VII : Etude économique

Introduction.....	123
VII.1. Comparaison des conditions de production pour les trois puits.....	123
VII.1.1. Comparaison GLC et GLS pour le puits OKN-55.....	123
VI.1.1.2) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions.....	125
VII.1.2. Comparaison entre GLC et GLS pour le puits OKN-722.....	127
VII.1.2.1) Calcul du délai de récupération de l'investissement du puits OKN-722.....	127
VII.1.2.2) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions.....	129
VII.1.3 Apport de la pompe au puits DRT-03.....	129
VII.1.3.1) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions.....	129
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>132</b>

## Annexes

# Introduction Générale



# *Introduction Générale*

---

Le pétrole est la première source d'énergie dans le monde, elle permet de satisfaire 32 % des besoins énergétiques. Selon l'AIE (Agence Internationale de l'énergie) la consommation mondiale a augmenté de 990 000 barils/jour en 2015 pour atteindre une consommation mondiale de 93.5 millions de barils par jour.

La forte demande mondiale en énergie fossile pousse les compagnies pétrolières à déployer tous les moyens disponibles pour augmenter la production de l'huile et du gaz. Plusieurs développements technologiques ont été réalisés et des solutions ont été apportées pour relever le challenge et garantir ainsi une production mondiale suffisante. L'une des solutions est l'activation des puits ou ce qui est connu comme l'Artificial lift.

La production activée (Artificial lift) est une méthode permettant l'amélioration de la production par la diminution de la pression regagnant au fond du puits. L'activation peut être utilisée pour produire un puits non éruptif ou pour augmenter le débit d'un puits produisant à faible débit. Durant leur vie la majorité des puits sont soumis à une activation adéquate.

Il existe environ 2 millions de puits producteurs dans le monde, plus d'un million est produit par un système d'activation approprié. Parmi les puits à grand potentiel, 27% sont produits par pompage aux tiges, 52 % par gas-lift et le reste en utilisant des pompes hydrauliques ou un autre type d'activation. La sélection d'un système approprié dépend de plusieurs facteurs techniques et économiques. Afin de réaliser une meilleure sélection des méthodes d'Artificiel lift plusieurs logiciels ont été développés afin de pouvoir réaliser des scénarios de différents systèmes d'activation qui pourraient convenir à un cas bien précis.

# Introduction Générale

---

## Problématique

Le champ de Haoud Berkaoui a été mis en production en 1967, il connaît aujourd'hui une chute importante de pression, malgré la mise en place d'une récupération secondaire par injection d'eau. Compte tenu des divers problèmes d'exploitation qui surviennent dans cette région, on va se pencher sur les solutions envisageables et sur la méthode d'activation la plus appropriée.

Plusieurs contraintes sont rencontrées dans l'application de l'Artificial lift dans les puits étudiés. Effectivement, en plus de leur faible débit de production, ils nécessitent un dessalage en continu dû à l'aquifère saturé en sel sur lequel repose le réservoir de Haoud Berkaoui .

L'objectif de ce travail est de trouver une solution répondant aux besoins techniques et économiques pour l'étude de trois puits différents et ce en tenant compte de leurs problèmes d'exploitation. Les puits étudiés sont l'OKN-722, l'OKN-55 et le DRT-03.

Les puits OKN-55 et OKN-722 sont déjà soumis à une activation gas-lift avec injection par concentrique (GLS), cette complétion leur offre un débit de production acceptable, toutefois en vue des problèmes qu'ils rencontrent plus particulièrement les dépôts de sels dont ils souffrent, une nouvelle complétion est alors proposée.

Pour le cas du puits DRT-03 vu son faible débit de production, une activation est nécessaire, mais compte tenu de son isolement et de l'impossibilité de le raccorder à un réseau de gaz, l'activation la plus appropriée ne peut être le gas lift , un pompage dans ce cas s'avère être le plus utile. Le pompage hydraulique est la solution la plus envisageable, pour ce type de pompage on propose la Jet Pump qui va permettre en plus de l'amélioration de la production la prévention de la formation des dépôts de sels.

Ce présent document comprend un historique de l'activation à travers le monde afin d'avoir un aperçu sur le développement de ce domaine et des réalisations déjà effectuées. Dans le but de résoudre notre problématique on organise le travail comme suit : Le **premier chapitre** est dédié aux généralités concernant le champ de Haoud Berkaoui, ce chapitre a pour but de donner un aperçu sur les caractéristiques PVT et Petro-physiques du fluide et de la roche réservoir respectivement, ainsi que les problèmes généralement rencontrés dans le champ.

# Introduction Générale

---

Le **deuxième chapitre** est consacré à l'analyse nodale, qui sera l'un des outils théoriques permettant la réalisation du travail. En effet il sera utilisé pour la modélisation des puits.

Le **troisième chapitre** quant à lui est une explication détaillée du moyen d'activation par gas-lift qui permettra de comprendre sa technique, avec un attrait sur le GLC étant la complétion proposée.

Dans le **quatrième chapitre** une autre méthode d'activation sera proposée, qui consiste dans le pompage de façon générale et le Jet Pump d'une façon particulière en traitant son principe de fonctionnement.

Le **cinquième chapitre** traitera des problèmes d'exploitation liés aux puits étudiés, une investigation sur l'origine de ces problèmes sera aussi effectuée, ce chapitre aura comme but également de citer les solutions possibles et appropriées ainsi que des recommandations en vue de remédier aux différents problèmes.

La modélisation des trois puits, c'est-à-dire l'établissement d'un modèle numérique qui va permettre de reproduire le comportement des puits dans la réalité en utilisant le logiciel PROSPER sera abordé dans le **sixième chapitre**. Un design des nouvelles complétions proposées sera établi avec une optimisation de leurs paramètres de fonctionnement.

Le **septième et dernier chapitre** est consacré à l'étude économique quant à la rentabilité des nouvelles complétions et leur comparaison par rapport aux anciennes.

Dès lors L'objectif principal de ce travail est basée sur trois principes : l'analyse, l'investigation et la solution ; en effet pour chaque cas et pour améliorer la durée de vie des puits et surtout pour augmenter leur production, une analyse des problèmes que rencontrent chacun des puits va être effectuée, une investigation sur leur origine va être ensuite menée et pour finir des solutions possibles techniquement et qui répondent surtout aux contraintes économiques vont être proposées.

# Historique de l'activation



## *Historique de l'activation*

---

La découverte de l'or noir a été faite en 1859 par le "Colonel" Edwin Laurentine Drake en Pennsylvanie. En l'espace de seulement 10 ans le pompage a été introduit dans le but d'améliorer la production.

L'histoire de l'activation remonte à plus longtemps qu'on est amené à le penser, cette partie montre brièvement l'évolution de l'Artificial Lift dans le monde dans la plupart de ses formes.

Le pompage aux tiges, une des formes de l'activation des puits remonte au moins à 476 apr. J-C. Au cours de recherches archéologiques sur les familles bourgeoises qui ont vécu au cours des premières années de l'empire romain, les archéologues ont trouvés une pompe à double action faite de plomb, avec des plongeurs fait en bois et cuir.

Utilisée plutôt en onshore plutôt qu'en offshore, le pompage aux tiges est considéré comme le procédé d'activation le plus utilisé au cours des derniers 155 ans.

En 1859, les tiges étaient faites à partir du bois de frêne ou d'hickory. Ce n'est qu'à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle que les tiges en fer ont été introduites. Vue la grande profondeur des forages ainsi réalisés le poids des tiges a été considéré comme un réel problème en 1917, comme solution les tiges sont désormais creuses et faites à partir de matériaux composites. Le traitement thermique des tiges est introduit en 1923, la commercialisation de celles-ci ne commença quand 1930.

Un autre type d'activation tout aussi largement utilisé dans le monde est le gas lift. Il est considéré comme le moyen d'activation le plus ancien connu, en effet ceci ne peut être assimilé qu'en lisant ce que Silas Frederick Shaw, consultant en écoulement vertical a écrit en 1927 dans "Principles of the Air and Gas Lift" (Oil and Gas Journal), "L'écoulement du fluide à travers le puits est un gas-lift naturel avec le gaz comprimé fourni par la nature et dissous, mélangé ou associé avec l'huile".

A travers le XIX<sup>ème</sup> siècle diverses méthodes ont été développées afin d'activer des puits d'eau. Elles sont basées sur les travaux de l'ingénieur minier Allemand Carl Emanuel Loscher qui a utilisé de l'air comprimé pour extraire l'eau. En 1979, il a publié une description de son invention dans une brochure intitulée "Aerostatisches Kunstgezeug".

## *Historique de l'activation*

---

Selon J.H.A. Bone (Petroleum and Petroleum Wells, 2<sup>nd</sup> ed.; Philadelphia: J.B Lippincott & Co., 1865), beaucoup de puits ont vu leur débit chuter une fois complété alors qu'ils produisaient 3000 bbl/jr, "Ce qui est venu à l'esprit et qui s'est avéré une bonne solution c'est l'air comprimé qui est injecté par un injecteur (tube à l'intérieur du tubing), ceci permit alors d'augmenter la production de bon nombre de puits de 30 bbl/jr à environ 140 bbl/jr".

Jusqu'aux environs de 1900 plusieurs ingénieurs ont explorés des moyens pour améliorer l'activation à l'air pour les puits d'huile. D'autres ont essayé de comprendre comment l'air participe à l'amélioration de la production des puits d'eau du point de vue théorique et pratique.

Malgré l'utilisation de l'air pour l'activation le principe réel de fonctionnement n'a pas été compris, ceci a nécessité alors une meilleure connaissance de ce qu'est l'air et sa composition. Ceci a connu d'intensives recherches durant les quelques décennies de l'ère du pétrole.

Durant 1911 des tests ont été réalisés où du gaz à forte pression a été injectée dans un puits en vue d'augmenter le débit. L'application de l'injection de gaz ne s'est faite qu'au cours de 1920, où des examens sur le plan théorique ont été effectués afin de connaître la relation entre les quantités de gaz injectées et la quantité d'huile récupérée en d'autres termes l'influence du GOR, de la densité de l'huile et de l'effet du changement de conditions de pression et température sur l'écoulement du fluide. Les plus importants avancements dans le domaine du gaz lift ont été réalisés au cours de la période allant de 1920 à 1950. Alexander Boynton, J.Oliphant, Halbert B. Haverson, James W.Taylor, Thomas E. Bryan, Herbert C.Otis, Charles S. Crickmer, Jeddy D. Nixon and Henry Udell Garrett ont réalisés le plus grand nombre de développements en ce qui concerne les équipements utilisés dans le domaine du gas-lift.

C'est enfin en 1975 que Buford Neely (Artificail lift, SPE Reprint Series 12) a défini les deux types de gas-lift existants à savoir les gas-lift continu et intermittent.

Le pompage électrique, un autre type de pompage a vu sa première utilisation en 1894, avec le brevet d'Harry W. Pickett. Brevet N° 529804 a utilisé une pompe centrifuge, le prochain brevet fut en 1918 par Robert E. Newcomb. Ce n'est finalement quand 1926 que la première pompe électrique (ESP) est établit par Armais Arutunoff qui a inventé également le

## *Historique de l'activation*

---

câble électrique pour l'alimentation de la pompe immergée. En 1930 la pompe ainsi créée par Artunoff a été améliorée par Reda Pump Company. Le développement réalisé par cette pompe a permis par ailleurs de produire des débits importants à des profondeurs assez importantes ceci a donc permis de produire des débits encore plus importants que ceux obtenus par la pompe aux tiges avec 5000 bbl/jr pour 1000 ft jusqu'à 1000 bb/jr à 7000 ft.

Dans le cas du pompage hydraulique on distingue deux types de pompes, la pompe à piston à simple ou double effet et la Jet Pump.

La première pompe hydraulique a été créée durant le XVIII<sup>ème</sup> siècle où le piston de la pompe a été actionné par un moteur à vapeur. Plus tard le moteur Bull Cornish pumping a été créé en 1798 par William Bull et Richard Trevithick selon Arthur M. Green Jr. (Pumping machinery, 2<sup>nd</sup> ed., 1919), "Ce type de moteur a été longtemps utilisé plus que tout autre type de moteur, puisqu'il était plus simple que celui de Watt et avait tous les éléments pour être rentable économiquement". Ce sont les deux ingénieurs, Hiram W. Faucett et Alexander T. Comer qui ont eu le premier brevet aux états unis pour avoir créé ce type de pompe en 1872. Faucett obtient finalement un autre en 1878 pour avoir amélioré la pompe à vapeur pour les puits d'huile, où la chaleur dégagée par la vapeur permet d'éviter les accumulations de paraffines ou d'autres hydrocarbures solides.

Les efforts pour la commercialisation de la pompe hydraulique n'ont été faits qu'en 1920. Selon Coberly, c'est Arthur G. Gage qui a été un réel pionnier de la pompe hydraulique entre 1925 et 1953. En 1927 Edwin B. Galbreath, Long Beach, Californie a créé la première pompe hydraulique à double effet mais c'est Coberly qui est le premier à avoir introduit une pompe à double effet qui parut dans un article intitulé "Hydraulic Power Applied to oil well Pumping" (API Petroleum World, 1935), la pompe ainsi décrite dans cet article est une pompe hydraulique à installation fixe. En 1941 Coberly et Gordon Swain avec des brevets séparés ont introduit l'un des plus importants avantages de ce type de pompe c'est la "Free-pump", installation libre de la pompe qui permet de circuler un fluide vers la pompe et de produire l'huile depuis le puits. A l'aube des années 1970 la Jet Pump a été introduite sur le marché. Fretwell (2007) écrit, "La plus importante caractéristique de la Jet Pump c'est qu'elle n'a pas de parties mobiles, le pompage est réalisé par un transfert d'énergie entre deux fluides". Durant cette période la pompe hydraulique connaît une utilisation mondiale.

# Chapitre I : Généralités sur le champ de Haoud Berkaoui



## **I.1. Situation Géographique**

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km de Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt.

On distingue les champs suivants :

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km<sup>2</sup>, dont les principaux sont :

### **I.1.1. HAOUD-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 la mer. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situé au sommet de la structure. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions m<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 (gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

### **I.1.2. BENKAHLA**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>, élevée de 209 m par rapport le niveau de la mer il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Benkahla a été mis en production le 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions stdm<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

### I.1.3. GUELLALA

Le gisement de Guellala a une surface de 35 Km<sup>2</sup> avec une élévation Par rapport au niveau de la mer de 198 m. Il a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage GLA#01. Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions stdm<sup>3</sup> d'huile.

- Le réservoir principal « Série inférieure » et Le « T1 » réservoir secondaire.

- La profondeur moyenne est de 3500 m (Série inférieure).

### I.1.4. LA PERIPHERIE

Elle est composée de plus de 10 structures. La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle alors d'autres sont activés par gas-lift.

Parmi ces petits champs on a : N'goussa / DrâaTamra / Guellala Nord-Est / Haniet El Beida / Mokh El Kabech / Boukhazana ...etc.

## I.2. Caractéristiques petrophysiques

Les caractéristiques pétrophysiques de trois champs de la région sont résumées dans le tableau ci-dessous :

CARACTERISTIQUES	HAOUD 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>

### I.3. Propriétés des fluides de gisement

#### I.3.1. Propriétés du gaz

- Le facteur volumétrique de fond ( $B_g$ ) :
  - ✓ A la pression de bulle ( $P_b$ ) = 0,00581 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.
  - ✓ A la pression de gisement initiale ( $P_{gi}$ ) = 0,00347 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.
  
- La viscosité ( $\mu_g$ ) :
  - ✓ A la pression de bulle : 0,022 cpo.
  - ✓ A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo.
  
- La densité ( $d_g$ ) :
  - ✓ A la pression de bulle : 0,2030
  - ✓ A la pression de gisement initiale : 0,350

#### I.3.2. Propriétés de l'huile

- Le facteur volumétrique de fond ( $B_o$ ) :
  - ✓ A la pression de bulle ( $P_b$ ) : 1,59 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.
  - ✓ A la pression initiale de gisement ( $P_{gi}$ ) : 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 de gisement initiale : 0,337 cpo.
  
- La compressibilité :

Elle est déterminée à la pression de bulle :  $2,8 \cdot 10^{-4} \text{m}^3/\text{m}^3/\text{Kg}/\text{cm}^2$ .

#### I.3.3. Propriétés de l'eau de gisement

- A la pression de gisement initiale :
  - ✓ La densité (à 103°C) : 1,22 g/cm<sup>3</sup>.
  - ✓ La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm<sup>2</sup>).
  - ✓ La viscosité (à 103°C) : 0,760 cpo.
  - ✓ La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - ✓ F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.

- A la pression atmosphérique :
  - ✓ La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm<sup>3</sup>.
  - ✓ La résistivité (à 25°C) : 0,061 ohms m<sup>2</sup>/m.
  - ✓ La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo.

#### **I.4. Problèmes d'exploitation au champ de Berkaoui**

Le champ de Berkaoui mis en production depuis 1967 est soumis aujourd'hui à un certain nombre de problèmes d'exploitations. Les problèmes du champ sont les suivants :

##### **I.4.1. Diminution de la pression de gisement**

Au début de son exploitation le réservoir est caractérisée par une pression très élevée, celle-ci a tendance en effet à diminuer sous l'effet de la production. De nos jours la pression est de l'ordre de 250 bars. En l'espace de près de 50 ans la pression est réduite à sa moitié. Ceci montre bien que le réservoir s'est dépletée un peu trop rapidement, à ce rythme la pression va bientôt être en dessous de la pression de bulle ( $P_b=190$ bars), ceci va provoquer à l'avenir la formation d'un gaz cap et peut être une percée de gaz qui va rendre la production d'autant plus difficile. L'organisation de Berkaoui a ainsi recours à une injection d'eau périphérique dans le but de réduire la chute de pression et de maintenir celle-ci le plus longtemps possible.

##### **I.4.2. Entrées d'eau**

Plusieurs puits du champ de Berkaoui souffrent d'une entrée d'eau. Celle-ci est soit due à l'eau de gisement ou à l'eau d'injection suite à une progression trop rapide du front d'eau. Ceci a ainsi provoqué l'hydratation des puits et l'alourdissement de la colonne hydrostatique, ce qui rend la production d'autant plus difficile. Cette eau réduit également la quantité d'huile puisque la proportion d'eau (water-cut) est en nette augmentation, ajouté à cela l'eau est responsable de la corrosion des conduites et du tubing d'où la gravité du problème.

##### **I.4.3. Dépôts de sels**

Ceci est peut être le problème le plus fréquent au niveau du champ de Berkaoui. La forte salinité de l'eau de gisement (350 g/l) fait que des dépôts se forment au niveau du tubing et des restrictions lorsqu'un changement de conditions de pression et température se produit. Le

sel affecte également l'huile puisque sa salinité se voit augmenter ceci affecte les unités de surface et de fond également car le sel provoque la détérioration des équipements.

La solution du problème serait alors la mise en place d'un procédé de dessalage afin d'y remédier telque le grattage par unité wire-line ou l'injection d'un bouchon d'eau en vue du dessalage. Ceci a aussi aboutit à l'injection d'eau en continu grâce à une complétion spécifique GLC (Gas-Lift Conventionnel), qu'on verra en détail dans la suite du document.

#### **I.4.4. Asphaltènes**

Les dépôts d'asphaltènes ne sont pas très fréquents au niveau de Berkaoui. Ces dépôts organiques solides ne se présentent qu'au niveau de deux puits. Ce problème se présente suite à la solidification des fractions lourdes du brut qui sont dues à un changement des conditions thermodynamiques.

#### **I.4.5. Non éruptivité**

Ceci est un réel problème qu'endure le champ de Berkaoui, la plupart des puits vieillissent et l'énergie disponible n'est plus suffisante pour faire parvenir l'effluent en surface. Ceci est un résultat de la chute de la pression du réservoir. Dans le but de palier à ce problème les puits non ou semi-éruptifs sont produit avec un moyen d'activation, la plupart des puits sont mis en gaz lift. Ce procédé d'activation est le plus utilisé à Berkaoui et fait l'objet d'une partie de ce document.

#### **I.4.6. Problèmes relatifs au gaz lift**

Dans le cas du gaz lift les stations de compression ne fournissent pas une pression suffisante pour l'injection du gaz, ceci ne permet pas l'injection en un seul point et nécessite l'utilisation de vannes de décharges. Un autre problème est la corrosion des équipements due à l'injection du gaz, ceci nécessite la remontée des macaronis en vue d'être examinés et cela périodiquement.

# Chapitre II : Analyse Nodale



### Introduction

Dans un système de production les propriétés du fluide changent en fonction du changement de température et de pression, il est donc nécessaire pour pouvoir simuler leurs écoulements de choisir un point où leurs propriétés sont égales et qui divise le système en sections. Ce point est le nœud, il peut être placé, en fonction de ce qu'on désire optimiser, dans n'importe quelle section du système.

En industrie pétrolière, l'analyse de ce système en vue de déterminer la pression et le débit est appelée analyse nodale, cette analyse est basée sur le principe de la continuité de pressions et débits c'est-à-dire que la pression et débit au niveau du nœud choisi sont uniques peu importe qu'elles soient évaluées à partir de la performance des composants en amont ou en aval. Dans ce chapitre, le principe de cette analyse sera abordé. Ceci nécessite l'usage de notions reliées au réservoir ainsi que l'étude des écoulements multiphasiques qui se produisent dans les conduites.

On va donc voir en bref comment établir les courbes de performance qui relient le débit à la pression, si la courbe décrit les composants en amont elle est appelée « inflow performance curve » et si elle décrit ceux en aval est appelé « outflow performance curve », le point d'intersection entre ces deux courbes est appelé point de fonctionnement au nœud choisi.[1][5][6]

#### II.1.1. Applications

L'analyse nodale est une méthode qui permet d'optimiser différents composants de différents puits qu'ils soient producteurs, injecteurs ou activés, elle est utilisée pour résoudre plusieurs problèmes de l'industrie pétrolière tel que :

- ✓ L'Optimisation des équipements de production.
- ✓ Le design du gas-lift.
- ✓ Déterminer les conditions d'écoulement d'un puits.
- ✓ Evaluer l'efficacité des perforations.
- ✓ Evaluer l'efficacité de la stimulation.

Dans ce qui suit et pour les besoins de l'étude on choisit le point nodal au fond du puits  $P_{wf}$  donc :[6]

- INFLOW:  $P_{wf} = P_R - \Delta P$  (Équation II.1)

- OUTFLOW:  $P_{wf} = P_t + \Delta P$  (Équation II.2)

### II.1.2. Inflow Performance Relationship

Comme le point nodal est choisi au fond du puits l'Inflow performance sera appelé Inflow Performance Relationship (IPR) et étudiera l'écoulement dans le réservoir.

L'IPR est défini comme étant la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond, généralement cette relation est présentée sous forme graphique.

On trace les pressions de fond sur l'axe des ordonnées et les débits de production sur l'axe des abscisses.

La courbe IPR permet donc d'étudier l'écoulement dans le réservoir ce dernier est un composant du système de production<sup>1</sup>, il est caractérisé par une certaine porosité, une perméabilité et une saturation. Dans l'industrie pétrolière l'étude de l'écoulement du fluide dans le réservoir vers le puits est d'une grande importance autant pour cerner le réservoir lui-même que pour développer et optimiser la production. Cet écoulement dépend du draw down c'est-à-dire de la différence de pression entre le réservoir et le fond du puits ( $P_R - P_{wf}$ ) plusieurs auteurs ont proposés des équations visant à construire l'IPR. [5][6]

#### II.1.2.1) Equation de Darcy

Darcy a proposé une équation empirique reliant la vitesse du fluide apparente à la perte de charge à travers cette filtrante, l'équation est noté sous la forme suivante :

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} * \frac{dP}{dx} \quad \text{(Équation II.3)}$$

Avec

- v : Vitesse apparente du fluide
- k : Perméabilité du milieu

<sup>1</sup> Le système de production est composé du réservoir du tubing de production, du séparateur et du réseau de collecte

- $\mu$  : Viscosité du fluide
- $dp/dx$  : gradient de pression dans le sens de l'écoulement
- $q$  : Débit
- $A$  : Section de passage

Pour pouvoir appliquer La loi de Darcy plusieurs conditions doivent être réalisés qui sont les suivantes :

- Faible vitesse d'écoulement (laminaire).
- Ecoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre le fluide et la formation

L'équation de Darcy selon le type d'écoulement peut avoir plusieurs formes :

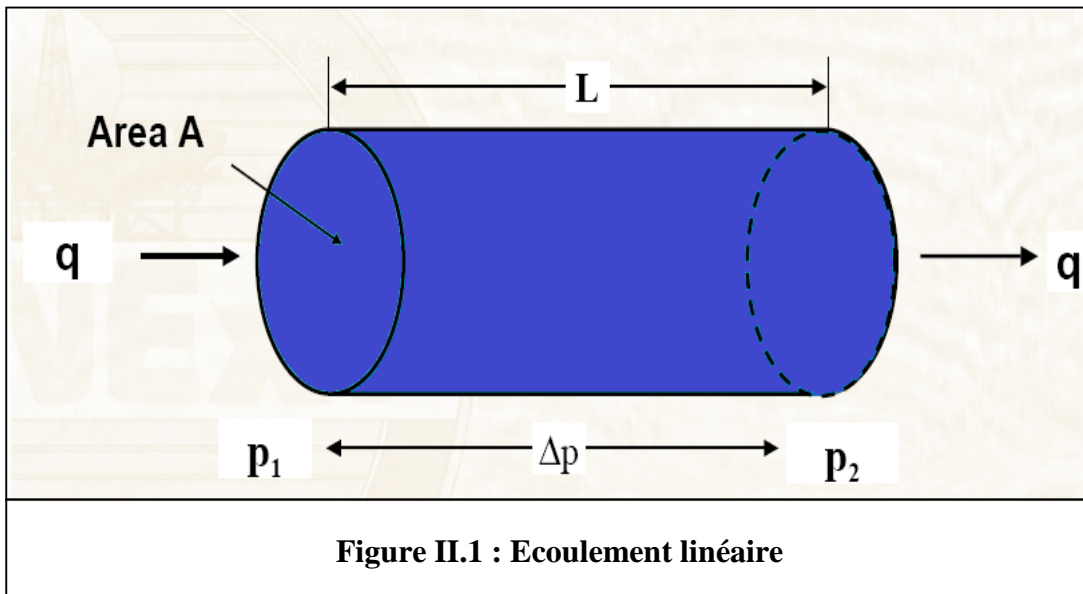
a) Ecoulement linéaire

Après intégration de la loi de darcy en supposant que  $q$ ,  $\mu$ , et  $k$  sont indépendants de la pression ou qu'ils peuvent être évalués à une pression moyenne, et pour un écoulement linéaire à travers une section constante ( $A$ ) On obtient l'expression suivante :

$$P_2 - P_1 = -\frac{q * \mu}{k * A} * L \quad \text{(Équation II.4)}$$

Avec :

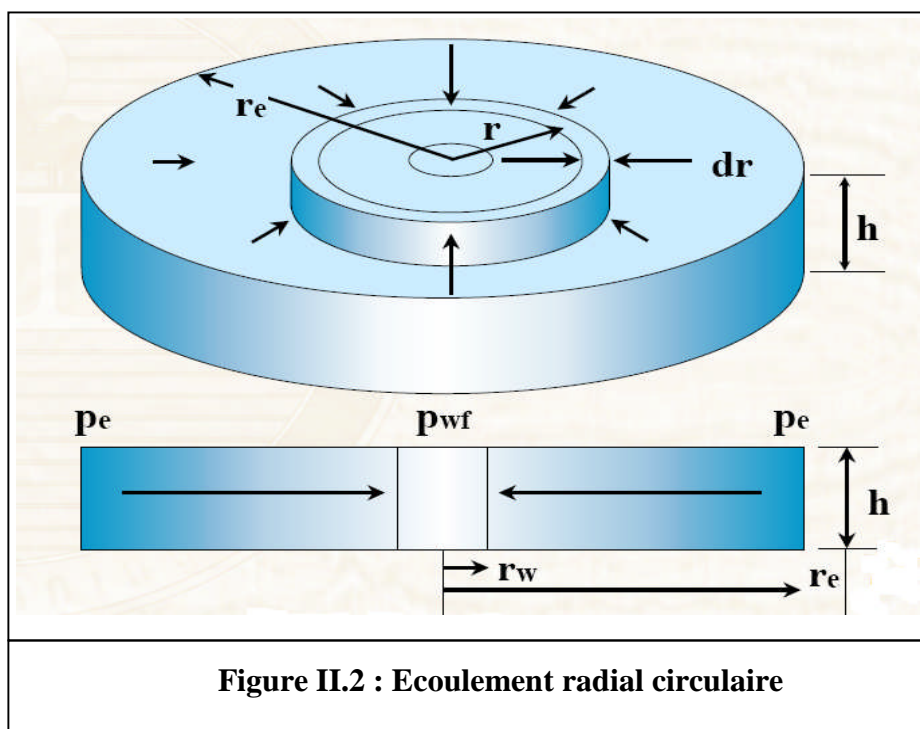
- $P_2$  : Pression de sortie
- $P_1$  : Pression d'entrée
- $L$  : Longueur de la conduite
- $A$  : Section
- $q$  : Débit
- $k$  : Perméabilité



b) Ecoulement radial

Pour un écoulement radial l'expression de la loi de darcy s'écrit sous la forme suivante :

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} * \frac{dP}{dr} \quad \text{(Équation II.5)}$$



L'équation de darcy permet donc de générer l'IPR mais nécessite pour cela de connaître un grand nombre de données qui ne sont pas toujours en notre possession, c'est pour cela que d'autres méthodes sont apparues, pour appliquer ces dernières seules des tests de stabilisation sont nécessaires parmi ces méthodes on cite la méthode de Vogel qui est largement utilisée dans l'industrie.[6][4]

### II.1.2.2) Méthode de Vogel

Vogel a construit une équation mathématique en se basant sur l'étude de vingt et un réservoirs avec différentes caractéristiques, la représentation graphique des IPR de ces réservoirs a donné lieu à l'équation suivante reliant le débit à la pression adimensionnelle  $P_{wf}/P_R$  :

$$q_o = q_{o\max} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad \text{(Équation II.6)}$$

Avec :

$q_o$  : débit d'huile entrant correspondant au  $P_{wf}$

$q_{o\max}$  : Débit d'huile à  $P_{wf}=0$

$P_R$  : Pression du réservoir

$P_{wf}$  : Pression de fond dynamique

Selon le type du réservoir saturé, sous saturé ou sur saturé et selon la valeur de la pression de fond dynamique plusieurs cas de figures peuvent se présenter

a) Réservoir saturée ou sur saturée  $P_R \leq P_b$  :

$$q_o = q_{o\max} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad \text{(Équation II.7)}$$

### b) Réservoir sous saturée $P_R > P_b$

La méthode de Vogel a été appliquée pour des réservoirs saturés et sur saturée, mais Beggs quand à lui a trouvé le moyen de l'appliquer pour des réservoirs sous saturée.

Pour un réservoir sous saturée, deux cas peuvent se présenter selon la  $P_{wf}$  enregistré durant le test de stabilisation.

- Cas 01  $P_{wf} \geq P_b$

La procédure de calcul est la suivante :

1. Calculer J (indice de productivité) en utilisant les données de test avec l'équation suivante :

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \quad \text{(Équation II.8)}$$

2. Calculer  $q_{ob}$  (débit au point de bulle) en utilisant l'équation ci-dessous :

$$q_{ob} = J * (P_r - P_b) \quad \text{(Équation II.9)}$$

3. Générer les IPR en utilisant l'équation ci-dessous :

$$q_o = q_{ob} + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{(Équation II.10)}$$

- Cas 02  $P_{wf} < P_b$

La procédure de calcul est la suivante :

1. Calculer J en utilisant les données et l'équation suivante :

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad \text{(Équation II.11)}$$

2. Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation (II.9)
3. Générer l'IPR en utilisant l'équation (II.10)

La méthode de Vogel ne tient pas compte de l'effet de skin mais une modification faite par Standing a palier à ça et a rendu la méthode applicable pour les réservoirs endommagés ou stimulés, d'autres méthodes ont vu le jour comme la méthode de Fetkovitch, Jones, Vogel reste cependant une méthode qui est largement utilisée de nos jours. [6]

### II.1.3. Vertical Lift Performance (VLP)

Après avoir tracer l'IPR en utilisant la méthode adéquate maintenant place au VLP, ce dernier pour se faire nécessite un calcul des pertes de charge dans la conduite verticale qui est le tubing .

Le tubing est l'un des composants les plus importants dans la totalité du système de production, corrélations et méthodes empiriques ont été données dans la littérature tel que: la méthode de Poettman et Carpenter, la méthode de Hagedorn et Brown, la méthode de Duns et Ros, la méthode de Orkiszewki, la méthode de Azziz et all, la méthode de Beggs and Brill, la méthode de Mona et Asheim et la méthode Petroleum Experts.

L'équation générale de perte de charge est composée par trois termes dans n'importe quel écoulement :

- Le terme d'élévation où le terme statique.
- Le terme de frottement (friction).

- Le terme d'accélération.

Cette équation est valable pour n'importe quel fluide et pour n'importe quel inclinaison du pipe. A noter que pour un écoulement vertical et incliné le terme d'élévation est plus important, et elle s'écrit comme suit :

$$\frac{dP}{dL} = -\rho v \frac{\partial v}{\partial L} - \frac{f \rho v^2}{2d} - \rho g \sin \theta \quad (\text{Équation II.12})$$

Plusieurs auteurs proposent des corrélations empiriques qui ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Ces corrélations sont classifiées en trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique.

- ✓ **Catégorie (a)** : Aucun effet de glissement<sup>2</sup> ou régime d'écoulement n'est considéré.
- ✓ **Catégorie (b)** : Effet de glissement considéré, régime d'écoulement non considéré.
- ✓ **Catégorie (c)** : Glissement et régime d'écoulement sont considérés.

Le tableau classifie les principales corrélations empiriques utilisées dans l'industrie selon les catégories : [1][5][8]

**Tableau II.1 : Classification des corrélations**

Catégorie (a)	Catégorie(b)	Catégorie (c)
Poettman and Carpenter	Hagedorn and Brown	Duns and Ros
Baxendell and Thomas	Gray	Aziz et al.
Francher and Brown	Asheim	Beggs and Brill
		Mukherjee and Brill

<sup>2</sup> Voir Annexe 05

# Chapitre III : Gas-Lift



## **Introduction**

Le gas-lift est une méthode d'activation qui utilise une source d'énergie externe, il s'agit d'une injection de gaz dont le but est de remonter les fluides du puits. Une des considérations les plus importantes dans le cas du gas lift est la sélection d'un système adéquat pour faire produire un puits, un groupe de puits ou un champ complet. C'est bien la seule méthode d'activation qui vient ajouter de l'énergie (gaz) à celle existante déjà dans la formation. La majorité des puits activés en gas lift sont soumis à une injection en continu, ceci est une extension de l'écoulement naturel des fluides dans le puits en fournissant au gaz de formation un supplément de gaz à haute pression à partir d'une source externe.

Le gaz ainsi injecté affecte l'écoulement de liquide par deux moyens différents qui sont :

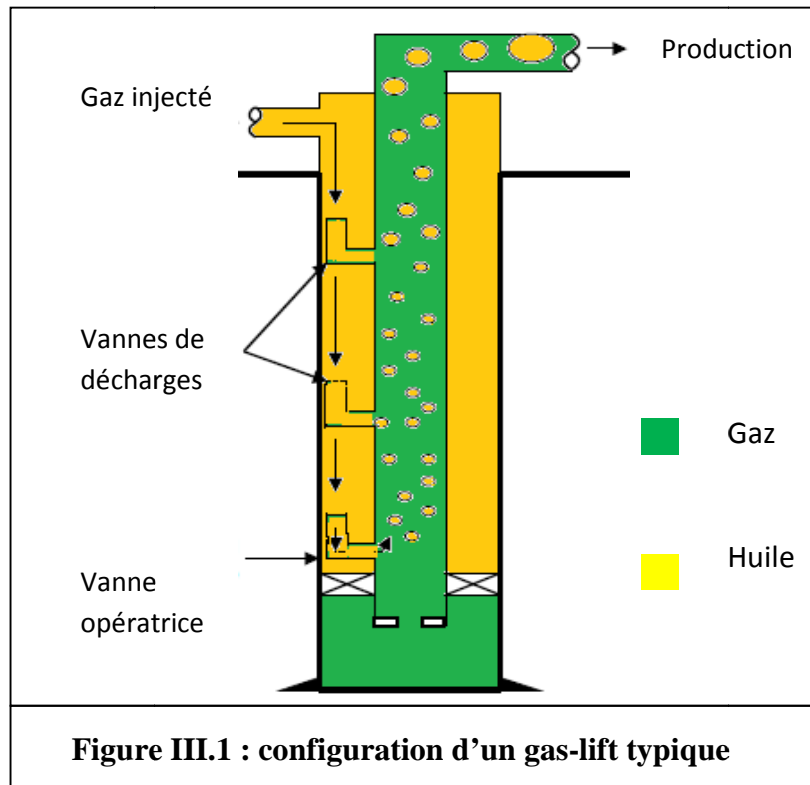
- ✓ Energie d'expansion qui propulse l'huile en surface.
- ✓ Diminution de la densité du liquide et par suite de la pression hydrostatique.

Un puits à haute pression de fond est celui dont la colonne de fluide atteint 70% de la profondeur du puits, le puits à faible pression ne peut faire parvenir le fluide qu'à 40% de sa profondeur.[4][10][12]

### **III.1. Système de gas-lift conventionnel**

Un système de gas-lift est composé avant tout d'une station de compression, de manifolds d'injection et de vannes de décharges ou d'un tube concentrique.

La figure suivante indique un système de gas-lift conventionnel typique :



On parlera de gas-lift simple dans le cas où la pression atteinte par les compresseurs est suffisante pour arriver au point le plus profond du puits.[8][12]

### III.1.1. Equipement gas-lift de surface

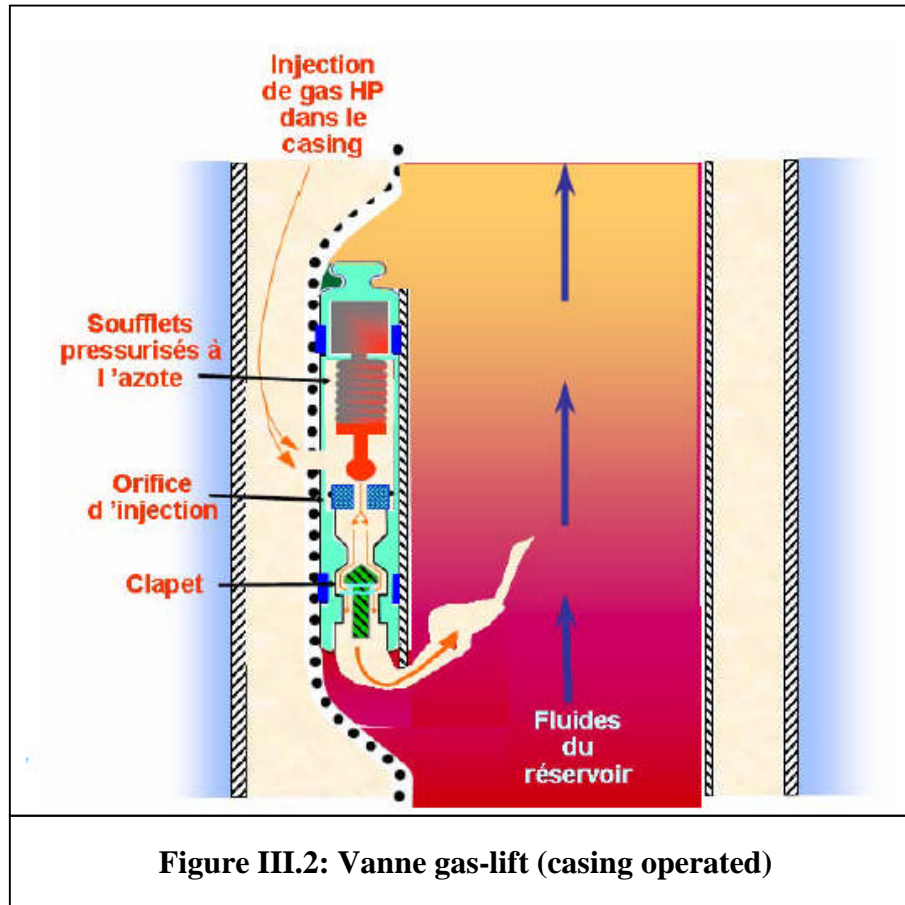
Il s'agit d'un ensemble de capteurs et d'instruments de contrôle ainsi que la vanne de réglage de gas-lift. Cette vanne peut être une simple duse fixe ou une duse réglable. Différents paramètres permettent de surveiller le comportement du puits, entre autres la température et la pression en tête du tubing de production, la pression du casing et le débit de gaz injecté dans le casing.[16]

### III.1.2. Equipement de fond

Des mandrins gas lift vont être installés dans la complétion d'un puits candidat au gas-lift. Des vannes vont être placées dans ces mandrins, leur rôle est de décharger progressivement le puits à l'aide de la pression d'injection de gaz pour atteindre la pression d'injection finale. La vanne située au point d'injection finale, généralement un orifice dont le diamètre aura été choisi pour injecter un débit de gaz optimisé, permettra de produire le puits au débit liquide désiré.

On distingue deux types de vannes gas-lift :

- ✓ Vanne opérée par la pression du casing.
- ✓ Vanne opérée par la pression du tubing. [8][15]



### III.2. Principe de fonctionnement du gas-lift

Les vannes « casing operated » sont des vannes de décharges qui permettent de diminuer la pression hydrostatique afin de permettre au gaz d'atteindre l'orifice final d'injection (vanne opératrice). Chaque vanne est installée par wire-line dans le logement d'un mandrin. L'étanchéité de la vanne avec le logement se fait par des garnitures d'étanchéités supérieures et inférieures. La communication de la vanne avec le casing se fait entre les garnitures.

Les internes de la vanne sont constituées d'un soufflet sous pression solidaire d'un clapet qui vient faire étanchéité sur un siège orifice lors de la baisse de pression casing. Le diamètre du siège orifice peut être choisi en fonction du débit de gaz requis. Un clapet situé en aval du siège orifice empêche tout retour du tubing vers le casing. Le soufflet communique suivant le fabricant, avec une chambre supérieure (parfois par un orifice pour

éviter les ouvertures / fermetures violentes du soufflet). L'ensemble chambre-soufflet est pressurisé en atelier à l'azote.

Les seuils de fermeture sont décalés d'une vanne de décharge à l'autre afin de permettre le transfert de l'injection de gaz vers la vanne inférieure.

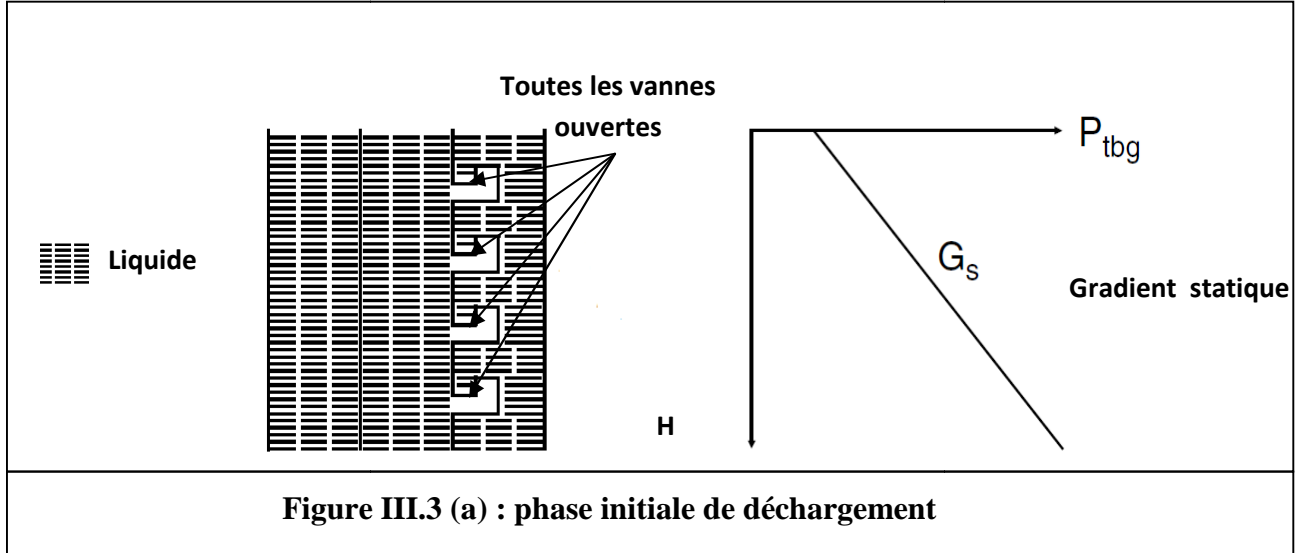
Généralement toutes les vannes sont ouvertes aux conditions initiales comme le montre la figure III.3 (a). Le fluide dans le tubing a un gradient de pression statique noté  $G_s$ .

Le gaz entre alors à travers la première vanne comme illustré dans la figure III.3 (b), une poche de mélange liquide-gaz est alors créée. L'expansion du mélange pousse la colonne liquide située au dessus pour atteindre la surface. Plus la colonne allégée augmente en terme de profondeur due à l'entrée du gaz, la pression au fond du puits diminue pour passer sous la pression de gisement, ceci permet alors un écoulement du réservoir vers le fond du puits sous l'effet de la différence de pression.

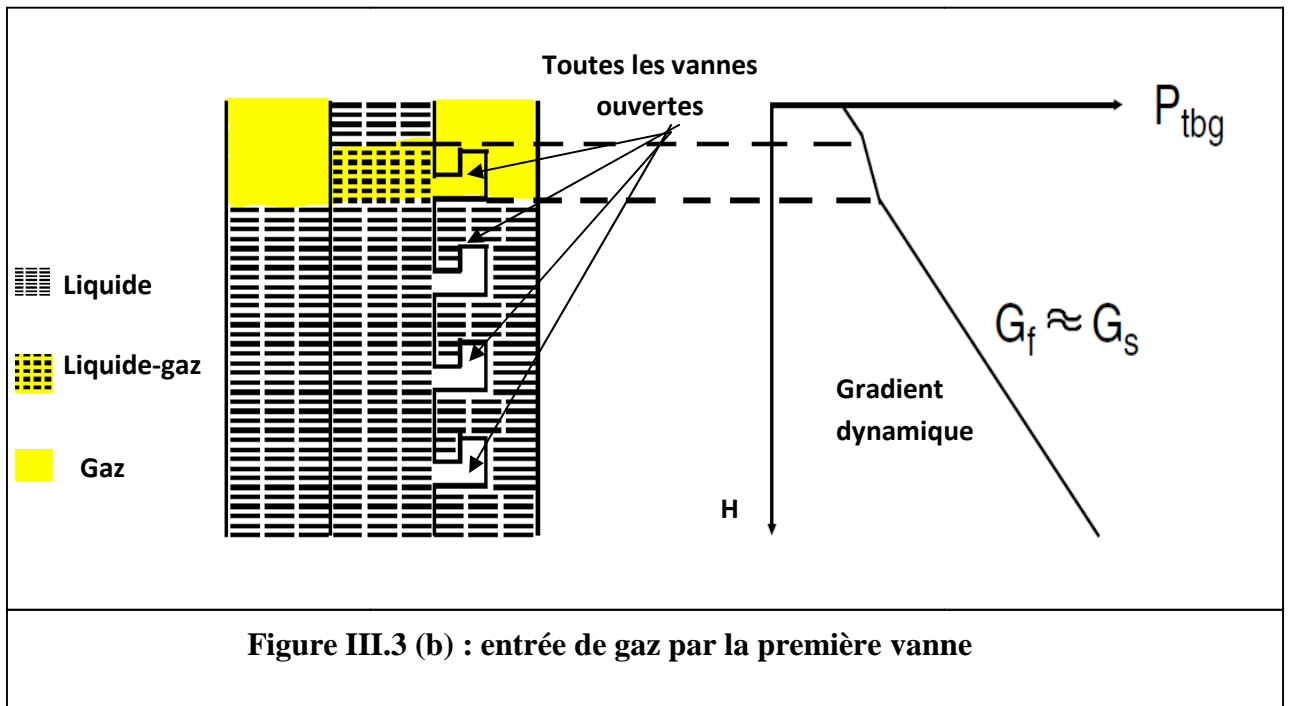
Lorsque la pression à la profondeur d'injection est suffisamment faible, la première vanne se ferme et la deuxième s'ouvre. L'injection de gaz au niveau de la deuxième vanne va gazéifier le liquide du tubing qui se trouve entre les deux vannes. Ceci a pour effet de réduire encore plus la pression de fond et provoque par suite l'augmentation du débit entrant le puits à partir du réservoir. Le même processus se produit pour le reste des vannes jusqu'à ce que le gaz entre la dernière vanne qui est un orifice qui ne se ferme jamais. Une fois le déchargement du puits effectué et que les conditions de production en régime permanent sont établies, la vanne opératrice (orifice) est alors la seule vanne ouverte.

Les figures suivantes montrent le processus de déchargement :

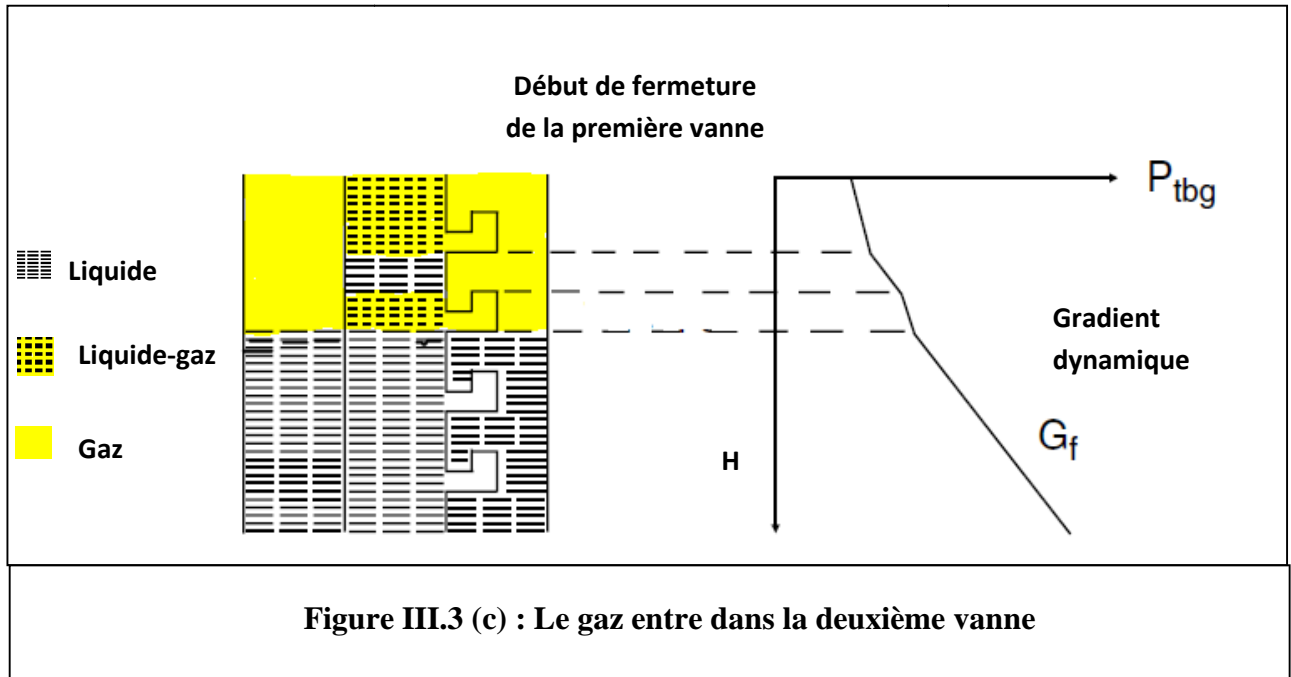
Cette figure montre la phase initiale du déchargement du puits, lorsqu'il seul le liquide y existe.



Cette figure montre l'injection de gaz à travers la première vanne :

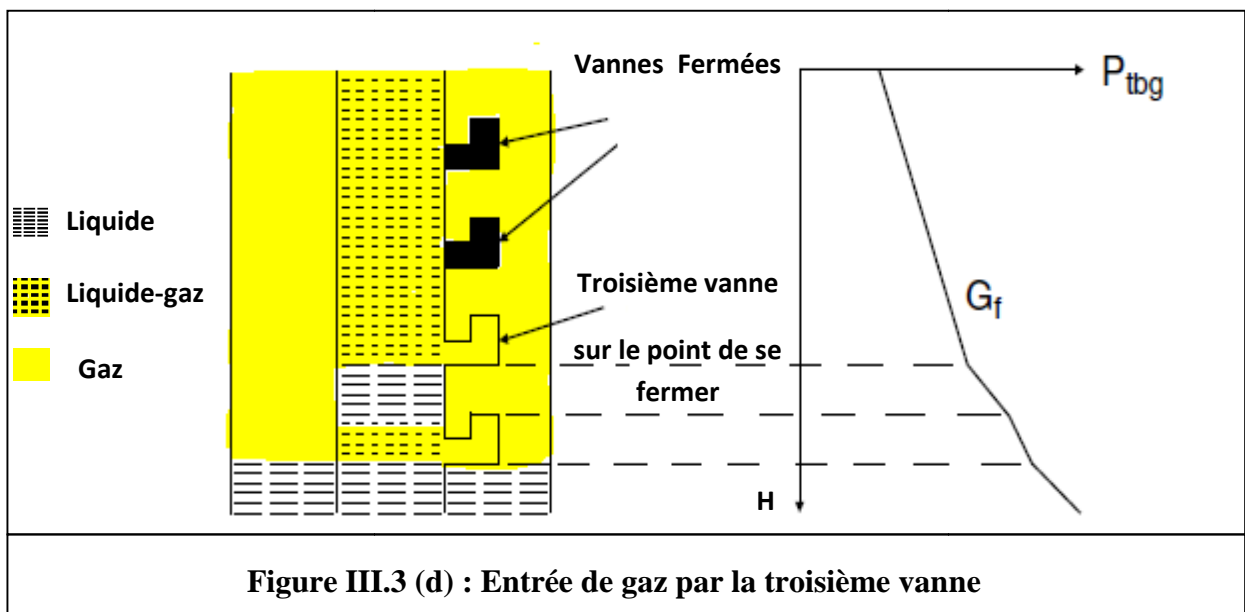


La figure suivante montre le début d'entrée du gaz par la deuxième vanne ce qui correspond au début de fermeture de la première :

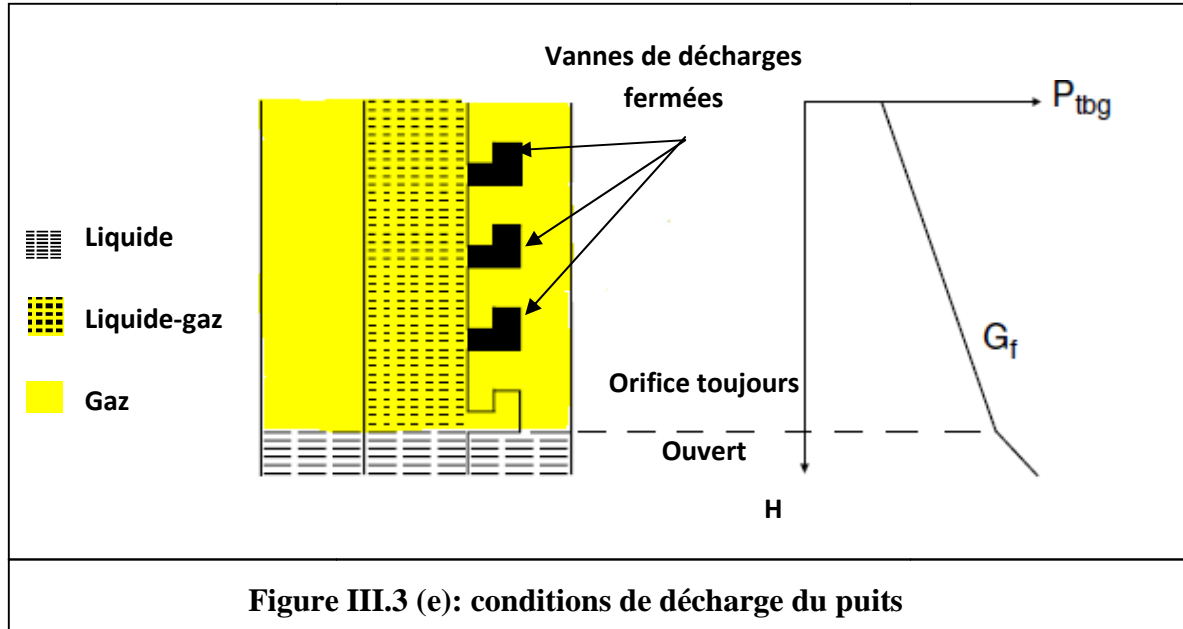


La première vanne va se fermer suite à l'ouverture de la deuxième, puis la deuxième vanne va permettre la pénétration du gaz dans le tubing jusqu'à ce que la pression soit assez basse pour sa fermeture et donc ça sera l'ouverture de la troisième vanne.

La figure ci-dessous montre l'entrée du gaz à travers la troisième vanne après fermeture des deux premières :



La figure suivante montre les conditions opératrices de fonctionnement du puits en gas lift, le gaz est injecté à travers l'orifice. La décharge étant effectuée, toutes les vannes de décharges sont fermées.



Cette dernière figure montre la fin de la décharge, où les vannes de décharges sont toutes fermées et le passage du gaz ne se faisant que par la vanne opératrice (orifice).[8]  
[12]

### III.3. Conception de l'installation Gas-Lift

La conception d'un design gas-lift dépend du type de la complétion gas-lift utilisé, si c'est un gaz lift simple (GLS) (injection à travers un concentrique) le but du design sera alors de déterminer la cote maximale d'injection selon ce dont dispose la compagnie en capacités de pression et de quantité de gaz, un calcul simple va permettre de déterminer cette cote, si par contre c'est un gas-lift qui opère à l'aide de vannes de décharges dans ce cas le but sera de déterminer le positionnement optimaux des mandrins et les caractéristiques des vannes à installer ainsi que leurs pressions d'ouverture et de fermeture on utilisera pour cela une méthode graphique détaillée ci-dessous. A noter que de nos jours cette méthode de conception manuelle est rarement utilisée elle a été remplacée par plusieurs logiciels qui nous fournissent les résultats plus rapidement et avec plus de précision.

Avant de commencer la conception de l'installation gas-lift on s'intéressera au type de vannes utilisées, le principe de leurs fonctionnement et les forces agissant sur elles et qui provoquent leurs ouvertures ou fermetures, il est à souligné que différents types de vannes sont disponibles sur le marché et avec différents mécanismes de fonctionnement, dans cette conception on va s'intéresser aux vannes qui s'opèrent par pression du casing avec un effet tubing car ce type de vannes permet une production par tubing qui est plus recommandé et qui est la plus fréquente à Haoud Berkaoui.[3]

### III.3.1. Vannes opérés par pression du casing ‘ Casing Operated valve ‘(COV)

Ce sont des vannes dont l'ouverture est contrôlée par la pression du gaz injecté dans l'annulaire casing-tubing ou en cas de gas-lift conventionnel (GLC) dans un macaroni placé dans cet espace annulaire.

#### III.5.1.1) Composants des vannes COV

- 1- Le soufflet (bellow) : pressurisé en surface à l'azote
- 2- Une bille et son siège.
- 3- un clapet anti-retour (check valve).
- 4- un verrou pour empêcher que la vanne ne quitte la poche aménagée pour elle dans le mandrin.
- 5- un corps en acier inoxydable. [8]

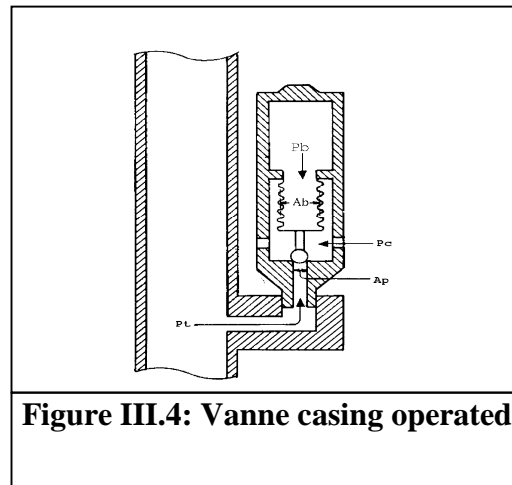


Figure III.4: Vanne casing operated

#### III.5.1.2) Mécanisme de fonctionnement de la COV

Le gaz injecté applique une pression sur le soufflet pressurisé à l'azote, et quand celle-ci est suffisante ce dernier se comprime et tire la bille hors de son siège ce qui va libérer le passage du gaz vers le tubing. [8][12][15]

#### III.5.1.3) Forces quand la vanne est fermée

✓ Forces tendant à ouvrir la vanne (COV)

Dans une vanne opérée par casing à effet tubing deux forces tendent à ouvrir la vanne, la force exercée par la pression du gaz injecté dans le casing sur le soufflet et qui tend à le comprimer et la force du tubing sur la bille la somme de ces deux forces donne :

$$F_o = P_c \times (A_b - A_p) + P_T \times A_p \quad \text{(Équation III.1)}$$

✓ Forces tendant à maintenir la vanne fermée

La pression de l'azote dans le soufflet exerce une force sur celui-ci, cette force est donnée par l'expression suivante :

$$F_c = P_b \times A_b \quad \text{(Équation III.2)}$$

En égalisant les deux expressions des forces on obtient l'expression de la pression minimale dans le casing nécessaire à l'ouverture de la vanne et qui prend donc la forme suivante :

$$P_{cvo} = P_b \times \left( \frac{A_b}{A_b - A_p} \right) - P_T \times \left( \frac{A_p}{A_b - A_p} \right) \quad \text{(Équation III.3)}$$

Tel que  $P_{cvo}$  est la pression du casing lors de l'ouverture de la vanne, ainsi toute pression du gaz injecté supérieure à cette pression ouvrira la vanne.

La COV est une vanne manœuvrée principalement par la pression du gaz dans le casing mais avec un effet tubing cet effet peut être plus au moins faible et est quantifiée à travers le calcul de la constante TEF (Tubing Effect Factor).

$$TEF = \left( \frac{A_p}{A_b - A_p} \right) \quad \text{(Équation III.4)}$$

$$TE = TEF \times P_T \quad \text{(Équation III.5)}$$

TE dans l'équation précédente est l'effet tubing.[8] [12]

### III.5.1.4) Forces quand la vanne est ouverte

- ✓ Forces qui tendent à maintenir la vanne ouverte : La pression du casing tend à comprimer le casing et donc à maintenir le soufflet fermée.
- ✓ Forces qui tendent à fermer la vanne : La pression de l'azote sur le soufflet exerce une force sur celui-ci et tend donc à fermer la vanne.

En égalisant les deux expressions des forces on obtiendra l'expression de la pression d'équilibre qui est donc égale à :

$$P_{cvc} = P_b \quad \text{(Équation III.6)}$$

Donc pour que la vanne puisse se fermer il faut que la pression dans le casing soit égale ou inférieure à la pression dans le soufflet.[8]

### III.5.1.5) La plage ou Fourchette d'ouverture

Elle représente pour chaque vanne la perte de pression annulaire nécessaire pour obtenir la fermeture de la vanne, celle-ci est calculée en soustrayant la force d'ouverture de la force de fermeture, son expression est comme suit :

$$\text{Fourchette} = TEF \times (P_b - P_T) \quad \text{(Équation III.7)}$$

Afin d'agir sur cette fourchette on agit sur la constante de l'effet tubing (TEF) en choisissant des vannes avec des diamètres de soufflets et d'orifices différents et donc des vannes différentes ce qui n'est pas toujours facile à faire car ces vannes sont en fonction de la complétion du puits.[8]

Après avoir compris le mécanisme de fonctionnement de la vanne opérée par casing on peut commencer le design de notre installation, il faut souligner que le type de complétion gas-lift traitée dans ce mémoire et utilisée à Haoud Berkaoui est une complétion GLC (gas lift conventionnel) de ce fait le gaz est injecté à travers un tube traversant l'espace annulaire.

Les étapes de ce design sont citées ci-dessous :

1. Collecte des données : Avant de commencer la conception de l'installation gas-lift la collecte de certaines données est nécessaire, et ces données sont :

- Diamètre du tubing et casing.
- Densité de l'huile ou du liquide produit.
- Le GLR (Gas Liquid Ratio ).
- Profondeur des perforations.
- La densité du gaz injecté.
- La quantité d'eau produite par le puits.
- Pression en tête.
- La température en tête.
- Composition du gaz injecté.
- Pression d'injection du gaz .
- Le débit du gaz disponible.
- Pression du réservoir.

2) Tracer la ligne du gradient du fluide dans le Tubing (ligne 1 sur figure III.8) :  
C'est une ligne droite qui passe par deux points (la pression du réservoir ; la cote des perforations) et le niveau statique du fluide.

3) Tracer la ligne du gradient du gaz dans le casing (ligne 2 sur la figure III.8 ) :  
Cette ligne est appelée la ligne du gradient de gaz kick off pour dessiner cette ligne on peut soit calculer la pression du gaz dans différentes profondeurs en utilisant une équation ou utiliser des abaques<sup>1</sup> .

L'équation pour la pression d'une colonne de gaz est :

$$P_w = P_{wh} * e^{(G * L / (53.34 * T * Z))} \quad (\text{Équation III.8})$$

où :

$P_w$  = est la pression du gaz à la profondeur, psia

$P_{wh}$  = la pression du gaz en surface, psia

$G$  = la densité du gaz (Air = 1.0)

$L$  = la profondeur, en pieds.

$T$  = la température moyenne, en °R

<sup>1</sup> Annexe 07

$Z$  = le facteur de compressibilité pour la pression moyenne et la température moyenne du gaz.

Comme le facteur  $Z$  dépend lui-même de la pression, il est nécessaire de faire des itérations pour trouver la solution à cette équation.

- 4) Tracer la ligne du gradient de température : On a besoin de connaître la température au niveau de la vanne pour son tarage en atelier. La meilleure manière pour y arriver est de descendre un thermomètre dans le puits, juste l'estimer serait une tâche difficile car l'augmentation ou la diminution de la température du puits dépend du fluide produit. (ligne4 sur la figure III.8 )
  
- 5) Tracer la courbe représentant l'évolution de la pression en fonction de la profondeur d'un puits dans le tubing avec injection de gaz , cette courbe est choisie parmi une multitude de courbes de gradient qu'on trouve dans des abaques qui sont en fonction du GLR ,du diamètre intérieur du tubing, et du pourcentage d'eau produit par le puits. A noter que les abaques ont été établis pour une pression en tête nulle, des modifications peuvent leur être apportées si cette si dernière ne l'est pas. (ligne3, figureIII.8)

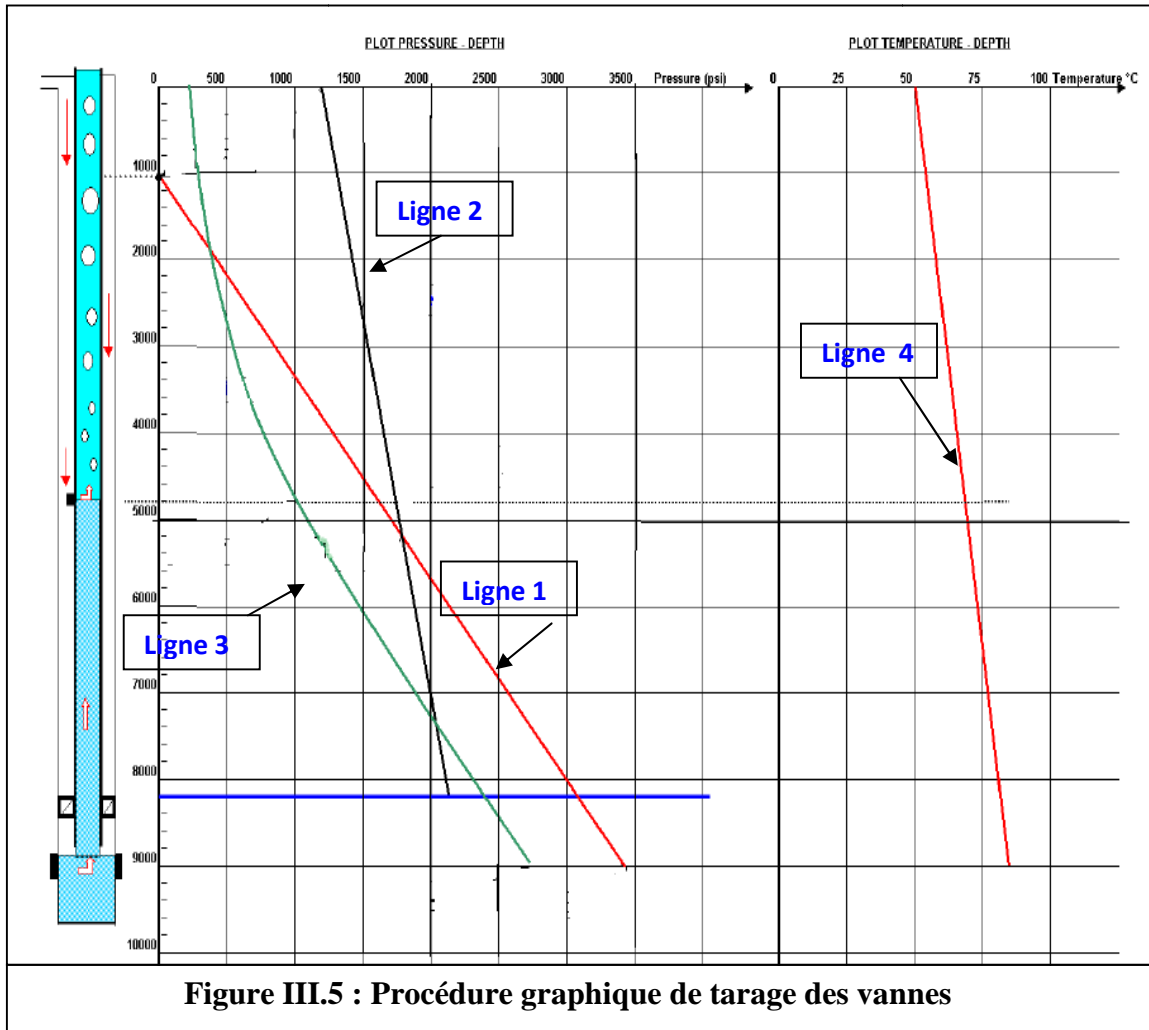


Figure III.5 : Procédure graphique de tarage des vannes

6) Déterminer la profondeur de la première vanne :

Elle est obtenue à partir de l'intersection entre le gradient statique du fluide dans le tubing et le gradient du gaz dans le casing sauf que ce dernier est décalé de 50 psi au moins et cela pour tenir compte des pertes de charge observées au travers de la vanne ce point représente le point d'égalité de pression entre les deux gradients et donc tout point prit au-dessus de ce point permet l'écoulement du gaz dans le tubing, on privilégie évidemment pour un meilleur lifting le point le plus bas .

7) Quand la vanne s'ouvre du gaz s'écoule à l'intérieur du tubing ce qui va provoquer un allègement de la colonne et donc diminution de la pression, pour obtenir la pression minimale que la pression peut atteindre on projette le point d'intersection dans le gradient dynamique de pression.

8) Déterminer les caractéristiques de la première vanne :

- Déterminer le diamètre de l'orifice et le diamètre du soufflet : Ils sont déterminés à l'aide d'abaques<sup>2</sup> qui sont en fonction du GLR et du débit de gaz injecté. A noter que dans l'industrie on choisit le type de vanne en fonction des disponibilités dans les stocks de l'entreprise.
- Déterminer l'effet Tubing TEF qui dépend des caractéristiques de la vanne sélectionnée.
- En utilisant l'équation (III.3) Calculer la pression d'ouverture du banc de test, la valeur trouver doit être multiplié par un coefficient de correction de température de l'azote  $C_t$ .

Quand le volume d'un gaz parfait est constant :

$$P_1 T_1 = P_2 T_2 \quad \text{(Équation III.9)}$$

Comme le soufflet de la vanne est chargé à l'Azote et ce dernier est assimilé à un gaz parfait on a donc :

$$P_s T_s = P_F T_F \quad \text{(Équation III.10)}$$

Ce qui donne :

$$P_s = \frac{T_F}{T_s} P_F \quad \text{(Équation III.11)}$$

Le rapport des températures dans l'équation précédente est défini comme un facteur de correction  $C_t$ , d'où l'écriture suivante :

$$C_t = \frac{T_F}{T_s} \quad \text{(Équation III.12)}$$

$T_F$  et  $T_s$  sont pris en degrés Rankine ( $^{\circ}R$ ).

<sup>2</sup> Voir Annexe 07

- Calcul de la pression casing  $P_{cvc}$  à la cote de la 1<sup>ère</sup> vanne nécessaire à sa fermeture en utilisant l'équation (III.7). En soustrayant à cette valeur le poids de la colonne de gaz on obtiendra la pression équivalente en surface.
- 9) Déterminer la profondeur de la deuxième vanne :
- Tracer une ligne parallèle au gradient dynamique dans le tubing à partir du point de la pression dans le tubing minimale.
  - Tracer la ligne du gradient de gaz en exploitation, et lui soustraire 50 psi de pertes de pression à travers la vanne.
  - Le point d'intersection de ces deux courbes nous permet de déterminer : la profondeur, la pression casing, la pression tubing minimum, et la température à la vanne.
- 10) En suivant la même procédure que pour la vanne 01 on détermine les caractéristiques de la vanne 02.
- 11) Pour les vannes qui vont suivre on suit la même procédure mais en déduisant l'effet tubing des vannes précédentes de la pression du casing, la profondeur de la vanne 2 a été établit sans soustraire l'effet de la vanne 01 car le passage de la pression de démarrage kick off à la pression d'écoulement dans le casing a largement prit en compte cet effet.[12][15]

La figure ci-dessous résume la procédure nécessaire pour effectuer le design :

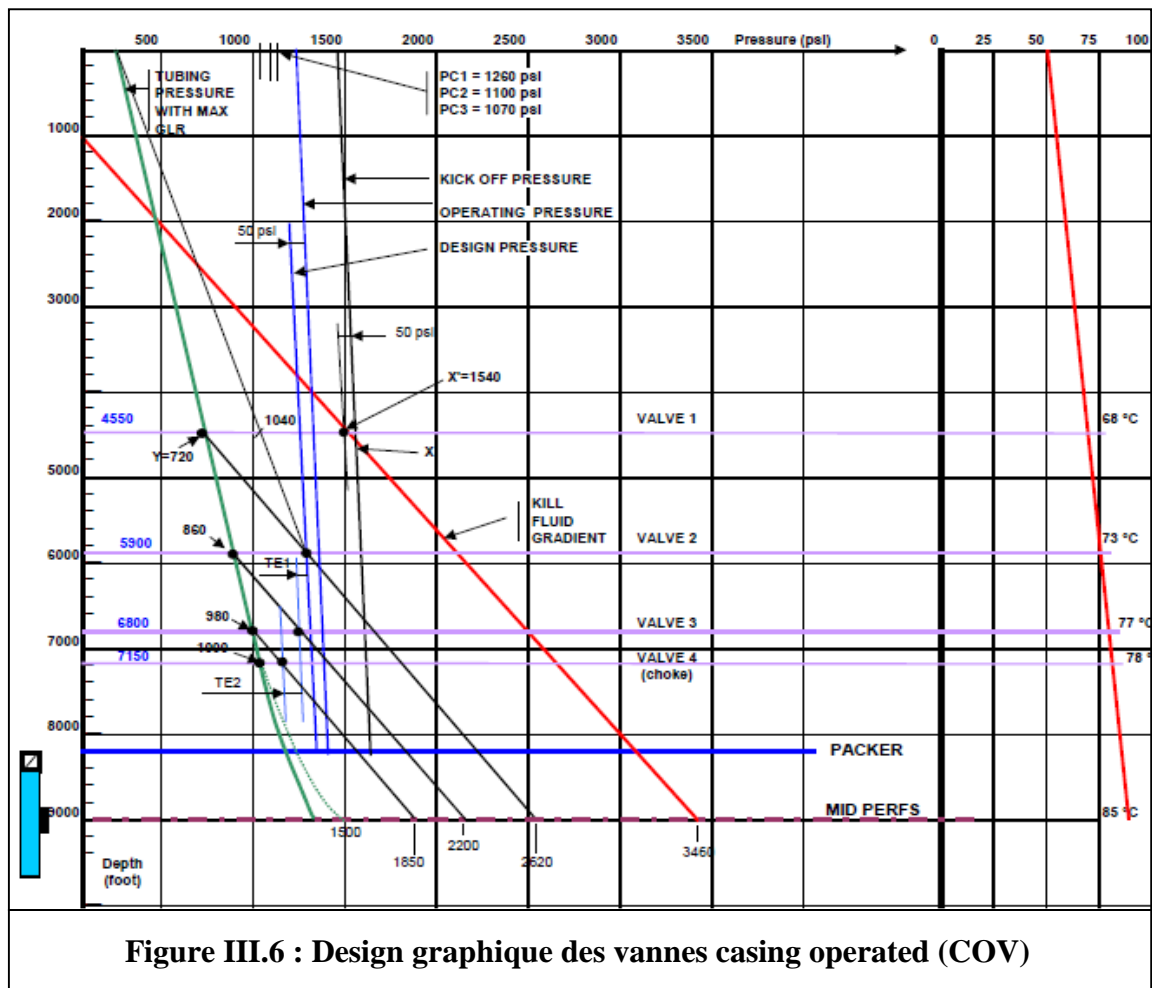


Figure III.6 : Design graphique des vannes casing operated (COV)

### III.3.2. Tarage des vannes<sup>3</sup>

Après avoir sélectionné les vannes à placer, leur caractéristiques, les pressions nécessaires à leurs fonctionnements et leurs profondeurs, une étape très importante survient et c'est le tarage des vannes en laboratoire qui consiste à pressuriser les soufflets à l'azote en appliquant environ 3 bars (50 psi) de plus que la valeur calculée. Pour stabiliser la température des vannes elles sont placées dans un bain pour une durée d'environ 15 min. Ensuite, une pression prédéterminée est appliquée sur le côté casing (vannes COV) et le soufflet est purgé lentement jusqu'à ouverture de la vanne. Après cet ajustement, les vannes doivent rester deux heures dans une cellule sous haute pression pour vieillissement (ageing). On vérifie que les vannes sont bien calibrées en appliquant de nouveau une

<sup>3</sup> Voir Annexe 01

pression sur le soufflet si la pression d'ouverture a changé de 0.5 bar on se retrouve dans l'obligation de refaire le tarage à nouveau.

### **III.4. Complétion GLC**

#### **III.4.1. Introduction**

La complétion GLC (Gas-lift conventionnelle) est utilisée sur des puits souffrants de dépôts de sels ainsi que ceux qui sont hydratés à la suite d'une entrée d'eau venant du gisement ou due à l'injection d'eau aux alentours pour le maintien de pression.

Celle-ci consiste à injecter le gaz lift et l'eau en même temps pour garantir le dessalage des puits et l'amélioration de leur production. En vue de réaliser la double injection, on équipe le puits d'un macaroni parallèle au tubing de production afin d'injecter le gaz pour réaliser l'allègement de la colonne hydrostatique. L'eau est injectée à travers l'espace annulaire entre le tubing et le casing. Au niveau du champ de Haoud Berkaoui vu que le réservoir est à grande pression, il est impossible d'injecter le gaz à travers l'annulaire car sa faible densité ne permet pas d'obtenir une colonne assez lourde pour pouvoir contrecarrer la pression à l'extrémité inférieure du casing afin d'éviter l'écrasement de celui-ci, pour éviter cela on a recours à l'injection d'eau à travers l'annulaire alors que le gaz est injecté grâce à un macaroni en parallèle au tubing. Cette complétion peut être effectuée en deux combinaisons tubing-macaroni qui sont :[3]

2''7/8 x 1''660 et 3''1/2 x 1''660.

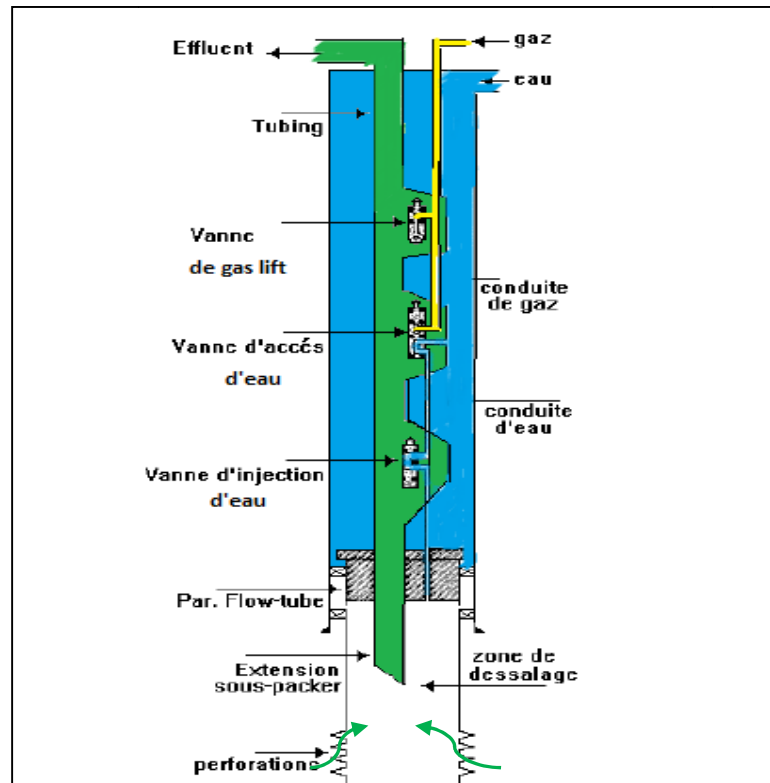


Figure III.7 : schéma descriptif des la complétion GLC

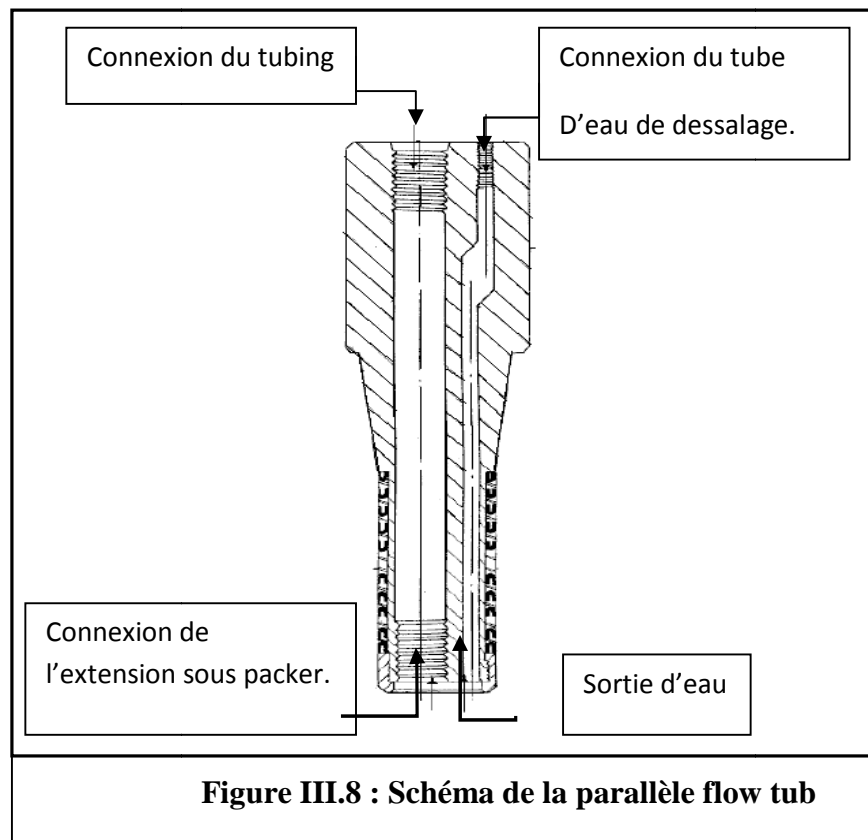
### III.4.2. Equipements de la complétion GLC

#### III.4.2.1) Equipements de fond

En général on a les équipements suivant :

- ✓ *Tubing-Hanger* : Ou olive de suspension. Vissée en haut dans la tête de puits, elle est constituée de deux demi-olives l'une pour l'injection du gaz et l'autre pour la production de l'effluent. Deux dimensions existent 2''7/8 x 1''660 et 3''1/2 x 1''660.
- ✓ *Tubing* : Ensemble de tubes constituant la colonne de production et servant à acheminer le brut du fond vers la surface. Les diamètres tubing les plus utilisés sont : 3''1/2 et 2''7/8.
- ✓ *Macaroni* : C'est l'ensemble des tubes vissés constituant la garniture d'injection du gaz, il est en parallèle au tubing et sert à injecter le gaz lift, le diamètre le plus utilisé est le 1''660.

- ✓ *Side pocket* : Le mandrin à poche latérale, ce sont les logements des vannes d'injection du gaz. Il s'agit de bouts de tubes à poche qui sont vissés aux tubes constituant le concentrique.
- ✓ *Packer de production* : Elément réalisant l'étanchéité entre le casing et le tubing. Il s'agit d'un tube muni de mâchoires et de garnitures en caoutchouc autour de son diamètre extérieur pour s'agripper dans la colonne technique. Il assure ainsi un passage de l'effluent à travers la colonne de production et l'ancrage de celle-ci au fond.
- ✓ *Parallèle Flow-tube* : Connu comme tube de débit, il est conçu pour recevoir deux tubes en parallèle. Il existe en deux dimensions (2''7/8 x 1''315) et (3''1/2 x 1''315), il assure le passage de l'eau de dessalage à travers le packer.



- ✓ *Millout-Extension* : Extension sous packer, elle existe en une seule dimension (2''7/8), elle se visse au bout de la parallèle flow tubing. Elle forme un annulaire avec le liner 4''1/2 qui sert à guider l'eau de dessalage vers les perforations.

- ✓ *Vanne gas-lift* : Vanne à soufflet permet l'injection du gaz d'activation du macaroni 1''660 vers le tubing. Elle est munie d'un clapet anti-retour afin d'éviter le retour de l'effluent dans le macaroni en cas d'arrêt d'injection.
- ✓ *Switching valve* : C'est une vanne à ressort, celui-ci est taré pour une certaine pression de gaz. Lorsqu'elle est ouverte elle permet le passage de l'eau de l'annulaire vers la vanne d'injection d'eau (flooding valve) située à son aval.
- ✓ *Flooding valve* : C'est une vanne qui permet de faire passer un débit d'eau bien donné au fond du puits à travers le packer.[3]

### III.4.3. Equipements de surface

- ✓ *Tubing Head* : tête de la colonne de production, elle permet d'injecter le gaz d'activation, l'eau de dessalage et de produire le brut.
- ✓ *Arbre de Noel* : Il s'agit d'un ensemble de vannes montées de façon à permettre de diriger la production vers la collecte du puits. La descente des outils de contrôle et de mesure dans le puits et enfin la fermeture du puits en cas de besoin.[3]

### III.4.4. Design de la complétion GLC

C'est le procédé de calcul permettant la détermination des cotes des mandrins à poches latérales qui vont recevoir les vannes gaz lift, il faut aussi trouver les pressions de targe des vannes et le débit de gaz à injecter dans le puits. [3]

### III.4.5. Réalisation de la complétion GLC

La complétion conventionnelle est descendue dans le puits avec un appareil de work-over, après avoir remonté l'ancienne complétion et avoir effectué un test d'étanchéité du casing (7'').[3]

### III.4.6. Principe de fonctionnement

Cette complétion parallèle permet le démarrage du puits avec la pression disponible grâce aux vannes de décharge qui sont placées à différentes profondeurs. L'allègement progressif de la colonne hydrostatique grâce aux vannes fait que le puits produit. [3]

### III.4.7. Circuit du gaz

Le gaz est injecté à travers un macaroni 1''660 et pénètre dans le tubing à travers les vannes gas-lift.[3]

#### **III.4.8. Circuit de l'eau**

L'eau est pompée dans l'annulaire tubing-casing à l'aide d'une pompe (BSB) actionnée par du gaz dont la provenance est les dégazeurs placés sur la collecte du puits ou un détendeur connecté au réseau de gaz. Cette eau est aspirée par la pompe à partir d'un bac de 50 m<sup>3</sup> ouvert à l'atmosphère grâce à une conduite les reliant puis refoulé à travers une autre conduite reliant la pompe à l'annulaire. Cette eau passe de l'annulaire vers le fond du puits grâce à deux vannes placée en série. L'eau passe d'abord par la switching valve qui est actionnée par le gaz pour laisser l'eau entrer la flooding valve qui l'injecte au fond du puits à travers le packer. Finalement l'eau remonte dans le tubing avec l'effluent.[3]

# Chapitre IV : Pompage



## Introduction

Le pompage est une technique d'activation de puits permettant une production en continu. Plusieurs types de pompes existent. Dans ce document on va aborder certains d'eux en prêtant une attention plus particulière au procédé de fonctionnement du pompage hydraulique (Jet Pump) qui est l'un des cas étudié dans ce présent mémoire.

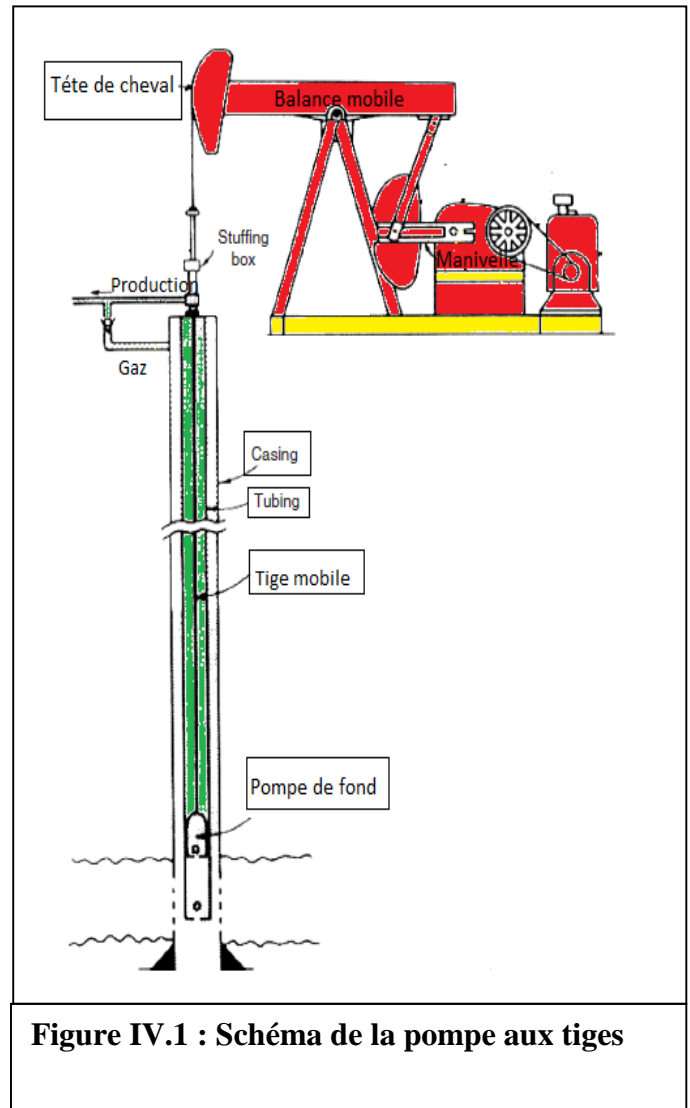
### IV.1. Pompe à tiges

Le pompage aux tiges est l'une des techniques d'activation les plus ancienne utilisées dans l'industrie pétrolière.

C'est une technique de pompage mécanique, en effet elle fonctionne à l'aide d'une pompe mise à une certaine profondeur et qui fournit une énergie mécanique au fluide lui permettant ainsi de remonter en surface. C'est un système efficace et facile à placer, par conséquent il est encore largement utilisé actuellement. Il permet de maximiser le débit de production, peut être employé dans des puits à très faibles pressions, et à haute températures. C'est un système adaptable à différentes complétions simples ou multiples, et permet de pomper des fluides à haute viscosité. Malgré ses multiples avantages la pompe à tiges possède des inconvénients dont les

principaux sont :

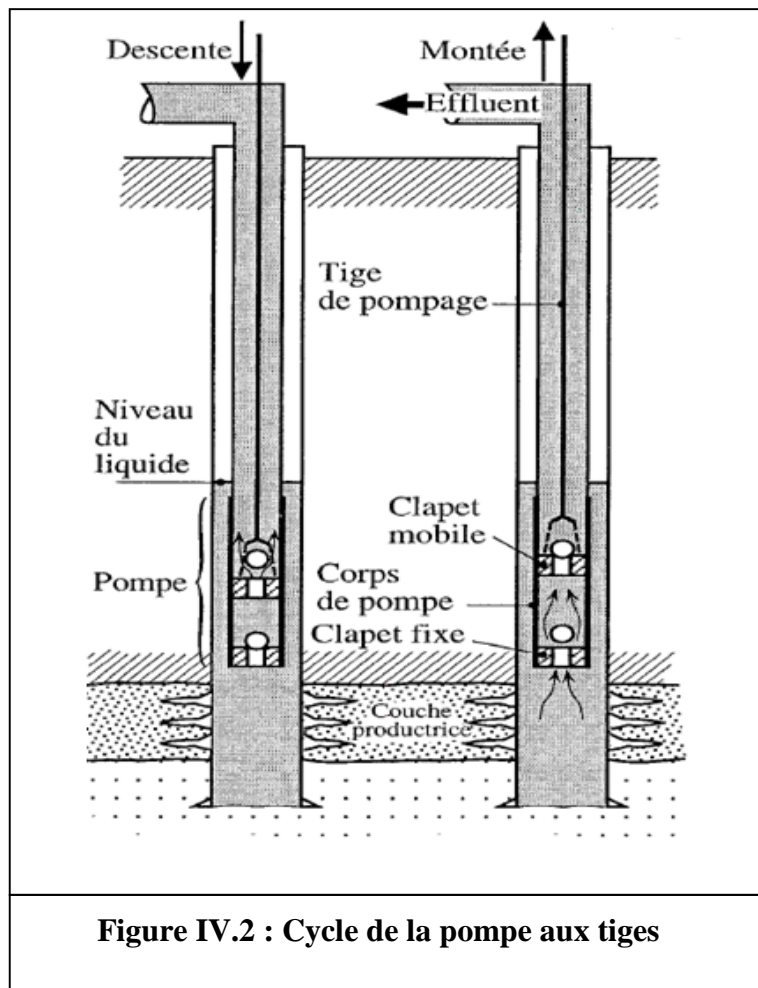
- Diminution de son efficacité dans les puits à moyen ou à fort GOR.
- Problèmes de friction dans les puits déviés.
- Limitation dans la profondeur du à la capacité des tiges.



Son principe de fonctionnement est simple ; une pompe est placée à une certaine profondeur elle est composée d'un piston et d'un cylindre, et de deux clapets l'un fixe et l'autre mobile, elle est vissée à un train de tige qui effectue des mouvements de va et vient à l'aide d'un moteur actionnant un balancier.

Le cycle du pompage est composé de deux phases la remontée et la descente du piston. Pendant la première phase , le clapet mobile est fermé ; la colonne du liquide se trouvant dans le tubing va être évacuée en surface, la pression au fond allégée du poids de la colonne évacuée va diminuer et permettre à la couche de débiter et d'ouvrir ainsi le clapet de pied ou le clapet fixe ce qui va permettre le remplissage du corps de la pompe par l'effluent produit .Pendant la descente du piston , le clapet mobile s'ouvre et le et le clapet fixe se ferme , ce qui permet de remplir le tubing avec l'effluent et d'empêcher tout retour de ce dernier dans la couche.[8][10]

La figure ci-dessous résume ce cycle :



## IV.2. Pompe électrique immergé (Electrical Submersible Pump, ESP)

Elle permet un pompage continu de l'effluent, facile à installer ; elle permet la remontée de grandes quantités de fluide, peut être employée tant dans des puits déviés que dans des puits horizontaux, en onshore comme en offshore. C'est un système de pompage très efficace qui permet de maximiser la production du puits, la pompe à de très grandes capacités de pompage qui peuvent atteindre production d'un débit de 3000 m<sup>3</sup>/jour mais malgré ce très bon rendement elle présente toutefois quelques inconvénients parmi eux on peut en citer ; la nécessité de disposer d'un grand approvisionnement électrique qui n'est pas chose aisée à faire, elle ne permet pas aussi de produire à de grandes profondeur ou de fonctionner à haute température, elle n'est pas applicable aux puits en compléation multiples et pour finir sa réparation est couteuse, nécessite pour la retirer du puits un arrêt de ce dernier et donc un arrêt de la production.

La pompe ESP est composée d'une pompe

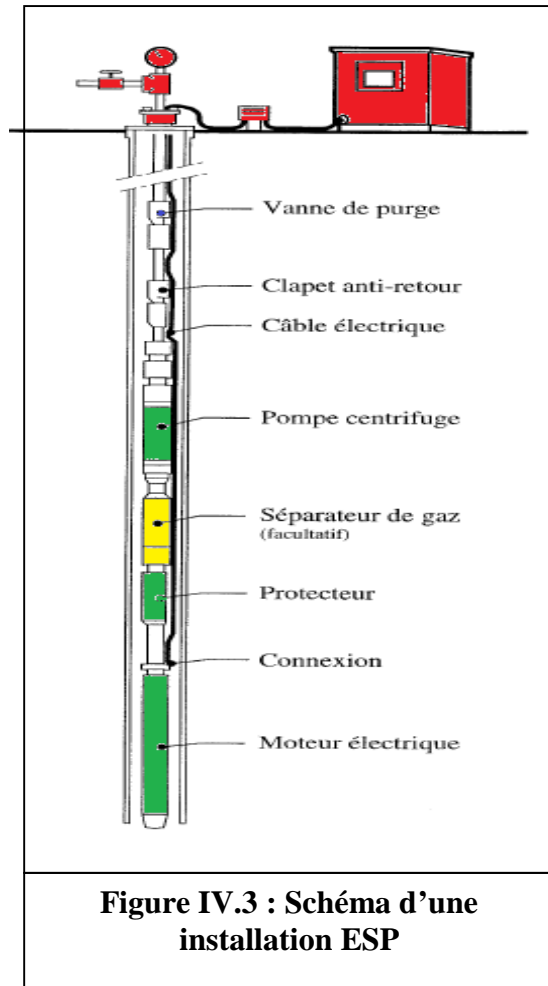


Figure IV.3 : Schéma d'une installation ESP

centrifuge multi-étagée dont le nombre d'étages dépend de la hauteur de refoulement désirée, cette pompe centrifuge est elle-même reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur submergée. Grace à cette liaison le moteur en tournant permet à la pompe de tourner à son tour et de ce fait à refouler le fluide en surface. [8][10]

## IV.3. Pompe Hydraulique

Le pompage hydraulique est une technique de pompage apparue aux états unis dans les années 1930, elle est basée sur le principe de pascal qui énonce que les liquides transmettent intégralement et en tout point les variations de pression qu'ils reçoivent, dans le pompage hydraulique deux fluides sont mis en contact ; un fluide moteur qui peut être soit de l'huile du

gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout autre fluide compatible, ce fluide transmet les variations de pression qu'il reçoit depuis la surface au fluide produit par la couche.

La pression générée en surface aura pour but d'activer selon le type de pompe hydraulique :

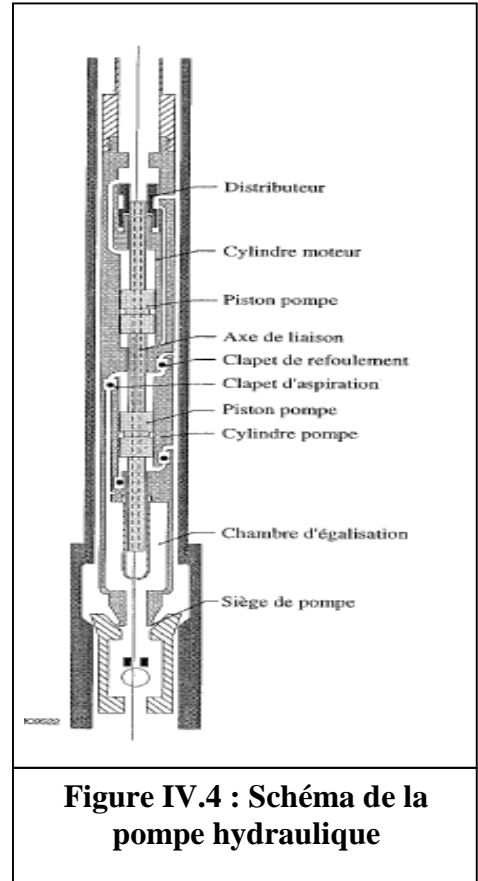
- Un piston moteur entraînant une pompe volumétrique à piston dans le cas d'une pompe hydraulique à piston.
- Une turbine faisant tourner une pompe centrifuge dans le cas d'une turbo pompe.
- Un hydro-éjecteur (Jet Pump) dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice, dans le cas d'une jet pompe.

### IV.3.1 Pompe hydraulique à piston

La pompe hydraulique à piston est une pompe qui permet le pompage d'un grand volume de fluide, fonctionne même dans des puits à grande profondeur et dans des conditions de pression faible. Elle est applicable dans des puits à complétion simple ou multiples, en onshore comme en offshore. Elle est peu conseillée dans les puits où il y a une grande production d'impuretés solides.

Le principe de son fonctionnement nécessite le pompage depuis la surface du fluide moteur (dans ce cas de l'huile) à l'aide d'une pompe, ce fluide traverse un tubing d'alimentation pour arriver au moteur à piston double effet situé au fond du puits ; un tiroir permet d'envoyer ce fluide alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique au tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés.

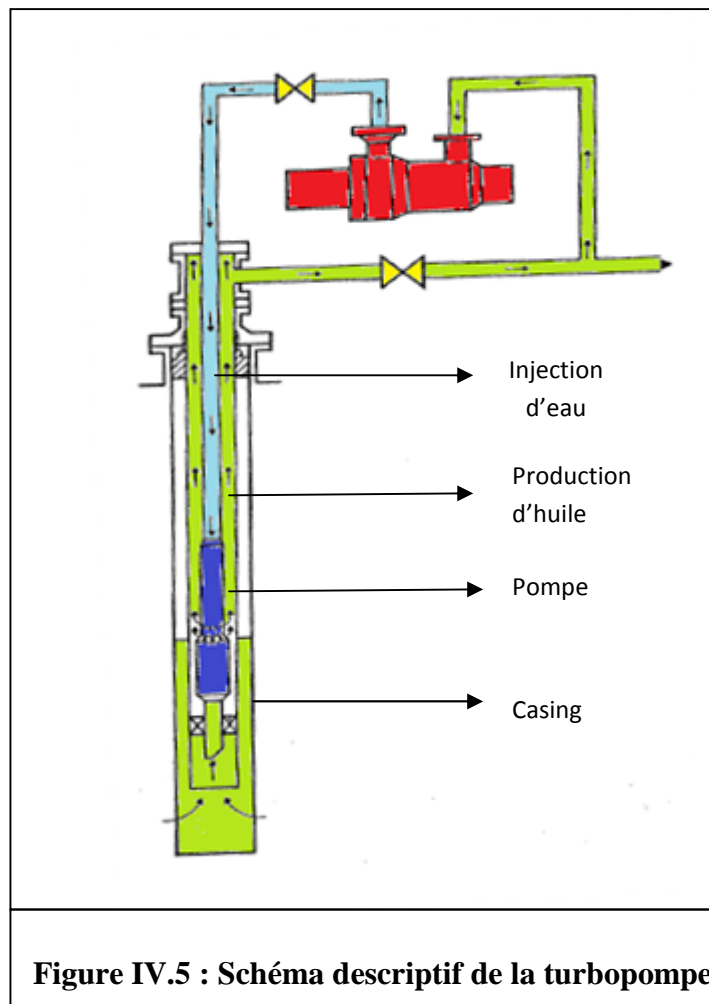
Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjection dans le circuit moteur. [8][10]



### IV.3.2. Turbo pompe

C'est la plus récente des trois pompes hydrauliques cités dans ce chapitre, elle est de ce fait encore peu utilisée dans le monde. Pour fonctionner on lui injecte un fluide moteur depuis la surface ce fluide actionne la rotation de la turbine hydraulique dont elle est composée cette turbine en tournant entraine avec elle une pompe centrifuge. Elle atteint un débit de production de plusieurs centaines de mètres cubes par jour et des profondeurs de plus de 3000m.

La figure ci-dessous illustre le principe de fonctionnement de la turbo pompe , tel que dans ce cas l'injection se fait à travers le tubing et la production par le casing : [8][10]



### **IV.3.3. Jet Pump**

Parmi les pompes hydrauliques connues on distingue la jet pump. Ce type de pompe autre fois utilisé par les chimistes, vue qu'elle était capable de pomper n'importe quel fluide est maintenant utilisé sur les puits d'huile parce qu'elle est simple, robuste, flexible d'utilisation et facile en terme de maintenance. Cette pompe peut être utilisée dans des endroits isolés où lorsque l'huile en question est très lourde. Une autre particularité de ces pompes est qu'elles sont adaptées aux fluides contenant du gaz libre ou encore des impuretés. Le fluide ainsi injecté pour garantir le fonctionnement de la pompe est un liquide (huile ou eau). Dans la majorité des cas il s'agit de l'eau. Cette eau en plus de garantir le fonctionnement de la pompe est utilisée pour la dissolution des sels afin d'éviter la formation de dépôts qui conduiront à une réduction de la production et à des opérations de grattage en vue d'y remédier. Des produits chimiques y sont aussi injectés afin de protéger le tubing et le casing de la corrosion. [8]

#### *IV.3.3.1) Avantages de la pompe hydraulique ( Jet Pump )*

- ✓ Résiste à la corrosion.
- ✓ Permet de pomper des fluides contenant des impuretés solides
- ✓ Permet le pompage de fluides gazéifiés.
- ✓ L'installation de la pompe se fait hydrauliquement ou par wire line.
- ✓ Malgré tous les avantages cités, ce type de pompe présente un inconvénient qui est sa faible efficacité vue qu'elle est efficace jusqu'à 30%.

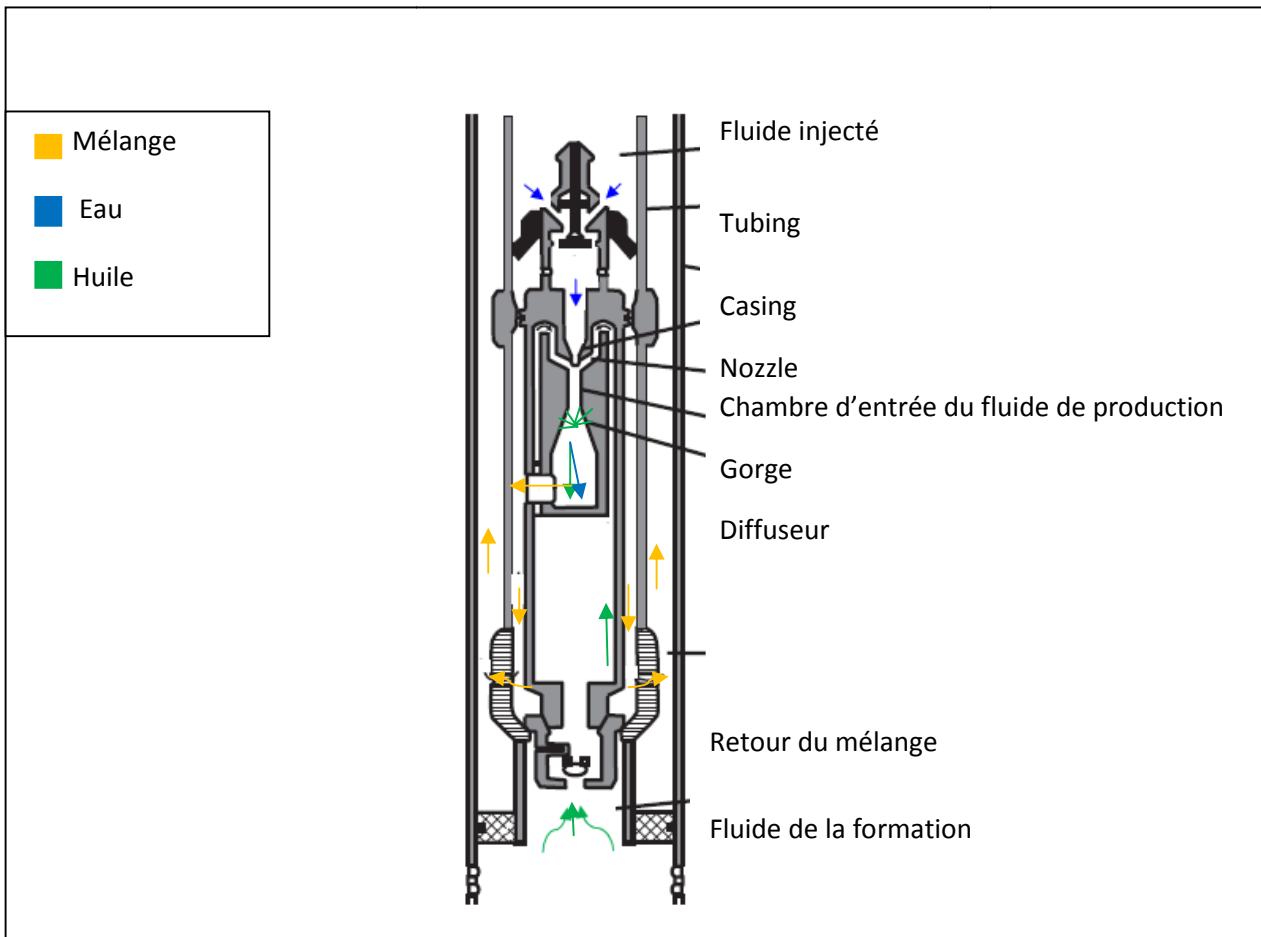
#### *IV.3.3.2) Principe de fonctionnement*

A la différence de la pompe à piston, la Jet Pump fait appel à un déplacement dynamique afin d'augmenter la pression du fluide sortant de la formation.

Le concept de cette pompe est très simple, le fluide injecté depuis la surface entre à travers un nozzle, vue la restriction de la section de passage du fluide celui-ci est accéléré et s'écoule alors à une plus à une très grande vitesse. Il s'agit au fait d'un tube venturi, le fluide fournissant l'énergie à la pompe qui est à une grande pression est alors éjecté à une très grande vitesse créant ainsi une dépression au niveau du nozzle, ceci permet alors u fluide de la formation d'entrer dans la pompe et de se mélanger au fluide injecté depuis la surface à savoir l'eau dans ce que l'on appelle la gorge (Throat). Le fluide ainsi mélangé gagne en pression lors de son passage à travers un diffuseur conique. Cet équipement permet de transformer

l'énergie cinétique du mélange en énergie de pression. Lorsque la pression est suffisante le fluide est alors éjecté jusqu'en surface ou il atteindra la tête de puits avec une certaine pression.

La figure suivant montre la conception d'une jet pump :



**Figure IV.6 : Composants de la Jet Pump**

Ce schéma montre le fonctionnement de la pompe. L'eau vient à grande pression à partir de la surface, arrivée au Nozzle elle rencontre une restriction ou son énergie cinétique augmente. Ceci se traduit par une accélération ou en d'autres termes par une augmentation de la vitesse. Puisque l'énergie est conservée, c'est une partie de son énergie de pression qui se transforme en énergie cinétique. Une dépression résulte au niveau de nozzle, l'huile sortant du réservoir arrivant au fond du puits à une pression plus grande que celle régnant dans la pompe, on a alors écoulement de l'huile dans le corps de la pompe. Ce phénomène est au fait l'aspiration de la pompe.

Après être entré dans la gorge les deux fluides se mélangent (eau et huile) on a alors un mélange, il est à noter que l'efficacité de la pompe est d'autant plus importante que le mélange des deux fluides se produit au niveau de la gorge. Celle-ci diminue lorsque le mélange se produit au niveau du diffuseur.

Etant donné la section grandissante du diffuseur, le mélange perd une partie de son énergie cinétique à cause de la réduction de vitesse mais gagne en pression. C'est ce phénomène qui permet au fluide d'avoir une pression plus grande que le poids de la colonne hydrostatique dans l'espace annulaire et c'est ainsi que se produit l'écoulement du fluide jusqu'en surface.

IV.3.3.3) Caractéristiques de la Jet Pump

La figure suivante montre le principe de fonctionnement de la Jet Pump :

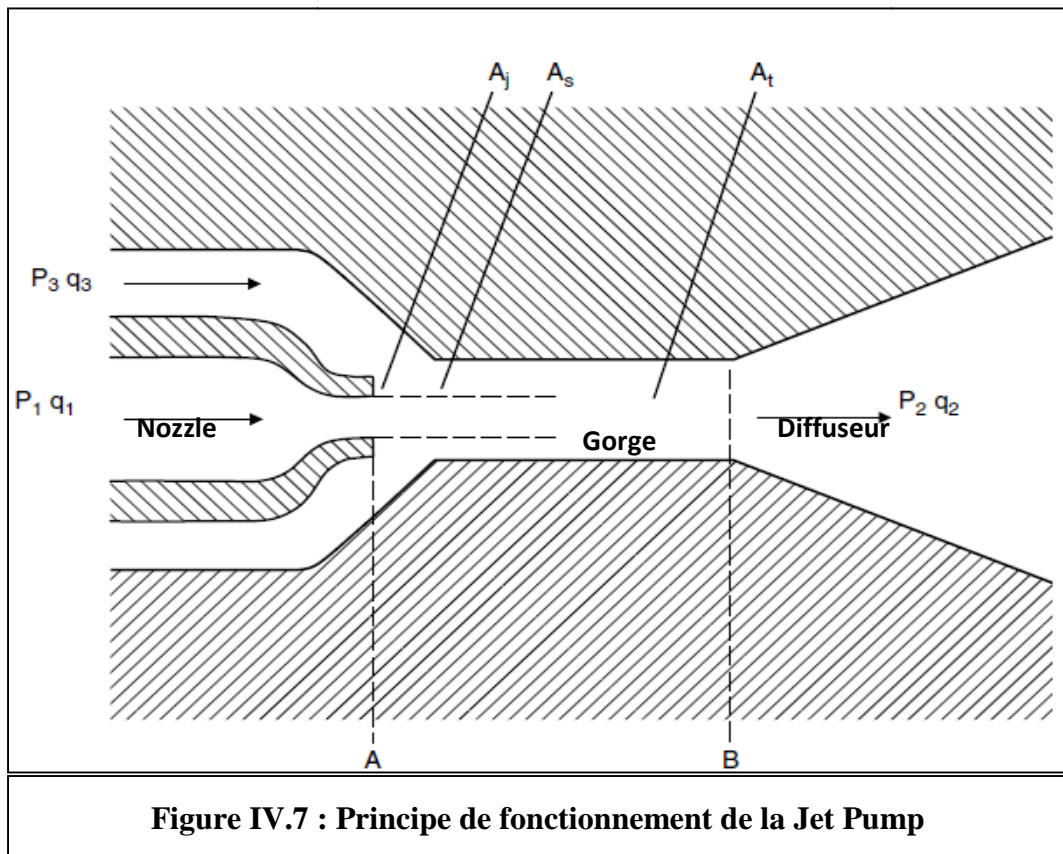


Figure IV.7 : Principe de fonctionnement de la Jet Pump

La pompe est caractérisée par un certain nombre de paramètres techniques tel que montre la figure ci-dessus, parmi ces paramètres on distingue :

$$R = \frac{A_j}{A_t} \quad \text{(Équation IV.1)}$$

$R$  : Nombre adimensionnel de l'aire du nozzle.

$A_j$  : Aire du jet nozzle.

$A_t$  : Aire totale de la gorge.

$A_s$  : Aire nette de la gorge.

Il existe aussi un autre nombre adimensionnel caractéristique de la pompe qui est un rapport de débits, définit comme ceci :

$$M = \frac{q_3}{q_1} \quad \text{(Équation IV.2)}$$

$q_1$  : Débit du fluide injecté (eau), (bbl/jr).

$q_3$  : Débit du fluide de formation, (bbl/jr).

$q_2$  :  $q_1 + q_2$ , Débit total, (bbl/jr).

On définit aussi le rapport de pression qui est :

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \quad \text{(Équation IV.3)}$$

$P_1$  : Pression du fluide injecté (psia).

$P_2$  : Pression de refoulement (psia).

$P_3$  : Pression d'aspiration (psia).

A partir des deux équations citées précédemment on peut calculer l'efficacité de la pompe comme ceci :

$$\eta = M * H \quad \text{(Équation IV.4)}$$

L'équation ci-dessus est valable dans le cas d'un fluide de formation sans gaz, à l'état monophasique c'est-à-dire à l'état liquide.

Dans le cas d'un écoulement diphasique, où le fluide de formation contient une certaine quantité de gaz. L'efficacité de la pompe dans le cas diphasique s'écrit alors ainsi : [8]

$$\eta = \frac{q_{3L} \cdot (P_2 - P_3) + q_{3G} \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_3}\right)}{q_1 \cdot (P_1 - P_2)} \quad \text{(Équation IV.5)}$$

Où :

$q_{3L}$  : Débit liquide de formation, (bbl/jr).

$q_{3G}$  : Débit gaz de la formation.

# Chapitre V : Etude des problèmes d'exploitation des puits candidats



## Introduction

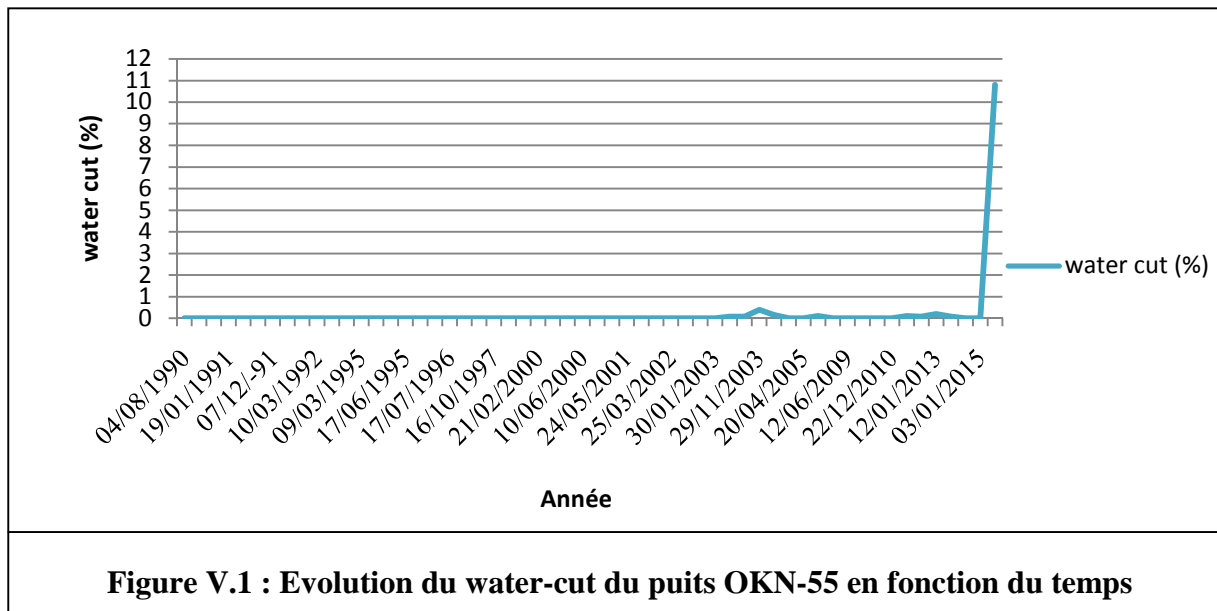
Les puits OKN 722, OKN 55 et DRT 03 sont des puits producteurs d'huile, ces puits sont exposés à des problèmes d'exploitation qui affectent leurs production, la compréhension et la détection de l'origine de ces problèmes est nécessaire pour améliorer leurs rendements et augmenter la durée de vie de ces puits, pour atteindre ce but un diagnostic et une étude de leurs comportements est nécessaire.

Afin donc d'améliorer la production des trois puits étudiés on va essayer de déceler les problèmes que rencontrent ces trois puits et tenter de trouver les solutions adéquates à chaque puits.

## V.1. Problèmes d'exploitation du puits OKN-55

### V.1.1. Entrées d'eau

Le puits producteur OKN-55 connaît une entrée d'eau, ceci est directement déduit à partir de l'évolution du water-cut au niveau de ce puits, le graphe suivant montre l'évolution du water-cut au cours du temps :



On voit à partir du graphe que le pourcentage d'eau ayant envahi le puits est négligeable et ce jusqu'au début de l'année 2015. Durant cette année-là le water-cut (débit fractionnaire) a connu une importante augmentation, en effet la quantité d'eau est passée d'environ 0% pour atteindre une valeur de 11%.

### *V.1.1.1) Conséquences des venues d'eau*

Le problème de la percée d'eau est un problème qui est loin d'être négligeable, il peut avoir différentes conséquences sur le puits et sur sa production on en cite :

#### a. Les dépôts

Le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remontée de l'effluent dans le tubing et ce suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans l'eau. Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte, et donc diminuer la production du puits.

#### b. La corrosion des équipements de production

La corrosion désigne le phénomène par lequel les métaux tendent à revenir à l'état sous lequel ils se trouvent dans la nature (oxyde, carbonates, sulfates...) c'est-à-dire leur état le plus stable, l'eau produite est généralement très salée et elle peut par conséquent être à l'origine de l'aggravation de ce phénomène.

#### c. L'alourdissement de la colonne hydrostatique

La production d'eau entraîne un alourdissement de la colonne de production suite à l'augmentation de la masse volumique moyenne du mélange eau /huile. Cela résulte une augmentation de la pression de fond et une chute de débit total.

#### d. La diminution de la perméabilité relative d'huile

La productivité des puits d'huile est fortement liée à la perméabilité relative d'huile au voisinage de puits, cette dernière est altérée par la présence simultanée d'eau.

#### e. La production de sable

L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en place, permettant ainsi la production de sable. [9]

V.1.1.2) Investigation sur l'origine de l'eau

La percée d'eau est donc un réel problème d'exploitation, cette eau peut avoir deux origines distinctes :

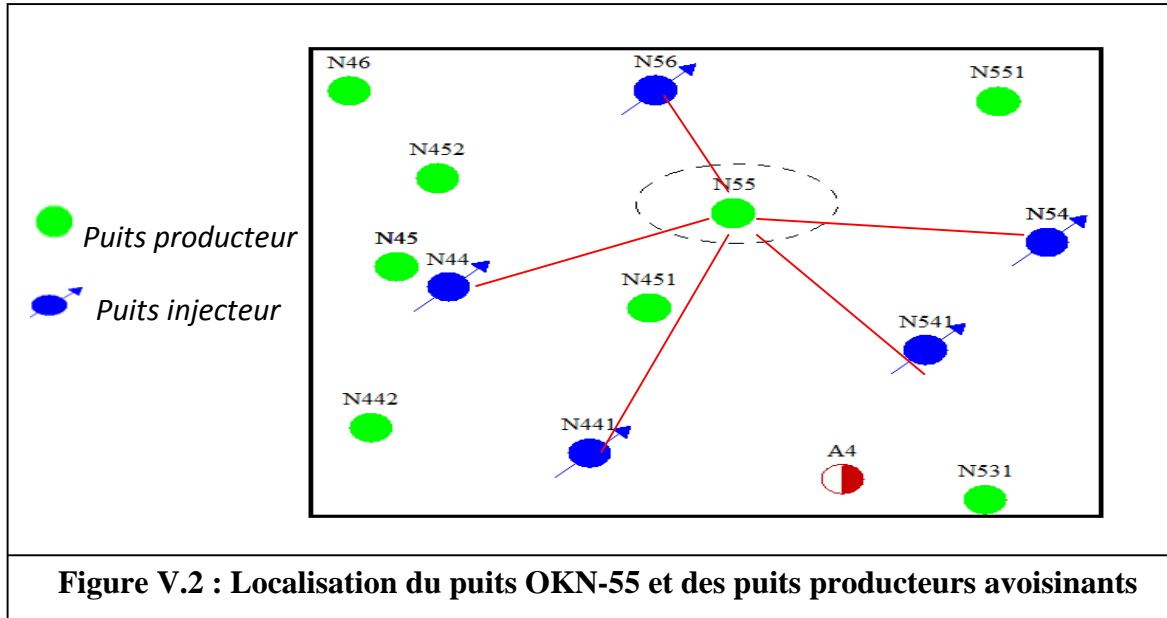
1. Le gisement
2. L'eau d'injection de la récupération secondaire.

Afin de tenter de trouver une solution adéquate à ce problème on se doit de faire une investigation sur cette origine en utilisant les données en notre possession.

a) Situation et localisation du puits OKN-55

Il est impératif de situer le puits OKN-55 dans le champ. La localisation du puits producteur va révéler l'existence des puits injecteurs d'eau aux alentours qui peuvent venir l'influencer. Cette localisation n'a pas pour but de déterminer l'influence des puits injecteurs mais elle sera utile dans le choix des puits candidats à l'étude.

La carte ci-dessous indique la position exacte du puits producteur d'huile OKN-55 ainsi que les différents injecteurs d'eau avoisinants.



D'après la figure (V.2) il existe cinq puits injecteurs d'eau qui ont la possibilité d'affecter le puits OKN-55.

Les distances du puits producteur par rapport aux puits injecteurs sont résumées dans le tableau ci-dessous

**Tableau V.1 : Distance entre les puits injecteur et le puits OKN-55**

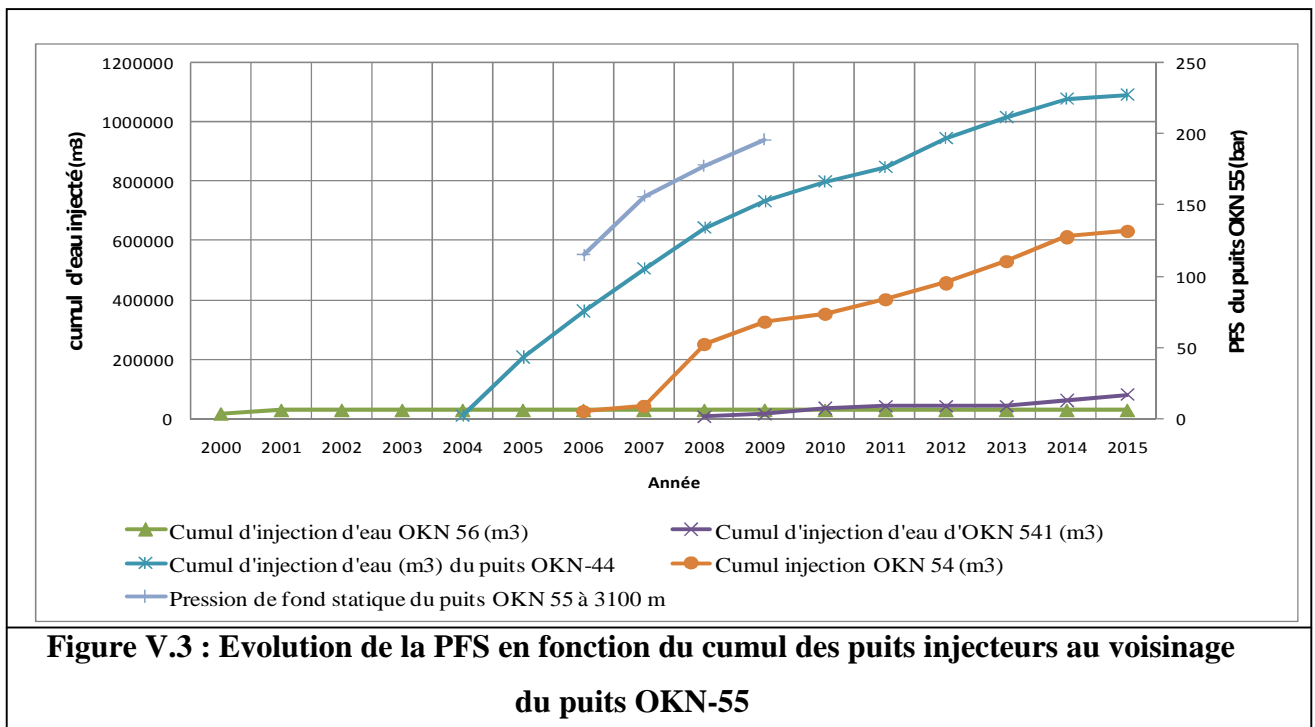
<b>Puits injecteur d'eau</b>	<b>Distance par rapport à OKN-55 (m)</b>
<b>OKN-541</b>	1133
<b>OKN-56</b>	850
<b>OKN-44</b>	1170
<b>OKN-54</b>	1190
<b>OKN-441</b>	1210

D'après la carte de localisation le puits OKN-441 n'est pas aligné avec le puits producteur OKN55 c'est-à-dire qu'il y'a le puits producteur OKN-451 les séparant et d'après le tableau (V.1) il est distant de ce dernier de 1210 m, donc ce puits sera écarté pour l'investigation. Dés lors les candidats sélectionnés pour l'étude de l'influence seront les puits injecteurs : OKN-56, OKN-54 , OKN-541 ,OKN-44.

b) Influence du cumul d'injection sur la pression de fond statique du puits OKN-55

Pour pousser l'investigation et connaître l'influence des puits injecteurs sur le puits producteur OKN-55, il est nécessaire d'analyser l'évolution de la pression de fond statique de ce dernier en fonction du cumul d'injection des puits injecteurs au cours d'une certaine période de temps.

Le graphe suivant représente les changements dans la pression de fond statique(PFS) au niveau du puits OKN-55, et l'évolution du cumul d'injection des puits injecteurs candidats à l'étude en fonction du temps



Ce graphe montre le cumul injecté de chaque puits et l'évolution de la pression de fond statique du puits OKN-55 au cours de la période allant de l'an 2000 jusqu'en 2015.

On remarque qu'en 2000 le seul puits actif est le OKN-56, mais au cours du temps son cumul d'injection est fortement inférieur par rapport aux autres puits.

Le puits OKN-541, lui aussi en comparaison avec les autres puits et en se référant à son cumul d'injection n'est pas un puits très actif, l'injection à travers ce puits a commencé en 2008.

Les puits OKN-44 et OKN-54 ont des cumuls d'injections très importants particulièrement le puits OKN-44, il a enregistré un cumul d'injection de 10 millions de m<sup>3</sup> en neuf ans.

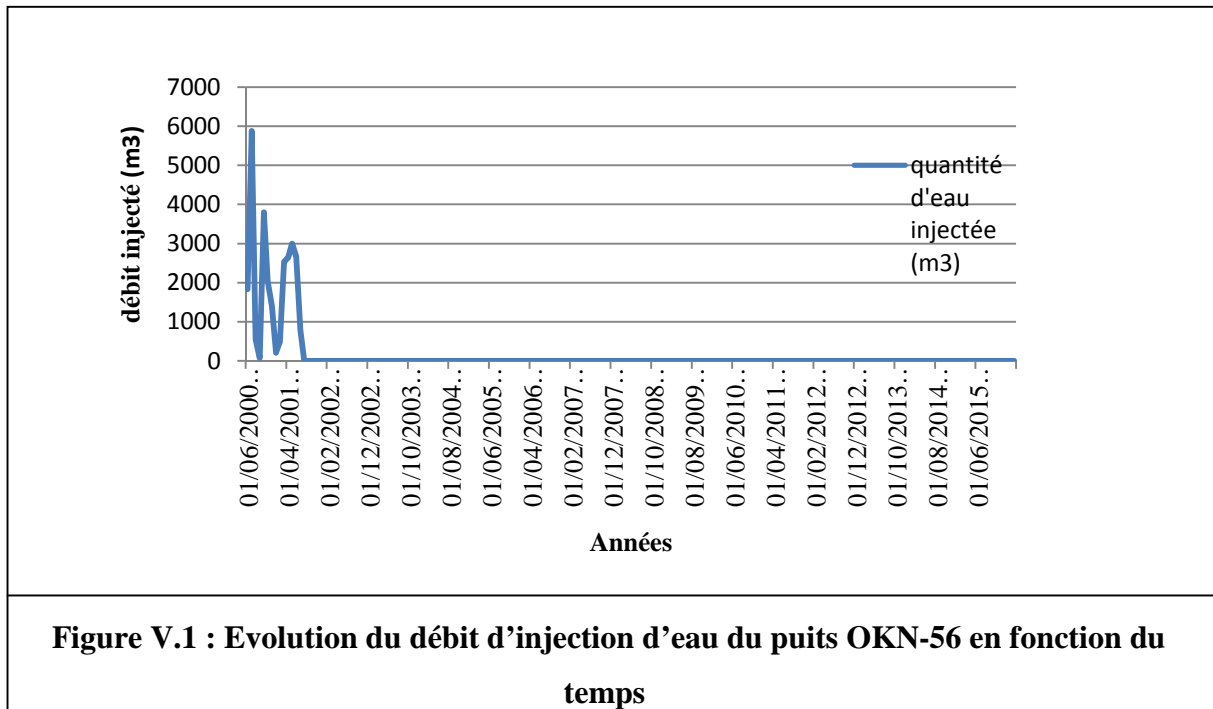
La pression de fond statique est en nette augmentation entre 2006 et 2009. Elle suit apparemment la même allure que le cumul d'injection. On ne dispose malheureusement pas d'un nombre importants de données en ce qui concerne ce paramètre par faute de mesures.

Il est cependant évident que la pression de fond a connu une impressionnante remontée, ceci est dû à la présence de l'injection aux alentours du puits producteur.

Dans le but de savoir l'apport de chaque puits, on s'intéresse aux débits d'injection de chaque puits singulièrement au cours des années.

### - Injection d'eau du puits OKN-56

Le graphe suivant montre les quantités d'eau injectées à travers le puits OKN-56 à différentes périodes de sa vie



En analysant le graphe de la figure(V.4), on remarque que le puits OKN-56 est fermé depuis la fin 2001, et enregistre avant cette période un faible débit d'injection 6000 m<sup>3</sup> d'eau. On écarte donc la supposition quant à la possibilité que ce puits soit à l'origine de l'eau entrant dans le puits OKN-55 en dépit de sa proximité avec celui-ci.

- Injection du puits OKN-541

Le graphe ci-dessous indique l'injection d'eau à travers le puits OKN-541 et l'évolution de cette injection au cours du temps

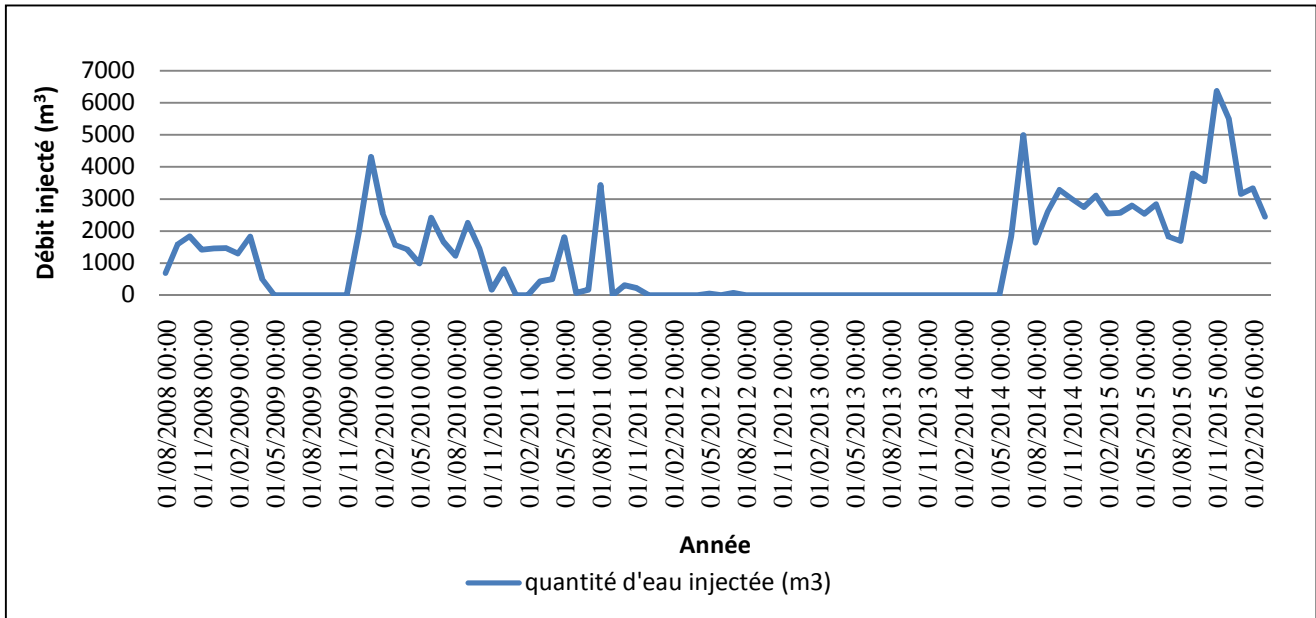
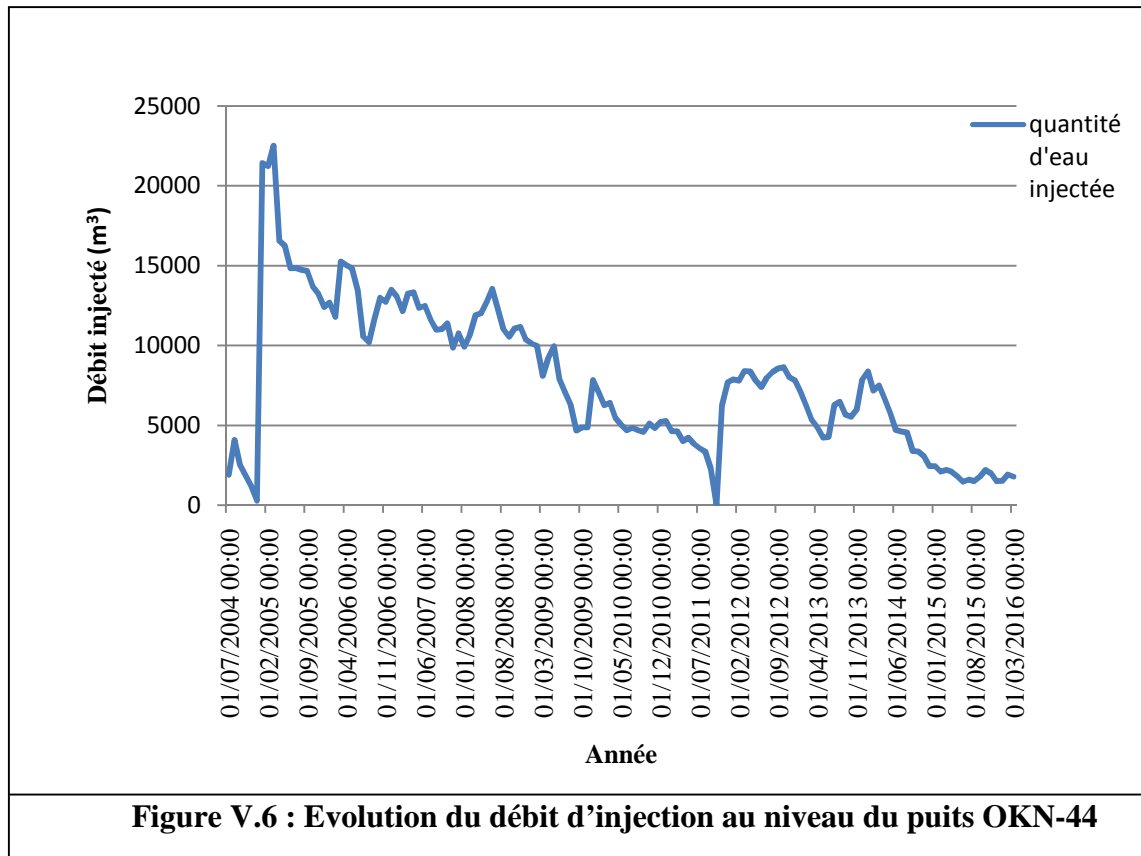


Figure V.2 : Evolution du débit d'injection au niveau du puits OKN-541

La figure (V.5) montre que le puits OKN-541 était est un puits actif depuis 2008 . Il a connu un arrêt d'injection en 2011 jusqu'à 2014 ou son injection a augmenté jusqu'à 5000m<sup>3</sup> et est arrivée à une valeur de débit de 6378m<sup>3</sup> en 2015 et cela afin d'assurer un maintien de pression efficace. Ce puits vu son important débit d'injection est donc susceptible de causer les entrées d'eau dont souffre le puits OKN-55.

- Injection du puits OKN-44

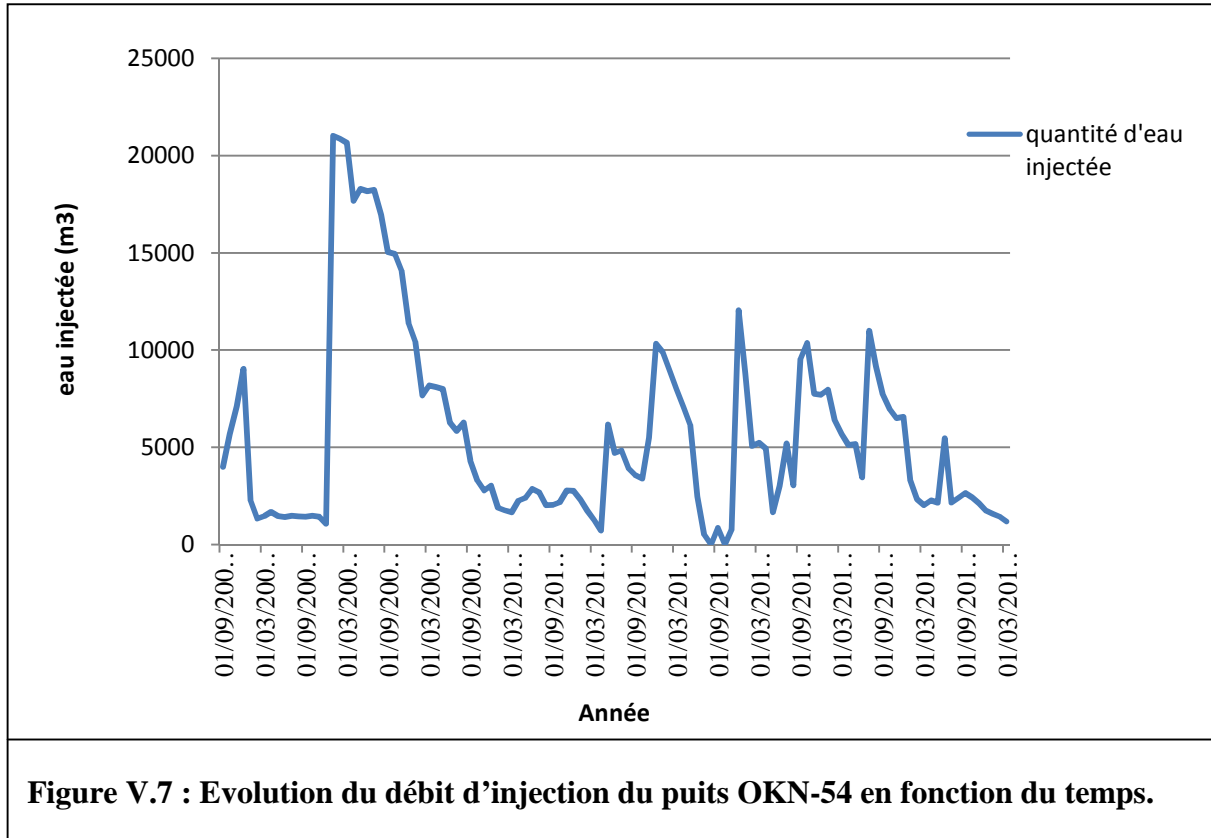
Le graphe ci-dessous indique l'injection d'eau à travers le puits OKN-541 et l'évolution de cette injection au cours du temps :



L'analyse du graphe ci-dessus montre que ce puits est caractérisé par une injection d'eau qui diminue en continue et ce depuis le début de sa mise en activité. Malgré les faibles quantités d'eau injectées depuis 2015 son influence n'est pas pour autant négligeable et nécessite une recherche plus approfondie.

- Injection du puits OKN-54

Le graphe ci-dessous indique l'injection d'eau à travers le puits OKN-541 et l'évolution de cette injection au cours du temps



Après l'analyse du graphe on remarque que l'injection d'eau à travers ce puits n'est pas stable et montre des fluctuations assez importantes. On peut remarquer qu'entre 2008 et 2009 d'importantes quantités d'eau ont été injectées. Au cours des dernières années les quantités d'eau injectées ont considérablement diminuées pour arriver à des valeurs en dessous de 5000 m<sup>3</sup>. Le puits a cependant une grande probabilité de participer à la percée d'eau qui s'est produite dans le puits OKN-55.

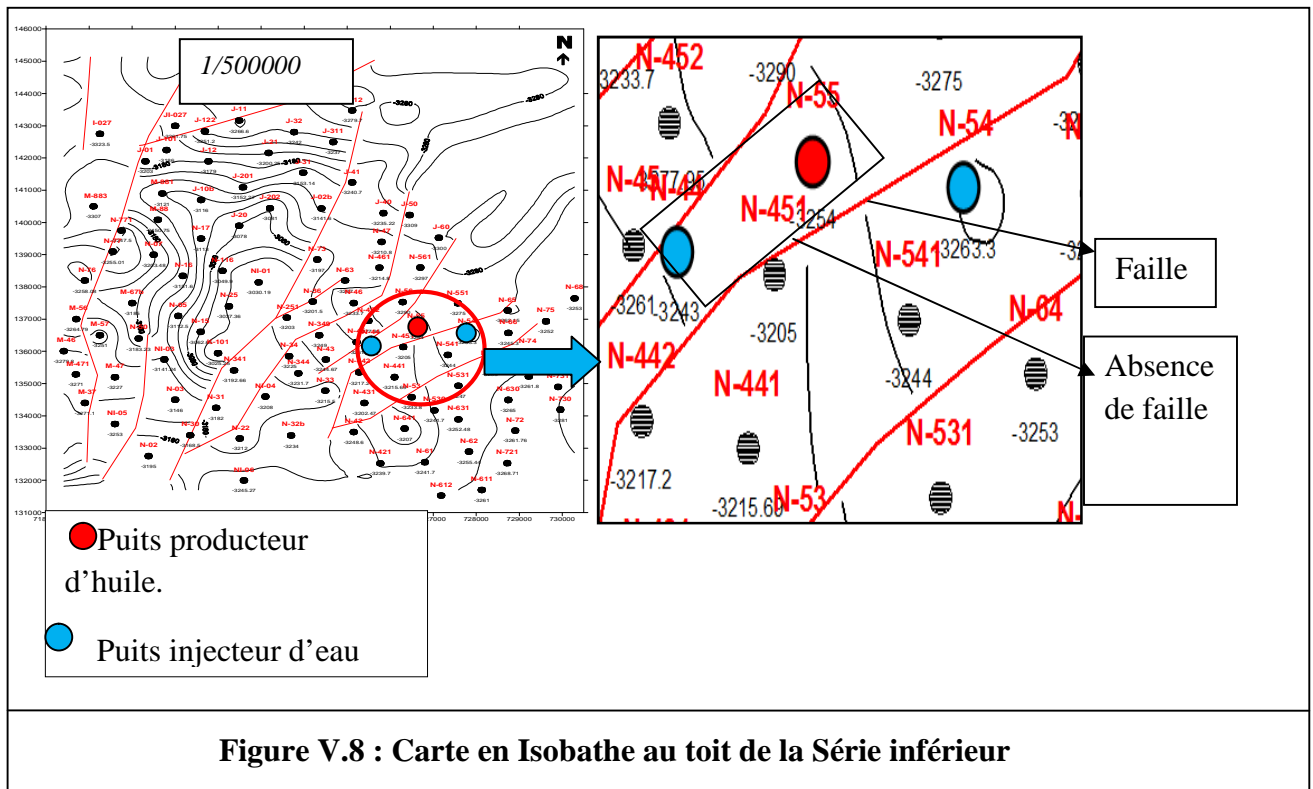
On en conclut d'après l'analyse des graphes ci-dessus que seuls les puits OKN-54, OKN-44 et le OKN-541 sont susceptibles d'influencer le puits OKN-55 néanmoins le puits OKN 541 est le plus loin des puits et de plus il a le petit cumul d'injection, donc on écarte pour le moment son influence.

L'analyse des débits d'injection au niveau des puits injecteurs donne un aperçu sur l'origine de l'influence probable de ces puits sur le OKN-55 mais pour la confirmer une étude de leurs caractéristiques géologiques est nécessaire.

Pour connaître la réelle influence des puits injecteurs sur le puits OKN55 il est impératif d'examiner la carte en isobathe pour détecter une quelconque barrière géologique et ensuite mettre en place des corrélations diagraphiques qui mettront en évidence une communication si elle existe entre les puits injecteurs et le puits producteur OKN-55.

Carte en isobathes

La carte en isobathe <sup>1</sup> suivante va indiquer les failles <sup>2</sup> pouvant exister entre le puits producteur et les puits injecteurs



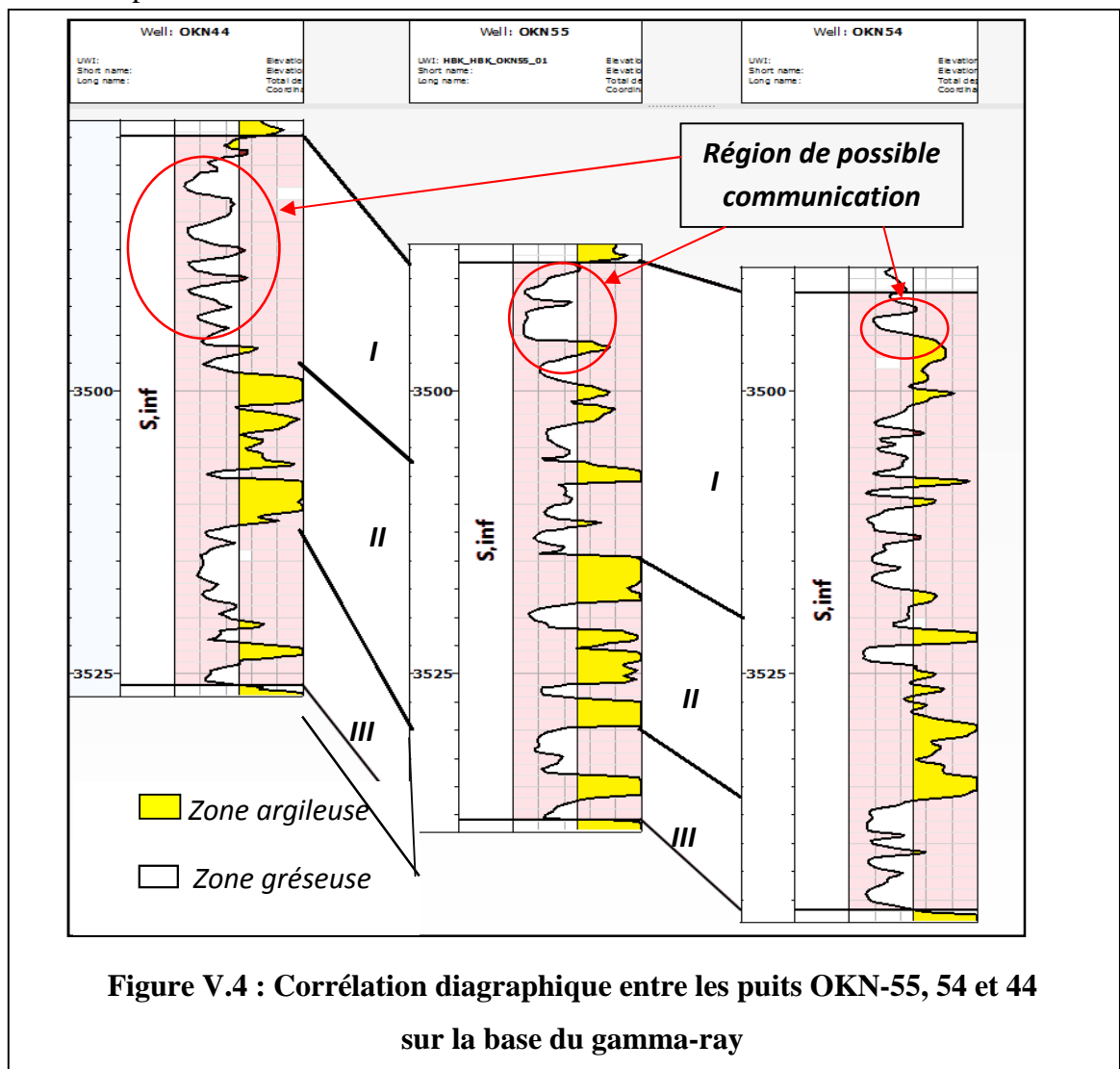
<sup>1</sup> Voir Annexe 5

### Interprétation des cartes en isobathe

La carte en isobathe met en évidence l'existence d'une faille séparant le puits producteur OKN-55 du puits injecteur d'eau OKN-54 cette faille<sup>3</sup> montre un rejet de 40 m tel que le puits OKN-55 est à une profondeur de 3290 et le puits injecteur OKN-54 est à 3263 m de profondeur donc la faille peut empêcher la communication entre les puits.

La carte en isobathe indique également l'absence de faille entre le puits OKN-55 et le puits OKN-44 ce qui peut favoriser la communication.

La carte en isobathe ne peut à elle seule déterminer la possible communication entre les puits, pour approfondir cette étude on va étudier les corrélations diagraphiques entre les puits injecteurs et le puits OKN-55



<sup>3</sup> Voir Annexe 5

### **Interprétation des corrélations diagraphiques <sup>4</sup>**

D'après les résultats des corrélations diagraphiques trois grandes zones ressortent :

**ZONE III :** C'est une zone gréseuse donc perméable du côté du puits OKN-44 qui contient toutefois une barrière argileuse qui peut empêcher la communication avec le puits OKN-55 , par contre au niveau du puits OKN-54 la zone est gréseuse néanmoins la communication entre les deux puits peut être gêné à cause de la présence d'une barrière argileuse au niveau du puits OKN-55, par conséquent on en conclut que cette zone procure peu de chance de communication.

**ZONEII :** C'est une zone argileuse du coté des trois puits, la communication est de ce fait très peu probable au niveau de cette zone en particulier.

**ZONEI :** C'est une zone gréseuse du côté du puits OKN-44 mais avec des entrées argileuses imperméables au niveau du puits producteur OKN-55 et du puits injecteur OKN-54, donc la communication est probable mais reste difficile.

Finalement la communication entre les puits est peu probable à travers la zone III et II elle a néanmoins plus de chance de se produire à travers la zone I mais le banc dans lequel cette communication est la plus probable est de faible hauteur, par conséquent il y'a peu de probabilité que la percée d'eau provienne des puits injecteurs qui se trouvent aux alentours du puits OKN-55.

Vu que le banc concerné par le passage éventuel de l'eau est réduit, et pour approfondir l'investigation on va avoir recours à d'autres analyses qui vont nous éclairer sur l'origine de l'eau.

- Analyse de l'évolution de la salinité de l'eau entrante dans le puits OKN-55

Il est important de noter que la connaissance de la salinité de l'eau produite au niveau du puits producteur est d'une grande importance. En effet l'eau de gisement du champ de Haoud Berkaoui est une eau saturée dont la salinité est de l'ordre de 350 gr/l.

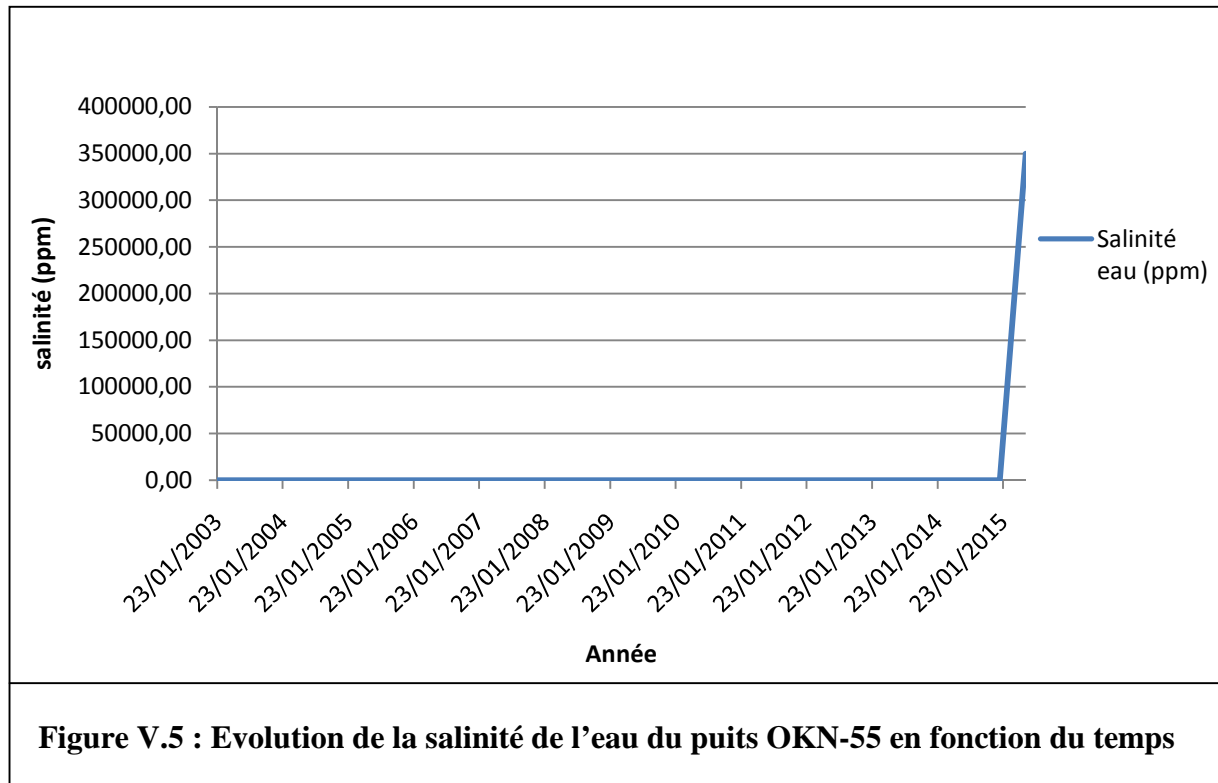
L'eau d'injection dans le cas contraire n'est pas saturée en sel, c'est une eau douce et étant donné que celle-ci n'effectue qu'un balayage elle n'a pas le temps de se saturer en sel.

---

<sup>4</sup> Voir Annexe 5

Le graphe suivant montre l'évolution de la salinité de l'eau produite, ces données sont obtenues à partir du jaugeage qui se fait en surface.

Le graphe ci-dessous indique l'évolution de la salinité de l'eau produite par le puits OKN-55



D'après l'analyse de cette figure on voit que la salinité de l'eau est en augmentation. La barre des 350 gr/l est atteinte ceci nous amène à dire que le puits est soumis à une percée d'eau provenant du réservoir.

### Recommandations

Dans ce cas on recommande fortement l'établissement d'un PLT (diagraphie de production)<sup>5</sup> afin de détecter les bancs producteurs d'eau et dans le but de s'assurer du type de cette eau qui entre dans le puits (eau d'injection ou de gisement).

Une fois les bancs produisant de l'eau identifiés, il sera nécessaire de boucher les perforations dans le cas où une unité argileuse sépare les bancs perforés et empêche la communication entre eux.

<sup>5</sup> Voir Annexe 5

La percée d'eau n'est pas très importante pour l'instant, et une solution de bouchage permanent n'est pas des plus urgents mais si ce problème persiste et augmente d'autres recommandations seront utiles à proposer et effectuées.

### V.1.2. Problème de dépôts de sel

Les dépôts de sels au niveau du champ de Haoud Berkaoui est un problème qui affecte la production de beaucoup de puits, le OKN-55 est l'un d'eux, ces sels ne sont pas juste présents dans l'eau mais également dans l'huile produite sous forme d'émulsion inverse eau / huile ou à l'état de cristaux. Ces dépôts de sels se forment après un changement de température et de pression et cause le bouchage des équipements de production.

Le graphe suivant montre la salinité de l'huile et son évolution au cours du temps :

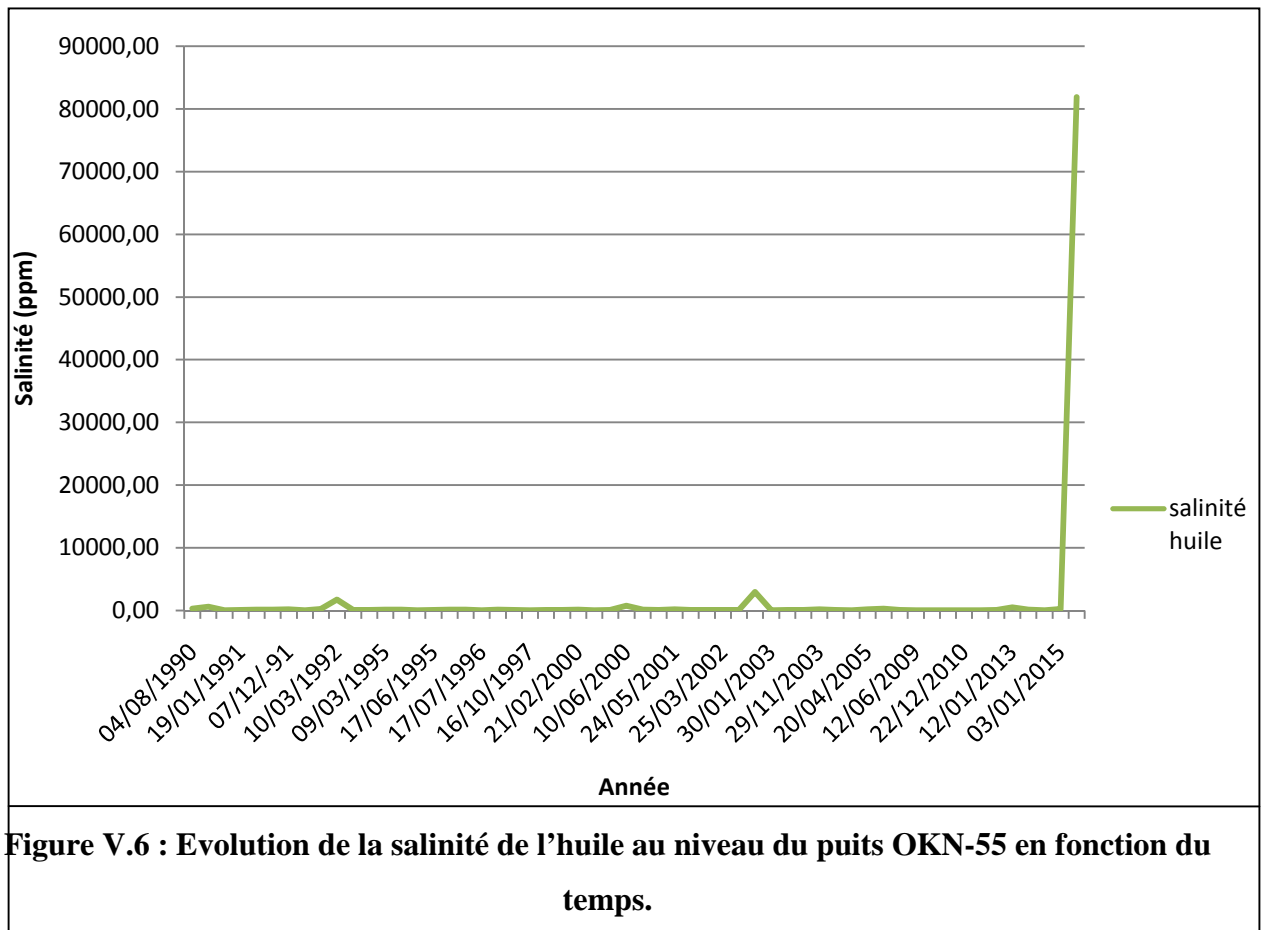
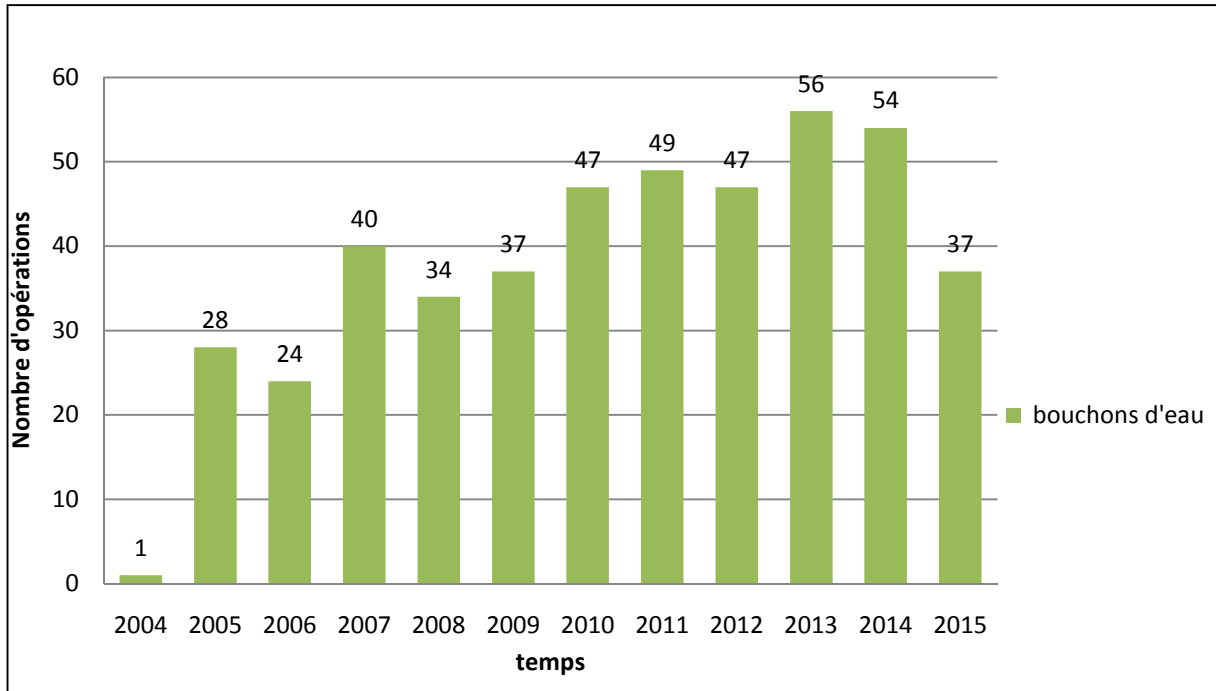


Figure V.6 : Evolution de la salinité de l'huile au niveau du puits OKN-55 en fonction du temps.

Après l'analyse du graphe, on remarque que la salinité de l'huile a augmenté une en 2015 jusqu'à une valeur supérieure à 80000 ppm.

Pour résoudre ce problème un nombre important d'opérations a été effectué sur ce puits, ces opérations consistent en l'injection de bouchons d'eau qui est l'injection d'un certain volume d'eau douce afin de dissoudre le sel.

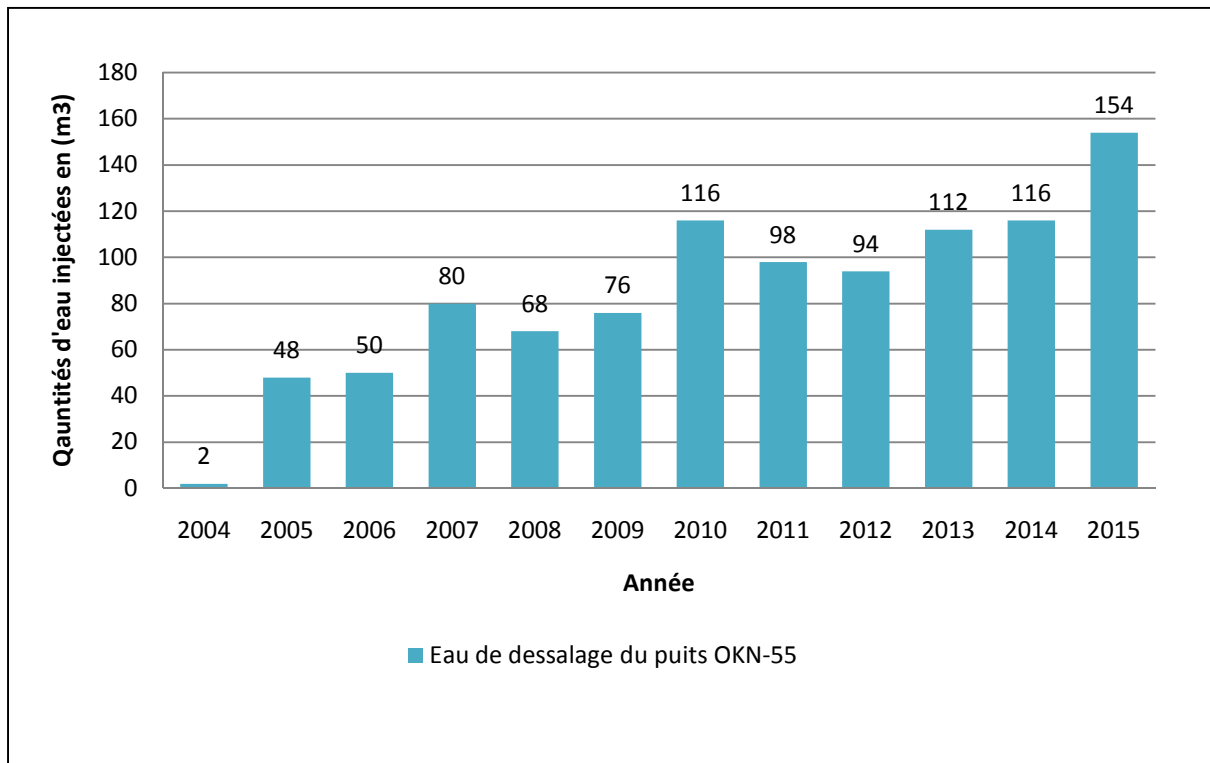
Le graphe suivant montre le nombre d'opération d'injection bouchons d'eau réalisé sur le puits OKN-55



**Figure V.7 : Nombre d'opérations de dessalage par circulation d'eau du puits OKN-55.**

Après l'analyse du diagramme on remarque que Le nombre d'opérations est en général à la hausse au cours des années qui passent. Durant l'année 2015, il y a eu une réduction significative du nombre d'opérations réalisées dans le but de réaliser le dessalage, cette diminution est due à l'augmentation du volume injecté par bouchon, qui est montré dans la figure suivante.

Le graphe suivant montre les quantités d'eau injectées chaque année pour la dissolution du sel :



**Figure V.8 : Evolution du volume d'eau injecté en fonction du temps au niveau du puits OKN-55**

L'analyse de la figure montre une hausse dans les quantités d'eau injectées. Ceci vient appuyer le fait que le water-cut est forcément dû à l'eau gisement qui est entré dans le puits, ceci a conduit à une augmentation de la salinité de l'huile et par conséquent à une augmentation des dépôts.

Ces opérations réalisées sur le puits OKN-55 ont donc augmenté ces dernières années et comme ce sont des solutions à court terme, on se doit de chercher un moyen plus efficace et qui réglera le problème.

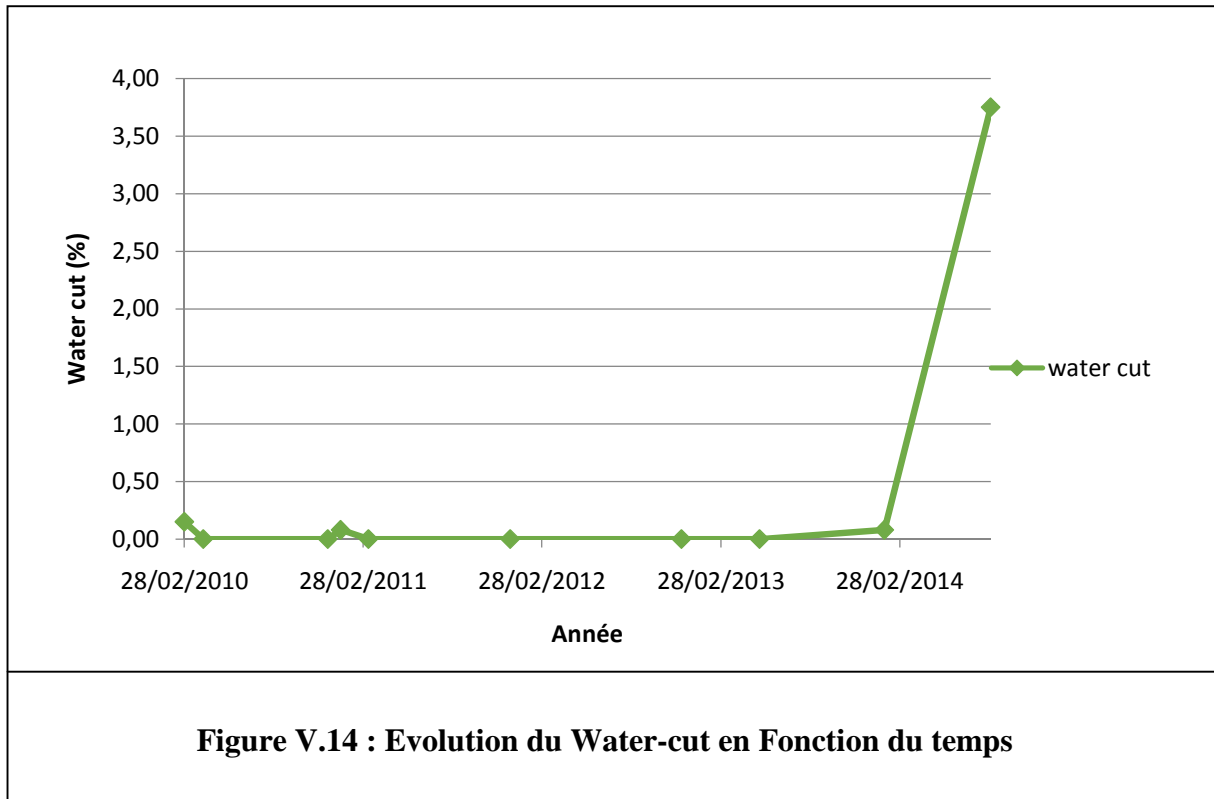
### Recommandations au problème de dépôts de sels

Dans le but de réduire le nombre des opérations de bouchons d'eau et dans le but de prévenir le bouchage des équipements de production on suggère la mise en place d'une complétion GLC, celle-ci va permettre la dissolution des sels en continu ainsi que l'amélioration de la production grâce au gaz injecté.

## V.2. Problèmes d'exploitation du puits OKN 722

### V.2.1. Entrée d'eau

Le Water-cut représente le débit d'eau produit par rapport au débit du liquide produit par le puits, le graphe ci-dessous représente l'évolution du pourcentage de Water-cut dans le puits OKN 722 au cours des six dernières années.



Le graphe montre l'évolution du water-cut en fonction du temps durant quatre années consécutives, On constate qu'au cours des trois premières années le water-cut présente de faibles pourcentages qui sont restés stables durant cette période. En 2014 le water-cut a augmenté brusquement pour atteindre un maximum de 3.75%.

Donc le graphe indique une subite entrée d'eau dans le puits OKN722 ce qui va poser un problème lors de son exploitation. Ce puits a donc également besoin d'une investigation quant à l'origine de l'eau qui s'est introduite lors de la production.

### *V.2.1.1) Investigation sur l'origine du problème de percée d'eau*

Pour tenter de remédier au problème, on se doit de desceller l'origine de cette eau et de trouver les bancs producteurs de celle-ci, l'eau produite ne peut avoir que deux origines, elle peut soit provenir du gisement ou des puits injecteurs se trouvant aux alentours, pour appuyer l'une ou l'autre de ces hypothèses on va se référer à un certain nombre d'analyses.

Dans cette investigation on a eu recours aux analyses suivantes :

- Analyse des données de jaugeage.
- Suivi de la pression de fond statique en fonction du cumul d'injection des puits injecteurs avoisinants.
- Etablissement et interprétation des corrélations diagraphiques.
- Interprétation des cartes en isobathes.

#### a. Résultats du jaugeage :

Le jaugeage consiste en la séparation du fluide produit en plusieurs phases ( gaz /huile /eau ) et la mesure du débit de chacune d'elle , différents paramètres seront donc mesurés parmi eux la concentration en sel de l'huile produite et surtout de l'eau produite , ce paramètre est d'une grande importance car il permet de déterminer l'origine de l'eau , en effet l'eau de gisement de Haoud Berkaoui est une eau salée saturée avec une concentration en sel de 350g/l ,comme la salinité de l'eau produite est faible environ 10g/l, on est amené à en déduire que probablement l'eau ne provient pas du gisement mais plutôt de l'eau douce injectée pour le maintien de pression dans les puits injecteurs avoisinants au puits producteur OKN 722.

#### b. Localisation des puits injecteurs :

Selon la distance et l'alignement entre les puits injecteurs et le puits producteur, on va localiser les puits qui pourraient présenter le plus de probabilité d'avoir une influence sur le puits OKN722, et choisir les puits candidats à l'étude.

Trois puits injecteurs avoisinent le puits producteur OKN722 et qui sont : le OKN732, le OKN 731 et le OKNi62, pour voir l'influence de ces puits sur le puits producteur, on va d'abord vérifier leurs proximités.

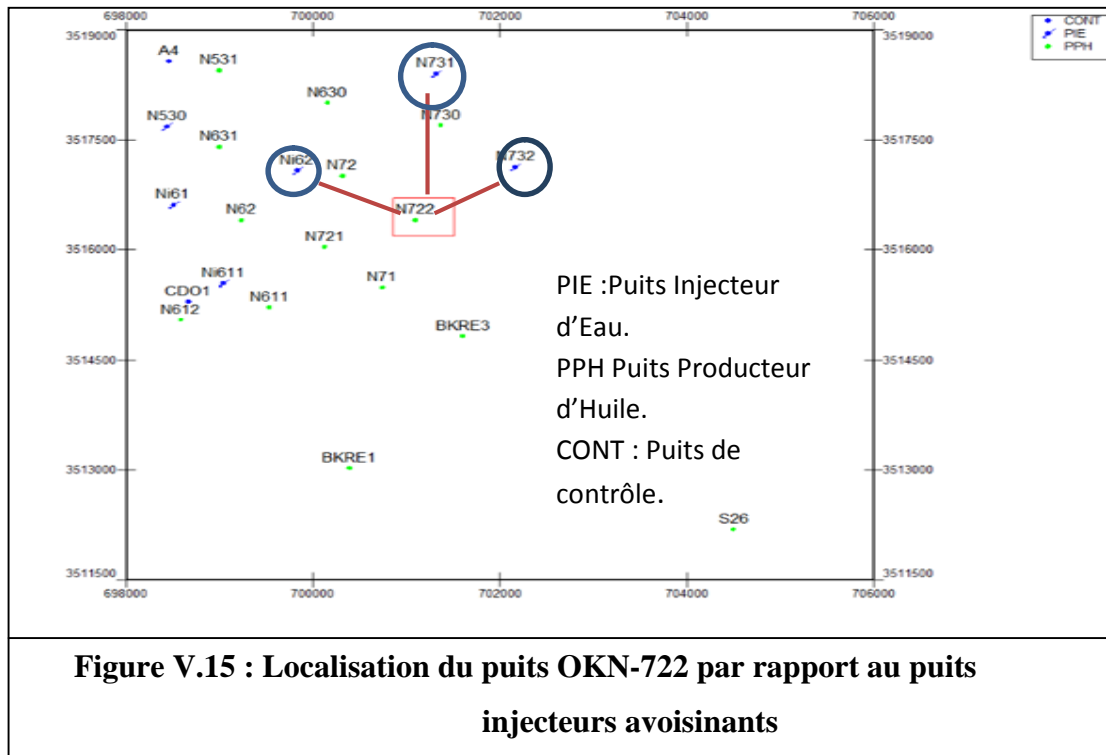
Le tableau suivant montre la distance entre ces puits et le puits OKN722 :

**Tableau V.2 : Distance entre les puits injecteurs et le puits producteur OKN-722**

<b>Puits Injecteurs</b>	<b>Distance avec le puits OKN-722</b>
<b>OKN-732</b>	1286 m
<b>OKN-722</b>	2250 m
<b>OKNi-62</b>	1290 m

Les deux puits OKN 732 et le OKNi62 sont proches du puits OKN722 ils ont donc le plus de chance de l'influencer, mais cette proximité ne peut en rien prouver avec certitude cette influence.

La carte suivante va permettre de vérifier l'alignement de ces puits pour cela on vérifie s'il n'y a pas d'autres puits producteurs qui pourraient perturber cette influence.



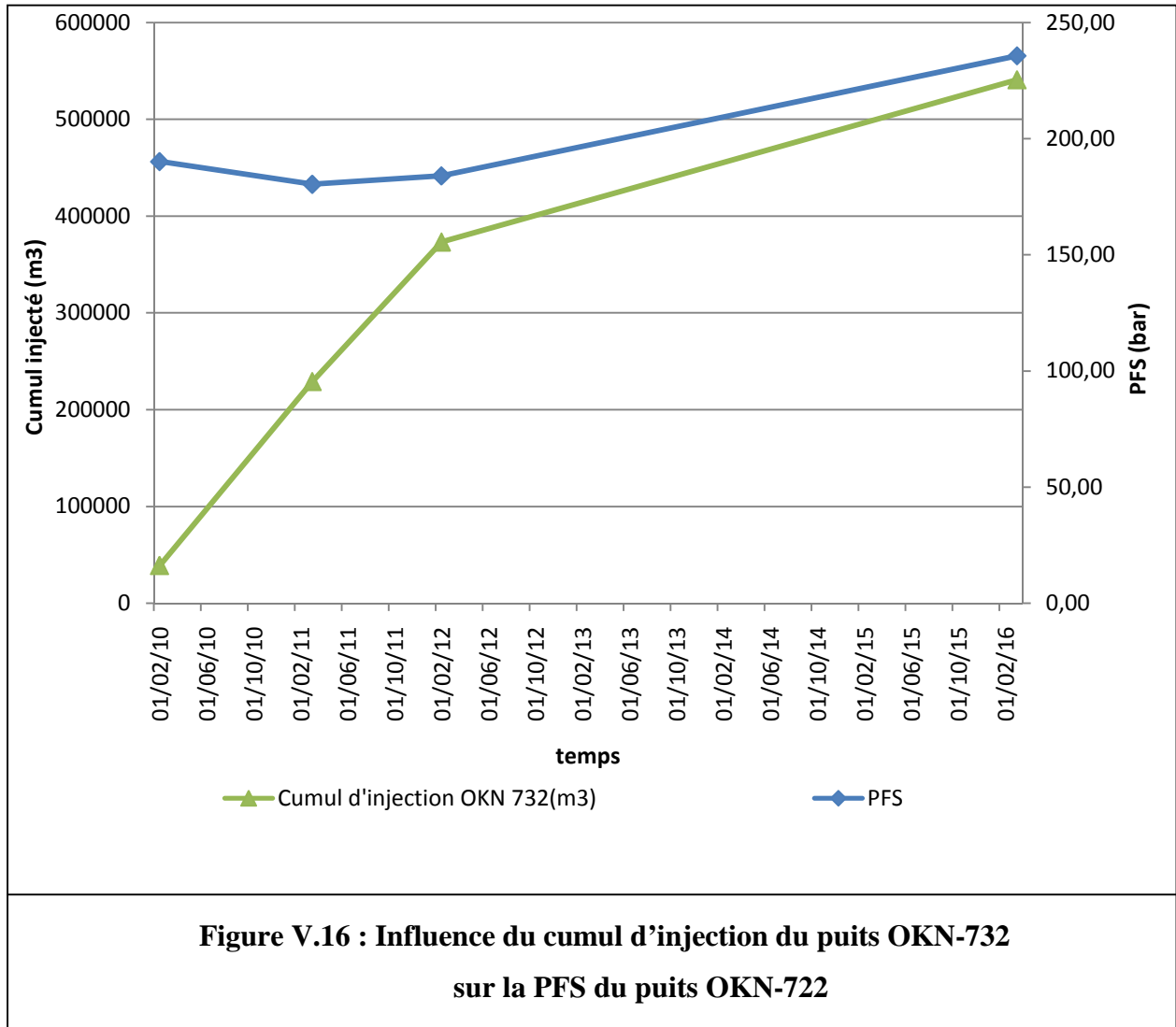
On note que les puits injecteurs OKN731 et le puits OKNi62 ont plus de probabilité d'influencer les puits producteurs OKN730 , et le OKN72 , plutôt que le puits OKN722 .

Donc on en conclut que seul le puits injecteur OKN 732 est aligné avec le puits producteur OKN722 , donc l'étude se portera sur la possible influence de ce puits sur le puits producteur OKN-722.

c. Etude de l'influence du puits OKN 732 sur le puits producteur OKN 722

1. Etude de l'influence sur la pression de fond statique

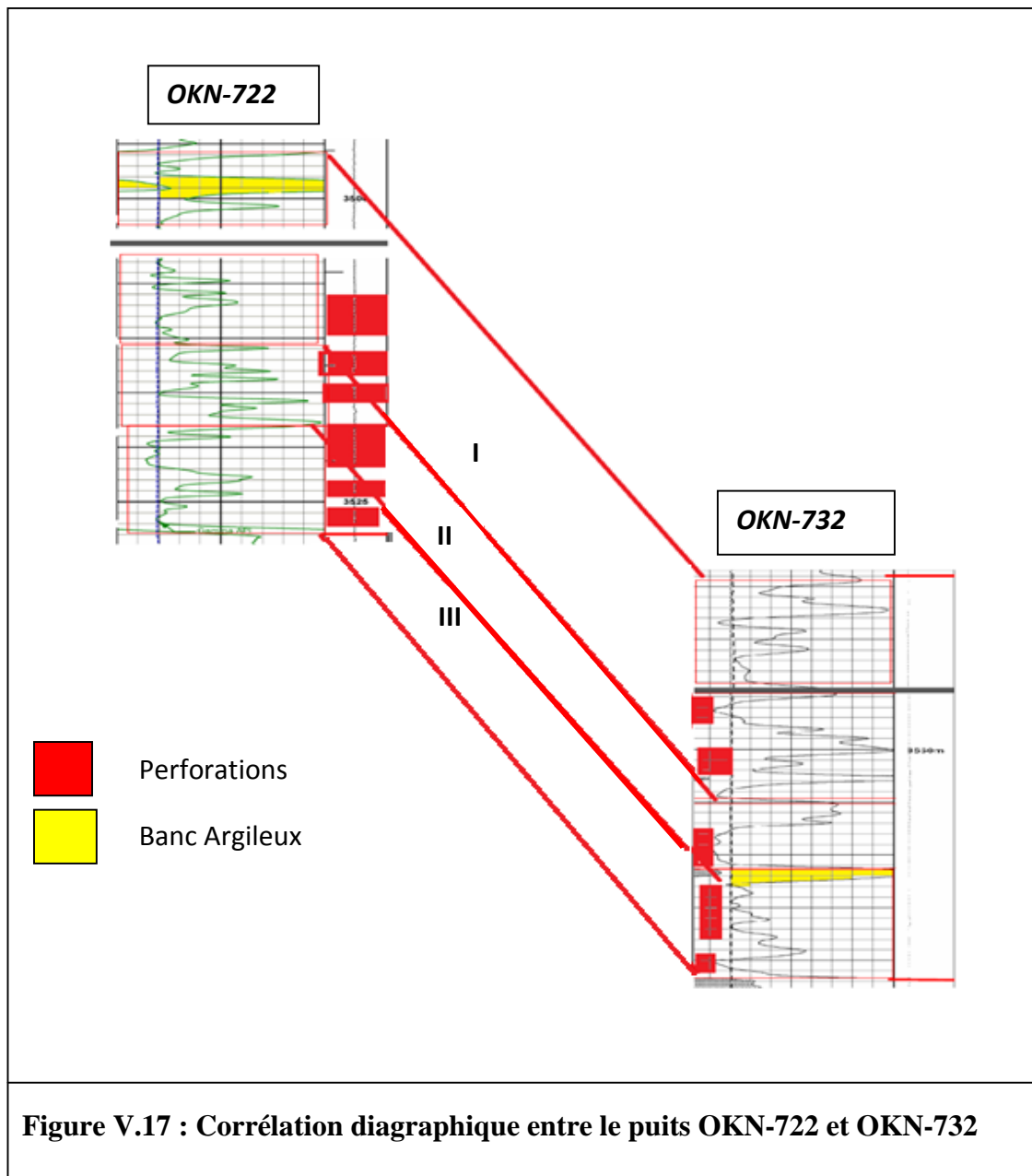
Le graphe ci-dessous représente l'influence de l'évolution du cumul injecté dans le puits OKN732 et sur l'augmentation de la pression de fond statique au niveau du puits OKN722 .



Le graphe montre que La pression de fond statique a augmenté avec l'augmentation du cumul injecté dans le puits OKN 732, donc ceci appuie l'hypothèse d'une possible influence du puits injecteur OKN 732 sur le puits producteur OKN 722.

## 2. Analyse des corrélations diagraphiques

Pour confirmer cette influence une étude des corrélations diagraphiques entre le puits injecteur et le puits producteur est nécessaire c'est-à-dire étudier la compatibilité géologique entre les deux puits et chercher une possible communication entre eux en utilisant des résultats diagraphiques, les résultats de cette étude sont donnés ci-dessous :



Le tableau suivant illustre les résultats des corrélations pour les deux puits :

**Tableau V.3 : Résultats des corrélations diagraphiques entre les deux puits OKN-722 et OKN-732**

<b>ZONE</b>	<b>Profondeur des perforations pour le puits producteur OKN-722</b>	<b>Profondeur des perforations pour le puits injecteur OKN-732</b>	<b>Type de formation</b>
<b>ZONE I</b>	[3507.3-3510.8]	[3545.5-3547.5] [3550.5-3552.0] [3553.5-3554.5]	Zone gréseuse
<b>ZONE II</b>	[3511.4-3512.4] [3514.2-3515.5]	[3511.4-3512.4] [3557.5-3560.5]	Zone gréseuse
<b>ZONE III</b>	[3518.4-3522.7] [3523.5-3524.5] [3524.8-3527.0]	[3562.5-3567.5] [3569.5-3571.5]	Zone gréseuse

**Zone III :** C'est une zone Argilo-Gréseuse où l'argile forme une barrière imperméable, donc la communication à travers cette zone n'est pas aussi évidente mais reste probable.

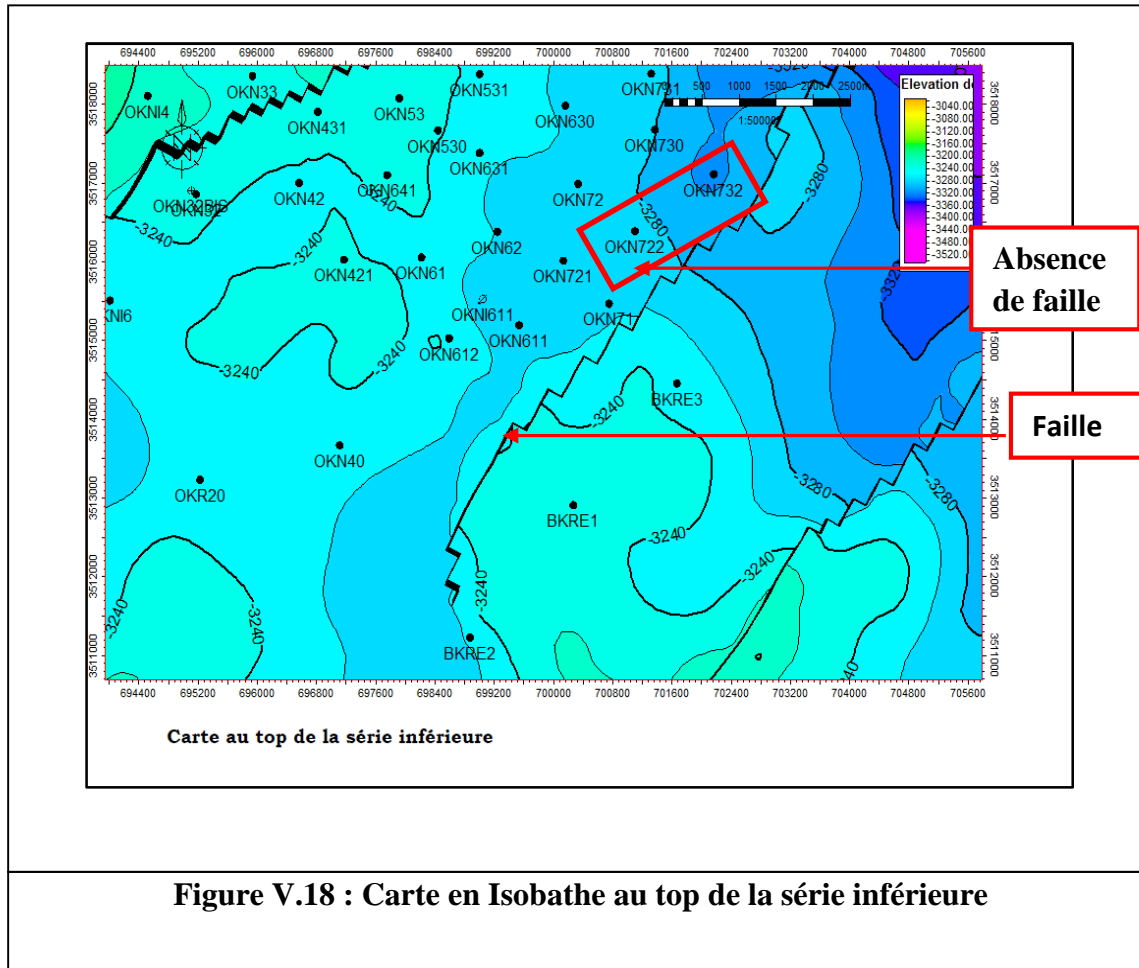
**Zone II :** C'est une zone Argilo-gréseuse elle présente plusieurs bancs argileux à cause de leurs propriétés peu perméable la communication est probable mais avec moins de chance de se produire.

**Zone I :** C'est une zone gréseuse grâce aux propriétés perméables, la communication à travers cette zone est la plus probable.

On en conclut que la zone I est la zone ou la communication est la plus probable, et cela s'il y'a aucune barrière géologique qui les séparent tel que des failles.

### 3. Etude de la carte en isobathe

Pour vérifier et confirmer cette communication on a recours à l'analyse de la carte en isobathes ci-dessous qui met en évidence les failles existantes entre les différentes locations des puits producteurs et injecteurs.



La carte en isobathes montre l'absence de faille entre le puits injecteur OKN-732 et le puits producteur OKN-722, ce qui implique donc l'absence de barrière géologique. On peut en conclure qu'il y'a possibilité de communication.

Après avoir quantifié la concentration de sel dans l'eau produite, et étudier les diagraphies des deux puits et la carte en isobathe, on peut en conclure que l'origine de l'augmentation soudaine du Water-Cut dans le puits OKN-722 a une forte probabilité de provenir du puits injecteur OKN-732.

On a donc déterminé l'origine de la percée d'eau, il faut maintenant déterminer les bancs producteurs d'eau pour pouvoir éventuellement les boucher, pour cela on a procédé à l'analyse des diagraphies de production.

### 2. Interprétation des diagraphies de production

Trois analyses de Diagraphies ont été effectuées au niveau des différentes perforations; la débitmétrie, la thermométrie et la densimétrie, ces analyses nous ont permis de déterminer la participation de chaque banc à la production totale d'eau les résultats aux conditions de surface sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau V.4 : Résultats des diagraphies de production**

Unité Gréseuse « SI »	Bancs	Perforations (m)	Q huile (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Q eau (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Q gaz (m <sup>3</sup> /h)
<b>ZONEIII</b>	N°1	<b>3505,00 - 3505,50</b>	0.00	0,00	0,00	0.00	0.00
<b>ZONEII</b>	N°2	<b>3507,50 - 3510,50</b>	0,26	5.84	0,00	0.00	41.62
	N°3	<b>3511,50 - 3512,50</b>	0,02	0.45	0,00	0.00	2.78
	N°4	<b>3514,00 - 3515,50</b>	0,00	0,00	0.00	0.00	0.00
<b>ZONEI</b>	N°5	<b>3518,50 - 3522,00</b>	0,16	3.60	0.06	7.14	26.06
	N°6	<b>3523,50 - 3524,50</b>	3.02	67.87	0.05	5.95	498.93
	N°7	<b>3525,50 - 3527,00</b>	0.99	22.25	<b>0.73</b>	87	165.61
<b>Totaux</b>			<b>4.45</b>	<b>100</b>	<b>0.84</b>	<b>100</b>	<b>735</b>

Le tableau montre que :

- La ZONE I est la zone principale de production d'huile en effet elle fournit un apport de 93.72% de la production totale en huile avec plus de 90% uniquement du banc N°06 et N°07.
- La ZONE I est la seule zone de production d'eau, avec 87% de cette production produite à travers le banc N°07.

Donc les entrées d'eau se font à travers la ZONE I est plus précisément à travers le banc N°07.

## **Recommandations**

Deux solutions s'offrent à nous pour régler le problème de la percée d'eau, la première consiste en le bouchage des bancs producteurs d'eau c'est-à-dire le bouchage du banc N°07 mais cette solution n'est possible que s'il n'existe aucune communication entre ce banc et le banc supérieur qui est le principal producteur d'huile dans le cas contraire un bouchage pourrait amener l'orientation de la production d'eau vers ce banc, la deuxième solution c'est l'étude de l'avancée du front d'eau provenant du puits OKN 732 et revoir la stratégie d'injection à partir des résultats obtenus.

### 1) Possibilité d'un water Shut Off

Le water shut off consiste en le bouchage des bancs producteurs d'eau à l'aide de plug, dans le cas du puits OKN722 Il faut signaler que les deux bancs N°07 et N°06 sont situés dans la même unité gréseuse (Zone I : de 3519 @ 3528 m) c'est à dire qu'il n'ya pas de barrières imperméables les séparant ce qui implique une forte probabilité de communication entre ces deux niveaux de perforation, sachant qu'ils sont espacés de 0.5 m, et leurs taux jumelé de participation à la production d'huile est de 90 %. Boucher le dernier banc implique une prise de risque d'orienter les venues d'eau vers le banc supérieur en un laps de temps très court vue la petite distance qui les séparent, de ce fait il est plus préférable de laisser produire le puits dans les conditions actuelles, dans le cas ou la situation s'aggrave (une plus grande production d'eau) on pourrait penser à la possibilité d'avoir recours à un side track.

### 2) Suivi du plan d'injection dans le puits injecteur OKN732

Il faut faire un suivi du front d'eau du plan injecteur OKN732, en faisant une étude de l'évolution de la saturation en eau en fonction du débit fractionnel (water-cut) ceci va permettre de connaître la vitesse de déplacement de celui-ci et sa position exacte et après prendre des mesures pour régler le problème.

V.2.2. Dépôts de sel

Un autre problème d'exploitation récurrent dans le puits OKN722 est le dépôt des sels qui cause le bouchage des perforations, du tubing, et même de la duse ce qui diminue donc dans la production du puits et cause ses arrêts répétitifs, le graphe ci-dessous représente l'évolution de la salinité de l'huile durant six années consécutives :

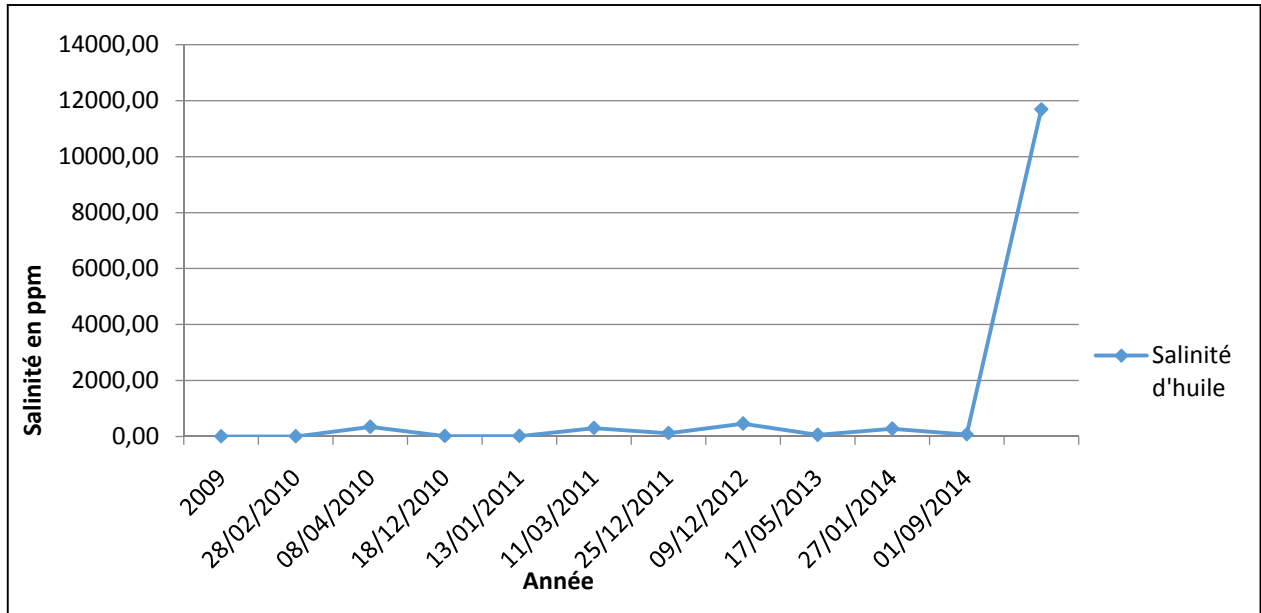


Figure V.19 : Salinité de l'huile du puits OKN-722

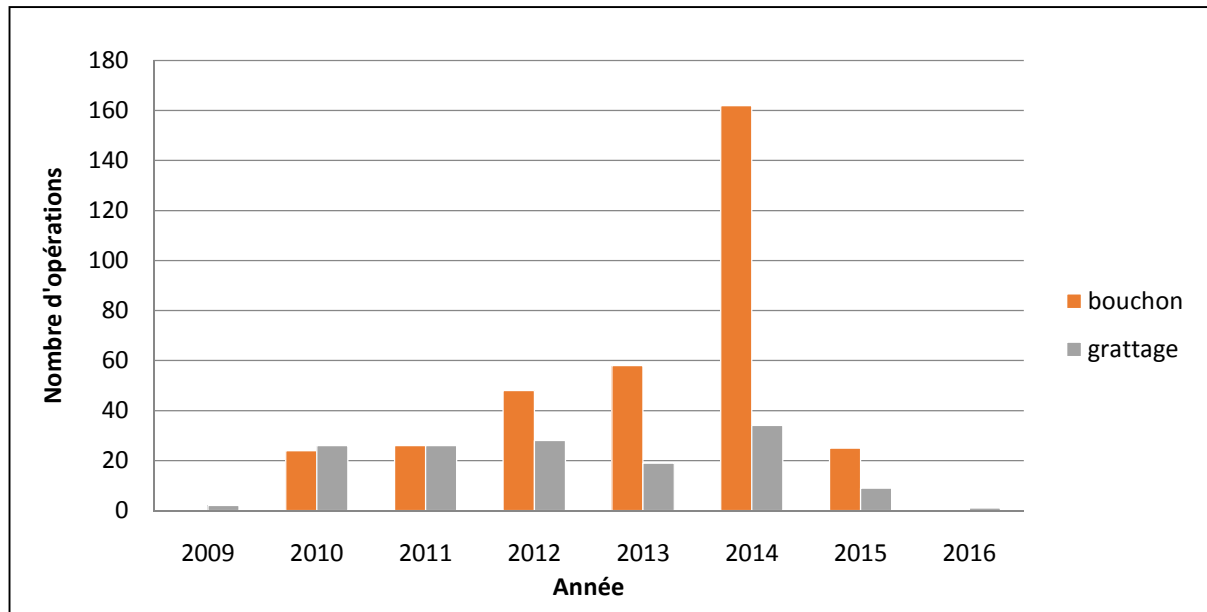
La figure (V.19) illustre l'évolution de la salinité de l'huile produite à travers le puits OKN 722. Au cours des cinq premières années la salinité de l'huile était faible mais à partir de 2014 cette salinité a augmenté pour arriver à 11688 ppm ce qui représente 11.688 g/l.

L'origine du sel vient probablement du fait que le WOC (contact huile /eau) a connu une remontée. Se rapprochant des perforations. Le sel contenu dans l'huile, sous l'effet du changement dans les conditions thermodynamiques (diminution de la température et de la pression) se cristallise et provoque l'apparition de dépôts qui causent le bouchage répétitif des perforations, du tubing et de la duse.

Le problème par conséquent des dépôts de sel est un problème d'exploitation extrêmement important pour remédier aux bouchages qu'ils causent on a dû avoir recours à différentes

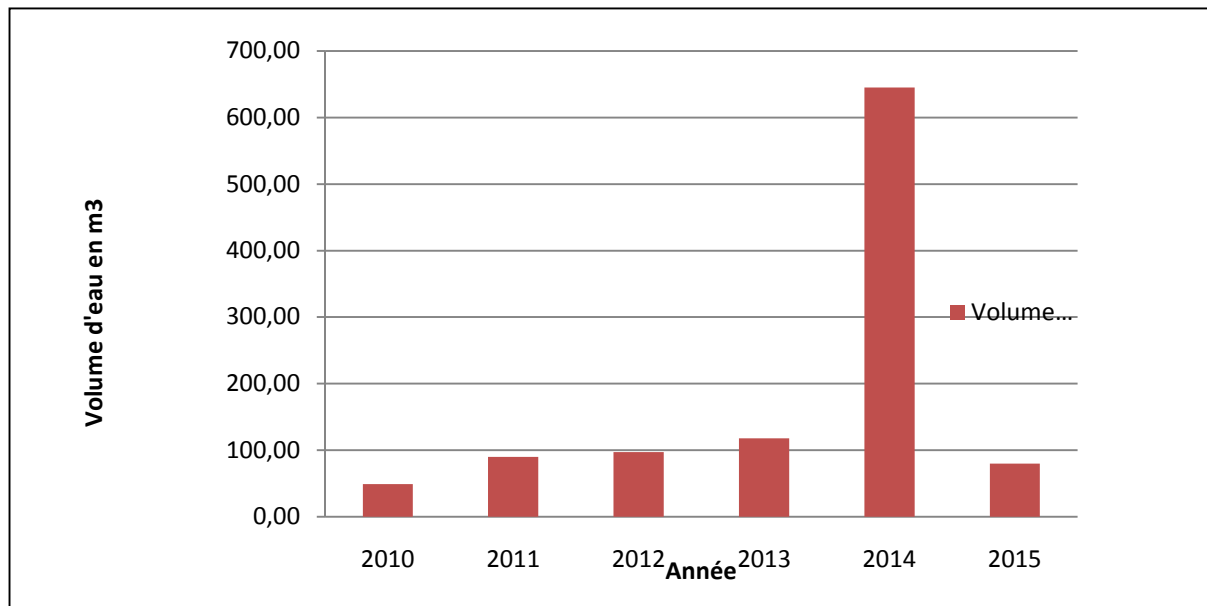
opérations de grattage et d'injection de bouchons d'eau, les diagrammes ci-dessous montre l'accroissement de la fréquence de ces opérations.

Ce premier diagramme représente l'évolution du nombre d'opération de grattage et d'injection de bouchons d'eau durant sept années consécutives.



**Figure V.20 : Nombre d'opération de grattage et d'injection de bouchons d'eau**

Ce deuxième diagramme montre le volume d'eau injecté en bouchons durant les opérations de circulations d'eau.



**Figure V.21 : Evolution du volume d'eau injecté en fonction des années**

Les deux diagrammes montrent une augmentation de la fréquence des opérations de grattage et de circulation et l'augmentation du volume d'eau injectée en 2014 et cela pour remédier à la forte salinité de l'huile (11 g/l).

L'analyse de ces diagrammes nous amène à conclure alors que dans le puits OKN722 les dépôts de sel sont devenus un problème de plus en plus important qui nécessite la prise de nouvelles dispositions pour le régler à long terme.

### **Recommandations :**

Pour régler le problème des dépôts de sel on recommande l'injection continue à travers des vannes de quantités bien déterminées d'eau qui vont dissoudre le sel ce qui va empêcher son dépôt et améliorer donc la production. Comme le puits est déjà complété en gaz lift qui est nécessaire à sa production on recommande donc la mise en place de la complétion GLC qui assurera l'injection continue de gaz et d'eau.

Dans ce qui suit on va établir toutes les étapes nécessaires pour réaliser cette complétion on va aussi optimiser le gaz à injecter pour avoir une meilleure production, et vérifier la faisabilité technique et économique du GLC.

### **V.3. Problèmes d'exploitations du puits producteur DRT 03**

Le puits DRT03 est un puits producteur d'huile qui produit à travers un tubing 2''<sup>7/8</sup>, il est caractérisé par de mauvaises performances de production en effet il est caractérisé par un faible GOR (Gas Oil Ratio) ce qui implique un manque d'énergie nécessaire à la remontée de l'effluent produit effectivement le puits produit avec un débit de seulement 5 bbl /heure ce qui représente un débit journalier de 132 bbl/jour, il est

Donc le puits DRT03 est effectivement un puits éruptif mais ses faibles caractéristiques de production font de lui un puits non rentable économiquement il faut donc trouver un moyen d'activation efficace pour augmenter sa production.

#### **V.3.1 Recommandations**

Afin d'augmenter les performances de production du puits DRT 03 on se voit en conséquence dans l'obligation de l'activer avec l'une des techniques d'activation connues mais avant de recourir à l'une ou l'autre de ces méthodes on doit d'abord étudier leurs faisabilités.

##### **1. Le gas lift**

Le gaz lift est un moyen efficace d'activer le puits, mais avant de pouvoir y recourir plusieurs conditions doivent être réalisées, la plus contraignante d'entre elles est la possibilité de relier le puits à un réseau de gaz à proximité avec assez de quantité pour pouvoir produire efficacement le puits.

Dans le cas du puits DRT 03 deux contraintes s'opposent à la mise en place de cette technique :

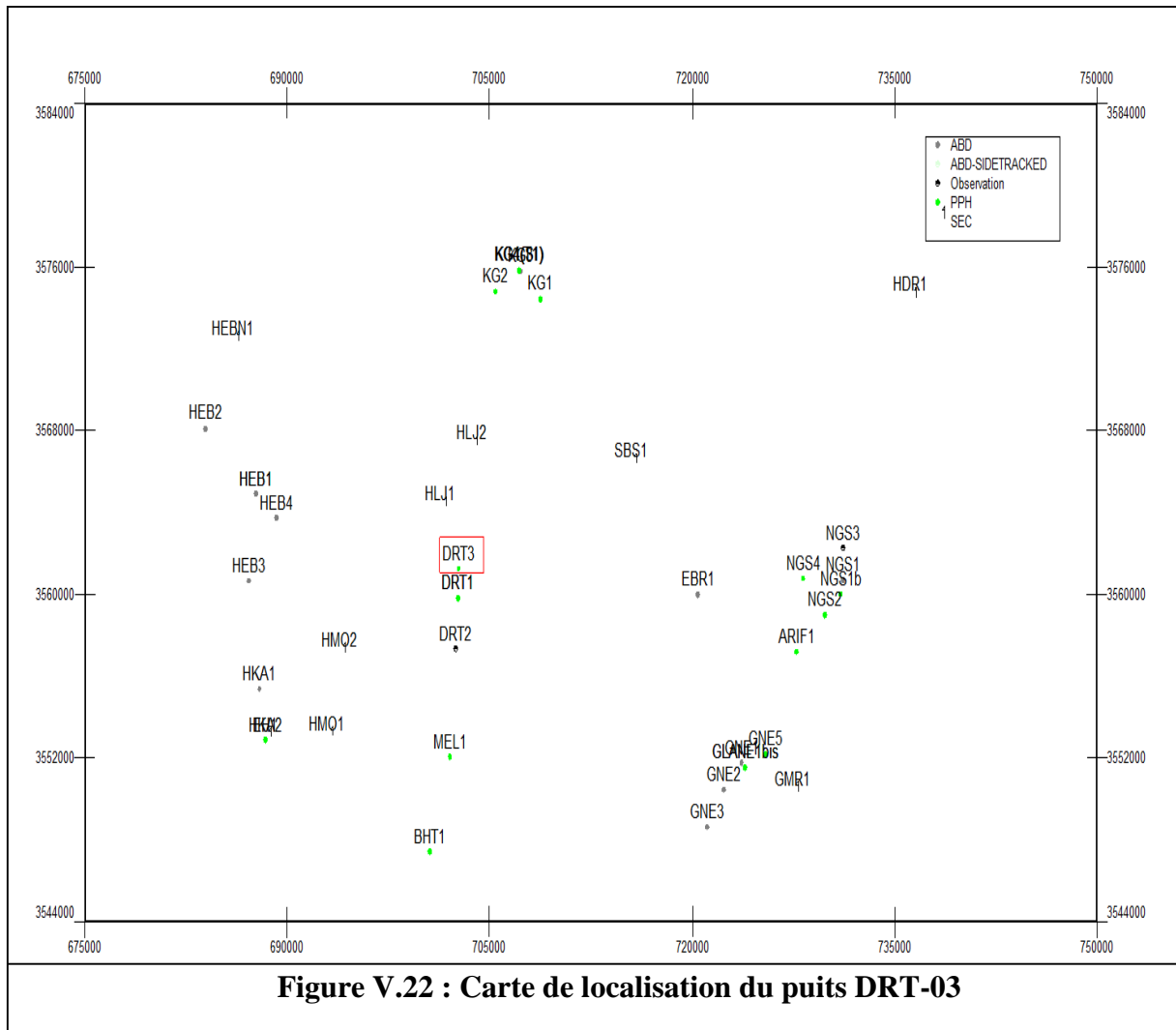
##### a) Forte salinité

La première contrainte c'est le faible IP et la forte salinité du puits, en effet le puits DRT 03 comme tous les puits du champ de Haoud Berkaoui a une forte salinité ce qui nous met dans l'obligation de le dessaler régulièrement pour éviter tout bouchage de ce dernier

b) Emplacement

Le puits a donc besoin pour produire plus efficacement d'une activation gaz lift en intermittent, ce qui comme on l'a dit précédemment demande de grandes quantités de gaz à injecter, dans le cas du puits DRT 03 l'approvisionnement en gaz serait difficile car comme le montre la figure ci-dessous le puits se trouve en périphérie ,c'est-à-dire que le puits se situe à distance des autres puits et surtout loin du centre de traitement de Guellala qui traite l'huile et fournit les puits en gaz, donc une installation en surface qui assurerait un approvisionnement en gaz demanderait des moyens exorbitant et serait donc non rentable techniquement et économiquement.

La figure suivante montre l'emplacement du puits DRT-03



## **2. Pompage**

Le pompage est un moyen efficace pour activer le puits DRT 03 ,pour améliorer le plus efficacement et le plus rentablement possible la production du puits deux pompes peuvent assurer cette activation .

### **a) La pompe électrique immergée**

Elle assure une remontée efficace du fluide et permet donc une bonne production des puits ou elle est installée mais dans le cas du puits DRT 03 qui a un faible IP, de grandes capacités électriques sont nécessaires et demande des installations en surface onéreuses pour assurer une bonne production ce qui n'est pas chose facile à réaliser.

### **b) La pompe hydraulique «Jet Pump»**

La pompe hydraulique jet Pump est une pompe dont l'énergie est assurée par l'injection de l'eau qui garantit une production assez avantageuse et nécessite une installation en surface facilement réalisable.

Cette installation est constituée de pompes qui assureront l'injection de l'eau avec la pression désirée, ces pompes fonctionneront à l'aide d'un moteur. Un accumulateur et un séparateur seront aussi installés et assureront la séparation du fluide produit, l'huile sera expédiée vers le réseau de collecte et l'eau sera réinjectée dans le puits, donc cette installation garantira une production en système fermé c'est-à-dire que l'eau injectée sera mélangée au fluide produit ensuite ce dernier sera pré traitée en surface et l'eau issue du traitement sera réinjectée.

Cette injection d'eau en continu en plus d'assurer l'activation du puits elle assure aussi efficacement son dessalage ce qui nous permettra de régler et le problème de la production et celui de la forte salinité du puits.

On en conclut alors que la Jet Pump est le moyen le plus efficace d'assurer une bonne activation du puits dans ce qui suit on effectuera à l'aide du logiciel PROSPER une modélisation du puits DRT 03 et ensuite on effectuera le design de la Jet Pump.

### **Conclusion**

Ce chapitre a traité des problèmes d'une des étapes de l'amélioration des performances de production des puits, cette étape consiste en l'analyse des problèmes que rencontrent les puits étudiés c'est-à-dire le OKN-55, le OKN-722 et le DRT-03, ensuite une investigation a été entreprise afin de connaître et de déceler l'origine de ces problèmes et pour finir des recommandations ont été apportées pour tenter de les éviter et surtout d'y remédier le plus efficacement possible, et cela selon ce que la société peut offrir comme moyen.

Deux moyens d'activation ont été proposés pour chacun des cas étudiés, le GLC et le pompage en utilisant la Jet Pump, avant de pouvoir mettre en place ces nouvelles complétions une étude de la faisabilité technique et économique doit être effectuée.

# Chapitre VI : Design et optimisation d'injection des puits candidats



## **Introduction**

Le design et la conception d'une nouvelle complétion nécessite la connaissance des conditions réelles et actuelles dans lesquelles produit le puits. Il est alors nécessaire de faire une modélisation c'est-à-dire concevoir un modèle numérique en utilisant un logiciel afin de reproduire le comportement et les performances réelles des puits. La modélisation nécessite ainsi un calage aux données réelles afin de retrouver les conditions d'écoulement du cas étudié.

Une fois le modèle construit en tenant compte de toutes les contraintes d'exploitation, on va alors établir un design de la complétion souhaitée. Dans ce cas notre rôle est de faire en sorte que notre complétion fonctionne pour le cas le plus défavorable pouvant être rencontré au cours de la vie du puits. Ceci est nécessaire en particulier pour le cas du GLC vue que la capacité du gaz à garantir une production continue dépend en particulier du positionnement des vannes, qui plus elles sont profondes plus le débit de production est important. Un water-cut élevé constitue un cas défavorable qu'on pourra prévoir.

Une fois le design effectué, une optimisation des paramètres de fonctionnement de ces complétions est nécessaire. Il s'agit alors de trouver la meilleure solution à notre problème en respectant d'éventuelles contraintes. Les contraintes rencontrées dans notre cas sont les importants water-cut, les quantités de gaz limitées. En plus des contraintes techniques on peut également être soumis à des contraintes économiques dont on devra tenir compte lors de notre optimisation.

Ce chapitre va traiter ainsi point par point les étapes nécessaires pour réaliser la complétion GLC et Jet Pump comme cité ci-dessus, dans le but d'aboutir à une solution qui soit rentable économiquement et répondant aux exigences techniques.

## VI.1. Etude du puits OKN-55

### VI.1.1. Modélisation du puits OKN 55 avec PROSPER<sup>1</sup>

Le puits OKN 55 est un puits producteur d'huile non éruptif, il est activé en gaz lift simple en utilisant un concentrique. Dans cette partie on va établir un modèle qui reproduit les conditions actuelles de production. La procédure à suivre est indiquée ci-dessous :

#### VI.1.1.1) Données nécessaires

✓ Type de fluide

Black oil<sup>2</sup>, il décrit d'une manière simplifiée le fluide sans tenir compte de sa composition détaillée. Le modèle « oil and water » correspond mieux au fluide du champ de Haoud Berkaoui qui est une huile.

✓ Caractéristiques PVT du fluide

Les caractéristiques PVT du fluide sont résumées dans le tableau ci-dessous

Tableau VI.1 : caractéristiques PVT du fluide

<b>GOR de solution (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	165
<b>Masse volumique de l'huile (kg/m<sup>3</sup>)</b>	830
<b>Densité du gaz</b>	0.75
<b>Salinité de l'eau (ppm)</b>	350000
<b>Pourcentage d'H<sub>2</sub>S (%)</b>	0
<b>Pourcentage de CO<sub>2</sub> (%)</b>	0
<b>Pourcentage de N<sub>2</sub>(%)</b>	0
<b>Pression de bulle (bar)</b>	190
<b>Température de réservoir (°C)</b>	100
<b>Viscosité de l'huile (cpo)</b>	0.24

<sup>1</sup> Voir Annexe 02

<sup>2</sup> Voir Annexe 05

### ✓ Equipements du puits<sup>3</sup>

Dans cette section il faut spécifier les informations suivantes :

Equipements de fond, gradient Géothermique, déviation du puits et capacité calorifique moyenne des fluides.

#### VI.1.1.2) détermination de l'IPR et VLP

Il est difficile pour nous de déterminer l'IPR du puits vu qu'on ne dispose pas d'un test de puits.

Pour se faire on va générer l'IPR en utilisant la méthode PI entry, où on suppose un certain IP qu'on match avec le résultat obtenu à partir de la corrélation Petroleum Experts 2 à savoir la pression de fond dynamique correspondant au débit réel  $Q_L=3.7 \text{ Sm}^3/\text{jr}$ , sachant que la pression du réservoir est  $P_R=243 \text{ bar}$ .

La corrélation citée ci-dessus a été choisie par analogie aux puits avoisinants au puits OKN 55, ayant la même complétion, se situant dans la même région et vue la similitude des propriétés du fluide de ces puits on la considère comme la plus adéquate pour le puits OKN-55.

#### Procédure de détermination de l'IPR du puits OKN-55

On choisit un IP aléatoire,  $IP=1 \text{ Sm}^3/\text{jr}/\text{bar}$ . On aura alors un IPR représentatif du puits.

On calcule la pression de fond dynamique en introduisant les données suivantes :

**Tableau VI. 2 : données nécessaires au calcul de la pression de fond dynamique**

Pression de tête (bar)	Température de tête (°C)	GOR total ( $\text{Sm}^3/\text{Sm}^3$ )	Water-cut (%)	Gaz injecté ( $\text{Sm}^3/\text{jr}$ )
24.4	36	209	10.8	8304

Donc à partir de cette pression de fond et le débit liquide  $Q_L=3.7 \text{ Sm}^3/\text{jr}$ , on va essayer de déterminer l'IP réel du puits et par conséquent la courbe IPR.

<sup>3</sup> Voir Annexe 06

Ce graphe enregistré à partir du logiciel utilisé lors de la modélisation PROSPER illustre ceci, on voit que l'IPR pour (IP=1 Sm<sup>3</sup>/jr/bar) ne passe pas par le point d'essai qui est montré en bleu sur le graphe ci-dessous et dont les coordonnées sont :

(P<sub>fd</sub>=163.4 bar, Q<sub>L</sub>=3.7 Sm<sup>3</sup>/jr), avec la P<sub>fd</sub> obtenue à partir du logiciel grâce au calcul utilisant les données du tableau VI.2.

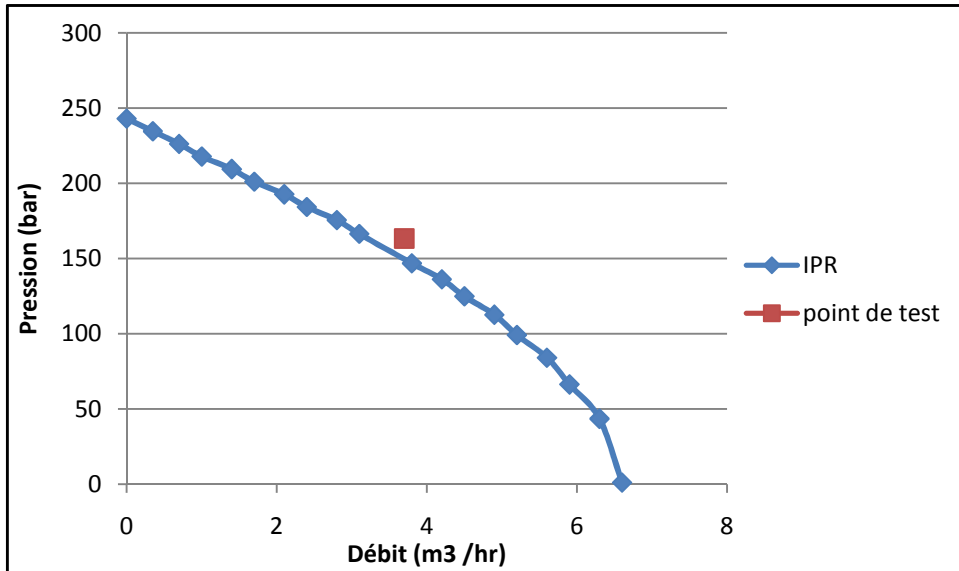


Figure VI. 1 : IPR approximatif au fond du puits OKN-55

On doit trouver la courbe IPR qui passe par notre point de test, on va procéder par tâtonnement jusqu'à trouver la courbe qui passe par ce point. Après plusieurs essais l'IP=1.15 Sm<sup>3</sup>/jr/bar est le plus adapté au puits OKN-55.

Le graphe suivant montre bien ce résultat :

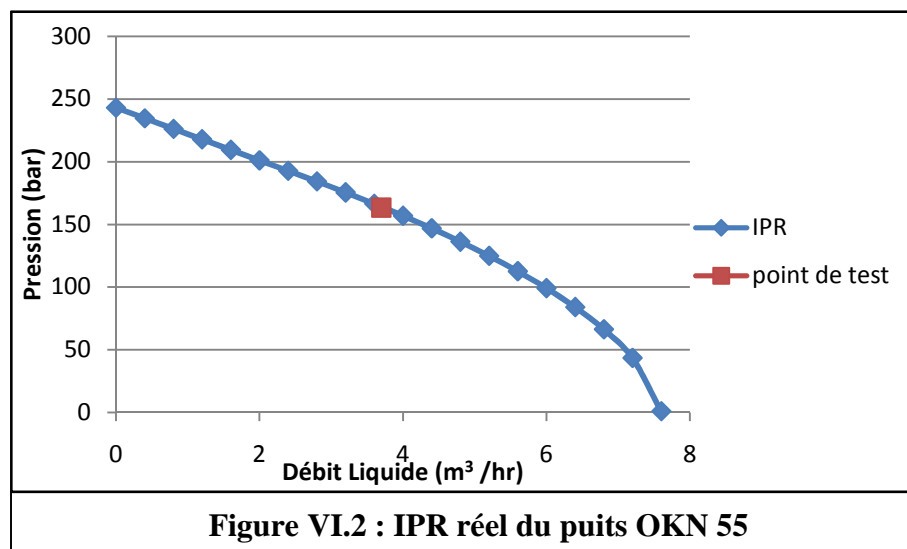


Figure VI.2 : IPR réel du puits OKN 55

VI.1.1.3) Point de fonctionnement

Après avoir établi la courbe IPR adaptée au puits producteur, on va déterminer la courbe VLP qui indique les pertes de charges au sein du tubing. Il est à rappeler que la corrélation choisie est « Petroleum Expert 2 ».

La courbe VLP et IPR dessinées sur le même graphe nous donne le point de fonctionnement du puits.

A noter que dans ce cas le point nodale a été pris au fond du puits, pour pouvoir déterminer le point de fonctionnement.

Ce point de fonctionnement devra correspondre aux conditions actuelles de production pour pouvoir dire que le modèle est représentatif de la réalité.

Le graphe suivant montre clairement le point de fonctionnement du puits OKN 55 :

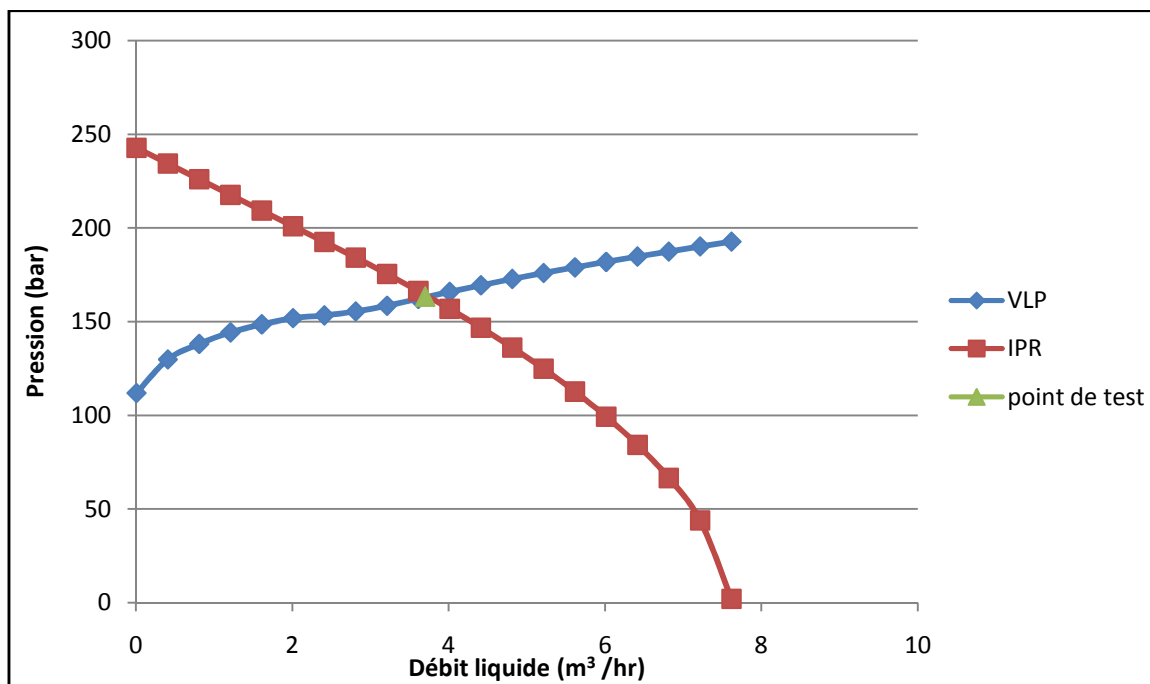


Figure VI.3 : IPR et VLP du puits OKN 55

Le point de fonctionnement établi par la modélisation avec Prosper correspond donc aux conditions réelles de production d'où l'exactitude du modèle ainsi établi.

Après avoir établi notre modèle la recomplétion du puits peut être effectué. En effet vu que ce puits est contraint au problème de dépôts de sels et comme il n'est pas éruptif, on propose une complétion en GLC (Gaz lift conventionnel).

La complétion GLC est une complétion permettant l'injection d'eau et de gaz en continue, ceci va réduire les interventions répétitives de dessalage du puits (grattage et injection de bouchons d'eau) et activer le puits.

### VI.1.2. Design de la complétion GLC

Dans cette partie on va s'intéresser à la mise en œuvre de la complétion GLC, celle-ci consiste en le placement d'un certain nombre de vannes de décharges et d'un orifice placé le plus profondément possible afin d'alléger au mieux la colonne hydrostatique.

Un certain nombre de données sont nécessaires pour réaliser ce design, le tableau suivant montre les principales informations dont on doit disposer :

**Tableau VI.3 : données nécessaires au design GLC**

<b>Maximum de gaz disponible (<math>\text{Sm}^3/\text{jr}</math>)</b>	14000
<b>Maximum de gaz pour la décharge (<math>\text{Sm}^3/\text{jr}</math>)</b>	14000
<b>Pression de tête de fonctionnement (bar)</b>	24.4
<b>Pression de tête de décharge (bar)</b>	5
<b>Pression d'injection de fonctionnement (bar)</b>	130
<b>Pression d'injection de Kick off (bar)</b>	140
<b>Water-cut (%)</b>	80
<b>GOR total (<math>\text{Sm}^3/\text{Sm}^3</math>)</b>	209
<b>Espacement minimum entre vannes (m)</b>	400
<b>Profondeur d'injection maximale (m)</b>	3360

La profondeur maximale d'injection est à la profondeur de la cote du packer qui est :  $H_{\text{packer}}=3270$  m.

Le water-cut (débit fractionnaire) est choisi à 80%, cette valeur a été choisie dans le but de simuler le scenario le plus défavorable. Dans ce cas le design pourra fonctionner pour n'importe quel water-cut inférieur à 80%.

La fenêtre suivante donne un meilleur aperçu sur la phase de design faite par ce logiciel :

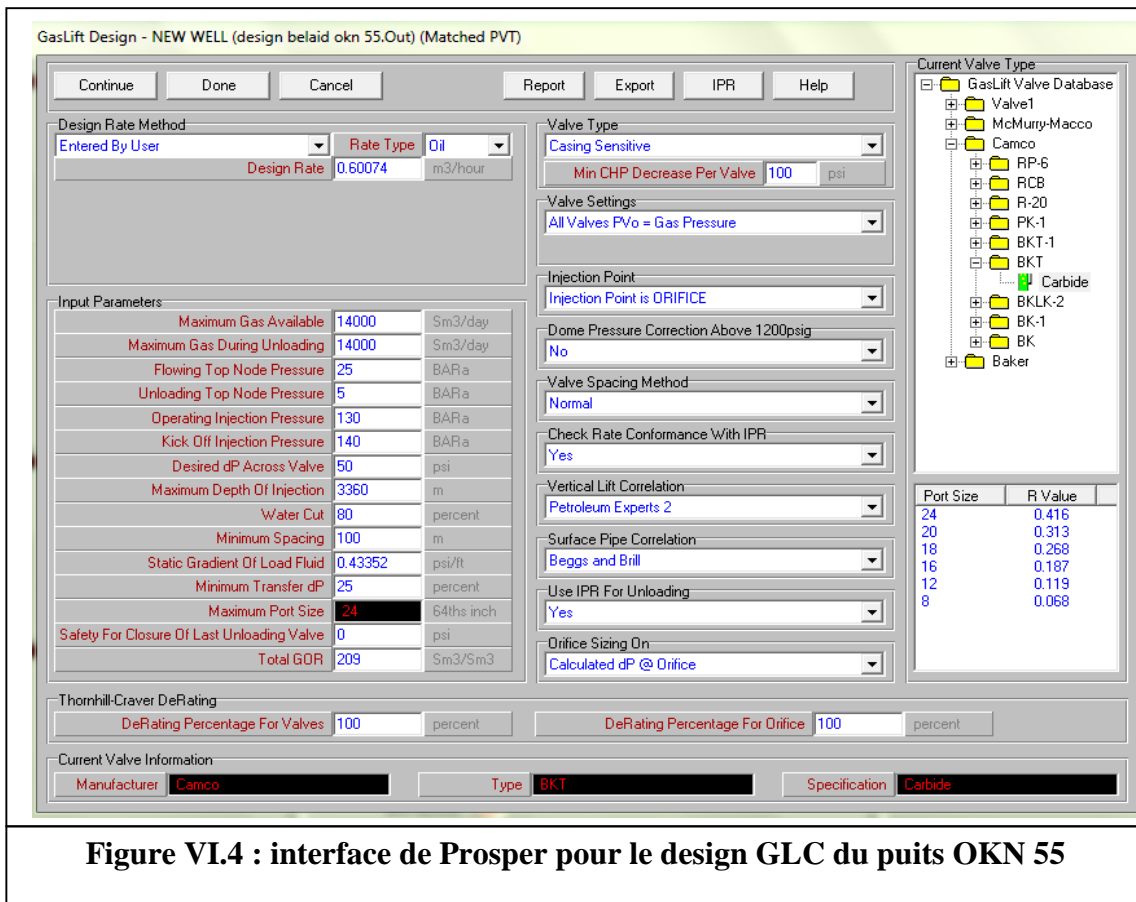


Figure VI.4 : interface de Prosper pour le design GLC du puits OKN 55

La vanne camco « BKT-1, carbide» a été choisi vu sa disponibilité en stock. Une fois les données entrées dans le logiciel, le débit d'huile désiré sera spécifié avec les données disponibles. Ainsi un débit d'huile assez raisonnable sera choisi et cela en considérant la capacité du réservoir et la contrainte en termes de water-cut (80 %).  $Q_o=1$  Sm<sup>3</sup>/jr a été choisi.

Le logiciel fournit finalement le nombre, les cotes et les diamètres des vanes. Les données résultant de la simulation sont résumées ci-dessous :

**Tableau VI.4 : Caractéristiques des vanes de gaz lift**

<b>Vannes</b>	<b>Profondeur (m)</b>	<b>Pression du casing (bar)</b>	<b>Débit de gaz injecté</b>	<b>Diamètre de la duse ( 1/64 ‘‘)</b>
<b>Vanne 01</b>	1560	161.5	1397.1	8
<b>Vanne 02</b>	2446	156.79	8074	8
<b>Vanne 03</b>	2973	157.24	13135.1	8
<b>Orifice</b>	3162	152.98	13971.5	12

### **VI.1.3. Optimisation de l'injection de gaz**

#### *VI.1.3.1) Techniquement*

Il est nécessaire de chercher l'optimum de la quantité de gaz à injecter. Ceci va permettre d'avoir la production la plus rentable possible et ce pour un coût moindre et une injection de gaz qui soit la plus minimale possible. Il est à noter que dans cette analyse , un water-cut de 20% sera pris en raison de l'injection d'eau pour la dissolution du sel au lieu de 10.8% existants dans le cas du GLS.

L'injection du gaz en quantités plus importantes n'implique pas forcément une production plus importante. En effet si le GLR devient trop grand, les pertes de charges par frottements seront d'avantages plus grandes et il sera d'autant plus difficile de produire une plus grande quantité d'huile. Cette analyse va permettre de trouver le débit d'injection du gaz pour lequel le débit d'huile est le plus rentable.

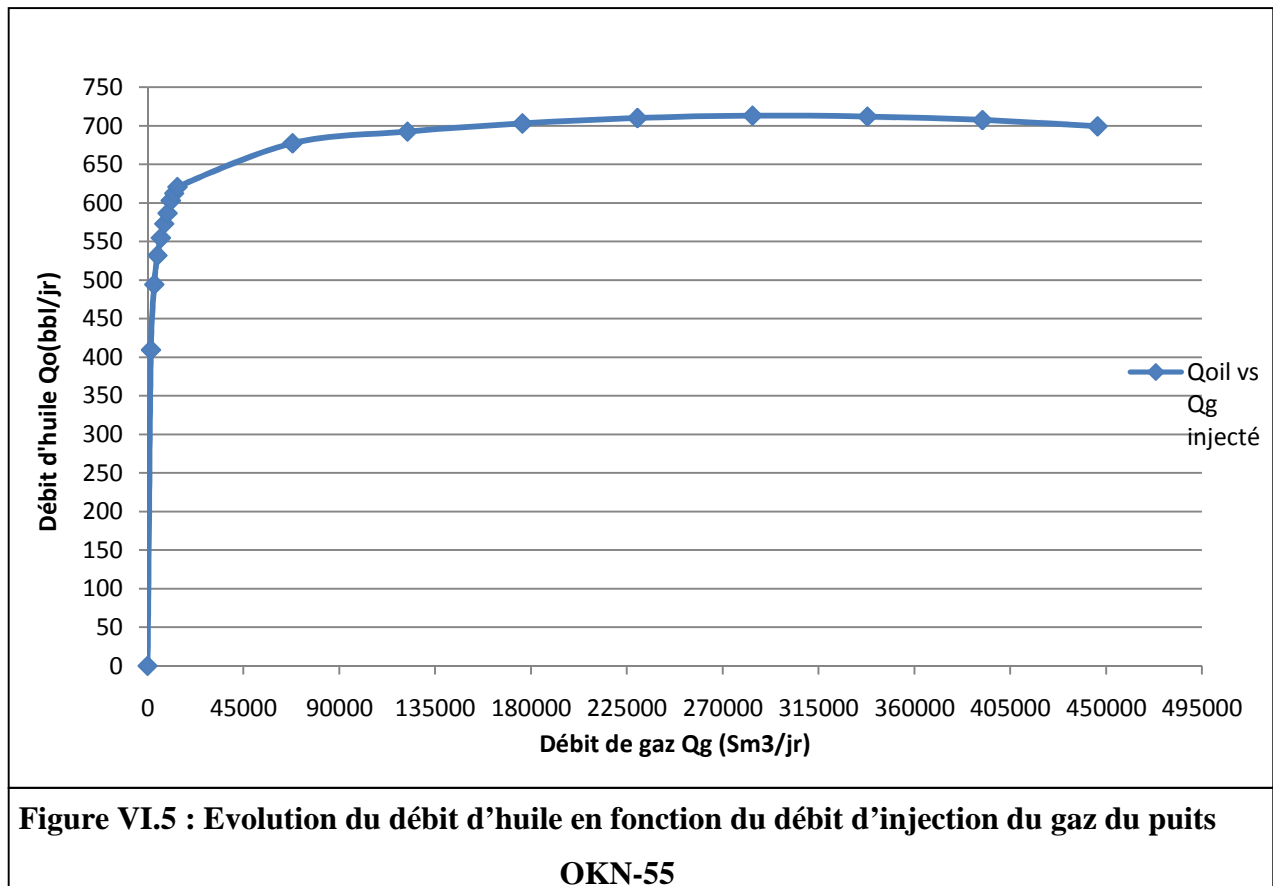
Le tableau suivant montre les résultats d'une étude de sensibilité du débit de gaz injecté. On voit bien que le débit d'huile augmente jusqu'à atteindre un maximum. Le débit optimal est juste en dessous du maximum.

**Tableau VI.5 : Evolution du débit d'huile en fonction du débit de gaz injecté**

<b>Qo (m<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Qg injecté (Sm<sup>3</sup>/jr)</b>
0	0
65,1	1555.56
78,6	3111.11
84,6	4666.67
88,2	6222.22
91,1	7777.78
<b>93.7</b>	9333.33
95.9	10888.9
97.4	12444.4
98.7	14000
107.7	68000
110.1	122000
111.8	176000
112.9	230000
113.4	284000
113.2	338000
112.5	392000
111.2	446000
109.6	500000

On voit que le maximum d'huile pouvant être récupéré est  $Q_o=113.4 \text{ m}^3/\text{jr}$  et ceci pour un débit de gaz de  $Q_g=284000 \text{ Sm}^3/\text{jr}$ .

Pour mieux illustrer et déterminer le débit optimal, on présente les données de ce tableau sous forme de graphe représenté ci-dessous :



On constate que le puits n'est pas éruptif, en effet pour un débit de gaz injecté nul la production elle aussi est nulle.

Le graphe montre une diminution de la production d'huile à partir d'un débit de gaz injecté égal à 284000  $Sm^3/jr$ .

Le point optimal a donc comme coordonnées ( $Q_g=68000 Sm^3/jr$ ,  $Q_o=677.3 bbl/jr= 107.7 Sm^3/jr$ ). On considère que ces conditions de production sont les meilleures, car le débit d'huile produit se rapproche du maximum pour d'importantes quantités de gaz injecté économisées.

**VI.1.3.2) Economiquement**

Précédemment on a effectué le calcul du débit optimal d'un point de vue technique, dans cette partie on va s'intéresser à l'aspect économique du débit de gaz injecté. Pour effectuer ces calculs le gain journalier à partir duquel on va pouvoir finalement mesurer le débit optimal économiquement sera déterminé, pour se faire une procédure bien déterminée, sera suivie, comme montré ci-dessous :

- 1- Convertir le débit d'huile de (m<sup>3</sup>/jr) à (bbl/jr) en utilisant le facteur de conversion suivant :

$$Q (bbl/jr) = 6.2893 Q (m^3/jr) \quad \text{(Équation VI.1)}$$

- 2- Calculer la rente pétrolière générée par la production : (prix de 35 \$/bbl)

$$Rente (\$/jr) = Q (bbl/jr) * 35 \quad \text{(Équation VI. 2)}$$

- 3- Prix de référence du gaz est de (2.09 \$/mBtu), pour pouvoir donc calculer le prix du débit injecté la procédure suivante doit être suivie :

- Sachant que le pouvoir calorifique<sup>4</sup> du gaz naturel (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>) est donné dans les conditions normales et est égal à 1.6\*10<sup>8</sup> J/kg (pouvoir calorifique massique) il faut impérativement commencer par convertir le débit de gaz qui est mesuré dans les conditions standards aux conditions normales.

- ✓ Loi des gaz réels en conditions normales :

$$P_n \cdot V_n = Z_n \cdot n \cdot R \cdot T_n \quad \text{où} \quad (Z_n = 1) \quad \text{(Équation VI.3)}$$

- ✓ Loi des gaz en conditions standards :

$$P_s \cdot V_s = Z_s \cdot n \cdot R \cdot T_s \quad \text{où} \quad (Z_s = 1) \quad \text{(Équation VI.4)}$$

En divisant les deux équations on a :

$$\frac{P_n V_n}{P_s V_s} = \frac{Z_n R T_n}{Z_s R T_s} \quad \text{(Équation VI.5)}$$

<sup>4</sup> Voir Annexe 05

Sachant que :

$P_n = P_s = 10^5$  (N/m<sup>2</sup>).  $n$  : (nombre de moles de gaz).  $T_n = 273.15$  (K) et  $T_s = 288.75$  (K).  $R = 8.31$  (J/mol.K) .

On aura donc :

$$V_n = \frac{P_s T_n}{P_n T_s} V_s \quad (\text{Équation VI.6})$$

En divisant par unité de temps on aura l'équation précédente en termes de débits :

$$Q_n = \frac{P_s T_n}{P_n T_s} Q_s \quad (\text{Équation VI.7})$$

On obtient finalement un facteur de conversion entre le débit en conditions normales et

$$Q_n = 0.94597 \cdot Q_s \quad (\text{Équation VI.8})$$

standards :

Exprimer le pouvoir calorifique en (mBtu/Nm<sup>3</sup>) la conversion est faite selon cette procédure:

$$PC_{massique} * \rho_{gaz} * 0.000947813 * 10^{-6} = PC_{volumique} \quad (\text{Équation VI.9})$$

Avec :  $\rho_{gaz} = \rho_{air} * d_{gaz}$

$\rho_{air}$  : 1.292 kg/m<sup>3</sup> (conditions normales)

$PC_{massique}$  : Pouvoir calorifique massique (J/kg)

$\rho_{gaz}$  : Masse volumique du gaz (kg/m<sup>3</sup>)

$PC_{volumique}$  : Pouvoir calorifique volumique (mBtu/m<sup>3</sup>)

4- Calcul des dépenses journalières relatives au gaz :

$$D = Q_g (m^3/jr) * P_{Cvolumique} * Prix \quad (\text{Équation VI.10})$$

Avec :

D : dépenses journalières en (\$/jr).

Prix : Prix de référence sur le marché= 2.09 (\$/mBtu).

Le tableau suivant résume les résultats du calcul économique et montre le gain enregistré à chaque débit de gaz injecté :

**Tableau VI.6 : Calcul économique du débit de gaz optimal**

Qo (m <sup>3</sup> /jr)	Qg(Nm <sup>3</sup> /jr)	Dépenses en gaz (\$/jr)	Revenu Huile (\$/jr)	Gain (\$/jr)
0	0	0	0	0
65,1	1474.54	452.68	14330	13877.50
78,6	2949.072	905.37	17301.89	16396.52
84,6	4423.608	1358.05	18622.641	17264.59
88,2	5898.144	1810.73	19415.09	17604.36
91,1	7372.68	2263.41	20053.46	17790.05
<b>93.7</b>	8847.216	2716.10	20625.79	17909.69
95.9	<b>10321.752</b>	3168.78	21110.06	<b>17941.29</b>
97.4	11796.24	3621.44	21440.25	17818.81
98.7	13270.84	4074.15	21726.42	17652.27
107.7	64458.24	19788.68	23707.55	3918.87
110.1	115645.68	35503.22	24235.85	-11267.37
111.8	166833.12	51217.77	24610.06	-26607.70
112.9	218020.8	66932.39	24852.2	-42080.18
113.4	269208	82646.86	24962.26	-57684.59
113.2	320395.2	983613.26	24918.24	-958695.03
112.5	371582.4	114075.80	24764.15	-89311.65
111.2	422769.6	129790.27	24477.987	-105312.28
109.6	473956.8	145504.74	24125.79	-121378.95

Une représentation graphique du gain journalier en fonction du débit de gaz injecté illustre plus efficacement les calculs précédemment effectués. Il est à noter que dans le cas de cette étude on ne va pas s'intéresser au tableau dans sa totalité mais juste à la section du tableau où le gain est positif. En analysant le tableau On remarque notamment que le gain est maximal pour un débit de gaz de 10321.752 Nm<sup>3</sup>. Ce débit est différent de l'optimum technique précédemment déterminé. Le graphe suivant résume les principales données du tableau :

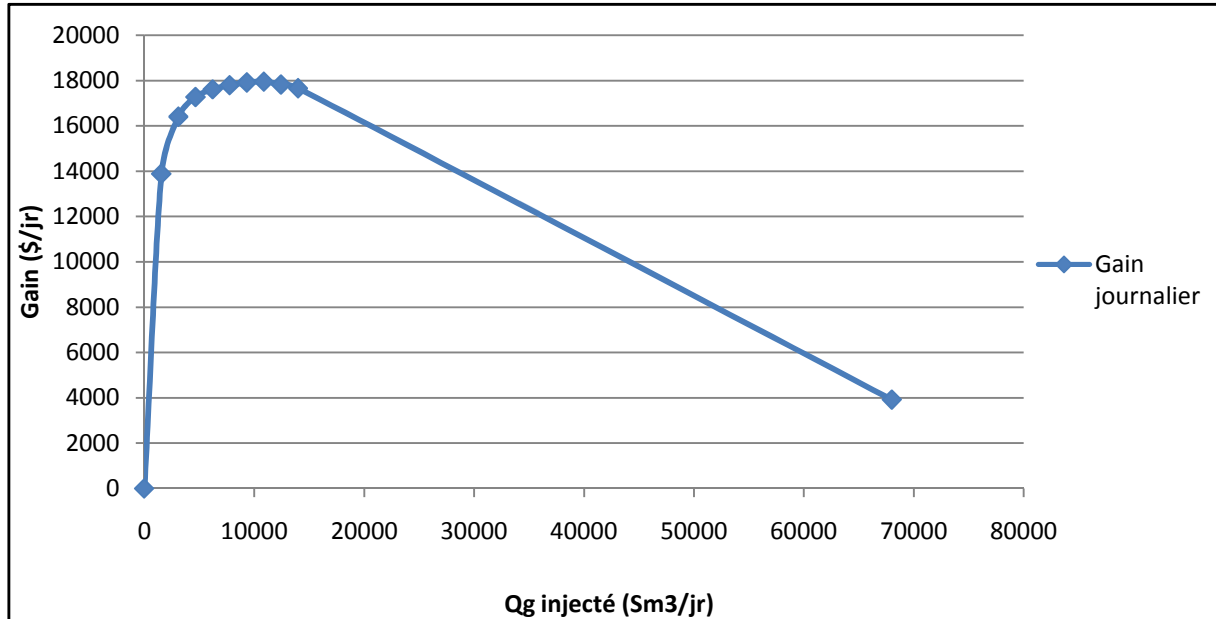


Figure VI.6 : Evolution du gain journalier en fonction de la quantité de gaz injecté

A travers l'analyse de ce graphe, le débit économique optimal de gaz injecté a été déterminé et est égale à 10888.9 Sm<sup>3</sup>/jr pour assurer un gain maximal, ceci est en effet faisable vue que le champ de Haoud Berkaoui est limité en termes de quantités de gaz à injecter, tel que la quantité limite est de 14000 Sm<sup>3</sup>/jr. Ce débit optimal sera utilisé dans la suite du document afin d'effectuer le calcul économique.

#### VI.1.4. Tarage des vannes de gas-lift en surface

Il est important de tarer les vannes en surface pour savoir à quelle pression elles doivent s'ouvrir à quelle pression elles se sont sensés se fermer. En appliquant les équations citées dans la partie théorique de ce mémoire, Chapitre III :

✓ Equation III.20

- ✓ Equation III.15
- ✓ Equation III.23
- ✓ Equation III.8

On peut déterminer la pression d'ouverture et de fermeture des vannes ainsi qu'un ensemble d'autres paramètres, en se référant aux données résumées ci-dessous on pourra calculer les paramètres de fonctionnement des vannes :

**Tableau VI.7 : Données des vannes gas- lift pour le puits OKN-55**

Paramètres	Vanne 1	Vanne 2	Vanne 3
<b>Profondeur (m)</b>	1560.7	2446.16	2973.52
<b>P<sub>cvc</sub>(bar)</b>	155.044	153.068	155.44
<b>P<sub>tvo</sub> (bar)</b>	66.5	102.074	131.031
<b>T<sub>fond</sub> (°R)</b>	630.031	655.049	666.39
<b>T<sub>surface</sub>(°R)</b>	520	520	520
<b>P<sub>cvo</sub>(bar)</b>	161.504	156.788	157.236
<b>R</b>	0.068	0.068	0.068
<b>Diamètre (1/64 in)</b>	8	8	8

A partir de données du tableau précédent on peut établir le calcul concernant le tarage des vannes, pour cela on utilise une feuille Excel qui est programmée pour faire ce calcul. On obtient alors les résultats suivants :

**Tableau VI.8 : Résultat du tarage des vannes**

Paramètres	Vanne 1	Vanne 2	Vanne 3
<b>Kc</b>	0.072961	0.072961	0.072961
<b>Ct</b>	0.825356	0.793837	0.7803836
<b>P<sub>otr</sub> (bar)</b>	137.304	130.376	130.165
<b>P<sub>bst</sub> (bar)</b>	127.967	121.510	121.314
<b>P<sub>b</sub> (bar)</b>	155.044	153.067	155.451
<b>P<sub>casing surface</sub>(bar)</b>	154.927	152.885	155.221
<b>Fourchette (bar)</b>	6.4596	3.7206	1.7819

La dernière vanne gaz lift, connue comme vanne opératrice n'est pas tarée car il s'agit d'un orifice qui est toujours ouvert. Les caractéristiques de cette vanne-là sont résumées dans le tableau précédent.

Comme mentionné auparavant la pression d'azote avec laquelle le soufflet doit être pressurisé est  $P_b$ .

### VI.1.5. Vannes d'injection d'eau

En ce qui concerne l'injection d'eau, elle se fait à travers des vannes spéciales. Deux vannes sont nécessaires pour l'injection continue de l'eau.

La première vanne (switching valve) est ouverte sous l'effet du gaz, celle-ci va permettre à l'eau de passer vers une deuxième vanne.

Puisque on doit injecter l'eau aussi profondément que possible, on place la deuxième vanne connue sous le nom de (flooding valve) juste au-dessus du packer à 30 m environ, une distance similaire ou légèrement inférieure est préconisée entre les deux vannes afin de faciliter les opérations de maintenance et éviter de confondre la switching valve avec la flooding valve lors d'opérations wire line pour le repêchage par exemple d'une vanne.

Une fois la switching valve ouverte, l'eau s'écoule en continu pour le dessalage du puits producteur. La flooding valve est un orifice qui permet l'injection continue de l'eau dans le puits. Elle permet un contrôle du débit. Le choix du diamètre de l'orifice de la flooding valve se fait en fonction du débit que l'on veut injecter. Une multitude de choix de débits d'injection correspondants aux diamètres des orifices sont fournis par le constructeur.

Le débit d'injection est contrôlé non seulement par les orifices de la vanne mais aussi par des spacers qui sont ajoutées pour pouvoir créer une perte de charge locale et réduire ainsi le débit.

Avant d'effectuer une nouvelle complétion il est impératif de faire un work-over dans le but est de remonter le tubing présent dans le puits et de redescendre un autre tubing ainsi qu'un tube macaroni dont lequel vont se placer les vannes de gaz lift.

Cote des vannes d'injection d'eau

$$Cote_{\text{nouveau packer}} = Cote_{\text{ancien packer}} - 10 \quad (m) \quad (\text{Équation VI.10})$$

$$Cote_{flooding\ valve} = Cote_{nouveau\ packer} - 30 \quad (m) \quad (\text{Équation VI.11})$$

$$Cote_{switching\ valve} = Cote_{flooding\ valve} - 30 \quad (m) \quad (\text{Équation VI.12})$$

Les résultats de ce calcul sont résumés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau VI.9 : Positionnement des vannes d'injection d'eau**

Équipement	Profondeur (m)
Ancien packer	3379
Nouveau packer	3369
Switching valve	3339
Flooding valve	3309

### VI.1.6. Débit d'eau injectée

Le calcul du débit d'eau à injecter est nécessaire dans le but de déterminer le type de vanne à utiliser pour le dessalage du sel. Vu le manque de données une approximation de la quantité pouvant être injectée au niveau de ce puits est faite, afin de faire le meilleur choix de la vanne.

Le mois de juin 2015, un grand nombre de bouchons d'eau ont été réalisés sur ce puits, et une quantité moyenne de 79 m<sup>3</sup> a été injectée. Le tableau ci-dessous résume le calcul de la quantité moyenne injectée en une heure :

**Tableau VI.10 : Calcul de la quantité d'eau à injecter pour le dessalage du puits OKN-55**

Quantité d'eau mensuelle injectée (m <sup>3</sup> )	Quantité injectée par jour (m <sup>3</sup> /jr)	Débit d'eau par heure (l/hr)
79	2.63	109.72

Selon les résultats un débit de 109 l/hr assurerait un bon dessalage, il faut donc vérifier la vanne d'eau laissant passer une quantité d'eau se rapprochant de ce débit. La vanne qui se

rapproche le plus et qui est disponible au niveau du stock de la société est une vanne qui laisse passer un débit de 400 l/hr.

## **VI.2. Etude du puits OKN-722**

### **VI.2.1. Modélisation du puits**

Il s'agit d'établir un modèle représentatif du puits OKN 722 ; celui-ci est un puits producteur d'huile activé en gaz lift simple similairement au puits OKN55. En utilisant le logiciel Prosper les performances de production actuelles du puits seront reproduites, on suit la procédure suivante :

#### *VI.1.2.1) Choix du type de fluide*

Le type de fluide choisi est le « Black oil » et le modèle « oil and water ».

#### *VI.1.2.2) Caractéristiques PVT du fluide produit à travers le puits OKN 722*

Elles sont similaire à celle du fluide d'OKN 55, une différence réside cependant dans le fait que la salinité de l'eau soit nulle au niveau d'OKN 722.

**Tableau VI.11 : Caractéristiques du fluide produit par le puits OKN 722**

<b>GOR de solution (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>165</b>
<b>Masse volumique de l'huile (Kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>830</b>
<b>Densité du gaz</b>	<b>0.75</b>
<b>Salinité de l'eau (ppm)</b>	<b>0</b>
<b>Pourcentage d'H<sub>2</sub>S (%)</b>	<b>0</b>
<b>Pourcentage de CO<sub>2</sub> (%)</b>	<b>0</b>
<b>Pourcentage de N<sub>2</sub> (%)</b>	<b>0</b>
<b>Pression de bulle (bar)</b>	<b>190</b>
<b>Température de réservoir (°C)</b>	<b>100</b>
<b>Viscosité de l'huile (cpo)</b>	<b>0.24</b>

VI.1.2.3) Equipements du puits

De manière similaire au puits précédent on introduit les :

Equipements de fond<sup>5</sup>, le gradient Géothermique, la déviation du puits et la capacité calorifique moyenne des fluides.

VI.1.2.4) Détermination de l'IPR et VLP du puits OKN 722

Dans cette partie on va déterminer la performance du réservoir ainsi que le tubing.

a) IPR du puits OKN 722

On peut facilement avoir la courbe IPR de ce puits connaissant la pression réservoir et ayant un test de puits, ces données sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI.12 : Données nécessaires pour trouver l'IPR du puits OKN 722

Pression de fond dynamique (bar)	Débit huile (Sm <sup>3</sup> /jr)	Pression de réservoir (bar)
155.23	4.45	235.66

La méthode de Vogel a été utilisée pour déterminer la courbe IPR. La courbe IPR suivante a été reproduite par le logiciel :

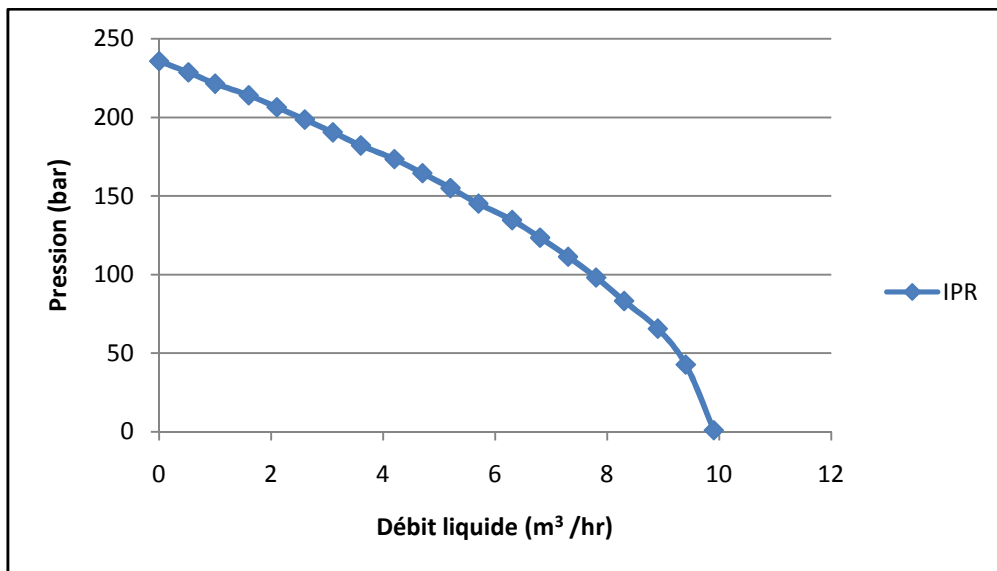


Figure VI.7 : IPR du puits OKN-722

<sup>5</sup> Voir Annexe 06

*b) VLP du puits OKN 722*

Pour déterminer le VLP, on doit faire un choix de corrélation qui reproduit le mieux les pertes de charges dans le tubing. Le logiciel offre une grande variété de corrélations empiriques. Pour faire le meilleur choix, on utilise les points de tests dont on dispose et on cherche la méthode qui fournit des résultats les plus proches de la réalité.

La meilleure corrélation à prendre dans ce cas est celle de Petroleum Experts 3. Car elle se rapproche de la majorité des points de tests qui sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

**Tableau VI.13 : Résultats des tests de puits d'OKN 722**

<b>Pression de fond dynamique (bar)</b>	149.359	150.317	154.179	155.23
<b>Profondeur(m)</b>	3500	3507	3511	3516

En prenant le dernier point de test comme référence on va voir le pourcentage d'erreur de chaque corrélation par rapport aux deux paramètres pression et débit.

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus :

**Tableau VI.14 : Comparaison des points de fonctionnements pour différentes corrélations au puits OKN-722**

<b>Corrélation</b>	<b>Débit calculé (m<sup>3</sup>/hr)</b>	<b>Pression de fond calculée (bar)</b>	<b>Débit mesuré (m<sup>3</sup>/hr)</b>	<b>Pression de fond mesurée (bar)</b>	<b>Erreur en débit (%)</b>	<b>Erreur en pression (%)</b>
<b>Duns and Ros modified</b>	3.3	188.3	5.2	155.23	36.54	21.3
<b>Hagedorn Brown</b>	4.6	166.64	5.2	155.23	11.54	7.35
<b>Fancher Brown</b>	6	140.35	5.2	155.23	15.38	9.6
<b>Mukerjee Brill</b>	2.8	196.16	5.2	155.23	46.15	26.37
<b>Beggs and Brill</b>	2.7	196.72	5.2	155.23	48.01	26.72
<b>Petroleum Experts 1</b>	4.5	167.82	5.2	155.23	13.46	8.1
<b>Orkiszewski</b>	5.6	148.14	5.2	155.23	7.69	4.5
<b>Duns and Ros original</b>	3.3	186.96	5.2	155.23	36.54	20.44
<b>Petroleum Experts 2</b>	4.3	170.91	5.2	155.23	17.3	10
<b>Petroleum Experts 3</b>	5.3	153.13	5.2	155.23	1.9	1.35
<b>Petroleum Experts 4</b>	4	176.62	5.2	155.23	23	13.78
<b>Petroleum Experts 5</b>	4.1	174.76	5.2	155.23	21.15	12.58

Le diagramme suivant illustre mieux les résultats du tableau (VI.14) :

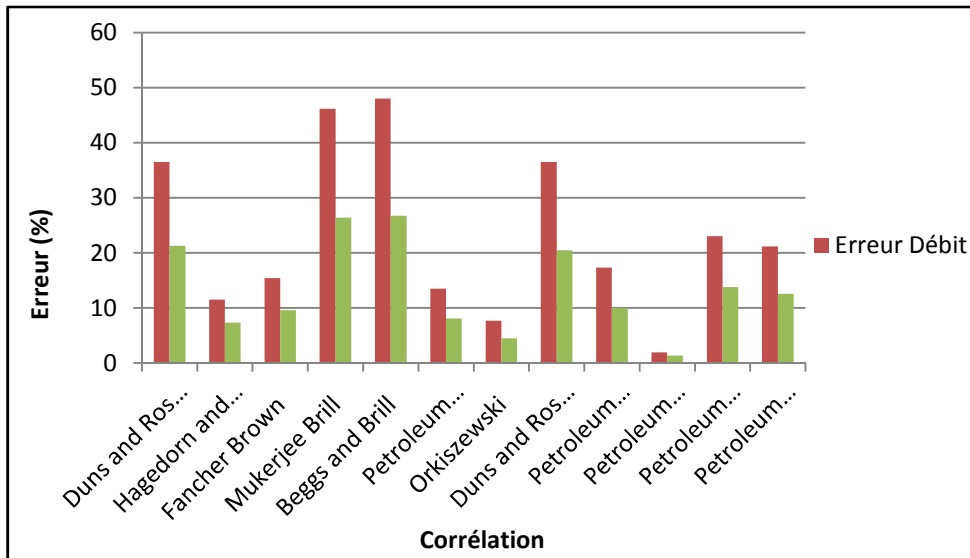


Figure VI.8: Comparaison de l'erreur des différentes corrélations

Comme le montre ce diagramme la corrélation la plus précise est bien celle de Petroleum Experts 3, elle reproduit le plus efficacement les résultats obtenus à partir du test.

#### VI.1.2.5) Point de fonctionnement

Le puits a été modélisé, et pour vérifier l'exactitude du modèle établi, on vérifie que le point de fonctionnement de ce modèle correspond bien aux conditions réelles de production.

Le graphe ci-dessous indique le point de fonctionnement trouvé par notre modèle :

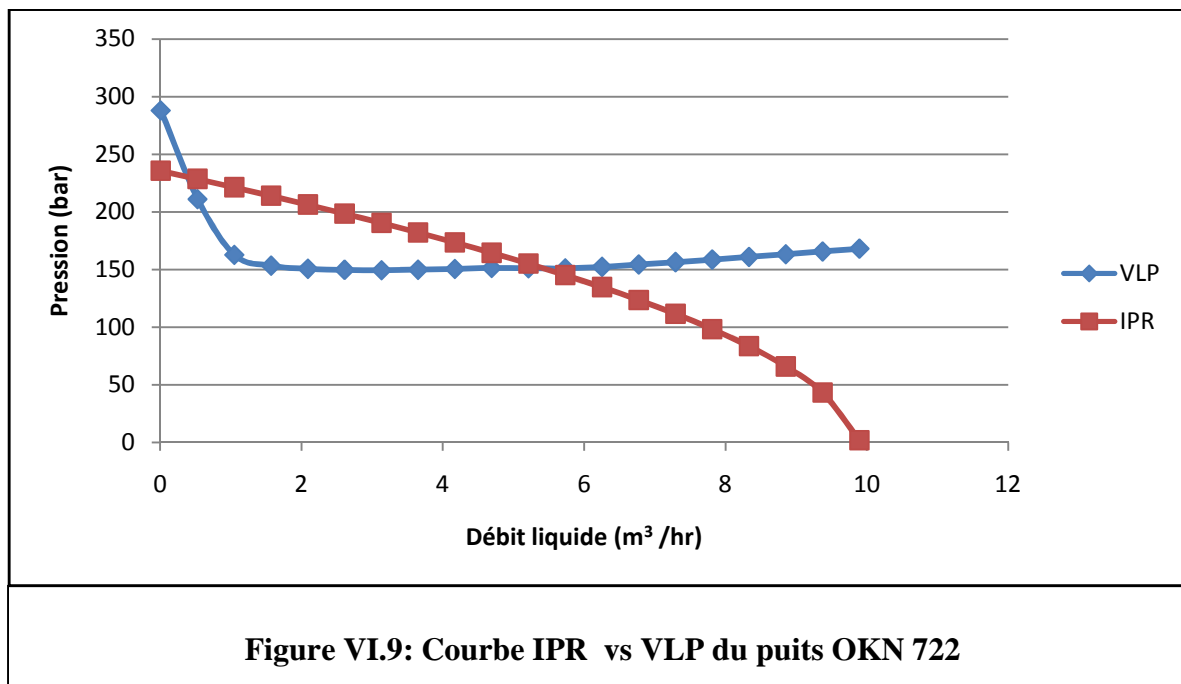


Figure VI.9: Courbe IPR vs VLP du puits OKN 722

Comme on peut le voir on a deux points de fonctionnement, l'un est stable et l'autre est instable. On s'intéresse au point de fonctionnement stable c'est-à-dire le deuxième, qui vérifie les conditions réelles.

### **VI.2.2. Application du GLC (Gas lift Conventionnel)**

Dans cette partie un design gas-lift sera déterminé, c'est-à-dire déterminer le positionnement des vannes de décharge et de la vanne opératrice, la profondeur des vannes d'injection d'eau à savoir la switching valve et la flooding valve sera déterminée.

Pour pouvoir faire cette complétion on doit disposer d'un certain nombre de données qui sont résumées ci-dessous :

**Tableau VI.15 : Données nécessaires pour la complétion GLC du puits OKN-722**

<b>Maximum de gaz disponible (<math>\text{Sm}^3/\text{jr}</math>)</b>	14000
<b>Maximum de gaz pour la décharge (<math>\text{Sm}^3/\text{jr}</math>)</b>	14000
<b>Pression de tête de fonctionnement (bar)</b>	26
<b>Pression de tête de décharge (bar)</b>	5
<b>Pression d'injection de fonctionnement (bar)</b>	130
<b>Pression d'injection de Kick off (bar)</b>	140
<b>Water-cut (%)</b>	80
<b>GOR total (<math>\text{Sm}^3/\text{Sm}^3</math>)</b>	209
<b>Espacement minimum entre vannes (m)</b>	400
<b>Profondeur d'injection maximale (m)</b>	3240

Le choix de la vanne dépend de la disponibilité au niveau de la division production de Haoud Berkaoui. Les vannes disponibles sont du type Camco, vue la limitation en terme d'équipement on est dans l'obligation d'utiliser ce type de vannes. Le scénario le plus défavorable est choisi ici aussi.

On va établir un modèle de complétion qui permet de remonter un débit de l'ordre de  $Q_{oil}=1 \text{ m}^3/\text{hr}$ . Ainsi on sera dans la certitude que le puits va bien fonctionner quelques soit ses conditions.

Après calcul, on obtient un design composé de trois vannes, deux sont de décharges et la dernière est un orifice. Le schéma suivant illustre le positionnement des vannes :

On voit bien à travers ce schéma les positions des vannes qui est obtenu à partir du principe expliqué dans la partie théorique.

Le tableau suivant résume les principales caractéristiques des vannes de gas lift :

**Tableau VI.16 : Caractéristiques des vannes gas lift du puits OKN-722**

Vannes	Profondeur (m)	Pression du casing (bar)	Débit de gaz injecté ( $\text{sm}^3/\text{jr}$ )	Diamètre de la duse( 1/64 ‘‘)
Vanne 01	1501	158.634	1399.82	3
Vanne 02	2437	157.12	6457.33	5
Orifice	3074	161.12	13998.2	8

### VI.2.3. Optimisation de l'injection de gaz

#### VI.2.3.1) Techniquement

Comme dans le cas du puits OKN-55, on se doit de faire une étude de sensibilité en ce qui concerne le débit d'injection du gaz afin de trouver le débit optimal à injecter. Cet optimal ne correspond pas à une production maximale d'huile, mais plutôt à une production qui soit la plus rentable possible techniquement et économiquement, il est à préciser que le water-cut dans le cas du GLC sur le puits OKN-722 est de 25%. Le tableau suivant montre les résultats de cette étude de sensibilité.

**Tableau VI.17 : Evolution du débit d'huile en fonction du débit d'injection de gaz du puits OKN-722**

<b>Qg injecté (Sm<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Qo (m<sup>3</sup>/jr)</b>
0	101.1
1555.56	107.5
3111	112.2
4666.67	115.8
6222.22	118.7
7777.78	121.2
9333.33	123.2
10 888	124.9
12 444	126.3
14 000	127.6
23 555	132.5
33 111	134.8
42 667	135.9
52 222	136.4
61 778	136.5
71 333	136.4
80 889	136.3
90 444	136
100 000	135.7

D'après le tableau ci-dessus on conclut que le puits est initialement éruptif car pour un débit d'injection nul on a une production d'huile importante.

On remarque que plus on augmente en débit d'injection de gaz et moins on gagne en production. Le maximum de production est atteint pour un débit de gaz de 61 778 Sm<sup>3</sup>/jr. A partir de ce débit la production est en diminution vue que les pertes de charges sont encore plus importantes et que le gaz en grande quantité ne laisse plus l'huile remonter facilement.

Pour illustrer encore mieux, on peut établir les résultats du tableau dans un graphe ou on voit bien la réduction de production d'huile qu'on injecte des quantités considérables de gaz.

Le graphe suivant illustre l'évolution du débit d'huile en fonction de l'injection du gaz lift :

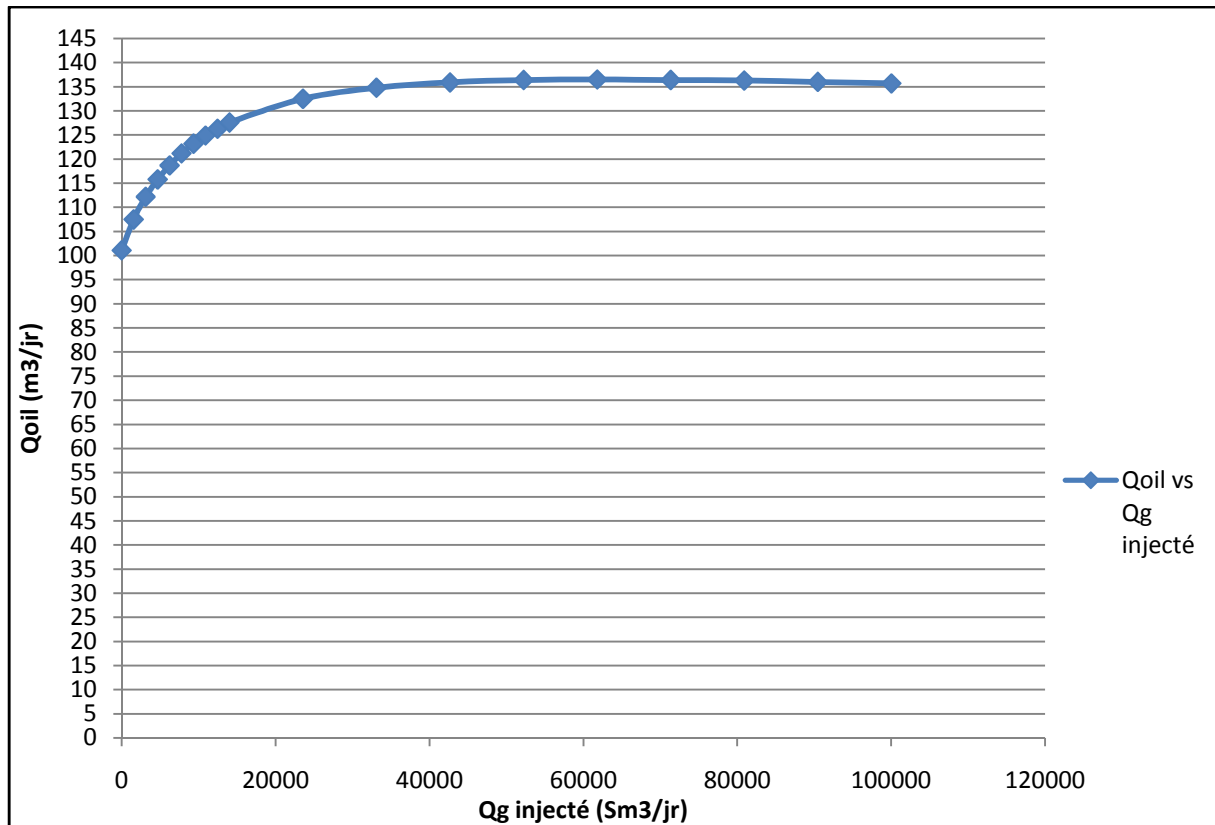


Figure VI.10 : Evolution du débit d'huile en fonction de l'injection de gaz du puits OKN-722

On considère que l'optimal est le point de coordonnées ( $Q_g=14000\text{Sm}^3/\text{jr}$  avec un débit huile  $Q_{oil}=127.6\text{ m}^3/\text{jr}$ ). On voit que l'augmentation n'est pas aussi importante à partir du point qu'on a considéré comme étant l'optimal vu que la pente de la courbe n'est pas vraiment grande et diminue au fur et à mesure qu'on s'approche du maximum.

### VI.2.3.2) Economiquement

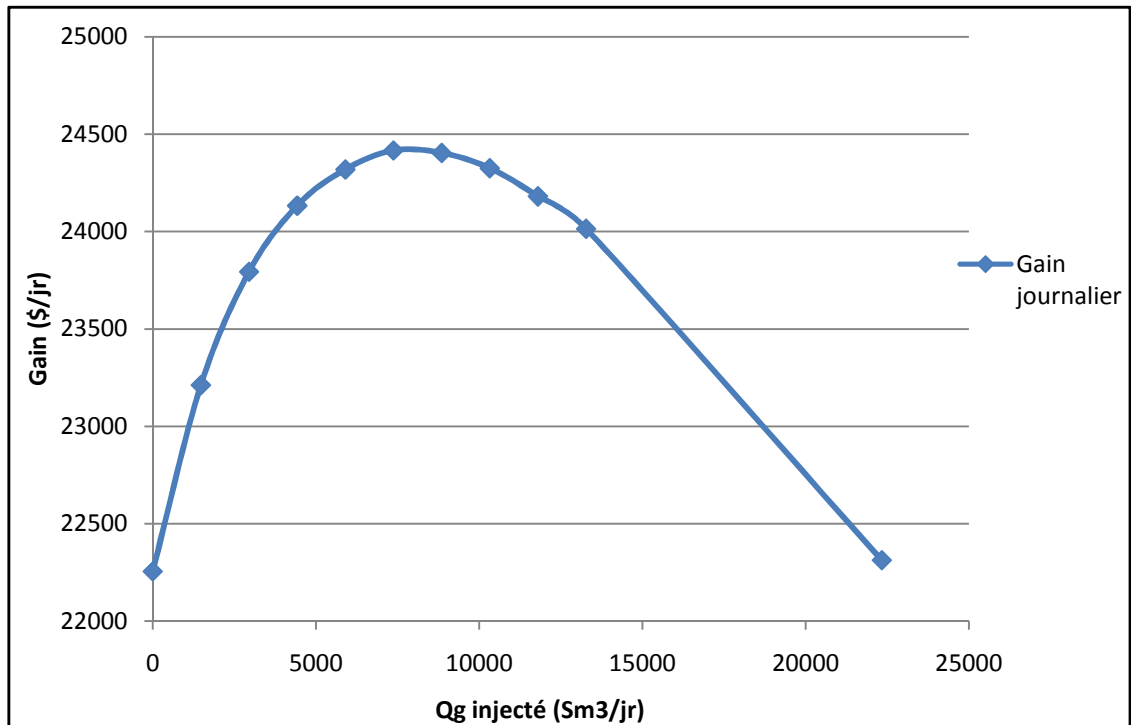
Dans cette partie on va déterminer le débit optimal à injecter d'un point de vue économique pour faire ceci on va utiliser la même procédure citée auparavant et appliquée pour le puits OKN-55.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus pour le calcul de l'optimum :

**Tableau VI.18 : Calcul économique du débit de gaz optimal**

<b>Qo (m<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Qg (Nm<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Depenses gaz (\$/jr)</b>	<b>Rente (\$/jr)</b>	<b>Gain (\$/jr)</b>
101.1	0	0	22254.72	22254.717
107.5	1474.54	452.68	23663.52	23210.84
112.2	2949.072	905.37	24698.11	23792.75
115.8	4423.608	1358.05	25490.57	24132.52
118.7	5898.144	1810.73	26128.93	24318.2
<b>121.2</b>	<b>7372.68</b>	2263.41	26679.25	<b>24415.83</b>
123.2	8847.216	2716.10	27119.50	24403.40
124.9	10321.752	3168.78	27493.71	24324.93
126.3	11796.24	3621.45	27801.89	24180.44
127.6	13270.84	4074.15	28088.05	24013.90
132.5	22328.74	6854.92	29166.67	22311.74
134.8	31386.48	9635.65	29672.96	20037.30
135.9	40444.56	12416.48	29915.09	17498.61
136.4	49502.16	15197.16	30025.16	14827.99
136.5	58560.24	17978.00	30047.17	12069.18
136.4	67618.08	20758.75	30025.16	9266.41
136.3	76675.92	23539.51	30003.14	6463.64
136	85733.76	26320.26	29937.11	3616.84
135.7	94791.6	29101.02	29871.07	770.05

Dans le but de mieux voir l'évolution du gain avec l'injection de gaz on va s'intéresser à la représentation graphique d'une partie des données du tableau où il y a augmentation du gain pour atteindre un pic puis diminution.



**Figure VI.11 : Evolution du gain journalier en fonction de la quantité de gaz injectée**

On voit bien que le maximum du point de vue économique est obtenu pour une injection de gaz qui est de  $Q_g = 7777.78 \text{ Sm}^3/\text{jr}$  ceci donne une production de  $Q_{oil} = 121.2 \text{ m}^3/\text{jr}$ .

Ce débit convient parfaitement à la capacité du champ de Haoud Berkaoui dont la quantité de gaz limite à injecter est de  $14000 \text{ Sm}^3/\text{jr}$ .

Le débit optimal établi techniquement ne peut finalement être choisi car il ne donne pas un gain économique optimal.

Le débit optimal ainsi considéré sera utilisé dans la suite du document pour effectuer le calcul économique.

#### VI.2.4. Tarage des vannes du puits OKN-722

On va procéder de la même manière qu'avec le puits OKN-55. Dans cette partie on va déterminer les pressions de tarage des vannes de gas-lift, afin d'assurer un bon fonctionnement de ces vannes pour permettre le passage du gaz dans le but de réduire le poids de la colonne hydrostatique. Il existe seulement deux vannes de décharge qui seront le sujet du calcul postérieurement effectué. Les données nécessaires pour faire ce calcul sont résumées ci-dessous :

Tableau VI.19 : Données nécessaires pour le tarage des vannes du puits OKN 722

Paramètre	Vanne 1	Vanne 2
<b>Profondeur (m)</b>	1502	2437
<b>P<sub>cvc</sub> (bar)</b>	151.938	152.729
<b>P<sub>tvo</sub> (bar)</b>	60.164	92.539
<b>T<sub>fond</sub> (°R)</b>	541.006	552.6099
<b>T<sub>surface</sub> (°R)</b>	520	520
<b>P<sub>cvo</sub> (bar)</b>	158.634	157.12
<b>R</b>	0.068	0.068
<b>Diamètre (1/64 in)</b>	3	5

Apartir des données du tableau précédent on va obtenir la pression de tarage nécessaire en surface pour réguler l'ouverture des vannes. Grace à la feuille Excel établit dans le but d'effectuer une programmation des équations régissant le tarage en surface on a pu obtenir les résultats suivants :

Tableau VI.20 : Paramètres de tarages des vannes du puits OKN-722

Paramètres	Vanne 1	Vanne 2
<b>Kc</b>	0.072961	0.072961
<b>Ct</b>	0.815723	0.789832
<b>P<sub>otr</sub> (bar)</b>	132.9823	129.4312
<b>P<sub>bst</sub> (bar)</b>	123.9395	120.6298
<b>P<sub>b</sub> (bar)</b>	151.9381	152.7285
<b>P<sub>casing surface</sub> (bar)</b>	151.8254	152.5463
<b>Fourchette (bar)</b>	6.6959	4.3915

### **VI.2.5. Positionnement des vannes d'injection d'eau**

Afin d'assurer une meilleure dissolution des sels dans le puits on se doit de positionner ces vannes le plus profondément possible. Lors de cette opération, la cote de la flooding valve est déterminée à partir de la cote du packer de la nouvelle complétion.

Le placement de la vanne se fait en respectant les instructions suivantes :

Le nouveau packer doit être placé au dessus de l'ancien à environ 10 m pour assurer un bon ancrage de celui-ci.

La flooding valve doit se trouver juste au dessus du nouveau packer à environ 10 m afin d'assurer un bon dessalage.

La switching valve ne doit pas être trop distante de la flooding pour assurer un passage de l'eau même dans le cas où il y a un bouchage partiel par les impuretés qui accompagnent l'eau, cette distance est de 30 m. Le tableau suivant montre les profondeurs des vannes d'injection d'eau :

**Tableau VI.21 : Positionnement des vannes d'injection d'eau du puits OKN-722**

<b>Equipement</b>	<b>Profondeur (m)</b>
<b>Ancien packer</b>	3292.5
<b>Nouveau packer</b>	32825
<b>Flooding valve</b>	3272.5
<b>Switching valve</b>	3242.5

### **VI.2.6. Détermination du débit d'injection de la flooding valve**

Le débit d'injection de la flooding valve est fourni à travers le catalogue du constructeur. Chaque débit correspond à des caractéristiques de vannes bien définies. Pour trouver le débit on va essayer de faire une approximation à travers le nombre de bouchons d'eau effectués sur ce puits, plus particulièrement les quantités d'eau injectées lorsqu'on a effectué ces opérations.

En prenant la période où on a eu le maximum d'injection d'eau pendant le mois de janvier 2015 avec 27 bouchons d'eau au cours de cette période.

Un simple calcul va permettre de faire une approximation de la quantité d'eau à injecter :

**Tableau VI.22 : Calcul des quantités d'eau à injecter pour le dessalage du puits OKN-722**

<b>Quantité d'eau mensuelle injectée (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Quantité injectée par jour (m<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Débit d'eau par heure (l/hr)</b>
62	2	83.33

D'après ces calculs , le débit d'injection devrait être égal à  $Q_w=83.33$  l/hr. Ce calcul est obtenu à partir de la fréquence d'usage des bouchons d'eau, mais les vannes sont conçues pour faire passer des débits plus importants que celui-ci. En se référant au catalogue du constructeur on choisit le débit le plus faible possible qui est  $Q_w=400$  l/hr.

Ceci est le débit qu'on devra injecter, même si le débit paraît être plus important ; il permettra un meilleur dessalage du puits au fond. Vu que le puits est conçu pour des water-cut encore plus élevé à savoir 80 %, cette conception va permettre un bon dessalage sans avoir recours aux bouchons d'eau tout en améliorant la production de l'huile.

### **VI.3. Etude du puits DRT-03**

#### **VI.3.1. Modélisation du puits**

Le puits DRT-03 est un puits éruptif qui se trouve à la périphérie du champ. Ce puits a un faible potentiel, son débit n'atteint pas ( $1 \text{ m}^3/\text{hr}$ ). La production de ce puits se fait à travers un tubing dont le diamètre nominal est :  $d= 2^{7/8}$ .

Dans cette section on va essayer d'approcher les conditions de production de ce puits pour pouvoir obtenir un modèle représentatif de son comportement. Pour ceci on devra disposer d'un certain nombre de données que voici :

**Tableau VI.23 : Caractéristiques PVT du fluide du puits DRT-03**

<b>GOR de solution (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	108.216
<b>Masse volumique de l'huile (Kg/m<sup>3</sup>)</b>	825
<b>Densité du gaz</b>	0.8
<b>Salinité de l'eau (ppm)</b>	0
<b>Pourcentage d'H<sub>2</sub>S (%)</b>	0
<b>Pourcentage de CO<sub>2</sub> (%)</b>	0
<b>Pourcentage de N<sub>2</sub> (%)</b>	0
<b>Pression de bulle (bar)</b>	190
<b>Température de réservoir (°C)</b>	100
<b>Viscosité de l'huile (cpo)</b>	0.24

En plus des caractéristiques PVT du fluide on aura besoin de la complétion du puits, celle-ci est résumée dans le tableau suivant :

**Tableau VI.24 : Complétion du puits DRT-03**

<b>Equipement</b>	<b>Cote (m)</b>	<b>Diamètre intérieur (in)</b>	<b>Diamètre extérieur (m)</b>
<b>Tubing</b>	3571	2.441	2.875
<b>Casing</b>	3600	6.094	7

VI.3.1.1) Détermination de l'IPR et du VLP

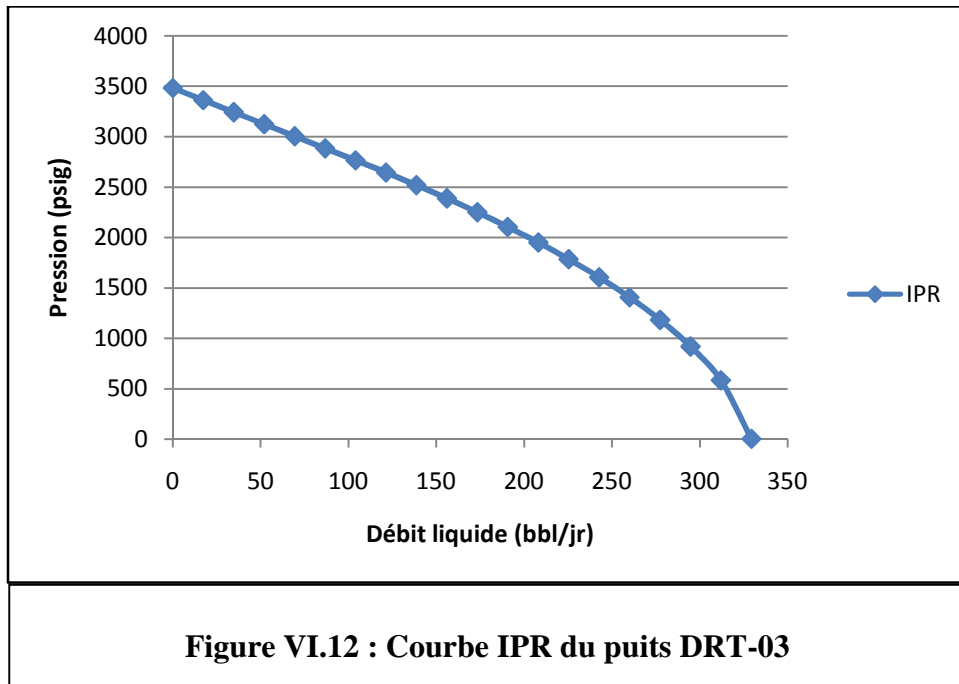
Détermination de l'IPR du puits DRT-03

La méthode de Vogel sera utilisée pour déterminer l'IPR :

Tableau VI.25 : Données nécessaires pour le calcul de l'IPR du puits DRT-03

Pression de fond (bar)	Débit (m <sup>3</sup> /jr)	Pression réservoir (bar)	Température du réservoir (°C)
177.7	21	241	100

A partir de du test précédent il est possible d'établir la courbe IPR de notre puits, celle-ci a la forme suivante :



Cette courbe montre bien la performance du réservoir, son potentiel ou AOF (Absout Open Flow) étant de 52.4 m<sup>3</sup>/jr.

a) Détermination du VLP du puits DRT-03

Il s'agit de trouver la meilleure corrélation qui va reproduire les pertes de charges dans le tubing. Dans ce cas des mesures de pression en dynamique à différentes profondeurs dans le

tubing seront utilisées, pour le DRT-03 la mesure de seulement un seul test en dynamique est disponible.

**Tableau VI.26 : Données nécessaires pour établir la courbe VLP du puits DRT-03**

<b>Corrélation</b>	<b>Débit calculé (m<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Pression de fond calculée (bar)</b>	<b>Débit mesuré (m<sup>3</sup>/jr)</b>	<b>Pression de fond mesurée (bar)</b>	<b>Erreur en débit (%)</b>	<b>Erreur en pression (%)</b>
<b>Duns and Ros modified</b>	20.5	179.5	21.0819	177.712	2.76	1
<b>Hagedorn Brown</b>	20.3	180.18	21.0819	177.712	3.70	1.39
<b>Fancher Brown</b>	20.5	179.4	21.0819	177.712	2.76	0.95
<b>Mukerjee Brill</b>	20.47	179.41	21.0819	177.712	2.90	0.96
<b>Beggs and Brill</b>	20.42	179.4	21.0819	177.712	3.14	0.95
<b>Petroleum Experts 1</b>	19.8	181.85	21.0819	177.712	6.08	2.33
<b>Orkiszewski</b>	20.48	179.44	21.0819	177.712	2.86	0.97
<b>Duns and Ros original</b>	20.48	179.44	21.0819	177.712	2.86	0.97
<b>Petroleum Experts 2</b>	20	181.05	21.0819	177.712	5.13	1.88
<b>Petroleum Experts 3</b>	19.6	182.43	21.0819	177.712	7.03	2.65
<b>Petroleum Experts 4</b>	20.5	179.54	21.0819	177.712	2.76	1.03
<b>Petroleum Experts 5</b>	20.5	179.64	21.0819	177.712	2.76	1.09

Vu le manque de données il est difficile de distinguer la meilleure corrélation qui régit le comportement de notre puits. Il est alors impossible de faire ceci par cette méthode.

Pour faciliter le travail on va faire une étude de sensibilité en ce qui concerne le point de fonctionnement et on va déterminer celle qui permet de retrouver le point de fonctionnement réel du puits.

*VI.3.1.2) Détermination du point de fonctionnement du puits*

Dans cette partie on va essayer de retrouver le point de fonctionnement réel du puits DRT-03. Pour cela on va avoir besoin de l'IPR établi déjà, on va faire une étude de sensibilité pour différentes corrélations afin de retrouver le point de fonctionnement du puits, ensuite on va faire une comparaison pour trouver la plus proche.

Le logiciel offre la possibilité d'utiliser différents corrélations, les points de fonctionnements fournis par chaque méthode seront comparés au point de fonctionnement réel. Le tableau suivant illustre les résultats de cette comparaison :

**Tableau VI.27 : Comparaison des points de fonctionnements pour les différentes corrélations**

<b>Pression de tête (bar)</b>	<b>GOR(<math>\text{Sm}^3/\text{Sm}^3</math>)</b>	<b>Débit liquide (<math>\text{m}^3/\text{jr}</math>)</b>	<b>Profondeur du test (m)</b>	<b>Pression de test (bar)</b>
22	108	21	3571.65	177.7

D'après ce tableau la meilleure corrélation, c'est-à-dire celle qui permet de se rapprocher le mieux de la valeur réelle est celle de Fancker Brown. Celle-ci permet d'avoir un minimum d'erreur pour les deux paramètres à savoir pression et débit.

Le diagramme suivant illustre mieux les résultats suivants :

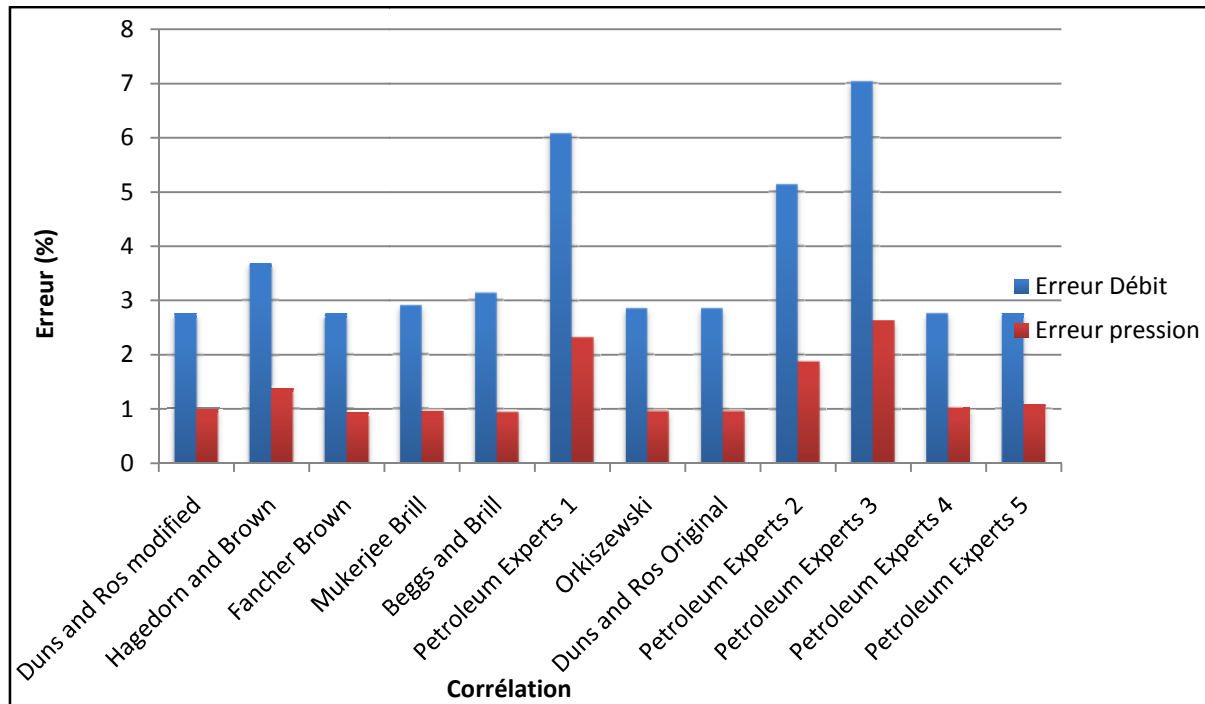


Figure VI.13 : Comparaison entre les différentes corrélations au niveau du puits

DRT-03

Donc finalement on a le calage de notre modèle, grâce aux deux courbes VLP et IPR ; même si on a un certain pourcentage d'erreur.

### VI.3.2. Design de la pompe hydraulique (Jet Pump)

Vue la difficulté de faire parvenir le gaz jusqu'au puits DRT-03, on est dans l'obligation de trouver un autre moyen d'activation pour améliorer le débit de ce puits. La pompe hydraulique est considérée comme la meilleure option pour le cas étudié vue qu'elle nécessite l'injection d'un fluide pour son fonctionnement, ce moyen d'activation va permettre en plus de la production un dessalage continu du puits. Le design nécessite un certain nombre de données de départ, celles-ci sont résumées ci-dessous :

Tableau VI.28: Données nécessaires au design de la Jet Pump

Profondeur (m)	Water cut (%)	GOR (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	P tête (bar)	P injection (bar)
3571	0	108	22	225

C'est à partir de ces données qu'un design de la pompe a été établi, le choix de la pompe se fait à partir des paramètres suivants :

**Tableau VI.29 : caractéristiques de la Jet Pump**

<b>R</b>	<b>A<sub>j</sub></b>	<b>A<sub>t</sub></b>
0.26534	0.01525	0.057475

La pompe est choisie en se référant aux caractéristiques résumées ci-dessus. Une fois choisie, une étude de sensibilité en ce qui concerne la pression d'injection ainsi pour la profondeur d'injection spécifiée précédemment sera effectuée.

Les résultats sont les suivants :

**Tableau VI.30 : Etude de sensibilité du débit produit en fonction de la pression d'injection de l'eau.**

<b>Pression (bar)</b>	<b>102</b>	<b>115</b>	<b>128</b>	<b>141</b>	<b>153</b>	<b>166</b>	<b>179</b>	<b>192</b>	<b>205</b>	<b>218</b>
<b>Débit huile (m<sup>3</sup>/hr)</b>	0.185	0.4	0.61	0.8	0.975	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6

Pour une profondeur donnée de H= 3571 m et d'après le tableau ci-dessus on remarque que plus la pression d'injection du fluide de fonctionnement de la pompe augmente et plus le débit d'huile produit par le puits augmente. Pour la profondeur donnée à savoir H= 3571 m.

Il est important de noter qu'à cette profondeur quelque soit la pression d'injection d'eau la cavitation<sup>6</sup> ne se produit pas. Une augmentation de la pression d'injection permet une augmentation du débit d'huile.

<sup>6</sup> Voir annexe 5

### VI.3.3. Optimisation du débit d'injection du fluide moteur (eau) de la jet pump

Dans le but d'économiser la quantité d'eau à injecter et faciliter ainsi les opérations de surface en ce qui concerne la séparation eau-huile on doit réaliser une optimisation du débit d'injection.

Pour aboutir à cela, une étude de sensibilité en ce qui concerne l'effet de l'injection sur les quantités d'huile récupérées sera effectuée, l'effet de la pression d'injection d'eau (qui doit être inférieure à la pression de service de la tête de puits à savoir 5000 psia) sera aussi prise en compte sur la récupération de l'huile.

Les résultats du calcul pour une multitude de débits et de pressions d'injections de l'eau sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau VI.31 : Evolution du débit d'huile en fonction du débit et de la pression d'injection de la pompe**

Pression injection (psia)	1000	1500	2000	2500	3000	3200	3500	4000	4500	4900
Q eau (m <sup>3</sup> /hr)	Q huile récupérée (m <sup>3</sup> /hr)									
0	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
2.22	-	1.1	1.4	1.6	1.8	1.8	1.9	2	2	2.1
4.44	-	0.64	1.2	1.5	1.7	1.8	1.9	2	2.1	2.1
6.67	-	0.39	0.99	1.4	1.6	1.7	1.8	2	2.1	2.1
8.89	-	0.28	0.86	1.3	1.6	1.7	1.8	2	2.1	2.1
11.11	-	0.21	0.76	1.2	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.1
13.33	-	0.1	0.68	1.1	1.5	1.6	1.7	1.9	2.1	2.1
15.56	-	0.067	0.61	1.1	1.4	1.5	1.7	1.9	2	2.1
17.78	-	0.03	0.55	1	1.4	1.5	1.7	1.9	2	2.1
20	-	-	0.48	0.94	1.3	1.4	1.6	1.8	2	2.1

Il est à noter que les débits surlignés dans le tableau ci-dessus correspondent à des points où la pompe a une grande probabilité de souffrir du problème de cavitation.

Le graphe suivant montre mieux les résultats du tableau :

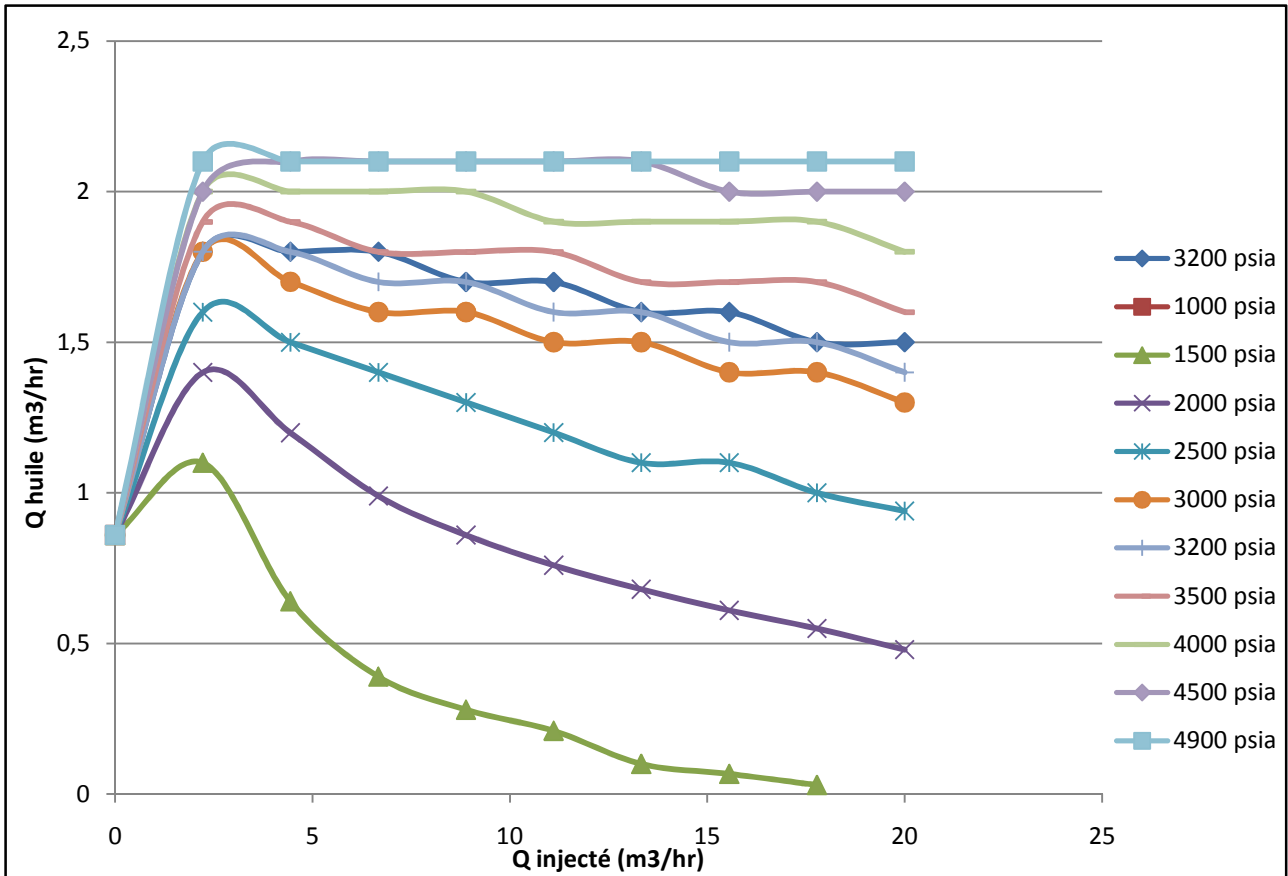


Figure VI.14 : Influence de la pression et débit d'injection sur la récupération d'huile

On peut alors à partir de ce graphe trouver les points optimums en termes de débits correspondants à chaque pression, le choix de l'optimum se fait en évitant bien évidemment la cavitation. L'optimum va correspondre à un débit minimal d'eau et maximal d'huile.

Tableau VI.32 : Débits d'huile optimum pour divers débits et pressions d'injections

Pression d'injection (psia)	1000	1500	2000	2500	3000	3200	3500	4000	4500	4900
Débit d'eau injecté (m <sup>3</sup> /hr)	0	2.22	2.22	2.22	4.44	4.44	4.44	6.67	6.67	0
Débit huile (m <sup>3</sup> /hr)	0.86	1.1	1.4	1.6	1.7	1.8	1.9	2	2.1	0.86

Les pressions d'injection 1000 et 4900 psia ne sont pas prises en considération car leurs optimum correspond à un débit d'injection d'eau nul, ce qui correspond aux conditions initiales du puits.

On voit à travers le tableau que la combinaison optimum de la pression et du débit est  $P=3500$  psia et  $Q_{inj}=4.44$  m<sup>3</sup>/hr , cette combinaison fournit une production de 1.9 m<sup>3</sup>/hr. Cette pression peut être aisément atteinte grâce aux pompes à piston triplexes installées en surface.

### **Conclusion**

Dans ce chapitre et pour résoudre les problèmes d'exploitations cités dans le chapitre précédent, un design adéquat pour chacun des puits étudiés a été déterminé en utilisant le logiciel PROSPER, une optimisation de l'injection selon le type d'activation proposée c'est-à-dire soit Gas-Lift ou Pompage par Jet Pump a été faite, la quantité d'huile produite par chaque puits après le changement éventuel de la complétion a été également estimée .

Pour valider la complétion et le type d'activation proposée et pour vérifier économiquement leurs rentabilités, une étude économique doit être effectuée, et c'est ce dont Le prochain chapitre traitera.

# Chapitre VII : Etude économique



## Introduction

Ce chapitre traitera de l'étude de l'apport du GLC, la nouvelle complétion proposée précédemment aux puits OKN-55 et OKN-722 (Gas lift conventionnel), à la production et la comparer à celle du GLS, une étude de la rentabilité économique de cette nouvelle complétion sera aussi effectuée. Ce chapitre traitera également l'apport économique que la jet pump sera en mesure d'apporter au niveau du DRT-03. Dans le but de réaliser cette étude un calcul économique sera établi ainsi qu'une comparaison en termes de débits produits et les avantages qu'offrent la nouvelle complétion aux puits.

### VII.1. Comparaison des conditions de production pour les trois puits

#### VII.1.1. Comparaison GLC et GLS pour le puits OKN-55

Le puits OKN-55 a été convertit en GLC, le tableau suivant résume les principaux résultats en terme de débit qu'offre la nouvelle complétion comparé à l'ancienne :

Tableau VII.1 : Comparaison des complétions GLC et GLS du puits OKN-55

Paramètre	GLS	GLC
$Q_L$ (m <sup>3</sup> /hr)	3.7	5
$Q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	3.3	4
Water-cut (%)	10.8	20
Gain de production GLC par rapport au GLS (%)	-	21.21

D'après le tableau ci-dessus on remarque que la nouvelle complétion GLC produit une nette amélioration dans les quantités d'huile récupérées en dépit de l'injection d'eau provoquant une augmentation du water-cut, qui n'affecte donc pas la production.

VII.1.1.1) Calcul du délai de récupération de l'investissement sur le puits OKN-55

Dans ce cas l'investissement pour la complétion GLC fait appel à trois différents couts qui sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau VII.2 : Investissement de la complétion GLC du puits OKN-55**

Décaissement	Cout (\$)
Equipements	25854453
Workover	51724
Tête de puits	862069
<b>Total</b>	<b>1172337.53</b>

Donc l'investissement initial du projet est obtenu, son cout total est égal à :  $I_0=1172337.53$  \$

Le temps nécessaire pour récupérer l'investissement initial doit être calculé. Pour cela le pay-out time (délai de récupération) sera calculé, on considère pour cela un prix d'huile, Prix=35 \$/bbl. Connaissant le débit d'huile produit par la complétion GLC et le prix moyen du baril d'huile on peut alors trouver le pay-out time qui est noté (t).

**Procédure de calcul:**

1. Trouver la quantité d'huile produite pour le pay-out time (t) en baril :

$$V= Q_0 *t *6.2893 \quad \text{(Équation VII.1)}$$

Avec :

$Q_0$ : débit d'huile ( $m^3/hr$ )

t : Temps de production (hr)

V : Volume produit (bbl)

6.2893 : coefficient de conversion du  $m^3$  au bbl.

2. Détermination du pay-out time (t):

L'investissement sera récupéré quand il sera égal au gain réalisé lors de la production ceci est formulé mathématiquement comme une égalité de deux cout:

$$I_0 = V * \text{Prix} \quad (\text{Équation VII.2})$$

En substituant l'équation (VII.1) dans l'équation (VII.2) et après réarrangement, on obtient la formule du pay out time (t) :

$$t = \frac{I_0}{Q_0 * 6.2893 * \text{Prix}} \quad (\text{Équation VII.3})$$

En substituant chaque terme par sa valeur on obtient le résultat suivant :

$$t = 1331.44 \text{ hr} = 55 \text{ jrs} + 11.44 \text{ hrs} = 1 \text{ mois}, 25 \text{ jrs et } 11.44 \text{ hrs}$$

*Le pay out time est finalement :*

$$t = 1 \text{ mois}, 25 \text{ jrs et } 11.44 \text{ hrs}$$

En l'espace de moins de deux mois l'investissement initial sera récupéré, des bénéfices seront après cette période réalisés et comme en pratique un pay-out time inférieur à une année correspond à un projet rentable par conséquent le projet de recomplétion du puits l'est.

*VI.1.1.2) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions*

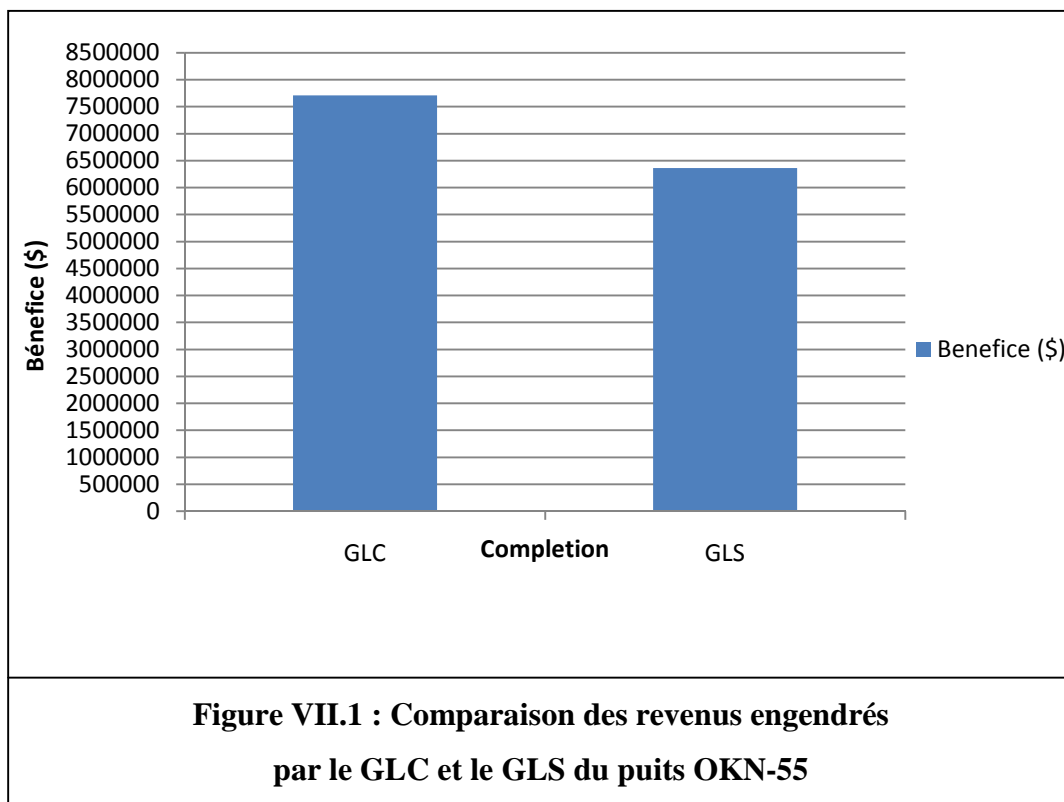
Une comparaison des bénéfices réalisées par chaque type de complétion a été effectué et ce pour une production annuelle. Ceci va permettre une comparaison quantitative en termes des rentes obtenues à partir du GLC et GLS. Pour faire ce calcul un prix moyen du baril de 35 \$ sera pris comme référence.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus :

**Tableau VII.3: Comparaison des revenus entre le GLC et le GLS du puits OKN-55**

Completion	Production annuelle (bbl)	Revenu (\$)
GLC	220377.36	7713207.55
GLS	181811.321	6363396.235

Le diagramme suivant illustre les résultats du tableau ci-dessus :



A partir des résultats obtenus on remarque que la complétion GLC permet d’obtenir des bénéfices nettement plus importants que ceux obtenus dans le cadre du GLS. Les chiffres sont en effet très frappants avec un gain de plus de 21 % dans le cas du GLC, pour une exploitation d’une année. Donc il apparait bien que le GLC en plus d’offrir un rendement technique il offre également un meilleur rendement économique.

**VII.1.2. Comparaison entre GLC et GLS pour le puits OKN-722**

Ce puits est le même cas que le précédent, après avoir été candidat au GLS, une complétion en GLC a été proposée. On va donc s'intéresser à l'apport de cette complétion en termes de production et à sa possible réalisation économiquement. Le tableau ci-dessous résume les principaux résultats en terme de débit qu'offre la nouvelle complétion comparé à l'ancienne :

**Tableau VII.4 : Comparaison entre GLC et GLS pour le puits OKN-722**

Paramètre	GLC	GLS
$Q_L$ (m <sup>3</sup> /hr)	6.7	5.4
$Q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	5.1	4.5
Water-cut (%)	25	16.3
Gain de production GLC par rapport au GLS (%)	13.33	-

On remarque que le GLC offre un gain de production apparent de 13.33% plus que le GLS ce qui permet d'affirmer sa rentabilité technique.

*VII.1.2.1) Calcul du délai de récupération de l'investissement du puits OKN-722*

L'investissement initial pour une recombplétion est de:  $I_0=1172337.53$

Le pay out time est également calculé pour le cas du OKN-722 et la même procédure pour se faire est utilisée.

Sachant que :

$$t = \frac{I_0}{Q_o * 6.2893 * Prix}$$

*Application numérique :*

$$t = \frac{1172337.53}{5.1 * 6.2893 * 35} = 1044.27 \text{ hrs}$$

Donc :  $t = 1 \text{ mois} + 13 \text{ jours} + 12.26 \text{ hr}$

D'après les calculs le l'investissement sur le puits OKN-722 sera récupéré en un temps encore plus inférieur que celui du puits OKN-55. Le pay-out time étant de l'ordre d'un mois et demi indique que notre projet est rentable.

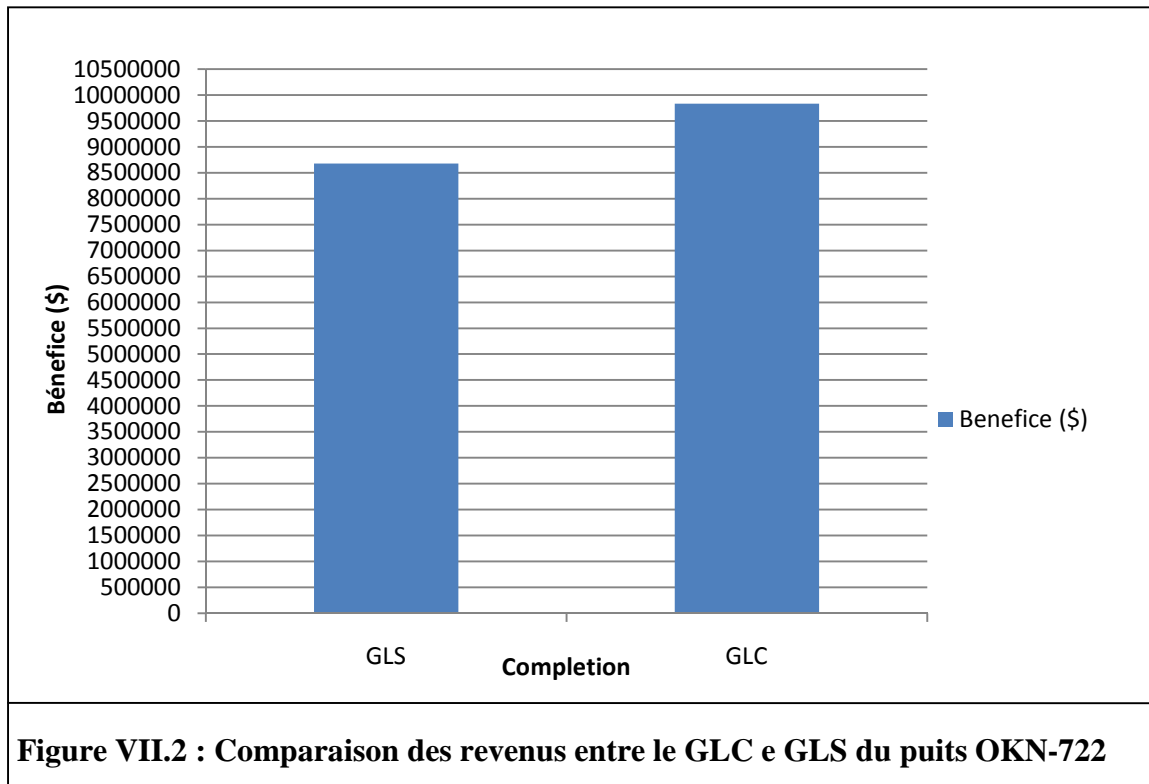
VII.1.2.2) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions

De la même manière que pour le puits OKN-55 on va effectuer le calcul des bénéfices annuels réalisés pour les deux types de complétions :

**Tableau VII.5 : Comparaison des revenus entre le GLC et GLS du puits OKN-722**

Completion	Production annuelle (bbl)	Revenu (\$)
<b>GLC</b>	280981.13	9834339.62
<b>GLS</b>	247924.528	8677358.48

Les résultats du tableau sont illustrés à l'aide du diagramme suivant :



D'après le diagramme on remarque que les bénéfices sont plus grands dans le cas de la complétion GLC comparés à celle GLS. La technique GLC permet finalement une bonne exploitation du point de vue économique et technique.

### VII.1.3 Apport de la pompe au puits DRT-03

Comme on l'a déjà spécifié le puits DRT-03 est un puits éruptif, non activé sur lequel un design de pompe hydraulique (jet pump) a été proposé. On va voir dans cette partie le gain réalisé par cette activation. Le tableau suivant résume les principaux paramètres de comparaison entre les 02 types de complétion :

**Tableau VII.6 : Comparaison entre la production activée et naturelle du puits DRT-03**

Paramètre	Pompe	Production naturelle
$Q_L$ (m <sup>3</sup> /hr)	1.9	0.85
$Q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	1.9	0.85
Gain de production (%)	123.53	-

On voit bien que le débit a presque doublé grâce à l'utilisation de la pompe, un gain de production de 123.53% a été réalisé.

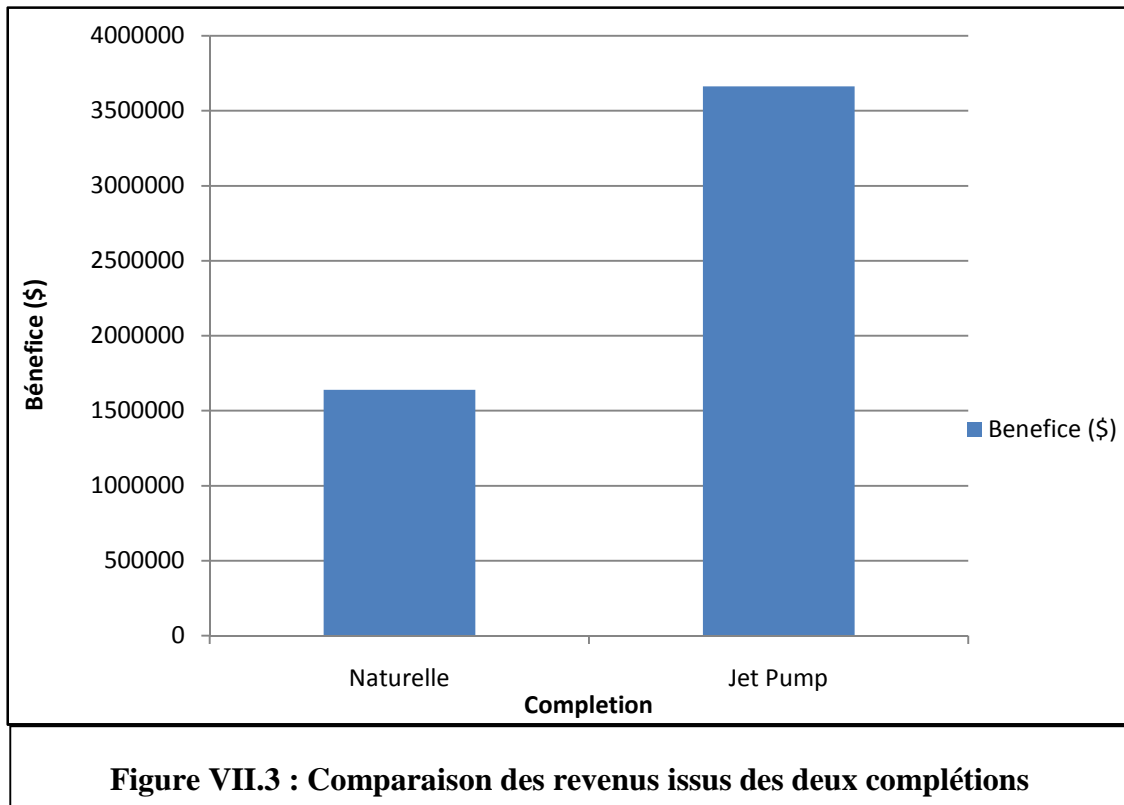
#### VII.1.3.1) Comparaison des revenus réalisés par les deux complétions

Le tableau suivant montre les résultats des revenus de la production annuelle en mode activé et naturel :

**Tableau VII.7 : Comparaison des revenus entre production naturelle et activée du puits DRT-03**

Complétion	Production annuelle (bbl)	Revenu (\$)
Naturelle	46830.19	1639056.65
Pompe	104679.25	3663773.75

Le graphe suivant illustre plus efficacement les résultats précédemment vus dans le tableau :



D'après le diagramme on remarque des bénéfices nets vont être réalisés après la mise en place de la nouvelle complétion « Jet Pump » sur le puits DRT- 03, donc économiquement le projet peut être rentable.

### Conclusion :

Dans ce chapitre des vérifications de rentabilité des complétions proposées ont été effectuées, ainsi que le calcul des gains pouvant être enregistrés par ces nouveaux moyens d'activations ; les résultats étant que pour le cas des trois puits étudiés un changement de complétion serait des plus bénéfiques pour la compagnie.

On en conclut alors que la mise en place de ces moyens d'activation en plus de régler efficacement les problèmes d'exploitation des puits étudiés permettrait d'apporter des bénéfices.

# Conclusion générale



# Conclusion

---

Le travail a été effectué sur le champ de Haoud Berkaoui ,il a eu comme sujet d'étude trois puits producteurs d'huile le OKN-55 , le OKN-722 et le DRT-03 qui subissent plusieurs problèmes d'exploitation diminuant de leurs capacités et performances de production, après avoir effectué une analyse poussée sur ces problèmes ainsi qu'une investigation sur leurs origines , des solutions ont été proposées, leurs faisabilités technique mais aussi économique ont été étudiées , et leur apport a été vérifié.

La première partie du mémoire a porté sur l'étude des problèmes d'exploitation que subissent les puits ; le premier étant une percée d'eau touchant deux des puits étudiés, une investigation sur son origine a été effectuée, les résultats obtenus montrent que la quantité d'eau produite ne pose pas encore un réel danger pour l'exploitation des puits mais au fur et à mesure de la production le volume produit augmentera, dès lors des moyens chimiques et mécaniques sont à envisager pour y mettre terme.

Deux autres problèmes ont été rencontrés lors de l'étude, le premier consiste en des dépôts de sel qui touchent les trois puits étudiés causant ainsi leur bouchage, le second étant une faible production d'huile du puits DRT-03, l'étude de l'étendu de ces problèmes a été faite, et des solutions, qui consistent en différents activations de puits ont été suggérées.

Deux moyens d'activation ont été proposés dans ce travail , le premier est le Gas lift conventionnel (GLC) conseillé aux puits OKN-55 et OKN-722 qui étaient initialement activées en gas lift simple mais dont la production s'est vue altérer par un problème de dépôt de sel et une percée d'eau, c'est un moyen d'activation très courant au niveau de Haoud Berkaoui . Dans ce mémoire on a pu relever son importance tant au niveau technique mais aussi et surtout économique, il permet en effet comme ça a été vu d'enregistrer une nette amélioration dans la production et surtout une rentabilité économique évidente ; et cela en résolvant l'un des problèmes les plus contraignants du champ de Haoud Berkaoui à savoir le problème des dépôts de sel. Cette méthode a dès lors montré de bons résultats pour les cas étudiés, elle serait par conséquent appropriée pour d'autres puits qui souffrent des mêmes problèmes d'exploitation et pas uniquement dans le champ de Haoud Berkaoui mais à d'autres champs aussi.

# *Conclusion*

---

La deuxième méthode d'activation proposée dans ce travail est le pompage, et plus précisément le pompage hydraulique à l'aide de la jet pump. Ce moyen d'activation a été étudié pour le cas du DRT-03 qui souffre d'un débit de production faible mais qui se trouve aussi être un puits isolé, et qui donc ne peut être raccordé à un réseau de gaz à proximité ce moyen d'activation dispose d'une installation simple et facile à réaliser, qui ne demande pas un financement trop onéreux ou un raccord parfois très difficile à réaliser à un quelconque réseau électrique comme c'est le cas pour la pompe électrique immergée, c'est un moyen qui a enregistré une nette et impressionnante amélioration dans le débit de production du puits et fournit une solution adéquate aux dépôts de sel dont souffre le puits. Cette méthode d'activation est une méthode qui prodigue de très bons résultats, tant dans le côté technique qu'économique, elle peut dès lors être une bonne alternative au gas lift et au pompage traditionnel pour différents puits hors et au niveau du champ de Haoud Berkaoui.

On en conclut donc que la mise en place des solutions proposées pour améliorer les performances de production des puits étudiés serait des plus bénéfiques pour la compagnie et lui ferait certainement faire de très bons bénéfices.

# Bibliographie

---

- [1]. **Ahmed, Tarek. 2006.** *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*. s.l. : Elsevier Science and Technology Books, 2006.
- [2]. *Analysis of Gas Lift Installation Problems*. **Abdin, Mazin Zain Al. 2000.** Doha Qatar : s.n., 2000. SPE 87278.
- [3]. **Baamara, Mohammed.** *Particularités du gas-lift à Haoud Berkaoui*.
- [4]. **Cossé, René. 1988.** *Le gisement*. Paris : Institut Français de Pétrole et Technip, 1988. ISSN 0768-147X.
- [5]. **D., Ahmed T. et McKinney P. 2005.** *Advanced reservoir engineering*. s.l. : Elsevier, 2005. ISBN 7506-7733-3 2005.
- [6]. **Dale, Beggs. 2003.** *Production Optimization using Nodal Analysis*. s.l. : OGCI and Petroskills Publications, 2003. ISBN: 0-930972-14-7 (2003).
- [7]. **El Habashy, Ramy. 2015.** *Hydraulic Jet Lifting Systems Weatherford*. 2015.
- [8]. **Guo, Boyun, Lyons, Williams and Ghalambor, Ali. 2007.** *Petroleum Production Engineering*. s.l. : Elsevier Science and Technology Books, 2007.
- [9]. **K., Aminian.** *Production problems and solutions-part I*. s.l. : petroleum & natural gas West Virginia University.
- [10]. **Perrin, Denis. 1995.** *Techniques d'exploitation pétrolière ,la production fond*. s.l. : Technip, 1995.
- [11]. **PetroleumExpert. 2010.** *Prosper User Manual*. 2010.
- [12]. **Serpro and SocotecIndustrie.** *Récupération Assistée par 'GAS- LIFT'*.
- [13]. **Weatherford. 2007.** *Gas-Lift Troubleshooting*. s.l. : The Lift ExpertsSM, 2007.
- [14]. [http://petrowiki.org/Gas\\_lift](http://petrowiki.org/Gas_lift).
- [15]. [http://petrowiki.org/Gas\\_lift\\_valve\\_mechanics](http://petrowiki.org/Gas_lift_valve_mechanics).
- [16]. [http://petrowiki.org/Gas\\_lift\\_equipment\\_and\\_facilities](http://petrowiki.org/Gas_lift_equipment_and_facilities).

Dans cette partie on va traiter les différents équipements utilisés dans la complétion gas-lift il s'agit beaucoup plus des vannes et les bancs de tarages de celles-ci.

**1) Banc de tarage de la vanne gaz lift**

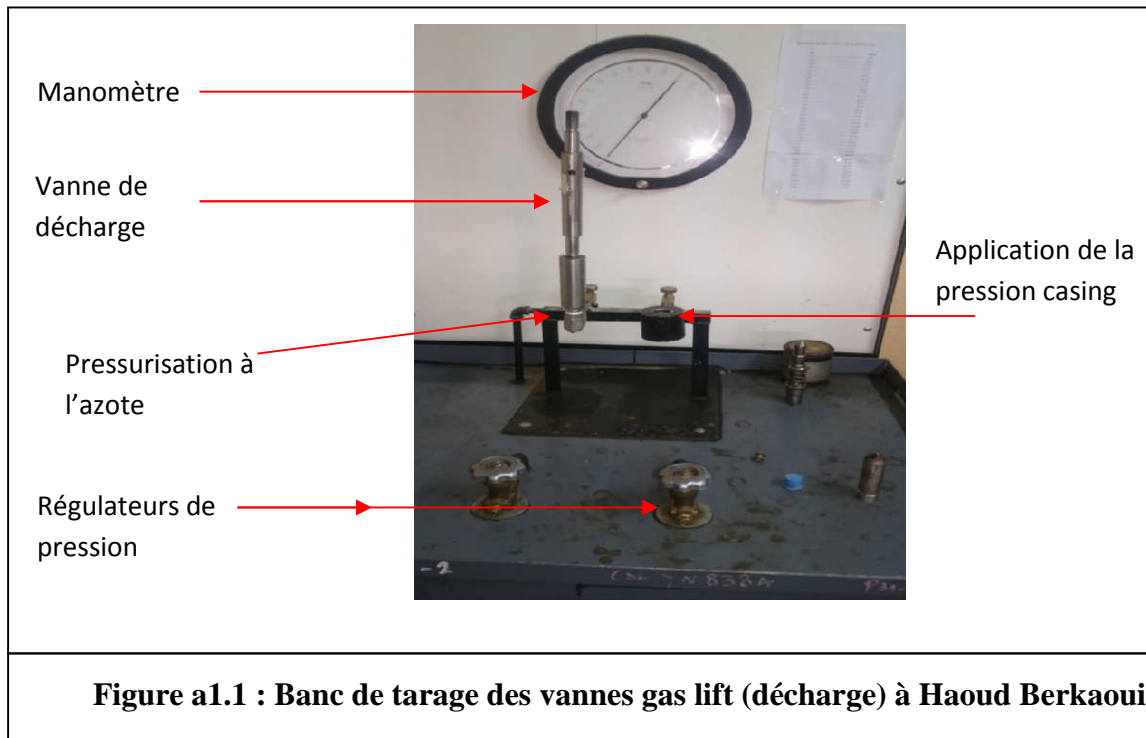
Il s'agit d'un dispositif permettant la pressurisation de la vanne (soufflet) avec un gaz inerte (azote). La pression à laquelle est tarée la vanne devant être supérieure de 03 bars à celle calculée. L'opérateur effectue cette opération à l'aide d'une vanne qui régule le passage de l'azote dans le soufflet et un manomètre permettant d'indiquer la pression à l'intérieur de celui-ci.

Un thermomètre permet de connaître la température en surface et connaissant la température à la cote de pose de la vanne on calcule alors le coefficient de correction Ct.

Une fois la pressurisation effectuée, on soumet la vanne à une pression à travers son orifice. Ceci permet de simuler le passage du gaz du casing vers le tubing. Le but est de savoir si la vanne est bien tarée.

Il est important de mentionner qu'une purge des conduites de gaz et d'azote lors des deux opérations mentionnées ci-dessus est nécessaire afin de retirer la vanne du banc de tarage.

La figure suivante montre le banc de tarage utilisé au niveau de Haoud Berkaoui :



**Figure a1.1 : Banc de tarage des vannes gas lift (décharge) à Haoud Berkaoui**

S'il s'avère que la vanne ne s'ouvre pas à la pression de tarage cela signifie que le tarage n'a pas été bien fait et la vanne doit être tarée encore une autre fois. Dans le cas où la vanne s'ouvre à la pression de casing qui est égale la pression de tarage alors là notre opération est réussie et la prochaine étape consistera à mettre la vanne ainsi pressurisée dans un fatigueur dont le rôle est de soumettre la vanne à la pression régnant à la cote de son emplacement.

La vanne étant dans le fatigueur elle est soumise à une certaine pression pour une durée d'environ trente minutes après lesquelles elle sera encore une fois remise sur le banc de tarage pour tester à quelle pression de casing s'ouvre la vanne.

Si la pression d'ouverture est proche de la pression de tarage (légèrement inférieure jusqu'à 0.5 bar) on considère que le tarage est bien, dans le cas contraire le tarage doit être refait.

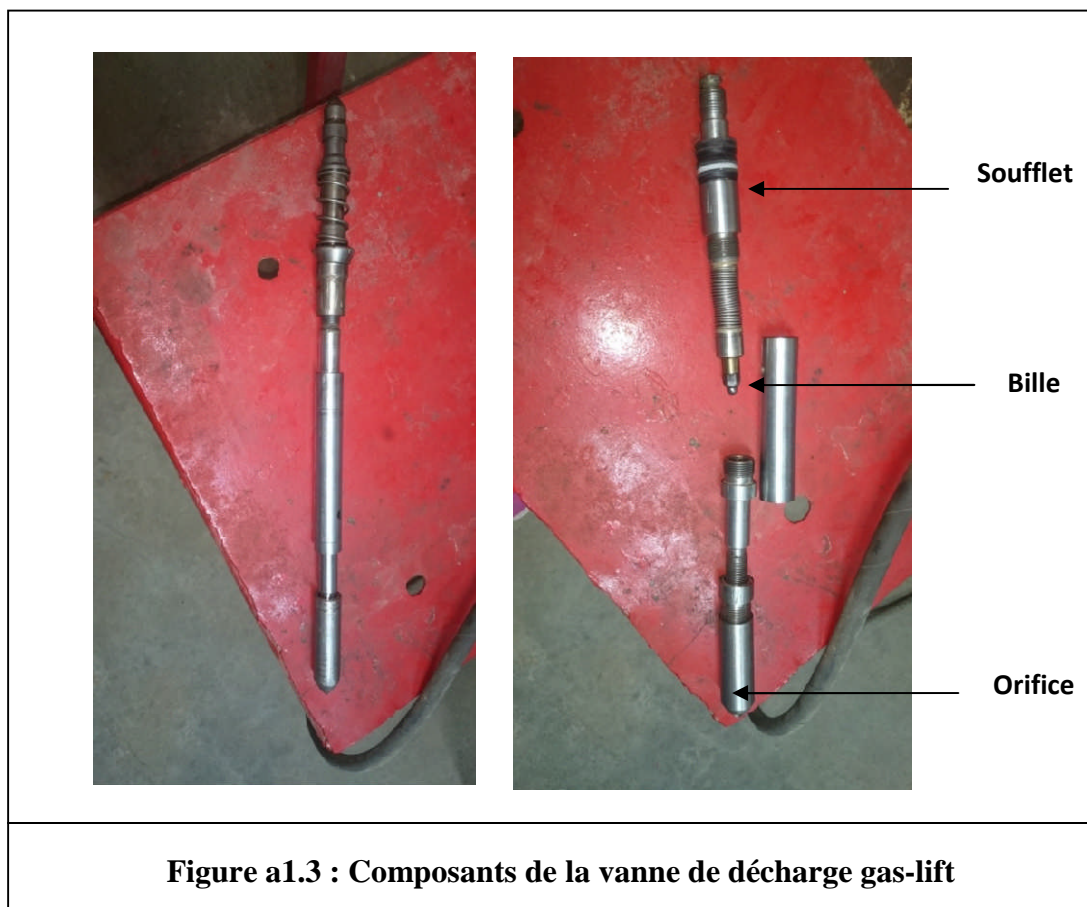
La figure suivante montre le fatigueur :



**Figure a1.2 : Fatigueur de Haoud Bekaoui**

Ceci est donc la procédure à suivre dans le but de tarer les vannes à des pressions établies à partir des calculs obtenus suite au design effectué via le logiciel où plusieurs paramètres sont obtenus à savoir : cote de vanne, température à cette cote là, pression régnant dans le casing ainsi que dans le tubing...etc.

Les vannes de décharges sont constituées d'un ensemble d'éléments, l'image suivante montre les principaux constituants de cette vanne, à gauche la vanne montée et à droite la vanne démontée où on voit clairement ces constituants :



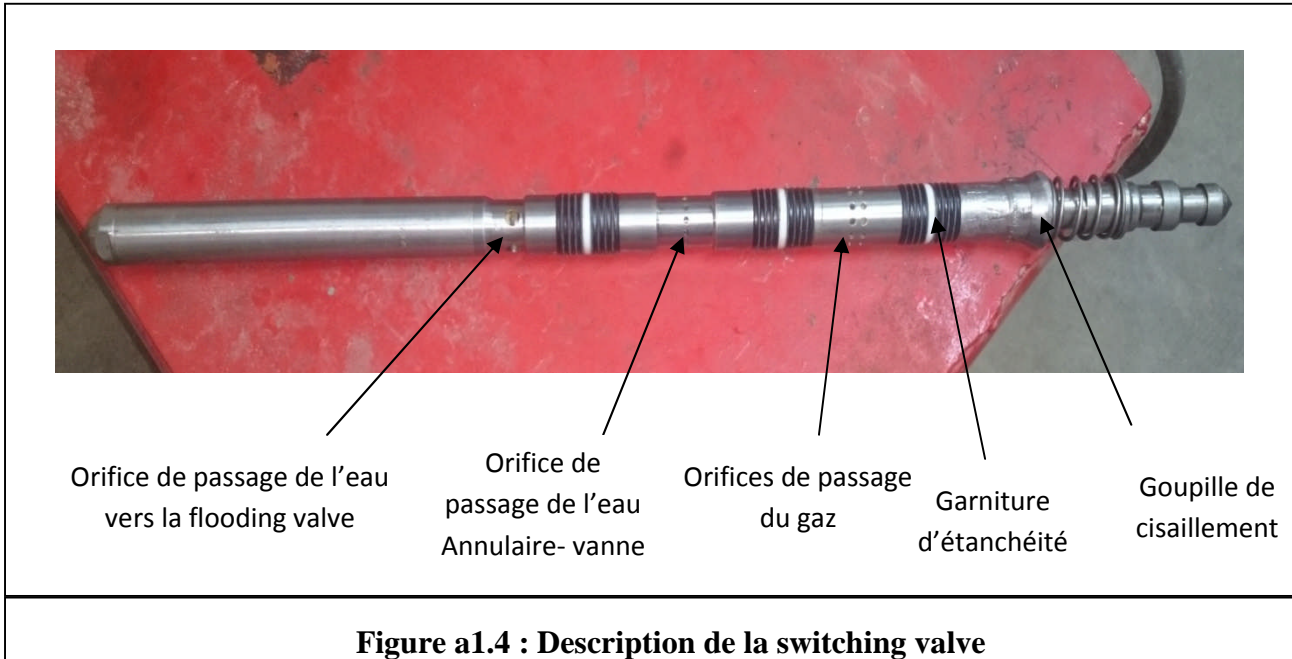
## **II) Banc de tarage de la vanne d'injection d'eau (switching valve)**

La vanne étant à servomoteur mécanique (ressort) il n'a aucune pression interne et n'est pas influencée par la température. La fermeture et l'ouverture de la vanne au fond du puits est alors contrôlée par ce ressort taré. Pour les réglages de la vanne les constructeurs traduisent l'effort de compression en effet de pression. Vu qu'il n'y a aucune influence de la

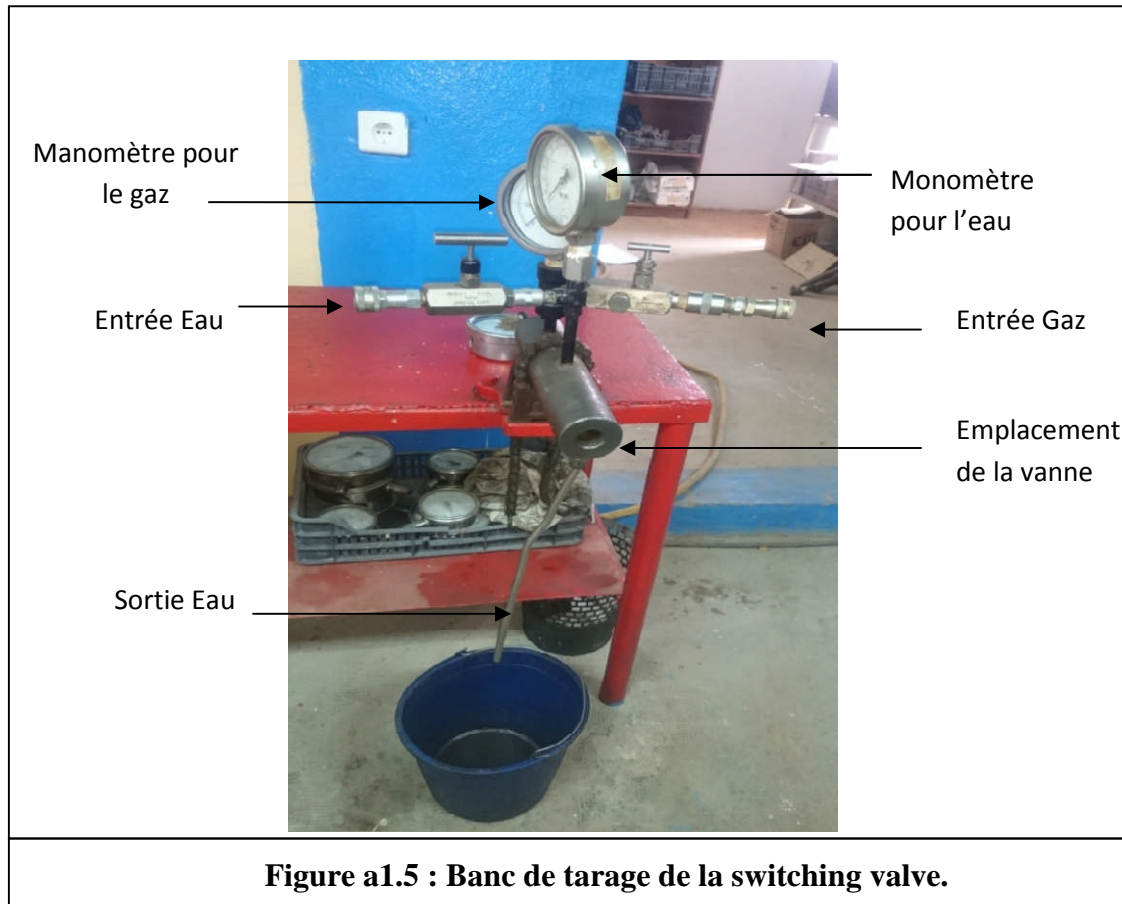
température, l'étalonnage en surface est donc très simple, un tour de vis de la butée du ressort représentant une certaine pression.

Lorsqu'on fait le tarage de la vanne, celle-ci est testée afin de savoir si elle permet le passage de l'eau à sont travers ou non pour la pression de gaz correspondante à l'effort de compression appliqué sur le ressort.

L'image suivante montre la vanne d'injection d'eau (switching valve) :



Le banc de tarage pour ce type de vanne est différent de celui qu'on a vu précédemment. Le tarage est effectué mécaniquement en comprimant un ressort. Une fois ceci fait on teste le fonctionnement de la vanne pour la pression de gaz correspondante. La figure suivante montre les composants de ce banc :



## Annexe 2 : Présentation du logiciel PROSPER

**PRO**duction and **S**ystem **PER**formance est un logiciel qui permet au producteur de prédire le comportement des écoulements dans le tubing et les pipelines avec précision et en un minimum de temps. Grace au puissant calcul de sensibilité qu'offre PROSPER il est possible d'effectuer l'optimisation de designs déjà existants ou de déterminer l'effet de changements futurs sur le système ainsi étudié.

PROSPER permet d'avoir des résultats aussi sûrs que possibles, une fois que le modèle établi par le logiciel est calé avec les données réelles obtenues sur le terrain, PROSPER peut alors utiliser de manière confidente pour établir différents scénarios sur le système ainsi considéré. Cet outil permet d'aider les compagnies pétrolières à maximiser leurs production en fournissant les moyens nécessaires afin d'analyser la performance des puits producteurs et injecteurs.

Le potentiel d'un puits ainsi que les pertes de charges résultant de la production sont dépendant des propriétés PVT du fluide, la précision des calculs concernant l'analyse du système sont donc dépendant de la précision des données PVT dont on dispose.

Le logiciel est assez facile à utiliser vu que son interface graphique est très simple comme l'indique cette figure :

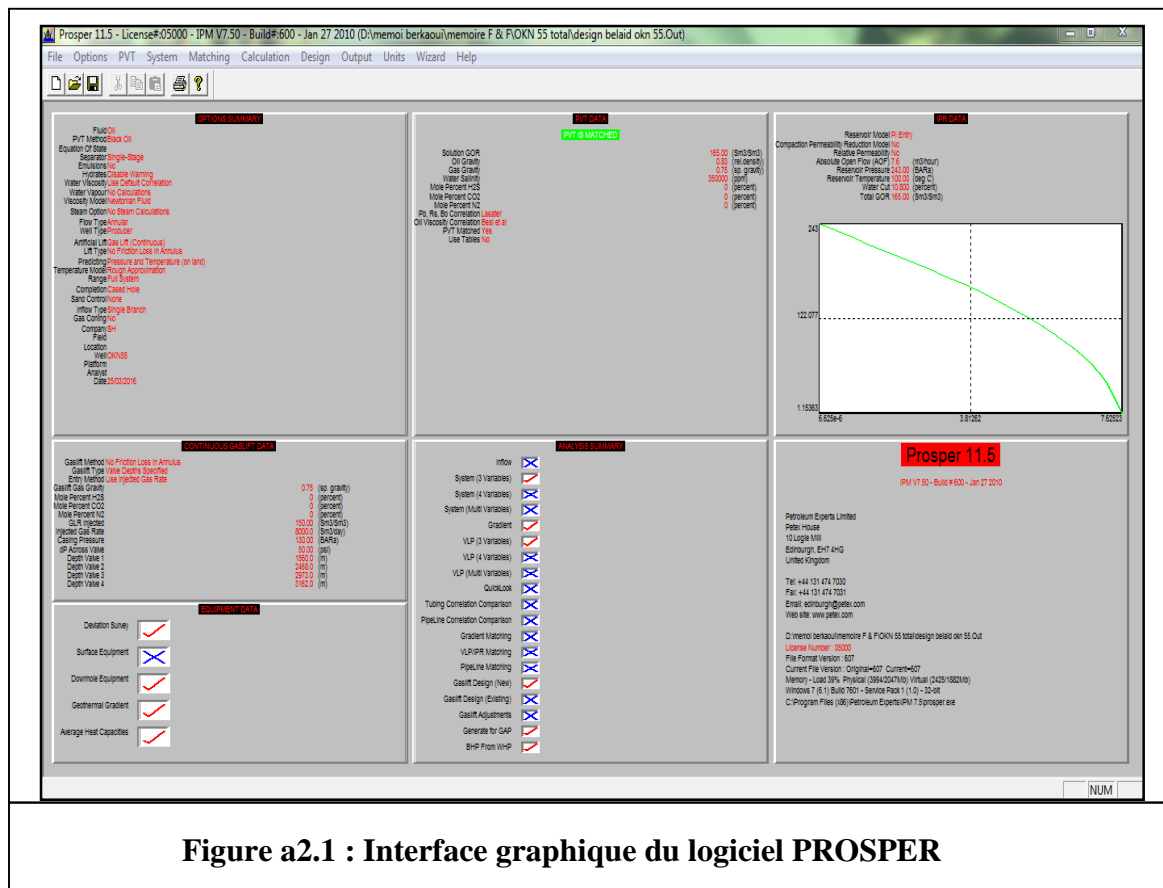


Figure a2.1 : Interface graphique du logiciel PROSPER

La pose des vannes gas lift dans leur logement (mandrin) nécessite l'utilisation d'une unité wire line. Il s'agit d'une technique d'intervention sur puits qui outre la pose de vannes permet d'intervenir sur le puits en exploitation pour divers autres objectifs. Ce type d'intervention utilise un fil en acier afin d'introduire, descendre, placer et repêcher dans le tubing les outils et instruments de mesure nécessaires à une exploitation rationnelle.

L'ensemble des équipements descendus dans le puits constitue ce que l'on appelle train de travail au câble. Dans ce train entre l'outil de repêchage ou de pose de la vanne et la coulisse vient s'incorporer un outil spécial de décentrage qui va permettre à la vanne de venir se mettre en place ou d'être repêchée dans son logement latéral.

Cet outil est appelé Kickover tool. On parle de Kick over running tool dans le cas de la pose et Kick over pulling tool dans le cas du repêchage.

On va maintenant s'intéresser à la procédure de pose et de repêchage des vannes de gas lift dans les mandrins à poche latérale

### **I- Procédure de pose des vannes gas-lift**

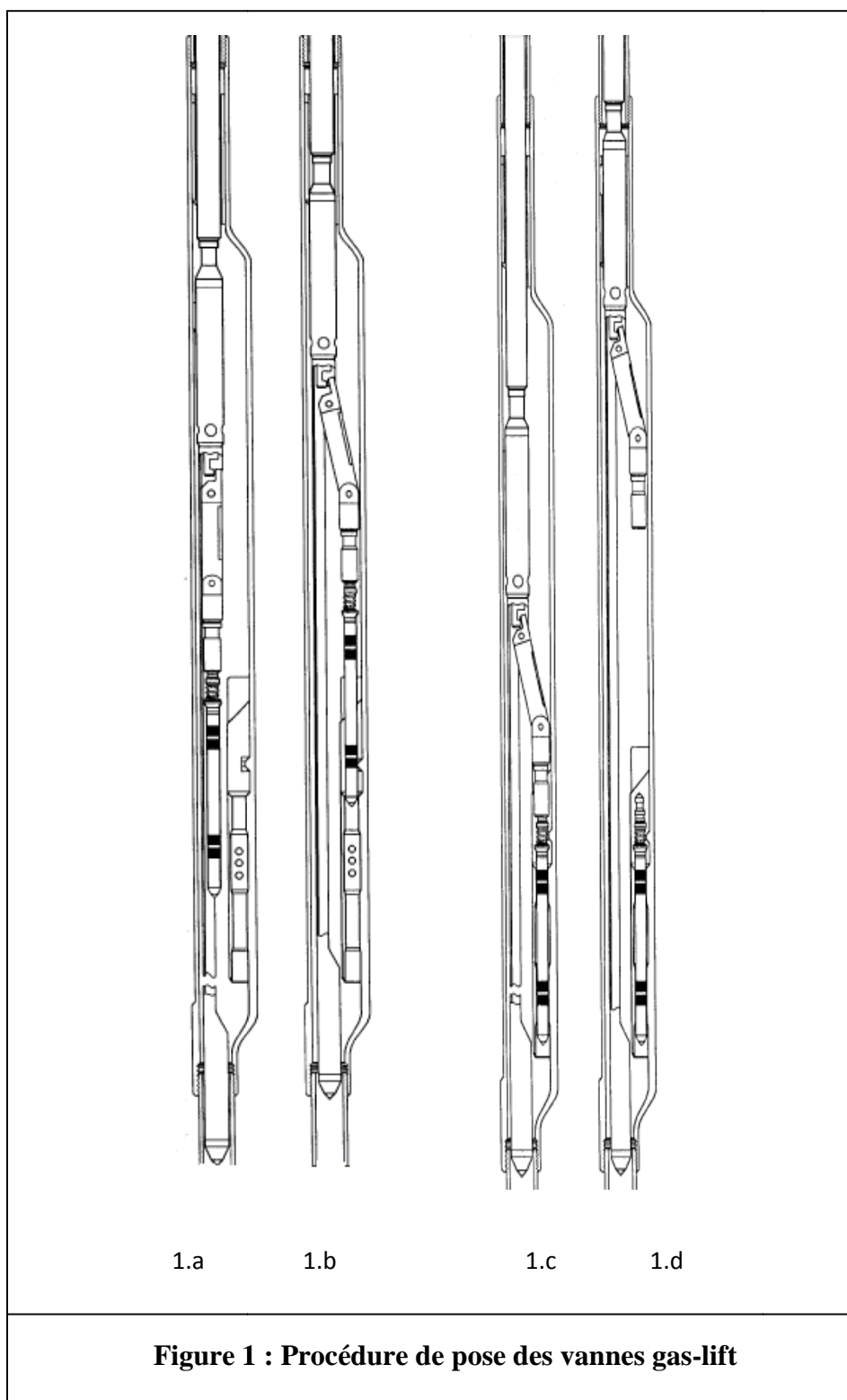
La technique de pose des vannes peut être résumée comme suit :

- 1- Assembler en surface la vanne à l'outil de pose qui est associé avec le Kickover tool.
- 2- Descente de l'ensemble dans le puits jusqu'à ce que l'outil soit en dessous du mandrin sélectionné (figure 1.a).
- 3- Remonter doucement les outils jusqu'à leur arrêt, ceci signifie que le locating finger du kickover tool est en contact avec le top du mandrin.
- 4- Tirer le câble avec une certaine tension jusqu'à ce que l'indicateur de poids en surface indique une augmentation de 150 lb par rapport au poids du train, l'outil Kickover sera alors au dessus de la poche du mandrin.
- 5- Descendre lentement le train wire line, lorsque l'indicateur de poids indique une chute cela signifie que la vanne est entrée dans la poche (figure 1.b). Dans le cas contraire les étapes 3 4 et 5 doivent être refaites.
- 6- Battre la coulisse vers le bas pour loger la vanne (figure 1.c).
- 7- Battre la coulisse vers le haut ceci va permettre le cisaillement de goupilles pour libérer l'outil Kick over (figure 1.d).

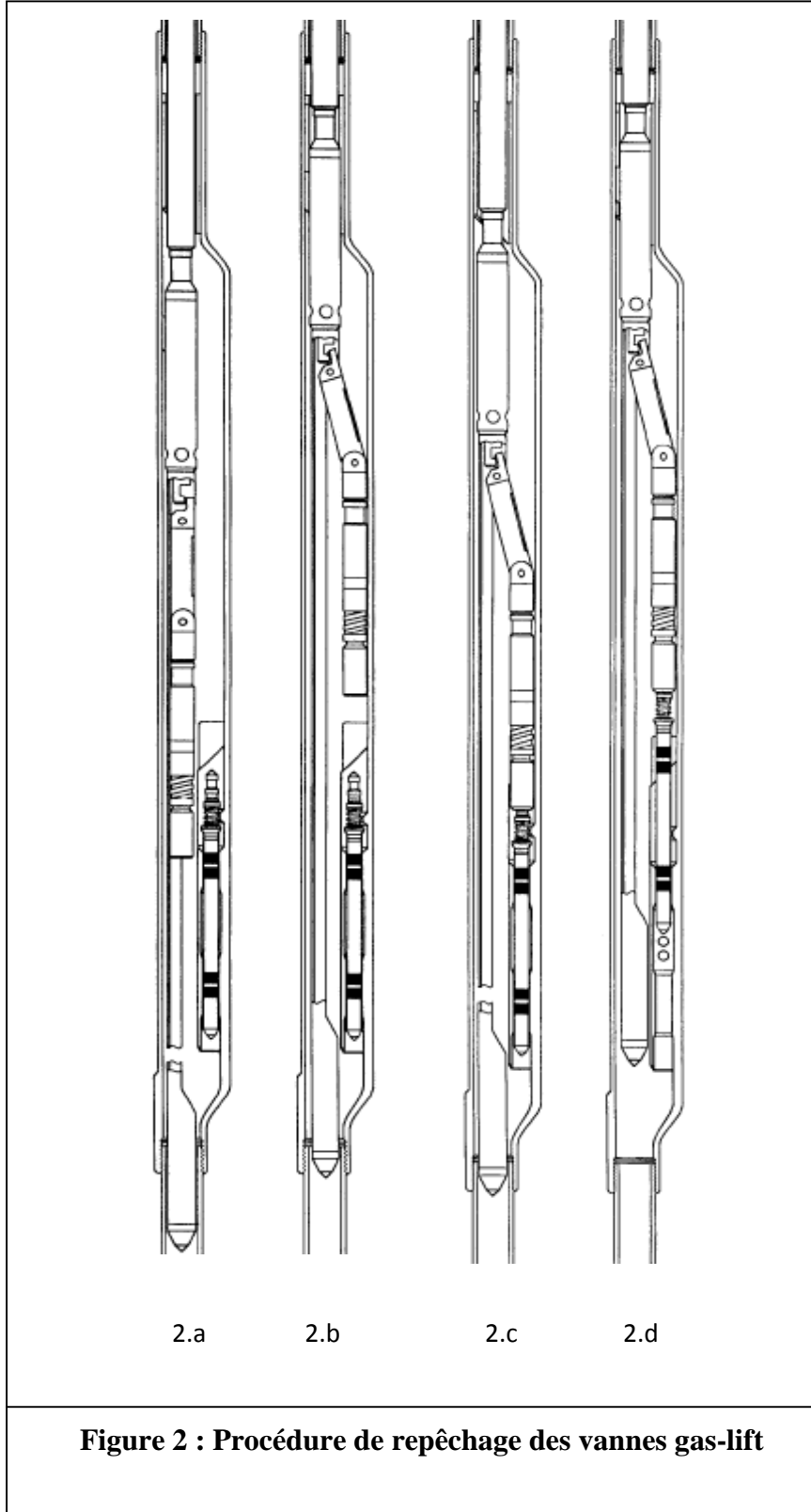
## **II- Procédure de repêchage des vannes gas-lift**

1. Associer l'outil de repêchage au Kickover tool en surface.
2. Descendre le train wire line jusqu'à ce que l'outil Kickover soit en dessous du mandrin voulu (figure 2.a).
3. Remonter doucement le train jusqu'à avoir le locating finger de l'outil Kickover qui touche le top du mandrin ce qui se traduit par arrêt du train wire line.
4. Tirer sur le câble de telle sorte que l'indicateur de poids indique une augmentation de 150 lb comparé au poids du train, ceci signifie que l'outil est juste au dessus du mandrin.
5. Descendre lentement l'outil jusqu'à avoir chute de poids sur l'indicateur ce qui signifie que l'outil a touché le mandrin (figure 2.b). Dans le cas où il n'y a pas de chute de poids les étapes 3, 4 et 5 devront être répétées.
6. Battre à la coulisse vers le bas pour attacher les chiens de l'outil de repêchage à l'élément de repêchage de la vanne (figure 2.c)
7. Battre à la coulisse vers le haut pour désancrer la vanne de la poche latérale du mandrin (figure 2.d).

La figure suivante illustre la procédure de pose des vannes :



La figure suivante montre la procédure de repêchage des vannes gas-lift :



**Volume**

1 metre cube (m<sup>3</sup>) = 6.2893 baril (bbl) = 0.159 litre (l).

**Distance**

1 metre (m) = 3.28084 pied (ft) = 39.36996 pouce (in).

**Pression**

1 Pascal (pa) =  $9.8 \cdot 10^{-6}$  atmosphère (atm) =  $10^{-5}$  bar =  $1.47 \cdot 10^{-4}$  Psi.

**Energie**

1 Joule (J) = 1055.06 British Thermal Unit (BTU) .

**Température**

1 Celcius(°C) = 33.8 Farheneit (°F) = 274.5 Kelvin(°K) = 493.5 Rankine(°R) .

**Monnaie**

1 US dollars \$ = 109.67 Dinars Algérien (DA)

## **1- Diagraphie différées**

Les diagraphies différées sont des enregistrements continus d'un paramètre physique en fonction de la profondeur, ces enregistrements s'effectuent à l'aide d'outils spéciaux descendu dans le puits lors d'un arrêt ou en fin de forage, plusieurs types de diagraphies différées existent selon le paramètre mesuré.

Le **gamma ray** est un type d'outil utilisé pour mesurer la diagraphie naturelle de la formation, et qui permet de mettre en évidence les formations argileuses et le pourcentage d'argile contenu dans une formation.

## **2- Diagraphies de production**

Les diagraphies de production sont des enregistrement effectués dans les conditions de production, l'avantage essentiel de ce type de diagraphie réside dans leur aptitude à détermine comment et où s'écoulent les fluides ; même à l'extérieur des tubings et tubages ; elles sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits.

Les diagraphies de production classiques englobent quatre mesures qui sont : le débit, la densité, la température et la pression. Cependant, les lectures de débit et de densité sont utilisées dans l'analyse quantitative des fluides se trouvant dans le puits par contre la pression et la température sont utilisées dans leurs analyses qualitatives.

Les outils utilisés dans les mesures des diagraphies de production sont appelés les PLT « Production Logging Tool » .

## **3- Faille**

En géologie, une faille est une structure tectonique consistant en un plan ou une zone de rupture le long duquel deux blocs rocheux se déplacent l'un par rapport à l'autre. on défini un rejet de faille comme étant le déplacement d'un bloc par rapport à un autre.

## **4- Pouvoir calorifique :**

C'est l'énergie dégagée sous forme de chaleur par la réaction de combustion, Elle est exprimée en général en kilojoules par kilogramme (noté  $\text{kJ/kg}$  ou  $\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$ ), mais on rencontre

également le pouvoir calorifique molaire (en kilojoules par mole, kJ/mol) ou le pouvoir calorifique volumique (en kilojoules par litre, kJ/L).

### **5- Black Oil**

C'est un type d'huile de couleur noir à vert clair, avec un GOR inférieur à 2000 scf/stb une densité API de 15 à 40 facteur volumétrique de fond inférieur à 2 bbl/bbl

### **6- Carte en Isobathe**

Appelée également courbe de profondeur est une ligne joignant des points d'égale profondeur ; c'est donc une courbe de niveau, indiquant la profondeur d'une surface au-dessous du niveau de l'eau. Elle est utilisée en Géologie pétrolière pour représenter les puits dans un champ.

### **7- Effet de Glissement**

Le glissement en mécanique des fluides est un phénomène qui se produit lorsque deux phases (liquide, gaz) se déplacent à des vitesses différentes, les deux phases ne constituent pas un mélange mais elles se déplacent séparément

Annexe 6 : Fiches techniques des puits

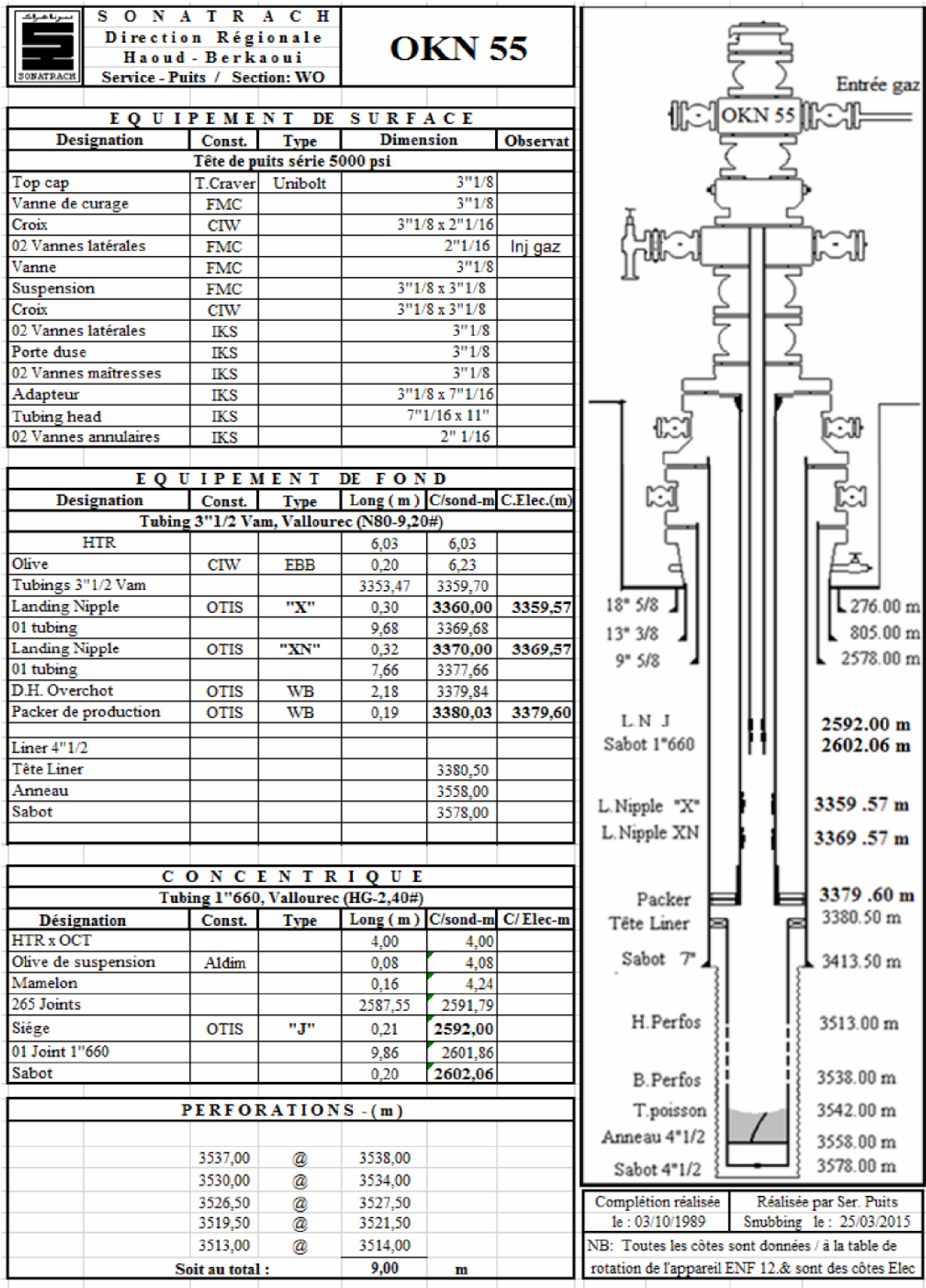
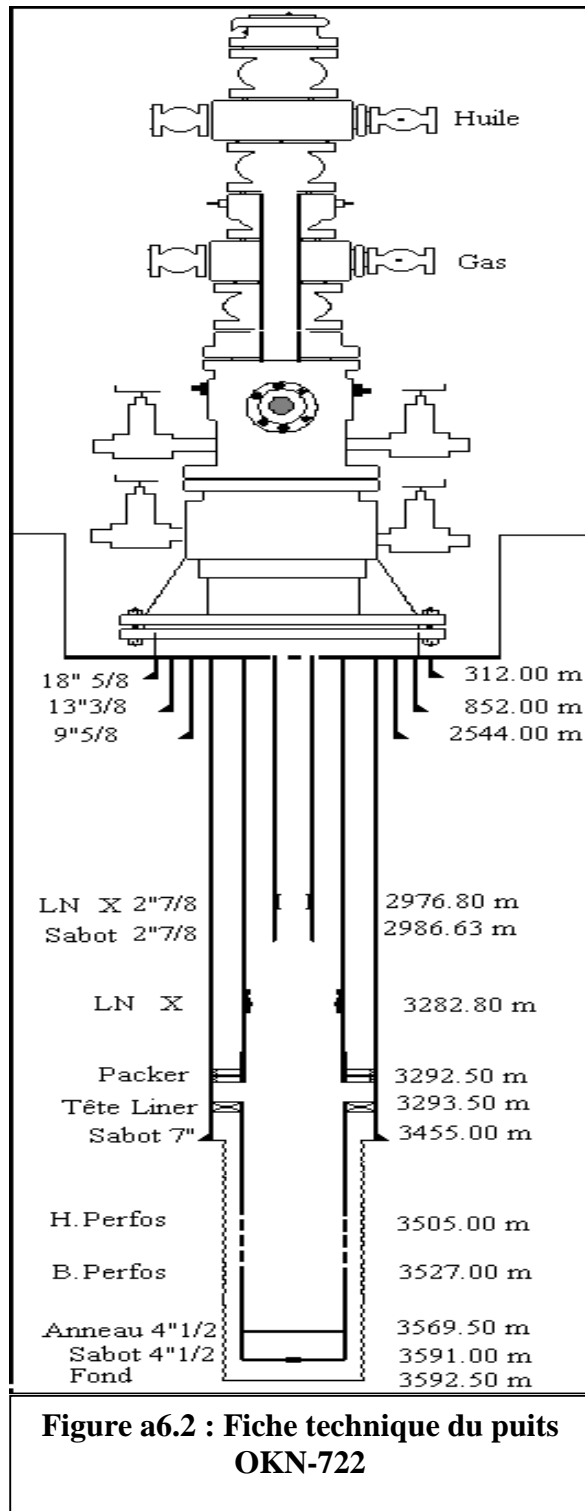
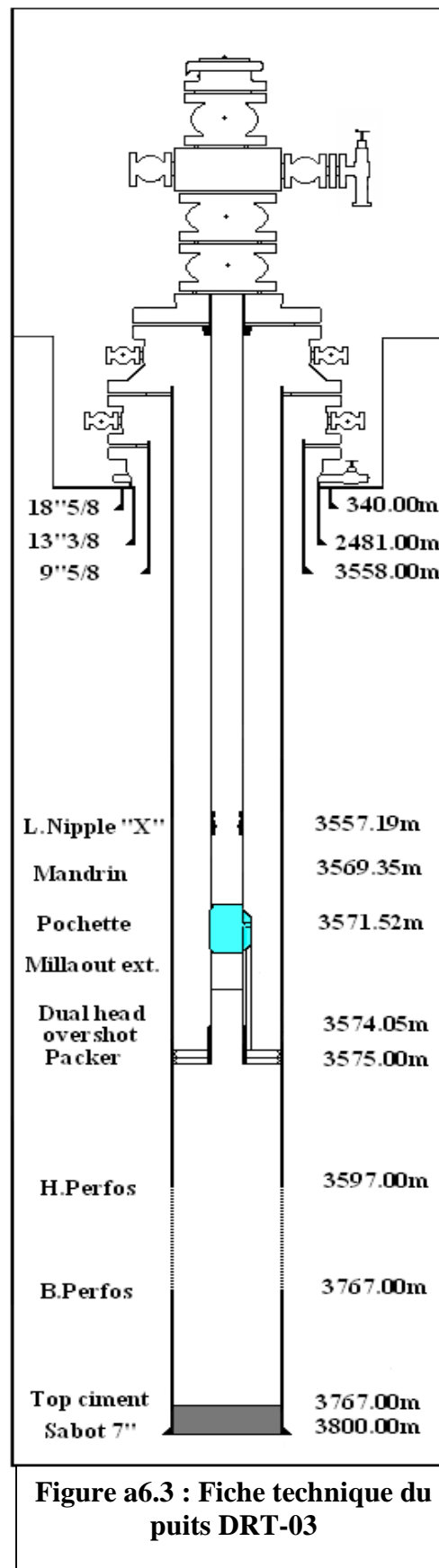
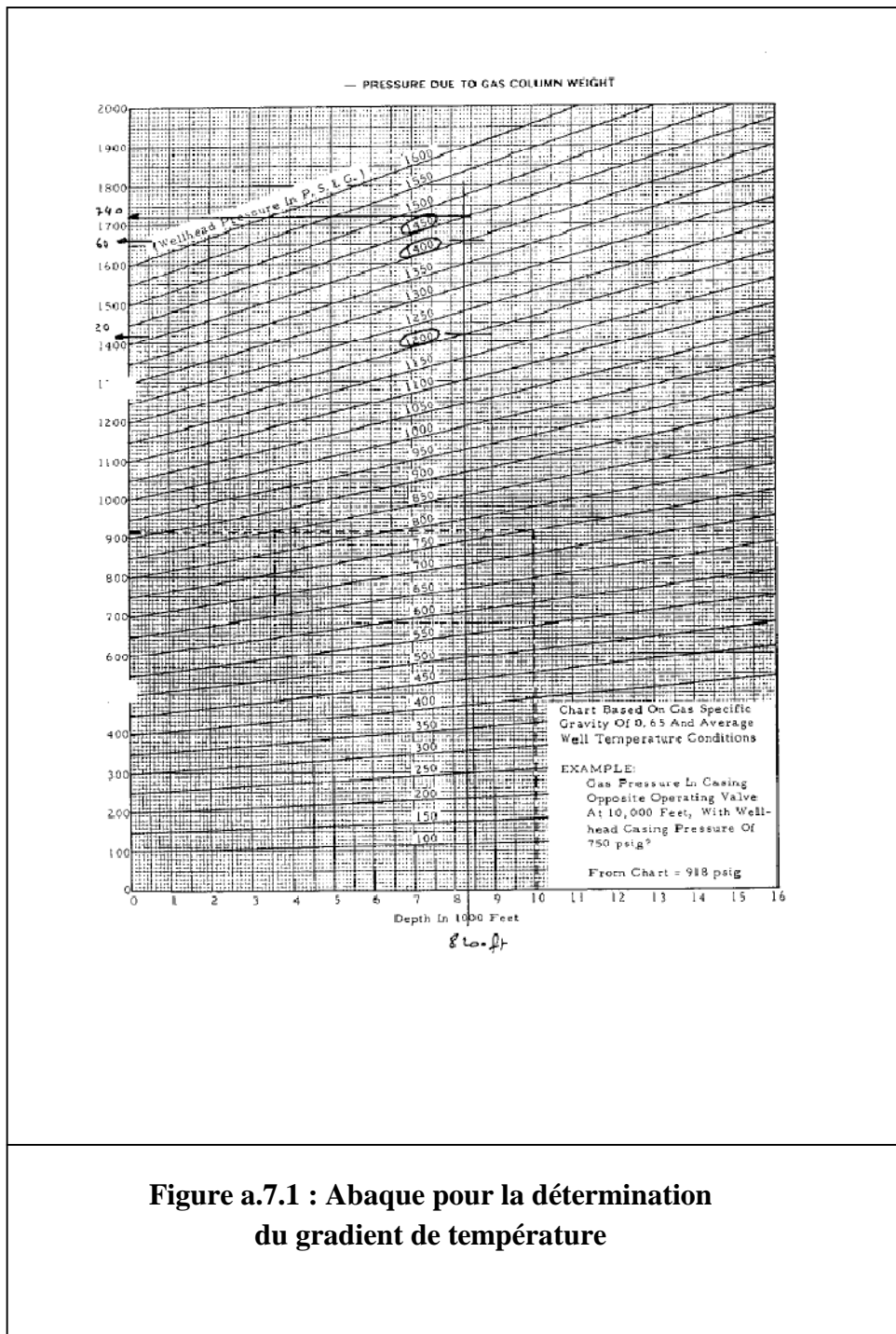


Figure a6.1 : Fiche technique du puits OKN-55







**Figure a.7.1 : Abaque pour la détermination du gradient de température**

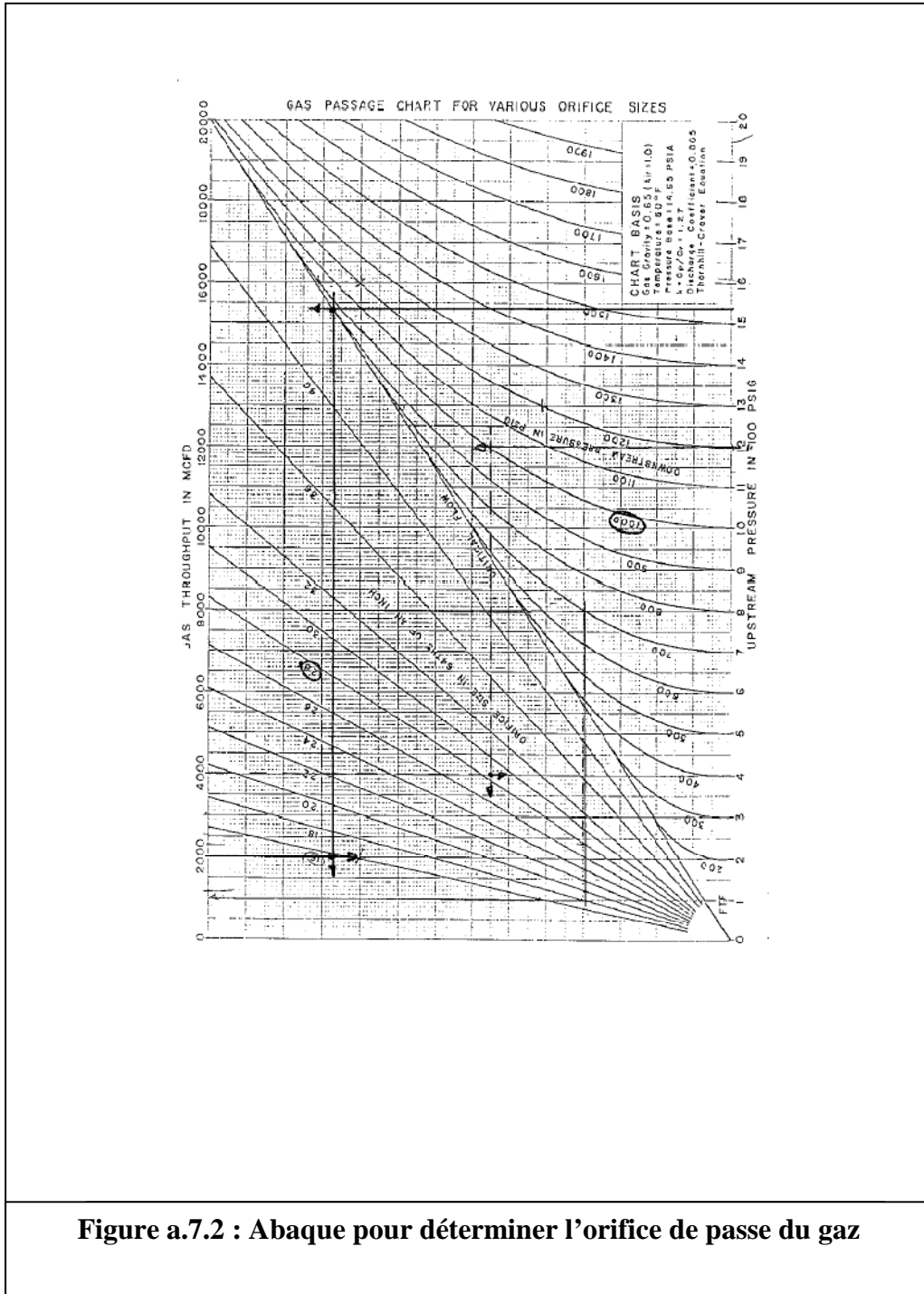


Figure a.7.2 : Abaque pour déterminer l'orifice de passe du gaz