

REPUBLIQUE ALGERIENNE DE MOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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

Mémoire fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière: Hydrocarbure

Option: production académique

Présenté par : Hamouda Djihéne Mebrouka

Kadri Maroua

Mebarkia Asma

Thème

Complétion de Puits en GLC et Optimisation Gaz Lift

Soutenu le 29/05/2017

Devant le jury composé de :

Mr. Mamanou abd Latif

Université Ouargla

Président

Mr. Taabouche Adel

Université Ouargla

Examineur

Mr. Chetti Djamel Edinne

Université Ouargla

Rapporteur

Année Universitaire: 2016 / 2017

ملخص

إن الاستغلال الطبيعي للحقل النفطي يتضمن استرجاع سوائله إلى السطح تحت الشروط الملائمة، بينما نلجأ إلى استعمال تقنيات جديدة من أجل استئصال المشاكل المترتبة ، (توضع الترسبات وتضرر التكوين)، وذلك في حالة تراجع قدرة الحقل.

غاز ليفت هو تقنية من تقنيات الاستجماع ويكون عبر ضخ هذا الغاز في البئر، حيث يعمل على إنقاص الضغط في قاع البئر أثناء الجريان من المخزون وذلك من أجل إنتاج الحد الأقصى من البترول مع أدنى ضياع للطاقة في أنبوب الإنتاج ، هذه التقنية مستعملة في حوض بركاوي منذ سنة 2009 إلى يومنا هذا، بينما في حقل حاسي مسعود تم تطوير هذه التقنية عبر استحداث تجهيز جديد يتضمن حقن الغاز والماء منفصلان وفي وقت واحد. إن الهدف من هذه الدراسة هو تحسين التجهيز من أجل تسهيل مختلف التدخلات وتقليلها في المستقبل ، مع المحافظة على إنتاج ثابت يدوم وقتاً أطول.

الكلمات المفتاحية : الاستجماع ، تجهيز ، تحسين التجهيز

Résumé

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface dans des conditions favorables. Lorsque le potentiel du gisement devient insuffisant, de nouvelles techniques de récupération sont utilisées pour éliminer les différents problèmes (dépôts minéraux ou/et organiques, l'endommagement des formations).

Le gaz-lift conventionnel est l'une des techniques de récupération par injection de gaz.

L'activation par gaz-lift permet de réduire la pression de fond dans l'écoulement du réservoir pour produire le maximum d'huile avec le minimum de perte de charge le long de la colonne de production. Cette technique est utilisée au champ de Haoud Berkaoui depuis 2009 jusqu'à nos jours.

Par contre à Hassi Messaoud, cette technique est améliorée et sera utilisée avec une nouvelle complétion GLC dans le but d'injecter le gaz et l'eau en parallèle et séparément.

L'objectif de cette étude est d'optimiser une complétion afin de faciliter les interventions et minimiser leur nombre et garder une production stable le plus longtemps possible.

Mots clés : récupération ; activation par gaz-lift; complétion GLC ; optimisation

Abstract

The natural exploitation of an oil reservoir is to bring the hydrocarbons to the surface under favorable conditions; once the potential of the deposit no longer meets production constraints despite the large reserves put in place, new techniques of recovery are used to eliminate the various problems (mineral and / or organic deposits, damage of formations). Conventional gas-lift is a technique of production by injecting gas to optimize production.

Gas-lift activation can reduce the bottom pressure in the tank flow, to produce the maximum oil with the minimum head loss along the production column. This technique has been used in the Haoude Berkaoui since 2009 and it's still reliable until now.

Whilst at Hassi Messaoud, this technique is improved and will be used with a new GLC completion which aims to inject gas and water in parallel separately.

The objective of this study is to be able to implement a completion in order to facilitate the interventions and minimize their number and to keep a stable production as long as possible.

Keywords: Recovery. Gas lift activation, GLC completion, implement

Dédicace

Au nom de Dieu, le Très Miséricordieux

Ce travail est dédié à:

Ma précieuse petite famille:

Mon père aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être.

Ma chère mère tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et
De prier pour moi.

Mes chères sœurs: Darine et Manou pour leur aide et soutien

Mes chers frères: Nazim et salah et Mon petit ange Safy

Mes cousins et cousines merveilleux et tous autres membres de ma famille

Pour mon fiancé Abd Latif qui m'a toujours aidé à surpasser mes problèmes, aidé et soutenu.

Mes amis les plus cher(e)s: Maroua ; Aichouche ; Asma ; Nihed et Tifou. Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au
Long de ma vie professionnelle et personnelle.

A monsieur Chetti Djamel Dinne mon encadreur pour ses conseils et son soutien et à monsieur Kharaz Djamel et Chaieb Sihem pour leur aides

**A Tous ceux que j'aime et que je respecte
-Jihène-**

Dédicace

Quoi de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

A la mémoire de mes chers grands-parents paternels et maternels que je n'oublierais jamais

A ma très chère mère, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans ma vie

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes études.

A mes très chères sœurs Malika et Mounia que j'aime, A mon frère Mehdi à qui je souhaite d'avoir un magnifique avenir, à mes très chères tantes Hadria et Djennat sans oublier tous les membres de ma très chère famille à Ouargla et à Biskra.

A mes meilleurs amis Jihène, Asma, Aichouche, Amina, qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je dois beaucoup dans ma réussite. Sans oublier mes deux cousines Kawter, Tourkia et Houda, qui m'ont énormément aidé et soutenu.

A monsieur Chetti mon encadreur et mon mentor avant tout, à monsieur Kharaz Djamel, Chaieb Sihem, Loucif, Kouidri de HKB,

A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.

MAROUA

Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

- **Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années de travail à:**
- **Ceux qui méritent le plus ma reconnaissance, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutien et bonheur dans la vie :**
- **Pour toi, très chère mère, pour toi très respectueux père, vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'aviez entouré de nobles sentiments.**
 - **Pour vous, très chers mes frère ahmed, farouk, wail.**
 - **Pour vous mes chères sœurs rabab, chaima et ichrak.**
- ***A mon fiancé saïf qui m'a énormément aidé et soutenu.***
- **Aux personnes que je n'oublierais jamais mes amis: jihene, maroua et samiha.**
- ***A monsieur Chetti mon encadreur et mon mentor avant tout, à monsieur Kharaz Djamel, Chaieb Sihem, Loucif, Kouidri de HBK,***
- ***A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.***

ASMA

Remerciement

Tout d'abord, nous remercions Dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de nous avoir éclairé dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il nous réserve pour l'avenir.

Le présent projet n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante, la compréhension et le dévouement d'un certain nombre de personnes, qui par leur présence et leurs conseils, nous ont apporté leur soutien chacun à sa manière. Nous les en remercions vivement.

Nous exprimons notre profonde gratitude et nos remerciements à :

Notre encadreur : Mr. Chetti Djamel Eddine, qui nous a énormément aidé au cours de la préparation du mémoire, mais aussi pour sa disponibilité, sa bienveillance, son soutien permanent, son aide, sa gentillesse et ses qualités humaines.

Mr. Djamel Kharaz chef de Département contrôle puits, pour son soutien, son temps précieux qu'il nous a consacrés et pour nous avoir aidé à la réalisation de ce mémoire.

Melle. Chaib Sihem, pour ses orientations, ses conseils, ses explications, ses critiques constructives et son aide.

Tout le personnel des différents départements et service de la Direction Engineering Production de Hassi Messaoud mais aussi la Direction Régionale HaoudBerkaou Division Engineering Production, qui ont mis à notre disposition tous les moyens nécessaires afin de réaliser une grande partie de notre travail dans une ambiance très agréable. A tous ceux qui nous ont guidés, conseillés et formés durant ces années.

Sommaire	
Résumé	I
Dédicace	II
Remerciement	V
Introduction générale	2
Chapitre I : situation géographique	
I.1-Situation géographique	4
I.2- Cadre géologique	4
I.3- Historique du champ HMD	5
I.4-Problèmes d'exploitation du champ HMD	5
Chapitre II : généralité sur le gaz lift et le dessalage	
Introduction	7
II.1- Les différents modes d'activation	7
II.2- Paramétré de détermination d'un moyen d'activation	7
II.2.1- Critères économiques	7
II.2.2- Critères techniques	8
II.3- le Gaz-lift	8
II.4- Utilisation de gaz-lift	8
II.4.1- Les puits d'huile	9
II.4.2- Démarrage du puits	9
II.4.3- Augmentation du débit	9
II.4.4- Nettoyage du puits injecteur (Injector clean up)	9
II.5-Les principaux paramètres de Gas-lift	9
II.5.1 Pression en tête de puits	9
II.5.2 Pression de gaz injecté	9
II.5.3 Profondeur de gaz injecté	10
II.5.4 IP important et effet de peau	10
II.6-Les problèmes liés au gaz lift à HMD	10
II.6.1- Formation des hydrates	10
II.6.2-Érosion des équipements	10
II.6.3-L'émulsion	10
II.6.4-Formation des givres	10
II.7-Compositions du gaz injecté	11
II.8- Problème de sel (chlorure de sodium) dans le champ HMD	11
II.9- Le dessalage	11
II.9.1- Bouchon d'eau avec fermeture	11
II.9.2-L'injection d'eau par circulation	12
II.9.3- Injection continue d'eau	12
Chapitre III : Equipements Gaz-lift	
Introduction	14
III.1-Objectif de La Complétion GLC Weatherford	14
III.2- Équipements de la complétion GLC	14
III.2.1-SPM (side pocket mandrin)	14
III.2.2- Access Switching Valve	14
III.2.3- La vanned'injectiond'eau (Water Flood Valve)	15
III.2.4-Double Box Locator Sub	15
III.2.5-Le PBR (Polish Bore Receptacle)	16

III.2.6- la vanne de gaz-lift	16
III.3-Principe de fonctionnement de la complétion GLC	17
III.4- Les avantages de la complétion GLC	18
III.5- Les inconvénients de la complétion GLC	18
Chapitre IV : analyse Nodale	
Introduction	20
IV.1-Importance de l'analyse Nodale	20
IV.2-Objectif de l'analyse nodale dans cette étude	20
IV.3-procédure d'application de l'analyse nodale	21
Chapitre V: Design et optimisation	
Introductions	24
V.1-Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle.	24
V.2-Les critères de sélections des puits candidats à la complétion GLC	24
V.3-Aperçu sur le logiciel PROSPER	25
V.3.1- organigramme de fonctionnement de PROSPER	28
V.4- étude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et d'eau)	28
V.4.1- L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle	28
V.4.1.1- Localisation du puits MD68	28
V.4.1.2 -Données PVT	29
V.4.1.3-La fiche technique	30
V.4.2.1-l'analyse nodale du puits MD68	30
V.4.2.2-Matching du Build Up test (13/02/2016)	30
V.4.2.2.1-Données de Test Build Up	31
V.4.3- L'analyse du comportement du puits avec une complétion GLC	32
V.4.3.1- Design Gaz lift pour une complétion GLC	33
V.4.3.2-Paramètres de production du puits MD68 avec une complétion GLC	34
V.4.3.2.1-Comparaison entre la production avant le work over et après	34
V.4.3.3- Optimisation Gaz Lift	36
V.4.4-Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift	37
V.4.4.1-Influence de WC	38
V.4.4.2-Influence du diamètre intérieur de tubing	39
V.4.4.3-Influence de P_g et I_p	41
V.5- Etude économique	43
Conclusion et recommandations	44
Bibliographie	46
Annexe	48

Nomenclature et Abréviations

Bo: Covolume
C1: Méthane
C2: éthane
C3: propane
C6: Hexane
C7: Heptane
CO2: deux oxydes de carbone
ESP: Electrical Submersible Pump
GL: Gaz-Lift
GLC : Gaz lift conventionnelle
GLR: Gaz Liquid Ratio
GLS: gaz-lift simple
GOR: Gaz Oil Ratio
H : Hauteur ou épaisseur du réservoir
HMD: Hassi Messaoud
HYD PUMP: La pompe hydraulique
i-C4: iso-butane
ID : Inside Diameter (Diamètre Intérieur) (in : pouce)
IP: index de productivité (bbl/j/psi)
IPR: Inflow Performance Relationship
K : Perméabilité (md)
METT : Multifrequency Electromagnetic Thickness Tool
NaCl : Chlorure de sodium
N2 : Azote
n-C4: butane normal
n-C5: pentane normal
Pb: pression de bulle (Kg/cm^2)
PBR: Polish Bore Receptacle
PCI: pouvoir calorifique inférieur
PCP: (Progressing Cavity Pumps) La pompe moineau
Pg: Pression de gisement (Kg/cm^2)
PLT: Production logging tool

Pnode: pression de node (Kg/cm²)
Pr: pression de réservoir (Kg/cm²)
Psep: pression de séparateur (Kg/cm²)
Pt: Pression de tête (Kg/cm²)
PVT: pression volume température
Pwf ou PFD: pression de fond (psi)
Q: débit d'huile (m³/h)
ROD PUMP: (Sucker Rod Pumps) Les pompes aux tiges
rw : rayon du puits (ft)
S: Skin
SPM: side pocket mandrin
μo : viscosité de l'huile (cp)
WC: Water Cut (en %)
WO: Work Over
WOR: water oil ratio
WL: Wire Line
Whp: Well head pressure (Pression de tête) (Kg/cm²)
ΔT : Différence de température entre deux points
ΔP : Différence de pression entre deux points

Unités

Cp : centpoise

C° : Degré Celsius

gr : Gramme

gr/l : gramme par litre

mg/l : milligramme par litre

kg : kilogramme

Km: kilomètre

bbl: Baril

j: jour

ft: Feet (Pied)

in: Inch (pouce)

md : Mili Darcy

m : Mètre

m³/m³ : mètre cube par mètre cube

std m³/ std m³: standard mètre cube par standard mètre cube

KDA: Kilo Dinars

Liste des figures	
Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	4
Figure II.1: différent modes d'activation	7
Figure III.1: SPM pour GAZ-LIFT camco	14
Figure III.2: Access Switching Valve	15
Figure III.3: Water Flood Valve	15
Figure III.4: Double Box Locator Sub	15
Figure III.5: Polish Bore Receptacle	16
Figure III.6: vanne gaz lift	16
Figure.1: l'interface de PROSPER	26
Figure V.2: fiche technique du puits MD68	29
Figure V.3: matching de la courbe VLR/IPR du puits MD68	30
Figure V.4: choix du design GL	32
Figure V.5: cote des SPM en fonction de la profondeur	33
Figure V.6: courbe VLP/IPR pour le puits MD68	33
Figure V.7: débit d'huile avant et après la complétion GLC	34
Figure.8: optimisation gaz lift avec un $W_c=0$	35
Figure.9: débit d'huile en fonction de gaz injecté	36
Figure.10: l'influence de W_c	37
Figure V.11: le débit d'huile en fonction de W_c	38
Figure V.12: l'influence de ID	39

Liste des tableaux	
Tableau II.1: compositions de gaz	11
Tableau V.1: donnés PVT	28
Tableau V.2: la profondeur des vannes	32
Tableau V.3: la comparaison entre avant et après le WO	34
Tableau V.4: le débit d'huile en fonction de débit d'injection	35
Tableau V.5: les points de fonctionnement	37
Tableau.6: résultats de l'influence de la P_g et I_p sur le débit d'huile avec différents W_c	40

INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures sont des matières premières très importantes et jouent un rôle primordial dans l'économie mondiale.

Au début de leur exploitation les réservoirs qui produisent des hydrocarbures possèdent des potentiels suffisants pour permettre l'écoulement de l'huile et du gaz, jusqu'aux installations de surface.

Avec le temps la production diminue suite à la diminution de la pression du réservoir. Pour augmenter le potentiel du gisement, on utilise de nouvelles techniques de récupération.

L'injection de gaz lift est l'une des techniques d'activation la plus utilisée dans la production des hydrocarbures.

Son principe est de diminuer la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, par réduction de la masse volumique du fluide produit.

L'injection de gaz lift doit être optimale pour récupérer le maximum d'huile par introduction d'un minimum de gaz lift.

Le but principal de notre étude est de faire une optimisation du débit, du gaz injecté et de la profondeur d'injection en utilisant le logiciel PROSPER pour un puits vertical en prenant en considération le côté économique.

Notre étude est basée sur des données provenant du champ de Hassi Messaoud. Après études et recherches, les spécialistes ont découvert des complications coûteuses des équipements de fond utilisés (torsion du concentrique ...). La coopération avec Wetherford était nécessaire pour la mise au point de nouveaux équipements.

Notre travail est composé de cinq parties. Dans le premier chapitre nous avons donné la situation géographique de notre champ. Le gaz lift et le dessalage sont traités dans le deuxième chapitre. Les équipements utilisés pour le Gaz-lift dans la complétion GLC sont passés en revue dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre donne une simple idée sur l'analyse Nodale. Finalement le dernier chapitre reprend l'optimisation du Gaz-lift du puits MD68.

A la fin du mémoire nous avons présenté une conclusion et des recommandations espérant qu'elles soient bénéfiques.

Chapitre I

Situation géographique

I.1-Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50% de la production algérienne. Il est situé à 650 Km au Sud-est de la capitale Alger ainsi qu'à environ 80 km au sud-est de la ville d'Ouargla.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud ^[13].

I.2-Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie.

Il est limité géologiquement par ^[13] :

- Au Nord les structures de Djamaa Touggourt.
- À l'Est le dôme de Dahar, Horst anticlinal de Hassi-Touareg Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.
- Au Sud l'éperon ou le môle d'Amguid El Biod.
- À l'Ouest la dépression d'Oued Mya.

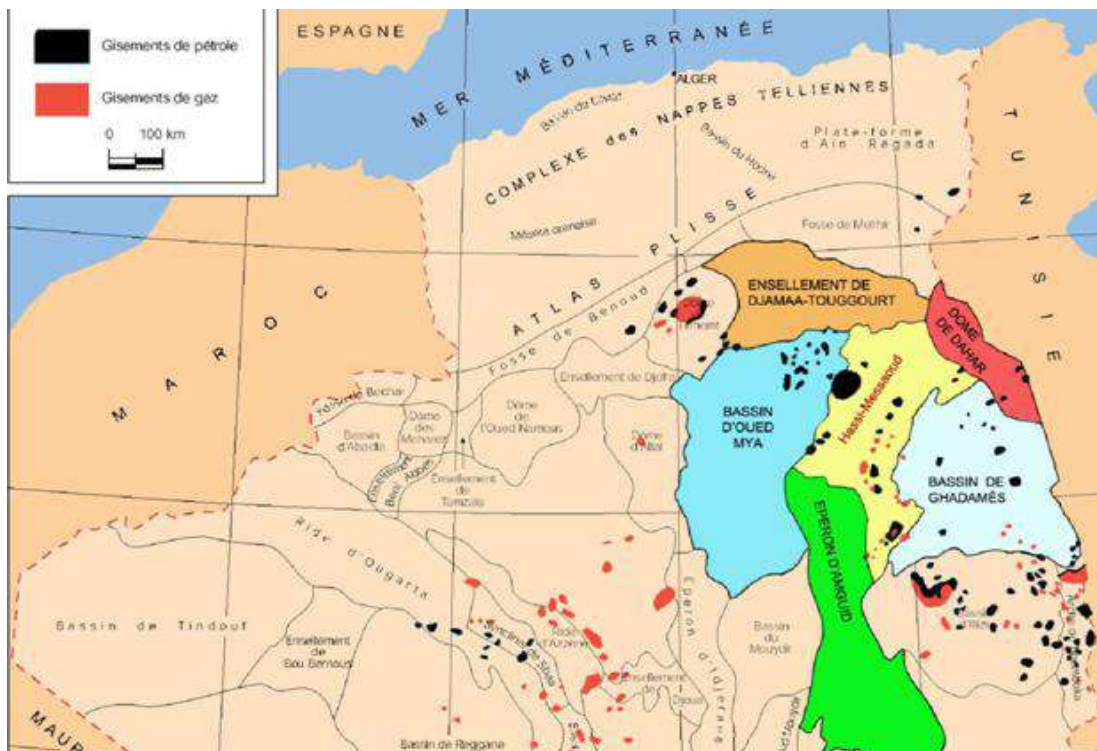


Figure I.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.3-Historique du champ HMD :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien ^[10].

I.4-Problèmes d'exploitation du champ HMD:

Le champ de Hassi Messaoud pose plusieurs problèmes d'exploitation qui sont généralement aggravés par les conditions thermodynamiques sévères du réservoir.

Le premier problème est dû à la présence dans la formation d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau même très faibles sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

Un second problème est les dépôts de sels qui viennent de la formation provoquent le bouchage et la corrosion des installations ^[10].

Chapitre II

Généralités sur le Gaz lift et le dessalage

Introduction

Le but d'une activation par gaz-lift est la réduction de la pression du fond du puits en écoulement ce qui permet l'augmentation de la production du réservoir.

Le principe du gaz lift consiste à l'injection du gaz aussi profondément que possible afin d'alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Dès le début de l'exploitation l'activation peut s'imposer pour les puits à huile, lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant ou le gisement ne renferme pas suffisamment d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface.

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

- Le pompage.
- Allègement du fluide (mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift).

II.1-Les différents modes d'activation :

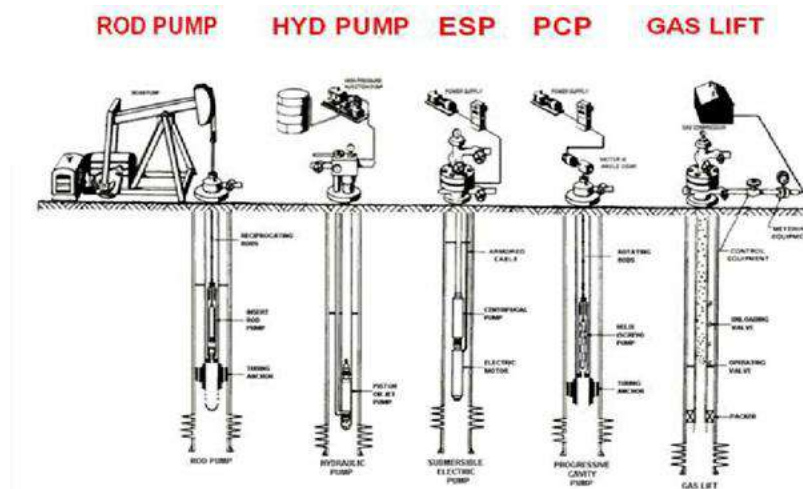


Figure II-1: différent modes d'activation.

II.2- Paramètres de détermination d'un moyen d'activation :

Choisir un procédé d'activation par rapport aux autres procédés cités auparavant se fait selon les critères suivants :

a-Critères économiques :

Si on choisit un procédé pour l'activation d'un puits, il devra récupérer un maximum de brut (pétrole) le plus vite possible et avec un moindre coût ^[3].

Malheureusement, c'est difficile d'avoir une évaluation globale du coût d'un moyen d'activation dans l'investissement initial.

Le coût d'exploitation d'un puits activé par un des moyens d'activation peut aussi varier selon les propriétés du puits et de sa situation ^[5].

b-Critères techniques :

Faire une étude sur la nature du puits, sa position, ses caractéristiques, et les conditions de son exploitation afin de choisir un moyen d'activation :

- Le débit actuel de la production.

- La profondeur et la température de fond.

- L'évolution des caractéristiques de production :

 - * WOR.

 - * GOR

 - * Pression de fond.

- Types de complétions :

 - * Simple.

 - * Multiple.

- La déviation du puits.

- Le taux de production du sable.

- Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates, carbonate) et de corrosion.

- Type d'exploitation :

 - *Terre ou mer.

 - *L'éloignement des puits.

 - *Environnement (proximité agglomérations).

 - *Disponibilité ou non de l'énergie d'activation : courant électrique, une source de gaz....

 - *Disponibilité des technologies de l'exploitation et de l'automatisation plus ou moins avancée.

II.3-Le gaz lift :

Cette technique entraîne la diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, en réduisant la masse volumique du fluide produit.

II.4-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 ^[4].

II.4.1- Les puits à huile :

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déjà épuisés. Comme il peut être utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

II.4.2- Démarrage du puits:

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation.

Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruption.

II.4.3- Augmentation du débit :

Le gaz-lift permettra d'augmenter la production des puits par rapport à la production naturelle. Pour ceux qui souffrent d'un déclin de la pression alors qu'ils peuvent encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur à la moyenne ^[1]

II.4.4- Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) :

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour le nettoyage et l'élimination des particules qui s'accumulent sur les perforations de la formation provoquant des dépôts. dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, une opération est assurée par un passage du puits en gaz-lift. Ce dernier est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide ^[4].

II.5-Les principaux paramètres de Gaz-lift :**II.5.1- Pression en tête de puits(Wellhead 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. Il en découle que les puits en gaz-lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits ^[3].

II.5.2- Pression du gaz injecté:

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single point. Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du 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 ^[3].

II.5.3- Profondeur de l'injection du gaz:

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating one). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible ^[3].

II.5.4- IP important et effet de peau:

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

On appelle effet de peau; L'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la ré-perforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz ^[3].

II.6-Les problèmes liés au gaz lift à HMD:

Les principaux problèmes sont:

II.6.1- Formation des hydrates:

La formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse pression et haute température avec la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz).

II.6.2-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 ^[7].

II.6.3-L'émulsion:

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. L'émulsion est favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI. Comme:

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz ^[7].

II.6.4-Formation des givres :

Le passage de gaz dans la duse de gaz-lift au niveau de puits provoque une diminution de la pression dans le pipe (0.4 à 0.5⁰c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de

température, la présence de l'eau dans le pipe favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau.

La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits ^[7].

II.7-Compositions du gaz injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante ^[6] :

TableauII.1: compositions du gaz.

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

II.8-Problème du sel (chlorure de sodium) dans le champ HMD :

Dans certaines régions, la présence de sel à l'état naturel peut être attribuable au fait que le secteur a été recouvert d'eau de mer après la dernière époque glaciaire. La région de HMD connaît ce phénomène. Certains puits connaissent ce problème (bouchon d'sel) qui provoque une diminution du diamètre des perforations et du tubing donc une diminution du débit. La solution est de faire le traitement de dessalage.

II.9-Le Dessalage :

Il est possible de dissoudre les dépôts de sel en pompant de l'eau, soit dans le tubing en fermeture, soit en injection continue, soit par circulation dans l'espace annulaire ou dans le flow line.

Cette injection d'eau permet, par simple dissolution de sel de traiter le problème fréquent d'obstruction des puits.

II.9.1- Bouchon d'eau avec fermeture :

Grâce à la grande solubilité des sels existants, la méthode de dessalage est la plus utilisée et la plus efficace à HMD. C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Un volume de 3 à 10 m³ d'eau traitée est pompé en tête de puits à l'aide d'une unité de pompage (puits fermé). Il descend dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontrés.

Actuellement une autre technique est pratiquée à HMD qui est la chasse de ce bouchon par le gaz pour minimiser le temps de fermeture du puits. Cette opération dure jusqu'à 3 h. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production selon les puits ^[14].

Cette opération est efficace lorsque le bouchon est au fond au-dessous de la vanne d'injection.

II.9.2-L'injection d'eau par circulation :

Dans ce cas la production se fait par tubing et l'injection par l'espace annulaire. L'opération est réalisée par l'injection d'eau douce en continue par l'espace annulaire, à partir d'un petit réservoir à l'aide d'une unité de pompage.

Cette opération est efficace lorsque le bouchon est au niveau de la surface (duse) ^[14].

II.9.3- Injection continue d'eau :

Cette procédure est réalisée en premier lieu pour empêcher la formation des dépôts de sel. C'est une méthode préventive. Ainsi, pour limiter la précipitation et dissoudre le sel formé, et pour diluer l'eau de gisement afin d'éviter la sursaturation vis à vis de NaCl.

Cette injection d'eau est efficace lorsque le problème de dépôts de sel se situe au niveau du tubing et tête de puits ^[14].

Chapitre III

Equipements GLC

Introduction

Plusieurs études ont été menées en collaboration avec des sociétés spécialisées dans la construction d'équipement de complétions afin de mettre au point une complétion plus adaptée aux problèmes d'exploitations liés au champ de HMD.

La complétion GLC utilisé auparavant était dépourvue de PBR. Le PBR qui équipe les complétions actuelles est placé et fileté sous le packer.

III.1-L'objectifs de la complétion GLC Weatherford :

- * Minimiser le nombre d'interventions.
- * Faciliter le passage pour les interventions à venir.
- * garder une production stable le plus longtemps possible.

III.2- Équipements de la complétion GLC :

III.2.1-SPM (side pocket mandrin):Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de WL. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de WL;ellessont les mêmes pour les complétions GLS ^[12].



Figure III.1. SPM pour GAZ-LIFT camco

III.2.2-Access Switching Valve : est un orifice avec une vanne d'accès qui sera activée par le GL, elle est tarée à une certaine pression d'ouverture pour permettre à l'eau de passer à travers l'orifice, passant ainsi de l'espace annulaire vers un tubing 1"660 (en parallèle avec le tubing de production 2"7/8), qui l'acheminera vers son point d'injection ^[12].

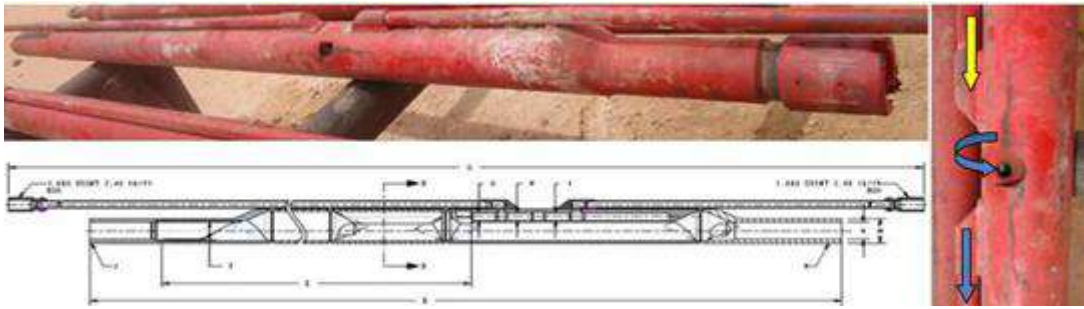


Figure III.2. Access Switching Valve

III.2.3- La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve): c'est une vanne qui permet le réglage du débit d'eau à injecter ^[12].

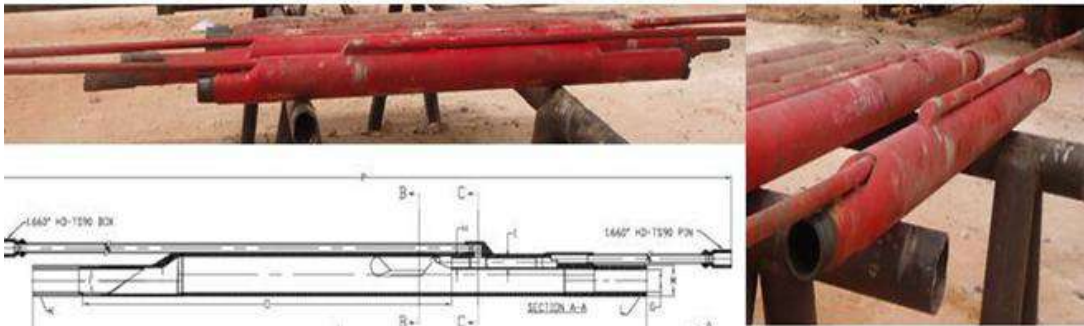


Figure III.3. Water Flood Valve

III.2.4-Double Box Locator Sub : c'est le point de rencontre des deux tubings en parallèle, raccordé au PBR ; ce dernier permettra de créer un nouvel espace annulaire entre le tubing de production 2"7/8 et le PBR pour pouvoir injecter l'eau sous packer ^[12].



Figure III.4. Double Box Locator Sub

III.2.5-Le PBR (Polish Bore Receptacle) : c'est un tubing télescopique c'est à dire un tubing qui a la possibilité de coulisser à l'intérieur d'un tubing raccordé à l'Anchor Seal qui lui permettra d'être ancré dans le packer. Le BPR va créer un passage entre le packer et le tubing de production 2"7/8, cet espace va permettre à l'eau d'être injectée sous le packer ^[12].



Figure III.5. Polish Bore Receptacle

II.2.6-Les vannes de gaz lift :

Les vannes de gaz lift sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices au cour dudémarrage (décharge) et aussi pour le liftage ^[12].



Figure III.6: vanne de GL

III.3- Principe de fonctionnement de la complétion GLC :

La Complétion Parallèle (3"½ x 2"7/8) x 1"660 appelée aussi GLC, consiste à injecter du gaz GL à travers des SPM 3"½ alimentés par un tubing 1"660 parallèle au tubing de production 3"½, afin d'assurer un bon liftage et une bonne activation pour une production maximale. L'espace annulaire entre les deux tubings en parallèles 3"½ x 1"660 et le casing 7" est réservé pour l'injection de l'eau de dessalage, l'eau douce sera injectée sous le packer.

La conception d'une installation de cette complétion a pour but de déterminer la profondeur des mandrins, de sélectionner les vannes à installer dans ces mandrins et de calculer leurs caractéristiques.

Lors de la conception, il est important de prendre quelques coefficients ou marges de sécurité pour être certain que le puits pourra démarrer dans toutes sortes de configurations. Il est préférable d'installer un mandrin en plus plutôt que d'être obligé de faire venir un compresseur haute pression pour que le gaz puisse atteindre le premier mandrin.

Le concepteur doit se souvenir de la chronologie des fermetures des vannes. Au démarrage, pendant l'injection de gaz dans le tubing 1"660, la 1^{ère} vanne de décharge s'ouvre quand la pression d'injection atteint la pression de tarage. La colonne de production s'allège sous l'effet de gaz après cette dernière la 1^{ère} vanne se ferme.

La fermeture de la 1^{ère} vanne provoque l'ouverture de la 2^{ème} vanne avec la pression d'injection égale à la pression de tarage pour l'allègement de la 2^{ème} partie. la même procédure pour les vannes de décharge suivantes.

Il est important que seule la dernière vanne reste ouverte durant la phase d'exploitation pour tirer le meilleur rendement du gaz injecté.

Lorsque la pression d'injection de GAZ LIFT atteint la pression de tarage, la vanne s'ouvre et permet l'entrée d'eau au concentrique 1"660 passant par la vanne d'eau pour le réglage du débit d'injection d'eau.

Elle est généralement effectuée grâce à six éléments principaux :

- 1-SPM.
- 2-Switching Valve.
- 3-La vanne d'injection d'eau.
- 4-Double Box Locator.
- 5-Le PBR.
- 6- Vanne de gaz lift.

III.4-Les avantages de la complétion GLC Weatherford :

Ce type de complétion présente plusieurs avantages ^[12] :

- Faire produire les puits salés et à faible pression de gisement.
- Pouvoir injecter du gaz et de l'eau simultanément.
- Assurer une contre pression au niveau du 7" au droit du LD2 (annulaire 7 toujours plein d'eau).
- Protéger le réservoir contre l'inondation par l'eau de dessalage en cas d'arrêt du gaz lift.
- Accès libre au fond pour différentes interventions.
- Minimiser les problèmes de givrage en surface.
- Permettre une exécution aisée des travaux WL.

III.4-Inconvénients de la complétion GLC Weatherford :

- Fracturation non réalisable.
- Acidification nécessite la mise en place des bouchons au niveau des SPM.
- Instrumentations WL fréquentes.
- Nécessité d'utiliser le WO pour tout changement de complétion ^[12].

Chapitre IV

Analyse nodale

Introduction

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

IV.1-Importance de l'analyse Nodale :

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent ^[1].

Ce système se compose de trois phases :

1. Le milieu poreux.
2. La conduite verticale ou inclinée.
3. La collecte.

IV.2-L'Objectif de l'analyse nodale dans cette étude :

Le but de l'analyse nodale dans cette étude est d'appliquer ce dernier sur le puit(MD68)de HMD qui a un changement d' index de productivité ,en faisant des sensibilités sur différents paramètres, afin de choisir la bonne candidature, tenant en compte bien sur les autres paramètres tel que les réserves en place, les puits voisins, positionnement du puits.

Pour cela, une discussion de méthodologie d'analyse nodale a été conduite d'abord (des procédures, des objectifs et des applications).

IV.3- Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre.

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud. Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow se compose par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

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

$$\text{Outflow : } P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta P$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système^[1].

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR (Inflow Performance Relationship) c'est à dire la représentation de débit de production en fonction de la pression de fond dynamique.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow ^[1].

Chapitre V

Design et optimisation

Introduction

Dans le champ de Hassi Messaoud tous les puits peuvent devenir un candidat pour la complétion parallèle, car en début de production la pression de gisement est généralement assez élevée pour laisser les puits éruptifs, Mais après un certain temps de production le gisement commence à perdre de l'énergie. Il faut donc passer par la récupération assistée (récupération secondaire). Ajoutant à cela le problème de percée d'eau de formation qui est très salée (Water Cut) et la déposition des sels au fond ou au niveau tubing et des équipements de surface qui doit être éliminé par l'injection d'eau en continu et qui touche la plupart des puits se trouvant dans le champ de HMD (l'eau de dessalage).

Pour notre étude la bonne sélection des puits candidat à la complétion parallèles les puits doivent répondre aux certains critères.

V.1-Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle :

Dans le champ de HMD tous les puits peuvent devenir candidat pour la complétion parallèle, car en début de production la pression de gisement est généralement assez élevée pour laisser les puits éruptifs, Mais après un certain temps de production le gisement commence à perdre de l'énergie. Il faut donc utiliser la récupération assistée (récupération secondaire). Ajoutant à cela le problème de percée d'eau de formation qui est très salée (Water Cut) et la déposition des sels au fond ou au niveau tubing et des équipements de surface qui doit être éliminé par l'injection d'eau en continu et qui touche la plupart des puits se trouvant dans le champ de HMD (l'eau de dessalage).

Pour une bonne sélection des puits candidats à la complétion parallèles GLC, les puits doivent répondre à certains critères ^[14].

V.2.Les critères de sélections des puits candidats à la complétion GLC :

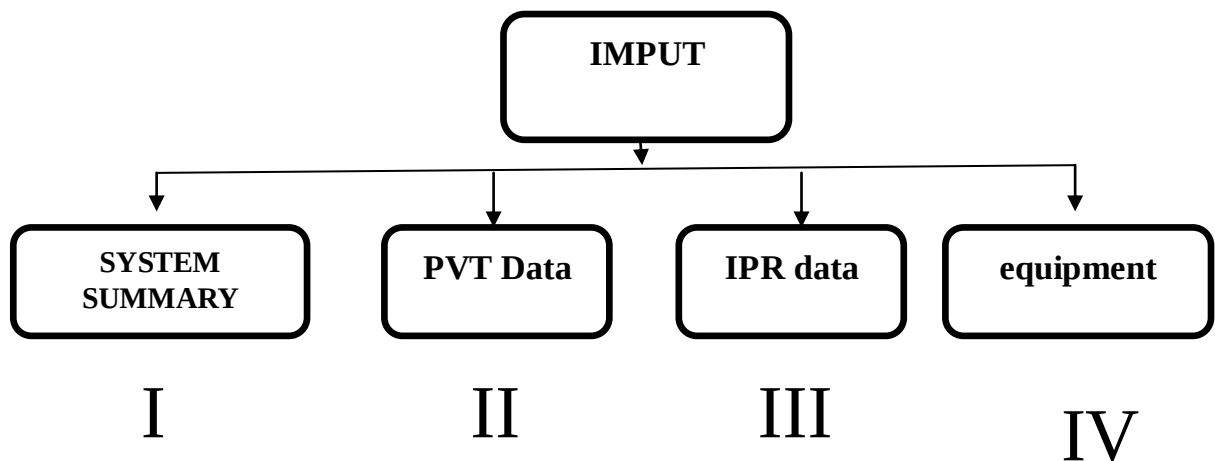
- Les puits non éruptifs activés par le gaz lift.
- Puits salés ou avec un Water Cut très élevé.
- Pression de gisement faible.
- puits très salée sollicitant une injection d'eau (continu/ périodique).
- Eviter les puits percé de gaz.
- Bon état de cimentation de casing 7".
- Eviter les puits horizontaux ou Short Radius qui ont beaucoup de problèmes de dépôts organiques ou inorganiques dans la partie horizontale.

V.3-Aperçu sur le logiciel PROSPER:

PROSPER (Production and Systems Performance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'Utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction machining. Une fois le modèle élaboré avec les données du champ, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de la surface ^[13].

V.3.1-Organigramme de fonctionnement de PROSPER :



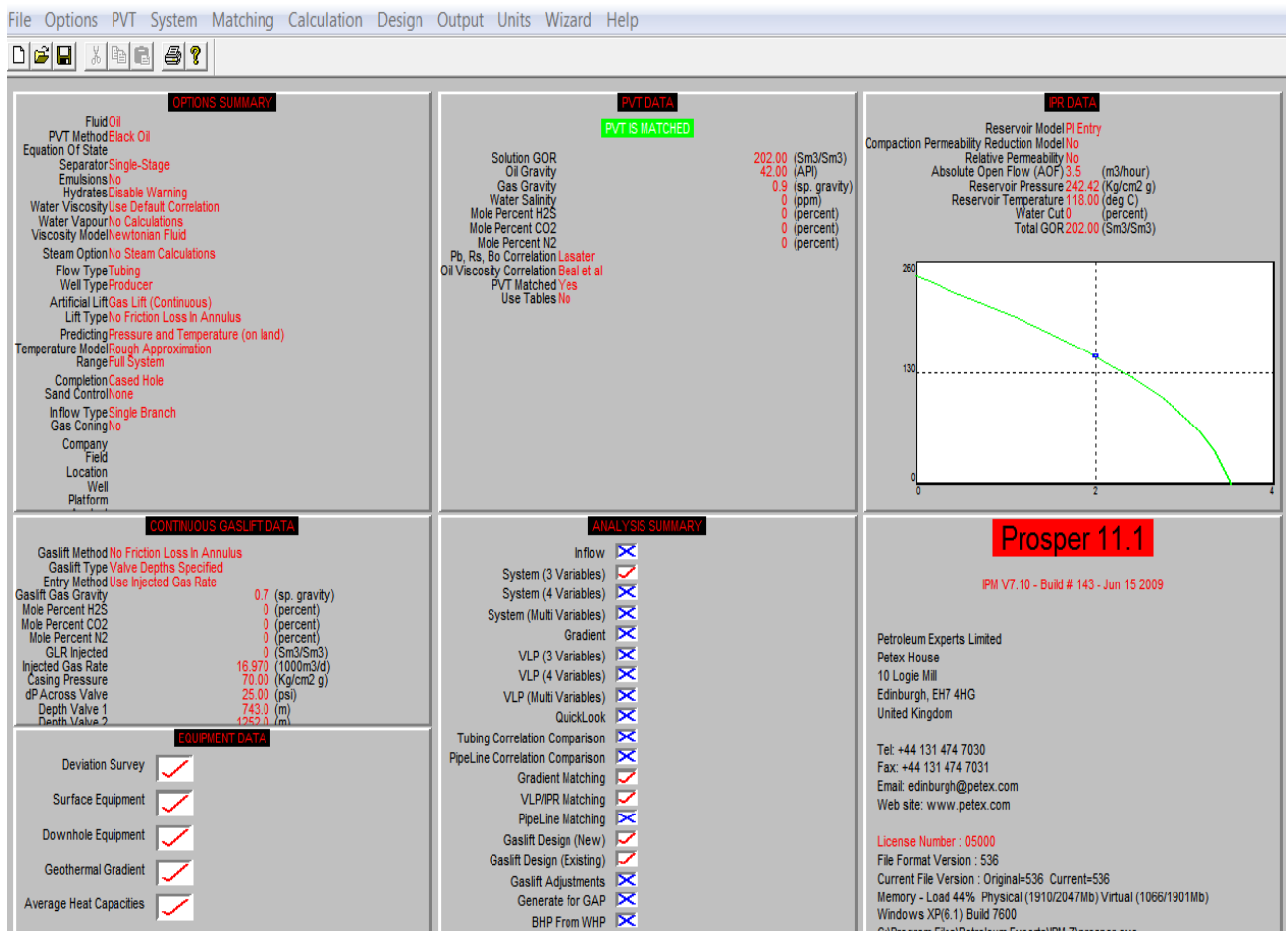
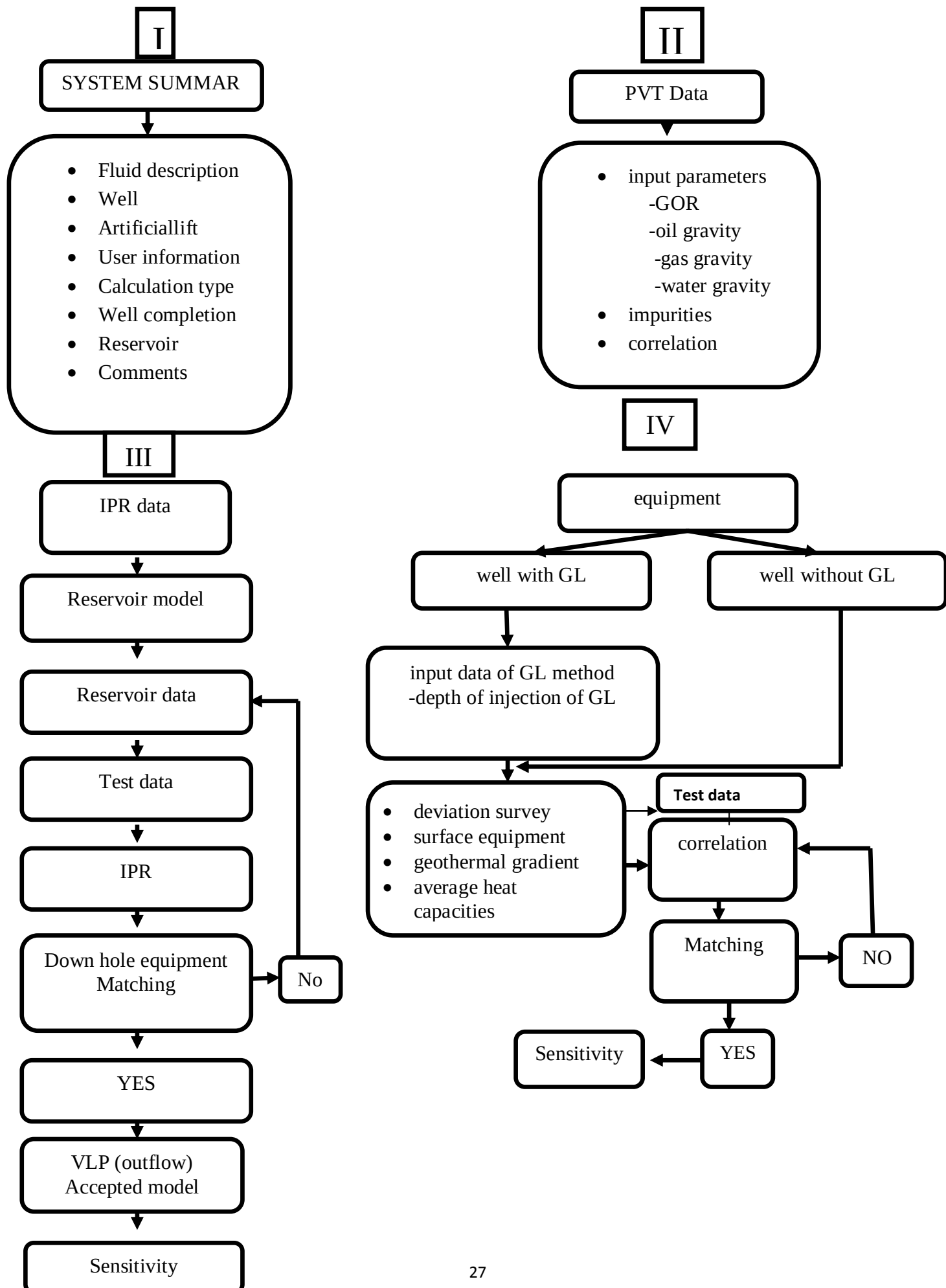


Figure V.1: l'interface du PROSPER



V.4- Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et d'eau) :

La méthodologie et les technologies nécessaires pour la récupération des hydrocarbures depuis le fond jusqu'en surface n'est pas facile car la sélection le design et l'installation des équipements de fond et de surface et leur localisation précise dans le puits demande beaucoup d'efforts.

Une bonne complétion doit produire le maximum de brute et/ou de gaz avec :

- Le moins de risque.
- Le plus d'efficacité.
- Le moindre coût.

Pour pouvoir effectuer une meilleure optimisation de la complétion GLC et de voir l'influence du design de la complétion sur les paramètres de production, nous avons choisi parmi les 138 puits candidats le puits MD68 avec des données d'essai de puits récentes (Build Up) et qui n'a subi aucune intervention WO.

Le puits MD68 a été classé comme puits producteur d'huile, il est foré avant l'indépendance.

On introduit les données de ce puits dans PROSPER afin de déterminer le point de fonctionnement, ensuite on détermine le design de la complétion (la profondeur de l'orifice de liftage) et le débit d'injection optimal de gaz.

V.4.1-Données du puits :

V.4 .1.1-Localisation du puits MD68 :

Zone : 15

X : 831599.00 Y : 125902.00

V.4 .1.2 -Données PVT :

Tableau V.1: données PVT

GOR de solution	202
DENSITE DE l'huile	42 API
Densité de gaz	0.9sp gravite (air =1)
Pourcentage de H ₂ S	0%
Pourcentage de CO ₂	0%

Pourcentage de N ₂	0%
Température de réservoir	118C
Pression de bulle	202 kg /cm2

V.4.1.3-La fiche technique :

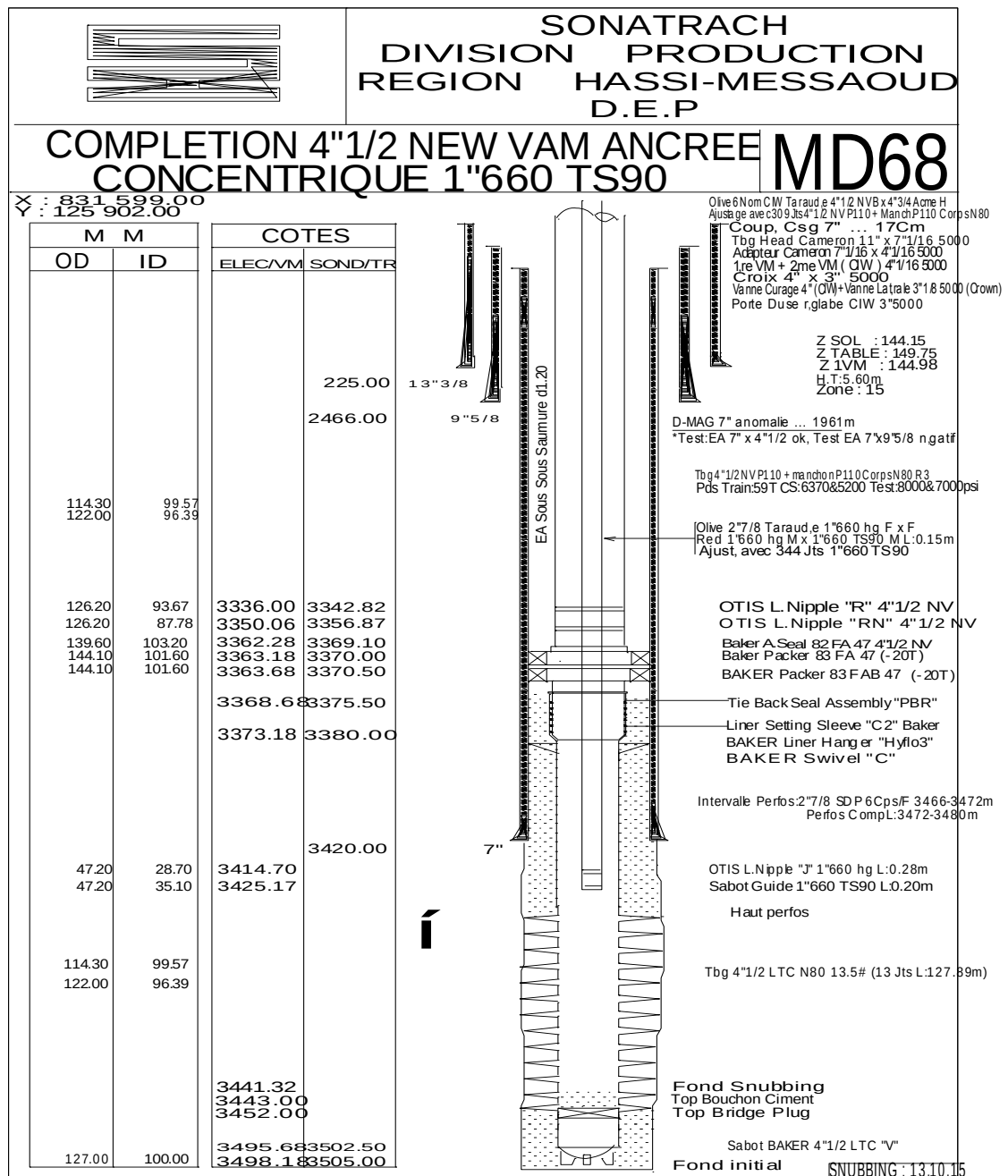


Figure V.2: fiche technique du puits MD68

V.4.2- L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle

V.4.2.1 -l'analyse nodale du puits MD68 :

L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle permet de déterminer le point de fonctionnement.

V.4.2.2-Matching du Build Up test (13/02/2016):

Pour la création du modèle qui nous servira pour l'analyse, il faut introduire les différentes données et informations collectées sur le puits sélectionné (MD68).

V.4.2.2.1-Données de Test Build Up :

Les données introduites pour le matching sont les suivantes : La Pression de gisement, la pression de fond dynamique à la cote réelle (Calculée), la pression de tête, la pression de pipe, Le diamètre de la duse, l'indice de productivité (par jour), le débit d'huile.

Il est aussi nécessaire d'avoir les données du suivi de l'opération de forage (data surveille, la fiche technique du puits, ainsi que les données géologiques pour avoir une idée sur les gradients de température et de pression). Les paramètres de Gaz lift sont aussi importants (Point d'injection, débit et pression d'injection). Une fois les données du puits introduites, il faut ensuite introduire les données PVT pour pouvoir lancer la simulation et effectuer l'étude. Les résultats du matching du Build Up sont montrés dans la figure (**Figure V.3**) qui nous donne le point de fonctionnement du puits avec les conditions du test.

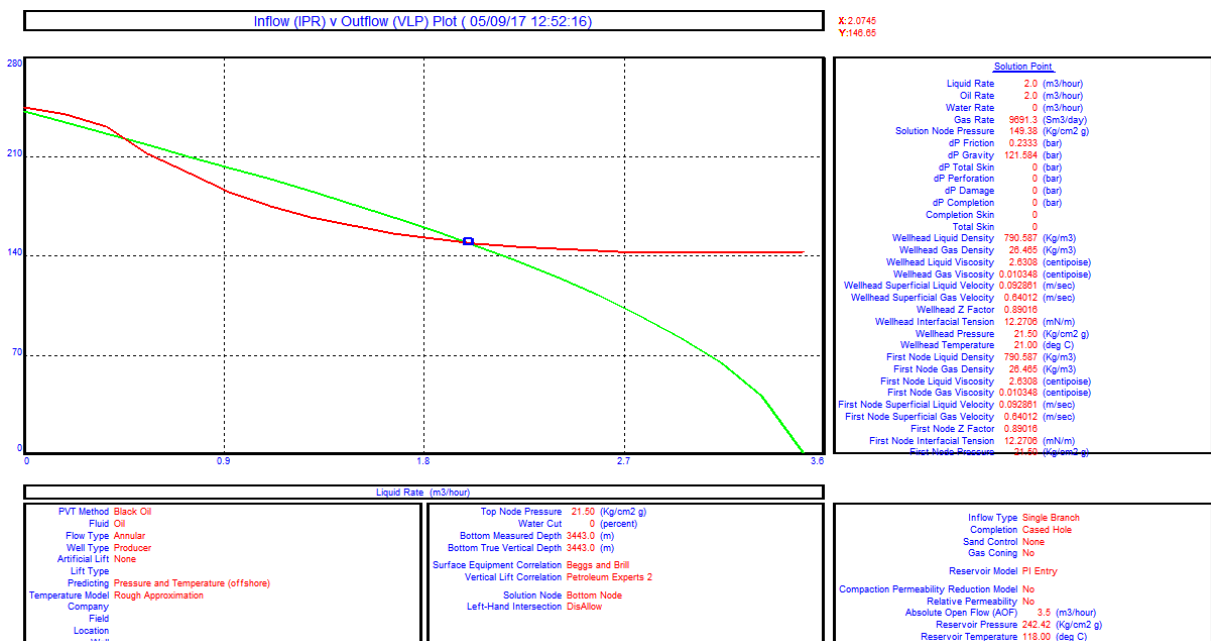


Figure V.3: Matching de la courbe VLP/IPR du puits MD68

L'intersection de l'**IPR** (courbe caractéristique du réservoir) et la **TPC** (courbe caractéristique de l'installation) donne le débit de fonctionnement du puits.

Alors le point de fonctionnement est :

$Q = 2.0 \text{ m}^3/\text{h}$ avec une pression de fond $P_{wf} = 149.38 \text{ Kg/cm}^2$
--

V.4.3 -L'analyse du comportement du puits avec une complétion GLC :

Pour la création du nouveau modèle (Complétion GLC), il faut tout d'abord choisir l'emplacement des nouveaux équipements de fond, en fonction de la configuration actuelle du puits (Top liner, Profondeur du Packer et du nouveau Packer à utiliser) et choisir par la suite le meilleur design pour l'emplacement des SPM.

Nous avons déterminé la profondeur de la cote d'encrage du nouveau packer d'après ce qu'on a vu sur le terrain. Une fois le premier packer désancré et remonté en surface, une opération WL (METT: Multifrequency Electromagnetic Thickness Tool) sera nécessaire pour vérifier l'état du casing 7" et déterminer la cote d'encrage du nouveau packer de production en évitant les points de raccords entre casing et les points endommagés.

(Généralement la cote d'encrage du nouveau packer est à un ou deux mètres plus haut que la cote d'encrage de l'ancien packer).

Une fois toutes ces données introduites dans le modèle, on peut commencer la simulation qui a pour but de voir l'impact de la complétion GLC sur les paramètres de production et d'optimiser la production du puits MD68, on utilise PROSPER pour effectuer une analyse nodale dans le but d'évaluer la performance de ce puits.

Une fois tous les paramètres de la nouvelle complétion introduits, on obtient grâce au logiciel une simulation du meilleur design pour le puits (**Figure V.4**). On peut par la suite interpréter et analyser les différentes modifications survenues sur le puits.

Donc à partir des courbes obtenues, on pourra en déduire le meilleur design pour le puits, ainsi que les paramètres à modifier pour avoir un meilleur rendement. Mais cela ne suffit pas il faut prendre en considération la faisabilité des modifications à effectuer, mais aussi le coût total de l'opération à entreprendre pour faire ces modifications et proposer une solution plus économique.

V.4.3.1- Design Gaz lift pour une complétion GLC :

Gas Lift Design - Calculated Rate (MD68 SPM.Anl) (Matched PVT)

GLR Injected	Liquid Rate	Oil Rate	VLP Pressure	IPR Pressure	Standard Deviation	Design Rate	Oil Production
Sm ³ /Sm ³	m ³ /hour	m ³ /hour	Kg/cm ² g	Kg/cm ² g		1000m ³ /d	m ³ /hour
385.93	3.5	3.5	123.43	1.13	16.3211	5.997	2.5

Get Rate Plot

Measured Depth	True Vertical Depth	Pressure	Temperature	Gas Injection Pressure
m	m	Kg/cm ² g	deg C	Kg/cm ² g
2384.0	2384.0	67.76	89.68	85.76

Valve Number 6 @ 2668.03 (md) 2668.03 (tvd) (m)
 Valve Number 7 @ 2970.04 (md) 2970.04 (tvd) (m)
 Valve Number 8 @ 3236.82 (md) 3236.82 (tvd) (m)
 Valve Number 9 @ 3440.65 (md) 3440.65 (tvd) (m)
 Operating Valve Number 10 @ 0 (md) 0 (tvd) (m)
 Valve Number 1 @ 745.456 (md) 745.456 (tvd) (m)
 Valve Number 2 @ 1248.27 (md) 1248.27 (tvd) (m)
 Valve Number 3 @ 1763.31 (md) 1763.31 (tvd) (m)
 Operating Valve Number 4 @ 2350.84 (md) 2350.84 (tvd) (m)

Design Plot Results Main Done Help

Liquid Rate	Oil Rate	Injected Gas Rate	Injection Pressure
m ³ /hour	m ³ /hour	1000m ³ /d	Kg/cm ² g
2.54973	2.54973	5.03889	70

Valve Type	Manufacturer	Type	Specification
Tubing Sensitive	Camco	BKT	Carbide

Figure V.4: Choix du design Gaz Lift

Tableau V.2 : la profondeur des vannes

LA VANNE	PROFONDEUR EN (m)
La vanne num��ro 1	745.456
La vanne num��ro 2	1248.27
La vanne num��ro 3	1763.31
L'orifice	2350.84

- Le débit d'injection qui est déterminé par le PROSPER est **5038 m³/jour**.

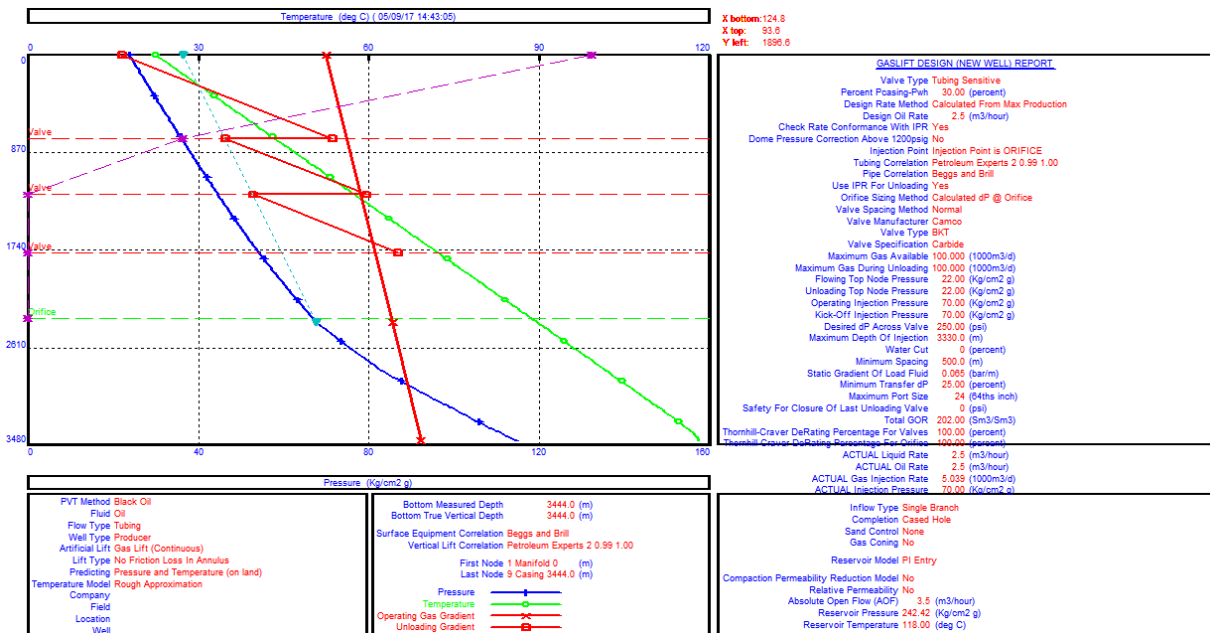


Figure V.5: Cotes des SPM en fonction de la profondeur

V.4.3.2- Paramètres de production du puits MD68 avec une complétion GLC :

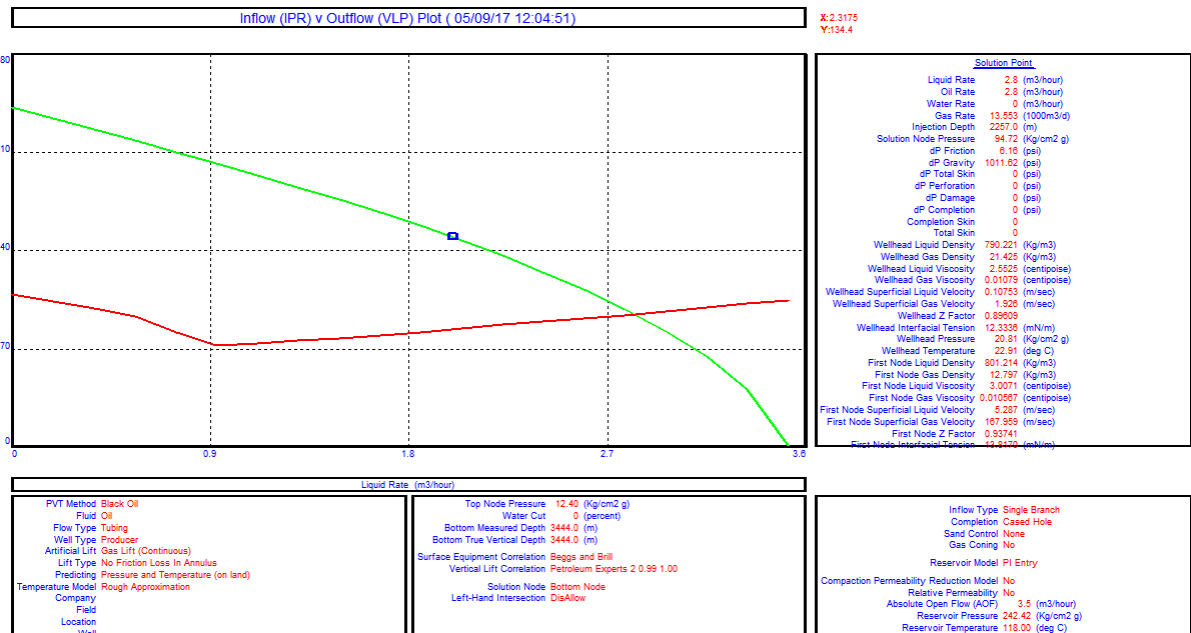


Figure V.6: Courbe VLP/IPR pour le puits MD68 avec une complétion GLC

Alors le point de fonctionnement est :

$$Q = 2.80 \text{ m}^3/\text{h} \text{ avec une pression de fond } P_{wf} = 94.72 \text{ Kg/cm}^2$$

V.4.3.2.1-Comparaison entre la production avant le work over et après :

Tableau V.3: la comparaison entre avant et après le WO

	AVANT LA COMPLETION		APRES LA COMPLETION	
MD68	Q d'huile	Pwf	Q d'huile	Pwf
	2.0 m ³ /h	149.38 Kg/cm ²	2.8 m ³ /h	94.72 Kg/cm ²

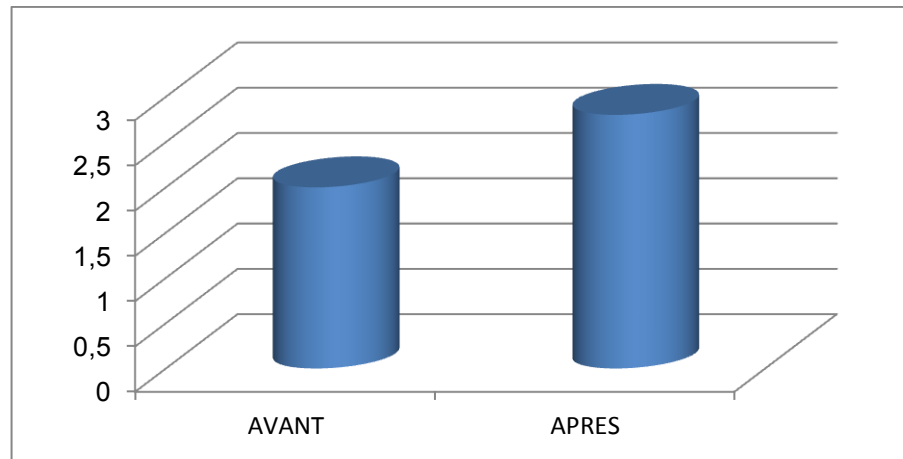


Figure V.7: débit d'huile avant et après la complétion GLC

On remarque que le débit d'huile a augmenté avec la diminution de Pwf après avoir équipé le MD68 par GLC et le gain de production est de 0.8 m³/h.

V.4.3.3. Optimisation Gaz Lift :

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 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 faut 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}.

La détermination du débit d'injection optimal consiste à varier chaque fois le débit de gaz «gaslift gas injection rate » dans la fenêtre « système (IPR+VLP) ».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 sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré sur la figure suivante.

En utilise les déférents débits d'injection : 500 m³/j ,5000 m³/j, 15000 m³/j, 25000 m³/j.

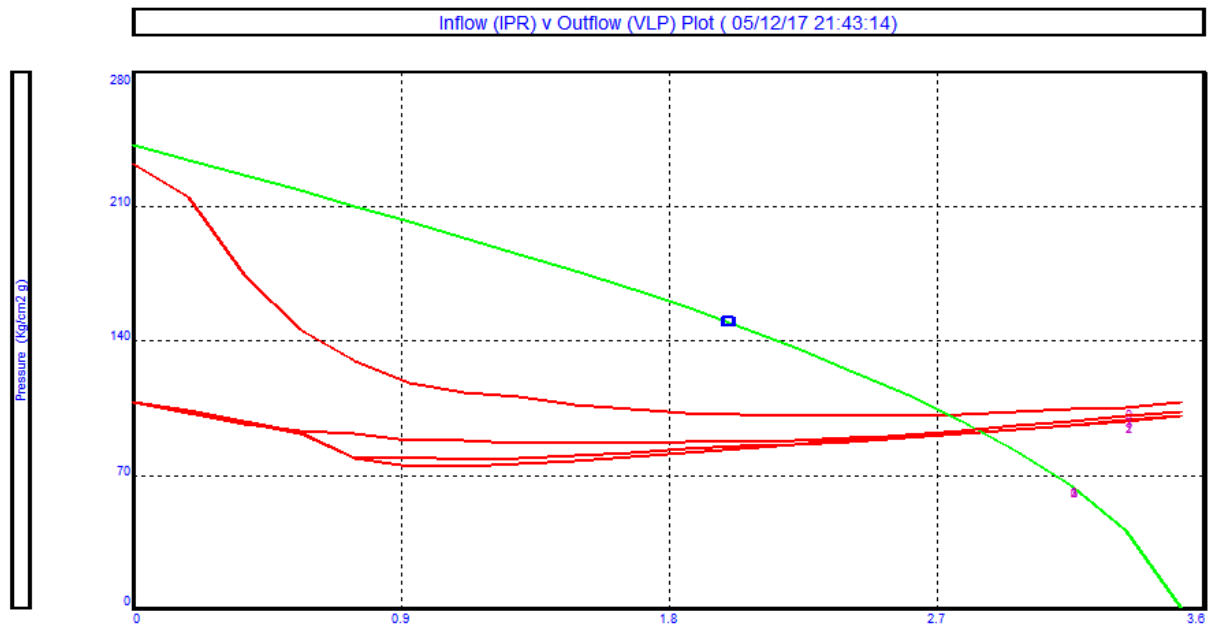


Figure V.8:Optimisation Gaz lift avec un $W_c=0$

TableauV.4: le débit d'huile en fonction de débit d'injection

Q d'injection en m ³ /j	Q d'huile en m ³ /h
500	2.7
5038	2.8
15000	2.8
25000	2.8

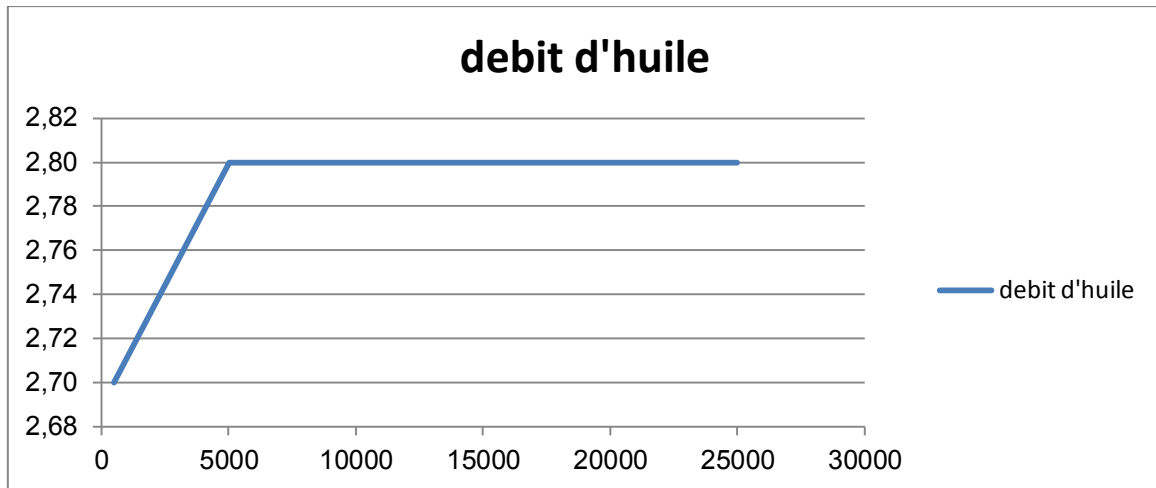


Figure V.9:débit d'huile en fonction de gaz injecté

La figure V.9 confirme le débit optimal choisi lors de la création du design gaz Lift (**Figure V.4**), on remarque que les débits d'injection de 15000 m³/j et 25000 m³/j donnent Le même résultat que le débit optimal choisi. Il faut noter que toute injection qui dépasse $5.038 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ 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 cela qu'on a limité le débit de gaz injecté à cette valeur.

V.4.4. Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift :

La production optimale d'un puits équipé en GLC 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 généralement une chute de celle-ci.

Parmi les paramètres les plus sensibles à HMD on peut citer ^[2] :

- Le water cut.
- La pression de gisement
- Le diamètre intérieur de tubing
- IP

V.4.4.1. Influence de WC :

Théoriquement, Plus le WC augmente plus le débit d'huile diminue à cause du poids supplémentaire exercé par l'eau dans la colonne hydrostatique, donc l'huile a plus de difficulté à se frayer un chemin jusqu'en surface.

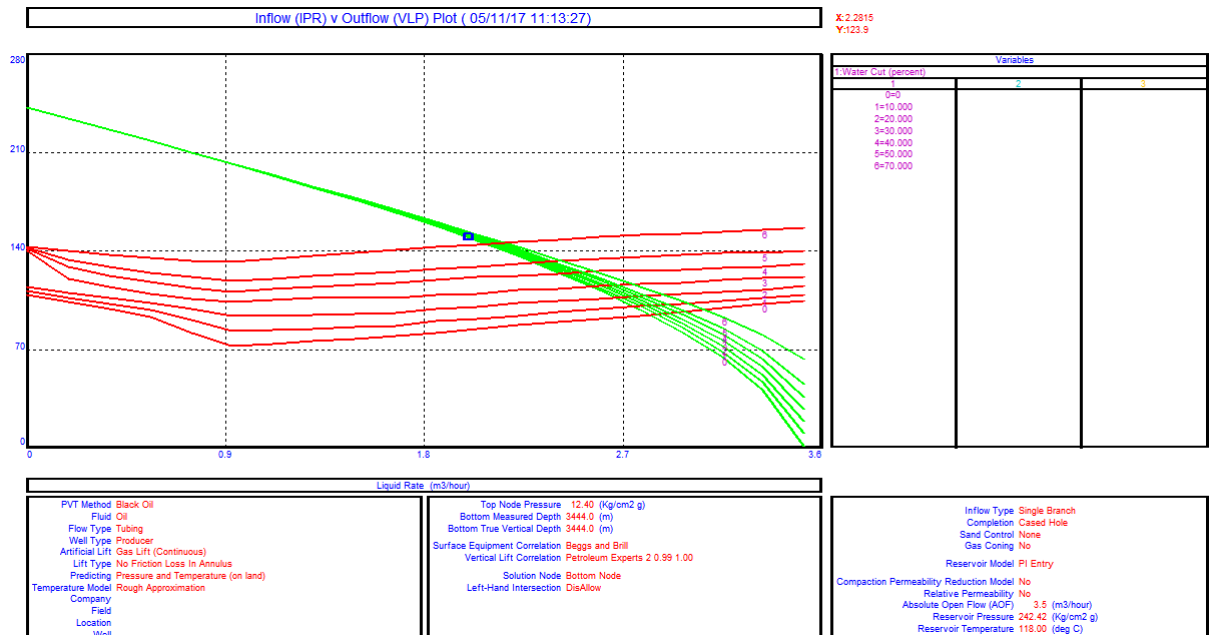


Figure V.10: l'influence de water cut

*Les points de fonctionnement :

Tableau V.5: les points de fonctionnement

WC	0	10	20	30	40	50	70
Q d'huile	2.8	2.5	2.2	1.8	1.5	1.2	0.649

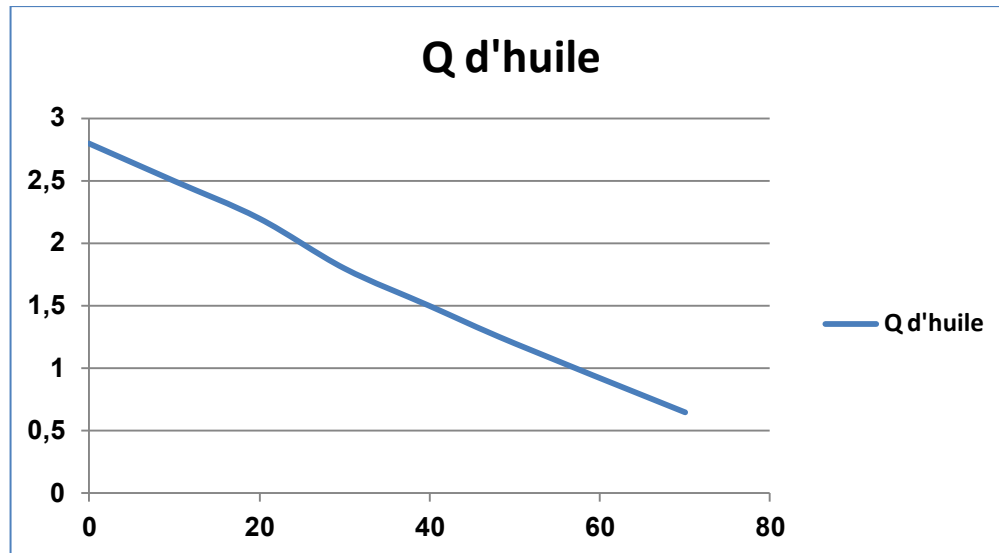


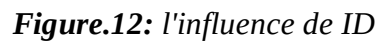
Figure V.11: Le débit d'huile en fonction de WC

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

V.4.4.2. Influence du diamètre intérieure de tubing :

Au champ de HMD 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.

Dans notre cas on va varier le diamètre intérieur de tubing et enregistrer le débit d'huile correspond à chaque diamètre afin de construire une courbe qui permet d'évaluer l'influence de la réduction du diamètre intérieur de tubing sur la production. Le graphe suivant montre l'influence d'ID de tubing sur la production.



V.4.4.3. Influence de P_g et I_p :

39

Tableau V.6: résultats de l'influence de la P_g et I_p

Sur le débit d'huile avec différents W_c .

		Indice de productivité ($m^3/Kg/Cm^2$)				Débit d'huile
$P_g(kg/cm^2)$	WC%	$I_p=0.552$	$I_p=0.504$	$I_p=0.456$	$I_p=0.312$	
240	10	2.5	2.3	2.1	1.5	
	40	1.5	1.4	1.2	0.87996	
	70	0.63532	0.58935	0.54207	0.38995	
220	10	2.1	1.9	1.8	1.2	
	40	1.2	1.1	1	0.7341	
	70	0.52262	0.48487	0.4459	0.32105	
200	10	1.7	1.6	1.5	1	
	40	0.99141	0.91485	0.83623	0.59012	
	70	0.40984	0.38032	0.35007	0.24672	

D'après les résultats obtenus on constate que la production est fonction de la pression de gisement. Elle diminue avec le déclin de la pression de gisement et l'augmentation de WC. Pour cela il faut limiter le déclin, avec le maintien de la pression (puits d'injection d'eau où de gaz).

D'après les résultats on constate aussi que la production est fonction de I_p , aussi elle diminue avec diminution de I_p .

Pour cela il faut proposer un traitement matricielle (acidification, fracturation) pour le puits MD68 afin d'améliorer son indice de productivité. Pour avoir un meilleur potentiel, il est préférable de faire les traitements au cours de WO pour gagner le temps et l'argent.

V.5. Etude économique :

L'évaluation économique des opérations est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part, à calculer le coût total de l'opération, et d'autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'opération pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs on pourrait juger de la rentabilité des opérations et leurs priorités.

Le Payout de l'opération : Le Payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. (Suivant de formule suivante) ^[13]:

$$\text{Payout(estimer. jours)} = \frac{\text{coût estimé}}{\text{Gain estimé bbl / jour} \times \text{prix du bbl}}$$

Le cout total de la complétion GLC est: 40, 530,000 DA.

1 USD = 108.38 DA (Mars 2016) ^[11].

1 DA = 0.009226 USD (Mars 2016).

1 m³ = 6.2898 US bbl Oil ^[13].

Le prix par baril d'huile est : 40 dollars (Mars 2016) ^[11].

Alors :

Le gain de la production est : 19.2 m³/J qui est égal 120.76416 bbl /J, c'est-à-dire :
4,830.5664 USD = 523,536.786 DA (Le 31/03/2016).

$$\text{Payout(estimer. jours)} = \frac{40,530,000}{523,536.786} \approx 77 \text{ jours.}$$

Donc, après 77 jours de production avec le Gaz-lift on commence à dégager des bénéfices.

Conclusion et recommandations

Des efforts sont devenus nécessaires pour le choix d'une complétion mieux adaptée aux puits non éruptifs et salés qui nous permettra d'injecter l'eau et le gaz en continue pour le dessalage en évitant les problèmes d'exploitation liés aux types de configuration actuels utilisés sur le champ de HMD.

Nous avons fait une présélection des puits qui présentent ce type de problèmes (puits non éruptifs et salés). Un nouveau type de complétion (complétion parallèle) a été choisi. Pour juger la performance de cette dernière, une analyse nodale a été établie pour le puits MD68.

On conclut que :

- ❖ L'exploitation du champ de HMD s'effectue à une pression supérieure à la pression de bulle (Pression de réservoir = 240 kg/cm²; pression de bulle = 202 kg/cm²) d'où un écoulement diphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.
- ❖ Pour la description de l'écoulement du fluide dans le réservoir, on a utilisé le modèle de PI Entry.
- ❖ La corrélation de Petroleum Experts 20.991.00 donne des résultats plus proches de la réalité pour champ de HMD, alors on l'a adoptée pour la description de l'écoulement des fluides à travers le tubing.
- ❖ Un gain de production de 19.2 m³/j a été réalisé par l'optimisation du puits MD68.
- ❖ Le débit d'injection optimal est 5038 m³/j.
- ❖ En concernant l'étude économique, après 77 jours de production avec le gaz lift on a des bénéfices.
- ❖ L'augmentation de Wc entraîne la diminution de la production.
- ❖ La diminution du diamètre intérieur du tubing et la pression de gisement entraînent la diminution de la production.

- ❖ Injecter une quantité de gaz dans le fluide en mouvement a deux effets inverses :
 - ✓ Augmentation des pertes de charge dues au frottement.
 - ✓ Diminution des pertes de charge gravitaires.
- ❖ L'optimisation du débit d'injection de gaz conduit à minimiser les pertes de charge totales (gravitationnelles et par frottement).
- ❖ L'injection du gaz à un débit optimum améliore la performance du puits par rapport à la diminution de la pression de réservoir.

Nous recommandons :

- Actualiser les paramètres du réservoir avant toute étude d'intervention sur le puits. Il faut aussi insister sur la précision des mesures.
- Les résultats obtenus par le logiciel "PROSPER" sont des résultats théoriques, pour cela, un coefficient de correction doit être établi pour l'ajustement.
- Une étude économique est impérative pour prévoir la rentabilité du gaz lift.
- Faire appel à une étude de l'efficacité du gaz lift sur les puits à fort WOR.
- Nécessité de faire une optimisation du réseau de collecte.

Bibliographie

Livres :

- [1] Petroleum Production Engineering, Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [2] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- [3] Récupération assistée par gas-lift (Serpro).
- [4] Petroleum production systems, Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig – Economides, Prentice Hall PTR.
- [5] Le puits active par gaz lift (TOTAL). 2007.
- [6] Le puits éruptif total.
- [7] Gaz lift équipement (BOTIL).

Thèse et mémoire:

- [8] Mémoire : Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoude Berkaoui 2012 / 2013.
- [9] Mémoire : Optimisation gas-lift (Complétion GLS, GLC + dessalage à HBK) 2011/ 2012.
- [10] Projet fin induction : Choix et analyse d'une complétion selon les problèmes D'exploitation au champ HMD Cas d'une double complétion –Injection d'eau et de gaz.

Article de journal:

- [11] Journal EL WATAN le 23 mars 2016 ; page 18; rédigé par le journaliste Ahmed Djabouni.

Site internet :

- [12] www.weatherford.com.
- [13] Documents internet.

Rapport:

- [14] Bammara Mohamed SH DP chef service technique de puits, particulier du gas-lift à HBK, JST3/332,

Annexe

II - 1 - Les différents modes d'activation :

II-1-1. Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps) :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique.

II-1-2. La pompe moineau (Progressing Cavity Pumps PCP) :

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français René Moineau en 1932.

II-1-3. La pompe hydraulique :

Le pompage hydraulique applique le principe de pascal à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

- Soit un piston moteur entraînant, par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- Soit une turbopompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère.

II-1-4. La pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP) :

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production (casing).

Les pompes submersibles électriques sont utilisées pour des grands débits (plus de 1,000 BPD).

II-1-5- Gaz Lift :

Le gaz-lift est un moyen pour continuer à produire alors que le puits n'est plus naturellement Éruptif ou pour augmenter le débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, Généralement dans le tubing et par l'annulaire de manière à alléger (gaz-lift continu) ou déplacer (gaz-lift intermittent) l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface.

II - 4 -Types de Gaz-lift:

II -4 -1- En fonction du mode d'injection:

Le gaz lift est réalisé par deux types d'injection de gaz soit continue, soit intermittente.

II-4-1-1- Gaz lift continu :

Une injection continue de gaz naturel, à pression et à débit déterminés, à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif par un ou plusieurs des effets suivants :

- Réduction de la densité du fluide et du poids de la colonne afin que la pression différentielle puits-réservoir augmente.
- Dilatation du gaz injecté qui pousse le liquide à la surface.

II-4-1-2- Gaz lift intermittent :

Une injection intermittente et à fort 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 volume de liquide qu'elle contient. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébit et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

Le gaz-lift intermittent se fait selon deux 2 méthodes :

- Méthodes conventionnelles.
- Méthodes non conventionnelles: elles se subdivisent en :
 -  Accumulation chambre : ce type d'installation utilise des cellules dites "accumulation chambre" qui réduisent la hauteur de la colonne hydrostatique pressant sur la formation. C'est une installation réservée pour des puits à très basse pression et produisant assez peu de liquides.
 -  Chambre-lift :

La chambre-lift est une installation particulière de gas lift intermittent. Les complétions à chambre sont réservées au puits ayant de très basse pression de fond et produisant assez peu de liquide.

- **Choix entre le gaz lift continu et intermittent :**

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ($IP > 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$) et le gaz lift intermittent aux puits à faible indice de productivité ($IP < 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).

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 les débits inférieurs à 80 m³/j.
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80 m³/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 rendement du gaz lift intermittent est nettement inférieur à celui de gaz lift continu car l'énergie du gaz comprimé sous le bouchon de liquide est perdue à l'arrivée du gaz en surface.
- 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 déplétés.
- En résumé, dans le domaine du gaz lift, 95% des puits produisent par gaz lift continu.

II-4-2-En fonction du circuit d'injection en surface:

- Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (GasOil Ratio) du gisement d'huile considéré, soit des puits à gaz disponibles dans le voisinage.

a) circuit fermé :

Dans un circuit de gaz lift fermé, les puits reçoivent du gaz haute pression des 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.

En fait, la plupart des installations de gaz lift sont en circuits fermés car il est assez rare de posséder un champ à gaz haute pression près d'un champ à huile.

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.

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

b) Circuit ouvert :

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

c) Auto gaz lift :

Il arrive que des puits soient producteurs d'huile par auto gaz lift, l'huile du réservoir est "lifté" grâce au gaz d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforations et dispositifs d'injection situés entre deux packers (c'est le cas d'Askarène et de El Adeblarache en Algérie).

II-4-3-En fonction du type de complétion :

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et les productions des puits peuvent être :

- soit directes : injection par casing, production par tubing.
- soit inverses : injection par tubing, production par casing.

1 - gaz lift direct:

Le gaz est injecté dans l'annulaire (Tubing-casing) et la production se fait par le Tubing ; c'est la complétion la plus simple, et facile à opérer; d'ailleurs c'est le design le plus fréquent. Pour améliorer mieux la production du liquide, certains puits sont équipés de packer à By-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

2 - gaz lift inverse :

a) Tubing concentrique :

Le gaz est injecté dans un petit tube appelé concentrique. Ce genre de profil est très courant, mais le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubing 7" recevoir un tube 4½ pour activer les 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 descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, le puits produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

b) 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 de la cote 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 n'est pas adapté au gaz lift intermittent.

c) 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 complétion, on cite :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche. En général, il n'est pas possible de sortir un tubing sur l'autre.

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

d) Gaz lift parallèle :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz lift double au niveau de la mise en place de la complétion.

Le gaz est injecté dans le tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

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.

I-8- Les principaux paramètres du Gas-lift

I-8-1- Pression en tête de puits :

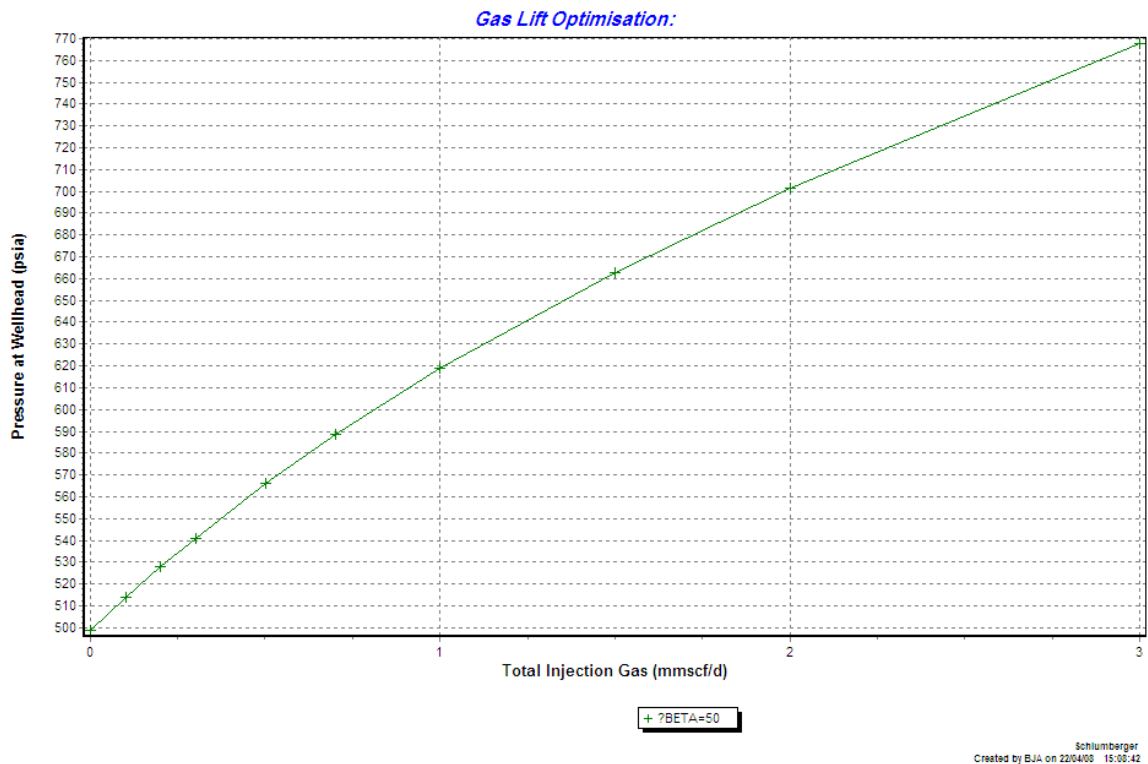


Figure I-8- Courbe GLR total en fonction pression tête.

I-8-2- Pression du gaz injecté :

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fondetc.

Formule de R.V.SMITH

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

Où :

Q : débit de gaz injecté en m³/j.

X : la profondeur d'injection en m.

S : le Skin.

$$S = 0.0685 \frac{\gamma_g X}{T z}$$

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) .

Où

$$R_e = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d} \quad \text{Avec } Q_g \text{ en m}^3/\text{h}$$

(ϵ/d) : Déterminé à l'aide d'un 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, elle est donnée par la loi suivante :

Pour un système direct (production tubulaire c'est-à-dire injection par l'espace annulaire tubing –concentrique et production par le concentrique) :

$$P_{DF} = H \frac{D^2}{d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (\text{bar})$$

H : La hauteur statique mesurée à partir du point d'injection. En m

D : Diamètre du tubing en mm

d : Diamètre du concentrique en mm.

γ : Densité de l'huile.

Pour un system indirect (production annulaire c'est-à-dire injection par le concentrique et production par l'espace annulaire) :

$$P_{DF} = H \frac{D^2}{D^2 - d^2} \times \frac{\gamma}{10}$$

Pour le calcul des pertes de charge dans les canalisations horizontales du gaz, on applique la formule de WAYMOUTH.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\gamma_{\text{gij}} \frac{P_{ST}}{P_{ST}} \right)^2 \frac{\gamma_g T L f Z}{d^5} \times 7.62 \times 10^5$$

P₁, P₂ : pression amont et aval de la conduite (bars)

L : longueur de la canalisation (en Km)

d : Diamètre de la canalisation (mm).

III-Les équipements:

III-1-Les mandrins :

III-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 (side pocket mandrin) 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 work over, 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)

III-1-2-Mandrins à poche latérale :

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de wireline. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline

III-1-3-Mandrins avec vanne concentrique :

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire.

La vanne concentrique peut :

- soit être intégré au mandrin ;

- soit être mise en place par travail au câble.

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple

III-2-Les vannes de gaz lift :

Une vanne comprend deux parties :

1. la vanne proprement dite ;
2. le verrou de positionnement dans le mandrin port vanne.

***Principe général d'une vanne à gaz lift :**

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

III-2-1- vanne à servomoteur pneumatique à soufflet :

Le servomoteur est une chambre à soufflet (bellow) remplie d'azote sous pression et prérégulée par l'étalonnage grâce à une petite vanne d'admission ou de décompression placée sur le haut de la chambre.

Les soufflets sont fabriqués à partir de 2 ou 3 tubes concentrique monel de diamètre très voisin et d'épaisseur 5/1000 de pouce. Ces tubes sont étirés et pliés à froid. Le soufflet est raccordé à la chambre par soudure à l'argent .la compression de soufflet représente la course d'ouverture de clapet.

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

Le réglage de la vanne est obtenu par le choix de la pression d'azote dans le soufflet. L'étalonnage de la vanne sur banc en surface devra tenir compte, pour le réglage de la pression d'azote dans le soufflet, d'un coefficient de correction de température entre les conditions de fond et celle de banc de tarage en surface.

III-2-2-vanne à servomoteur mécanique à ressort :

Le clapet et sa tige sont solidaire d'un soufflet sans pression interne qui ne sert qu'à la transmission des force est 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 de ressort représentant une certaine pression.

III-3-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 créer aucun danger au casing.