

N° d'ordre :

N° de série :

# UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



**Faculte des Sciences et Technologie  
et des Sciences de la Matière  
Département Hydrocarbures et de  
Chimie**



**Mémoire de Fin d'Etude**  
Pour l'optenution de diplôme de MESTER  
Option: Production et technique de puits

Presenté par :

**CHAIB LAID**

**BEN KHEDDA IDRIS**

**BELMAABEDI ABDERRAOUF**

## Thème

***Injection de gaz-lift  
Dans le champ hassi Messaoud  
Etude de cas***

Soutenu le **23/06/2013**

Devant le jury composé de :

M	HELAL.Y	Maitre assistant	UKM Ouargla	Président
M	ABASS.H	Maitre assistant (B)	UKM Ouargla	Examineur
Mem	Rezaiguia yamina	Maitre Assistant (A)	UKM Ouargla	Encadreur

Année Universitaire : 2012 /2013

# Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre Encadreur

Mme: Rezaiguia yamina

Pour avoir accepté de suivre cette étude.

Nous tiendrons également à remercier M<sup>r</sup>: Aziz et Abd  
Essatar

En particulier le personnels de la direction EP.

Je tiendrons aussi à remercier tous les Person en aide en cette  
travail

Enfin, nous ne pouvons pas mentionner tous ceux qui ont  
contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous  
ceux qui nous ont aidé d'un

Simple encouragement trouvent ici l'expression de notre

Reconnaissance la plus sincère.

**Laid .Idris. Abderraouf**

# Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères houcaein, Saïd, zaineb

À toutes mes sœurs et à tous les membres de ma famille

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

Adel .Rahim. Khaled .hamza.salah,ejimoai,lakhdar,tofik,

**A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à**

Idris ben khedda ,abdarraouf belmaabedi

*Chaïb Saïd*

# Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères  
Saleh, Mohamed, Lakhdar, Fatima, Nourredine, Khayra,  
Messouda, khadra, hakko, kanza

À toutes mes sœurs et à tous les membres de ma famille

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

**AZZEDINE, YAZID, OUSSAMA, ORABI, HALIM, FATEH**

**A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à**

**CHAIB LAID. IDRIS BEN KHEDDA**

*Abderraouf Belmaabedi*

# Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères ;

KAMEL ET YACIN ET MON PETIT FRERE LOTFI

À toutes mes sœurs et à tous les membres de ma famille

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

**YAZID ,HAMZA**

**A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à**

**CHAIB LAID, ABDARRAOUF BELMAABEDI**

**IDRIS BEN KHEDDA**

# SOMMAIRE

Remerciement	
Dédicaces	
Liste de figure	
Liste de tableaux	
Introduction Générale .....	1
<b>CHAPITRE I</b>	<b>GENIRALITE SUR LE GAZ-LIFT</b>
I.1 Introduction .....	2
I.2. Objectif Gaz Lift.....	3
I.3. Procédés d'activation.....	4
I.4. Principes du gaz-lift et applications.....	4
I.5. Types de gaz-lift.....	6
I.5.1. Selon Le Mode D'injection.....	6
I.5.2 En fonction du type de complétion .....	8
I.5.3. En fonction du circuit d'injection en surface.....	12
I.6. Les Principaux Paramètres Du Gaz-Lift.....	13
I.7. Caractéristiques de gaz lift.....	14
I.8. Avantages Et Limites Du Gaz-Lift.....	14
I.9. Démarrage du puits .....	15
I.10. Les Systèmes De Gaz-Lift Particuliers.....	17
<b>CHAPITRE II</b>	<b>EQUIPEMENT DE GAS LIFT</b>
II.1.Equipements de surface .....	18
II.2.Les Equipements de fond du gaz-lift.....	19
II.2.1Les mandrins.....	19
II.2.2 Les vannes de gaz lift .....	21
II.2.3. Types des vannes de gaz lift.....	22
<b>CHAPITRE III</b>	<b>ANALYSE NODALE</b>
III.1. Objectif de l'analyse nodale.....	25
III.2.Application de l'analyse nodale.....	25
III.3.Procédure de travail avec pipesim.....	25

III.4. Introduction Aux Pertes De Charge.....	26
III.5. Performances du réservoir (inflow performance Relationship(IPR) .....	29
III. 5.1. Indice de productivité.....	29
III.5.2. Méthode généralisée pour estimer la productivité d'un réservoir ( Méthode de Vogel) .....	29
III.6. Performances Du Puits (Outflow Performances).....	30
IV.7. L'utilité des corrélations :.....	31
III.8. Différente Type De Corrélation.....	31
III.9.Présentation Au Pipesim.....	31
III.9.1.Application du logiciel PIPESIM : .....	32
III.9.2.Les Etapes Du Travail : .....	32
<b>CHAPITRE IV</b>	<b>RESULTAT ET INTERPRETATION</b>
IV.1. Application de technique de l'injection par gaz lift au niveau du puits OMJ6. ....	34
IV.1.1.Données De Puits.....	34
IV.1.1.1. Complétion.....	34
IV.1.1.2. Résultats du Jaugeage .....	35
IV.1-1.3. Données de PVT .....	35
IV.1-2. Analyse du système naturel de production .....	36
IV.1-2.1. sans gaz lift .....	36
IV.1-2.2. Optimisation du gaz lift (cas avec injection gaz lift) .....	37
IV.1-2.3. Détermination du débit optimal de gaz à injecter .....	38
IV.1-2.4. Les résultats optimisés pour puits OMJ 60 .....	40
IV.2. Etude du puits md 13.....	40
IV.2 1.Données Des Puits.....	41
IV.2.2. Détermination du GOR optimal que ça donne un bon débit de liquide.....	41
Conclusion	
Recommandation	
Bibliographique	
Annexe	

## LISTE DES FIGURES

Figure I.1 Principes de gaz lift .....	5
Figure I.2: gas- lift continu .....	7
Figure I.3: Intermittent Gas Lift Performance.....	8
Figure I.4: complétion Gaz Lift Direct.....	9
Figure I.5: Dessin Tubing concentrique.....	10
Figure I.6: Dessin production dans la casing.....	10
Figure I.7: complétion Gaz-lif double parallèle.....	12
Figure I.8: complétion Gaz-lift double.....	12
Figure I.9: démarrage de puits.....	16
Figure II.1: Équipement de surface.....	18
Figure II.2: Les mandrins.....	19
Figure II.3: Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels).....	20
Figure II.4: problème sur la vanne .....	20
Figure II.5: Les vannes de gaz lift .....	21
Figure II.6: vanne CO (casing operated).....	22
Figure II.7 : vannes opérées par le tubing.....	23
Figure III.1 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	26
Figure III.2 : gradient de pression .....	27
Figure III.3 : évolution de pression .....	28
Figure III.4: Référence Vogel IPR.....	30
Figure IV.1: injection Gaz-lift inverse par concentrique .....	36
Figure IV.2 : Courbe d'IPR/VLP .....	37
Figure IV.3: Courbe d'IPR/VLP .....	38
Figure IV.4: Débit liquide en fonction de débit gaz injecté .....	39
Figure IV.5 : débit d'huile en fonction de GOR.....	43

## **LISTE des TABLEAUX**

Tableau IV. 1 : La complétion de puits OMJ 60.....	34
Tableau IV.2.donnes de réservoir .....	35
Tableau IV.3. Donnes de PVT.....	35
Tableau IV.4: Débit liquide en fonction de débit gaz injecté. ....	39
Tableau IV.5: les résultats optimisation .....	40
Tableau IV.6: La complétion de puits MD 13.....	41
Tableau IV.7 : présente les différents d'injection de gaz lift .....	42

**Résumé :** L'objectif d'une activation par gaz-lift est de réduire la pression fond en écoulement (bottom hole flowing pressure) du réservoir, 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 optimum (GLRt =total Gas Liquid Ratio). Le GLTt optimal est le ratio entre le volume optimum de gaz (Injecté + produit) et le liquide produit. Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique); rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface.

**Mots clés :** pression, gaz, injecté, produit, optimum, quantité.

**ملخص:** الهدف من التفعيل بالغاز هو التخفيف من ضغط حفرة القاع لخزان البئر و المبدأ هو حقن الغاز لتخفيف الضغط الذي يتواجد فيه السائل في الأنبوب العمودي ,والغرض هنا هو إضافة طاقة لمساعدة أسفل عمق الخزان لإنتاج السائل الذي يحتويه الخزان إلى غاية الوصول إلى النقطة التي ينفصل فيها الغاز و الماء والبتروول عن بعضهم , كمية الغاز المحقون يجب أن لا تتجاوز حد معين لأنه عندما تتجاوز الحد المعين تتناقص فعالية الغاز و تنقص إنتاجية السوائل وبهذا نسميه نسبة الغاز المحقون على نسبة السائل المنتج GLRT و GLTT هي النسبة المثلى بين حجم الغاز الأمثل (المحقونة +المنتج) والسائل المنتج . إرجاع طاقة الخزان كافية لرفع سوائل الخزان من خلال التقليل من كثافة السوائل المنتجة وبالتالي تقليل وزنهم (وزن العمود الهيدروستاتيكي) ورفع السوائل إلى غاية المنشآت السطحية.

**الكلمات الدالة:** ضغط , حفرة القاع, السوائل, كمية الغاز, الحقن

**Summary:** The purpose of activation gas lift is to reduce the pressure bottom flow (bottom hole flowing pressure) tank, The idea is to inject gas as far as possible to lighten the column of fluid in the tubing, This is similar to adding a power down hole to help the well to produce the effluent of well and this until separator, The amount of gas injected should not exceed a Limit beyond which its decreased effectiveness. We talk about optimum GLRt, (GLRt = Total Gas Liquid Ratio), The optimal GLTt is the ratio between the maximum volume of gas (Injected + product) and the product liquid. The injected gas reduces the density of the produced fluids thereby reducing their weight (weight of the hydrostatic column), making energy sufficient to raise the reservoir fluids to the surface.

**Key words :** pressure ,Tank, optimum, injected gas.

# Introduction générale

### INTRODUCTION GENERAL:

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

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gaz-lift du réservoir est trop faible pour que le puits soit éruptif vu la disponibilité du gaz en quantités dans la région (hassi messaoud).

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 de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau .....).

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit et d'étudier l'influence des paramètres en utilisant le logiciel « PIPESIM » pour des puits choisis (OMJ60, MD13).

Notre mémoire est divisé en quatre chapitres comme suit :

Le première chapitre est consacré a la généralité sur le gaz lift, l'Equipment de gaz lift est exposée dans le deuxième chapitre le troisième chapitre présente l'analyse nodale, le quatrième chapitre donne les résultats obtenus par les calcules et interprétés.

# Chapitre I :

## Généralité sur LE Gas-lift

**I.1 Introduction:**

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

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

Le gaz peut être injecté en continu ou par bouchons à fort débit. Cette dernière méthode appelée 'gaz-lift' intermittent est particulièrement adaptée aux réservoirs fortement déplétés ou à faible productivité.

Le gaz-lift est utilisé pour :

- augmenter la production des puits éruptifs,
- produire des puits qui ne produisent pas naturellement,
- Démarrer des puits morts (kick off dead wells),

**I.1.1.Puits Eruptifs:**

On appelle puits éruptif un puits débitant en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure.

La condition pour qu'un puits soit éruptif est que la pression statique de la couche productrice (ou pression de gisement =  $P_G$ ) soit supérieure à la contre-pression exercée sur cette couche par la colonne de fluide présente dans le puits.

Il faut donc que :

$$P_G > 0,098 H d \dots\dots\dots (I.1)$$

Avec :

H : profondeur du puits en mètres .

d : densité du fluide.

$P_G$ : pression de gisement en bars.

Nous aurons donc , pour un puits éruptif , ce puits étant fermé en tête :

$$P_G = 0,098 H d + p_1 \dots\dots\dots (I.2)$$

Ou : 
$$P_G - 0,098 H d = p_1 \dots\dots\dots (I.3)$$

Avec :  $P_1$  = pression en tête de tubing.

Ce puits aura un débit éruptif maximal d'autant plus important que

$P_G - 0,098 H d$  et donc  $P_1$  sera plus élevé.

La valeur de  $P_G - 0,098 H d$  sera d'autant plus élevée que :  $P_G$  sera plus élevé, H sera plus faible, d sera plus faible.

Parmi ces paramètres, les deux sur lesquels on pourra agir sont :

$P_G$  dans le cas de récupération secondaire : réinjection de gaz ou d'eau dans le gisement afin de compenser, dans une certaine mesure, la baisse de pression due à la production.

$d$  : nous verrons plus loin comment.

Si le puits est mis en débit, la relation, précédente devient :

$$P_G = P_1 + 0,098Hd + \underbrace{\text{frottements dans le tubing} + \text{pertes de charge}}$$

Pertes de charge dans le tubing Dans la roche magasin

La pression en tête de tubing, maximale dans la cas du puits fermé, décroît à mesure que le débit croît, au profit des pertes de charge dans le tubing et la roche magasin.

Il est donc nécessaire, afin de conserver à la pression en tête de tubing la valeur la plus élevée possible, de réduire autant que possible ces pertes de charge.

### **I.1.2.Puits Non Eruptifs:**

Un puits n'est pas éruptif lorsque :

$$P_G \leq 0.098 H d \dots \dots \dots (I.4)$$

Ce phénomène se rencontre dans le cas de certains gisements nouveaux qui, dès le début, ont une pression statique faible ; il se rencontre surtout dans le cas de gisements exploités depuis longtemps et dont les puits, éruptifs au départ, ne le sont plus, la pression statique du gisement ayant décliné en fonction de la quantité d'huile produite.

Notons que ce cas, le plus fréquemment rencontré, ne constitue pas une règle générale pour les puits éruptifs : certains puits éruptifs sont toujours alors que la réserve d'huile du gisement est pratiquement épuisée (cas d'un drainage du gisement par l'eau d'un aquifère très actif). [1]

### **I.2. Objectif du Gaz Lift :**

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents.

Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide

jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant. [2]

Elle est réalisée sous forme de deux procédés d'activation:

- Allègement du fluide par le mélange avec du gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production, appelé: Gaz lift.
- Relevé mécanique des fluides par POMPAGE.

### **I.3. Procédés d'activation:**

#### **I.3.1.L'Activation par pompage:**

Une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide (mis en place dans le tubing sans packer d'isolation avec le tubing généralement). Elle relève le brut jusqu'en surface.

Avec:

- ✚ Puits peu profond.
- ✚ Le puits ne doit pas contenir beaucoup de gaz, pour éviter la cavitation de la pompe.
- ✚ Pas de dépôts de sel dans le tubing, pour éviter l'usure du matériel de pompage

#### **I.3.2.L'Activation par gas-lift:**

Parmi les différentes méthodes d'activation, c'est les procédés qui se rapprochent le plus à l'écoulement naturel.

Avec:

- ✚ La disponibilité du gaz.
- ✚ La profondeur importante (3500 m en moyenne).
- ✚ La forte salinité de l'effluent (corrosion des équipements).
- ✚ L'effluent contient beaucoup de gaz. [3]

### **I.4. Principes de gaz lift et Applications:**

#### **I.4.1. Principes:**

C'est la méthode d'activation la plus utilisée à travers le monde, qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible, et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique); rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter

les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire. [4]

Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

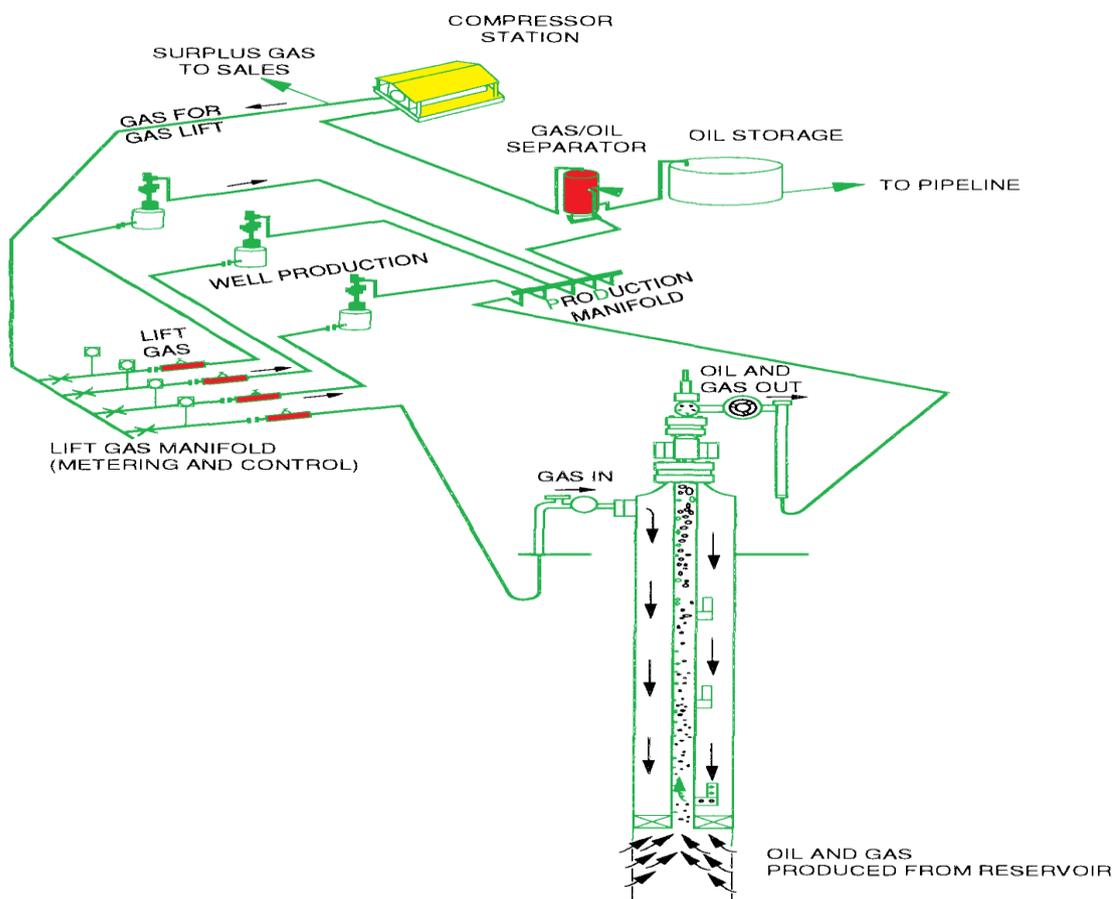


Figure. I.1 Principes de gaz lift

**I.4.2. Applications du gaz-lift:**

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation. [4]

- **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. [4]
- **Les puits à eau :** Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. 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*). [4]
- **Démarrage des puits :** Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.
- **Nettoyage de puits injecteur (*Injector clean up*) :** Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrer les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire. [4]

**I.5. TYPES DE GAS-LIFT :**

Le gas-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères. La règle est de chercher la simplicité. Une complétion complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille.

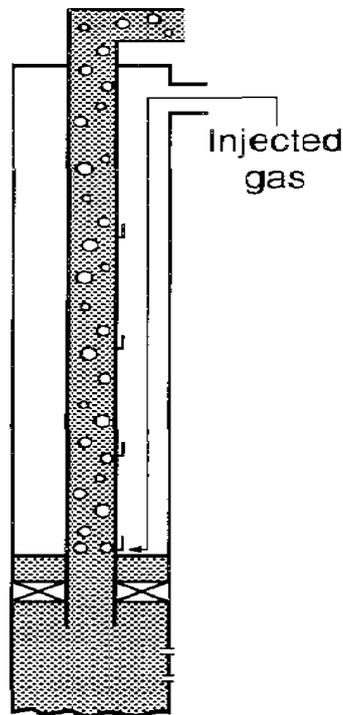
**I.5.1. Selon Le Mode D'injection:**

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le gas-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

**❖ Gaz- lift continu :**

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit

désiré. Voir la (Figure I.2) Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. [4]

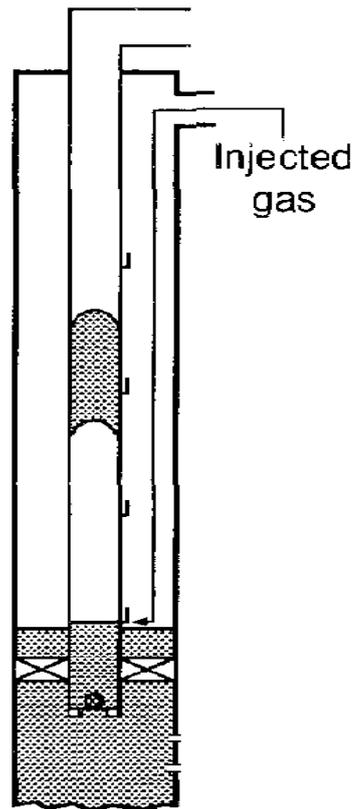


Continuous gas lift performance.

Figure I.2: gaz- lift continu

#### ❖ Gas- lift intermittent :

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Voir la (Figure I.3) Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [4]



Intermittent gas lift performance.

Figure I.3: Intermittent Gas Lift Performance

### **I.5.2 En fonction du type de complétion :**

Le gaz lift peut-être utiliser en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

#### **I.5.2.1. Complétions pour gaz-lift direct:**

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. [4]

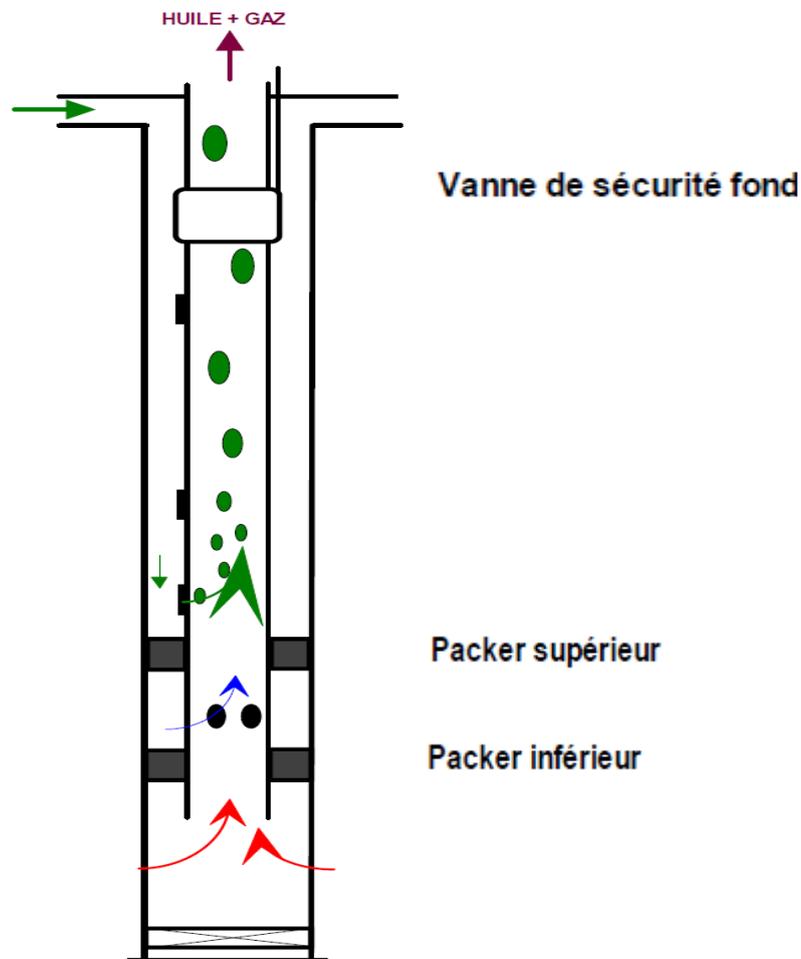


Figure I.4: Completion Gaz Lift Direct

### I.5.2.2. Gas-lift inverse (*Inverse gas-lift*):

#### I.5.2.2.1. Tubing concentrique (*Concentric tubing string*):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. [8]

### I.5.2.2.2. Gaz-lift avec production dans le casing :

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température de gros volumes de gaz sont nécessaires,
- le design et les équipements sont spéciaux,
- le puits est mal adapté au gaz-lift intermittent. [8]

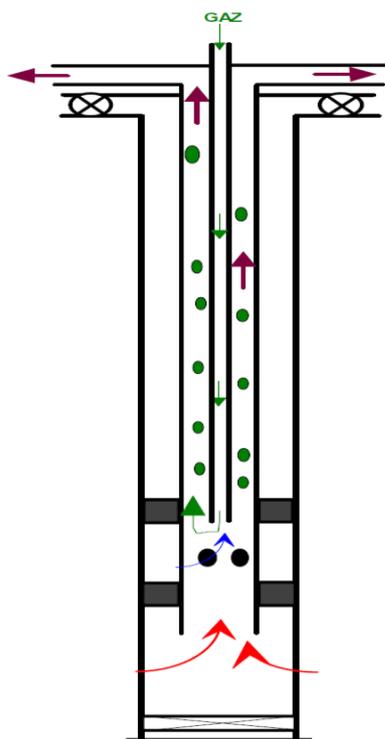


Figure I.5: Dessin Tubing concentrique

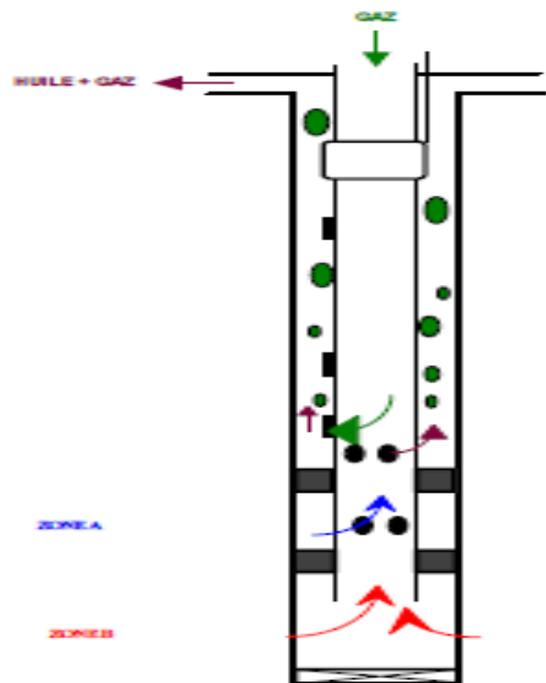


Figure I.6 : Dessin production dans le casing

**I.5.2.3. Gaz-lift double :**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée. Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le gas-lift double est donc assez rare, sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge. [8]

**I.5.2.4. Le gaz-lift parallèle (*parallel gas-lift*):**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing voir la figure I.7.

Le gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage. [4]

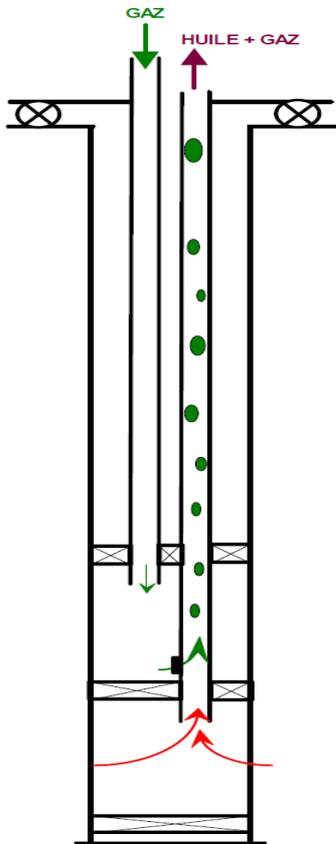


Figure I.7 : complétion Gaz-lift  
double parallèle

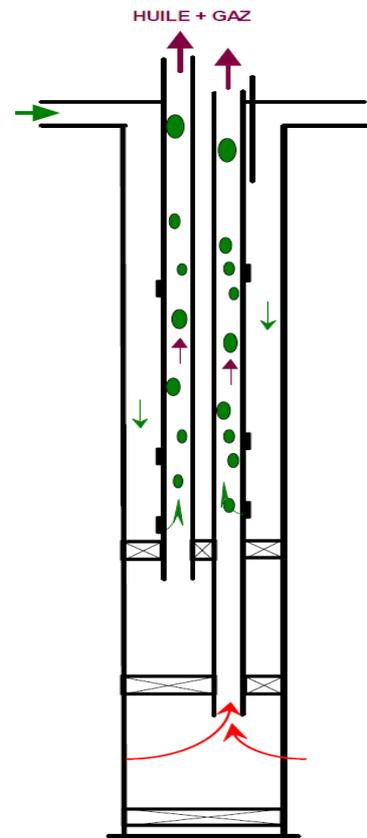


Figure I.8 : complétion Gaz-lift  
double

### I.5.3. En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

#### a) Gaz lift en circuit fermé :

C'est le gaz-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle.

#### b) Gaz-lift en circuit ouvert :

Le gaz qui a servi pour le gaz-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz.

**c) Auto gaz lift**

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer. [4]

**I.6. Les Principaux Paramètres Du Gaz-Lift:****I.6.1. Pression en tête de puits (*Well head pressure*):**

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

**I.6.2. Pression du gaz injecté:**

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vanes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en (*single point*) Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

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

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

**I.6.3. Profondeur de l'injection du gaz:**

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

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

**I.6.4. IP important et effet de peau (*high PI and Skin effect*):**

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP

où le gaz-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

On appelle effet de peau l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la reperforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz. [5]

### **I.7. Caractéristiques De Gaz Lift:**

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

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

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

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

### **I.8. Avantages Et Limites Du Gaz-Lift:**

#### **I.8.1. Avantages:**

- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- Le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.
- Grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.

- Le gaz-lift est tout à fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir
- Le gaz-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.
- Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

### **I.8.2. Les limite du gaz-lift:**

- Le gaz-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (*compression plant*) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore.
- Le gaz-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gaz-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- Le gaz-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après recompression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.
- Le gaz-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- Le gaz-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H<sub>2</sub>S dans le gaz.[5]

### **I.9. Démarrage du puits:**

Dans la phase de démarrage, il faut évacuer hors du puits tout le fluide non gazé qui se trouve dans le tubing. La pression d'injection requise alors est très supérieure à celle nécessaire en fonctionnement normal. Pour limiter ce problème, on utilise des vannes de

décharge placées à différentes profondeurs sur le tubing, qui permettent d'alléger progressivement l'effluent jusqu'à ce que le gaz puisse passer par l'orifice d'injection.

La technologie des vannes, le réglage des vannes et la procédure de démarrage sont tels qu'une vanne de décharge se referme dès que la vanne qui se trouve en-dessous laisse passer le gaz d'injection, ce qui permet d'utiliser au mieux le gaz injecté. La figure 9 illustre ce processus de démarrage. [6]

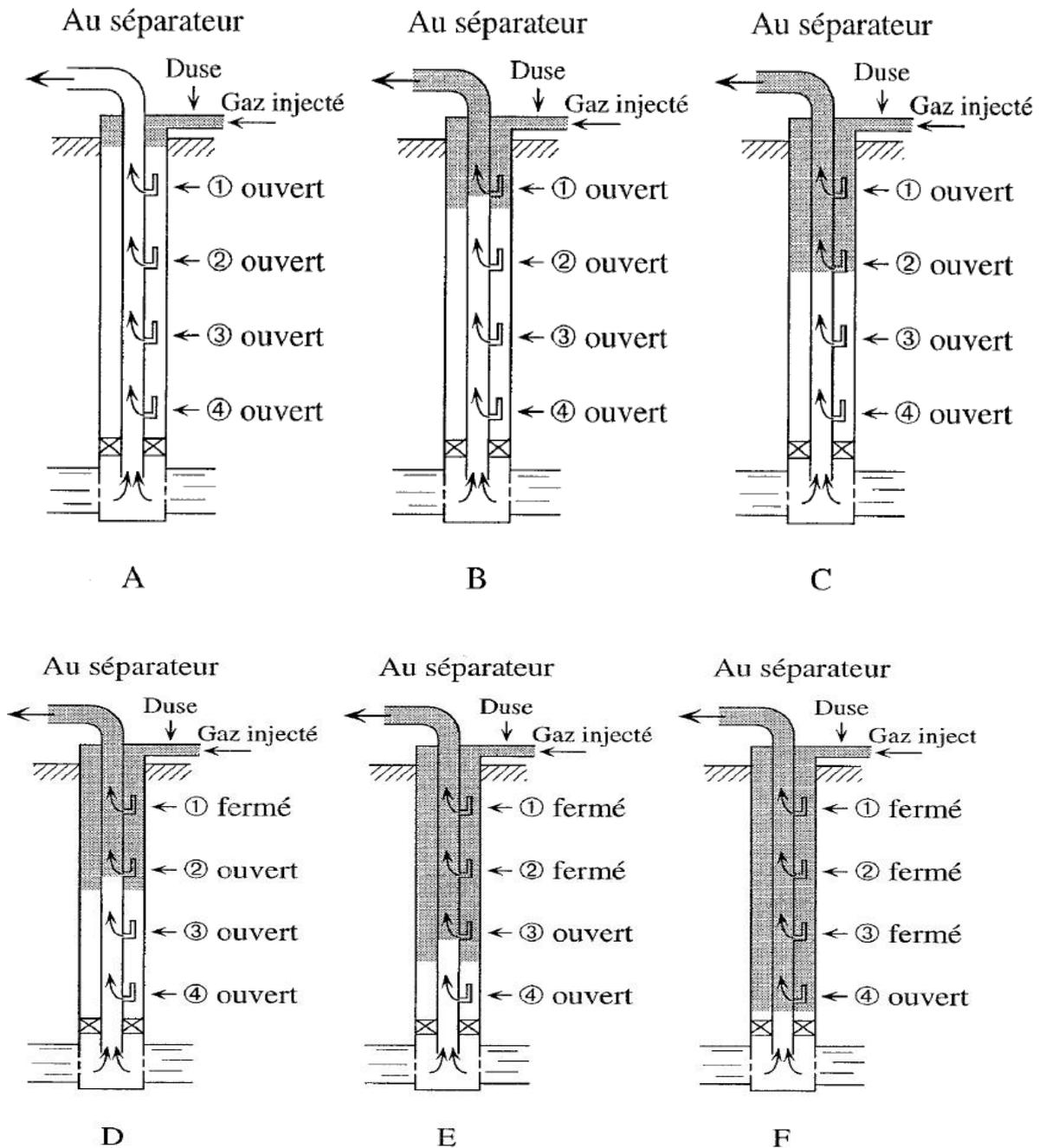


Figure I.9 Démarrage Puits [6]

## **I.10. Les Systèmes De Gaz Lift Particuliers :**

### **I.10.1. Le Gaz Lift En Circuit Ferme (*Closed-Circuit Gaz Lift*) :**

Dans un circuit de gaz lift fermé, les puits reçoivent du gaz haute pression de compresseurs installés à proximité des puits. Ce gaz injecté se mélange au gaz de formation et est récupéré en surface dans des séparateurs. Il alimente ensuite les compresseurs pour être à nouveau comprimé et réinjecté dans les complétions.

Des micro-installations de compression pour alimenter quelques puits isolés sont devenues très courantes car elles permettent une mise en service rapide et à faible coût. Des fournisseurs proposent des unités intégrées pour un puits comprenant tous les équipements de compression et de séparation. Leur mise en service ne nécessite que du travail de tuyauterie sur la tête de puits pour la relier à l'unité.

L'énergie nécessaire à la compression du gaz est très souvent fournie par des moteurs fonctionnant avec le gaz des puits. En général, le système reste autonome car le gaz additionnel provenant de la formation compense le gaz brûlé.

### **I.10.2. Le Gaz-Lift Avec Gaz A Haute Pression (*High Pressure Gas Lift*):**

Quand du gaz à haute pression est disponible, la conception d'un gas-lift devient très simple. Le nombre des vannes de décharge se réduit et souvent ces vannes ne sont pas nécessaires. Une simple vanne opératrice est installée et elle se compose d'un simple orifice muni d'un clapet anti-retour.

Les avantages du gaz-lift haute pression sont nombreux :

- un démarrage très rapide et sans problème.
- un fonctionnement sans soucis durant la phase d'exploitation.
- une plus grande flexibilité pour faire du gaz-lift double.
- un travail au câble très réduit (intéressant sur les puits déviés).
- pas de bouchage des vannes dans les puits avec solides ou paraffine.

### **I.10.3. Le gaz-lift avec Ip élevés (*high production index*):**

Les puits à fort indice de productivité sont capables de produire des débits très importants de liquides mais qui nécessitent de gros volumes de gaz d'injection. Des vannes à grosse section de passage doivent être mises en place et parfois plusieurs vannes sont installées en parallèle. Ceci est possible en plaçant deux mandrins, l'un au-dessus de l'autre mais rarement plus. [4]

# CHAPITRE II

## EQUIPEMENT DE GAS LIFT

## II- EQUIPEMENT DE GAS LIFT

### II-1- Equipements de surface :

L'équipement de surface se compose de dispositifs de mesure, dispositifs d'injection, et la ligne de gaz lift qui permet l'acheminement de gaz d'injection depuis la source jusqu'au puits, cette ligne renferme plusieurs vannes qui permettent en générale, l'isolement d'une partie ou l'ouverture à la torche suivant leur emplacement.

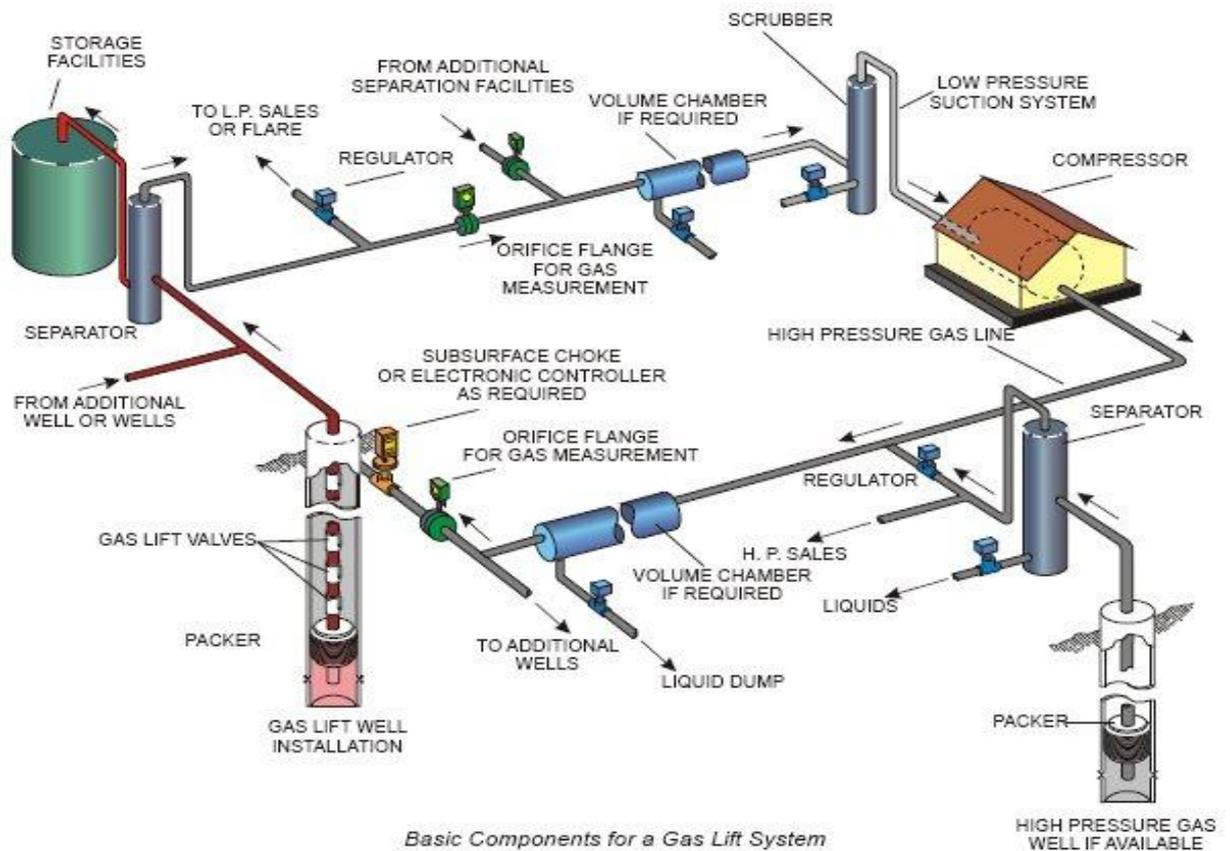


Figure I.1.Equipements de surface [8]

#### II-1-1- Dispositif d'injection :

Représenté par une duse réglable placée sur la conduite d'arrivée du gaz avant la vanne d'annulaire, permet d'assurer et de régler le débit de gaz injecté.

#### II-1-2- Dispositif de mesure :

En surface le système d'injection doit être équipé par de dispositifs de mesure, et ceci pour le bon fonctionnement du système de gaz lift, les paramètres à mesurer sont la pression et le débit d'injection.

Les dispositifs de mesure sont les manomètres (pour mesurer les pressions tbg et csg), et un dispositif de mesure de débit représenté par l'orifice de DANNIEL et un enregistreur de type BARTON. [8]

## II.2. Les Equipements De Fond Du Gaz-Lift:

### II.2.1 Les mandrins :

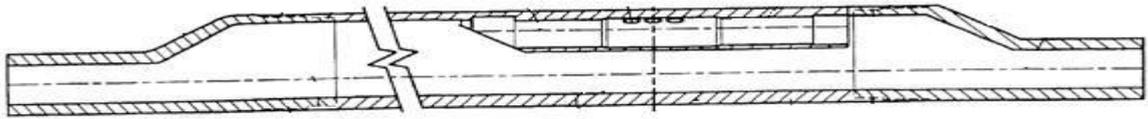


Figure .II.2 : Les mandrins

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.

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

#### II.2.1.1. Les mandrins conventionnels (retirables) :

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

En cas de bouchage de la vanne ou tout incident sur la vanne une opération de work-over est nécessaire. Elles ne sont donc pas utilisées là où l'opération de work-over est coûteuse.

#### II.2.1.2 Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels):

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

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing. [10]

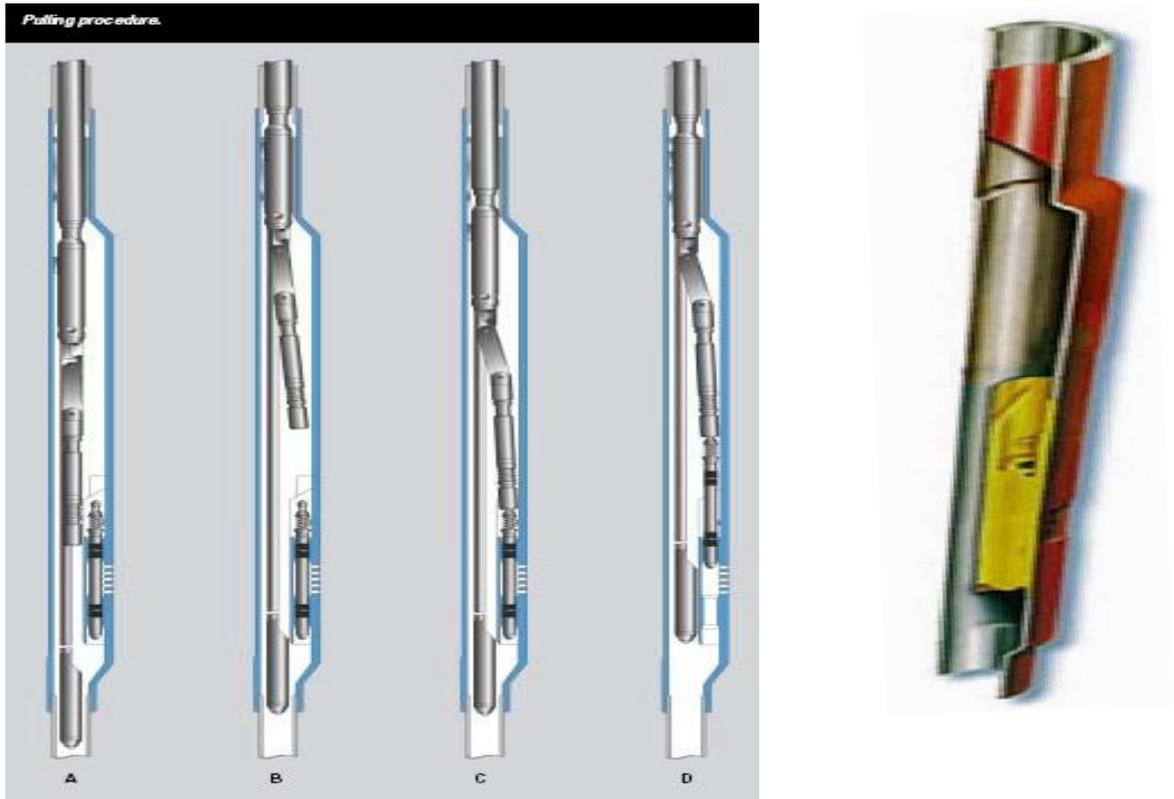


Figure .II.3 : Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)

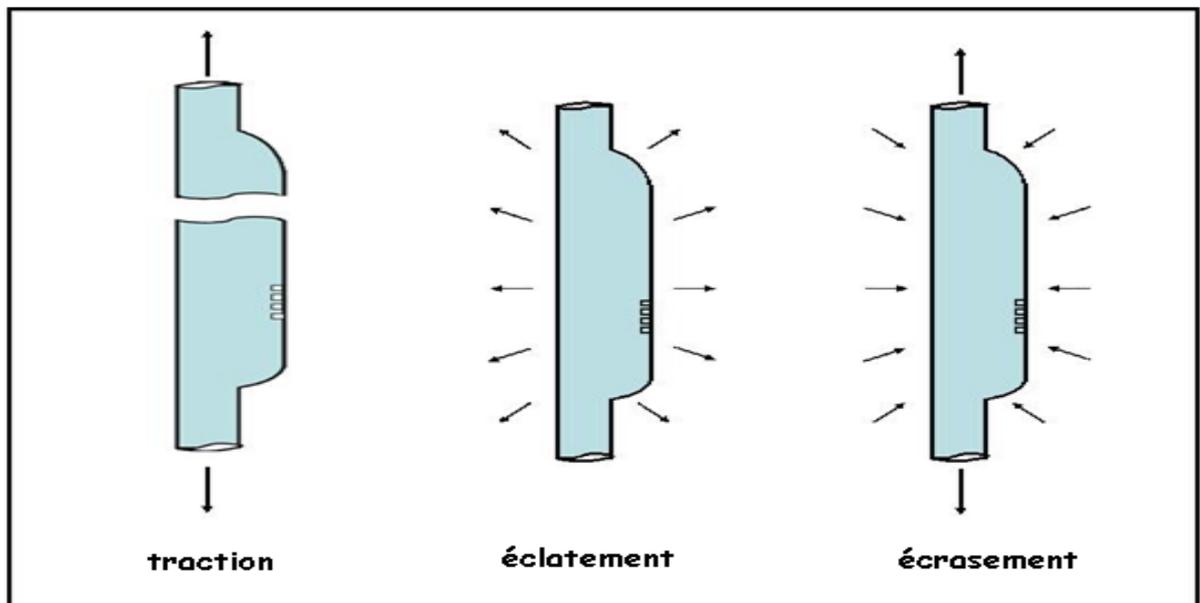


Figure .II.4 : problème sur la Les mandrins

En cas de problème sur la vanne, une opération de wire-line suffit pour la repêcher et la réparer en surface. Le side pocket est accessible facilement grâce au kick over tool. [10]

### II.2.2 Les vanne 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, ou une combinaison des deux. Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets). [4]

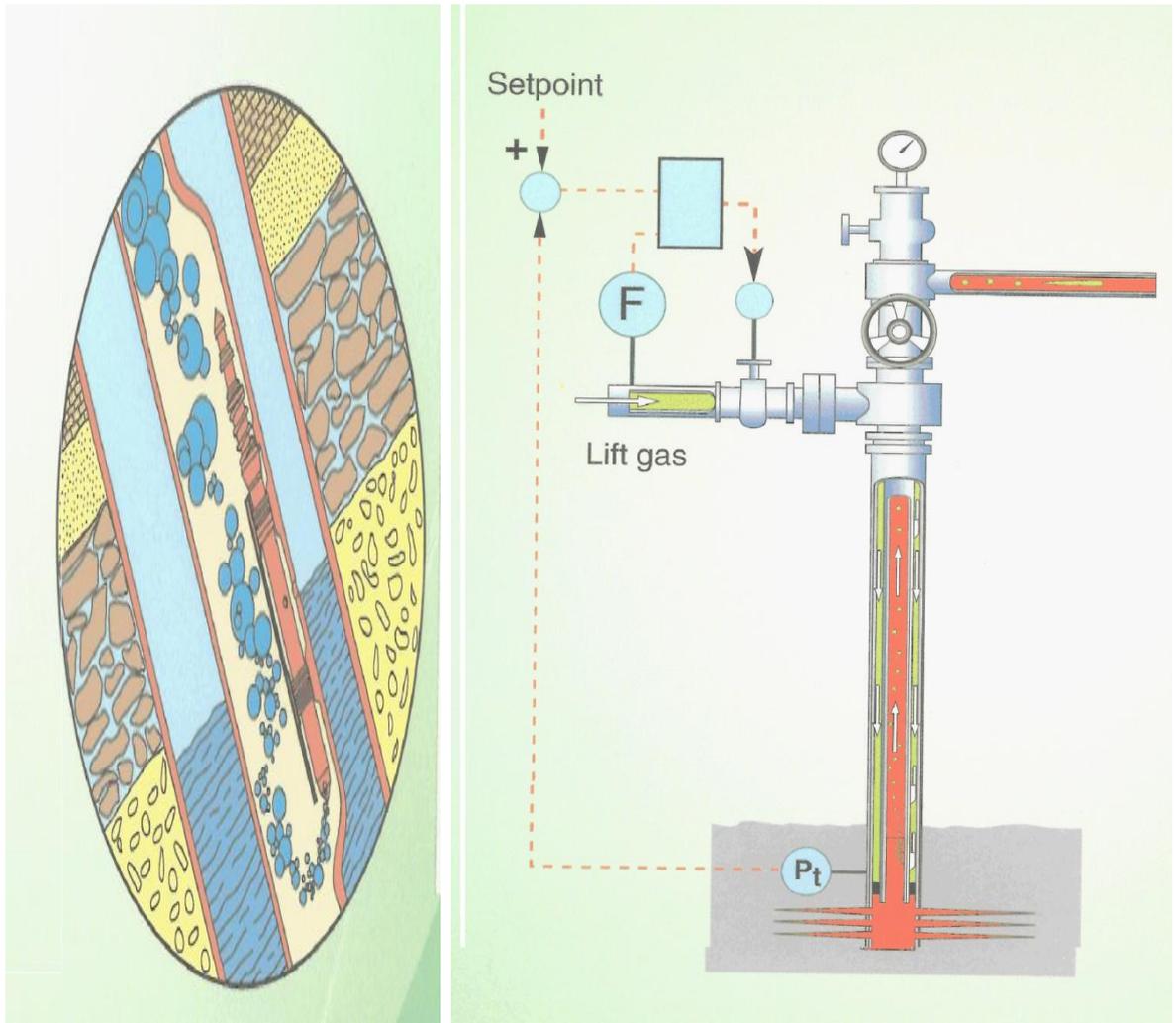


Figure .II.5 : Les vannes de gaz lift [7]

### II.2.2.3. Types des vannes de gaz lift :

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

#### II.2.2.3. 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. [8]

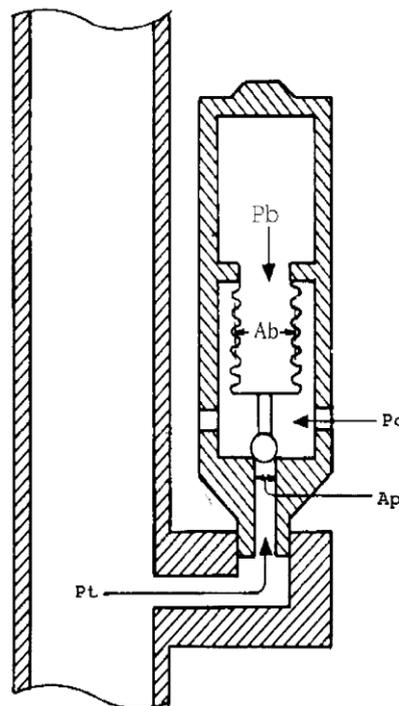


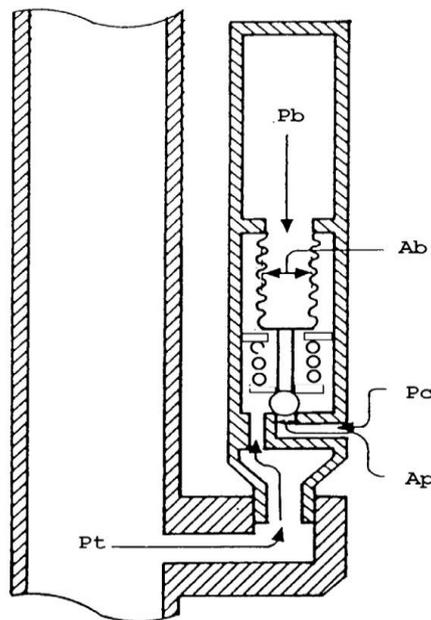
Figure: II.6 vanne CO (casing operated)

Elles ont un principe d'ouverture et fermeture qui est très simple :

Il faut que les : **Forces d'ouverture  $F_o = F_c$  forces de fermeture**

**II.2.2.3. 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 côté du tubing. Prolongée. [8]



**Figure: II.7: Vanne TO (tubing operated)**

- **Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (ou vanne à soufflé):**

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.

- **Vanne à servomoteur mécanique à ressort (ou vanne à ressorte):**

Le clapet et sa tige sont solidaires d'un soufflet sans pression interne (pression atmosphérique équivalent à zéro) qui ne sert qu'à la transmission des forces et n'est pas influencé par la température. Dans le puits, au fond, la pression d'ouverture et de fermeture vont être contrôlées 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'y a pas d'effet de température, l'étalonnage en surface est donc très simple, un tour de vis de la butée du ressort représentant une certaine pression.

#### II.2.2.4. Autres types de vannes :

- **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.

- **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.

- **Blind valves :**

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

- **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 c'est 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.

- **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.

- **Les vannes pour production par le casing :**

Les vannes avec production annulaire (gas-lift inverse) sont semblables aux vannes avec production dans le tubing (gas-lift direct).

# CHAPITRE III

## ANALYSE NODAL

**III.1. Objectif de l'analyse nodale:**

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- Optimiser le système pour produire le débit voulu.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.
- Permettre l'identification rapide par les opérateurs de gestion et de technologie des manières d'augmenter le taux de production. [8]

**III.2. Application de l'analyse nodale:**

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup de problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits au gaz lift, si l'effet de la méthode du gaz lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits injecteurs par une modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

**III.3. Procédure de travail avec pipesim:**

- Assembler le maximum de données du puits, du réservoir et de la complétion.
- Calculer à l'aide de logiciel PIPSIM
- Construire la courbe de l'IP en utilisant le dernier résultat de jaugeage pour caler le puits.
- Tracer les courbes de inflow, Outflow et  $Q_{liq} = f(GLR)$  pour déterminer le débit optimum de production avec une quantité Minimale de gaz injecte

En obtenues précédemment on peut conclure que:

- Pour l'écoulement dans le réservoir on doit utiliser "**Vogel**".
- Pour l'écoulement dans le tubing on doit utiliser "**Hagedorn et Brown**".

### III.4. Introduction Aux Pertes De Charge:

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir bottom hole flowing pressure  $P_{wf}$ ) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (wellhead flowing pressure  $P_{whf}$ ). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, de l'énergie est 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 totales en injectant du gaz dans le tubing à un endroit 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).

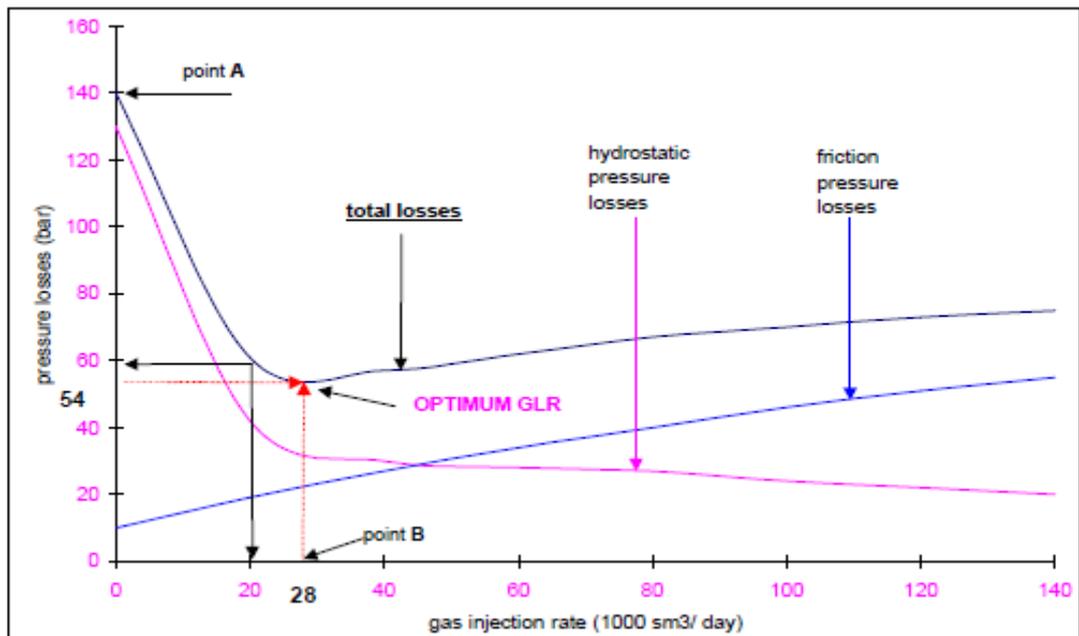


Figure III-1 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté

Avec un débit de 28 000 m<sup>3</sup> / jour (point B) de gaz injecté, la valeur minimale de la courbe est atteinte. Ceci signifie que les pertes vont commencer à croître si l'on continue à augmenter le débit d'injection du gaz. Ce point est appelé **GLR optimum**, où le puits produit au débit maximum de la complétion installée. La moindre augmentation du débit de gaz aura deux effets négatifs : moins de production d'huile et gaspillage de gaz. Le système a atteint

un point où le tubing ne peut plus évacuer ce que le réservoir peut produire. Pour aller au-delà de ce débit maximum, nous devons mettre en place un tubing plus gros.

Il est aussi important de se souvenir que 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 pipes lines qui peuvent perturber des puits 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 réglés à leur "**GLR optimum**" mais à leur "**GLR économique**". [4]

Outre les pertes de charge du tubing, une partie de la pression du réservoir est perdue dans le réservoir lui-même. Cette perte appelée la chute de pression ou delta P (*pressure draw-down*) est la différence entre la pression statique du réservoir (*static reservoir pressure -  $P_r$* ) et la pression en écoulement (bottom hole flowing pressure -  $P_{wf}$ ).

Ainsi, les performances d'un puits peuvent être scindées en deux horizons. Un premier horizon qui ne dépend que du réservoir qui est nommé performances internes (*well inflow performances*). Un second qui dépend du profil du puits, les performances externes (*well outflow performances*). Le but des deux chapitres suivants est d'approcher les méthodes disponibles pour prédire ces performances.

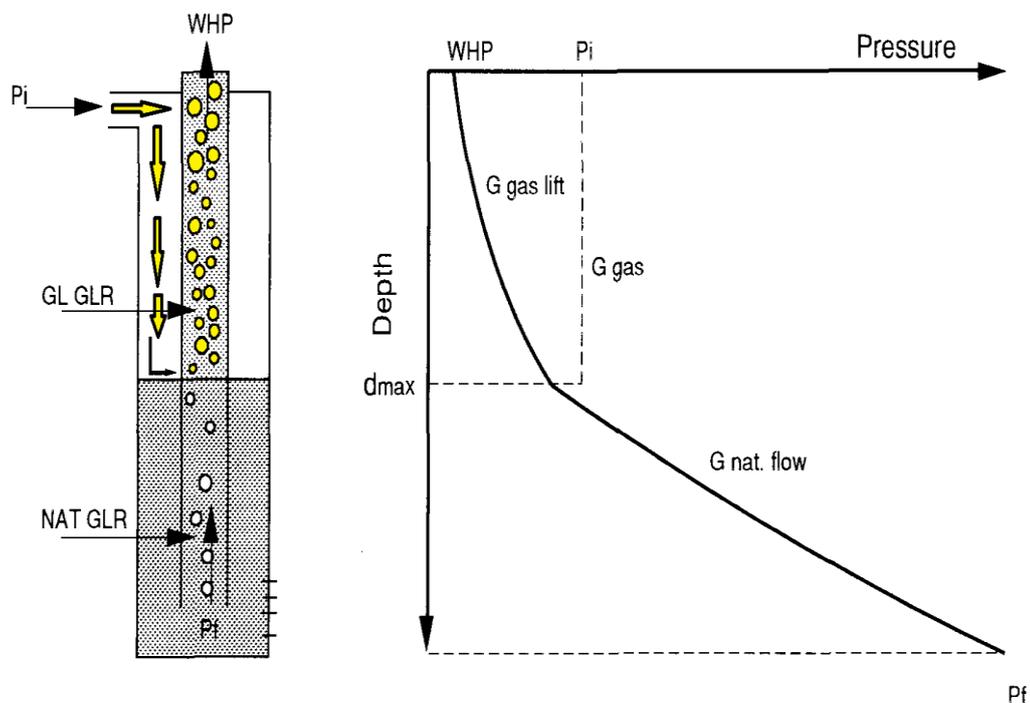


Figure III.2 : gradient de pression

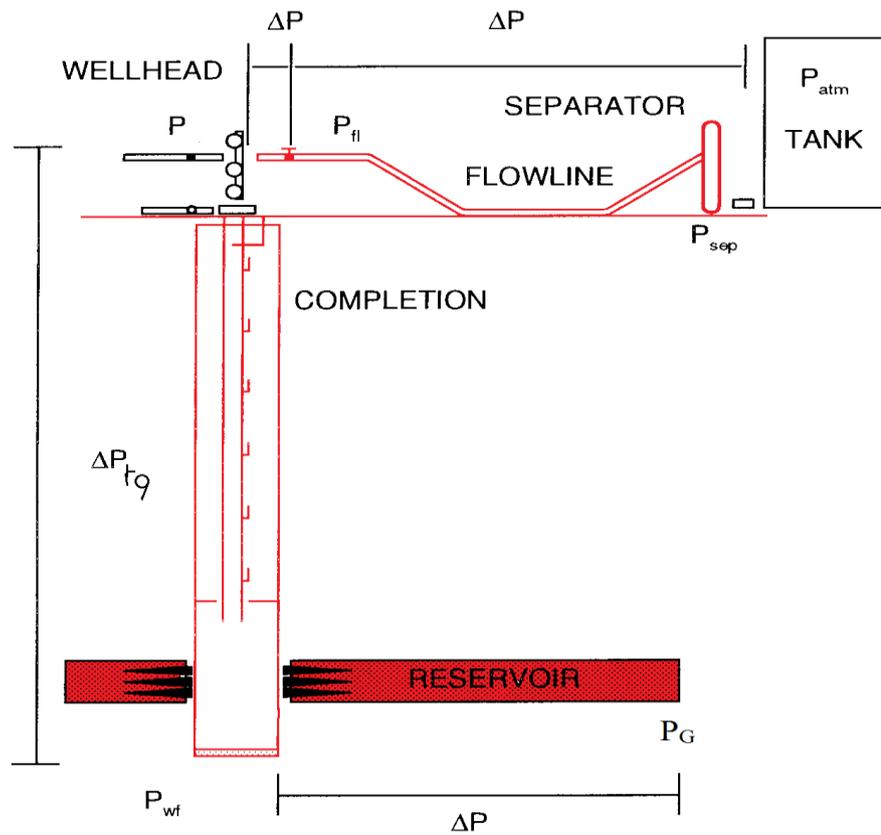


Figure III.3 : évolution de pression

$$P_G = P_{wf} + P_{tg} + \Delta P \quad \dots\dots\dots(III.1)$$

$$\Delta P = \Delta P_r + \Delta P_{tg} + \Delta P_{duse} + \Delta P_{pipe} \quad \dots\dots\dots(III.2)$$

Avec :

$P_G$ : pression de gisement

$P_{wf}$  : pression de fond

$P_{tg}$  : pression de tubing

$\Delta P$  : perte de charge

**III.5. Performances du réservoir (inflow performance Relationship (IPR)) :**

Dans notre cas l'inflow représente la capacité d'un puits d'évacuer le fluide contenu dans le réservoir au fond du puits et L'écoulement dans le réservoir peut se décrire sous deux formes, selon la valeur de la pression de fond et de gisement :

**III. 5.1. Indice de productivité:**

L'indice de productivité d'un puits (IP) (productivity index PI) est défini comme étant le nombre de barils de liquide qui peut être produit pour une valeur donnée de draw-down sur le réservoir. Les unités usuelles sont des barils par jour par **psi'** ou des **m<sup>3</sup>** par heure par **bar'** La formule générale est :

$$PI = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots(III.3)$$

- Où : Q<sub>liq</sub> est le débit liquide produit
- P<sub>r</sub> : est la pression statique du réservoir
- P<sub>wf</sub> : est la pression de fond en débit
- P<sub>r</sub> - P<sub>wf</sub> : est le draw-down sur la formation

**III.5.2. Méthode généralisée pour estimer la productivité d'un réservoir ( Méthode de Vogel) :**

Elle a été proposée par Vogel. Il a écrit l'équation suivante :

$$\frac{Q_L}{Q_{max}} = 1.0 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots(III.4)$$

- Où : Q<sub>L</sub> est le débit actuel du puits
- Q<sub>max</sub> : est le débit maximum avec une pression nulle au fond en écoulement (zero bottom hole flowing pressure) P<sub>wf</sub> est la pression de fond en écoulement (bottom hole flowing pressure).
- P<sub>r</sub> : est la pression du réservoir (static reservoir pressure) à partir de cette équation, Vogel a développé une courbe de référence.

Elle passe par les points (1.0) de l'axe des 'X' et (0.1) de l'axe des 'Y' La courbe est une relation pression- débit pour toute valeur de la pression de fond en écoulement mais avec une pression statique de réservoir (réservoir static pressure P<sub>r</sub>) constante dans le temps. Pour prendre en considération le déclin de la pression statique du réservoir, une famille de courbes d'IP doit être utilisée.

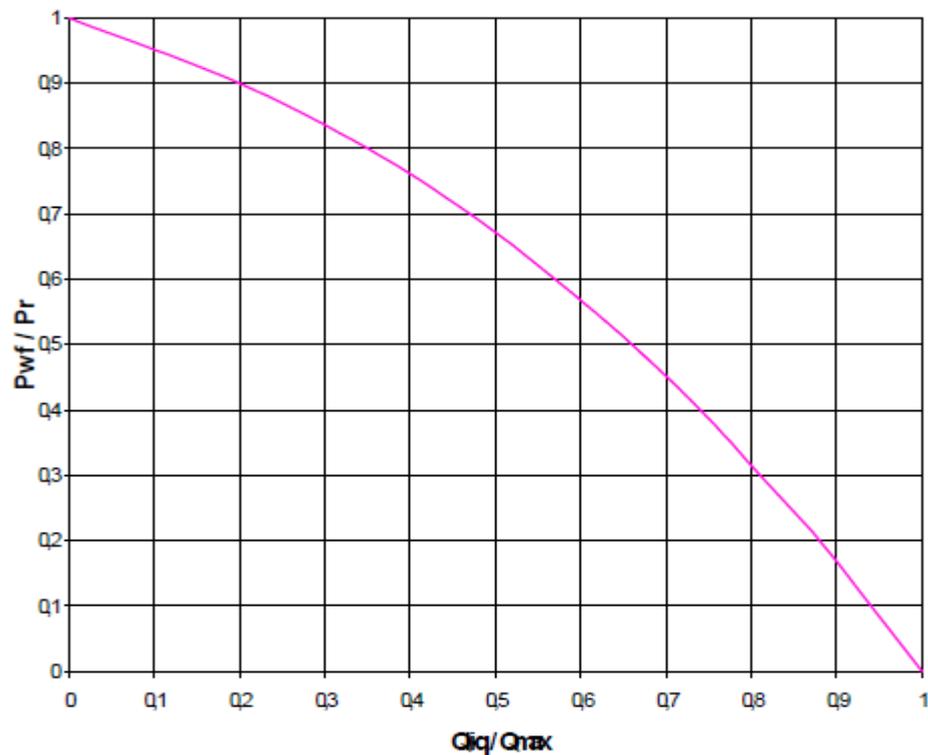


Figure III.4.A : Référence Vogel IPR

En utilisant la courbe d'IPR de Vogel, Il est possible de calculer le **débit maximum** que le réservoir peut produire. Il correspond à une pression de fond d'écoulement nulle ( $P_{wf} = 0$ ). A ce point, le draw-down sur la formation est maximum et est égal à la pression statique du réservoir  $P_r$ . Sur la courbe, c'est le point ( $x=1, y=0$ ). Cette valeur est théorique et ne peut jamais être atteinte.

### III.6. Performances Du Puits (Outflow Performances):

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

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

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur).

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performances curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits  $P_{wf}$  pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits. [9]

#### **IV.7. L'utilité des corrélations :**

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- Faire le design des systèmes d'activation.
- Déterminer la pression de fond dynamique  $P_{wf}$ .
- Déterminer les IP des puits.
- Prédire les débits maximum [9]

#### **III.8. Différents Types De Corrélation:**

1. Corrélation de Poettman et Carpenter
2. Corrélation de Beggs et Brill
3. Corrélation de Hagedorn et Brown
4. Corrélation de Francher et Brown [9]

#### **III.9. Présentation de Pipesim :**

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir) ;
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...);
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...).

**III.9.1.Application du logiciel PIPESIM :**

- L'optimisation des équipements des puits ;
- L'analyse des performances des puits ;
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits ;
- L'optimisation des systèmes de production ;
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux ;
- L'optimisation des systèmes de récupération.

**III.9.2.Les Etapes Du Travail :****1-Choix des puits :**

Le choix se fait en fonction de si le puits est un puits de problèmes, c'est-à-dire ayant le problème des dépôts de sel et nécessitant une activation au gaz-lift.

Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits qui sont reliés au gaz-lift et se bouchent régulièrement.

**2-Collecte des données :**

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests faits sur les puits choisis.

Les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,...).

**3-Données nécessaires :****✚ Données du fluide :**

- Model du fluide.
- Propriétés du fluide.
  - Water cut.
  - GOR.
  - Densité du gaz.
  - Densité de l'eau.

**✚ Données du réservoir :**

- Pression de fond statique (test).
- Pression de fond dynamique (test).
- Débit (test).
- Température du réservoir.

- Le modèle de l'IPR.

 **Données de complétion :**

- Température ambiante.
- Température du réservoir.
- Longueur du tubing.
- Diamètre intérieur du tubing.
- Diamètre extérieur du tubing.
- Rugosité (optionnelle).
- Angle de déviation.
- Cote de la vanne d'injection (s'il y en a).
- Diamètre d'ouverture de la duse.
- Cote des perforations.

 **Données de surface :**

- Pression de tête (test).
- Diamètre d'ouverture de la duse.
- Température ambiante (température de la tête de puits).

 **Choix des corrélations :**

Le choix se fera sur les corrélations pour l'écoulement du réservoir vers le fond du puits et l'écoulement vertical du fond vers la surface. Dans le champ Hassi Messaoud on utilise la Corrélation de Hagedorn et Brown. [9]

# Chapitre IV

## Résultats et interprétations

**IV-1 Application de technique de l'injection par gaz lift au niveau du puits****OMJ60:****➤ Puits OMJ 60:**

Le puits OMJ60 est prévue comme producteur d'huile, il a été fore durant la période du 03- 2001 au 05-2001, dans la zone 4 de la région de Hassi Messaoud. La mise en production du puits, le 07-2001, le gaz lift a commencé en 07- 2001. [12]

**IV.1.1.Données De Puits:****IV.1-1.1. Complétion:****Tableaux : IV. 1 : La complétion de puits OMJ 60**

<b>La complétion de puits OMJ 60 EST</b>	
<b>tubing 4" ½</b>	3293,8 m
<b>Profondeur Maximal</b>	3421 m
<b>L.Nipple "R" 4"1/2</b>	3275.5 m
<b>L.Nipple "RN" 4"1/2</b>	3287.78 m
<b>Backer</b>	3301 m
<b>1.66" CCE concentrique</b>	3341,7 m
<b>7" Csg</b>	3295,8 m
<b>6" OH</b>	3413.8 m
<b>La section open hole est de</b>	118 m

**IV.1-1.2. Résultat du réservoir:**

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR, P tête et le Q eau. Pour ce puits on a utilisé les données de Build Up de 08/08/2012. [12]

Tableaux : IV.2.donnes de réservoir

Date	Pr	FWHP	FLP	Choke size	Qw	AOF
	kg/cm2	kg/cm2	kg/cm2	Mm	Sm3/h	Sm3/h
08-aug-12	139.9	22,0	18.4	30.20	0.40	13.31

GOR	Rs	WC	Qginj	Pginj Calc
m3/m3	m3/m3	Fraction	Sm3/d	kg/cm2
704	191	0.06	80.759	138.5

## IV.2-1.3. Donnes de PVT :

Tableaux : IV.3. Donnés de PVT

Pb	(Kg/cm2)	155
Oil API Gravity		45
Gas S.G		0,836
Water S.G		1,275
Oil Viscosity $\mu$	Cp	0,29
Rsi	(m3/m3)	191
H2S %		
CO2 %		1,59

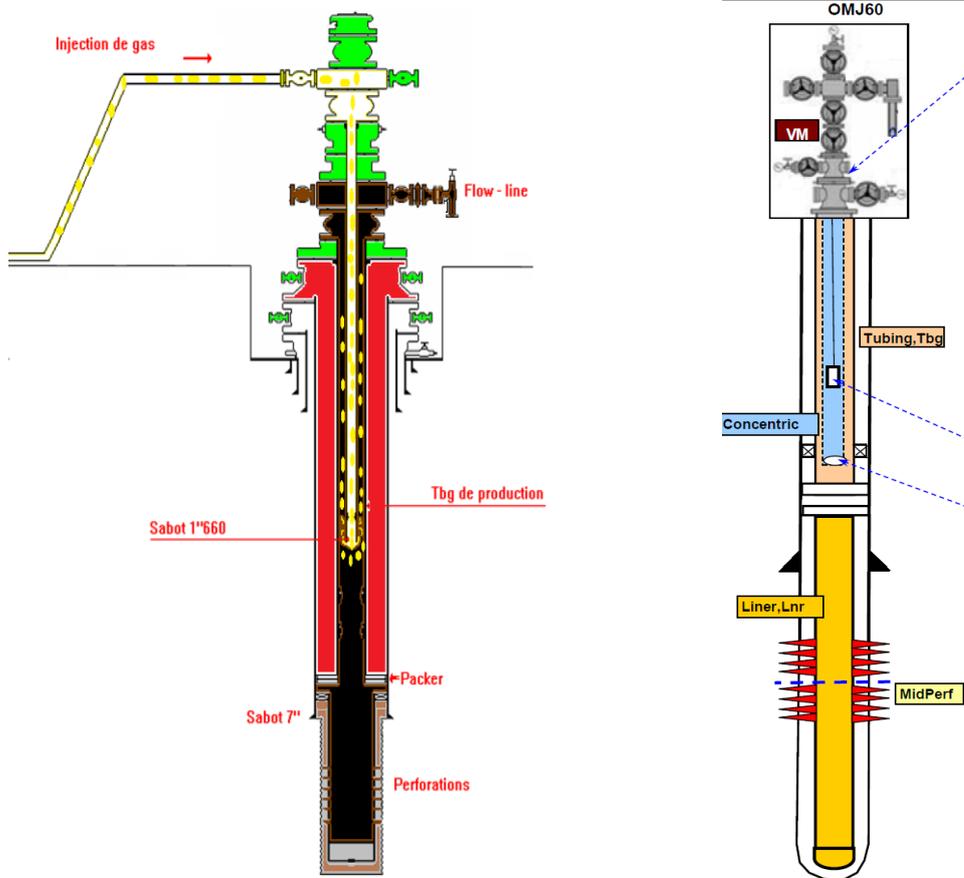
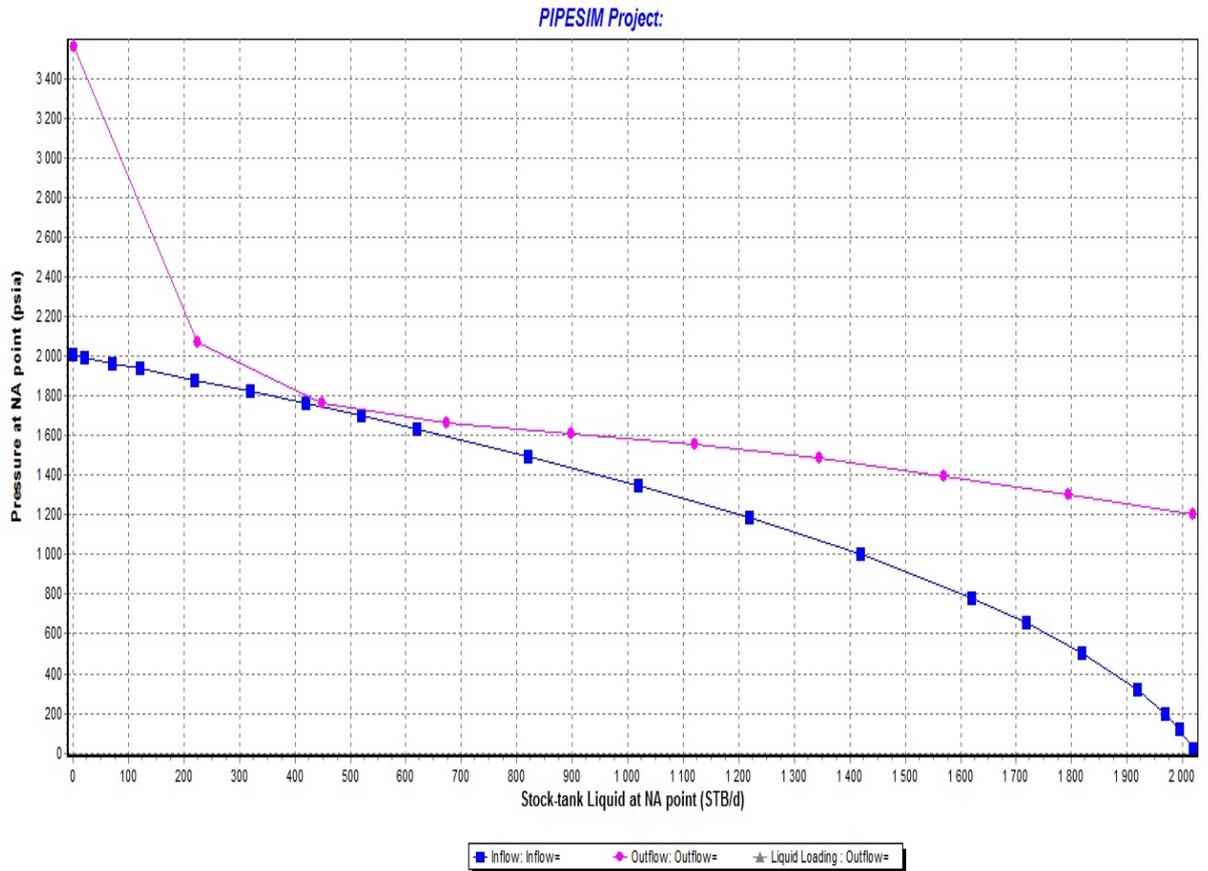


Figure : IV.1. Injection Gaz lift inverse par concentrique

#### IV.1-2. Analyse du système naturel de production :

##### IV.1-2.1. sans gaz lift :

On va introduire les données du puits OMJ60, dans le programme de PIPESIM, afin de déterminer le point de fonctionnement ( $Q_h$  produit) et illustrer l'aspect sous lequel se présente ce logiciel.



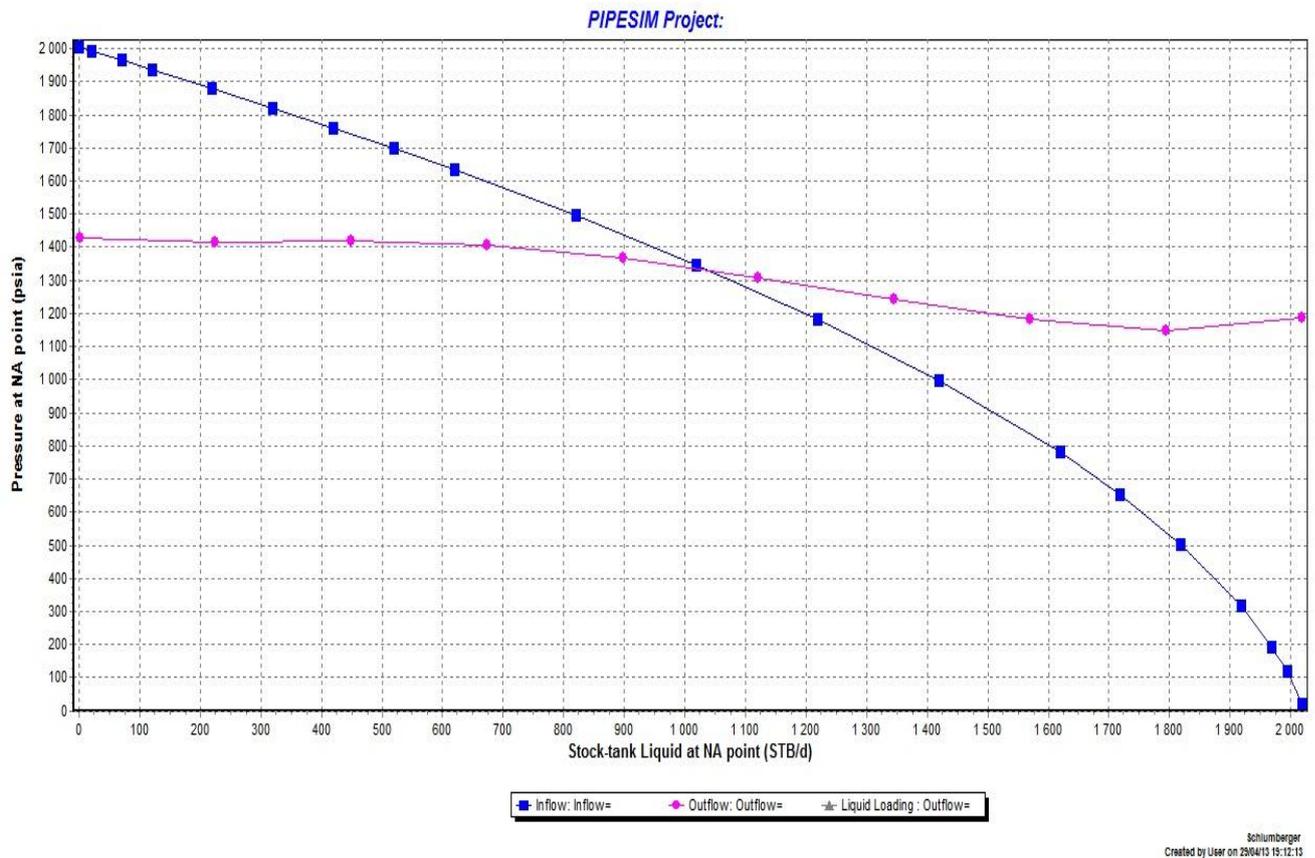
**Figure : IV.2. Courbe Inflow et Outflow d'IPR/TPC**

Le graphe(IV.2) Suivant montre la courbe de performance du puits OMJ 60 ou' il nous donne pas une production.

On remarque que le puits OMJ 60 ne peuvent plus acheminer le fluide jusqu'à la tête , donc ils sont devenus non éruptifs et la colonne hydrostatique est devenue très lourde. donc on est obligé de l'activé avec un procédé d'activation de puits.

#### IV.1-2.2. Optimisation du gaz lift (cas avec injection gaz lift):

Pour une récupération maximale, il faut bien optimiser le débit d'injection de gaz en utilisant le logiciel PIPESIM. L'optimisation par ce logiciel nous a donné la courbe de performance suivante:



**Figure IV.3: Courbe PONIT fonctionnement Inflow et Outflow d'IPR/ TPC**

La courbe (IV. 3) présente l'intersection de l'IPR (courbe caractéristique du réservoir) et la TPC (courbe caractéristique de l'installation) qui donne le débit de fonctionnement du puits pour le GLR utilisé.

Le débit d'huile devient  $Q_h = 1050 \text{ STB/d} = 6,95 \text{ m}^3/\text{d}$

La pression de fond  $P_f = 1425 \text{ PSI}$

#### IV.1-2.3. Détermination du débit optimal de gaz à injecter:

L'étape suivante est la détermination du débit de gaz optimum qui va donner le minimum de perte de charges gravitationnelles et par frottement.

L'évolution du débit de production en fonction du débit d'injection de gaz est représentée sur le graphe ci-après:

Tableau IV.4.: Débit liquide en fonction de débit gaz injecté

débit d'injection gaz mmscf /d	débit d'huile STB /d
0,7063	735,8852
1,4126	849,8532
2,1189	945,5215
2,8252	1034,1543
3,5315	1113,6153
4,2378	1162,6217
4,9441	1199,4233
<b>5,7</b>	<b>1230</b>
7,0629	1248,0506
8,4755	1225,2617
9,8881	1168,1580

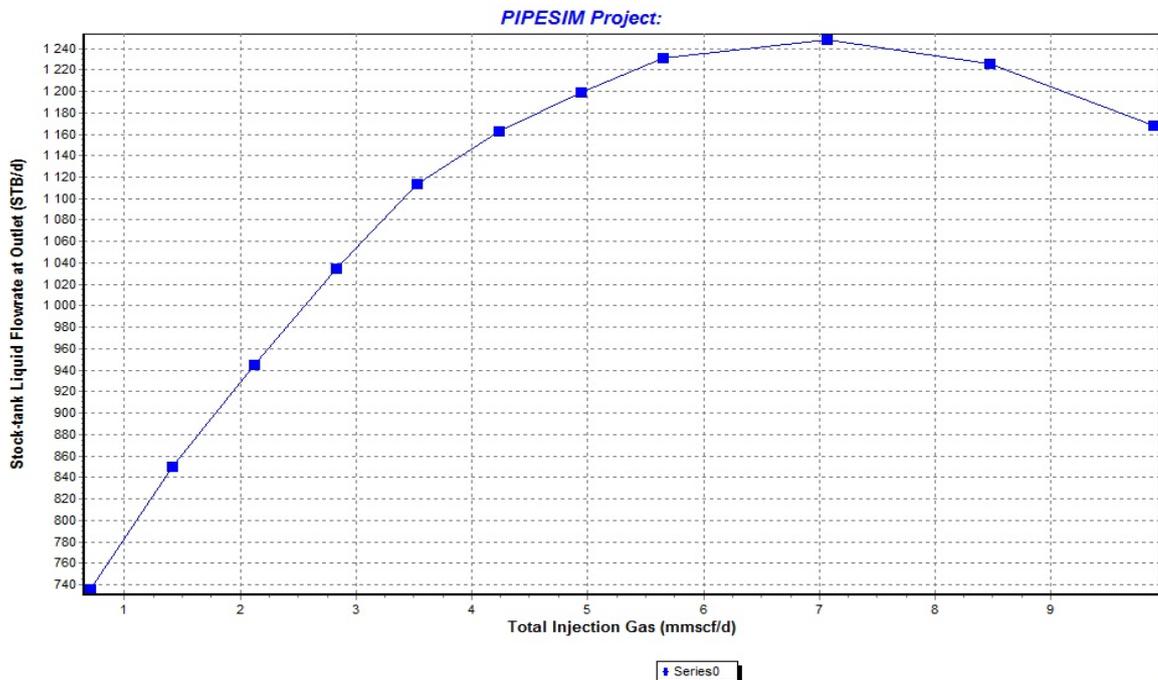


Figure IV.4.: Débit liquide en fonction de débit gaz injecté

D'après cette courbe on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile, mais n'est pas le même en tous les cas il augmente au fur et à mesure que le débit de gaz injecté augmente pour des valeurs inférieure à 1260 STB/d mais au delà de cette valeur il ne cesse que diminuer.

Mais, il faut noter que toute injection qui dépasse 1230 STB/D est considéré comme très grande et irréalisable d'un point de vue économique et technique économique puisque elle demande une grande quantité de gaz, et technique puisque un tel débit de gaz peut engendrer des problèmes d'érosion de l'équipement et aussi des problèmes de sécurité. C'est pour ça on a limité le débit de gaz injecte à cette valeur.

#### IV.1-2.4. Optimisation Des Résultats D'injection Par Gaz Lift :

**TABLEAU Les résultats D'optimisation pour puits OMJ 60**

$Q_{g_{inj}} \text{ m}^3 / \text{d}$	$Q_h \text{ m}^3 / \text{d}$
16,1406x10 <sup>4</sup>	8,14

On remarque que le débit d'huile a augmenté après injection gaz lift

#### IV. 2.Récupération secondaire de production d'huile par déférent GOR étude du puits md 13:

Le puits MD13 est prévue comme producteur d'huile, il a été fore durant la période du 7/1958 et complète in 6/1959, dans la zone 2ex dans le sud de la région de hassi messaoud.

Complétion avec 3.5" Tubing et TBG, 4.5" et 1.315" CCE. La mise en production du puits, le décembre 1959, l'injection gaz lift a commencé en 15 Avril 1995.

**IV.2 1.Donnes Des Puits:****IV.2 .1.1 Complétion:****Tableau IV.6:** La complétion de puits MD 13

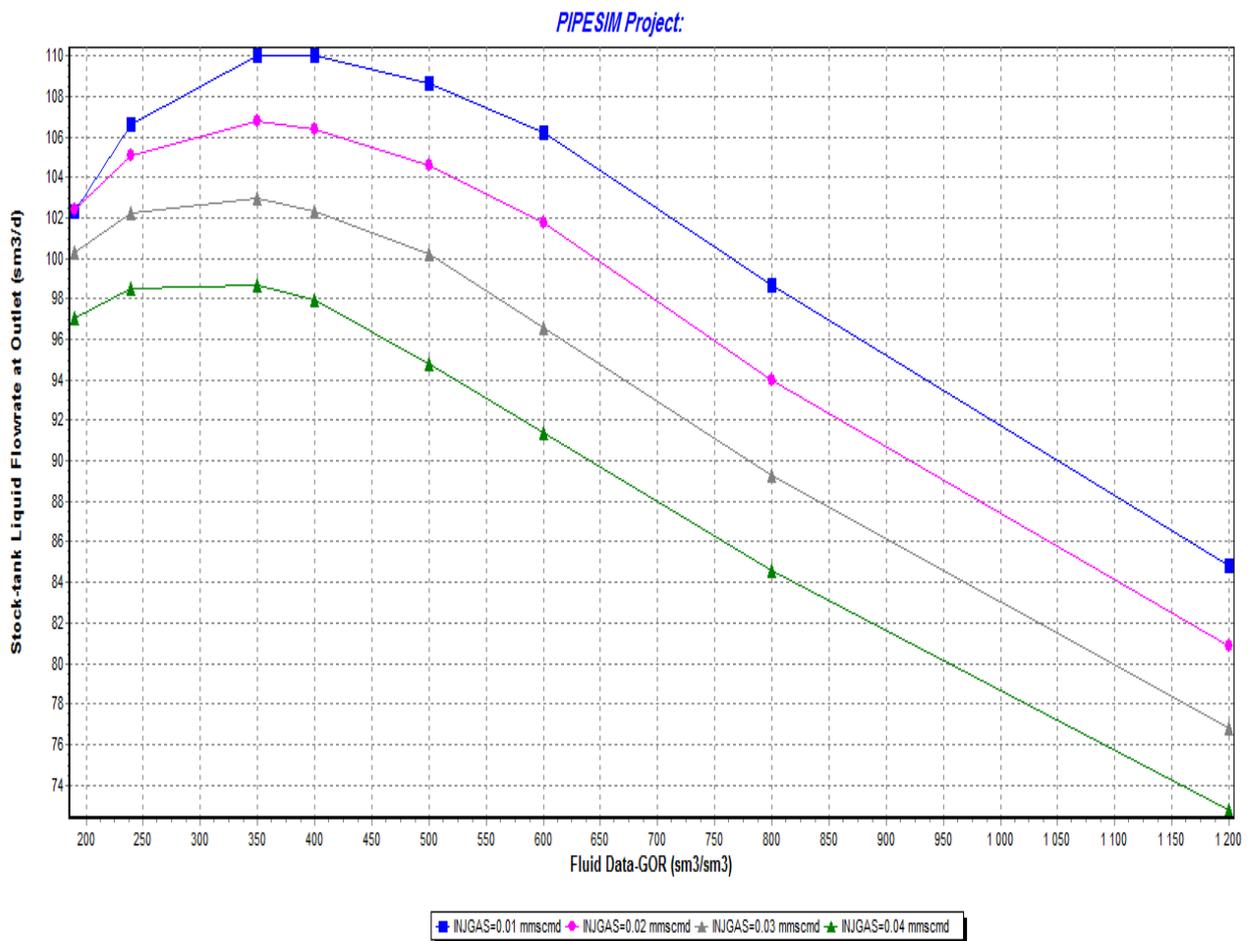
<b>La complétion de puits MD 13 EST</b>	
<b>Tubing 3.5"</b>	3906,3 m
<b>Profondeur Maximal</b>	3376,7 m
<b>L.Nipple "X" 3"1/2</b>	2885.66 m
<b>L.Nipple "XN" 3"1/2</b>	2895.63 m
<b>Backer</b>	2906.3 m
<b>1.135" CCE concentrique</b>	2877,44 m
<b>7" Csg</b>	3375,7 m
<b>4.5" LNR</b>	3375,7 m
<b>La section open hole est de</b>	431.2 m

**IV.2 .1.2 Détermination du GOR optimal pour un bon débit de production liquide:**

Les points de fonctionnement pour différents GOR sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.7 : Variation des débits d'huile produit en fonction du GOR

NJGAS = 283,12 m <sup>3</sup> /d		INJGAS = 566,2 m <sup>3</sup> /d		INJGAS = 849,3 m <sup>3</sup> /d		INJGAS = 132,5m <sup>3</sup> /d	
Fluid Data-GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Stock-tank Liquid Flowrate at Outlet (sm <sup>3</sup> /d)	Fluid Data-GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Stock-tank Liquid Flowrate at Outlet (sm <sup>3</sup> /d)	Fluid Data-GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Stock-tank Liquid Flowrate at Outlet (sm <sup>3</sup> /d)	Fluid Data-GOR (sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup> )	Stock-tank Liquid Flowrate at Outlet (sm <sup>3</sup> /d)
190	102,3102	190	102,4023	190	100,3107	190	97,0594
239	106,592	239	105,096	239	102,2256	239	98,5166
<b>350</b>	<b>110,0133</b>	350	106,755	350	102,9274	350	98,6725
400	110,0104	400	106,3894	400	102,3419	400	97,9776
500	108,6165	500	104,6076	500	100,2257	500	94,8245
600	106,2056	600	101,7586	600	96,6016	600	91,3913
800	98,7056	800	93,987	800	89,2725	800	84,5636
1200	84,8529	1200	80,8147	1200	76,7813	1200	72,7524



**Figure. IV.5 : débit d’huile en fonction de GOR**

D’après ces courbes **Figure. IV.5** on remarque que l’injection à 283,12 m<sup>3</sup>/d de gaz lift le débit d’huile donne 110,0133 sm<sup>3</sup>/d à valeur de GOR = 350 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup> au-delà de cette valeur le débit d’huile va diminuer.

Donc injection à 283,12 m<sup>3</sup>/d représente le débit d’injection optimal par apport les autres Injections présentées dans le tableau qui ils donnent des débits d’huile inférieure à 110 sm<sup>3</sup>/d.

Un excès de gaz peut causer une perte de production d’huile car si on injecte un très grand débit de gaz, on va avoir un débit important dans le tubing et le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d’huile produite.

**Conclusion**

**et**

*Conclusion*  
*et*  
**Recommandation**

# Conclusion

Le gaz-lift est le moyen d'activation des puits d'huile de champ Hassi Messaoud, qui a pour but d'augmenter la récupération. L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit et d'étudier l'influence des paramètres de réservoir et de complétion en utilisant le logiciel « PIPESIM » qui donne des meilleurs résultats de calcul.

Les principaux résultats sont les suivants :

- L'optimisation que nous avons réalisée sur le puits OMJ 60, nous a permis d'obtenir un gain de production pour un GLR optimal.

Le débit optimal de l'injection pour le puits OMJ 60 égale à **5,7 mmscf /d**

L'effet des différents GOR est étudié pour le puits MD13, le calcul de fonctionnement du puits éruptif nous donne un débit d'huile égale à pour GOR égale à **350 (sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>)**

L'optimisation du débit de gaz pour le gaz-lift permet l'exploitation intelligente est maline des capacités d'un puits. Il faut trouver le débit de gaz à injecter dans l'huile qui soit nécessaire pour maximiser la production pétrolière. L'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimum » cause une chute dans la production.

- Il faut donc aussi optimiser le gaz lift pour avoir une bonne activation, synonyme de bonne production.

# Recommandation

- Faire une étude économique pour vérifier la rentabilité de l'injection optimisée.
- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection;
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.
- Une étude économique est impérative pour prévoir la rentabilité du gaz lift.
- Bien optimiser la pression en tête des puits.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1]: **j.de Saint- Palais** : Publication de l'institut français du pétrole 2000.
- [2]: le gas-lift sur le champ de Hassi-Messaoud sonatrach activité amont division production direction régionale hassi-messaoud
- [3]: **D. PERRIN** : activation des puits, ENSPM formation industrie -forage " production " gisement 1998
- [4]:**Récupération assistée par gas-lift**. Groupe socotec industrie Édition 2 - septembre 2001
- [6]: Activation de puits géothermiques par gas-lift continu institut mixte de recherches géothermiques service géologique national 2000
- [7]: Artificial lift manual part 2A gas lift design guide
- [8]: Algérien Petroleum Institute Iap Spa
- [9]:Cours de production tome 6 : récupération assisté par édition technique 1975
- [10]: book 6 of the vocational training series third edition, 1994 issued by American petroleum institute exploration & production department
- [11]: Gas Lift Equipment © 2013, *Halliburton*
- [12]:Documentation de champ de **Hassi Messaoud data banc**
- [13]: Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999

# Annexe

## Déférente Type De Corrélation

### 1. Corrélation de Poettman et Carpenter:

Elle inspirée a partir de l'équation générale de l'énergie. POEITMAN et CARPENTER sont suppose que:

- le mélange (eau, huile, gaz] est considère comme monophasique.
- l'effet de viscosité et de l'accélération sont négligeables.
- le facteur de frottement prend la même valeur (moyenne le long de tubing).

La détermination des pertes de charges par cette corrélation est calculée comme suite:

$$W = q_o \times m$$

$$m = 350 \times Y_o + 0.0764 \times Y_g \times R + 350 \times Y_w \times WOR$$

$$v_m = 5.61 \times B_o + 5.61 \times WOR + (GOR - R_s) \times (14.7/p) \times (Z/2)$$

Ou:

$P_m$  : La masse volumique ( $m/v_m$ ).

$q_o$  : Débit volumique d'huile.

$V_m$  : le volume de mélange (eau, huile et gaz),

$P$  : La pression.

$W$  : Débit massique de mélange.

$m$  : Masse de l'effluent.

$Y_o$  : Densité de l'huile.

$Y_g$  : Densité du gaz.

$Y_w$  : Densité de l'eau.

$WOR$ : Rapport eau-huile.

$GOR$  : Rapport gaz-huile.

$R_s$  : Solubilité du gaz.

$Z$ : Facteur de compressibilité de gaz,

### 2. Corrélation de Beggs et Brill :

Au début, cette corrélation a été établit pour un écoulement dans les conduites horizontales de faibles drainettes, mais les auteurs ont introduit un facteur qui prend en considération l'inclinaison de la conduite situe entre  $60^\circ$  et  $90^\circ$ .

Cette méthode est base sur la détermination des régimes d'écoulement qui dépend de:

- Hold-up des Liquides sans frottements:

$$\lambda = \frac{q_L}{(q_L + q_g)}$$

$q_L$ : Débit liquide.

$q_g$ : Débit du gaz.

### 3. Corrélation de Hagedorn et Brown:

La corrélation de H&B est une prolongation de celle de P&C, ils ont étudié l'effet de liquide (viscosité, tension superficielle,.....etc.) sur les pertes de charge avec différentes valeurs de débit (220 bbl/d à 980 bbl/d), d'un GLR qui varie entre 194 et 1845 scf/bbl et pour diamètre de (1<sup>3/4</sup> à 2<sup>7/8</sup>) de tubing.

Ils ont constaté que ces propriétés ont un grand problème sur les pertes de charge. la formule utilisée pour cette corrélation est:

$$\Delta h = \frac{144 \times \Delta P - \rho_m \frac{\Delta V_m^2}{2g}}{2.9652 \times 10^{11} \times d^5 \rho_m + \rho_m}$$

Et que c'est indépendant de ce qui suit :

- **Diamètre des tubings** : La chute de pression est correctement prédite pour des diamètres allant de 1 à 1.5". Pour des diamètres supérieurs, cette dépression est surestimée.

-**Densité de l'huile** : La corrélation de Hagedorn & Brown a tendance de surestimer la chute de pression pour des huiles lourdes (13-25°API), et la sous estimer les huiles plus légères (40-56°API).

-**GLR** : Pour un GLR supérieur à 5000 la prédiction de la courbe de pression est erronée.

-**Water-cut** : La précision que donne cette méthode pour la prédiction des pertes de charges est généralement bonne même pour un large intervalle de water-cut.

### 4. Corrélation de Francher et Brown:

Cette corrélation est un ajustement de la corrélation de P&C, elle est plus exacte pour des faibles débits, et pour un GLR plus élevé, elle peut donner des bons résultats pour un GLR < 50000 Scf/bbl, Q < 400 bbl/D.

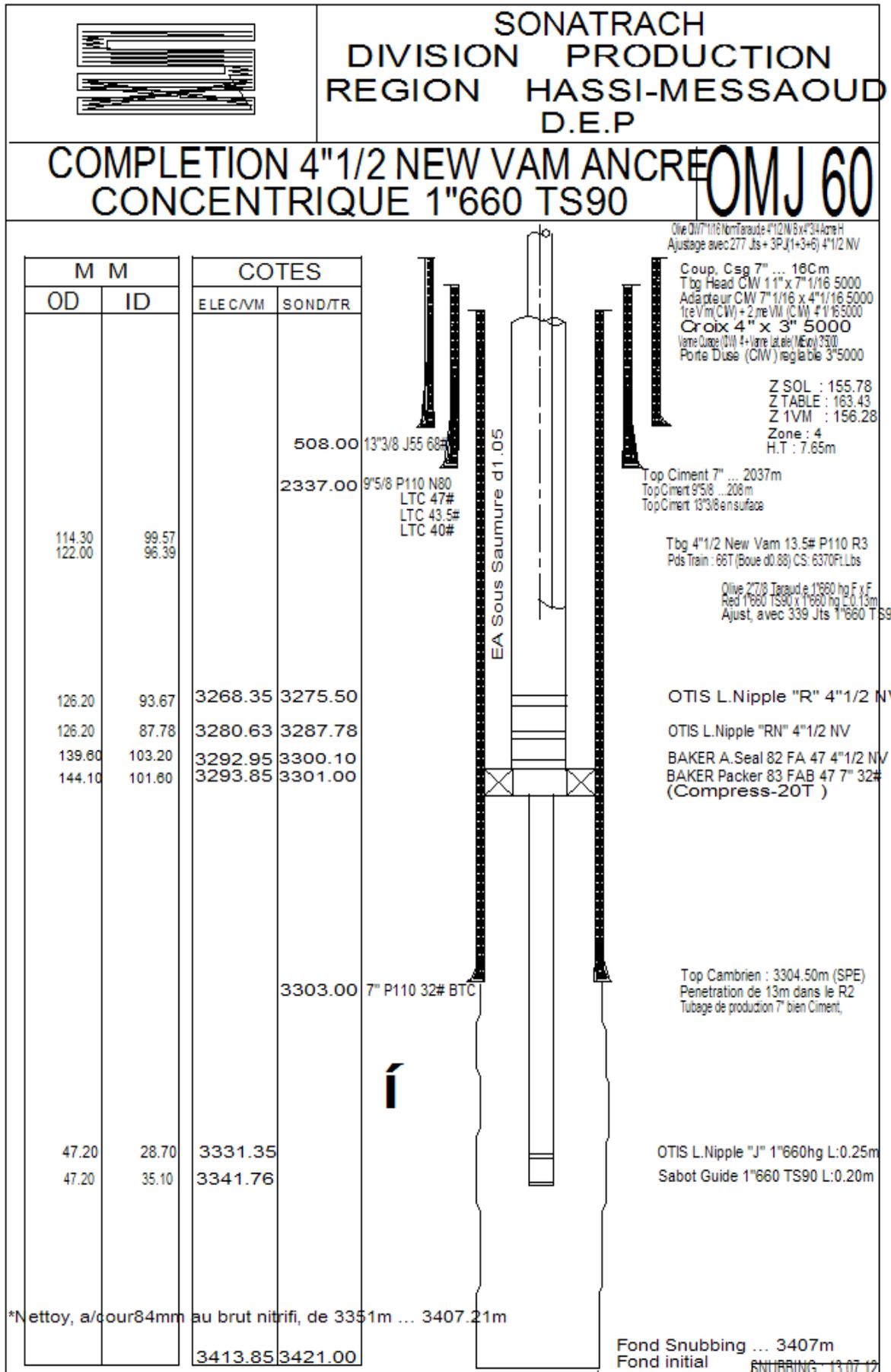
Pour un tubing de 2" ou 2<sup>1/4</sup>", à condition que la viscosité et la tension superficielle sont négligeables.

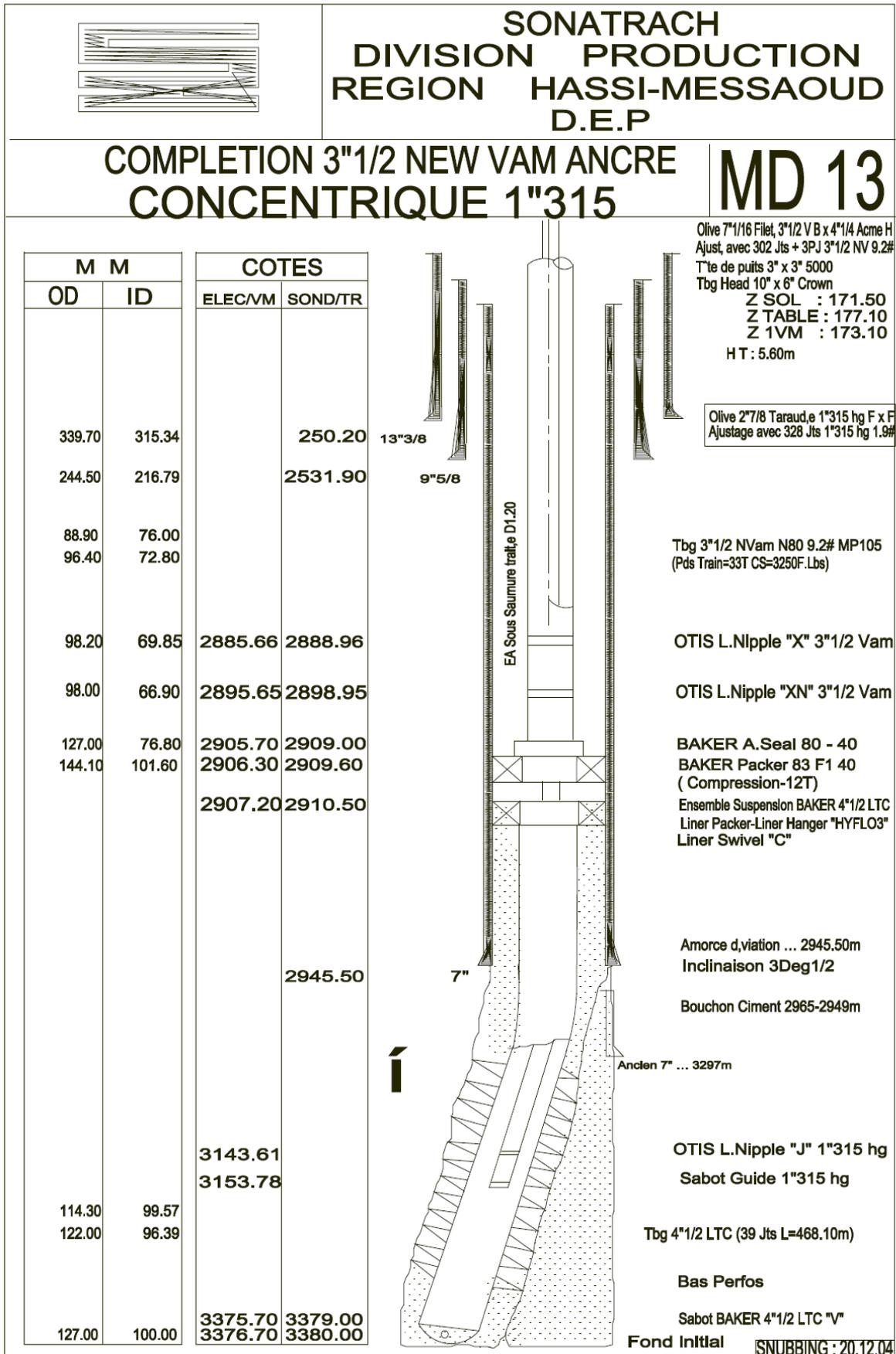
La procédure de calcul est la même que P&C avec une petite modification pour le facteur de frottement.

Ils ont introduit l'effet de GLR sur le facteur de frottement ff :

$$300 < \text{GLR} < 1500 \text{ Scf/bbl}$$

$$\text{et } 1500 < \text{GLR} < 3000 \text{ Scf/bbl.}$$





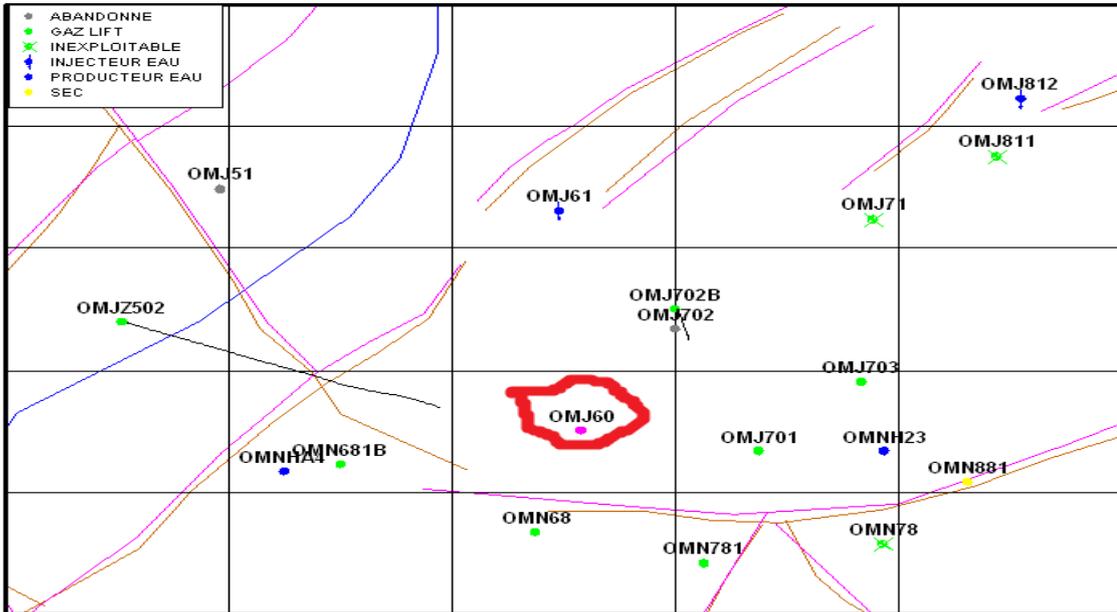


Figure 1. Position de puits OMJ 60

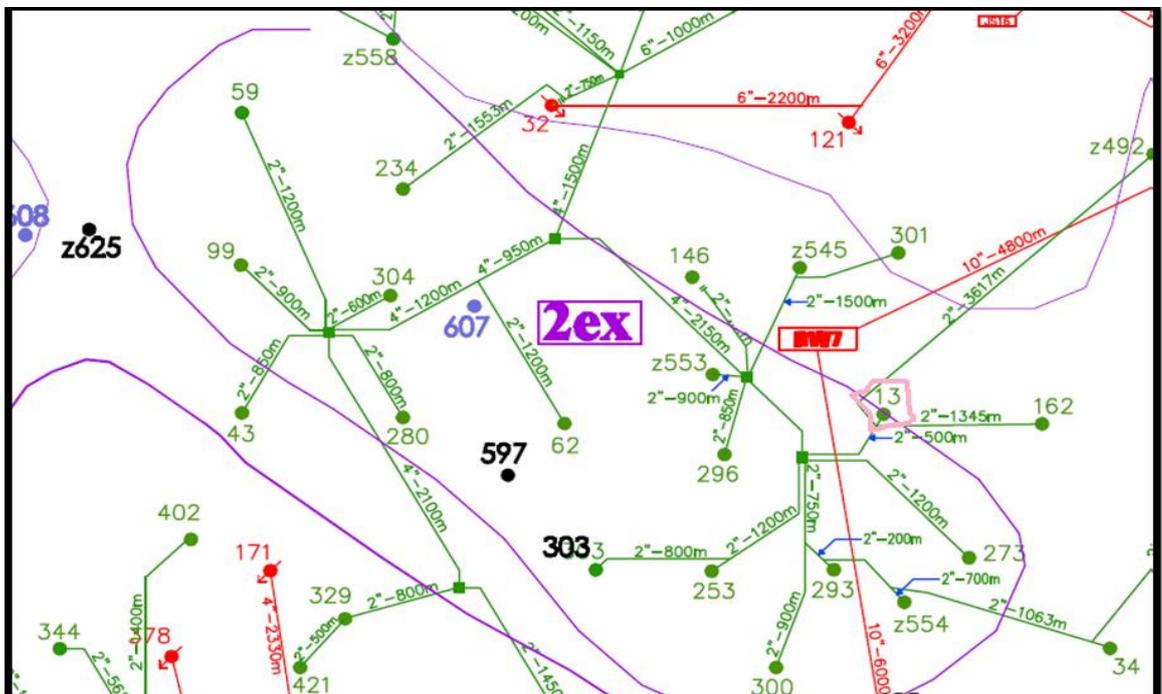


Figure IV.6: Position Puits MD 13

## Nomenclatures

**d** : Densité de fluide.

**Mo** : viscosité d'huile, **cp**

**Bo** : facteur volumétrique du fond, **bbbl/Stb**.

**DPskin** : Perte de charge du au skin.

**Qg** : débit de gaz.

**dp/dZ** : gradient de pression

**Pf** : pression de fond dynamique réelle

**PG** : Pression de gisement en **bar**.

**H d.0, 098** : la colonne hydrostatique de l'effluent.

**H** : Profondeur du puits en **m**.

**Pf** : pression de fond dynamique idéale

**Q o** : debit d'huile ; **Stb/day**.

**Q o max.** : Débit entrant maximal correspondant à une pression dynamique nulle ( $p_{wf}=0$ ) (AOF).

**Ko** : perméabilité effective à l'huile, **md**

**P<sub>wf</sub>** : pression dynamique du fond de puits, **psi**.

**PR** : Pression moyenne de réservoir, **psi**.

**g** : densité de gaz.

**HL** : fraction liquide.

**f** : facteur de glissement.

**qL** : débit liquide **Stb/day**.

**m** : masse totale du liquide

**d** : diamètre de tubing.

**r** : la masse volumique

**w**:débit massique du fluide

**IP** : Indice de productivité

**IPR** :inflow performance Relationship

**Pwf** : est la pression de fond en débit

**m** : Masse de l' effluent.

**Yo** : Densité de l'huile.

**Yg** : Densité du gaz.

**Yw** : Densité de l' eau.

**WOR:** Rapport eau-huile.

**GOR :** Rapport gaz-huile.

**R<sub>s</sub> :** Solubilité du gaz.

**Z :** Facteur de compressibilité de gaz