

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences, Technologie et
Sciences de la Matière
Département des hydrocarbures et Chimie

N° d'ordre :

N° de série :



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine: Science et Techniques

Filière : Hydrocarbures et chimie

Spécialité : production

Présenté par :

MEBROUKI AHMED

MEZZAR SOUFIANE

OULD HABIBOULLAH MED VALL

Thème

Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui

Soutenu publiquement :

Le : 23/06/2013

Devant le jury :

Mr : NECIB HICHEM.MA

(UKM Ouargla)

Président

Mr : BELGHIT CHAFIK.MA

(UKM Ouargla)

Examineur

Mr: BEN MNIN DJAMEL. MA

(UKM Ouargla)

Encadreur

Année Universitaire : 2012/2013

REMERCIEMENT

Tout d'abord, nous remercions Dieu le créateur qui nous
a aidés

A réaliser ce modeste travail.

Nous remercions également :

Notre encadreur Mr. Benmenine Djamel

Et les membres de Jury

Avec une grande gratitude aux professeurs qui nous ont
enseignés durant toute la période de notre étude à

L'université d'Ouargla

AHMED, SOUFIANE et MED VALL



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères À toutes
mes sœurs .et à tous les membres de ma famille et toute personne qui
porte le nom MEBROUKI*

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

*SOUFIANE, MEBROUK, ABD ELATIF, SAID, MEHMED,
SAAD, KHALED, ABD ELMONIM, FOUZI, et les autres. Sans
oublier tous mes collègues du groupe*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à SOUFIANE

MEZZAR ET MED VALL

AHMED





DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères À toutes
mes sœurs .et à tous les membres de ma famille et toute personne qui
porte le nom MEZZAR*

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

*MEHIDDINE, ISMAIL, LAMINE, ABD REHMAN, et les
autres. Sans oublier tous mes collègues du groupe*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à AHMED

MEBROKI

ET MED VALL

SOUFIANE





DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère : AICHA MINT HANBEL

Et mon cher père : HABIBOULLAH OULLD LOUBY

A mes frères et mes sœurs

En particulier : MALAYNINE, VATIMETOU

A mes oncles et mes tantes

La famille : LOUBY, HANBEL

Tous mes amis en particulier : HASSEN, YOUSEF, BRAHIM

A mes binômes : MEBROUKI, SOUFIANE

A tous mes amis de la promotion,

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour réaliser ce modeste travail.



MEDVALL

SOMMAIRE

| | |
|---|----|
| Remerciement | |
| Dédicace Ahmed | |
| Dédicace Soufiane | |
| Dédicace Med Vall | |
| Sommaire | |
| Liste des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Nomenclatures | |
| résumé | |
| Introduction générale..... | 1 |
| Chapitre(I): Présentation du champ HBK | |
| I.1. Situation géographique | 2 |
| I. 2. Historique de la région | 3 |
| I.3. Aperçu sur les trois du réservoir..... | 5 |
| I.4.Développement de la région..... | 5 |
| I.5.les problèmes techniques d'exploitation..... | 7 |
| Chapitre(II): Activation des puits | |
| II.1.Introduction | 8 |
| II.2.Le Pompage..... | 9 |
| II.2.1.Le pompage aux tiges | 9 |
| II.2.2.Le pompage centrifuge..... | 10 |
| II.2.3. Le pompage hydraulique | 10 |
| II.3.Le Gaz Lift | 11 |
| II.4. Comparaison entre le gaz lift et les autres modes d'activation..... | 11 |
| II.4.1.Pompes aux tiges | 11 |
| II.4.1.1.points fort | 11 |
| II.4.1.2.points fiables | 12 |
| II.4.2.Pompes centrifuges | 12 |
| II.4.2.1.Points forts | 12 |
| II.4.2.2.points fiables | 12 |

| | |
|--|----|
| II.4.3. Pompage hydraulique | 12 |
| II.4.3.1.points forts | 12 |
| II.4.3.1.points faibles | 12 |
| II.5. Critères de choix d'un procédé d'activation | 12 |
| Chapitre(III) : Le gaz lift | |
| III.1.Introduction..... | 14 |
| III.2. Principe de gaz lift | 14 |
| III.3.Type de gaz lift..... | 15 |
| III. 3.1.Classification suivant le mode d'injection..... | 15 |
| III.3.1.1.Gaz lift continu | 15 |
| III .3.1.2. Gaz lift intermittent..... | 15 |
| III.3.2.Classification en fonction de la complétion | 16 |
| III.3.2. 1. Gaz lift direct..... | 16 |
| III.3.2.2. Gaz lift indirect | 17 |
| III.3.3.Classification en fonction de circuit d'injection | 18 |
| III.3.3.1.Circuit fermé..... | 18 |
| III.3.3.2.Circuit ouvert..... | 19 |
| III.4. Avantages et inconvénients..... | 19 |
| III.4.1.Avantages | 19 |
| III. 4.2.Inconvénients | 20 |
| III.5. Facteurs à considéré dans la conception du gaz lift | 20 |
| III.5.1. La pression en tête de puits (well head pressure)..... | 20 |
| III.5.2. La pression de gaz à injecter | 21 |
| III.5.3. Profondeur d'injection de gaz | 22 |
| III.5.4. l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) | 23 |
| III.6. Utilisation de gaz lift | 23 |
| III.7.les problèmes liés au gaz lift..... | 24 |
| III.8.le gaz lift à haoud berkaoui..... | 25 |
| III.8.1.But du gaz lift dans le champ HBK | 25 |
| III.8.2.L'histoire d'Application du gaz-lift aux réservoirs de HBK | 26 |
| III.8.3.Source de gaz lift en HBK | 26 |
| III.8.4.compositions du gaz injecté | 26 |
| III.8.5.Classification les types de complétions..... | 27 |

Sommaire

| | |
|--|----|
| III.8.5.1. Description de la complétion spéciale (GLS) | 27 |
| III.8.5.2. Complétion gaz-lift conventionnelle (GLC). | 27 |
| III.8.6. Particularités du gaz lift à Berkaoui..... | 28 |
| Chapitre(IV):Equipement de gaz lift | |
| IV.1. Introduction | 30 |
| IV.2. L'équipement de surface | 30 |
| IV.2. 1. L'équipement de compression | 31 |
| IV.2.2. Le réseau de distribution HP..... | 31 |
| IV.2.3. Equipement de mesure et de contrôle | 31 |
| IV.2.4. Réseau de distribution basse pression..... | 31 |
| IV.2.5. L'équipement de déshydratation..... | 31 |
| IV.3. Equipement de fond | 32 |
| IV.3.1. Les mandrins | 32 |
| IV.3.1.1. Mandrins conventionnels | 32 |
| IV.3.1.2. Mandrins à poche latérale | 33 |
| IV.3.1.3. Mandrins avec vanne concentrique | 33 |
| IV.3.2. Autres équipements spécifiques | 34 |
| IV.3.3. Les vannes de gaz lift | 34 |
| IV.3.3.1. Principe général d'une vanne à gaz lift..... | 35 |
| IV.3.3.2. Les composantes des vannes | 36 |
| IV.3.3.3. Types des vannes de gaz lift | 37 |
| IV.3.3.3.1. Les vannes opérées par le casing (casing operated valves)..... | 37 |
| IV.3.3.3.2. Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valve) | 38 |
| IV.3.3.4. Autres types de vannes | 39 |
| IV.4. Les outils de décentrage et de positionnement | 40 |
| Chapitre(V):Performance Des Puits | |
| V.1. Introduction | 41 |
| V.2. La technique de l'indice de productivité | 41 |
| V.3. Ecoulement dans le réservoir (inflow equation) | 41 |
| V.4. Inflow performance relationship (IPR) | 42 |
| V.4.1. Ecoulement monophasique | 42 |
| V.4.2. Ecoulement diphasique | 44 |
| V.4.3. Combinaison entre les deux types | 45 |

Sommaire

| | |
|--|-----------|
| V.5. Tubing performance curves (TPC)..... | 48 |
| V.6.Structures d'écoulement | 49 |
| Chapitre(VI): Optimisation de gaz lift | |
| VI.1.Introduction aux pertes de charge | 50 |
| VI.2.Aperçu sur le logiciel perform | 51 |
| VI.3.la procédure d'optimisation | 52 |
| VI.3.1.Choix des corrélations | 53 |
| VI.3.1.1. Courbe IPR (inflow) | 53 |
| VI.3.1.2.Courbe de TPC (outflow) | 53 |
| VI.3.2.Exemple de calcul | 56 |
| VI.3.2.1.Détermination du débit optimal de gaz à injecter..... | 61 |
| VI.3.2.2.Détermination du point de fonctionnement pour l'ensemble des puits..... | 63 |
| VI.3.2.2.1.les points de fonctionnements pour l'ensemble des puits..... | 63 |
| VI.3.2.2.2.La déférence le débit d'huile après et avant l'optimisation..... | 64 |
| VI.4. Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift | 64 |
| VI.4.1. Influence du diamètre extérieur de concentrique | 65 |
| VI.4.2.Influence de water cut | 65 |
| VI.4.3.Influence de profondeur de concentrique..... | 67 |
| VI.5. l'étude économique | 68 |
| VI.5.1. Coût de réalisation de réseau de collecte | 68 |
| VI.5.2.Les équipements de surface | 69 |
| VI.5.3. Les équipements de fond | 70 |
| VI.5.4. Montant total du projet | 70 |
| VI.5.5. Calcul du POT (délai de récupération) | 70 |
| Conclusion et Recommandation | 71 |
| Bibliographie | |
| Annexe | |

| | |
|--|----|
| Chapitre(I) | |
| Figure (I.1): Situation géographique de la région Haoud-Berkaoui..... | 3 |
| Chapitre(II) | |
| Figure(II.1):Les types d'activation..... | 8 |
| Figure (II.2) : Le pompage aux tiges..... | 9 |
| Figure (II.3): Le pompage centrifuge..... | 10 |
| Figure (II.4): Le pompage hydraulique..... | 11 |
| Chapitre(III) | |
| Figure (III.1):Principe de gaz lift..... | 14 |
| Figure (III.2):Gaz lift continu et intermittent..... | 15 |
| Figure (III.3): Gaz lift direct..... | 16 |
| Figure (III.4):Types de complétion Parallèle, par tubing..... | 17 |
| Figure (III.5): Gaz lift double..... | 18 |
| Figure (III.6): circuit fermé..... | 19 |
| Figure(III.7):circuit ouvert..... | 19 |
| Figure(III.8):Profondeur d'injection de gaz | 22 |
| Figure(III.9):Complétion conventionnel et simple de gaz lift..... | 28 |
| Chapitre(IV) | |
| Figure(IV.1):L'équipement de surface..... | 30 |
| Figure(IV.2):Mandrin conventionnels..... | 33 |
| Figure(IV.3):mandrin poche latéral..... | 33 |
| Figure(IV.4):Mandrins avec vanne concentrique..... | 34 |
| Figure(IV.5):composition d'une vanne de gaz lift..... | 36 |
| Figure(IV.6):Les vannes opérées par le casing(COV)..... | 37 |
| Figure(IV.7):Les vannes opérées par le tubing(TOV)..... | 38 |
| Figure(IV.8): opération de mise en place d'une vanne de GL par un kick ove..... | 40 |
| Chapitre(V) | |
| Figure (V.1) :La courbe IPR..... | 44 |
| Figure (V.2) :Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement Monophasique et diphasique..... | 47 |
| Figure (V.3) :Flow regimes categories..... | 49 |
| Chapitre(VI) | |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure(VI.1):Evolution de pertes de charge en fonction Q_{ginj} | 50 |
| Figure (VI.2):Courbe IPR (inflow)..... | 53 |
| Figure (VI.3): Pour HAGEDORN & BROWN..... | 54 |
| Figure (VI.4): Pour BEGGS & BRILL..... | 55 |
| Figure (VI.5): Pour FRANCHER & BROWN..... | 55 |
| Figure (VI.6):Well Discreption..... | 56 |
| Figure (VI.7): Analysis setting..... | 57 |
| Figure (VI.8): Fluide Proprieties..... | 58 |
| Figure (VI.9): Reservoir Data..... | 58 |
| Figure (VI.10): wellbore Data..... | 59 |
| Figure(VI.11): Complétion Data..... | 60 |
| Figure (VI.12):Courbe de Performance puits OKJ 32..... | 60 |
| Figure (VI.13):Sensitivities..... | 61 |
| Figure (VI.14): Courbe de performance pour différents débits d'injection de gaz..... | 62 |
| Figure (VI.15): La courbe de Débit d'huile en fonction Q_{ginj} | 63 |
| Figure (VI.16):Comparaison entre le débit d'huile produite avant et après l'optimisation. | 64 |
| Figure (VI.17):l'influence du diamètre extérieur de concentrique..... | 65 |
| Figure (VI.18): l'influence de water cut..... | 65 |
| Figure(VI.19): la courbe de water cut en fonction Q_{oil} | 66 |
| Figure (VI.20):la courbe de la profondeur en fonction Q_{oil} | 67 |
| Figure (VI.21):L'influence de profondeur de concentrique..... | 68 |

| | |
|---|----|
| Tableau (III.1): Compositions du gaz injecté..... | 26 |
| Tableau (VI.1):Les différentes corrélations..... | 55 |
| Tableau (VI.2):Complétion Data..... | 59 |
| Tableau (VI.3):Débit liquide en fonction du débit gaz injecté..... | 62 |
| Tableau (VI.4): les points de fonctionnements pour l'ensemble des puits..... | 63 |
| Tableau (VI.5): La différence le débit d'huile après et avant l'optimisation..... | 64 |
| Tableau (VI.6): L'influence de water cut..... | 66 |
| Tableau (VI.7): L'influence de profondeur de concentrique..... | 67 |
| Tableau (VI.8): Coût de réalisation de réseau de collecte..... | 69 |
| Tableau (VI.9): Les équipements de surface | 70 |
| Tableau (VI.10): Les équipements de fond..... | 70 |
| Tableau (VI.11): Montant total du projet..... | 70 |

Nomenclatures

PG: pression de réservoir(en bar).

H:la profondeur(en m).

D1: la densité d'huile (par rapport l'eau1 g/cm³).

D2: la densité d'mélange (par rapport l'eau1 g/cm³).

Qg : débit de gaz injecté en (m³/j).

X : la profondeur d'injection (en m).

T : Température moyenne(en °K).

P₂ : pression d'injection au fond (en bar).

P₁ : pression d'injection en surface (en bar).

f : coefficient de frottement, il est en fonction de **Re** et (ϵ/d).

Re: nombre de REYNOLDS.

S: le skin.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : densité de gaz(par rapport l'air g/cm³).

P_b: est la pression dans le soufflet(en bar).

P_{tub}: est la pression du tubing(en bar).

P_c: est la pression dans le casing(en bar).

A_b: est la section radiale du soufflet(en m²).

A_p: est la section de l'orifice(en m²)..

IP : indice de productivité (bpj/psi).

Q_{liq} : est le débit liquide produit (baril par jour).

P_r : la pression du réservoir statique (psi).

P_{wf} : la pression de fond dynamique (psi).

P_r - P_{wf} : est le "draw-down" sur la formation (psi).

K : perméabilité absolue(en md).

re : rayon de drainage(en m).

r_w : rayon de puits(en m).

f(p): est une fonction de pression.

Ko : la perméabilité relative à l'huile(en md).

μo: la Viscosité de l'huile(en cp).

Bo : le facteur volumétrique de fond(en m³/m³).

αq : terme de turbulence.

FE : efficacité de l'écoulement.

q_{o_max}: le débit maximal(en m³/J).

ρ_m : masse volumique du mélange(en kg/m³).

f_m : facteur de frottement.

v_m : vitesse du mélange(en m/s).

g_c : accélération du gravité(en m/S²).

POT: délai de récupération(en J).

Résumé :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées le gaz-lift dont est une technique de production par injection de gaz pour optimiser la production, dans notre étude on a étudié l'influence de quelques paramètres qui influent sur l'optimisation d'injection de gaz lift, la quantité de gaz injecté ,la profondeur ,et le diamètre de concentrique , et on a trouvé que l'optimisation de la quantité du gaz injecté est la plus importante parmi les autres paramètres, sur le puits OKJ 32.

The natural operation of an oil is to bring oil to the surface with favorable conditions Among the techniques most commonly used gas-lift which is a technique for producing injection gas optimize production, in our study we investigated the influence of some parameters that affect the injection gas lift optimization, the amount of gas injected, the depth and the diameter of concentric, and found that optimization of the amount of gas injected more influence among other parameters, on the well OKJ32.

Introduction

Dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante entre le wellbore (puits) et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface, dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile, pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif.

Arrivée à ce point le puits nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Et nous allons voir les différents moyens d'activation dans le deuxième chapitre de cette étude.

Parmi les modes d'activation utilisées le gaz lift est la forme qui ressemble au processus d'écoulement naturel et on peut le considérer comme extension de celui-ci.

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

Le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing, et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus.

Dans le premier et le deuxième chapitre on a présenté le lieu de travail ainsi que les différents modes d'activation. Dans le troisième chapitre on a présenté quelques facteurs considérés dans la conception du gaz lift. Le quatrième et le cinquième chapitres sont consacrés à la présentation des équipements utilisés par l'opération de gaz-lift et les performances des puits en état de production.

Dans le chapitre sixième nous allons optimiser cette injection qui doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum de gaz pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift, pour cela on va étudier l'optimisation de chaque paramètre influe sur le gaz lift, et l'étude économique.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz injecté pour un ensemble des puits afin d'améliorer et maximiser le débit d'huile produit et pour achever cette optimisation nous allons utiliser le logiciel « PERFORM ».

I.1. Situation géographique: [1]

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 d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt. Voir la Figure (I-1).

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 6300km², dont les principaux sont:

✓ Haoud-Berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 située au sommet de la structure. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

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

✓ Champ de Benkahla :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mère il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions stdm³ 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.

✓ Champ de Guellala :

Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km² avec une élévation Par rapport au niveau de la mère de 198 m, Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01, Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions stdm³ d'huile.

- Le réservoir principal « Série inférieure » et Le « T1 » réservoir secondaire, La profondeur moyenne est de 3500 m, (Série inférieure).

✓ **La Peripherie :**

Elle est composée de plus de 10 patates, La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gaz-lift.

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

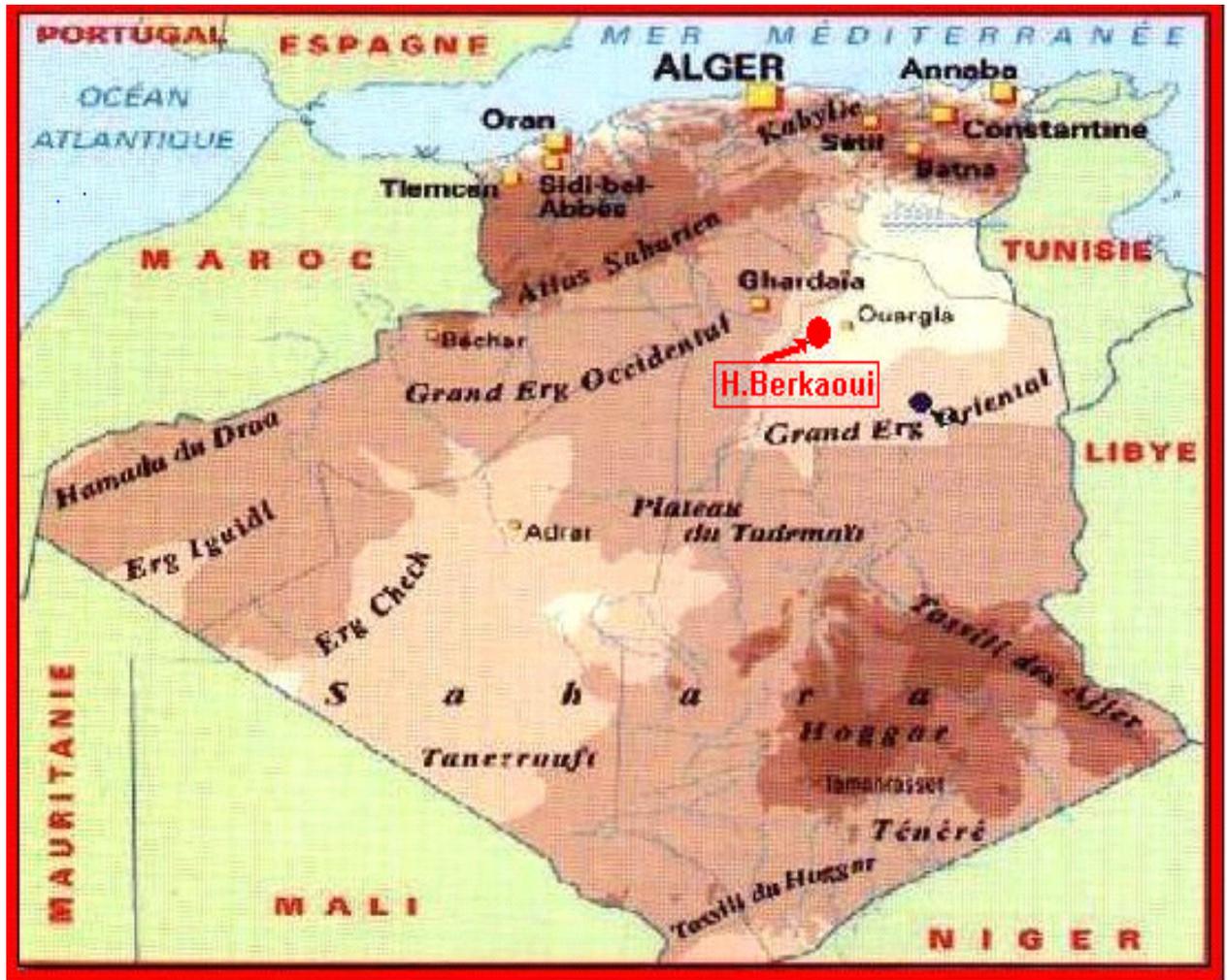


Figure (I-1): Situation géographique de la région Haoud Berkaoui

I.2. Historique de la région :

La direction régionale de Haoud-Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 Km du chef lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud-Berkaoui et Ben Kahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km².

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963, C'était en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui.

Localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API ($d = 0.8$) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA), Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne).

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

L'évolution paléogéographique et structurale au cours du Paléozoïque a eu des implications probables sur la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mères, ainsi que sur leur enfouissement relativement limité au cours du Paléozoïque préservant ainsi leur potentiel : ce n'est qu'au cours de la subsidence du Mésozoïque et du Tertiaire que la maturation sera suffisante pour générer les hydrocarbures piégés dans la région.

Dans la dépression d'Oued Mya, la série siluro-dévonienne a été partiellement préservée de l'érosion entre les môles de Telemzane et de Dahar situés au Nord et le môle d'El Agreb-Hassi Messaoud situés à l'Est, déjà érodés jusqu'à l'Ordovicien. Cette dépression correspond à une structure de type «synclinal » entre les dômes de Hassi R'mel et Hassi Messaoud.

La zone d'affleurement du Siluro-Dévonien montre l'ouverture du bassin paléozoïque vers le Sud-Ouest. Il faut bien souligner la situation extrêmement favorable du bloc 438 dans l'axe de la dépression d'Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du Paléozoïque.

Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du Trias, toute fois, la compréhension des résultats pétroliers obtenus à ce jour et des guides pour l'exploitation doivent être recherchés dans l'évolution paléozoïque de ce bassin.

La dépression d'Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge silurien, très riches en matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région, Cette série est recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias).

I.3. Aperçu sur les trois du réservoir:

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

I.3.1.Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

I.3.2.Trias argilo- gréseux T1:

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

I.3.3.Trias argilo- gréseux T2:

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

I.4.Développement de la région:

En l'espace de 30ans, la région a connue des changements très important au fur et a mesure de son développement dont voici les plus importants :

- De **1965** à **1976**, le champ était géré par le district de HASSI MESSAOUD.
- En **1976**, la région de HBK est devenue autonome.

- **1963** et **1984**, découverte des champs périphériques considérablement grâce aux différentes découvertes et investissements dont les plus importantes sont :

- **1963** découvertes du champ Ouargla par le sondage OAI.

- **1965** découvertes du champ HBK par le sondage OK101, situé au sommet de la structure.

- **1966** découvertes du champ Ben Kahla par le sondage OKP 24.

- **1967** mise en service d'un centre de traitement d'huile Berkaoui composé de batteries

de séparation, trois bacs de stockage et de motopompes Diesel pour l'expédition. Par la mise en production des premiers puits OK101.

- **1969** découvertes du champ Guellala par le sondage GLA 02.

- **1970** extensions du centre Berkaoui pour recevoir la production de Ben Kahla.

- **1971** mise en service du centre de production de Ben Kahla.

- **1972** découverte du champ de Guellala nord Est par le sondage GLA NE 01.

- **1976** mise en service du centre de production de GLA.

- **1978** mises en service du centre de production de BKH nord Est (champ périphérique) et création de la région HBK en 1978.

- **1979** mise en service du centre de production de Draa Eltamra (champ périphérique).

- **1981** démarrages d'injection d'eau à BKH et BKL.

- **1984** extensions du centre de BKL.

- **1985** démarrages de l'unité de traitement du gaz associé à Oued Noummer.

- **1986** extensions du centre GLA nord Est.

- **1989** passation de consigne entre les régions HASSI R'MEL pour le Champ de Oued Noummer.

- **1992** mise en service de l'unité de récupération du gaz torché de BKH, BKL et (Boosting) et mise en service de l'usine de traitement de gaz.

- **1993** mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau GLA et BKH.
- **1995** mise en service de nouvelle unité électrique d'injection d'eau à Berkaoui
- **1996** mise en service de nouvelle unité de dessalage au centre de Berkaoui.
- **1999** découvertes du champ de BKHE par le sondage BKHE1.
- **2000** réalisations de trois stations de déshuilage pour les principaux centres de Production de la région.
- **2001** mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques (en mars).

I.5. Les problèmes techniques d'exploitation:

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel. [6]

II.1.Introduction:

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif, elle concerne principalement les puits d'huile.

L'activation peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

Dans le monde l'activation qui concerne 75% des puits à huile hors USA, et 90% USA inclus, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage.
- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift.

La Figure (II.1) représente les différents types d'activation.

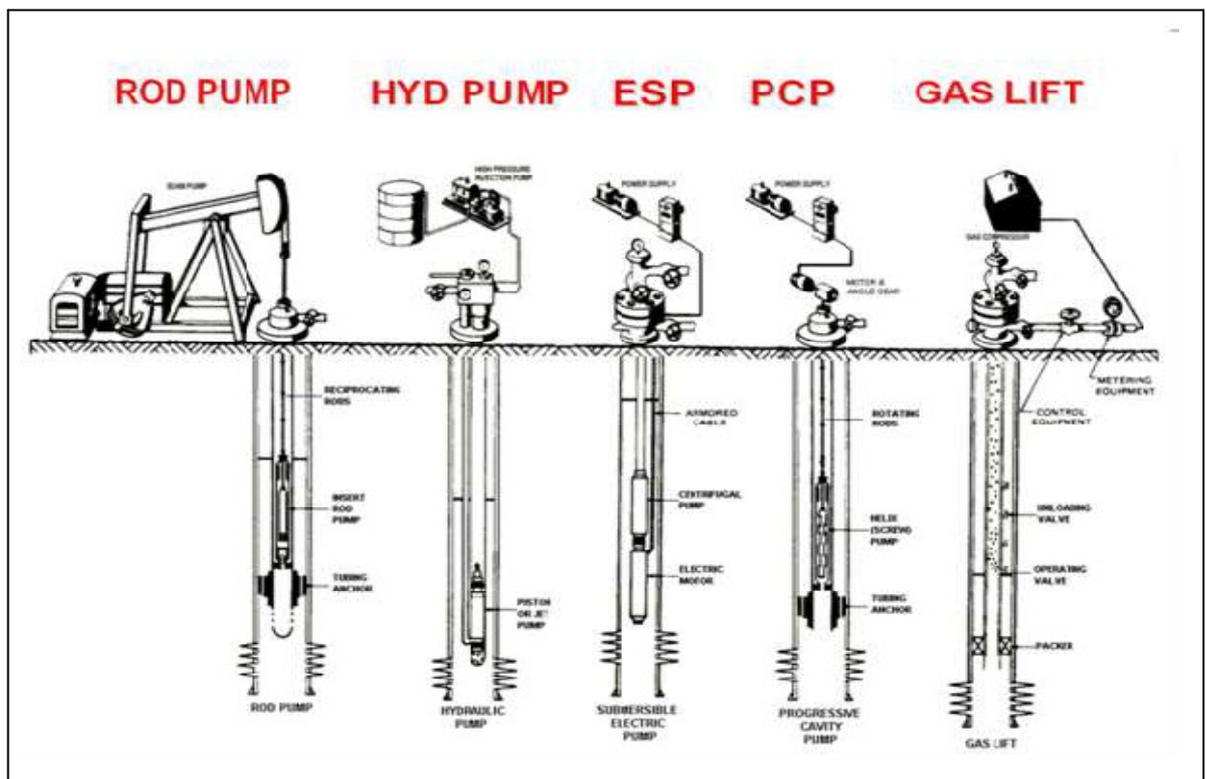


Figure (II.1): Les types d'activation

GL: Gaz lift

ESP: Pompage centrifuge immergé (**Electro Submersible Pump**)

PCP: Pompage à cavité progressive (**progressive cavity pump**)

RP: Pompage aux tiges (**Rod pumping**)

HP: Le pompage hydraulique (**HYD PUMP**)

II .2. Le pompage : [2]

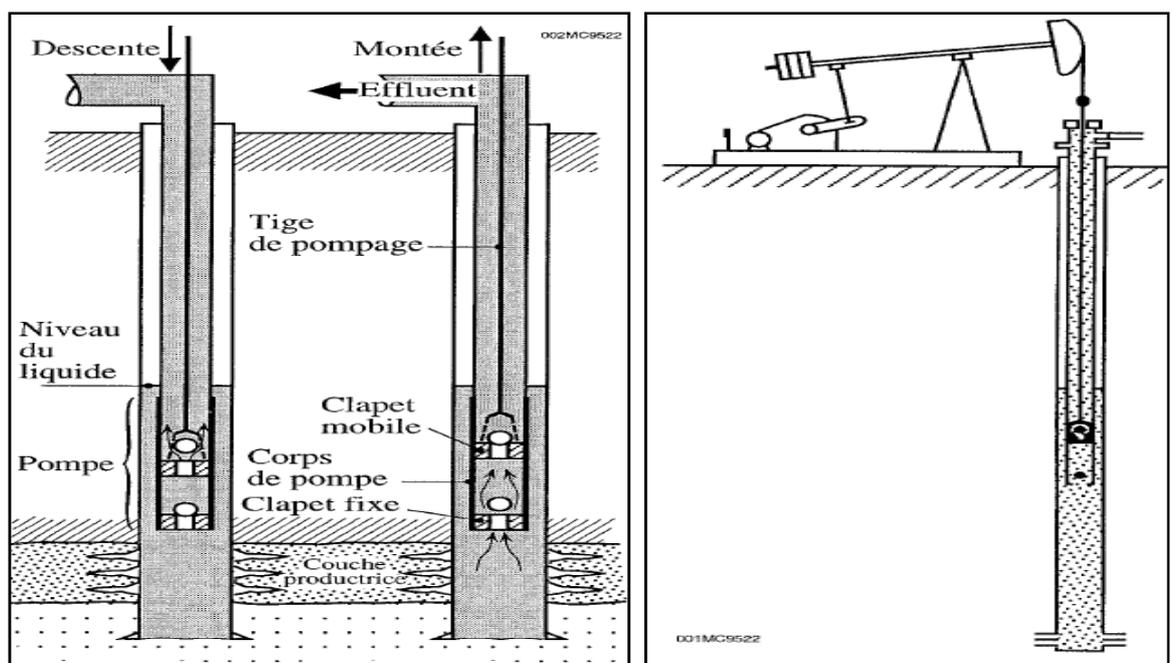
Une pompe placée sous le niveau dynamique de fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface, c'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui ne sont pas profonds.

Il existe plusieurs types de pompe, les modes les plus répandus dans le monde sont :

II.2.1. Le pompage aux tiges :

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient (tête de cheval) voir le figure(II.2), Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets l'un fixe l'autre mobile qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire d'un tige, la descente de ce tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions.

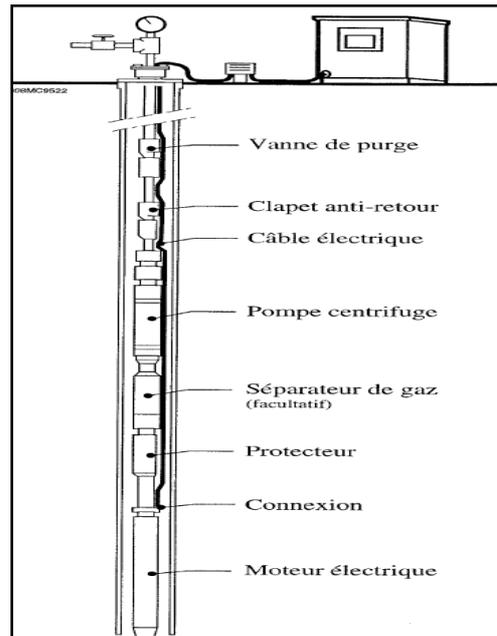
Au cours de la remontée de tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait.



Figure(II.2): Le pompage aux tiges

II.2.2.Le pompage centrifuge :

La pompe centrifuge multi-étagée est reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé, le tout pendu au bout de tubing, Un câble électrique fixé par des colliers à l'extérieur du tubing, alimente le moteur. La pompe et le moteur peuvent être placés à n'importe quelle profondeur, ceux-ci étant conçus pour fonctionner aux pressions que l'on peut rencontrer dans le puits. Ce type est représenté dans la figure (II.3).



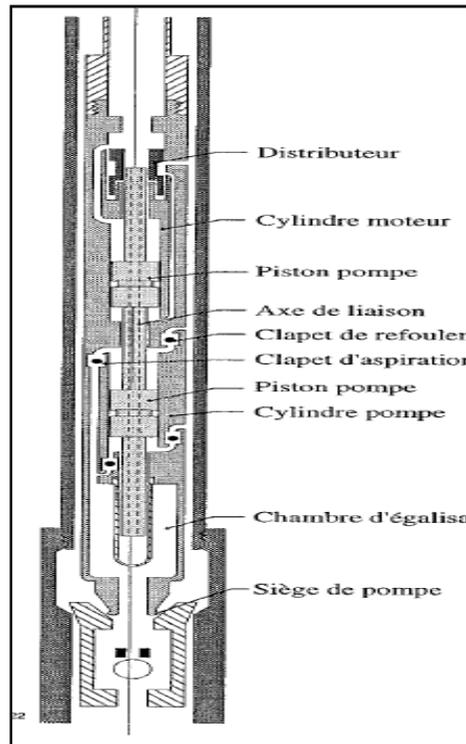
Figure(II.3): Le pompage centrifuge

II.2.3.Le pompage hydraulique :

Une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits, un tiroir permet d'envoyer cette huile 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. Le principe de ce type de pompage est représenté dans la figure(II.4).



Figure(II.4): Le pompage hydraulique

II .3.Le gaz lift: [2]

C'est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans le monde, son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau dynamique du fluide à travers des vannes bien placées ou bien un petit tube concentrique pour cet effet. On va le développer dans le chapitre suivant.

II.4.Comparaison entre le gaz lift et les autres modes d'activation :

Dans la comparaison entre le gaz lift et les autres méthodes d'activation, on va citer les différents points forts et faibles de chaque type devant le gaz lift.

II.4.1.Pompes aux tiges:

II.4.1.1.Points fort :

- Adaptées aux puits isolés.
- Meilleur rendement surtout pour les huiles lourdes.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.

II.4.1.2.Points faibles :

- Réparation plus difficile.
- Pas adaptés au grand volume de produit.
- Peu flexible à l'exception des puits avec variation de vitesse.

II.4.2.Pompes centrifuges :**II.4.2.1.Points forts :**

- Peut atteindre des pressions de fluide en écoulement plus basse (bottom hole following pressure).
- Possèdent un rendement plus élevé.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.

II.4.2.2.Points faibles :

- Ne peut pas produire en l'existence de gaz libre dans l'effluent, même si la GLR est très faible.
- Peu flexible à l'exception des puits avec variation de vitesse.
- Accès au réservoir nécessite des complétions complexes.
- Pannes plus fréquentes.

II.4.3.Pompage hydraulique :**II.4.3.1.Points forts :**

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

II.4.3.1.Points faibles :

- investissement en équipement et entretien assez coûteux.
- Essai de puits posant un problème, en particulier en ce qui concerne l'évaluation des fluides produits.
- Usure de la pompe relativement rapide.

II.5.Critères de choix d'un procédé d'activation :

Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaine étude technique et économique, qui permet en fin de réaliser un projet rentable.

- du coté économique, le problème qui se pose c'est de déterminer quelle système d'activation permet de récupérer l'huile le plus vite et avec une grande quantité, et à moindre coût.

- Pour ce qui concerne le coté technique, on doit au préalable, et sans priori d'étudier les différents procédés possible, et de déterminer quel est parmi eux qui est le plus compatible avec les spécifications de production requises, pour cela, il est nécessaire de prendre en considération les points suivants :
 - La source d'énergie nécessaire au procédé, sa disponibilité (gaz, électricité,.....), et son rendement énergétique.
 - La faisabilité de procédé, c'est-à-dire de voir est-ce qu'il répond aux exigences d'exploitation avec ses propriétés, tel que : le débit de liquide à produire, hauteur de refoulement pour les pompes, profondeur de puits, pression de fond,etc.
 - Diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :
 - ✓ Environnement générale : normes de sécurité, environnement industriel ou civile, puits isolés ou non,
 - ✓ Architecture de puits (complétion) : la place disponible pour mettre les différents dispositifs d'activation, nombre de niveaux à exploiter séparément, profondeur de puits.
 - ✓ Caractéristiques de l'effluent à produire : température, WOR, GOR, GLR, La viscosité de fluide, constituants corrosifs, sable.

III.1.Introduction:

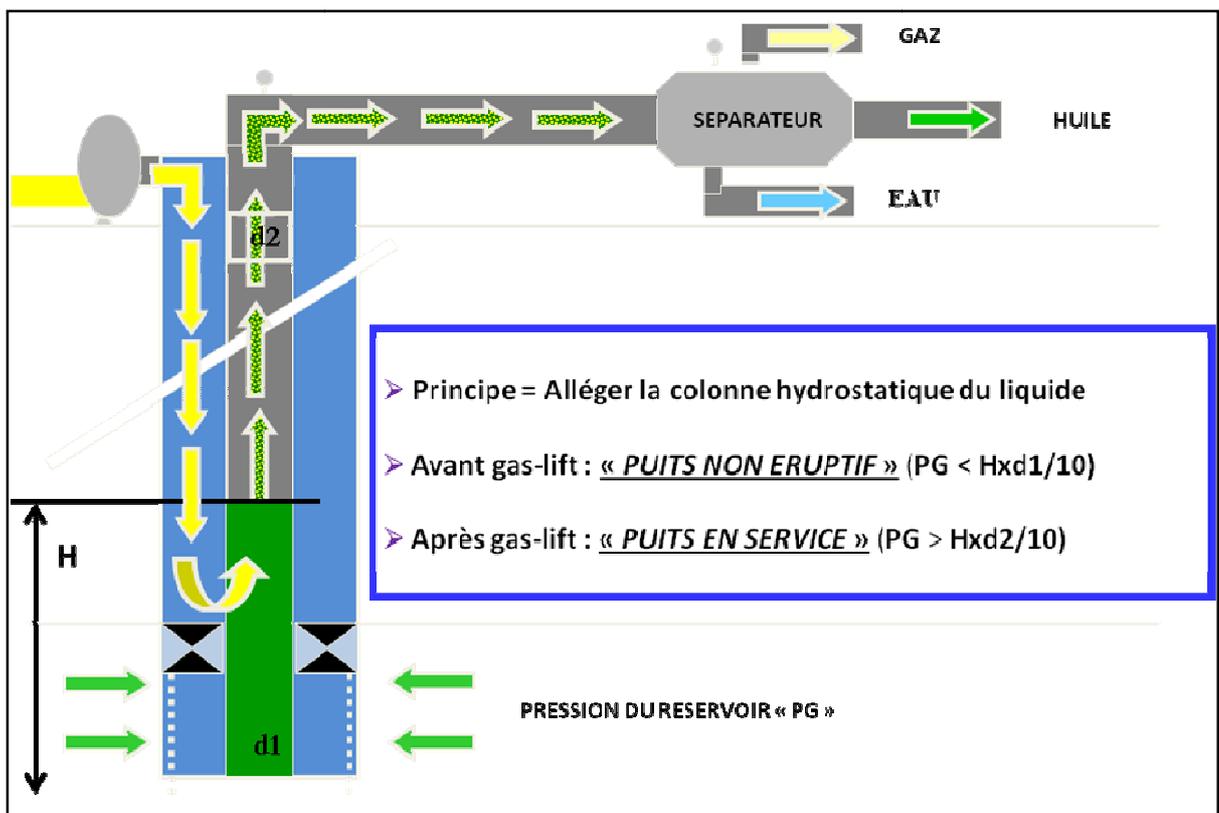
Le gaz lift est une technique de production par injection de grande quantité de gaz au niveau des puits producteurs d'huile, l'objectif d'une activation par le gaz lift est de réduire la pression de fond en écoulement du réservoir, pour produire le maximum avec le minimum de perte de charge le long de la colonne de production.

III.2.Principe de gaz lift: [2]

Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing, ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient, et ce jusqu'au séparateur.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue, on parle de GLRT optimale.

La figure (III.1) représente le principe de gaz lift.



Figure(III.1): Principe de gaz lift

III.3.Types de gaz lift :

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

III.3.1.1.Gaz lift continu :

Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif . Voir la figure(III.2).

III.3.1.2.Gaz lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient.la pression sur la couche se diminue, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. Voir la figure(III.2).

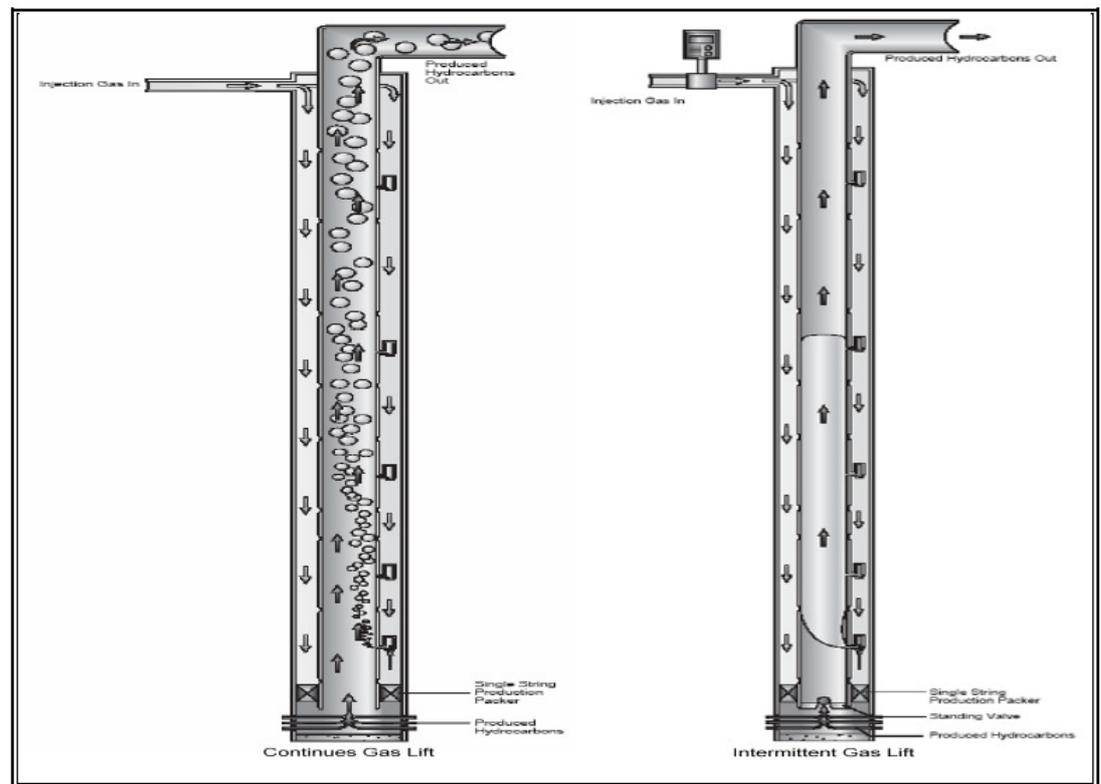


Figure (III.2): Gaz lift continu et intermittent

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

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

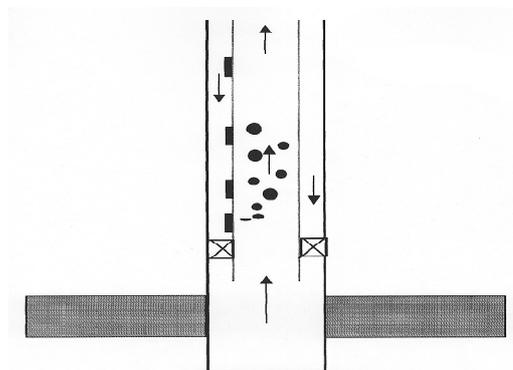
D'une façon pratique, on constate que :

- Le gaz lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000 m^3/j .
- Le gaz lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80 m^3/j .
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m^3/j , on préfère faire produire un puits à faible IP en diminuant le diamètre de la colonne de production au profit de l'augmentation de la vitesse de remontée du fluide.
- Le gaz lift intermittent est la seule technique de gaz lift possible dans les puits bons producteurs mais à faible pression de fond pour cause de pression de gisement faible au départ ou puits fortement dépités.
- En résumé, dans le domaine de gaz lift 95% des puits produisent par gaz lift continu.

III.3.2. Classification en fonction de la complétion :

III.3.2.1. Gaz lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement. Voir la figure (III. 3).



Figure(III.3) : Gaz lift direct

III.3.2.2. Gaz lift indirect :

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

1- **Production par le casing et injection par le tubing:** cette technique convient au débit d'injection plus grand, Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- ✓ Il est possible de faire des mesures sur le cotés effluent.
- ✓ Nécessite un très grand volume de gaz.
- ✓ Le design de l'équipement est très spécial.
- ✓ N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

2- **Tubing concentrique (concentrai tubing string) :** l'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4." Voir la figure(III.4b).

3- **Gaz lift parallèle :** ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les même inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit, il est utilise dans le cas où :

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

Voir la figure(III.4a).

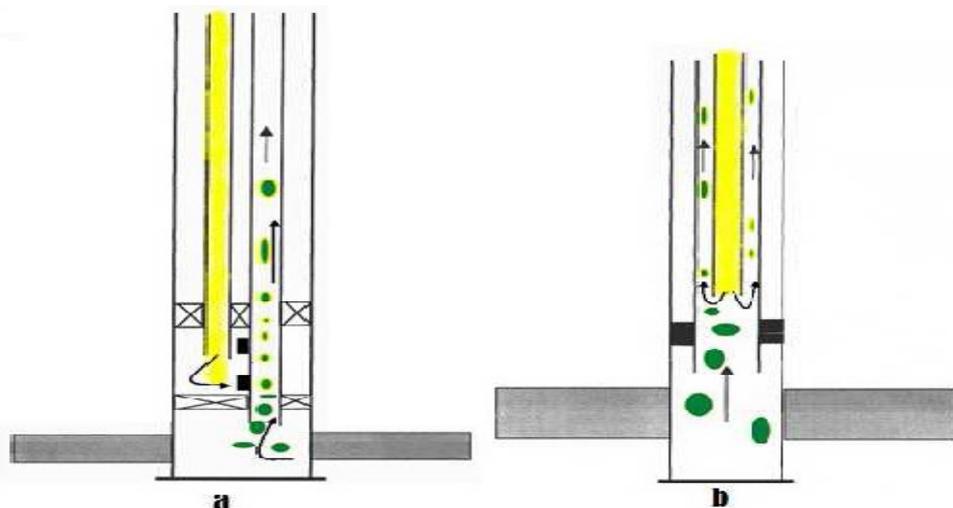
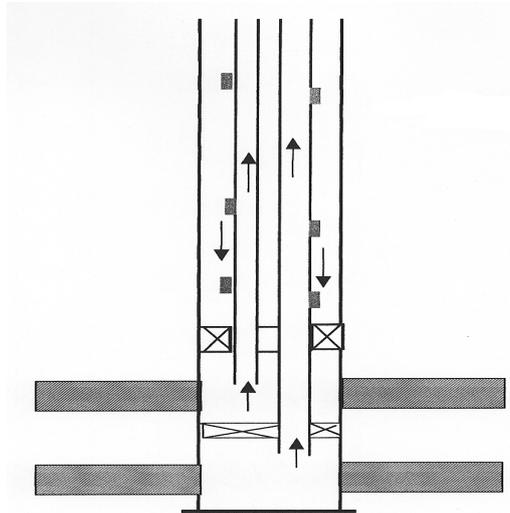


Figure (III. 4) : Types de complétion parallèle, par tubing concentrique

4 -**Gaz lift double** : pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans L'encombrement surtout au niveau des vannes. Voir la figure(III.5).



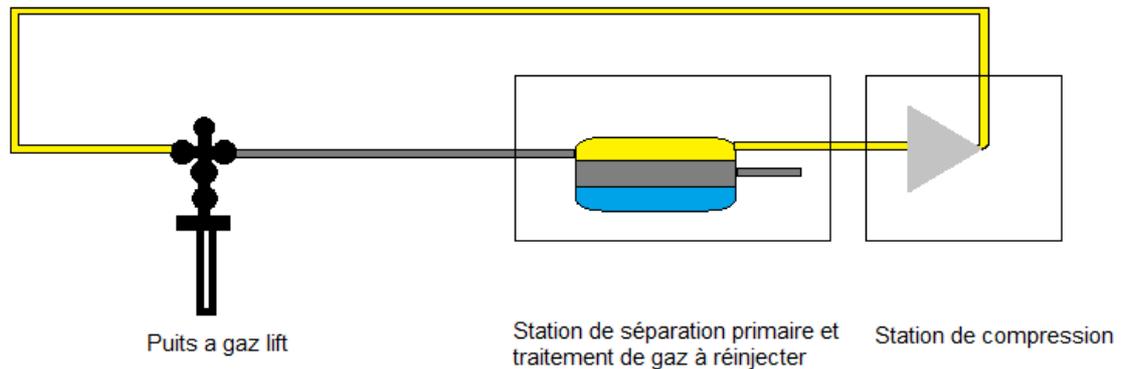
Figure(III.5) : Gaz lift double

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

III.3.3.Classification en fonction de circuit d'injection :

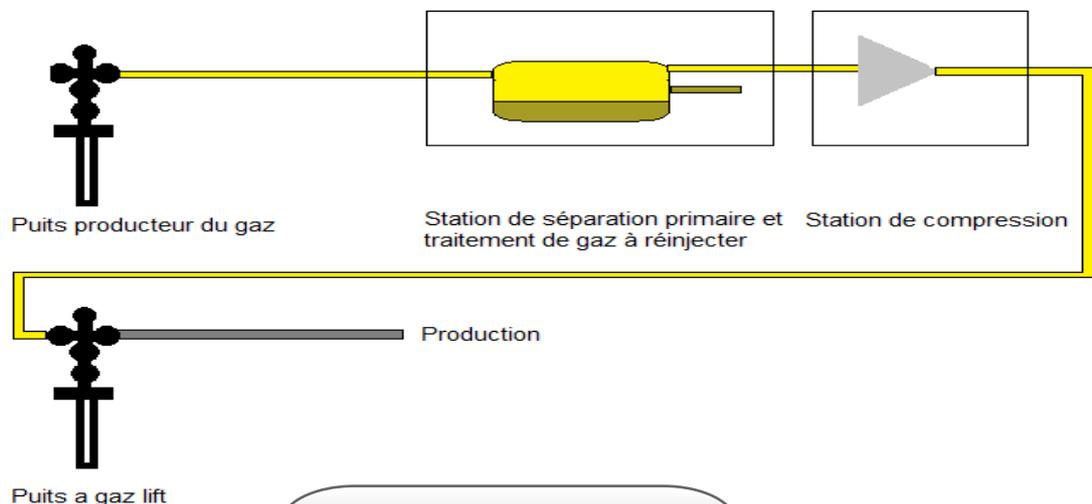
Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

III.3.3.1.Circuit fermé : le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est re-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits. Voir la figure(III.6).



Figure(III.6) : Circuit fermé

III.3.3.2.Circuit ouvert : du gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé. Voir la figure(III.7).



Figure(III.7) : Circuit ouvert

III .4.Avantages et Inconvénients :

III.4.1.Avantages:

1. Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
2. Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
3. Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
4. Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
5. Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
6. Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
7. Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.

8. Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
9. Permits de démarrer le puits.
- 10.adaptation sur puits déviés.
- 11.utilisation possible du gaz produit sur place.

III.4.2 .Inconvénients:

1. Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
2. Pas applicable dans un casing en mauvais état.
3. Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
4. Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
5. Rendement assez faible dans les puits profond.
6. Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
7. Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
8. Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.

III.5.Facteurs a considéré dans la conception du gaz lift : [3]

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

III.5.1.La pression en tête de puits (well head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, ce dernier est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds).

Et plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête, c'est pour ça la pression de tête est très important, elle influe directement sur deux paramètres essentielles de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

III.5.2.La pression de gaz à injecter :

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

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

La formule la plus utilisée pour la détermination de la pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans les conduites verticales en se basant sur plusieurs paramètres.

Formule de R.V.SMITH :

$$e^s P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_g^2 \gamma_g T X f Z (e^s - 1)}{d^5 S} \times 0.925 \times 10^{-2} \quad (\text{III.1})$$

ou : Q_g : débit de gaz injecté en (m³/j)

X : la profondeur d'injection en(m)

$$S = 0.0685 \frac{\gamma_g X}{T Z} \quad (\text{III.2})$$

T : Température moyenne en °K.

P_2 : pression d'injection au fond, en bar

P_1 : pression d'injection en surface, en bar

f : coefficient de frottement, il est en fonction de Re et (ϵ/d) .

S :le skin

ou :

$$R_e = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d} \quad (\text{III.3})$$

Avec Q_g en (m^3/h)

(ε/d) déterminé a l'aide d'une abaque.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : densité de gaz.

La pression d'injection au fond c'est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection, elle est choisie de telle façon à éviter l'adsorption de l'effluent par la formation.

III.5.3. Profondeur d'injection de gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.

la figure suivante représente la détermination le point d'injection.

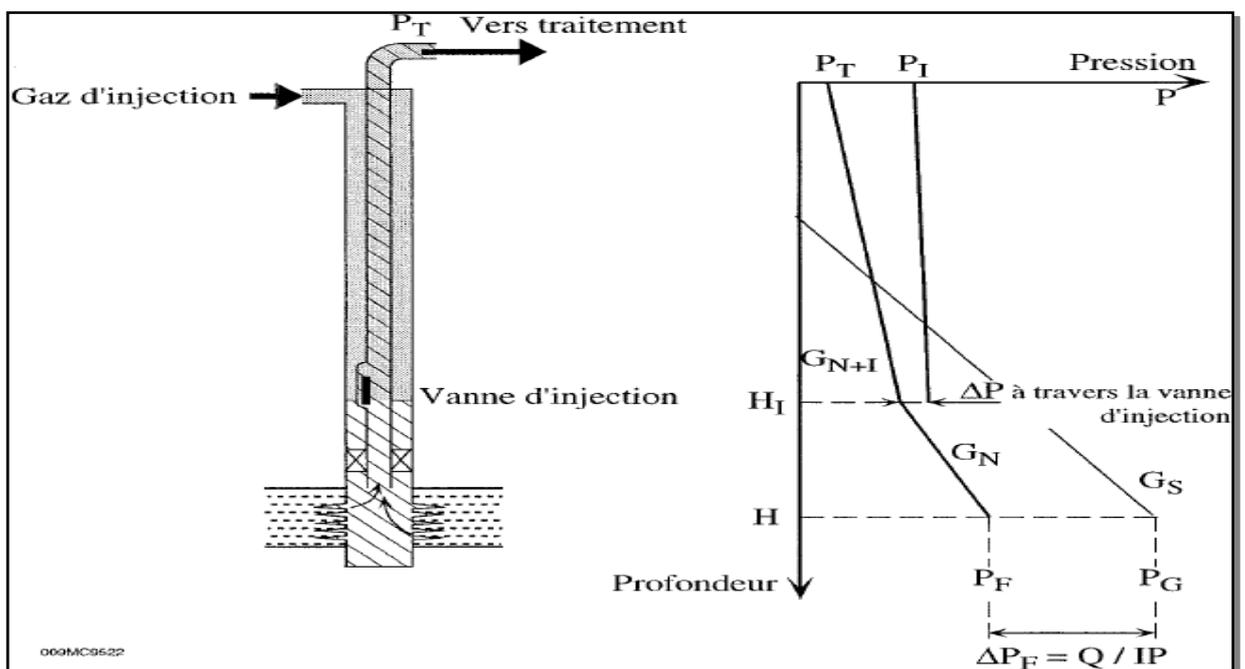


Figure (III.8): Profondeur d'injection de gaz

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

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique, le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaissent cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité.

L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires.

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

III.6.Utilisation de gaz lift:

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

6.1. Les puits à huile :

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

6.2. Les puits à eau :

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

6.3. Démarrage :

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité.

6.4. Augmentation du débit :

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le gaz-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

6.5. Mise en production des puits non éruptifs :

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gaz lift consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing.

6.6. Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) :

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations sur la formation.

Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, et assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

III.7. Les problèmes liés au gaz lift : [4]

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération les principaux problèmes sont:

7.1. Formation des hydrates :

La baisse de la pression lors du passage du gaz par la duse ou vanne, conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui on un concentrique.

7.2.Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les

réglages du débit, les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation.

7.3. L'émulsion:

L'émulsion est favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI. Le risque est plus fort avec un BSW élevé, un brut paraffinique, la production de sable, une injection d'inhibiteur de corrosion, une production de condensats.

L'émulsion peut induire plusieurs problèmes :

- 1) Une mauvaise performance du puits
- 2) Problème de séparation eau/huile et gaz

7.3.1. Mauvaise performance du puits:

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. En cas de puits instable, cette perturbation se rajoute à la perte de production due à l'instabilité.

De plus, pour le gaz lift, l'augmentation de la contre pression dans le tubing rend plus difficile ou même impossible le transfert de l'injection gaz lift à la vanne de service.

L'injection reste en surface ce qui réduit encore l'efficacité et la production du puits.

Une émulsion forte, si elle n'a pas été prévue, peut empêcher une pompe PCI de débiter.

Il faut dans ce cas, prévoir une injection par liner de désémulsifiant à l'aspiration de la pompe.

7.3.2. Problème de séparation eau/huile et gaz:

L'émulsion rend difficile la séparation eau / huile spécialement pour les brut paraffiniques.

Cela peut induire de plus fortes teneurs en hydrocarbures dans l'eau rejetée.

Une émulsion sévère induit aussi du moussage et des difficultés de séparation gaz -liquide.

Cela peut entraîner des risques de déclenchement de séparateur, ou induire un carry-over de l'huile avec le gaz ce qui peut affecter la qualité du fuel gaz.

III.8.Le gaz lift a Haoud Herkaoui:

III .8.1.But du gaz lift dans le champ de HBK:

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

et le démarrage à l'azote est très coûteux il a été décidé de faire l'injection d'eau pour rétablir du réservoir et pour augmenter la récupération finale.

Cette technique de production nous permet de :

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

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

III.8.2.L'histoire d'application du gaz-lift aux réservoirs de HBK:

La région de Haoud-Berkaoui compte principalement trois champs : Haoud-Berkaoui et Benkahla, mis en production en 1967 et Guellala en 1973. Malgré un maintien de pression partiel, la pression de gisement qui était à l'origine de 520 kg/cm² ne cesse de chuter, causant ainsi l'arrêt de certains puits éruptifs en 1984. Compte tenu des prévisions de production et des percées d'eau probables dans le futur, la totalité des puits seront hydratés au fur et à mesure de l'exploitation. Les efforts de la direction régionale se sont alors penchés sur le choix d'une complétion gaz-lift qui répondra aux solutions techniques des contraintes d'exploitation.

III.8.3.Source de gaz lift en HBK :

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

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

III.8.4. Compositions du gaz injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante :

| Constituants | N2 | CO2 | C1 | C2 | C3 | i-C4 | n-C4 | n-C5 | C6 | C7 |
|--------------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| Fr. Molaire | 5.38 | 0.31 | 82.98 | 8.89 | 1.69 | 0.28 | 0.39 | 0.06 | 0.02 | 0.00 |

Tableau (III.1). Compositions du gaz injecté

III.8.5.Classification les types de complétions: [5]

Les puits sont classée en deux groupes selon le types de problèmes d'exploitation les puits du groupe (A) seront équipés en priorité avec la complétion conventionnelle Va nécessiter de dessalage dans ces puits quand aux puits des groupes (b) ils seront équipés parallèlement avec une complétion spéciale, elle consiste à descendre a une cote préalablement avec une complétion spéciale qui nommer aussi:

III.8.5.1.Description de la complétion spéciale (GLS):

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

On distingue deux types de complétion spéciale :

Gaz-lift spéciale (A):Ce type applique aux puits ayant un diamètre de tubing de 4"1/2 et plus. Le gaz est injecté par l'espace annulaire et l'effluent et produit par le tubing suspendu.

Gaz-lift spéciale (B): Ce type s'applique aux puits ayant un diamètre de tubing inférieur à 4"1/2. Le gaz est injecté par le concentrique.

III.8.5.2.Complétion gaz-lift conventionnelle (GLC) :

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

La figure (III.9) représente les types de complétion conventionnelle et simple

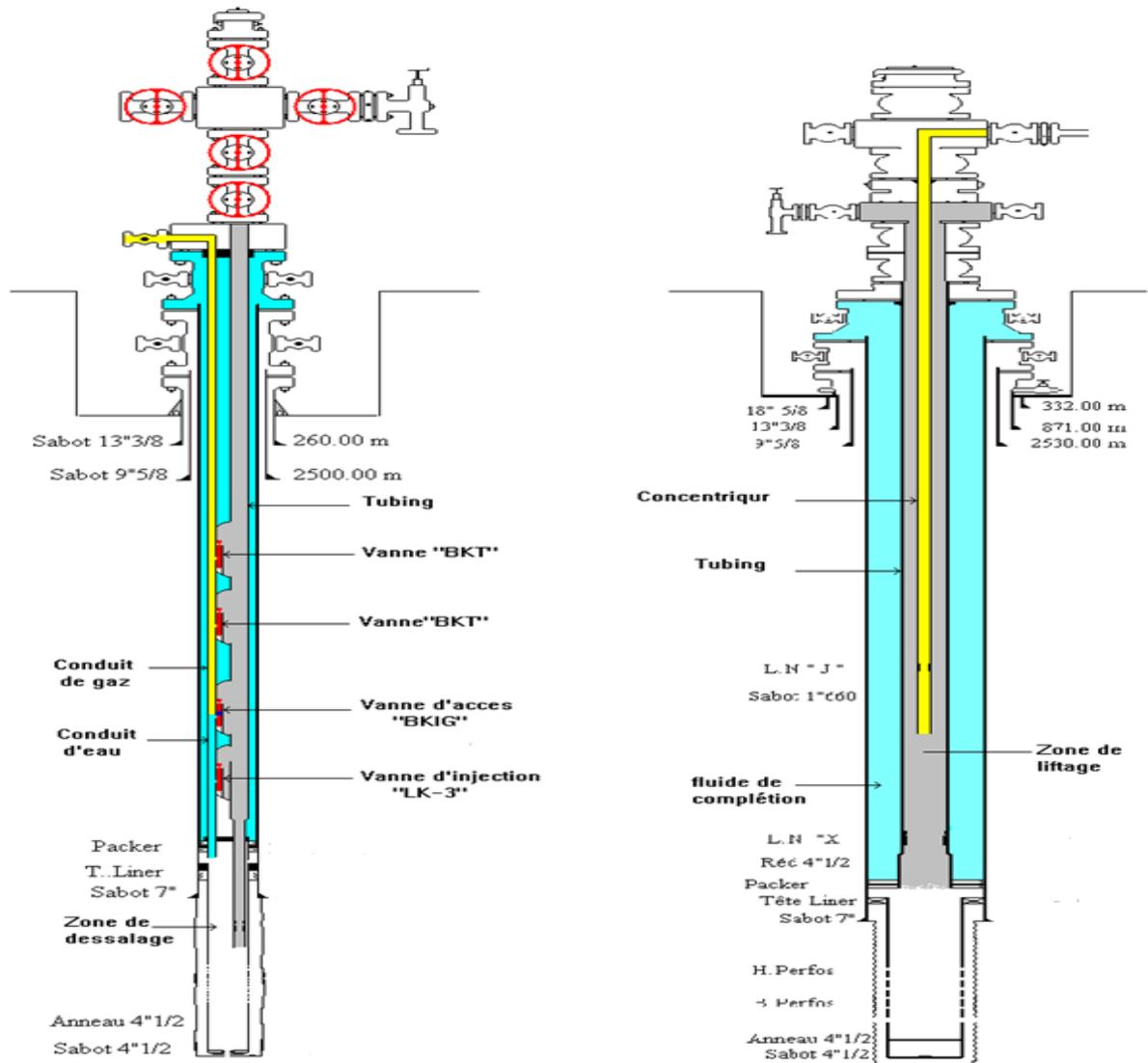


Figure (III.9): Complétion conventionnel et simple du gaz lift

III-8-6-Particularités du gaz lift a Berkaoui:

Compte tenu des problèmes d'exploitation des réservoirs de Berkaoui, les complétions gaz lift conventionnelle et spéciale constituent un cas particulier, en égard aux différents paramètres qui conditionnent le choix d'une complétion :

a)- Injection de gaz par macaroni :

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

b)- Contre pression dans l'annulaire:

Pour injecter l'eau par l'annulaire et en même temps le garder sous une pression élevée et permanente, une vanne d'injection supplémentaire a été incorporée dans la complétion et fabriquée avec la SPM correspondante "KIG" spécialement pour Berkaoui appelée vanne d'accès.

c)- Gonflement de l'annulaire:

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

d)- Bouchage du tubing:

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

e)- Salinité élevée de l'effluent:.

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

f)- Système de dessalage:

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

IV.1.Introduction:

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection.

IV.2.L'équipement de surface: [6]

L'équipement de surface est constitué de :

1. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
2. Un réseau de distribution de haute pression.
3. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc).
4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.
5. Equipements de déshydratation.

La figure (IV.1) représente les équipements de surface.

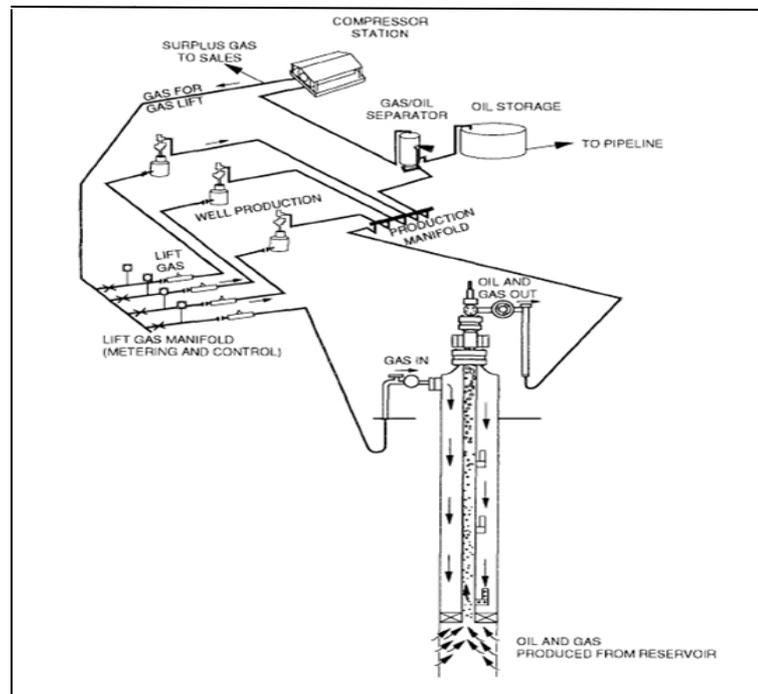


Figure (IV.1): L'équipement de surface

IV.2. 1.L'équipement de compression:

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

IV.2.2.Le réseau de distribution HP:

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

IV.2.3.Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

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

IL existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le plus utilisé est l'orifice DANIEL.

IV.2.4.Réseau de distribution basse pression:

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

IV.2.5. L'équipement de déshydratation:

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coning d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont ces cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices,

La déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation, La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenu dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (TEG) et le triéthylène glycol. (DEG).

Remarque: En cas d'un gaz-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

IV.3.Equipement de fond: [7]

L'équipement de fond comprend les mandrins, les vannes de gaz lift et autre équipements spécifique à usage particuliers.

IV.3.1.Les mandrins :

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

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

- Mandrins conventionnels.
- Mandrins à poche latérale (side pocket mandrel).
- Mandrins pour vannes concentriques.

IV.3.1.1.Mandrins conventionnels :

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond (WO ne coûte pas très chère). voir la figure(IV.2).

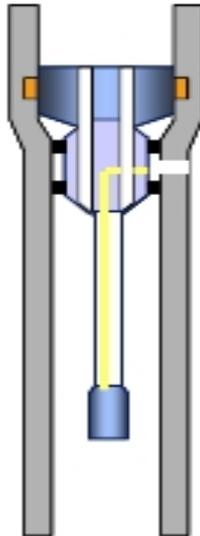


Figure (IV.4): Mandrins avec vanne concentrique

IV.3.2. Autres équipements spécifiques:

Parmi ces équipements on a:

- **Clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation il est indispensable en gaz lift intermittent lorsque les puits sont fortement déplétés.
- **Sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **Tubing spool**: équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer un quelconque danger au dernier casing.

IV.3.3. Les vannes de gaz lift:

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fourni par la pression de gaz ou du fluide.

Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets).

Principe général d'une vanne à gaz lift:1 .IV.3.3.

Le corps de la vanne est en acier inoxydable. A l'intérieur un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction de débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

A la base de corps de vanne, la plupart des vannes de gaz lift sont équipés de clapet anti-retour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et empêchent le retour inverse de fluide évitant ainsi le remplissage de l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles en cas d'opération ultérieure de stimulation.

Le servomoteur, dont le rôle est de permettre l'ouverture ou la fermeture de clapet sur son siège, peut être deux types:

- a) Pneumatique à soufflet .
- b) Mécanique à ressort.

a) Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet) :

Le servomoteur est une chambre à soufflet remplie d'azote sous pression et pré-réglée par étalonnage grâce à une petite valve d'admission ou de compression placée sur le haut de la chambre.

Le fonctionnement de ces vannes est celui d'une opposition de forces entre celles qui sont dues à la pression de gaz injecté et des fluides dans le tubing au droit de la vanne, et celles dues à la pression d'azote dans le soufflet augmentée éventuellement par la force exercée par un ressort .

b) Vanne à servomoteur pneumatique à ressort :

Le clapet et sa tige sont solidaires d'un soufflet sans pression interne (pression atmosphérique) qui ne sert qu'à la transmission des forces et n'est pas influé par la température, au fond. La pression d'ouverture et de fermeture va être contrôlée par l'action d'un ressort taré.

Pour le réglage de la vanne, les constructeurs traduisent l'effort de compression en effet de pression. Comme de plus, il n'ya pas d'effet de température, l'étalonnage en surface et très simple, un tour de vis de la butée du ressort représentant une certaine pression.

IV.3.3.2. Les composantes des vannes :

La vanne de gaz lift se compose de :

- **Queue:** C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.
- **Le Corps :** Il admet le gaz de l'annulaire et via la pression de commande, il le transport jusqu'au nez de la vanne.

Le nez : Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.

Composition détaillée d'une vanne de gaz lift:

La vanne de gaz-lift est composée de :

- **Le soufflet :** Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.
- **La bille du clapet :** Elle permet le passage ou non du gaz, Quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.
- **Un clapet anti-retour :** Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.
- **Un verrou :** Il assure la fixation de la vanne dans la side pocket.
- **Le corps:** Il contient tous les éléments de la vanne et il est en acier inoxydable pour éviter la corrosion .voir la figure(IV.5).

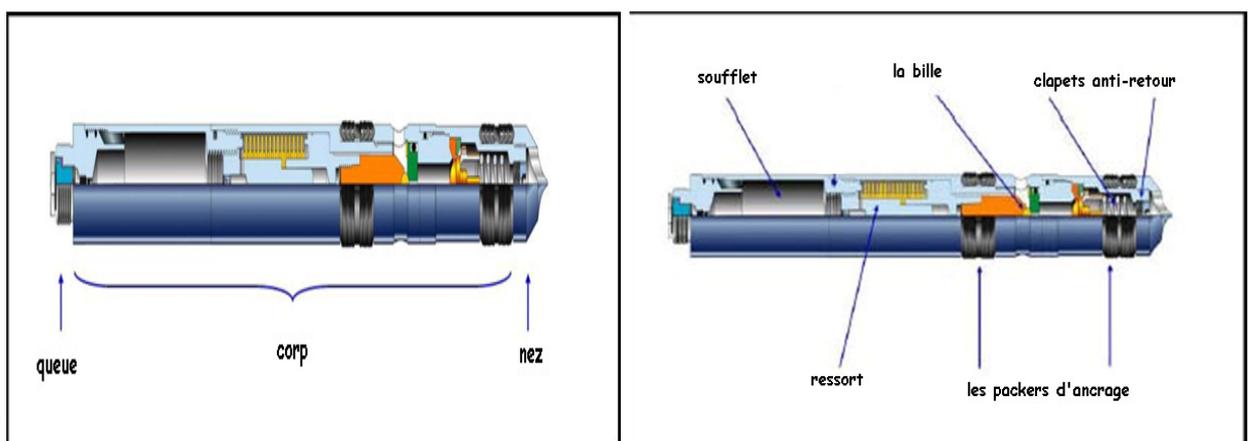


Figure (IV.5): Composition d'une vanne de gaz lift

IV.3.3.3.Types des vannes de gaz lift :

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

IV.3.3.3.1. Les vannes opérées par le casing (casing operated valves):

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions, elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles ont une sensibilité de 50 à 100 % à la pression du casing lorsqu'elles sont fermées, mais à 100 % lorsqu'elles sont dans la position ouverte.

Elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Pour l'ouverture de la vanne il faut que la pression du casing augmente, et pour la fermeture il faut qu'elle diminue. Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime par conséquent la bille de clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice .voir la figure(IV.6).

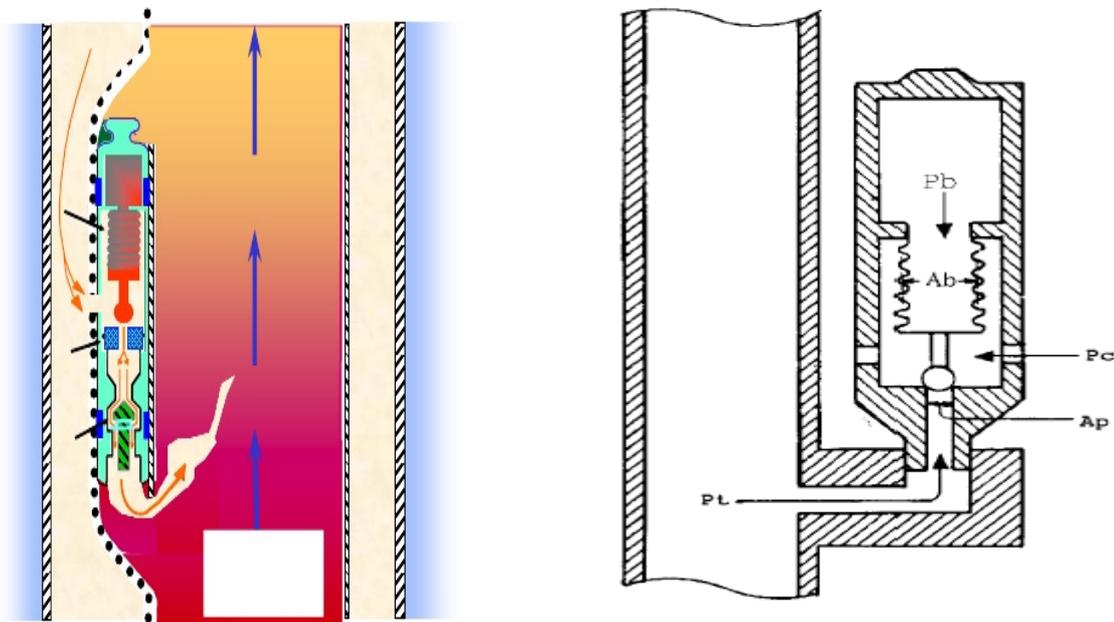


Figure (IV.6): Les vannes opérées par le casing(COV)

IV.3.3.3.2. Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves) :

Elles sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing), la pression annulaire n'intervient que pour l'ouverture de la vanne que sur l'aire du clapet alors que la pression tubing s'applique sur le soufflet transmetteur de forces. En conséquence, l'effet de pression casing est beaucoup moins important que l'effet tubing pour l'ouverture. De plus, l'orifice du clapet étant dusé auparavant, quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

Ces vannes sont difficiles alors à commander car il est difficile d'estimer la pression du tubing au niveau de la vanne pour cela respecter les conditions suivant.

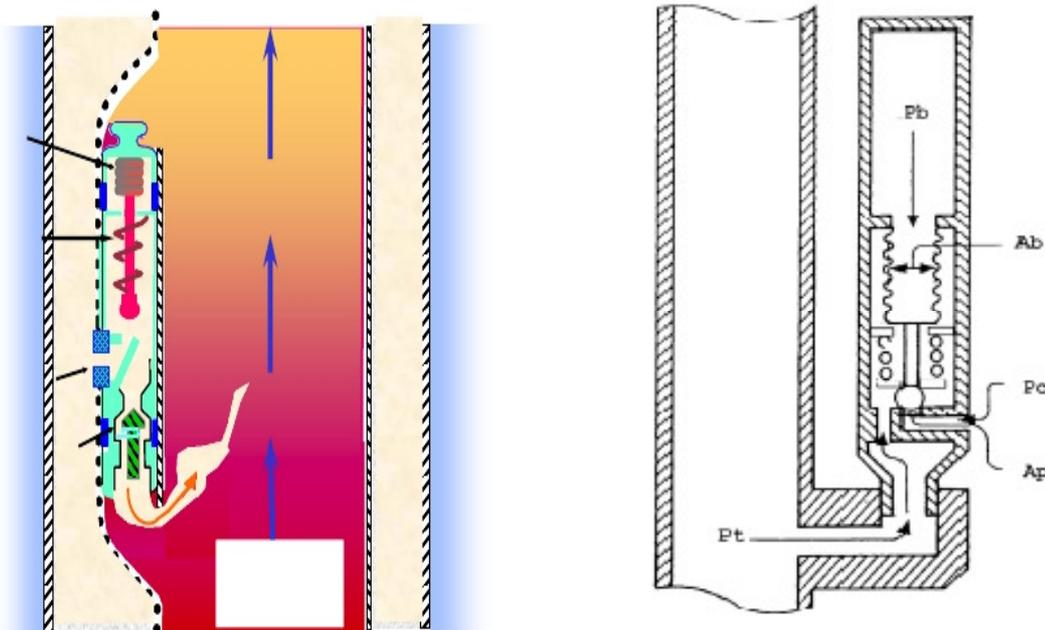


Figure (IV.7): Les vannes opérées par le tubing(TOV)

- Les vannes s'ouvrent lorsque: $p_c (A_b - A_p) + p_{tub} \times A_p \geq P_b \times A_s$

- Elles se ferment lorsque: $p_c \times A_b < P_b \times A_s$

$$p_c < P_b$$

Avec: - P_b est la pression dans le soufflet.

- P_{tub} est la pression du tubing.

- P_c est la pression dans le casing.

- A_b est la section radiale du soufflet.

- A_p est la section de l'orifice.

L'ouverture de la vanne dépend donc de la pression dans le tubing et de la pression d'injection, sa fermeture ne dépend que de la pression d'injection.

IV.3.3.4. Autres types de vannes :

1) Vannes à gaz (Throttle valves) :

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes à écoulement continu, elles sont similaires aux vannes opérées par le casing dans la position fermée, mais dans la position ouverte, elles sont sensibles à la pression du tubing.

2) Les vannes combinées (Combined valves):

Ce type de vanne exige une dépression dans le tubing pour l'ouverture, et une chute de pression dans l'annulaire pour la fermeture.

3) Blind valves:

On les appelle aussi **dummy**, elles sont utilisées pour bloquer la communication entre l'espace annulaire et la colonne de production.

4) Orifice valves:

Elles ne contiennent pas un système d'ouverture et de fermeture, elles sont utilisées pour permettre une connexion directe entre l'espace annulaire et le tubing pour une injection directe de gaz ou d'autre effluent (comme le cas de Hassi R'mel, où l'on injecte de l'eau et du gaz en utilisant ce type de vannes). Elles contiennent un clapet anti retour au niveau du nez pour éviter le retour du fluide du tubing.

5) Les vannes pilotées: (operating valve):

Ce type de vannes a été développé pour les puits avec une injection intermittente du gaz.

Ces vannes ont un large orifice (1/4'' jusqu'à 1'' de diamètre).

Un large orifice garantit une injection instantanée du gaz quand la vanne est ouverte, ce qui va diminuer l'efficacité du système d'injection intermittente du gaz.

6) Les vannes pour production par le casing :

Les vannes avec production annulaire (gaz-lift inverse) sont semblables aux vannes avec production dans le tubing (gaz-lift direct). Elles sont posées au câble dans un mandrin ou vissées au tubing. On retrouve les mêmes composants : soufflet, ressort, siège, bille et clapet anti-retour. De même, elles peuvent être opérées par la pression du gaz injecté ou par la pression de l'effluent.

IV.4. Les outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement des vannes de gaz lift s'effectue par des outils spéciaux (kickover ou positioning tools) associés à un train de wire line.

La figure (IV.8) représente les étapes de positionnement.

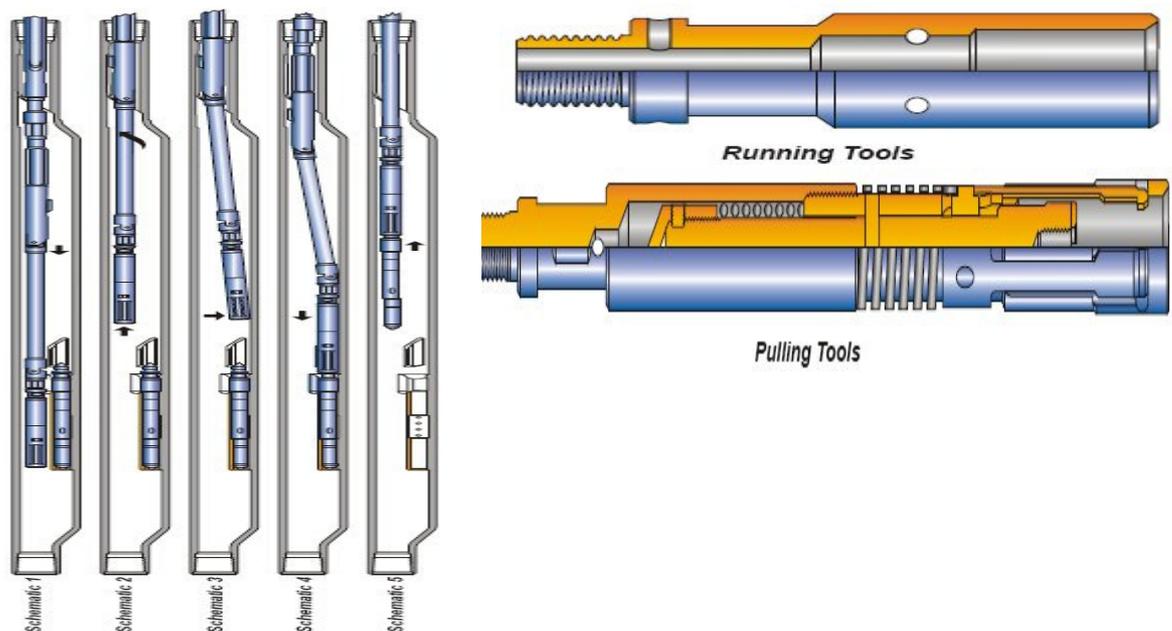


Figure (IV.8): opération de mise en place d'une vanne de GL par un kickover

V.1.Introduction:

Pour l'analyse de système de production, on se base sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à tracer le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'à la surface en deux parties qui se rencontrent en un point appelé le nœud, situé dans notre cas au fond du puits, et par conséquent l'écoulement dans le réservoir (avant le nœud) est appelé le inflow, et l'écoulement après le nœud l'out flow.

V.2.La Technique de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le draw down est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique,

on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{p_r - p_{wf}} \quad (V.1)$$

Tel que : **IP** : indice de productivité (bpj/psi)

Q_{liq} : est le débit liquide produit (baril par jour).

P_r : la pression du réservoir statique (psi).

P_{wf} : la pression de fond dynamique (psi).

P_r - P_{wf} : est le "draw-down" sur la formation (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

V.3. Ecoulement dans le réservoir (inflow equation) :

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface.

L'équation générale de DARCY peut être écrite comme suit :

$$Q = \frac{Cst \times K \times h}{Ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} f(p) dp \quad (V.2)$$

Tel que : **Q** : le débit.

K : perméabilité absolue.

h : hauteur.

re : rayon de drainage.

rw : rayon de puits.

Sachant que **f(p)** est une fonction de pression :

$$f(p) = \frac{K\alpha(p)}{\mu\omega(p) \times B\alpha(p)} \quad (V.3)$$

Tel que : **K_o** : la perméabilité relative à l'huile.

μ_o : la Viscosité de l'huile.

B_o : le facteur volumétrique de fond.

V.4. Inflow performance relationship (IPR):

C'est la courbe caractéristique d'inflow, elle représente l'évolution de la pression de fond P_{wf} en fonction de débit dans le réservoir.

En se basant sur la loi de DARCY généralisée on peut tracer cette courbe, mais on doit prendre en considération le type d'écoulement pour simplifier la loi.

V.4.1.Ecoulement monophasique :

Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieur a la pression de bulle (voir figure V.1).

Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \Delta q \right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp \quad (\text{V.4})$$

Tel que : **S** : le skin.

Δq : terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp = \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} (p_r - p_{wf}) \quad (\text{V.5})$$

Et :

$$\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \Delta q \right) = 7.08 \times 10^{-3} \quad (\text{V.6})$$

Alors la loi de DARCY :

$$Q = \frac{h \times K \times (p_r - p_{wf})}{\mu_o \times Bo} \quad (\text{V.7})$$

Donc :

$$Q = IP \times (p_r - p_{wf}) \quad (\text{V.8})$$

Où :

$$IP = \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} \quad (V.9)$$

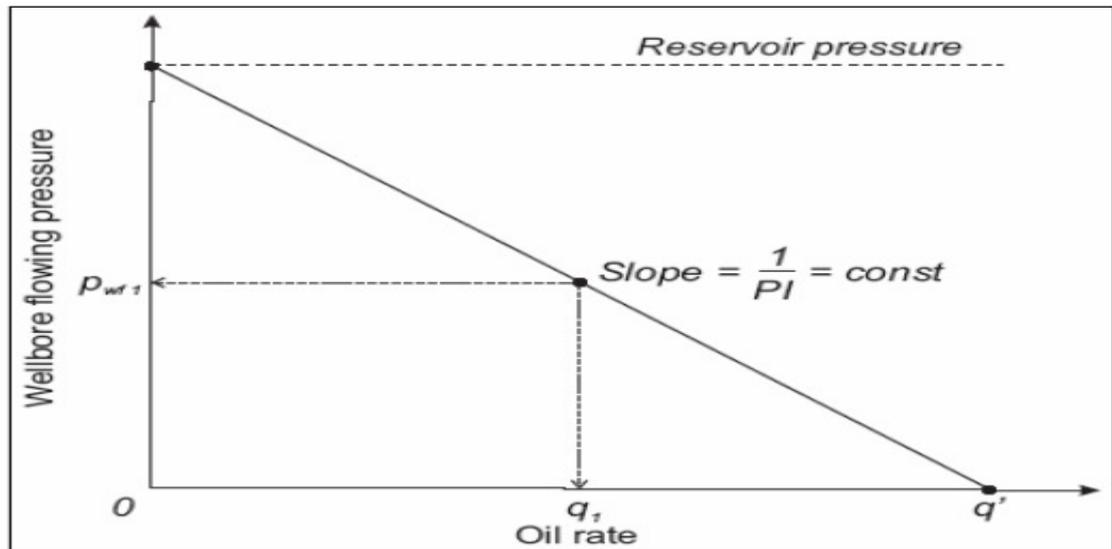


Figure (V.1) : La courbe IPR

V.4.2. Ecoulement diphasique :

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides, dans notre cas c'est le cas où la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.

L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (V.10)$$

En introduisant les pertes de charges sur l'équation de VOGEL, elle devient comme suite :

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FE \times (1 - R)) \quad (V.11)$$

Tel que : **FE** : efficacité de l'écoulement :

$$FE = \frac{P_r - P_f'}{P_r - P_f} \quad (\text{V.12})$$

Où :

$$P_f' = P_f + \Delta P_s \quad (\text{V.13})$$

Avec : ΔP_s pertes de charge dues à l'effet skin.

$$R = \frac{P_f}{P_r} \quad (\text{V.14})$$

q_o : débit d'huile.

p_{wf} : pression de fond.

p_r : pression de gisement.

$q_{o_{max}}$: le débit maximal, il peut être déterminé en utilisant des testes.

Pour un débit donné on aura :

$$q_{o_{max}} = \frac{q \alpha(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2} \quad (\text{V.15})$$

V.4.3. Combinaison entre les deux types :

L'équation de DARCY est valable quelque soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrire l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY en divisant l'intégral en deux parties, comme suite :

On a :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \Delta q\right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp \quad (V.16)$$

Or :

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp + \int_{P_b}^{P_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp \quad (V.17)$$

Donc on a deux domaines :

- **Lorsque $P_b < P < P_r$:**

On est en monophasique donc :

$$q = IP \times (P_r - P_{wf}) \quad (V.18)$$

$$q_{o_{\max}}(DARC) = IP \times P_r \quad (V.19)$$

- **Lorsque $P_{wf} < P < P_b$:**

On est en diphasique donc :

$$q_o = q_{o_{\max}} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (V.20)$$

Dérivons cette équation on aura :

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = q_{o_{\max}} \left[\frac{0.2}{P_r} + 1.6 \frac{P_{wf}}{P_r} \right] \quad (V.21)$$

Par conséquent :

$$IP = q_{o_{\max}}(VOGEL) \times \left[\frac{1.8}{P_b} \right] \quad (V.21)$$

Or :

$$q_b = IP \times (P_r - P_b) \quad (V.22)$$

Donc :

$$q_{o_{\max}} = q_b + \left[IP \times \frac{P_b}{1.8} \right] = q_b + q_{o_{\max}}(VOGEL) \quad (V.23)$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à P_b on : $q_o = q_b + q(VOGEL)$

$$q_o = q_b + (q_{o_{\max}} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (V.24)$$

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + \frac{IP \times P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (V.25)$$

Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right]} \quad (V.26)$$

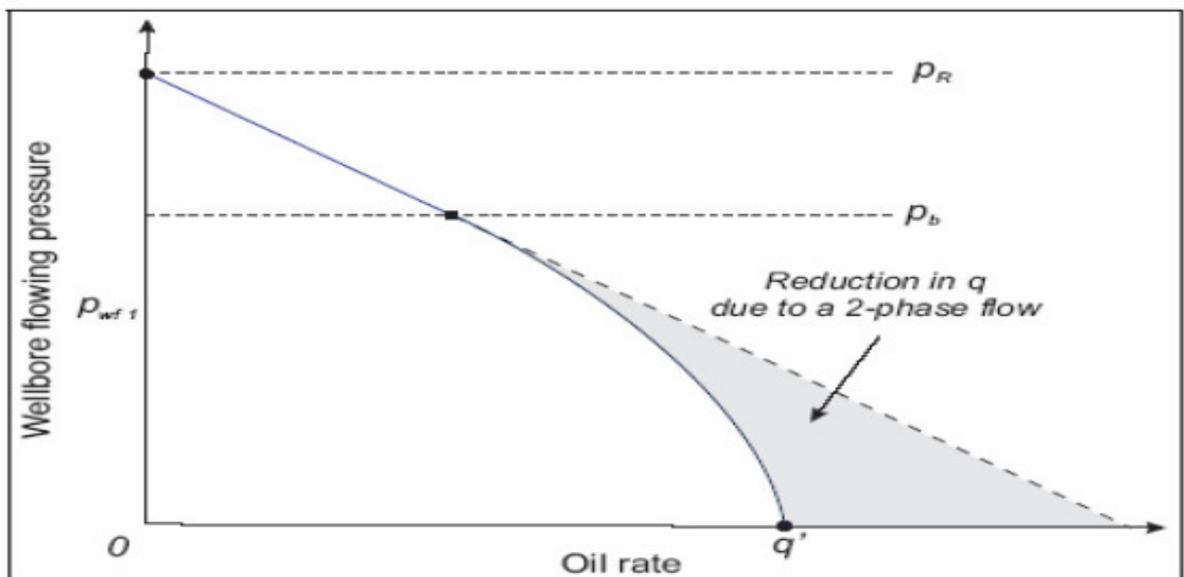


Figure (V.2) : Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique

V.5.Tubing performance curves (TPC):

Elle représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits.

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing, le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile et gaz) dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho_m \times f_m \times d \times v_m}{g_c \times d \times h} \quad (V.27)$$

Cette équation renferme trois termes :

- terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
- Terme exprime les pertes dues aux frottements.
- Terme exprime les pertes dues à l'accélération.

Tel que :

ρ_m : masse volumique du mélange.

f_m : facteur de frottement.

v_m : vitesse du mélange.

g_c : accélération du gravité.

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres ρ_m et f_m .

V.6.Structures d'écoulement :

Les structures d'écoulement sont au nombre de sept dont quatre sont représenté sur la Figure (V. 3):

- **Écoulement en bulles (bubble flow)** : cette structure apparaît avec des valeurs réduites du GOR.
- **Écoulement en vagues moutonnantes (slug flow)** : à force d'augmenter le débit de gaz, le GOR augmente la hauteur des vagues de liquide jusqu'à ce que la crête touche les parois de la pipe.
- **Écoulement dispersé (mist flow)** à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.
- **Écoulement en bouchons (plug flow)** : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.
- **Écoulement stratifié (stratified flow)** : une grand augmentation du GOR rend les bouchons longs ; ce qui permet de diviser l'huile et le gaz en deux couches séparées.
- **Écoulement en vaques (wavy flow)** : avec l'augmentation du débit de gaz, l'interface stratifié gaz-huile devient en vagues.
- **Écoulement annulaire (annular flow)** : une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le gaz.

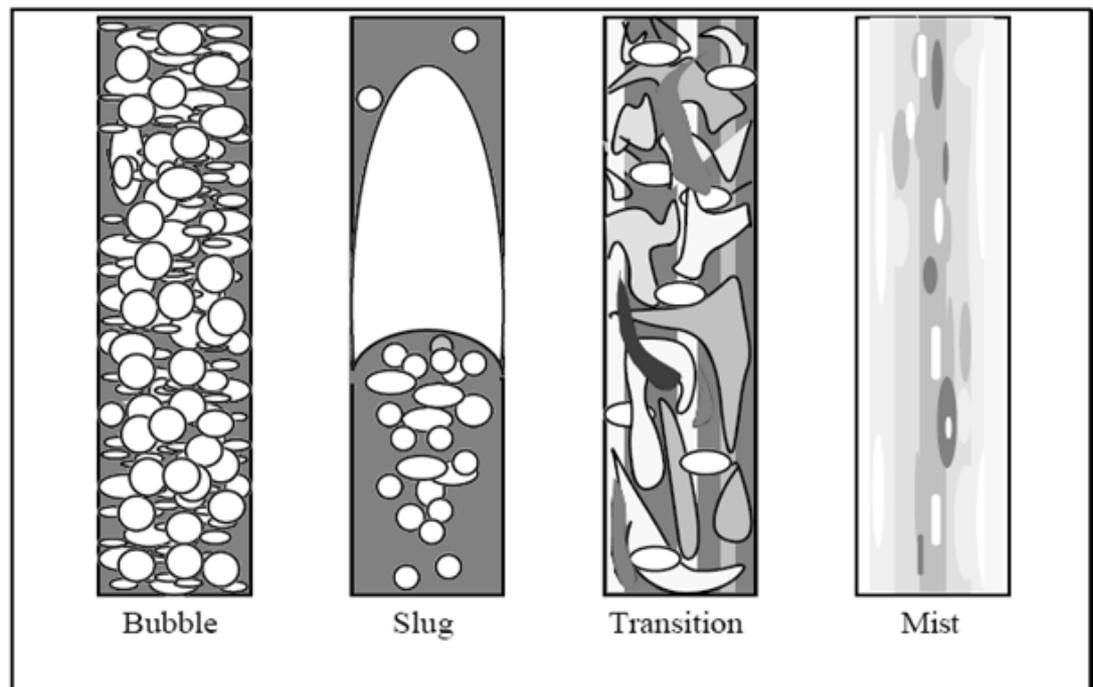


Figure (V.3): Flow regimes categories

VI.1.Introduction aux pertes de charge : [8]

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits qui atteint en général plusieurs kilomètres, son énergie initial présenté par une grande valeur de pression sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

- des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

Le gaz-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible. Ceci aura deux effets opposés :

- L'augmentation des pertes par friction (effet négatif).
- La diminution du poids de la colonne (effet positif).

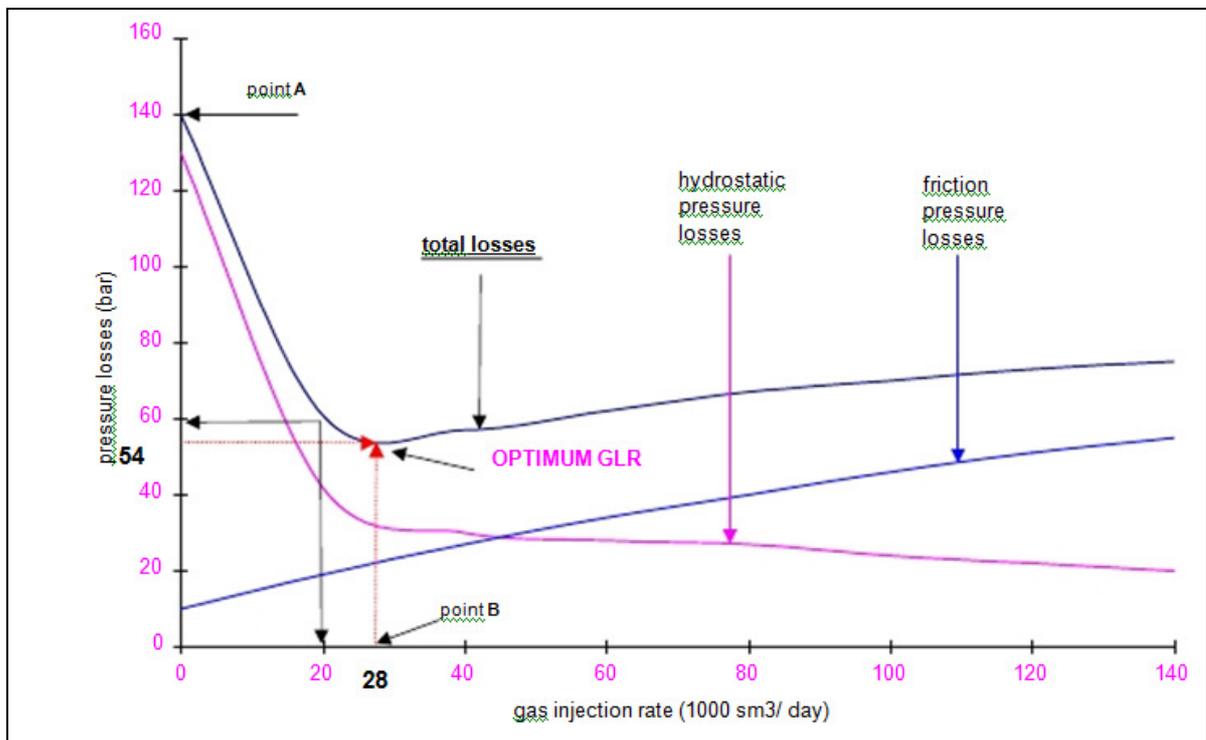


Figure (VI.1): Evolution de pertes de charge en fonction $Q_{g \text{ inj}}$

La figure ci-dessus donne l'évolution des pertes de charge en fonction de GLR, où on remarque deux zones différentes :

- dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par frottement.

- dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge gravitationnelles, et les pertes de charge par frottement, et ça malgré l'augmentation de GLR.

Le minimum des pertes de charge totale correspond à un **GLR optimum**.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « **GLR optimum** » mais à leur « **GLR économique** ».

VI.2. Aperçu sur le logiciel PERFORM:

Le logiciel PERFORM est un outil informatique utilisé par la société SONATRACH utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- ✓ optimiser la production
- ✓ améliorer les performances des puits

Avec le PERFORM nous pouvons :

- ✓ analyser le système de production
- ✓ déterminer les gradients de pression
- ✓ optimiser le gaz-lift.

Le PERFORM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PERFORM sont :

- ✓ les données du rapport géologique
- ✓ les données du rapport de complétion du puits
- ✓ les données de build up
- ✓ les données de jaugeage

Pour notre étude on a utilisé le logiciel PERFORM pour optimiser le débit de production d'un puits (OKJ32) caractérisé par un bon indice de productivité, et une tendance à être noyé, donc il est un bon candidat au gaz lift.

❖ Données nécessaires :

La création d'un modèle d'après le PERFORM exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données.

VI.3. Procédure d'optimisation:

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal.

Et comme on a vu auparavant dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR, au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge, ce point correspond au GLR optimal. Or notre but est de déterminer ce point en utilisant le logiciel PERFORME.

Avec le PERFORM le travail devient plus simple et plus performant, en gagnant de temps et en diminuant l'erreur (humaine), et puisque il englobe plusieurs équations et corrélations surtout celles qui concernent la PVT et les pertes de charge, il permet d'analyser le système de production et de prévoir la production en future en variant les paramètres de système.

Et voici les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GLR optimal:

- ✓ introduction des données dans le PERFORM en choisissant un débit d'injection initial qui doit être la plus petite valeur possible afin d'avoir le débit naturel de puits.
- ✓ Le jeu sur la case "**sensitivités**" permet d'introduire 5 valeurs différentes de débit de gaz, ce qui permet d'avoir 5 courbes **d'outflow** différentes et donc 5 points de fonctionnement différentes.
- ✓ On refaire l'étape précédente avec d'autres valeurs afin d'avoir plus de points représentatif.
- ✓ On trace une courbe : débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté.
- ✓ Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

Et enfin, pour avoir une meilleure optimisation de gaz lift, on doit travailler avec les corrélations les plus adéquates. Donc il est indispensable de bien choisir les corrélations.

VI.3.1.Choix des corrélations:**VI.3.1.1. Courbe IPR (inflow):**

On a vu dans le chapitre précédent que pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_{wf}$.
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$.
- l'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour : $P_{wf} < P_b < P_r$

Pour notre cas où on a $P_r < P_b$, on va utiliser l'équation de VOGEL, qui a la forme

$$\text{suivante : } \frac{q_o}{q_{\max}} = c + b \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{VI.1})$$

Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o tel que $Q_o < Q_{\max}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$ qui nous donne l'allure suivante :

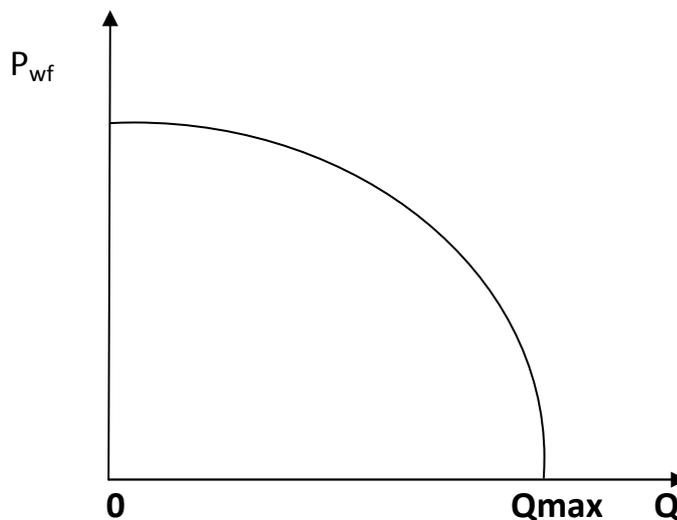


Figure (VI.2): Courbe IPR (inflow)

VI.3.1.2.Courbe de TPC (outflow):

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PERFORM on a :

- la corrélation de Fancher & Brown.
- la corrélation de Hagedorn & Brown.

- la corrélation de Beggs & Brill.

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats qui sont proches de ceux qui sont mesurés.

Vu le manque de données surtout les testes de PLT, et donc les valeurs de la pression de fond dynamique, on va profiter de la disponibilité des données de la pression de tête. Et on va procéder de la manière suivante pour déterminer la corrélation convenable:

- 1) Introduisons les données de puits en plaçant le nœud en tête de puits.
- 2) Variions chaque fois la corrélation de tubing "**vertical wellbore corrélation**", et conservant celle de réservoir la même (**vogel**).
- 3) On va avoir pour chaque corrélation une pression de tête.
- 4) La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne une pression de tête proche de celle mesurée.

En introduisant les données de OKJ32 dans le PERFORM, il nous résulte les différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-dessous:

❖ Pour **HAGEDORN & BROWN** :

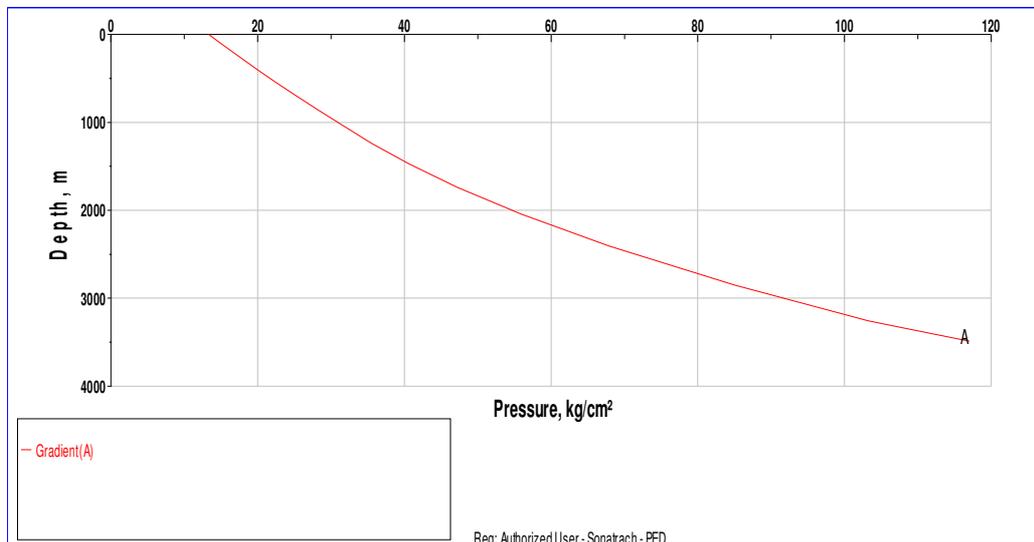


Figure (VI.3): Pour HAGEDORN & BROWN

A partir de cette courbe la pression de formation sera **Pf=116.87 (kg/cm²)**

❖ Pour **BEGGS & BRILL**:

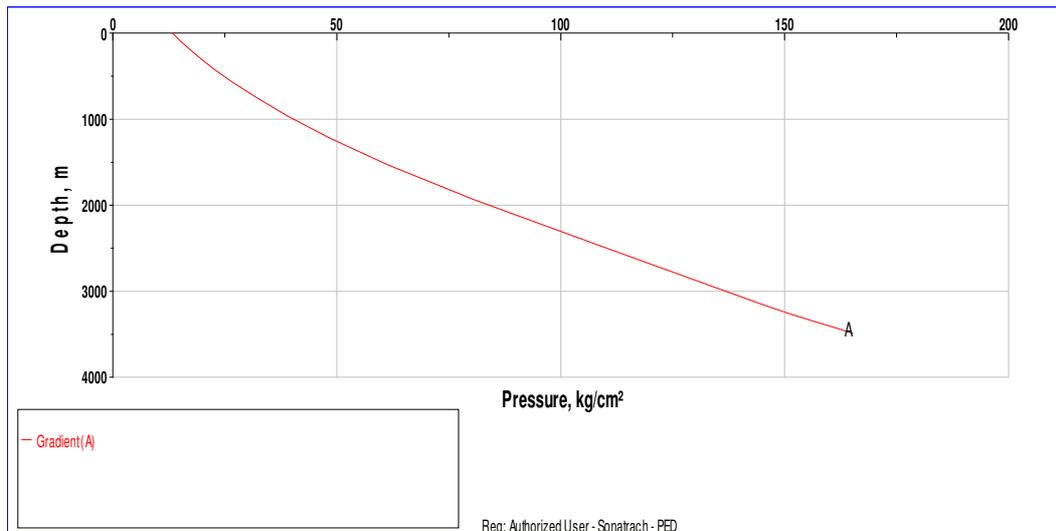


Figure (VI.4): Pour BEGGS & BRILL

A partir de cette courbe la pression de formation sera **Pf=164.42 (kg/cm2)**

❖ Pour **FRANCHER & BROWN** :

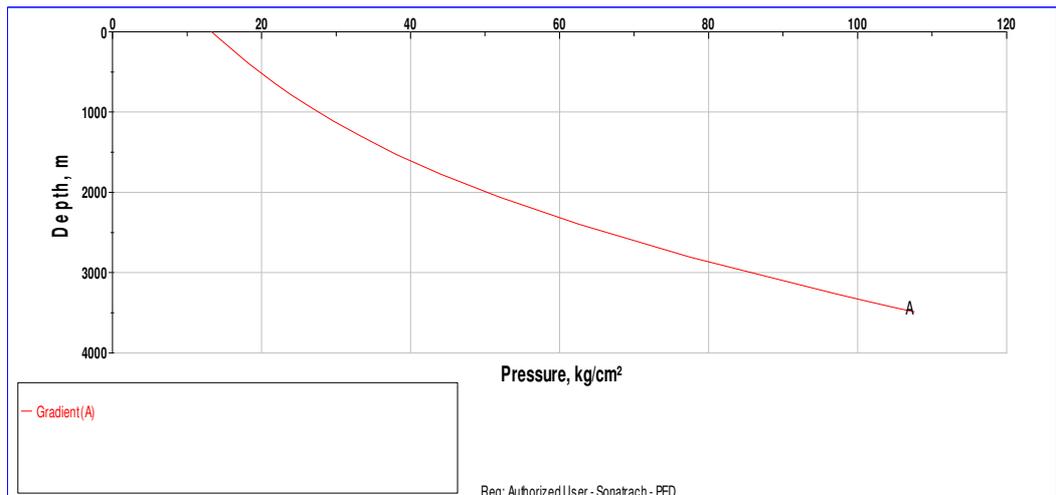


Figure (VI.5): Pour FRANCHER & BROWN

A partir de cette courbe la pression de formation sera **Pf=107.66 (kg/cm2)**

❖ **Résumé des résultats:**

| Pression de fond mesurée (kg/cm2) | Pression de fond calculée (kg/cm2) | | |
|-----------------------------------|------------------------------------|---------------|------------------|
| | HAGEDORN & BROWN | BEGGS & BRILL | FRANCHER & BROWN |
| 116.93 | 116.87 | 164.42 | 107.66 |

Tableau (VI.1): Les différentes corrélations

On remarque que la valeur de P_f calculée par la corrélation de HAGEDORN & BROWN est la plus proche de celle mesurée.

VI.3.2.étude d'optimisation du puits OKJ 32:

Le puits OKJ 32 a été classé comme puits producteur d'huile dans le série inferieure pour le développement de cette partie du gisement et aussi pour mieux définir l'extension du réservoir série inferieure qui se trouve dans ce compartiment affaissé par rapport à Slb (Schlumberger).

On va introduire les données de ce puits, dans le PERFORM, afin de déterminer le point de fonctionnement ensuite on détermine les différents débits d'injection de gaz:

1) **Well Description** : C'est la description du puits

- **Company** : c'est la compagnie « **SONATRACH-PED** ».
- **Well Name** : c'est le nom du puits « **OKJ32** ».
- **Reservoir** : c'est le réservoir productif « **SI** ».
- **Field Name** : c'est le nom du champ « **HBK** ».
- **Location** : le site « **ALGERIA** ».
- **Analyst** : « **DP** ».
- **Comment** : commentaire sur le type d'analyse « **SYSTEM** ».

The screenshot shows a software window titled "Well PERFORMANCE Analysis - E:\PERFORM\VER300\OKJ32G.pf3". Inside, a "Well Description" dialog box is open. The dialog box has a title bar with a close button. It contains several text input fields with labels on the left: "Company" (Sonatrach - PED), "Well Name" (OKJ32), "Reservoir" (SI), "Field Name" (HBK), "Location" (ALGERIE), "Analyst" (DP), and "Comments" (SYSTEM). At the bottom of the dialog box, there is a "Date:" field showing "06/13/2013" and a row of five buttons: "Back" (with a left arrow), "Help" (with a question mark), "OK" (with a checkmark), "Cancel" (with an X), and "Next" (with a right arrow).

Figure (VI.6): Well Description

2) **Analysis Setting:** Cadre réservé pour introduire des données concernant l'analyse

- **Analysis Type** : c'est le type d'analyse « **system** ».
- **Fluid Type** : c'est le type de fluide à produire « **Oil** ».
- **Flow Direction** : c'est la direction d'écoulement « **production** ».
- **Node Position**: c'est la position du noeud « **Bottomhole** ».
- **Out put rate Units** : c'est le débit qu'on désire avoir en résultat « **Oil** ».
- **Réservoir IPR** : c'est la corrélation de **DARCY** qui est utilisée pour la construction de la courbe de l'IPR.
- **Vertical Wellbore Corrélation** : c'est la de corrélation de **HAGEDORN & BROWN** qui est utilisée pour la détermination de la courbe TPC.

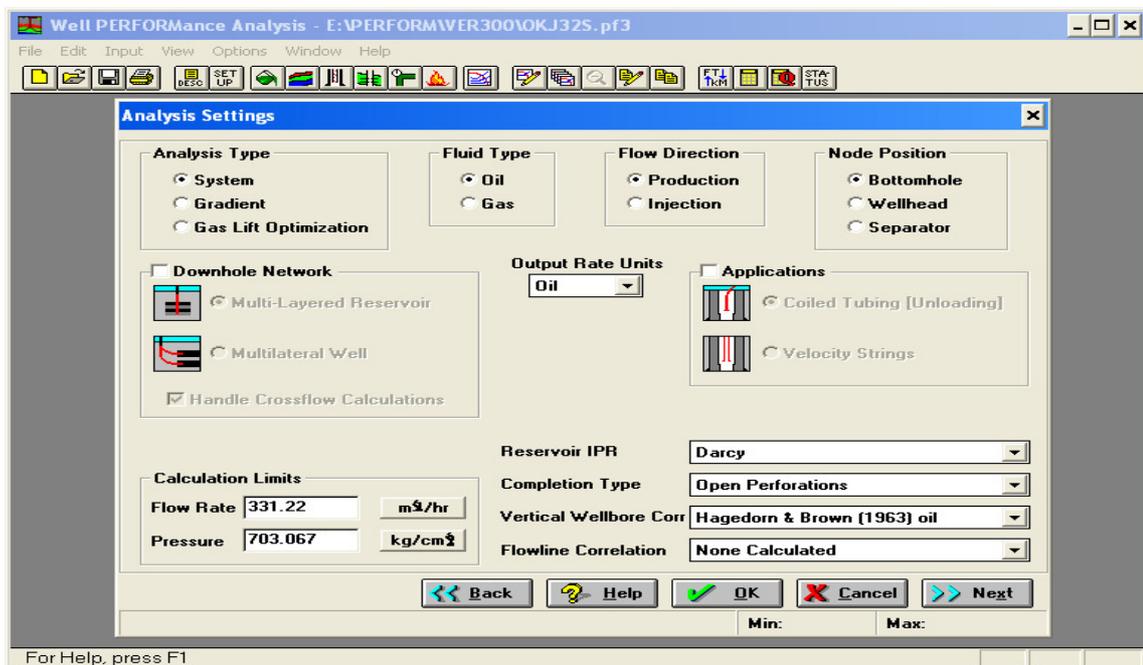


Figure (VI.7): Analysissetting

3) **Fluide Propriétés:** propriétés des fluides produits.

- **Producing Conditions** : condition de production.
 - **Oil Gravity** : c'est la densité d'huile produite « **0.814 g/cc** ».
 - **SG Gaz** : c'est la densité du gaz de formation « **0.850** ».
- **Water Propriétés** : propriétés de l'eau produite
 - **Water Cut** : c'est le pourcentage d'eau « **0.23%** ».
 - **Sp Gravity** : c'est la densité d'eau « **1.070** ».
- **buble pressure** : «**190kg/cm2**» (logiciel calculer la pression de bulle automatiquement).

- **Gaz ratio :**
- **GLR :** rapport gaz/liquide total «**267m3(g)/m3(L)**».

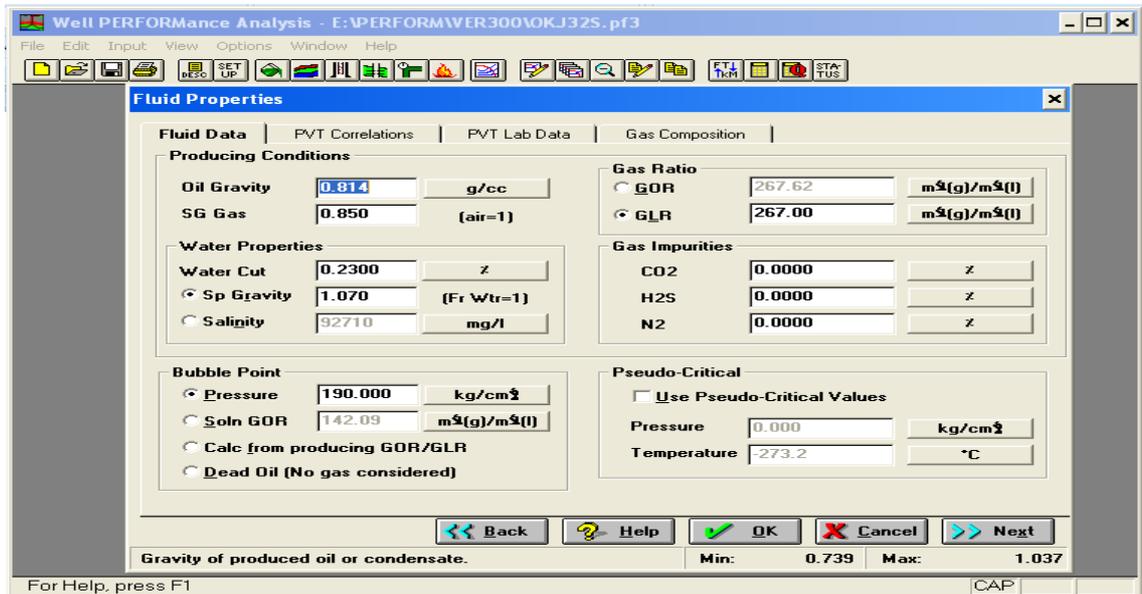


Figure (VI.8): Fluide Propriétés

4)Reservoir Data : C'est les données sur le réservoir productif .

- **IPR Type :** corrélation à utiliser « **VOGEL & HARRISON (1968)**».
- **Reservoir Pressure :** pression de réservoir « **214 kg/cm2** ».
- **Reservoir Température :** c'est la température de réservoir « **102°C** ».
- **Standing Flow Eff** « **1.00** ».
- **Test pressure** « **1.030 kg/cm2** ».

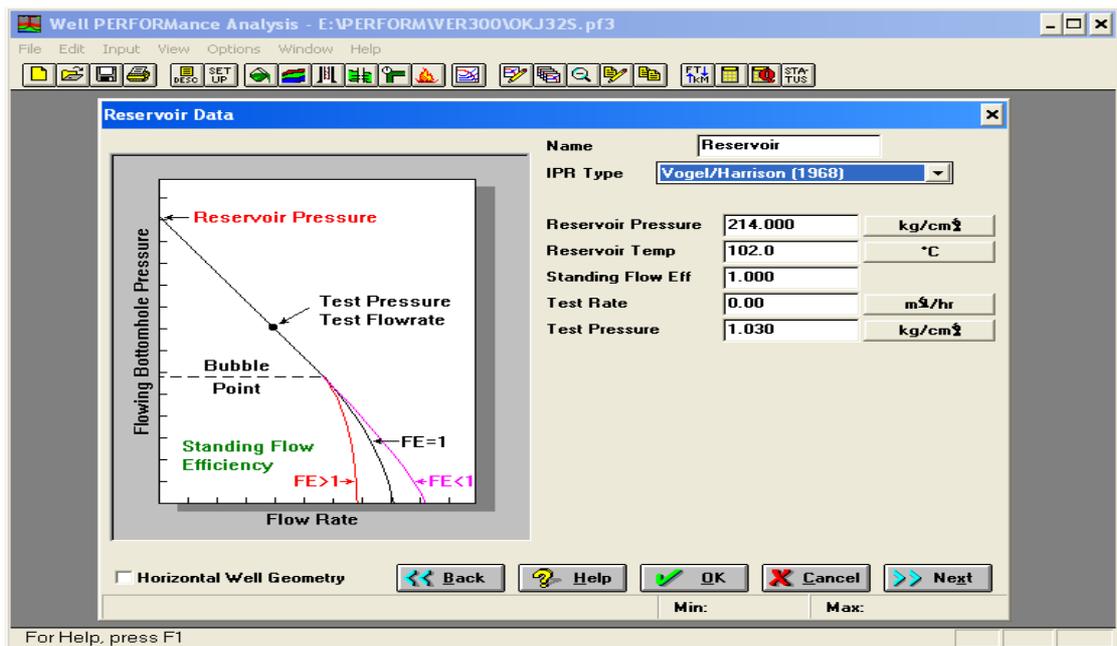


Figure (VI.9): Reservoir Data

5) Wellbore Data:

- **Wellbore Correlation** : la corrélation à utiliser pour le calcul des pertes de charge dans le tubing « **HAGEDORN & BROWN** ».
- **Casing and tubing caractéristiques:**

| Profondeur(m) | Type | OD (in) | ID (in) |
|---------------|--------|---------|---------|
| 3256 | casing | 3.500 | 2.992 |
| 3489.5 | casing | 4.500 | 3.920 |
| 2800.7 | tubing | 1.660 | 1.380 |

OD: diamètre extérieur.

Tableau (VI.2): Complétion Data

ID : diamètre intérieur.

- **Top of Perfos** : C'est le top des perforations "3489.5 m"
- **Wellhead Pressure**: pression en tete "15 Kg/cm²".

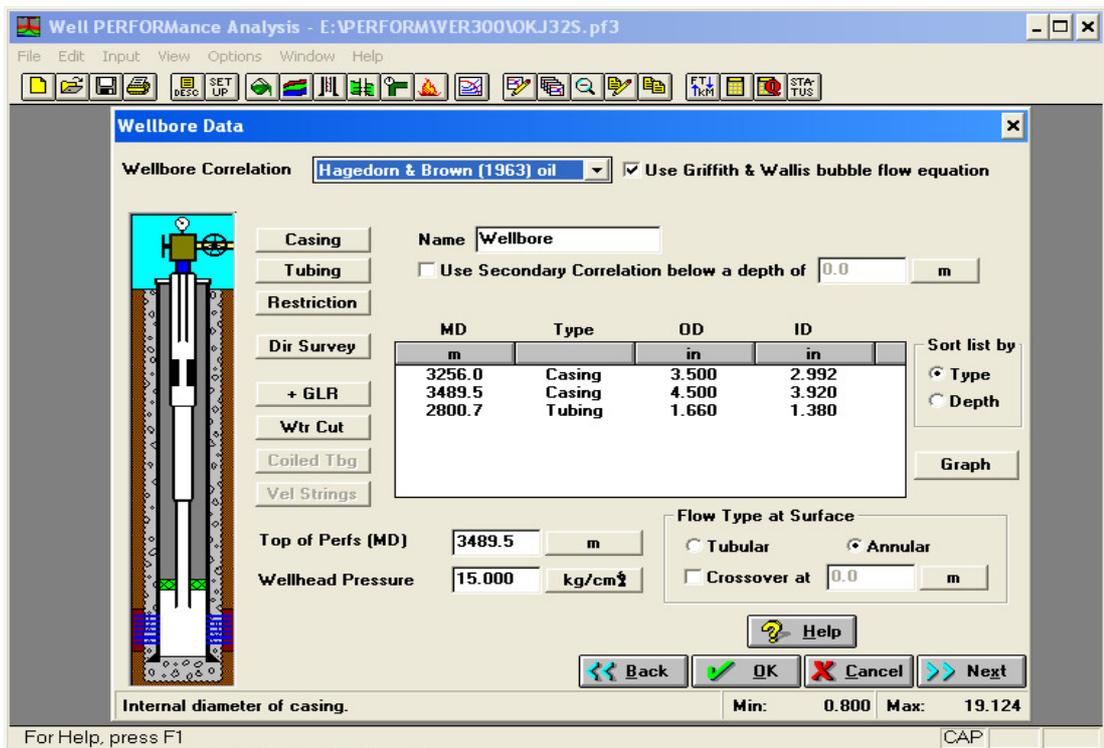


Figure (VI.10): Wellbore Data

6) Complétion Data: Reservoir: données sur la complétion du puits.

- **Complétion Type** : type de complétion « **Open Perforation** ».

- **Perforation Interval:** Intervalle de perforation «17.5 m».
- **Perforations Density :** densité des perforations «4 SPF ».
- **Perforations Diametre :** diametre des perforations « 0.350in ».
- **Perforations Length :** longueur des perforations « 50 in ».
- **Avg Reservoir Perm :** «15 md ».
- **Perm ratio :** rapport des perméabilités « K_c/K_f » : « 1 ».

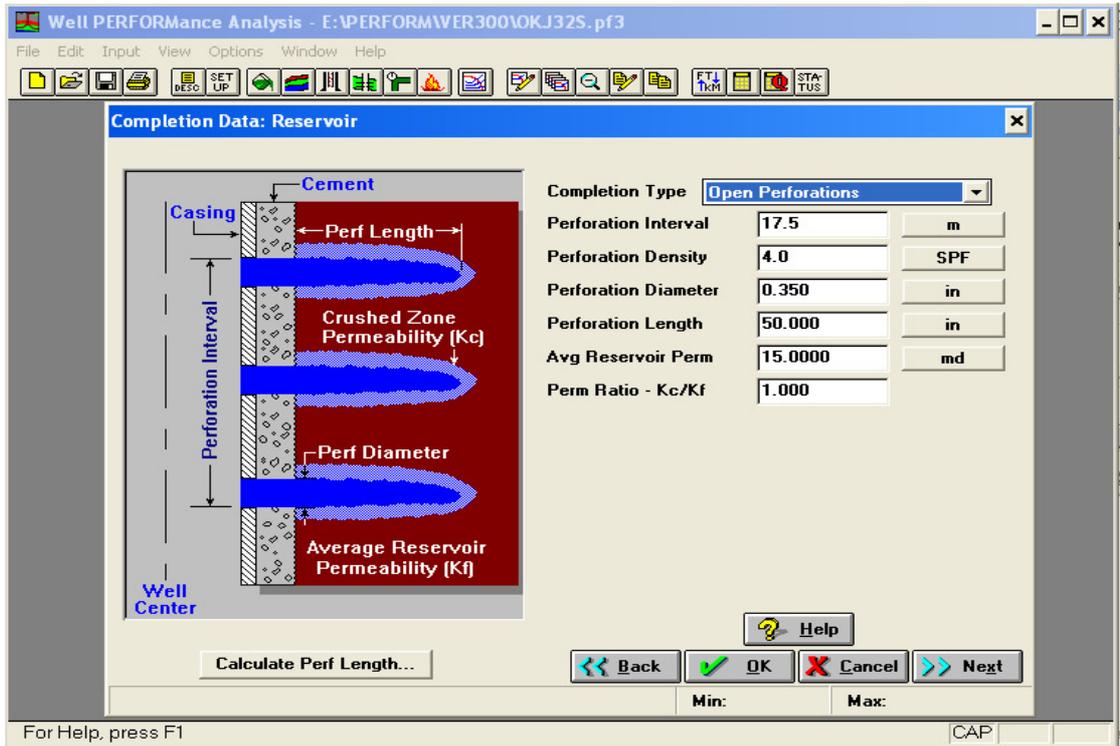


Figure (VI.11): Complétion Data

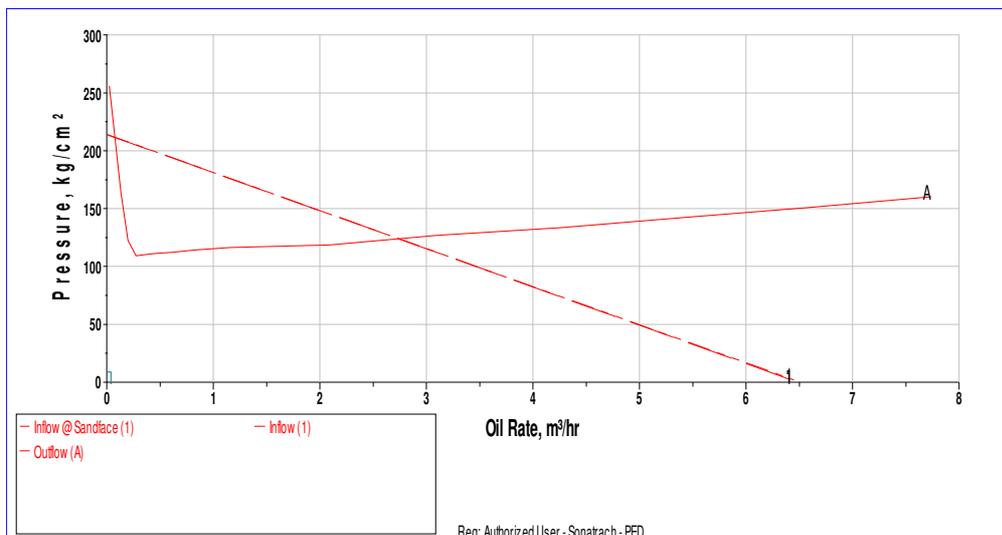


Figure (VI.12): Courbe de Performance puits OKJ 32

Alors le point de fonctionnement est :

$$Q = 2.74 \text{ m}^3/\text{h} \text{ avec une pression de fond } P_{wf} = 121.48 \text{ Kg/cm}^2$$

VI.3.2.1.Détermination du débit optimal de gaz à injecter:

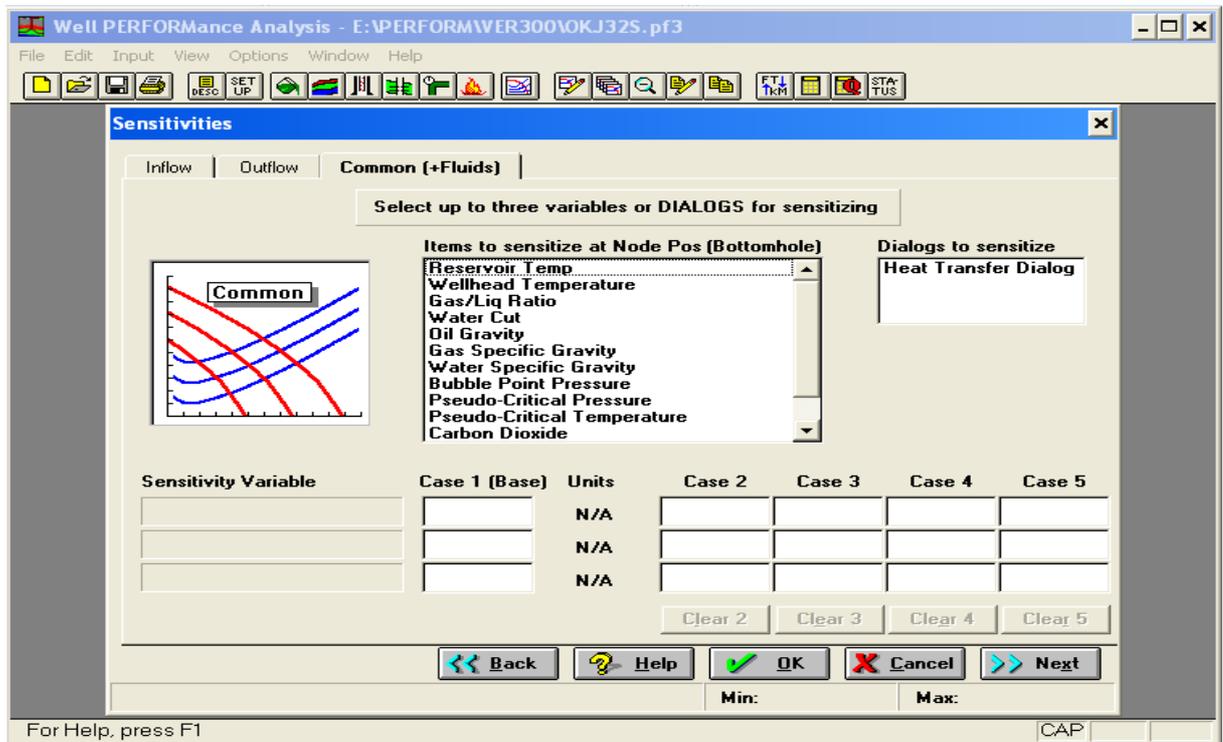


Figure (VI.13): Sensitivities

Le but du gaz-lift c'est de réduire la chute de pression en débit dans le tubing. Pour un débit déterminé, il est difficile d'agir sur le frottement des fluides avec les parois du tubing, alors qu'il est possible de réduire les pertes de charge gravitaires en diminuant la masse spécifique du fluide.

Le fait d'ajouter une quantité de gaz, engendre une augmentation des pertes de charge par frottement, puisque l'injection du gaz revient à augmenter la vitesse de l'effluent. Et d'autre part il fait diminuer la densité de l'effluent et donc réduire les pertes de charge gravitaires. Ces deux effets inverses ont un point optimum qui correspond au $GLR_{optimum}$. Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand, c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible. Ce point est représenté par la figure(VI.14)

La détermination de débit d'injection optimal consiste à varier chaque fois le débit de gaz « **injection rate** » dans la fenêtre « **sensitivities – outflow** » afin d'avoir une courbe « **multisensitivities – outflow** » (comme il est montré sur le graphe ci-dessous), les différents points de fonctionnement pour différents débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté. En effet le point d'injection optimal aura le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré sur la figure suivante.

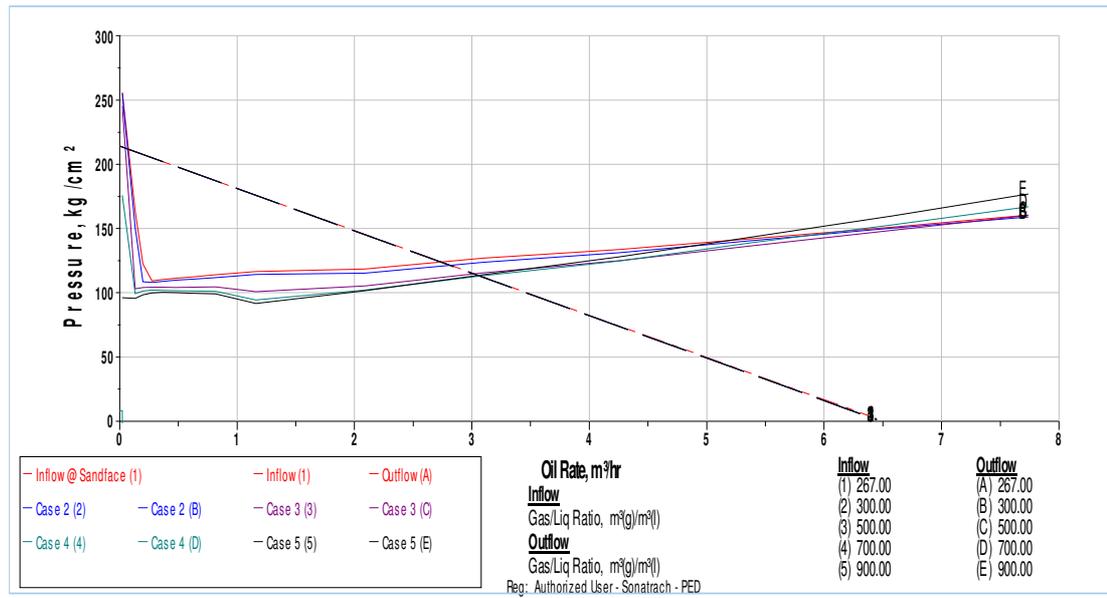


Figure (VI.14): Courbe de performance pour différents débits d'injection de gaz

On va transfère les courbe sur le tableau suivante :

| GLRt | GLRf | GLRinj | GLRinj | Qoil (m3/h) | Q gaz inj (m3/d) | Q gaz inj (m3/h) | Qoil (m3/d) |
|------|------|--------|--------|-------------|------------------|------------------|-------------|
| 267 | 184 | 83 | 83 | 2.74 | 7088.41558 | 295.3506 | 65.7 |
| 300 | 184 | 116 | 116 | 2.81 | 10159.7922 | 423.3246 | 67.44 |
| 400 | 184 | 216 | 216 | 2.94 | 19793.4545 | 824.7272 | 70.56 |
| 500 | 184 | 316 | 316 | 3.02 | 29745.039 | 1239.3766 | 72.48 |
| 600 | 184 | 416 | 416 | 3.05 | 39547.013 | 1647.7922 | 73.2 |
| 700 | 184 | 466 | 466 | 3.07 | 44590.7532 | 1857.9480 | 73.68 |
| 800 | 184 | 516 | 516 | 3.07 | 49375.1688 | 2057.2987 | 73.68 |
| 900 | 184 | 566 | 566 | 3.05 | 53806.754 | 2241.9481 | 73.2 |
| 1000 | 184 | 616 | 616 | 3.03 | 58176 | 2424 | 72.72 |

Tableau (VI.3): Débit liquide en fonction du débit gaz injecté

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté

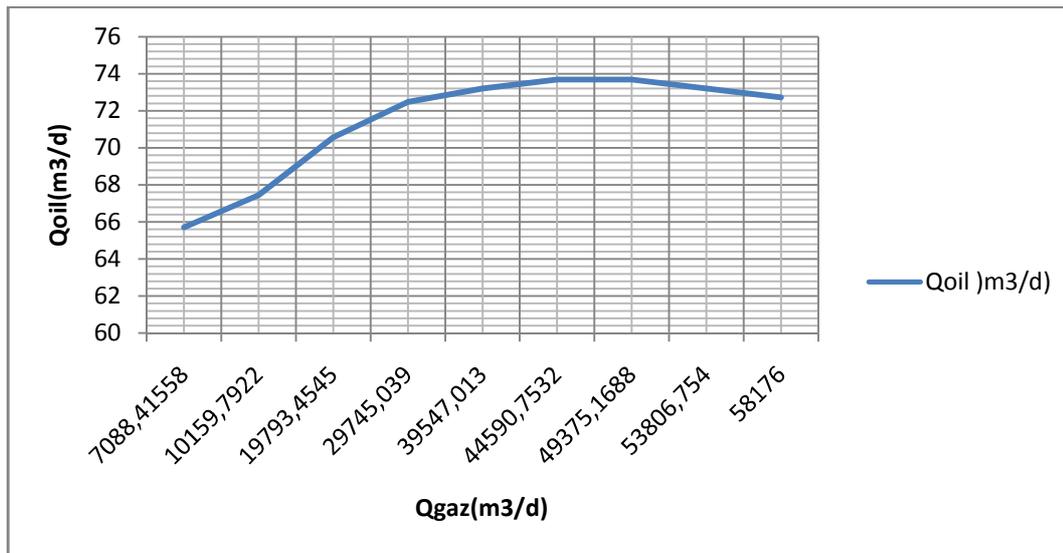


Figure (VI.15): la courbe de Débit d'huile en fonction $Q_{g\ inj}$

Et donc le débit optimal sera : $Q_{g\ optimal} = 49375.1688 \text{ (m3/j)}$

Qui est correspond à un débit d'huile de : $Q_{oil} = 3.07\text{m3/h} = 73.68\text{(m3/j)}$

Dans ce cas la pression de fond devient : $P_{wf} = 112.954 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$

VI.3.2.2. Détermination les point de fonctionnement pour l'ensemble des puits:

VI.3.2.2.1.les points de fonctionnements pour l'ensemble des puits:

En utilise logiciel PERFORM, le points fonctionnement (Q_{oil} , P_{wf}) pour chaque puits sont utilises dans tableau suivant :

| PUITS | Type de complétion | Débit huile(Q_o) (m3/j) | Pression de fond (P_{wf}) (Kg/cm2) |
|---------|--------------------|-----------------------------|--|
| OKN 451 | GLC | 53.86 | 171.43 |
| OKN 641 | GLC | 68.32 | 127.26 |
| OKJ 32 | GLS | 65.76 | 121.48 |
| OKJ 01 | GLC | 40.64 | 145.49 |
| OKN 421 | GLC | 60.66 | 139.12 |
| OKN 721 | GLS | 50.28 | 162.38 |
| OKN 312 | GLS | 47.63 | 169.10 |
| OKN 33 | GLS | 38.22 | 152.23 |

Tableau (IV.4): les points de fonctionnements pour l'ensemble des puits

VI.3.2.2.2. La déference le débit d'huile après et avant l'optimisation:

Le tableau suivant représente les débits avant et après l'optimisation de chaque puits et le gain

| Puits | Qo (avant l'optimisation m3/j) | Qo (après l'optimisation m3/j) | Gain (ΔQ) m3/j |
|--------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| OKJ 451 | 56.33 | 81.96 | 25.63 |
| OKN 641 | 64.51 | 89.10 | 24.59 |
| Ok J 32 | 65.76 | 73.68 | 7.92 |
| OKJ 01 | 35.24 | 45.2 | 9.96 |
| OKN 421 | 46.66 | 54.83 | 8.17 |
| OKN 721 | 109 | 142.3 | 33.3 |
| OKN 312 | 70 | 103.76 | 33.76 |
| OKN33 | 41.28 | 97.32 | 56.04 |
| Total | 488.78 | 688.15 | 199.37 |

Tableau (VI.5): La déference le débit d'huile après et avant l'optimisation

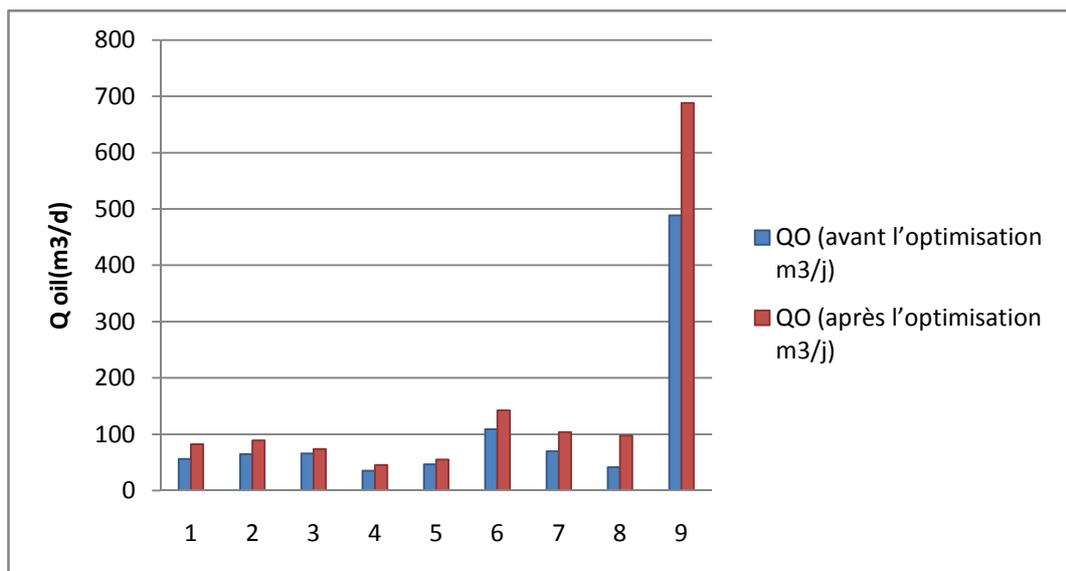


Figure (VI.16): Comparaison entre le débit d'huile produite avant et après l'optimisation.

VI.4. Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift:

La production optimale d'un puits équipé en gaz lift est susceptible de s'affecter par certains nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production est généralement une chute de celle-ci.

Parmi les paramètres les plus sensibles à HBK on peut citer :

- 1) l'influence du diamètre extérieur de concentrique.

- 2) l'influence de water cut.
- 3) l'influence de profondeur de concentrique.

VI.4.1.L'influence du diamètre extérieur de concentrique:

A HBK le problème de variations le diamètre extérieur de concentrique et enregistrer le débit d'huile correspond à chaque diamètre à fin de construire une courbe qui nous permet d'évaluer l'influence de réduction de diamètre extérieur de concentrique sur la production. Le graphe suivant montre l'influence d'OD de concentrique sur la production.

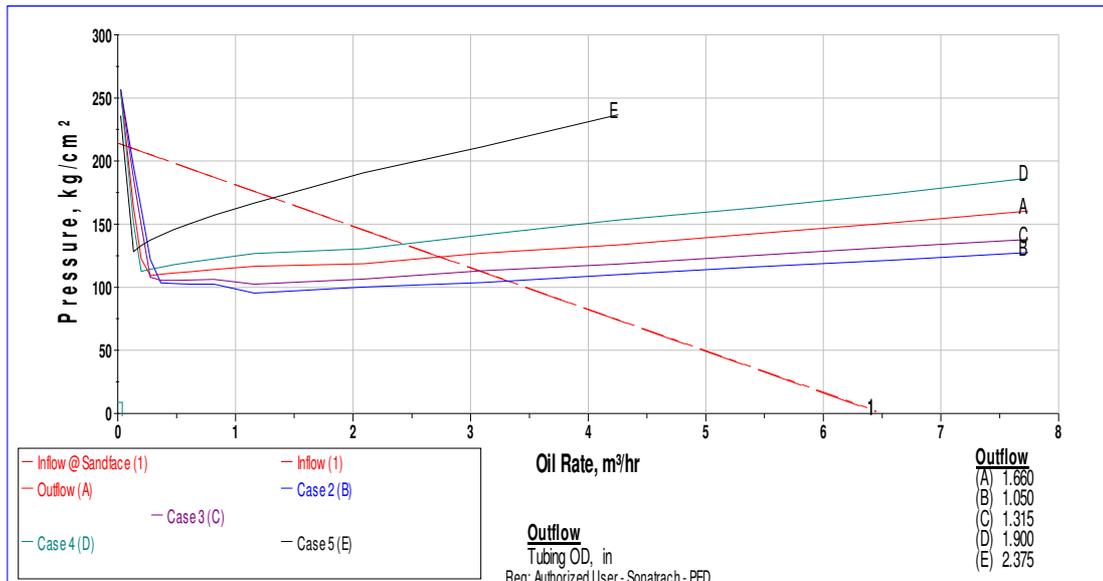


Figure (VI.17):l'influence du diamètre extérieur de concentrique

VI.4.2.l'influence de water cut:

A HBK le problème de dépôts de sel est très répandu surtout pour les puits qui possèdent un WC important, dans ce cas les dépôts de sel au niveau des tubings fait réduire leurs diamètres intérieurs, ce qui affecte par suite la production.

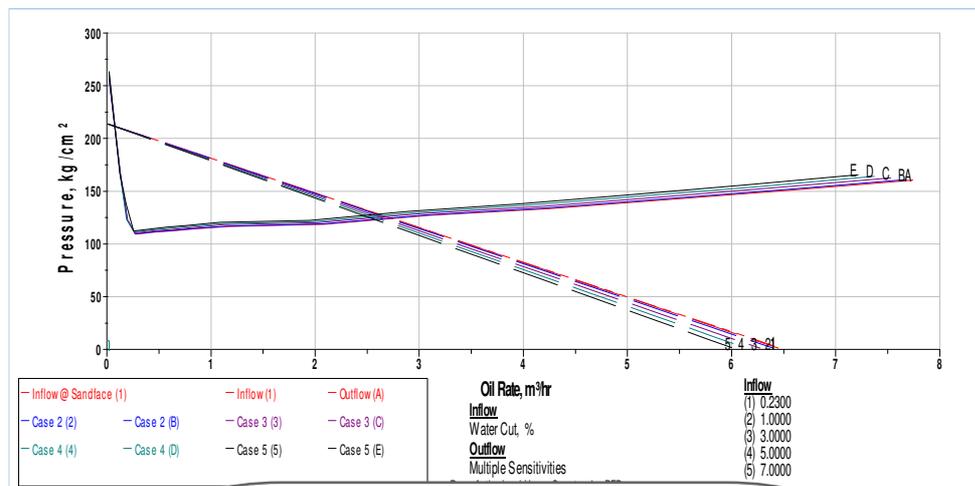


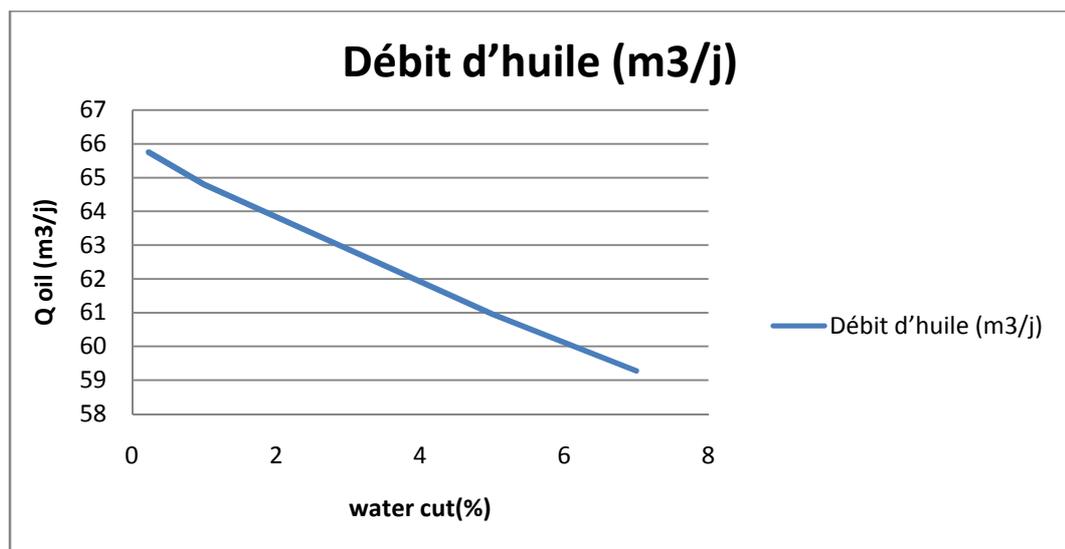
Figure (VI.18): l'influence de water cut

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

| Water cut (%) | Débit d'huile (m3/j) |
|---------------|----------------------|
| 0.23 | 65.76 |
| 1 | 64.8 |
| 3 | 62.88 |
| 5 | 60.96 |
| 7 | 59.28 |

Tableau (VI.6): L'influence de water cut

Ces résultats sont schématisés sous forme d'une courbe comme suite :



Figure(VI.19):la courbe de water cut en fonction Qoil

D'après le graphique on remarque qu'une augmentation de WC fait chuter la production. Ce résultat montre une grande influence de WC sur la production.

VI.4.3.L'influence de profondeur de concentrique:

| La profondeur de concentrique | Débit d'huile (m ³ /ani) |
|-------------------------------|-------------------------------------|
| 2000 | 23126.4 |
| 2300 | 23476.8 |
| 2600 | 23652 |
| 2800 | 24002.4 |
| 3000 | 24352.8 |

Tableau (VI.7): L'influence de profondeur de concentrique

Ces résultats sont schématisés sous forme d'une courbe comme suite :

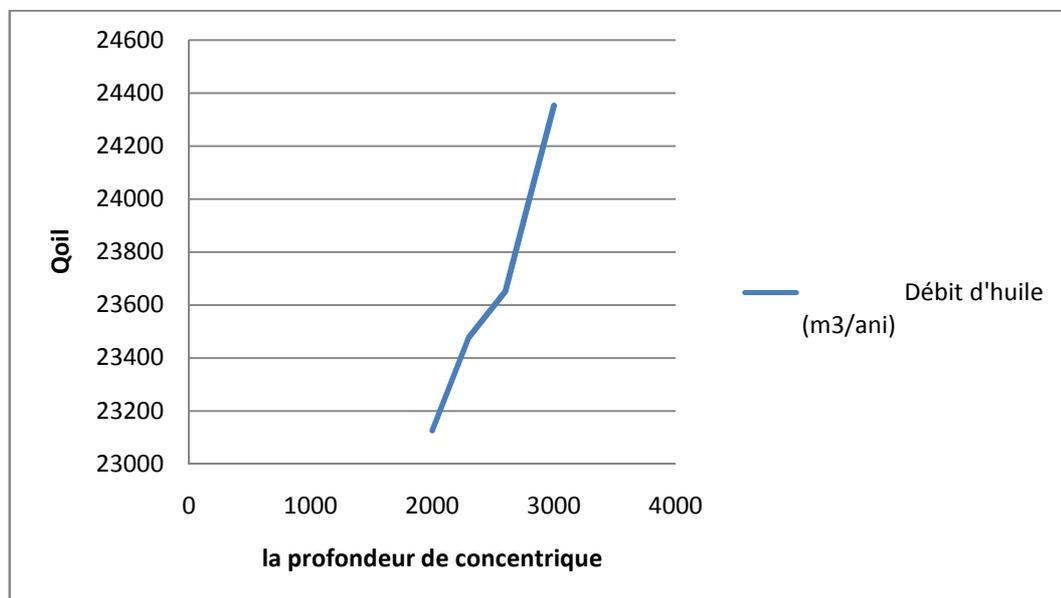


Figure (VI.20): la courbe de profondeur de concentrique en fonction Qoil

Le graphe suivant montre l'influence de la profondeur de concentrique sur la production.

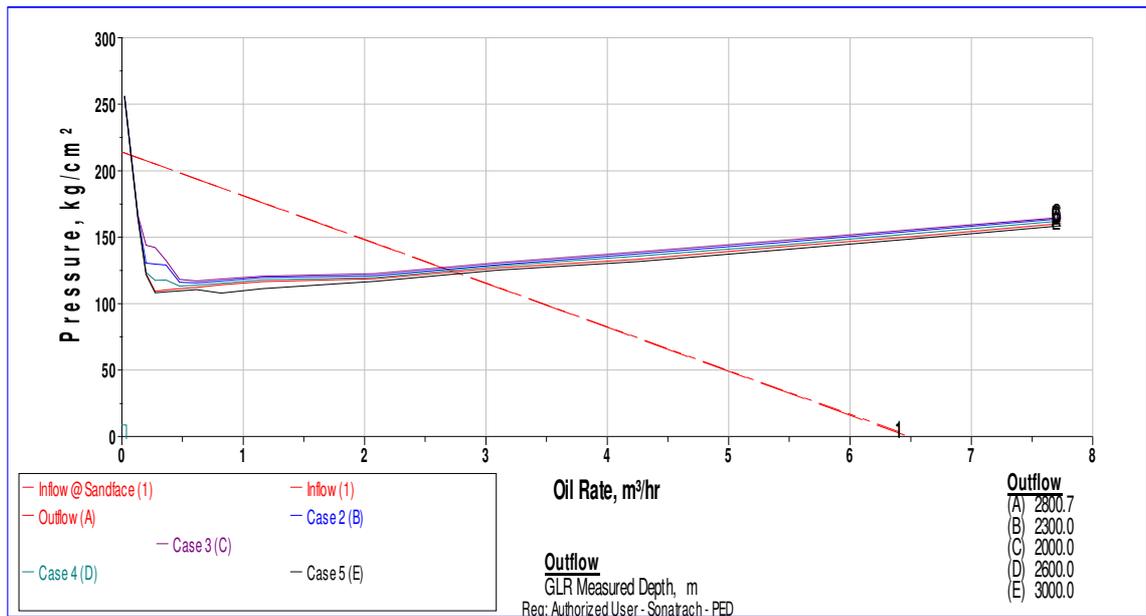


Figure (VI.21): L'influence de profondeur de concentrique

VI.5. L'étude économique:

Ce projet nécessite :

- 1) Un réseau de collecte.
- 2) Equipement de surface du puits.
- 3) Equipement de fond du puits.

VI.5.1. Coût de réalisation de réseau de collecte :

| Operation | Quantité | Prix unitaire (DA) | Prix total (DA) |
|-------------------------------------|----------|--------------------|-----------------|
| Soudage ϕ 3'' (joint) | 20 | 8 800 | 176 |
| Soudage ϕ 6'' (joint) | 24 | 10 600 | 259.7 |
| Contrôle avec Rx ϕ 3'' (joint) | 20 | 3 300 | 66 |
| Contrôle avec Rx ϕ 6'' (joint) | 24 | 3 300 | 80.85 |
| Essai hydrostatique ϕ 3'' (mL) | 20 | 360 | 720 |
| Essai hydrostatique ϕ 6'' (mL) | 25 | 370 | 925 |
| Raccordement ϕ 3'' (joint) | 3 | 23 500 | 70.5 |
| Raccordement ϕ 6'' (joint) | 2 | 30 000 | 45.75 |

| | | | |
|--|-----|---------|----------|
| Croissement de pipe (unité) | 1 | 236 000 | 326 |
| Apport et pose lit de sable (mL) | 450 | 800 | 3600 |
| Préfabrication et montage (T) | 4 | 153 673 | 12991.5 |
| Autre (Topographie Transport tube, Traversé piste ou route.....) | | | 50699.75 |

Tableau (VI.8): Coût de réalisation de réseau de collecte

VI.5.2.Les équipements de surface :

| Outils | quantité | Prix unitaire (DA) | Prix total (DA) |
|--------------------------------|----------|--------------------|-----------------|
| Vanne à boisseau sphérique 3'' | 2 | 22 723 | 45446 |
| Vanne à boisseau sphérique 2'' | 1 | 19 726 | 19726 |
| Vanne de dusage 3'' | 1 | 35 000 | 35000 |
| Robinet ½'' | 2 | 3 390 | 6780 |
| Robinet ¾'' | 2 | 3 900 | 7800 |
| TE réduction 6''x3'' | 1 | 266 | 266 |
| TE réduction 3''x2'' | 1 | 309 | 309 |
| Coude 90° | 4 | 498 | 1992 |
| Coude 45° | 5 | 334 | 1670 |
| Réduction concentrique | 1 | 257 | 257 |
| Bride 3'' | 8 | 397 | 3176 |
| Bride 2'' | 2 | 302 | 604 |
| Joint insolent 3'' | 1 | 1 898 | 1898 |
| Bossage fileté ½'' | 3 | 158 | 474 |
| Bossage fileté ¾'' | 1 | 158 | 158 |
| Mamelon | 3 | 365 | 1095 |
| Tige fileté | 80 | 94 | 7520 |
| Joint Tore R 21 | 9 | 78 | 702 |
| Joint Tore R 24 | 3 | 71 | 213 |
| Manomètre | 3 | 3 213 | 9639 |
| Thermomètre | 1 | 3 213 | 3213 |

| | | | |
|----------|------|-------|---------|
| Pipe 3'' | 2000 | 1 392 | 2784000 |
| Pipe 6'' | 2500 | 3 800 | 9500000 |

Tableau (VI.9): Les équipements de surface

VI.5.3. Les équipements de fond :

| | | | |
|-------------------------|--|--|----------|
| Les équipements de fond | | | 4707.629 |
|-------------------------|--|--|----------|

Tableau (VI.10): Les équipements de fond

VI.5.4. Montant total du projet :

| | Coût estimatif (DA) | observation |
|-----------------------|---------------------|---------------------|
| Réseau de collecte | 69961.3 | Pipe et réalisation |
| Equipement de surface | 12431938 | |
| Equipement de fond | 4707.629 | |
| Reprise des puits | 435.285 | SNUBBING |
| Total | 12507042 | |

Tableau (VI.11): Montant total du projet

Donc le coût total du projet est de 12 507 042 DA.

VI.5.5. Calcul du POT (délai de récupération) :

La production avant l'optimisation 65.76 (m3/d) et après l'optimisation 73.68 (m3/d)

C'est-à-dire le gain 7.92(m3/d)=49.811(baril/d)

- ✓ Le coût du baril de pétrole en dollars : 110 \$, et 1\$=80.1401DA c'est-à-dire : 8815,411DA (Le 25/05/2013).

$$POT = \frac{12507042}{49.811 * 8815.411} \approx 28 J$$

Donc, après 28 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

Conclusion

Le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression d'hydrostatique, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

Dans notre étude on a étudié quelques paramètres influents sur l'optimisation de gaz lift pour cela on a utilisé le logiciel PERFORM pour améliorer la performance des puits, parmi les paramètres étudiés des valeurs de gaz injectés, diamètre extérieur de concentrique, et la profondeur. Ajoutez cela les corrélations d'inflow et outflow qui sont compatibles avec notre puits étudié OKJ32, et on a trouvé les résultats optimaux suivants :

Le débit optimal de gaz injecté : $Q_{\text{goptimal}} = 49375.1688 \text{ (m}^3/\text{j)}$. il correspond à un débit d'huile de : $Q_{\text{oil}} = 73.68 \text{ (m}^3/\text{j)}$ pour un débit initial $Q_{\text{oil}} = 65.76 \text{ m}^3/\text{j}$.

La profondeur optimale de concentrique = 3000m qui correspond à un débit d'huile de: $67.64 \text{ m}^3/\text{j}$.

Le diamètre extérieur optimal de concentrique = 1.660 pouce

Donc parmi les paramètres précédents on remarque que le débit optimal de gaz injecté est le plus intéressant et la corrélation de HAGEDORN & BROWN (outflow) et l'équation de VOGEL sont les plus compatibles avec le puits OKJ 32.

En concernant l'étude économique, après 28 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

D'après l'étude qu'on a faite sur des puits dans le champ de Haoud Berkaoui on recommande les étudiants qui vont rechercher dans l'optimisation d'injection de gaz lift d'étudier l'influence de la pression en tête depuis la pression de gaz à injecter, l'indice de productivité (IP) et l'effet skin(S) sur l'optimisation d'injection de gaz lift dans le champ de Haoud Berkaoui.

Bibliographie

- [1] Bammara Mohamed SH DP chef service technique de puits, particulier du gaz-lift à HBK, JST3/332 (RAPPORT).
 - [2] Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
 - [3] Mémoire fin d'étude "Optimisation De gaz lift" « HRM » MERADJI. F et BOUAFIA. B année 2008(MASTER).
 - [4] Halliburton - Petroleum Well Construction, Michae Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
 - [5] The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, Pennwellbooks publishing company 1977.
 - [6] Equipements de puits éruptif (IAP).
 - [7] Gaz lift équipement (BOTIL)
 - [8] Recuperation assistée par gas-lift (Serpro).
 - [9] Gaz lift optimisation design (IFP).
 - [10] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
 - [11] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
 - [12] Well and surface production artificial lift and flow optimisation (part2/2) volume (1/2) course & exercises (IFP).
 - [13] API gaz lift manual Book 6 of the Vocational Training Series Third Edition, 1994.
-

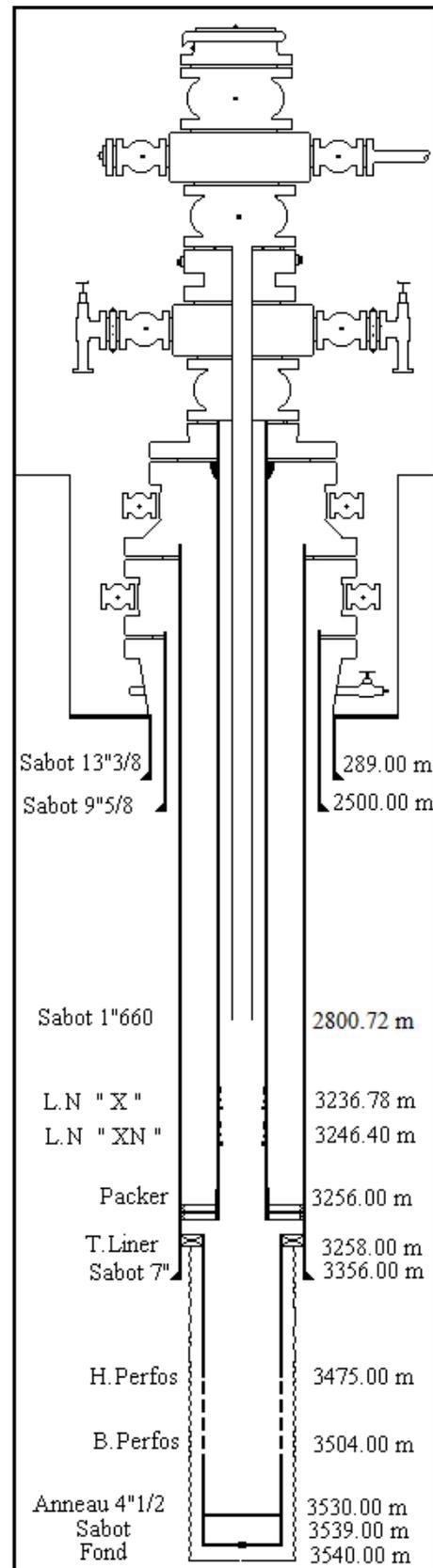
Annexe (1)

Comparaison des modes d'activation

| | Gaz lift | Gaz lift intermittent | ESP (pompe électrique) | Pompe à tiges | Pompe progressive |
|---|--|--|--|---|---|
| Transport de l'énergie vers le fond | Par gaz à haute pression | Par gaz à haute pression | Câble électrique | Tiges avec mouvement vertical | Tiges en rotation |
| Transmission de l'énergie au le fluide produit | Mélange de gaz au fluide pour alléger la colonne | Bouchons de gaz placés sous la colonne de fluide et effet piston | Moteur électrique puis pompe centrifuge | Pompe avec déplacement longitudinal | Pompe en rotation et cavité progressant |
| Profondeur | Bonne pour les réservoirs profonds si du gaz haute pression est disponible | Réservoirs profonds possibles | Moyenne à profonde | Moyenne à profonde | Moyenne à profonde |
| Simple | OUI | NON | OUI | OUI | OUI |
| Complétion multiple | Oui mais limitée | OUI | NON (sauf 'Y' tool) | OUI | NON |
| Volume maximum | Très élevée, dépend de la taille du tubing | Faible à cause de la déplétion du réservoir. | Elevé si le casing est suffisamment gros pour recevoir la pompe. | Faible à moyen, entre 1000 et 2000 bpj | Faible à moyen, entre 1000 et 2000 bpj |
| GLR maximum | Très haut | haut | Faible excepté pour les pompes di phasiques | Faible car le rendement est réduit par le gaz | Faible car le rendement est réduit par le gaz |
| Pression minimum en débit | Faible avec une limite vers 0.12 PSI/ft de gradient dans le tubing | Très basse | Basse: dépend du nombre d'étages de la pompe | Très basse | Basse |
| Température maximum | élevée | Elevée | Moyenne, environ 100CC | Très élevée | Moyenne, environ 90°C |
| corrosion | Acceptable | Acceptable | Acceptable | Bon | Bon |

| | | | | | |
|--------------------------|--|--|---|---|---|
| | | | | comportement avec alliages spéciaux | comportement |
| Supervision | Facile | qualifié | normale | normale | Normale |
| Diagnostic | Difficulté moyenne | Difficile | difficile | Analyse facile | Difficulté moyenne |
| Réparation | Facile pour les vannes récupérables au câble | Facile pour les vannes récupérables au câble | Très difficile, nécessité de remonter la complétion | Très difficile, nécessité de remonter la complétion | Très difficile, nécessité de remonter la complétion |
| Coûts opératoires | Faibles si du gaz HP est disponible | Faibles si du gaz HP est disponible | Elevés | Faibles ou moyens | moyens |

Annexe (2)



| | | |
|---|---|---------------|
|  | S O N A T R A C H | OKJ 32 |
| | Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO | |

| E Q U I P E M E N T D E S U R F A C E | | | | | |
|---------------------------------------|-----------|------------|-----------------|----------|-----------|
| Designation | Const. | Type | Dimension | Obs | |
| Top cap | CIW | T.Craver | 3" x 5000 | | |
| Vanne de curage | CIW | FL | 3" x 5000 | | |
| Croix | CIW | FL | 3" x 2" x 5000 | | |
| Vanne maitresse | CIW | FL | 3" x 5000 | | |
| Suspension | FMC | OCT | 3" x 3" x 5000 | | |
| Croix | CIW | FL | 3" x 3" x 5000 | | |
| Vanne maitresse | CIW | FL | 3" x 5000 | | |
| Adapteur | CIW | FL | 6" x 3" x 5000 | | |
| Tbg Head | CIW | . | 10" x 6" x 5000 | | |
| 02 Vannes annulaires | CIW | FL | 2" x 5000 | | |
| E Q U I P E M E N T D E F O N D | | | | | |
| Designation | Const. | Type | Long (m) | C/sond-m | C/ SPE- m |
| HTR Tbg Head | | | 7.42 | 7.42 | |
| Olive / suspension 3"1/2 EU | CIW | FBB | 0.20 | 7.62 | |
| Réd 3"1/2 EU x Vam | ~~ | ~~ | 0.14 | 7.76 | |
| 2 Tbg 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 18.54 | 26.30 | |
| Pup joint 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 2.00 | 28.30 | |
| 341 tbg 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 3,208.16 | 3,236.46 | |
| L.nipple 3"1/2 | OTIS | X | 0.32 | 3,236.78 | |
| 1 tbg 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 9.27 | 3,246.05 | |
| L.nipple 3"1/2 | OTIS | XN | 0.35 | 3,246.40 | |
| 1 tbg 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 8.22 | 3,254.62 | |
| Manchon 3"1/2 Vam | Vallourec | N80-9,20# | 0.16 | 3,254.78 | |
| Réd 4"1/2 x 3"1/2 | ~~ | ~~ | 0.22 | 3,255.00 | |
| Pup joint 4"1/2 Vam | Vallourec | N80-12,60# | 0.22 | 3,255.22 | |
| Anchor seal | BAKER | 82FA47 | 0.20 | 3,255.42 | |
| Packer de production | BAKER | 83FA47 | 0.30 | 3,256.00 | |

| C O N C E N T R I Q U E | | | | | |
|-------------------------|-----------|-------|------------|----------|-----------|
| Désignation | Const. | Type | Long (m) | C/sond-m | C/ SPE- m |
| HTR | ~~ | ~~ | 5.55 | | |
| Olive de suspension | FMC | 1"660 | 0.08 | 5.63 | |
| Mamelon | ~~ | 1"660 | 0.16 | 5.79 | |
| 298 Joints 1"660 HG | Vallourec | 2,40# | 2794.73 | 2800.52 | |
| Expandable 1"660 HG | ~~ | 1"660 | 0.2 | 2800.72 | |

| PERFORATIONS - (m) | | | | |
|----------------------|----------|---|--------------|----------------|
| DU | | | | |
| 14-10-1987 | 3,475.00 | @ | 3,479.00 | 4.00 m |
| avec | 3,481.00 | @ | 3,485.00 | 4.00 m |
| Enerjet 2"1/8 | 3,491.00 | @ | 3,494.00 | 3.00 m |
| & à 4 SPF | 3,496.00 | @ | 3,498.50 | 2.50 m |
| | 3,500.00 | @ | 3,504.00 | 4.00 m |
| | | | total | 17.50 m |