

N° Série : ...../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**BOUZEGHAYA Halla, KALKIL Khaled**

-THÈME-

---

**ETUDE ET OPTIMISATION DES PUIITS CANDIDATS AUX  
GAS-LIFT DU CHAMPS HMD**

---

Soutenu le : 21/06/ 2021 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président : REMITA A/RAOUF	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur : HAFSI FADILA	MAA	Univ. Ouargla
Examineur : MILOUDI MUSTAPHA	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

# REMERCIEMENT

*Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements et louanges à Dieu tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

*Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer toute nos profondeurs gratitudes et tout notre respect à notre encadreur de recherche **Mme. HAFSI FADILA**, pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour son suivi, sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.*

*Nous tenons aussi à adresser nos vifs remerciements :*

*A Mr. **REMITA A/RAOUF** et Mr. **MILOUDI MUSTAPHA**, votre présence au sein de notre jury constitue pour nous un grand honneur.*

*A l'ensemble de nos enseignants du département production, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*A tous le personnel administratif du Faculté des Hydrocarbures  
Ouargla.*

*A nos collègues (promotion 2021) sans exception.*

*Nous remercions aussi à tous ceux et celles de près et de loin qui ont participé à l'élaboration de ce travail.*

# Dédicace

*Avec l'expression de ma reconnaissance, Je tiens c'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère.*

*A celle qui a attendu avec patience les fruits de sa bonne éducation et de ses dévouements, qui s'est changée la nuit en jour pour m'assurer les bonnes conditions. A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes expériences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse.*

*A ma chère mère.*

*A celui qui m'a donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance.*

*A l'homme qui a rendu de moi une femme, qui a été toujours à mes cotés.*

*A mon chère père.*

*A mes chères frères, ma chère sœur, ma source d'amour et d'affection, qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.*

*A toute les membres ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.*

*HALLA*

# Dédicace

*Avec plein de joie, je dédie ce modeste travail à :*

*Ma mère, ma source d'inspiration et de volonté, pour son encouragement durant toute la période de mes études.*

*A mon père, que Dieu ait pitié de lui.*

*Mon frère et mes sœurs et à toute ma famille.*

*Mes amis Hicham, Rafik, Jalal, Imad et surtout mon chère ami AbdEnnacer avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie.*

*Finalement à tous les gens qui m'ont aidé de loin et de près.*

**KHALED**

# SOMMAIRE

Table des matières	
Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
INTRODUCTION GENERALE.....	1

## Chapitre I

### Présentation du champ HMD

Introduction .....	2
I.1. Situation géographique .....	2
I.2. Cadre géologique .....	3
I.3. Historique de la découverte du champ .....	4
I.4. Zones et numérotation des puits .....	4
I.5. Stratigraphie du champ .....	6
I.6. Description du réservoir .....	6
I.6.1. Géologie du réservoir de Hassi Messaoud .....	7
I.7. Problèmes d'exploitation du champ .....	10

## Chapitre II

### Activation des puits

Introduction .....	11
II.1. Les différents modes d'activation .....	11
II.1.1. Le pompage aux tiges .....	12
II.1.2. Le pompage électrique submersible (Electric Submersible Pumping - ESP) .....	14
II.1.3. Le pompage hydraulique de fond (Downhole hydraulic pumping).....	15
II.1.4. Le pompage à cavité progressant (Progressive cavity pumping - PCP).....	17
II.2. Gas-Lift.....	18
II.3. Comparaison entre les différents modes d'activation .....	20
II.4. Choix d'un procédé d'activation .....	20
II.4.1. Critère économique .....	21
II.4.2. Critères techniques .....	22
Conclusion .....	22

## Chapitre III

### Le gas-lift

Introduction .....	233
III.1. Principe du Gas-lift .....	23
III.2. Types de gas-lift .....	24

III.2.1. Selon le mode d'injection.....	24
III.2.2. Selon le type de complétion .....	25
III.2.3. Selon le circuit d'injection en surface .....	28
III.3. Critère de choix entre gas-lift continue et intermittent .....	29
III.4. Limites d'utilisation de gas lift continu et intermittent .....	30
III.5. Utilisation ou applications du Gas-lift .....	30
III.6. Les principaux paramètres du Gas-lift .....	31
III.7. Avantages et Inconvénients du Gas-lift .....	34
III.8. Problèmes liés au Gas- lift.....	35
III.9. Le gas-lift dans le champ Hassi Messaoud .....	36
III.9.1. Contraintes d'exploitation .....	36
III.9.2. Proposition de complétion gas-lift .....	37
III.9.3. Le choix de la complétion concentrique dans HMD .....	37
III.10. Les équipements du gas-lift .....	38
III.10.1. Installation de surface.....	38
III.10.1.1. Le réseau de gas-lift .....	39
III.10.1.2. Dispositifs d'injection .....	39
III.10.1.3. Dispositifs de mesures .....	39
III.10.2. Equipements de fond .....	40
III.10.2.1. Les mandrins .....	40
III.10.2.2. Les vannes de gas lift .....	41
III.10.2.3. Autres types de vannes .....	45
III.10.3. Les outils de décentrage et de positionnement .....	45
III.10.4. Autres équipements spécifiques .....	46
Conclusion.....	46

## **Chapitre IV**

### **Optimisation de gas-lift**

Introduction .....	47
IV.1. Les étapes du travail.....	47
IV.1.1. Choix des puits.....	47
IV.1.2. Collecte des données .....	48
IV.1.3. Présentation du logiciel PIPESIM .....	48
IV.1.4. Choix des corrélations .....	51
IV.2. Partie calcul.....	54
IV.2.1. Optimisation du puits MD 330 .....	54
IV.2.1.1. Historique du puits MD 330.....	55

IV.2.1.2. Les dernières opérations .....	55
IV.2.1.3. Les dernières mesures .....	55
IV.2.1.4. Analyse Nodal.....	556
IV.2.1.5. Optimisation du gas-lift .....	58
IV.2.1.6. Résultats et discussion .....	60
IV.2.2. Paramètres influençant sur les puits en gas lift .....	60
IV.2.2.1. Influence du diamètre extérieur du concentrique.....	61
IV.2.2.2. L'influence du water cut sur la production .....	62
IV.2.2.3. Influence de déclin de la pression de gisement.....	63
IV.2.2.4 Influence de la pression en tête .....	64
IV.3. Optimisation du puits ONI54.....	65
IV.3.1. Détermination de débit d'injection optimal .....	68
IV.4. Optimisation du puits MD443.....	69
IV.4.1. Détermination du débit d'injection optimal .....	72
IV.5. Les résultats des autres puits .....	73
Conclusion.....	74
Conclusion générale .....	75
Recommandation.....	76
Bibliographie.....	
Annexes	

# LISTE DES FIGURES

## Chapitre I

Figure I. 1: Situation géographique du champ Hassi Messaoud .....	2
Figure I. 2: Cadre géologique du champ Hassi Messaoud .....	3
Figure I. 3: Zonation du champ Hassi Messaoud .....	5

## Chapitre II

Figure II. 1: Les différents types d'activation .....	12
Figure II. 2: Le pompage aux tiges. ....	13
Figure II. 3: Les pompes électriques submersibles. ....	15
Figure II. 4: Le pompage hydraulique de fond .....	17
Figure II. 5: Le pompage à cavité progressant. ....	18

## Chapitre III

Figure III. 1: Optimisation de débit d'injection de gas-lift. ....	24
Figure III. 2: Gas-lift intermittent et continue .....	25
Figure III. 3: Gas-lift par le tubing .....	26
Figure III. 4: Gas-lift parallèle et gas-lift par tubing concentrique .....	27
Figure III. 5: Gas-lift double (Gas-lift double) .....	28
Figure III. 6: Gas-lift en circuit fermé .....	29
Figure III. 7: La profondeur d'injection de gaz .....	33
Figure III. 8: Les équipements de surface .....	38
Figure III. 9 : Les mandrins .....	41
Figure III. 10: Les composants de la vanne GL .....	43
Figure III. 11: Les types des vannes GL .....	44

## Chapitre IV

Figure IV. 1: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté. ....	47
Figure IV. 2: Créer un nouveau projet. ....	49
Figure IV. 3: Modèle finale du PIPESIM .....	51
Figure IV. 4: matching des corrélations pour le puits MD330 .....	53
Figure IV. 5: matching des corrélations pour le puits ONI54 .....	53
Figure IV. 6: matching des corrélations pour le puits OMG222 .....	54
Figure IV. 7 : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit MD330 .....	57
Figure IV. 8: Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit MD330 .....	57
Figure IV. 9: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel .....	58
Figure IV. 10: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système .....	59
Figure IV. 11: Influence du diamètre extérieur du concentrique sur la production .....	61
Figure IV. 12: Influence du water cut sur la production .....	62
Figure IV. 13: Influence de déclin de la pression de gisement sur la production .....	63
Figure IV. 14: Influence de la pression en tête sur la production .....	64
Figure IV. 15: Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit ONI54 .....	67



Figure IV. 16: Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit ONI54 .....	.67
Figure IV. 17: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel .....	68
Figure IV. 18: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système.....	68
Figure IV. 19: Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit MD443 .....	
Figure IV. 20 : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit MD443 .....	72
Figure IV. 21: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel .....	72
Figure IV. 22: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système.....	73
Figure IV. 23: Comparaison entre les débits avant et après l'optimisation .....	74

# LISTE DES TABLEAUX

## Chapitre I

Tableau I. 1: Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien .....	10
Tableau I. 2: Épaisseur moyenne des drains .....	10

## Chapitre II

Tableau II. 1: Avantages et inconvénients de chaque technologie des modes d'activation .....	20
--	----

## Chapitre IV

Tableau IV. 1: Les données de well test du puits MD 330 .....	55
Tableau IV. 2: Les données de jaugages du puits MD330 .....	55
Tableau IV. 3: Comparaison entre le débit d'huile produit avant et après l'optimisation .....	60
Tableau IV. 4: Influence du diamètre extérieur du concentrique sur la production.....	61
Tableau IV. 5 : Influence du water cut sur la production.....	62
Tableau IV. 6: Influence de la pression en tête sur la production .....	64
Tableau IV. 7: Les données de well test du puits ONI 54.....	65
Tableau IV. 8: Les données de jaugages du puits ONI 54 .....	65
Tableau IV. 9: Les données PVT du puits ONI 54 .....	66
Tableau IV. 10: Les données outflow du puits ONI 54 .....	66
Tableau IV. 11: Les données inflow du puits ONI 54 .....	66
Tableau IV. 12: Les données de well test du puits MD 443 .....	69
Tableau IV. 13: Les données de jaugages du puits MD 443 .....	69
Tableau IV. 14: Les données PVT du puits MD 443 .....	70
Tableau IV. 15: Les données outflow du puits MD 443 .....	70
Tableau IV. 16 : Les données inflow du puits MD 443 .....	70
Tableau IV. 17: Les débits avant et après l'optimisation.....	73

The image features a white background with several blue geometric elements. A large, light blue circle is positioned at the top center. A smaller, medium blue circle is located to the right of the center. A large, light blue circle is at the bottom right. A large, light blue oval is in the middle, containing the word "Introduction" in bold black text. Three thin blue lines cross the scene: one from the top left to the middle right, one from the top right to the middle left, and one from the top left to the bottom right.

**Introduction**

## Introduction générale

Dans un puits éruptif, l'énergie du réservoir est suffisante pour que le débit du puits s'élève vers la surface. La pression du gisement et le gaz associé fournissent l'énergie à l'éruptivité.

Quand l'énergie du réservoir est trop faible pour que le puits soit éruptif, ou quand le débit de la production désiré est plus important que celui possible avec l'énergie du réservoir ; il devient nécessaire de mettre en place un moyen d'activation, parmi lesquels on a : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gas-lift. Ce dernier est le moyen artificiel d'activation recommandé pour les puits à forte déplétion, cas des puits de HMD.

Le gas-lift est un procédé d'activation qui consiste pour suppléer le défaut d'énergie de réservoir en une injection contrôlée de gaz à haute pression au fond de puits, réduisant ainsi le poids total de la colonne de fluide, entraînant ainsi une diminution de la pression en fond de puits rendant celui-ci apte à produire plus s'il est déjà éruptif ou à produire à nouveau s'il est non éruptif.

Parallèlement, au développement technique du gas-lift de nombreux problèmes apparaissent tels que le choix de l'équipement convenable et la diminution des pertes de charge due à l'écoulement binaire du mélange gaz-huile dans le matériel tubulaire, une étude de performance du système de production se révèle éloquentement nécessaire pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, pression et profondeur d'injection).

Mais cette injection doit se faire de manière optimale, c'est-à-dire ; injecter une quantité minimale de gaz pour produire le maximum d'huile.

L'objectif de cette étude est de faire cette optimisation pour un ensemble de puits candidat en utilisant le logiciel « PIPESIM », afin de déterminer le débit d'injection de gaz optimum et le débit huile pour chaque puits dans les meilleures conditions d'exploitation.

Notre travail est divisé en quatre chapitres : Présentation du champ de HMD, Les modes d'activations des puits, Le gas-lift, Optimisation de gas-lift.



**CHAPITRE  
I**

**PRÉSENTATION  
DU CHAMP DE  
HASSI  
MESSAOUD**

## Introduction

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde avec une superficie globale d'environ 2500 km<sup>2</sup>. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme telle que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.[1]

## I.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à environ 650 km au Sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

- **X = [790.000 - 840.000] Est**
- **Y = [110.000 - 150.000] Nord**

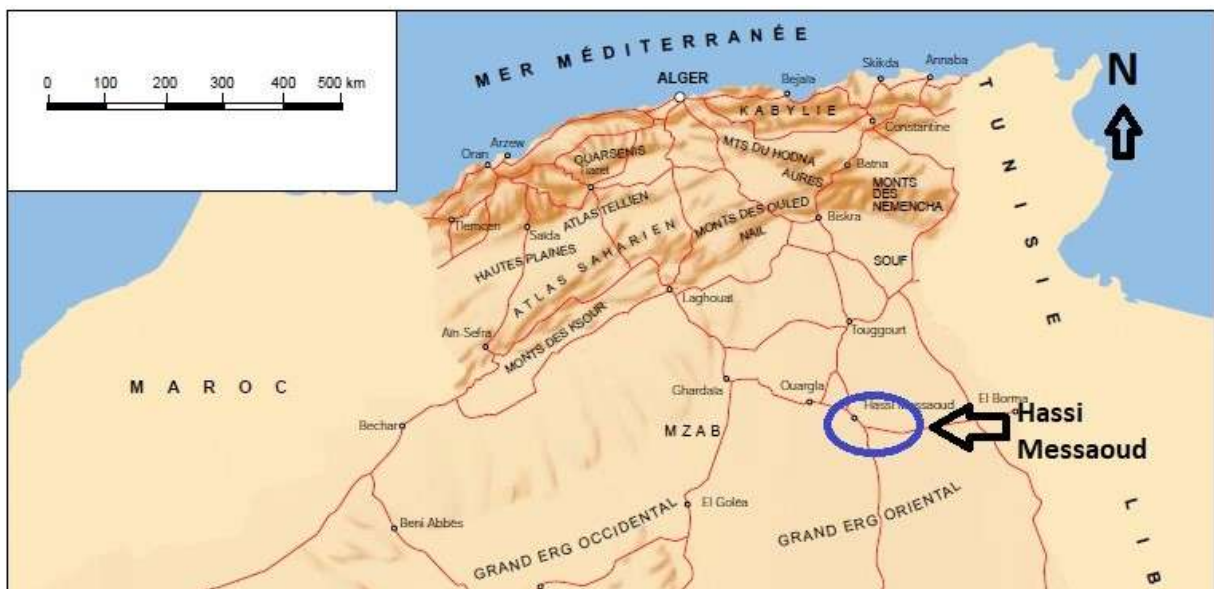


Figure I. 1: Situation géographique du champ Hassi Messaoud

## I.2. Cadre géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie. Il est limité:

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements;Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès. [9]

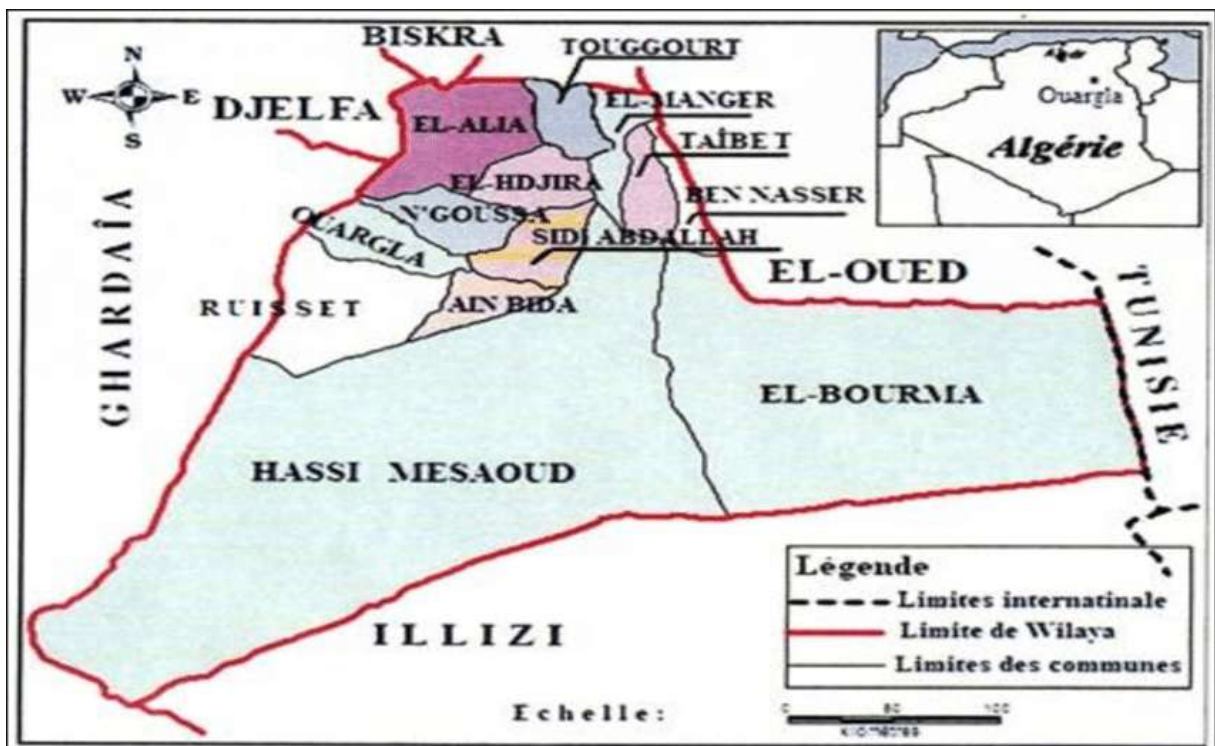


Figure I. 2: Cadre géologique du champ Hassi Messaoud

### I.3. Historique de la découverte du champ

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction le 15 Juin de la même année. Ce forage de 3338m de profondeur met en évidence les grés du cambrien comme étant producteurs d'huile.

En Mai 1957, la société CFPA réalise un puits OM1 à environ 7 km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m.

Le champ de Hassi Messaoud fût divisé en deux concessions distinctes:

- CFPA pour le Nord
- SN-REPAL pour le Sud.

La mise en production du champ avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Le type de drainage durant les premières années fût la déplétion naturelle, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz. Dès lors les forages n'ont cessé de se multiplier et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures le 24 Février 1971.

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

Le champ de Hassi Messaoud continue, après près de 56 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut .[1]

### I.4. Zones et numérotation des puits

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productives. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.



Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Nord et sud, chaqu'un a sa propre numérotation. Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Omp12

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: superficie de la zone à huile: 1600 km<sup>2</sup>.

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509, MDZ557

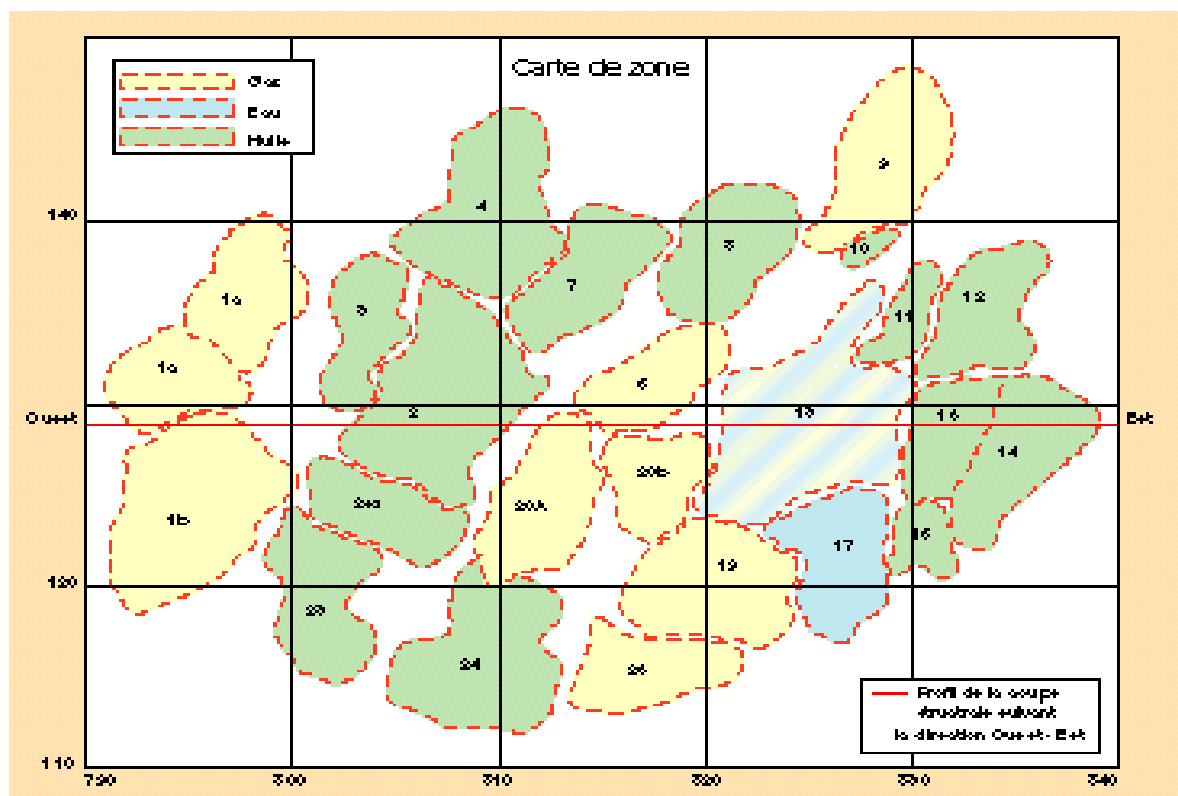


Figure I. 3: Zonation du champ Hassi Messaoud

**I.5. Stratigraphie du champ**

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe Arigilo-gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-Ordovicien. [1]

**I.6. Description du réservoir**

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm<sup>2</sup> pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm<sup>2</sup> et 200 kg /cm<sup>2</sup>. Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara. [2]

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro- ordovicien qui subdivise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur une verticale et sur un plan.
- La porosité est faible de 5 à 10 %,
- La perméabilité est très faible de moyenne 1 –2 mdarcy,

- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz,
- La viscosité est d'environ 0.2 cp,
- Le facteur volumétrique de fond Bo est de 1.7 m<sup>3</sup>/stdm<sup>3</sup> et le Bg est de 0.0005 m<sup>3</sup>/stdm<sup>3</sup>,
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile+eau+roche) est égale à  $3,63.10^{-4}$  (kg/cm<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>.
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum,
- La saturation critique en gaz est de l'ordre en 08%,
- La pression de Gisement est variable de 120 à 400 kg/cm<sup>2</sup>,
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>,
- La température est de l'ordre de 118° C,
- Les puits présentent des G.O.R. d'une moyenne de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (sauf pour les puits en percée où le G.O.R. peut dépasser 1000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus : cas d'OML 63 et 633),
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m maximum mais peut également être nulle. [2]

### I.6.1. Géologie du réservoir de Hassi Messaoud

- **LE CAMBRIEN**

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fin à grossiers, recoupés par des pellicules siliceuses argilo – micacés, ces matériaux sont dit grès de Messaoud.

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grés d'El-Gassi. [2]

## A. Niveau R3

Il se caractérise par :

- une épaisseur maximale non érodé de 270m.
- Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

## B. Niveau R2

Il se divise en deux sous niveaux :

Le R2C, et le R2AB, le niveau R2 se caractérise par :

- une épaisseur moyenne non érodée de 80 m.
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le R2AB.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours.

## C. Niveau Ra

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique a stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
  - Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
  - De 5 a 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite).
  - Les couches sont constitués d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.

- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le Ra est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie:

### 1) zone I

Grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

- Drain D1.
- Drain ID (l'inter drain).
- Drain D2.

### 2) zone II

(Fine intermédiaire) ou aussi Drain D3.

### 3) zone III

(Grossière supérieure) ou Drain D4.

### D. Niveau Ri (D5)

Il se caractérise par :

- ✓ Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée)

Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

- ✓ Sa composition est :

- De 30 % d'argile environ.
- Une faible taille des grains.
- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité.
- Compaction des grés.

**Tableau I. 1: Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien**

Réservoir	K min ( md)	kmoy ( md)	Kmax ( md)	Φmin %	Φmoy %	Φmax %	Swi %
<b>Ri</b>	<b>0.3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>17</b>
<b>Ra</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>100</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>R2</b>	<b>1</b>	<b>2.5</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>17</b>

**Tableau I. 2: Épaisseur moyenne des drains**

Réservoir	Drains	Épaisseur (m)		
<b>Ri</b>	<b>D5</b>	<b>40</b>	<b>45</b>	<b>50</b>
	<b>D4</b>	<b>25</b>	<b>32</b>	<b>40</b>
	<b>D3</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>26</b>
	<b>D2</b>	<b>20</b>	<b>24</b>	<b>30</b>
	<b>ID</b>	<b>25</b>	<b>28</b>	<b>32</b>
<b>Ra</b>	<b>D1</b>	<b>27</b>	<b>30</b>	<b>33</b>
<b>R2</b>	<b>R2ab</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>38</b>

**I.7. Problèmes d’exploitation du champ**

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1566 puits, dont 1023 producteurs d’huile, 174 puits injecteurs (54 eau, 120 gaz), 108 producteurs d’eau.

Au fur et à mesure de l’épuisement de l’énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d’injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi l’injection d’eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant l’eau injectée n’est pas compatible avec l’eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l’injection des inhibiteurs. L’injection d’eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltènes soit faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d’eau dans les zones soumises à l’injection réduisent considérablement l’index de productivité surtout les puits en percés d’eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes. [2]

**CHAPITRE  
II**

**LES MODES  
D'ACTIVATIONS  
DES PUITTS**

### Introduction

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures qui sont le plus souvent légères est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface, c'est souvent le cas dans la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir", qui représente l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion. Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Dans le monde l'activation des puits est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

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

### II.1. Les différents modes d'activation

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



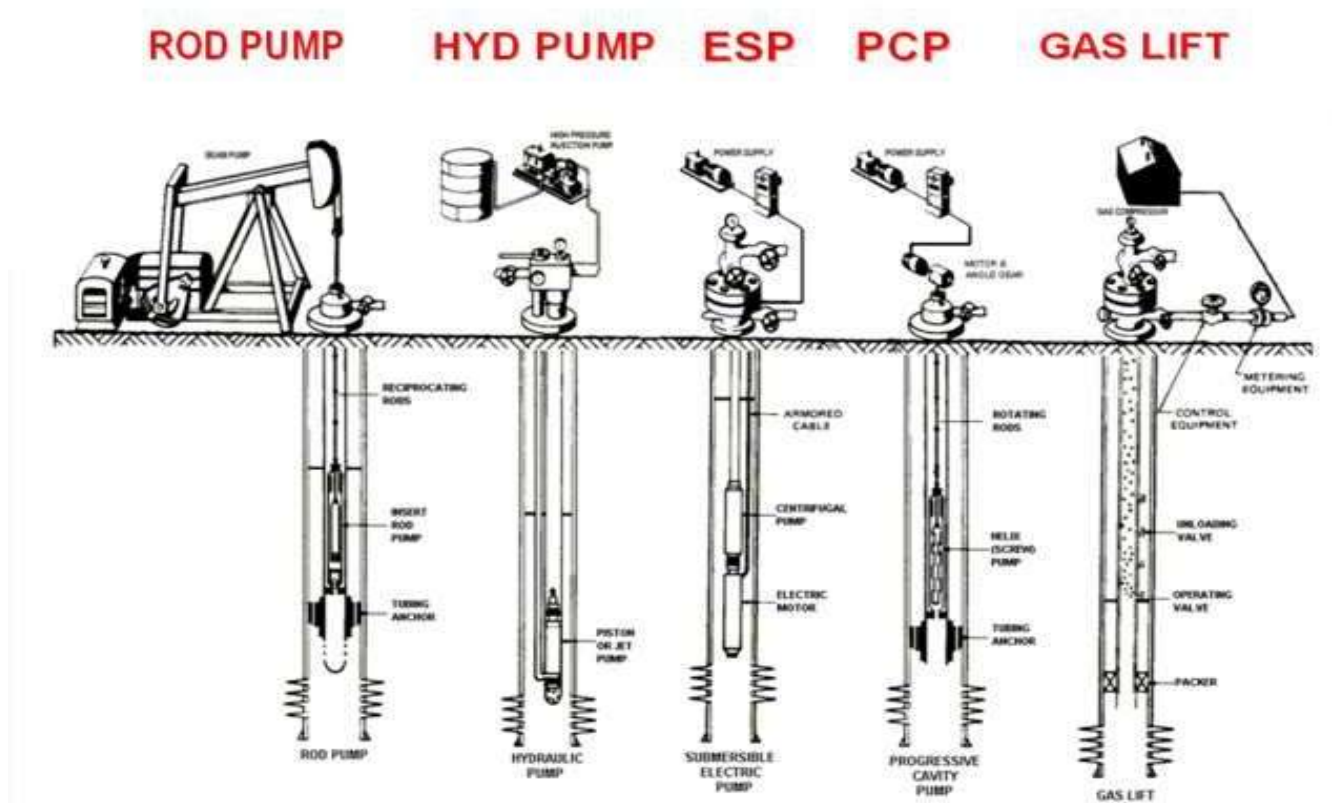


Figure II. 1: Les différents types d'activation.

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

### II.1.1. Le pompage aux tiges

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.

Le cycle de pompage peut s'analyser comme suit :

Pendant la course montante du piston, le clapet de piston ou clapet mobile est fermé, la colonne de liquide correspondant à la course va être évacuée en surface tandis que soulagée du poids du fluide, la pression de la couche peut alors ouvrir le clapet de pied ou clapet fixe et permettre ainsi le remplissage du corps de pompe par l'effluent.

En course descendante, le clapet du piston creux s'ouvre et le clapet fixe se ferme, ce qui permet le non-retour du fluide dans la couche et le retour libre du piston à son point de départ à la base du corps de pompe. [3]

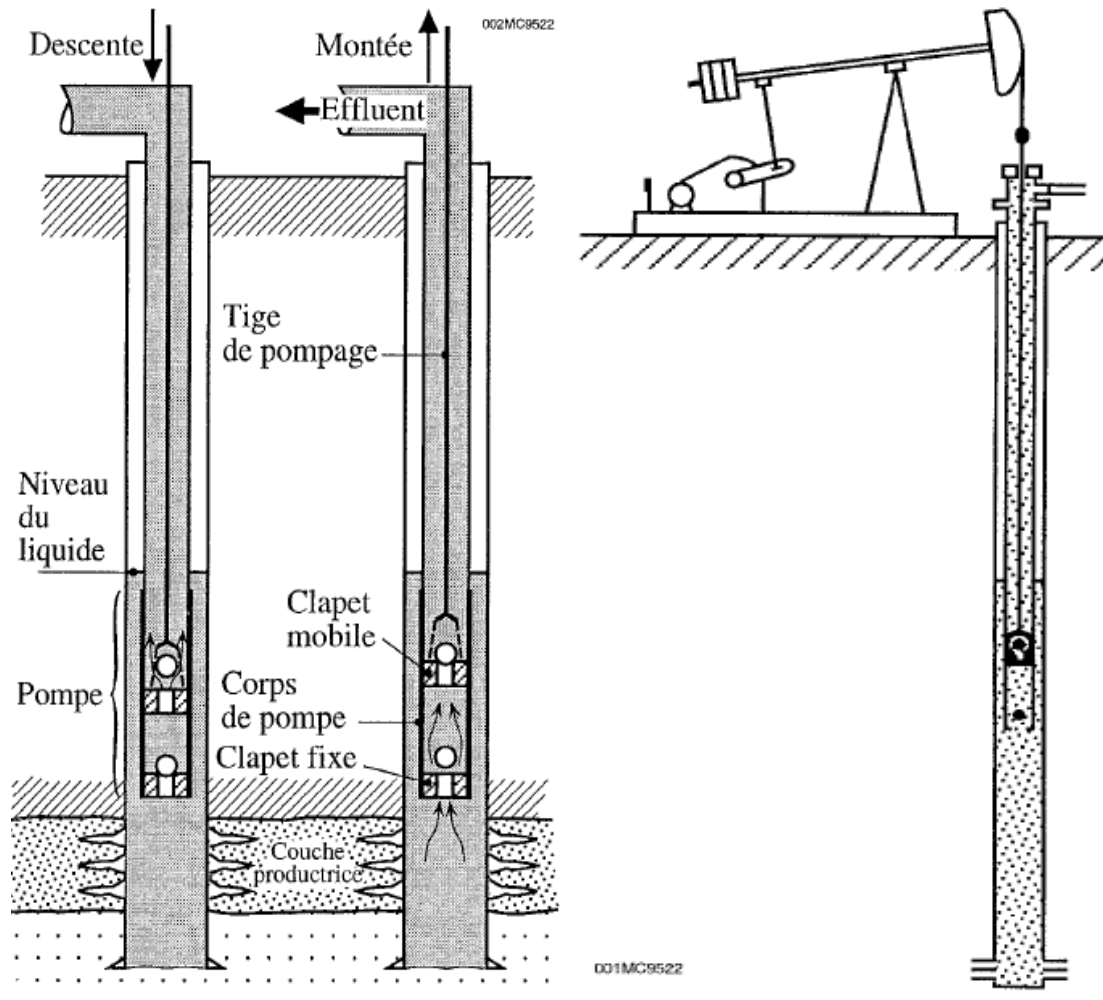


Figure II. 2: Le pompage aux tiges.

### A) Principaux avantages :

- Technologie la plus répandue, relativement simple et bien connue sur chantier.
- Bien adapté au débit faible à moyens.
- Facilité pour changer le débit, souplesse de fonctionnement.
- Compatible avec une pression de fond très faible.
- Adapté aux puits isolés.
- Si problème de subsurface, intervention ne requérant qu'une unité de service (relativement légère).

- Unité mécanique à balancier simples, robustes, d'où des frais d'exploitation peu élevés.
- Unité hydraulique de faible encombrement et unités à longue course très utiles dans le cas de bruts visqueux et gazé. [3]

### **B) Principaux inconvénients :**

- Débit possible diminuant fortement avec la profondeur requise par la pompe.
- Rendement volumétrique réduit dans les puits à GOR élevés.
- Coût d'investissement initial élevé pour les pompes de haute gamme et de grandes capacités.
- Problème majeur de tenue de tiges en présence d'un effluent corrosif.
- Mal adapté aux profils de puits tordus. [3]

### **II.1.2. Le pompage électrique submersible (Electric Submersible Pumping - ESP)**

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production (casing) et à connecter au mécanisme du contrôle de la surface et transformateur par un câble du pouvoir électrique.

Les composants du fond sont suspendus au casing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (intake) ou séparateur du gaz, et la pompe. Le câble électrique est rayé à tubing et branché dans le sommet du moteur.

Comme le fluide vient dans le puits il doit passer par le moteur et dans la pompe. Le fluide est alors entre la prise et la pompe. Chaque étage (combinaison de rotor/diffuser) ajoute une pression au fluide à un débit donné. Le fluide développera suffisamment de pression afin de soulever le fluide à la surface et dans le séparateur ou réseau de collecte.

Les pompes submersibles électriques sont utilisées pour des grands débits (plus de 1,000 BPD). [3]

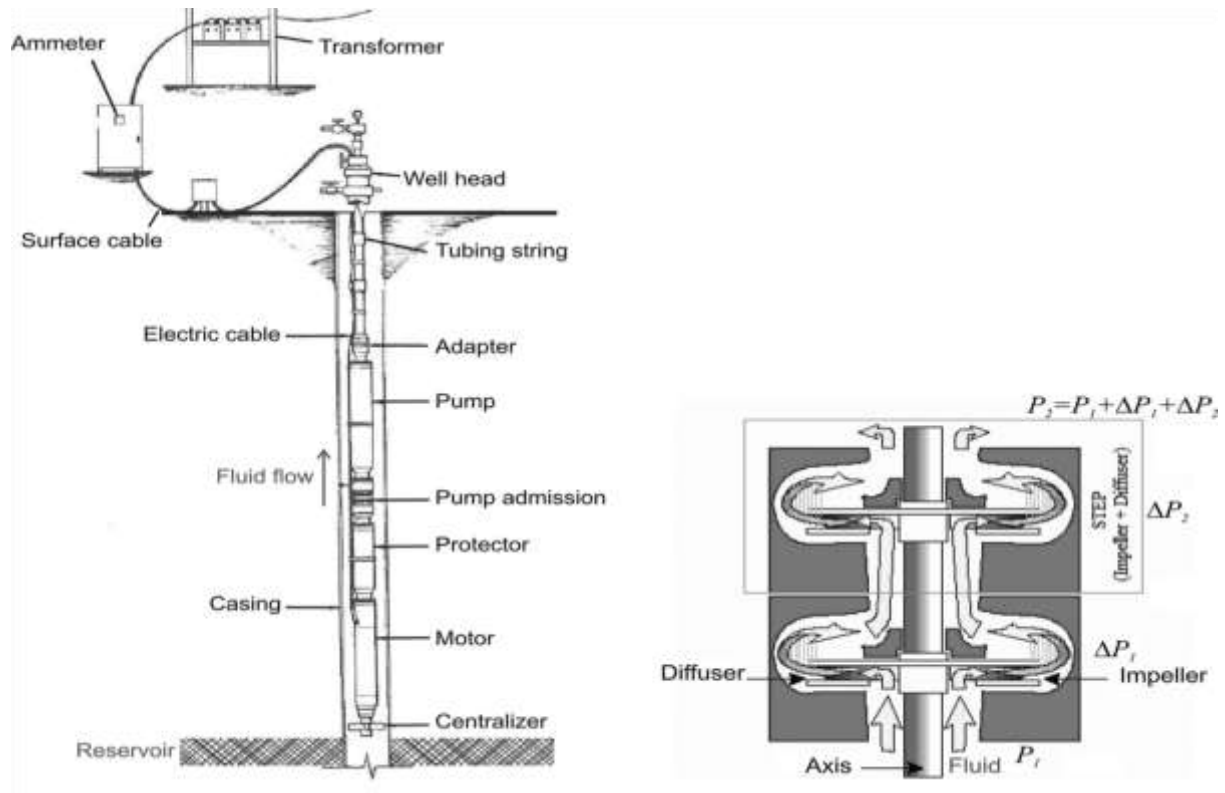


Figure II. 3: Les pompes électriques submersibles.

#### A) Principaux avantages :

- Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basses.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée.
- Rendement plus élevé.[3]

#### B) Principaux inconvénients :

- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent.
- Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes.
- En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation. [3]

### II.1.3. Le pompage hydraulique de fond (Down hole hydraulic pumping)

C'est un procédé apparu pour la première fois en 1930 aux Etats-Unis. Il utilise le principe de PASCAL qui montre que les liquides transmettant intégralement et en tout point, les variations de pression qu'ils reçoivent. L'activation des puits se fait alors en transmettant, par

un fluide moteur (qui peut être de l'huile de gisement lui-même, ou l'eau de gisement ou tout fluide compatible), une pression générée depuis la surface vers le fond 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 autre fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple. [4]

### A) Principaux avantages :

- Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés.
- Pompe (selon le type d'installation) pouvant être remontée en surface par wireline, ce qui évite d'avoir à remonter le tubing.
- Fluide moteur pouvant servir de fluide porteur pour injection d'un additif.

#### 1. la pompe à jet

- Aucune partie en mouvement.
- Possibilité de débit de production élevé.
- Problèmes mineurs en présence de sable ou de gaz.

#### 2. la pompe à piston

- possibilité de produire avec des pressions de fond extrêmement faibles.

### B) Principaux inconvénients

- investissement initial en équipements de surface et entretien assez coûteux.
- Circuit haute pression d'alimentation de la pompe.
- Essai des puits posant un problème.
- Complétion à tubing multiples éventuellement requise.

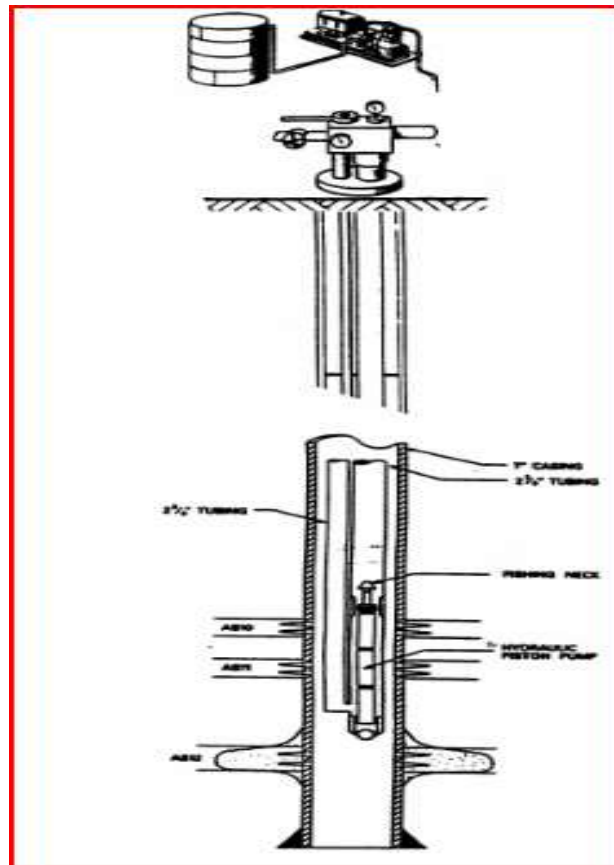


Figure II. 4: Le pompage hydraulique de fond.

#### II.1.4. Le pompage à cavité progressant (Progressive cavity pumping - PCP).

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

Son fonctionnement est le suivant :

- un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélices internes.
- la rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

Dans quelques cas, les pompes PCP sont connectées avec des moteurs de Pompe Submersible Électrique.

### A) Principaux avantages

- Adaptées aux fluides visqueux.
- Capables de produire dans des puits chargés de paraffine et de solides

### B) Principaux inconvénients

- Réparations plus difficiles
- Ne sont pas adaptées aux gros débits
- Mal adaptées aux puits déviés.

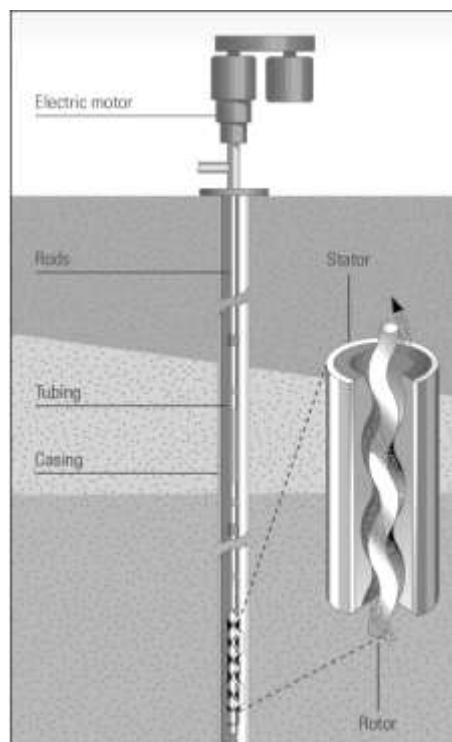


Figure II. 5: Le pompage à cavité progressant.

## II.2. Gas-Lift

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

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

Essentiellement, les liquides sont allégés par le gaz qui permet la pression de réservoir forcer les fluides à la surface.

L'installation propre et la compatibilité de matériel, sur la surface ou dans le fond de puits, sont essentielles à tout système de gaz lift. [5]

### A) Principaux avantages :

- Bien adapté aux débits moyens et élevés.
- Bien adapté aux puits à bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Equipement du puits simple et vannes de gas-lift récupérables au câble.
- Pas de problèmes de production avec présence de sable.
- Possibilité d'injecter un additif.
- Convient aux puits déviés. [5]

### B) Principaux inconvénients :

- Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Volumes nécessaires d'injection de gaz pouvant être excessifs pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Nécessité de gaz [haute pression].
- N'est pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Présence obligatoire d'installations de traitement de gaz.
- Les problèmes de moussage pouvant être augmentés.
- Rendement assez faible, surtout pour les puits profonds. [5]



### II.3. Comparaison entre les différents modes d'activation :

Le tableau suivant illustre les avantages fondamentaux et les inconvénients de chaque technologie des modes d'activation.

**Tableau II. 1: Avantages et inconvénients de chaque technologie des modes d'activation**

Le type d'activation	Le pompage centrifuge immergé	Le pompage aux tiges	Le pompage à cavité	Le pompage hydraulique	Gas Lift
Grand débit	X		X	X	x
Basse maintenance	X	X	X		
Economique pour la (réparation / service )		X	X	X	x
Capital d'investissement bas		X	X		
Pompage de l'huile lourde		X	X		
Possibilité de lifter Limitée			< 5000 ft		
Capital initial haut	X			xx	xx
Haute consommation D'énergie	X		X		
Possibilité limitée pour pomper le sable	x	X		X	x
Opération complexe / difficile				X	x
Maintenance intensive				X	x
Source Requisite pour Injection de gaz					x

### II.4. Choix d'un procédé d'activation

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

### II.4.1. Critère économique :

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettant de récupérer l'huile plus rapidement (actualisation), quantité importante (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité).

Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gas lift, ...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surcoût lie au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, po lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui seront implantées plus tard.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance du système d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

Par ailleurs, par exemple, les dépenses de l'énergie propres au procédé, d'activation supposent au préalable, la connaissance du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui n'est pas forcément représentatif pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection au fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion. [5]

### II.4.2. Critères techniques

Pour choisir un moyen d'activation, il faut étudier sa compatibilité avec la nature du puits, sa position, ses caractéristiques, et les conditions de son exploitation :

- La profondeur et la température de fond.
- Le débit actuel de la production.
- L'évolution des caractéristiques de production : (GOR, WOR, Pression de fond)
- Types de complétions : Simple, Multiple.
- La déviation du puits (puits dévié ou non).
- Le taux de production du sable.
- Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates) et de corrosion.
- Type d'exploitation.
- Terre ou mer.
- L'éloignement des puits. [6]

### Conclusion

L'utilisation de l'activation des puits augmente quand la productivité de champs pétroliers décline, lorsque les plus nouveaux champs de l'huile exigent l'introduction d'activation des puits plus bientôt, l'amélioration dans la gestion du champ pétrolifère devenez déployé plus largement et a adopté plus rapidement, et les volumes de l'huile pompé annuelle augmente globalement.

**CHAPITRE  
III**

**LE GAS-  
LIFT**

### Introduction

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

Dans le stade final de l'éruption la pression existante dans le gisement devient trop faible et insuffisante pour faire monter l'effluent en surface et assurer la production, dans ce cas l'énergie naturelle du réservoir doit être aidée artificiellement en allégeant la colonne d'effluent dans le tubing en utilisant une source d'énergie extérieure.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et nécessite un recours à des moyens de production artificiels, parmi ces moyens on a l'activation par Gas-lift qui est l'objectif de notre étude.

### III.1. Principe du Gas-lift

Le gaz-lift est une technique de production par injection de grandes quantités de gaz au niveau des puits producteurs d'huile. L'objectif d'une activation par le gaz-lift est de réduire la pression de fond en écoulement du réservoir, pour produire le maximum d'huile avec le minimum de perte de charge le long de la colonne de production. Le principe est d'injecter le 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. [4]

Cette technique agit :

- Soit sur la densité " $d$ ", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gas-lift continu**).
- Soit sur la hauteur " $H$ ", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (Gas-lift intermittent).

La 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.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum.

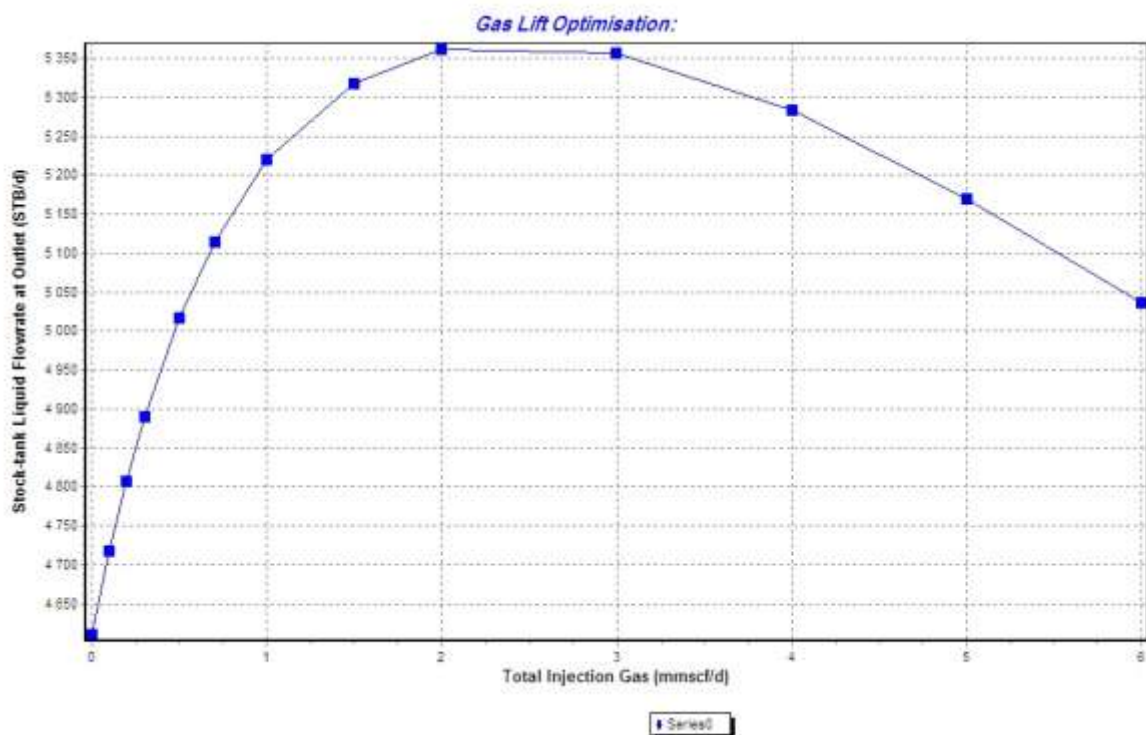


Figure III. 1: Optimisation de débit d'injection de gas-lift.

## III.2. Types de gas-lift

### III.2.1. Selon le mode d'injection

Le gas-lift est réalisé par l'injection de gaz soit en continu, ou en intermittence.

#### A) Gas-lift continu :

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminé 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. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. [6]

### B) Gas- lift intermittent :

L'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. 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.

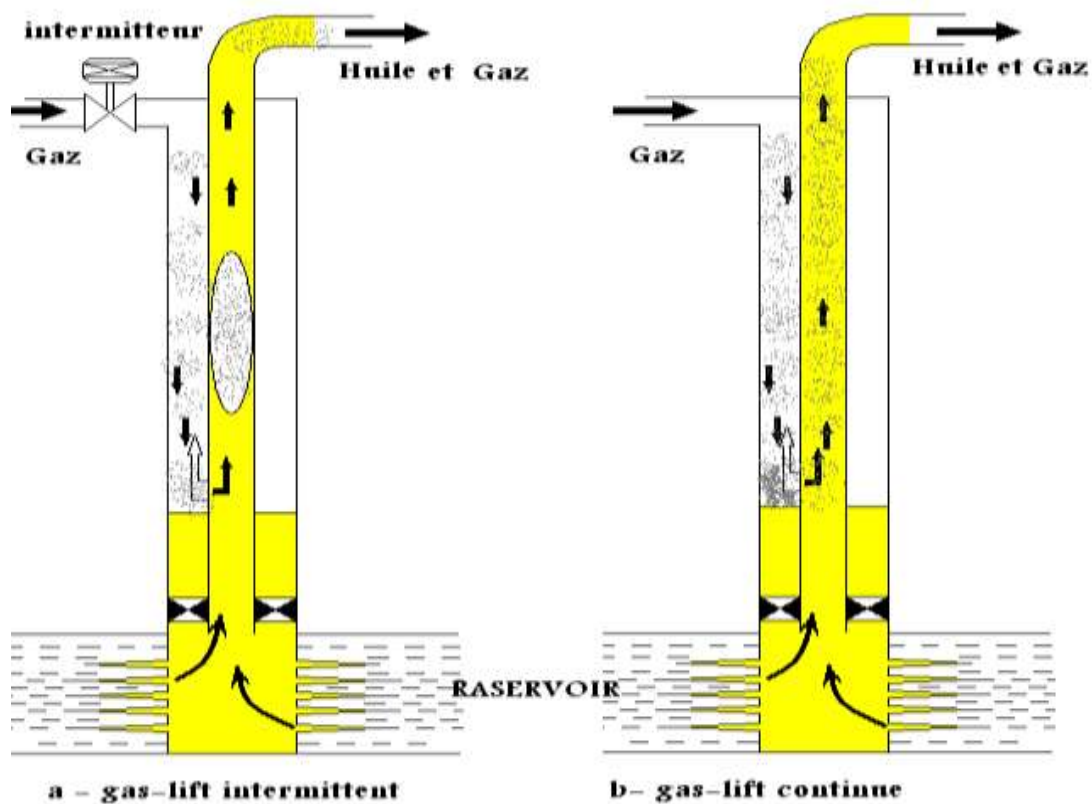


Figure III. 2: Gas-lift intermittent et continue

### III.2.2. Selon le type de complétion

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

#### A) Complétions pour gas-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. [7]

## B) Compléments pour gas-lift inverse

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 gas-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gas-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits. La pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux pour 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. [7]

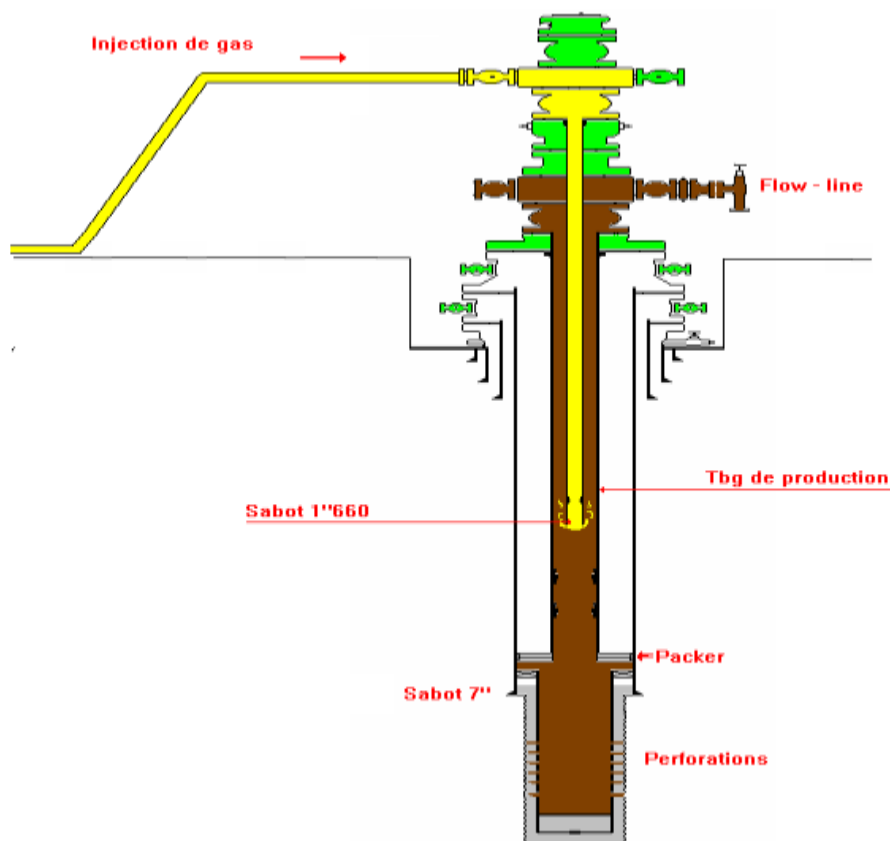


Figure III. 3: Gas-lift par le tubing



## 2) Le gas-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. [7]

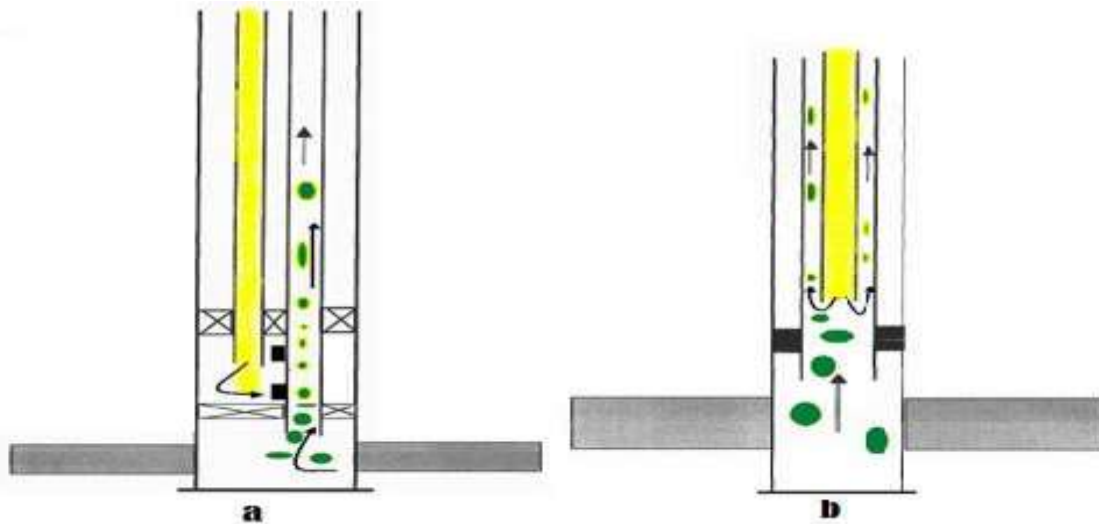


Figure III. 4: Gas-lift parallèle et gas-lift par tubing concentrique

## 3) Gas-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 :

- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitent de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux.
- Le puits n'est pas adapté au Gas-lift intermittent.
- La production par l'espace annulaire érode les parois du casing. [7]

#### 4) Gas-lift double (dual gas-lift) :

Les complétions doubles ne sont 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 :

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

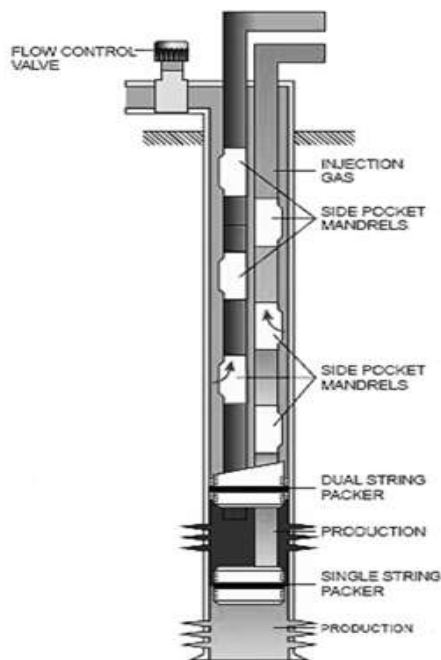


Figure III. 5: Gas-lift double (Gas-lift double)

#### III.2.3. Selon le circuit d'injection en surface

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue : [7]

##### A) Gas-lift en circuit fermé :

C'est le Gas-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. [3]

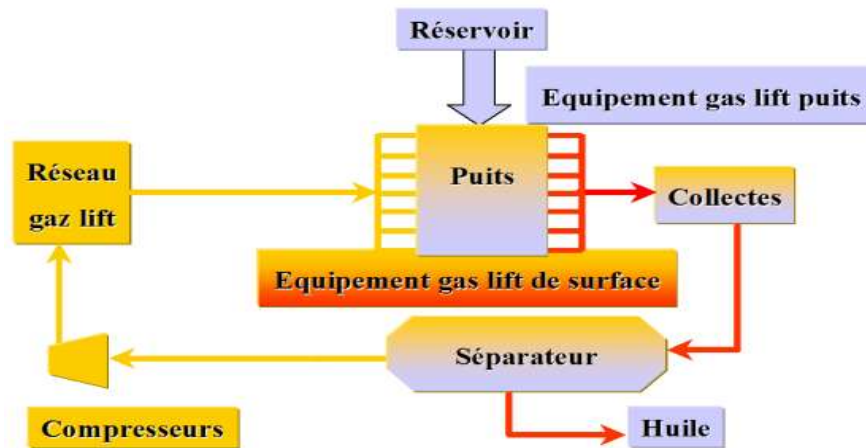


Figure III. 6: Gas-lift en circuit fermé

### B) Gas-lift en circuit ouvert :

Le gaz qui a servi pour le gas-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. [7]

### C) Auto-gas 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 packers. [7]

## III.3. Critère de choix entre gas-lift continue et intermittent :

Le choix du gas-lift continu ou intermittent est basé sur les principes suivants :

- A) **Puits à fort indice de productivité (IP) :** L'injection de gaz sera continue et à débit déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits, de façon à alléger la colonne d'huile présente dans celui-ci, et à faire monter le niveau du mélange constitué jusqu'à la tête du puits.
- B) **Puits à faible indice de productivité (IP) :** L'injection à intervalles de temps réguliers et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits de façon à chasser l'huile qu'il contient.

**III.4. Limites d'utilisation de gas-lift continu et intermittent**

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

D'une façon pratique, on constate que : [4]

- Le gas-lift continu est bien adapté pour les débits liquides de 30 à 3000  $\text{m}^3/\text{j}$ .
- Le gas-lift intermittent est utilisé pour des débits inférieurs à 80  $\text{m}^3/\text{j}$ .
- Dans la phase de recouvrement 30 à 80  $\text{m}^3/\text{j}$ , 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 gas-lift intermittent est la seule technique de gas 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 de gas-lift, 95% des puits produisent par gas-lift continu. [7]

**III.5. Utilisation ou applications du Gas-lift:**

Parmi les utilisations du gas- lift, on peut citer :

**A. Augmentation du débit :**

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

**B. Mise en production des puits non éruptifs :**

C'est le principal objectif du gas- lift en tant que moyen d'activation. L'injection réduira le poids de la colonne hydrostatique, entraînant une réduction de la pression de fond et facilitera la circulation de l'effluent jusqu'à la surface.

**C. Démarrage :**

Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de gas-lift pour les relancer après un ennoiement du tubing par de l'eau.

**D. Les puits à eaux :**

Ces puits produisent à partir des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-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*). [7]

**E. Nettoyage des puits injecteurs (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 encombrant les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, est assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide. [8]

**III.6. Les principaux paramètres du Gas-lift****A) Pression en tête de puits**

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. [6]

Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

**B) Pression du gaz injecté**

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge

(single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

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

La formule la plus utilisée pour la détermination de la pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans les conduites verticales en se basant sur plusieurs paramètres. [5]

**Formule de R.V.SMITH :**

$$e^s \times p_1^2 - p_2^2 = \frac{Q_g^2 \times \gamma_g \times T \times X \times F \times Z \times (e^s - 1)}{d^5 \times S} \quad (\text{III-1})$$

X : pression d'injection [m].

T : température [K°].

P1 : Pression d'injection en tête [Bar].

P2 : Pression d'injection au fond [bar].

F : Coefficient de frottement, il est en fonction de nombre de REYNOLDS (Re) et ( $\varepsilon/d$ ).

$$\text{Re} = (18. Q_g. \gamma_g) / (\mu. d) \quad (\text{III-2})$$

Qg : débit d'injection de gaz [m3/h].

Z : coefficient de compressibilité.

$$S = (\gamma_g.X)/(T.Z) \quad (\text{III-3})$$

Les deux paramètres :  $\varepsilon$  et d peuvent être déterminés à l'aide des abaques.

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. [5]

**C) Profondeur d'injection :**

Plus le point d'injection est profond, plus le gas lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit. [5]

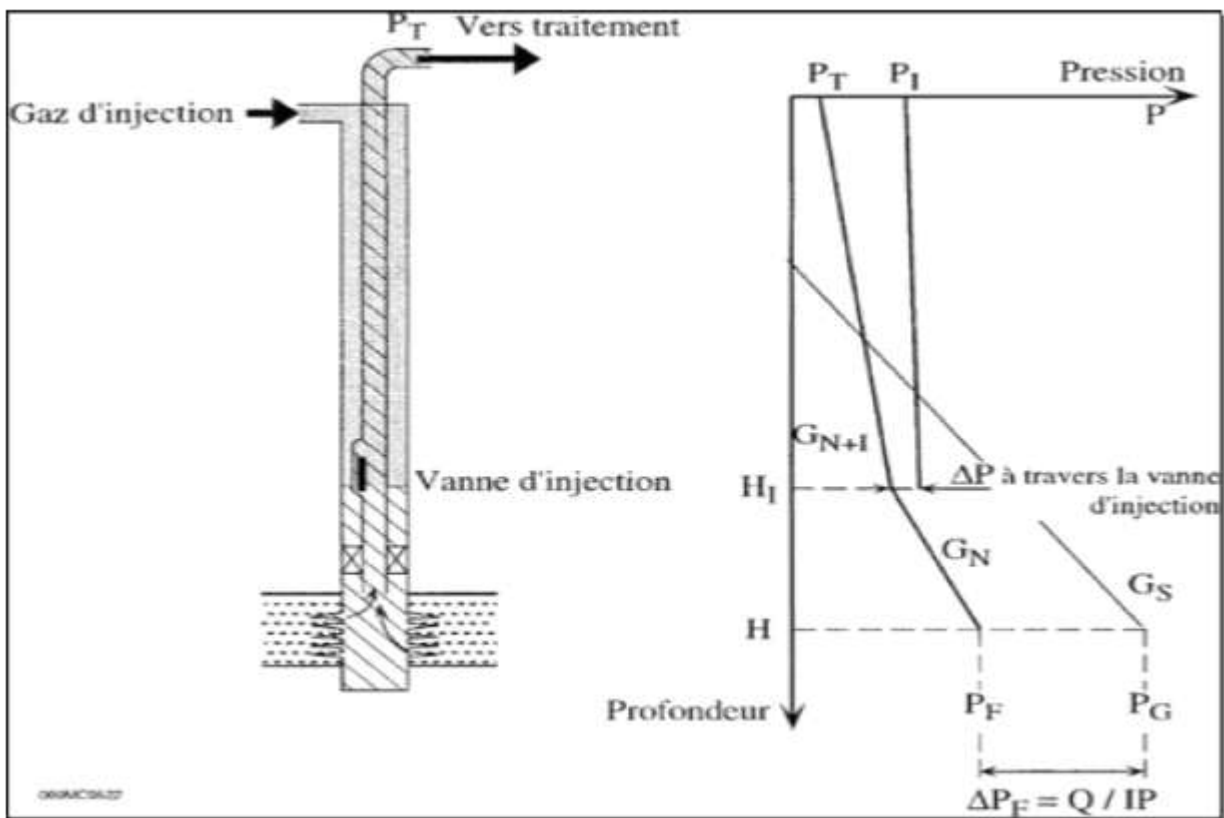


Figure III. 7:La profondeur d'injection de gaz

**D) L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :**

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down. Et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression.

On appelle « effet de skin » 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 l'un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la re-perforation, etc... Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz. [5]

### III.7. Avantages et Inconvénients du Gas-lift:

#### A) Avantages :

- Le coût initial des équipements du «GLS» est généralement bas.
- Aucune autre forme de production assistée ne peut égaler le « GLS » en flexibilité d'utilisation.
- Adapté aux : 1-débits moyen ou élevés.

2-puits à bon IP et pression de fond élevée.

3-puits déviés.

- Peut être utilisé pour le démarrage d'un puits.
- La présence de sable n'affecte pas l'équipement gas-lift dans la plupart des cas.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion) en même temps que le gaz.
- Utilisation du gaz produit en place.

#### B) Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessif pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- N'est pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmentés.
- Rendement assez faible dans les puits profonds.
- Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudrait changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Nécessité de traitement en cas de formation des hydrates il y aurait aussi nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
- Si le gaz est corrosif, il faudrait soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmenterait le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.



**III.8. Problèmes liés au Gas- lift**

L'exploitation des puits activés par le gas-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates.

**A) Formation des hydrates :**

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduit à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence de gouttelettes d'eau dans le gaz. La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela , les précautions suivantes doivent être prises :

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

**B) Érosion des équipements :**

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subissent des variations métalogiques, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieures, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage. [7]

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

### III.9. Le gas-lift dans le champ Hassi Messaoud :

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi Messaoud en gas-lift a été décidée pour les raisons suivantes :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs.
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression)

Le premier essai du gas-lift a été réalisé en 1976 sur le puits MD130 (3 ½, x CCE 1.660), car ce dernier possède les caractéristiques suivantes :

- Puits non éruptif et salé.
- Puits proche d'une source de gaz.

Malheureusement, l'essai n'a pas été mené à terme suite à l'incident survenu lors de la mise en place de la vanne d'injection d'eau qui a rendu l'exploitation du puits pratiquement impossible.

En revanche des essais d'activation par gas-lift ont été effectués sur un ensemble de puits non éruptifs avec des complétions différentes en fonction des problèmes particuliers aux puits et de la disponibilité des équipements.

#### III.9.1. Contraintes d'exploitation :

##### 1) Qualité du gaz :

Le gaz actuel n'est pas propre (teneur en H<sub>2</sub>O élevé et présence d'impuretés) ce qui a provoqué les problèmes suivants :

- Problèmes des hydrates (givrage).
- Bouchage des duses (présence d'impuretés).

- Détente importante au niveau des postes de détente et puits GL provoquant le givrage du gaz surtout en période hivernale.

### 2) Injection simultanée gaz & eau :

Dans les puits équipés de CCE

- Dessalage insuffisant.
- Entretien fréquent des pompes de dessalage.
- Optimisation difficile.

### III.9.2. Proposition de complétion gas-lift

Après cette phase expérimentation, plusieurs études ont été menées en collaboration avec des sociétés spécialisées dans la construction d'équipements de gas-lift afin de mettre une complétion plus adaptée aux puits de HMD. [2]

Cette complétion doit répondre aux exigences suivantes :

- Faire produire les puits à faible pression de gisement.
- Permettre une injection d'eau de dessalage.
- Protéger le cubage 7'' au droit du LD2.
- Permettre une exécution aisée des travaux Wire line.
- Faciliter les opérations en cas de Work over.

### III.9.3. Le choix de la complétion concentrique dans HMD :

Dans certains cas ; le gas-lift conventionnel (SPM) n'est pas possible suite à des considérations liées essentiellement soit aux problèmes mécaniques ou bien aux problèmes d'exploitation. Dans ces cas en fait le gas-lift non conventionnel où des complétions plus simples sont conçues pour résoudre certains problèmes dont le gas-lift conventionnel est limité.

Le principe du gas-lift est le même pour les deux types mais la différence réside dans le design de la complétion elle-même, la complétion du gas-lift non conventionnel ne comporte pas de SPM et de vannes gas-lift, tel est le cas de HMD ou le système gas-lift en SPM est

remplacé par la descente d'un concentrique (CCE) à l'intérieur du tubing et en fonction du mode d'injection du gaz on distingue deux configurations possibles :

- L'injection du gaz se fait par l'intérieur du CCE et la production d'huile se fait au travers de l'annulaire Tubing Concentrique, cette configuration est la plus utilisée à HMD.
- L'injection du gaz se fait par l'annulaire Tubing Concentrique et la production d'huile se fait via l'intérieur CCE. [2]

Le recours au CCE est imposé par des contraintes mécaniques ( Pour protéger le casing 7" au droit du LD2 qui consiste en une formation contenant des eaux chlorurées calciques à haute pression à la profondeur d'environ de 2000m, qui nous empêche d'avoir l'injection du gaz via l'annulaire Tubing casing du fait que cette formation est recouverte par un seul casing 7" et la pression d'injection de gaz est insuffisante pour contre balancer la pression de cet horizon) et des contraintes d'exploitation (Sels, asphaltènes, sédiments...qui peuvent induire le bouchage des vannes gas-lift). Le recours à ce type de gas-lift non conventionnel est favorisé du fait de la disponibilité de grandes quantités de gaz et à haute pression (un seul point d'injection suffit). [2]

### III.10. Les équipements du gas-lift :

#### III.10.1. Installation de surface:

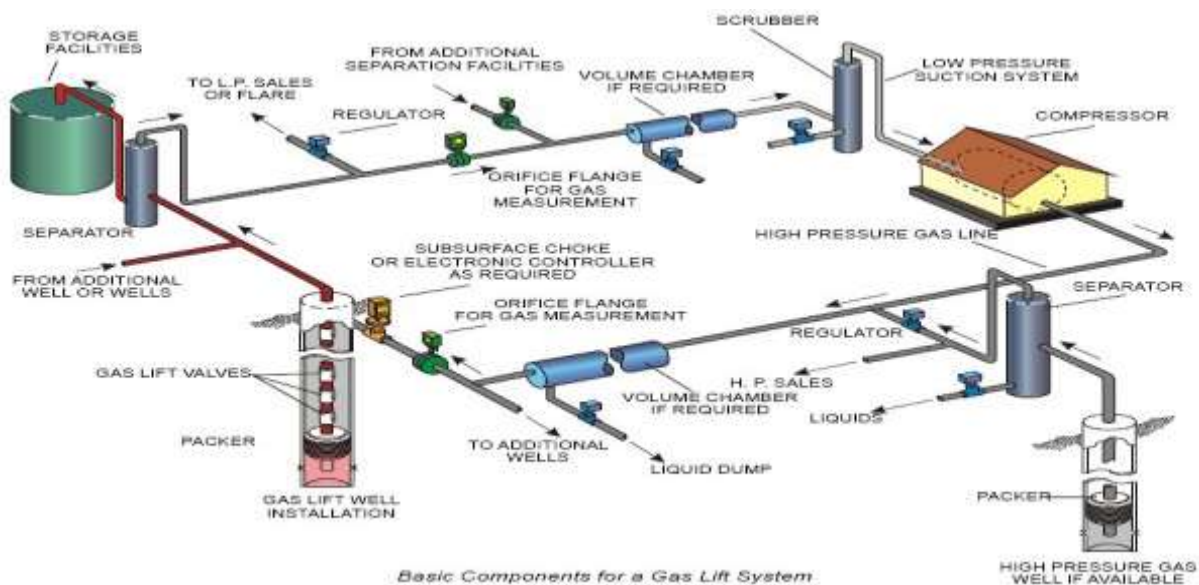


Figure III. 8: Les équipement de surface

### III.10.1.1. Le réseau de gas-lift:

Le gaz utilisé pour la mise en service de gas-lift sort de source, à fin d'arriver au puits concerné. Ce dernier s'écoule dans une installation Composé de plusieurs lignes et manifolds qui s'appellent réseau.

- **Manifold source** : C'est le manifold qui assure la liaison entre la conduite qui arrive du centre de traitement et d'injection de gas-lift et la conduite du manifold principale.
- **Manifold principal**: C'est un montage composé de conduites et de vannes par le quel on fait destiner le gaz, et dit principal si ce dernier alimente autres manifolds secondaires, dans les deux cas on les désigne par une Lettre (A, B, C etc.)
- **Ligne principale** : Conduites de grands diamètres (4", 6") relie deux manifolds ou un Manifold et le manifold source.
- **Ligne secondaire**: Conduites de petits diamètres (2",3") assurent la liaison puits-manifold.

### III.10.1.2. Dispositifs d'injection :

- **Gas-lift continu** : l'équipement spécial pour le Gas-lift se réduit généralement à une duse variable placée sur la conduite d'arrivée de gaz en amont de la vanne d'annulaire. Cette Duse variable permet d'assurer et de régler le débit de gaz injecté.

- **Gas-lift intermittent**: l'équipement spécial est un peu plus compliqué puisqu'il s'agit d'obtenir des injections de gaz d'une durée et de périodicité variables. Il est nécessaire dans ce but de mettre, à la place d'une duse variable, un intermitteur qui fonctionne automatiquement.

### III.10.1.3. Dispositifs de mesures :

Le fonctionnement du gas-lift, en particulier pendant la phase de décharge, passe par le suivi en surface des paramètres d'injection : pression, débit.

En plus des manomètres et thermomètres équipant habituellement l'arbre de Noël, la conduite d'injection sur l'annulaire comportera un double enregistreur de pression tubing et casing. En outre, on pourra vérifier le débit d'injection en mettant en place un débitmètre.

La mesure est habituellement réalisée en utilisant un système à orifice déprimogène et enregistreur de type BARTON.

### REMARQUE

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

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

### III.10.2.Equipements de fond

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

#### III.10.2.1.Les mandrins

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

##### a) Les mandrins conventionnels

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

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond (WO ne coûte pas très chère). [9]

##### b) Les mandrins à poche latérale (sidepocketmandrels)

Elles ont révolutionné le gas-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. [9]

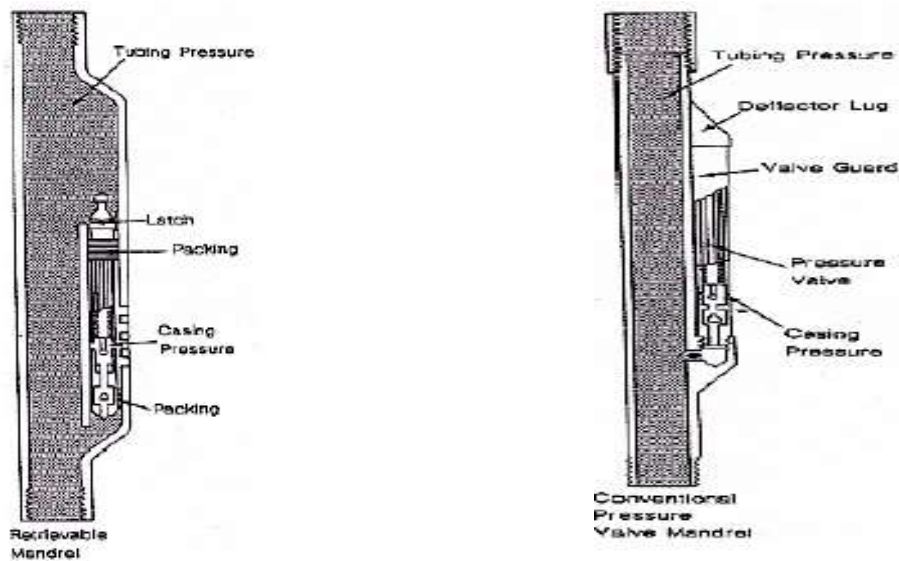


Figure III. 9 : Les mandrins

c) Les 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. [10]

### III.10.2.2. Les vannes de gas lift

Les vannes sont des éléments les plus importants dans tout le système de l'injection du gaz. Ça fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide, [10]

Une vanne comprend deux parties :

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

### A) Principe général d'une vanne de gaz lift :

Le principe de fonctionnement d'une vanne de gas lift peut être comparé à celui d'un régulateur de pression.

Le corps de 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 du débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

Les vannes de gas-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une côte plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée la vanne opératrice. Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées les vannes de décharge (unloading valves). Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing au-dessus de la vanne opératrice. Les vannes sont réglées pour des pressions d'injection de fermeture décroissantes avec la profondeur.

Cela permet d'obtenir automatiquement et sans que l'on ait à intervenir en surface. La décharge du puits au fur et à mesure de la profondeur jusqu'au point d'injection finale. La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.

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

- Pneumatique à soufflet.
- Mécanique à ressort.

#### ➤ **Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet)**

Le servomoteur est une chambre à soufflet remplie d'azote sous pression et préréglée 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 pneumatique à ressort

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

### B) Les composantes des vannes

**Queue :** C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.

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

**Le Corps :** Il contient tous les éléments de la vanne :

- **Le soufflet :** Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.
- **La bille du clapet :** Elle permet le passage ou non du gaz, quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.
- **Un clapet anti-retour :** Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.
- **Un verrou :** Il assure la fixation de la vanne dans la sidepocket. [10]

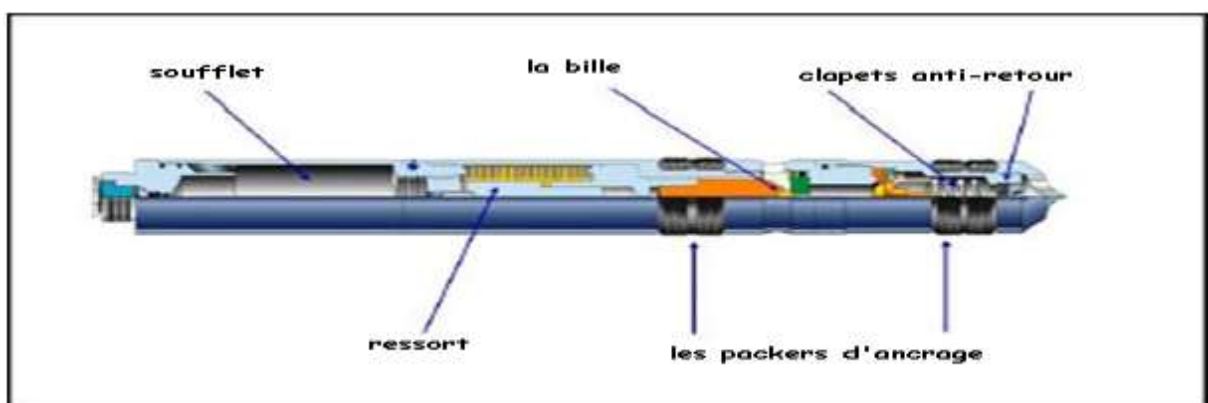


Figure III. 10: Les composants de la vanne GL

C) Types des vannes de gaz lift

Il existe deux types:

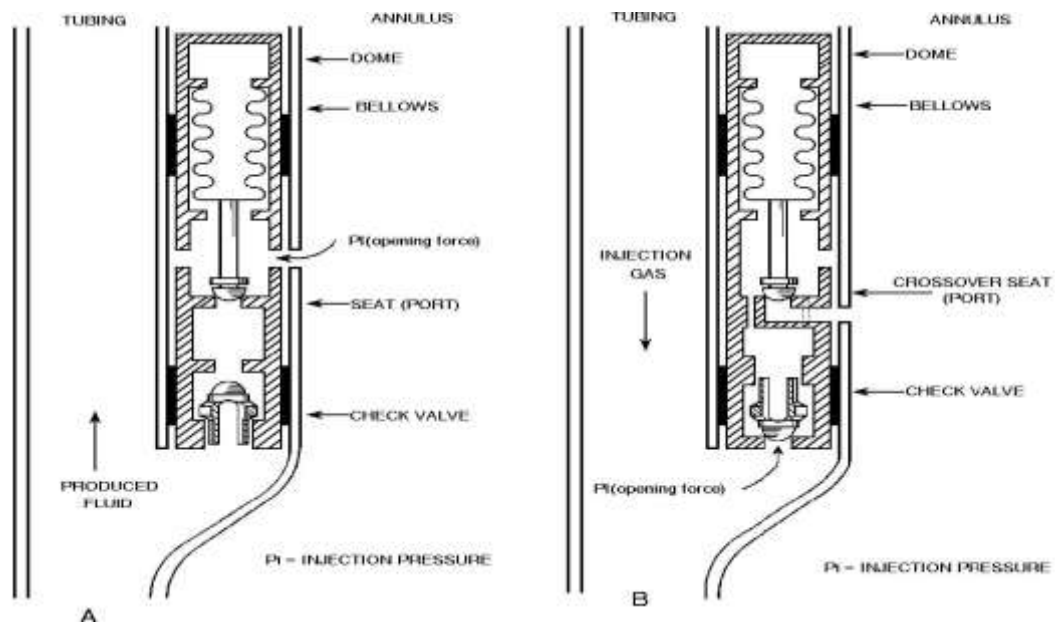
- Les vannes opérées par le casing (COV).
- Les vannes opérées par le tubing (TOV).

1) Les vannes opérées par le casing (casing operated valves):

Les vannes COV sont sensibles à la pression du casing, 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 du clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice.[11]

2) Les vannes opérées par le tubing "TOV ":

Les vannes TOV sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing). 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. [10]



Vanne COV

Vanne TOV

Figure III. 11: Les types des vannes GL

### III.10.2.3. Autres types de vannes

#### ➤ Les pilots valves

Ces vannes sont destinées au gas-lift intermittent où des orifices très gros sont nécessaires. Une large orifice garantit une injection instantanée du gaz quand la vanne est ouverte.

#### ➤ 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). Elles sont posées au câble dans un mandrin ou vissées au tubing. On retrouve les mêmes composants: soufflet, ressort, siège, bille et clapet anti-retour. De même, elles peuvent être opérées par la pression du gaz injecté ou par la pression de l'effluent.

#### ➤ Blind valves

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

#### ➤ Les vannes balancées

Ces vannes assez peu utilisées possèdent un joint torique sur la tige manœuvrant la bille. Ceci permet à la vanne d'être isolée de la pression du tubing et d'avoir la pression d'ouverture et la pression de fermeture égales à la pression du soufflet. Ainsi, la fourchette est nulle quel que soit la taille de l'orifice.

#### ➤ 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. Elles contiennent un clapet anti retour au niveau du nez pour éviter le retour du fluide du tubing.

### III.10.3. Les outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement des vannes de gas lift s'effectue par des outils spéciaux (kickover ou position ingtools) associés à un train de wireline. [10]

### III.10.4. 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 gas-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. [4]

### Conclusion

Le principe du gaz lift consiste à 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.

**CHAPITRE  
IV**

**OPTIMISATION  
DE GAS-LIFT**

## Introduction

L'optimisation des puits en gas-lift continue peut être faite de deux manières :

- La première est basée sur une optimisation économique où le coût d'une augmentation de gaz d'injection doit être inférieur ou égal au profil engendré par le supplément de la production correspondante.
- La seconde est une procédure pour obtenir une production maximale d'un groupe de puits disposant d'une certaine quantité de gaz à être utilisée.

Notre étude s'inscrit dans le deuxième cas. On cherchera donc à déterminer dans chaque puits un débit maximal en fonction d'un débit de gaz injecté total qui doit être optimum.

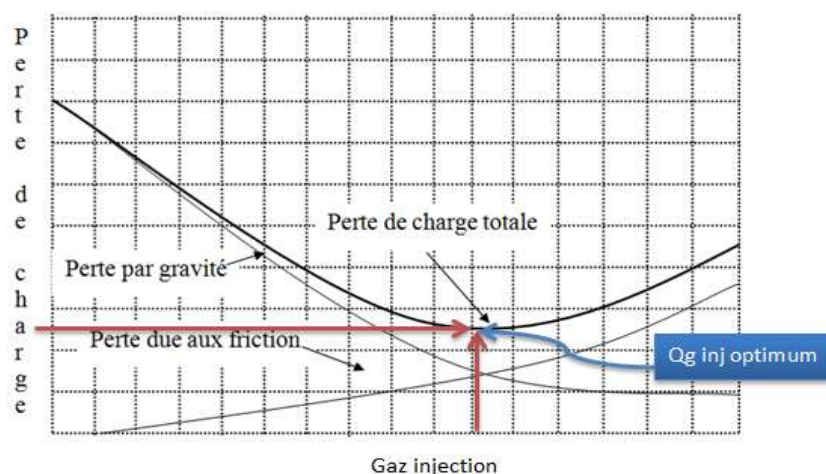


Figure IV. 1: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.

## IV.1. Les étapes du travail

### IV.1.1. Choix des puits

Les critères les plus importants pour la sélection des puits candidats au gas-lift sont :

- Les puits de faible production d'huile, et faible GOR.
- La pression de gisement de ces puits est faible (il n'existe pas un support pour augmenter ou tout au moins maintenir la  $P_g$ ).

Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits: MD330, ONI54, MD443, OMKZ36, OMG222.

### IV.1.2. Collecte des données

À partir de DATA BANK, on prend les résultats des différents tests et jaugeages faits sur les puits choisis, et les données techniques de ces puits.

#### Les données nécessaires

À partir : [6]

- Du jaugeage : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- Du well test (build up) : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, pression de tête, indice de productivité, débit d'huile, diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- De la fiche technique (complétion du puits) :
  - les côtes (tubing, casing, concentrique,...)
  - MD, KOP, VS, TVD, Angle de déviation.
  - Diamètre intérieur et extérieur du tubing.
- Des données PVT : Rs (GOR de dissolution), Pression de bulle, densité de l'huile et de gaz.

### IV.1.3. Présentation du logiciel PIPESIM :

Pour le calcul des débits optimums gas-lift, on a utilisé le logiciel PIPESIM.

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes : [13]


L'optimisation de l'équipement des puits.

- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production.

- L'analyse des puits multilatéraux.

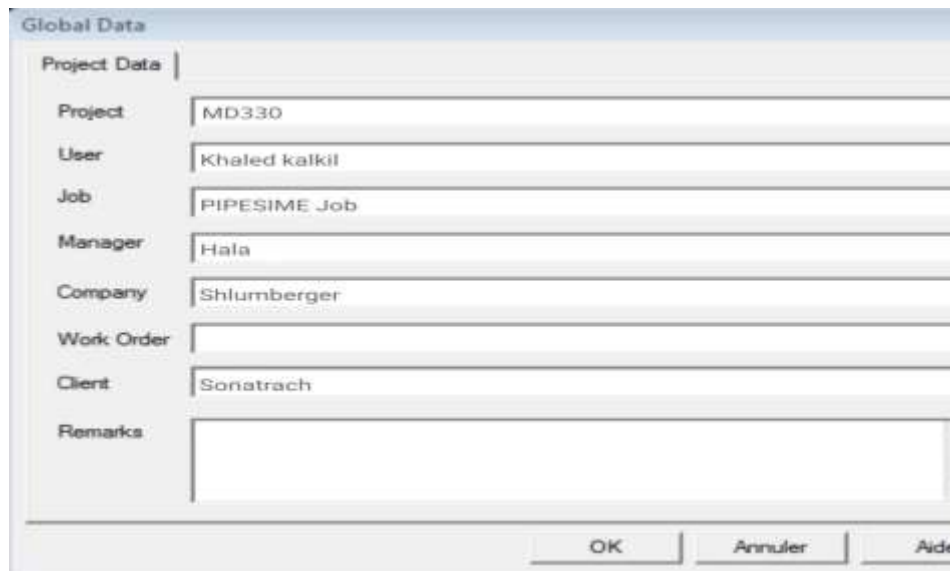
Et voici quelques explications avec images sur le logiciel (dans l'annexes) : [14]

### Comment créer un projet avec PIPESIM ?

On crée un nouveau projet en cliquant sur l'icône de l'assistant de création d'un nouveau projet , et il va nous aider étape par étape dans l'introduction des différentes données. [13]

Et voici l'explication par images : [14]

1. On introduit les informations générales sur le projet :



**Figure IV. 2:Créer un nouveau projet.**

2. Dans cette étape on choisit : [13]

- Le type du modèle : producteur, injecteur ou une étude de surface.
- Le type de l'opération : analyse du système, le profil de la pression et de la température, analyse nodale, corrélation matching ou les courbes des performances du puits.
- L'emplacement du nœud : Au fond ou à la tête du puits.
- L'emplacement de notre projet dans le disque dur.



3. On choisit le système d'unités (dans l'annexes) : [6]

Eng : anglo-saxon (psi, ft, lb, °F, .....)

Si : système international (bar, m, kg, °C, .....)

Custom : un système personnalisé.

4. On choisit le modèle qui s'applique pour notre fluide : [13]

Il existe trois modèles : black oil, compositionnel ou PVT.

Le modèle que nous avons choisi est le modèle **black oil** car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas, vu que les variations de la masse volumique en fonction de la pression sont négligeables.

En plus l'indisponibilité des données nécessaires suffisantes pour appliquer le modèle compositionnel ou PVT, nous pousse à opter pour le black oil qui reste applicable pour les données disponibles.

5. Le choix des différentes corrélations pour : [13]

- L'écoulement multiphasique vertical dans le tubing.
- L'écoulement multiphasique horizontal dans les pipes line.
- L'écoulement multiphasique incliné.
- L'écoulement monophasique.

6. La dernière étape consiste à choisir la source du fluide (complétion verticale, horizontale ou une source artificielle). [13]

Et à ajouter l'équipement de notre puits (pipe, équipement de fond ou de surface).

Le résultat de notre projet sera : [14]

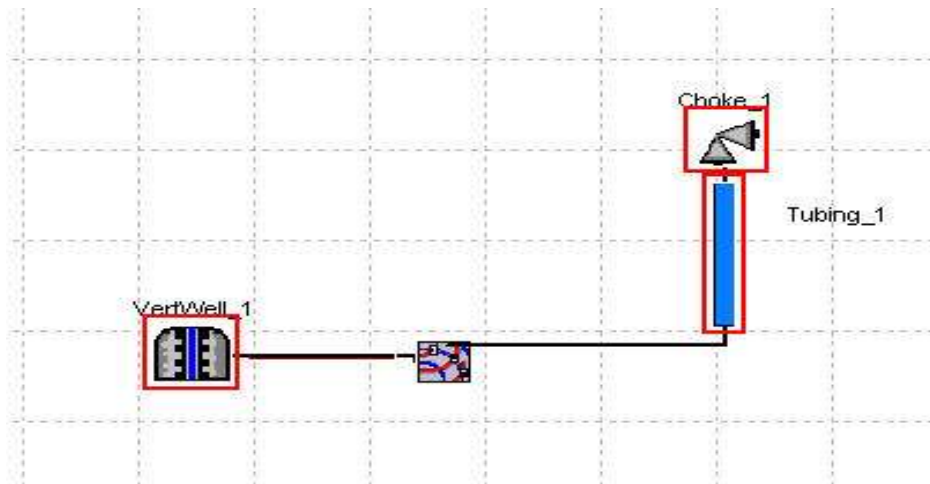


Figure IV. 3: Modèle finale du PIPESIM

**N.B:**

- Il faut introduire les données des différentes composantes de notre projet (fond du puits, tubing, tête du puits....)
- Le choix de la corrélation correspondante à l'écoulement du réservoir vers le fond se fait au niveau de la complétion.
- Lorsqu'on voit un objet entouré d'un rectangle rouge cela indique qu'il y a un manque de données nécessaires pour cet objet.
- On peut toujours vérifier s'il existe des erreurs dans notre modèle ou non, en cliquant sur opérations et après on choisit check model.

**IV.1.4. 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 du puits.

- Pour l'écoulement INFLOW :

Lorsque la pression du gisement est nettement en dessous de la pression de bulle, dans ce cas l'écoulement dans le réservoir est un écoulement diphasique ; la corrélation de **VOGEL** est donc celle qui s'impose pour la détermination des courbes **INFLOW** de n'importe quel puits du gisement.

- Pour l'écoulement OUTFLOW :

La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler les courbes **OUTFLOW** des puits de ce gisement est difficile, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

Le choix de corrélation pour l'écoulement multiphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. Ça détermine par la suite le taux d'exactitude des prédictions de pertes de charges dans les tubings.

Le problème qui se pose est que toutes les corrélations qui ont été faites sont basées sur des études statistiques d'un ensemble de puits. Et qu'il est quasiment impossible de savoir qu'elle est la corrélation qui convient à tel ou tel gisement.

À l'aide du logiciel **PIPESIM**, on fait le matching des différentes corrélations (Flow corrélations matching).

1. En cliquant sur « **Data** » puis on clique sur « **Load/addMeasured Data...** »

Cette opération consiste à entrer les données mesurées lors du test (la pression fond dynamique à différentes profondeurs 'gradient de pression'), (dans l'annexes) . [13]

2. En cliquant sur « **opérations** » puis on clique sur « **Flow correlationsmatching** »

Cette opération sert à déterminer la bonne corrélation, on compare les résultats obtenus avec les résultats disponibles (Measured Data). [13]

Le logiciel **PIPESIM** contient 48 corrélations pour l'écoulement multiphasique vertical. Parmi ces corrélations les plus intéressantes sont :

ANSARI, BEGGS & BRILL, DUNS & ROS, GOVIER & AZIZ, HAGEDORN & BROWN, ORKISZEWSKI, MUKHERJEE & BRILL.

3. Voici quelque exemple sur le résultat de calcul réalisé par PIPESIM : [14]

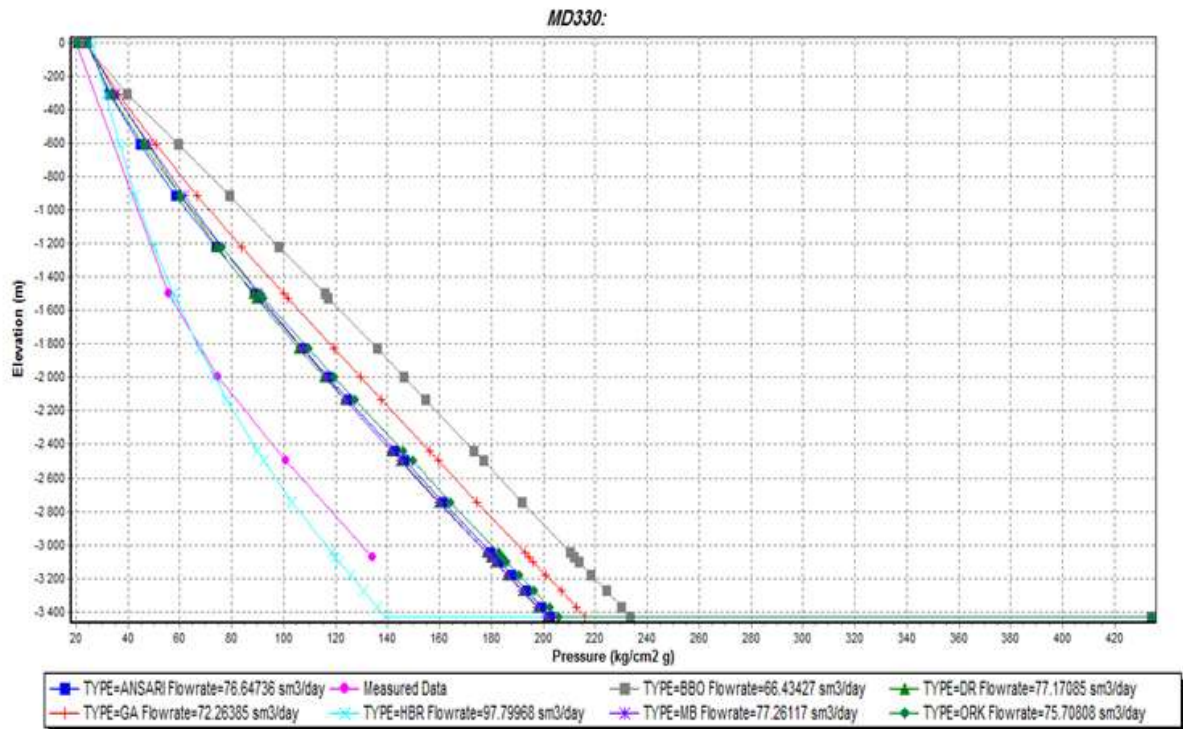


Figure IV.4: matching des corrélations pour le puits MD330

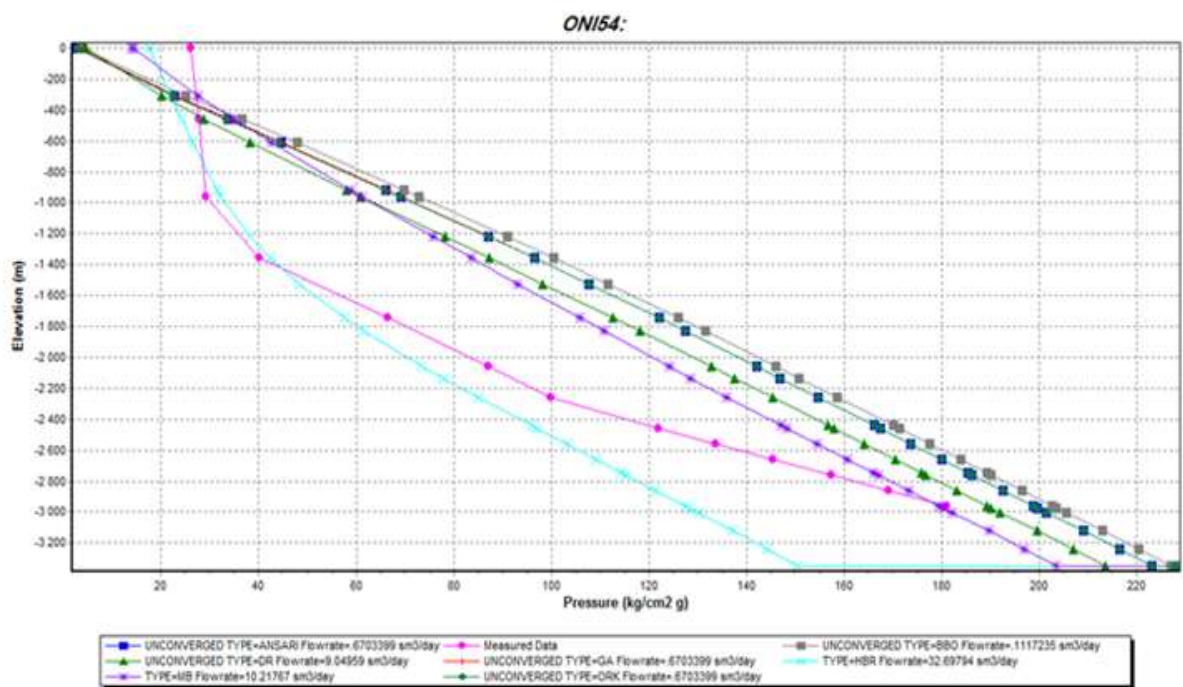
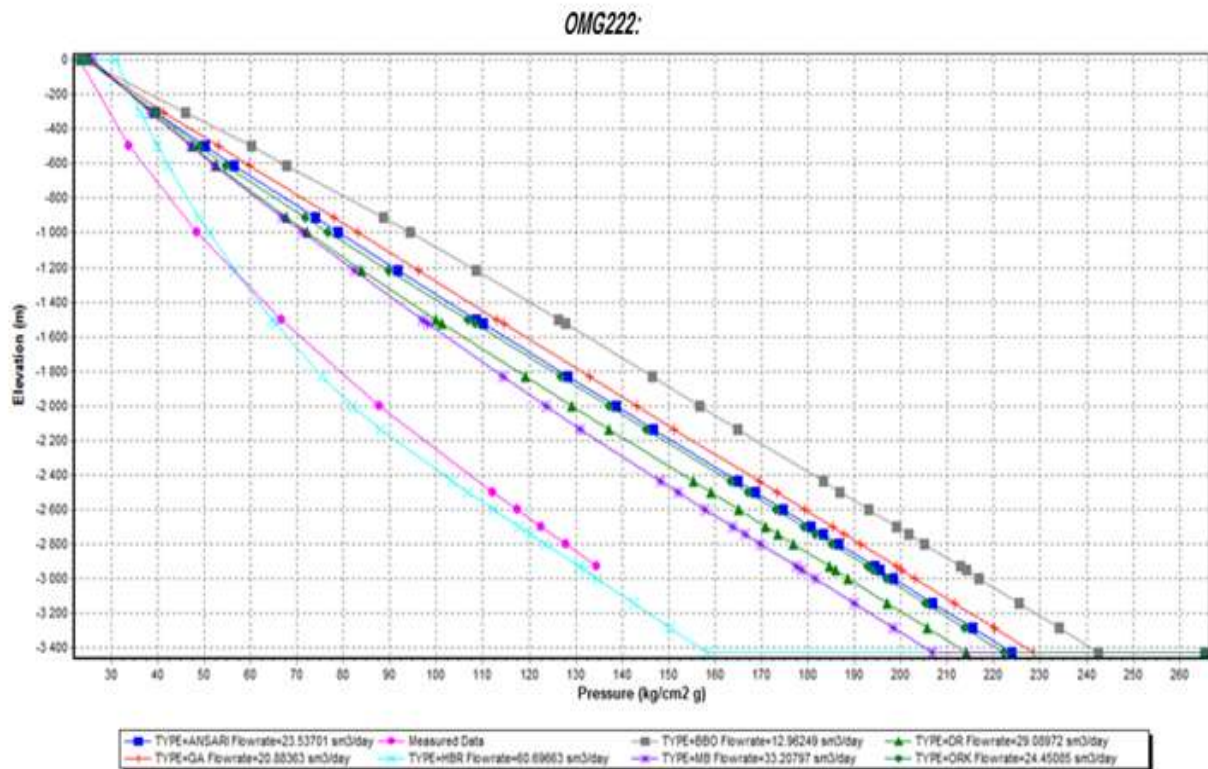


Figure IV.5: matching des corrélations pour le puits ONI54



**Figure IV.6: Matching des corrélations pour le puits OMG222**

D'après les courbes précédentes, on remarque que la corrélation de HAGEDORN & BROWN a donné l'erreur la plus faible, donc c'est elle qui est la plus proche de l'écoulement multiphasique dans le gisement Hassi Massaoud, et donne donc la meilleure approche possible des résultats réels.

## IV.2. Partie calcul

- Déterminer le débit de gaz injecté optimum et le débit de l'huile correspondant.
- Comparer la production obtenue avec GL et celle sans GL.

### IV.2.1. Optimisation du puits MD 330 :

Le puits MD 330 est un producteur d'huile, foré le 09/04/1980 dans le cadre du développement de la zone HZS (zone centrale) du champ de HMD, puis repris en Short Radius le 30/05/2006. [2]

Le puits a donné un débit de 5.7 m<sup>3</sup>/h lors du DST, et l'interprétation du DST a montré un faible IP (0.029) avec une PG assez grande (455 kg/cm<sup>2</sup>). [2]

## IV.2.1.1. Historique du puits MD 330

- Le 30/05/2006 le puits était repris en short radius suite à une chute de production, déplacement total 310 m, azimuth N 346, inclinaison 87.
- Le 28/12/2014, le puits a été fermé suite à un débit nul. [2]

## IV.2.1.2. Les dernières opérations :

- Diagraphie: Du 13/02/2006 au 13/02/2006.
- Snubbing: Du 23/08/2011 au 20/09/2011.
- Work over: Du 01/11/2011 au 16/11/2011.
- Wireline: Du 03/11/2014 au 03/11/2014. [2]

## IV.2.1.3. Les dernières mesures :

Tableau IV. 1: Les données de well test du puits MD 330

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod.   Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Lointain	(Hw * Kyz)			
DST	12/04/1980	455.51	256.5	51.1	Huile	5.7	.029	44	-	-	1.4	9.5	DST1
PFS	22/01/1983	431.7						-	-	-			PFS
PFS	18/03/1984	426.05						-	-	-			PFS
PFS	29/01/1985	419.96						-	-	-			PFS

Tableau IV. 2: Les données de jaugeages du puits MD330

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits MD330													
05/06/2006	12	600	19.29	2579.16	134	58	19.6	5.1	32	.2635	0		---
07/06/2006	12	655	18.79	3175.72	169	76.2	20.3	4.28	38	.3552	0		---
11/06/2006	10	600	16.11	2252.01	140	73	19	4.89	34	.2859	0		---
21/06/2006	9	600	16.47	1908.18	116	69	17	5.2	36	.2187	0		---
07/09/2006	9	1440	11.34	1380.36	122	48	19	4.28	39	.221	0		---
07/12/2006	9	720	8.79	1275.12	145	55.5	18.5	4.28	16	.3295	0		---
05/04/2007	9	720	7.96	1561.70	196	61.5	16	5.2	21	.4035	0		---
03/08/2009	12.5	720	11.01	2356.39	214	58	19.5	4.79	33	.4968	0		---
11/09/2009	12.5	600	4.35	412.10	95	100	17.5	5.61	28	2.1699	0		---
28/04/2011	12.5	-	5.18	610.91	118	35	15	3.57	20	.6377	0		---
24/05/2011	12.5	-	2.39	257.30	108	56	18.5	4.28	21	2.2126	0		---
10/04/2012	12.7	-	2.38	177.45	75	26	13.5	8.16	26	1.062	0		---
16/04/2012	12.7	720	4.22	645.92	153	16	13.8	7.34	15	.3128	0		---
08/09/2014	11	600	2.77	206.84	75	18	15	3.72	28	.4411	0		---

### IV.2.1.4. Analyse Nodal

On a introduit les données de DST et de jaugeage du puits MD330 dans le logiciel pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o$ ,  $P_{wf}$ ).

Les données PVT essentielles sont : [2]

- Température de gisement  $T$  ( $^{\circ}C$ )= 118.
- Densité moyenne d'huile,  $API = 45$ .
- Densité de gaz  $d_g = 0.776$
- Densité de l'eau  $d_w = 1$
- $R_s$  ( $m^3/m^3$ )= 128.205
- $P_b$ ( $kg/cm^2$ ) = 198.117

#### A) Calage du DST (12/04/1980) :

Les données de base pour ce test sont : [2]

- **Pour l'Outflow :**
  - $Q_{\text{huile}} = 5.7$  m<sup>3</sup>/h.
  - $P_{\text{tête}} = 51.1$  kg/cm<sup>2</sup>.
  - Température tête : 25<sup>°</sup>c
  - La corrélation de Hagedorn & Brown pour l'écoulement vertical
  - Diamètre extérieur du Tubing et Liner : 4''1/2 de 0 à 3725.5m (ID=3.9 inches, wellthickness=0.29)
  - KOP = 3386 m, VS=310m, MD= 3725m, TVD= 3448m
  - Diamètre de la duse= 9.5 mm
- **Pour Inflow :**
  - $P_g = 455.51$  kg/cm<sup>2</sup>
  - $P_{fd} = 256.5$  kg/cm<sup>2</sup>
  - $IP = 0.029$  m<sup>3</sup>/h/kg/cm<sup>2</sup> (Distributed  $IP = IP/VS = 0.0022$ ).[8]

Le calage est obtenu par la détermination de la valeur GOR, qui donne un point de fonctionnement qui correspond au test.

Le résultat obtenu :[14]

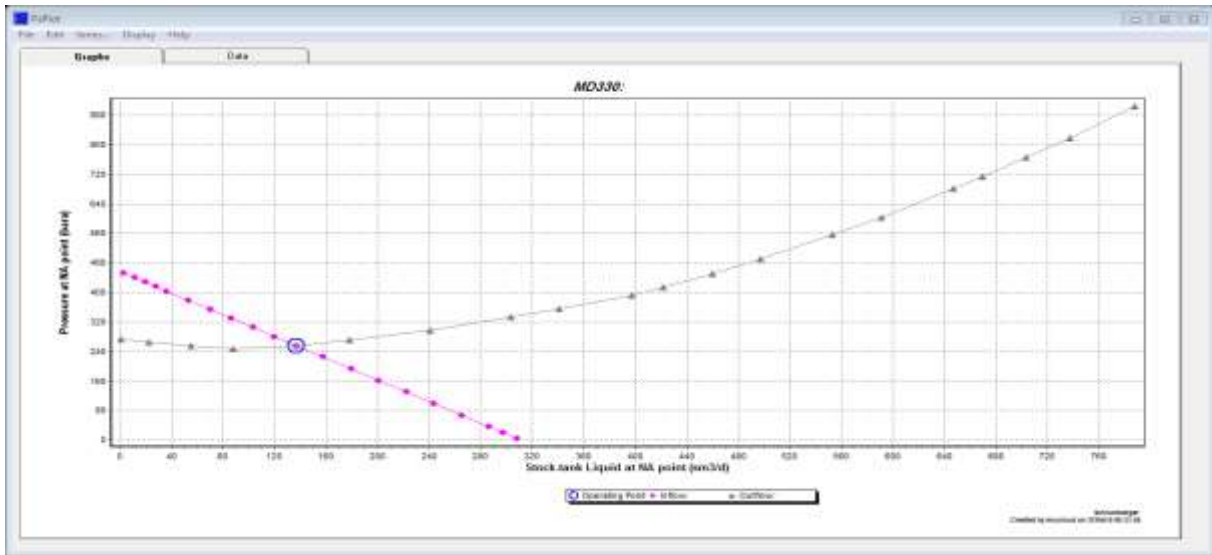


Figure IV.7 : Les courbes d’analyse nodale pour le Calage du DST puit MD330

**B) Calage du dernier jaugeage :**

Le dernier jaugeage a donné :  $Q_{\text{huile}} = 2.77 \text{ m}^3/\text{h} = 66.48 \text{ m}^3/\text{j}$ ,  $\text{GOR} = 75 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ,  $P_{\text{tête}} = 18 \text{ kg/cm}^2$ . Le calage est obtenu par une réduction de l’IP ( $0.02 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kg/cm}^2$ ) et la pression de gisement de ( $195 \text{ kg/cm}^2$ ). [2]

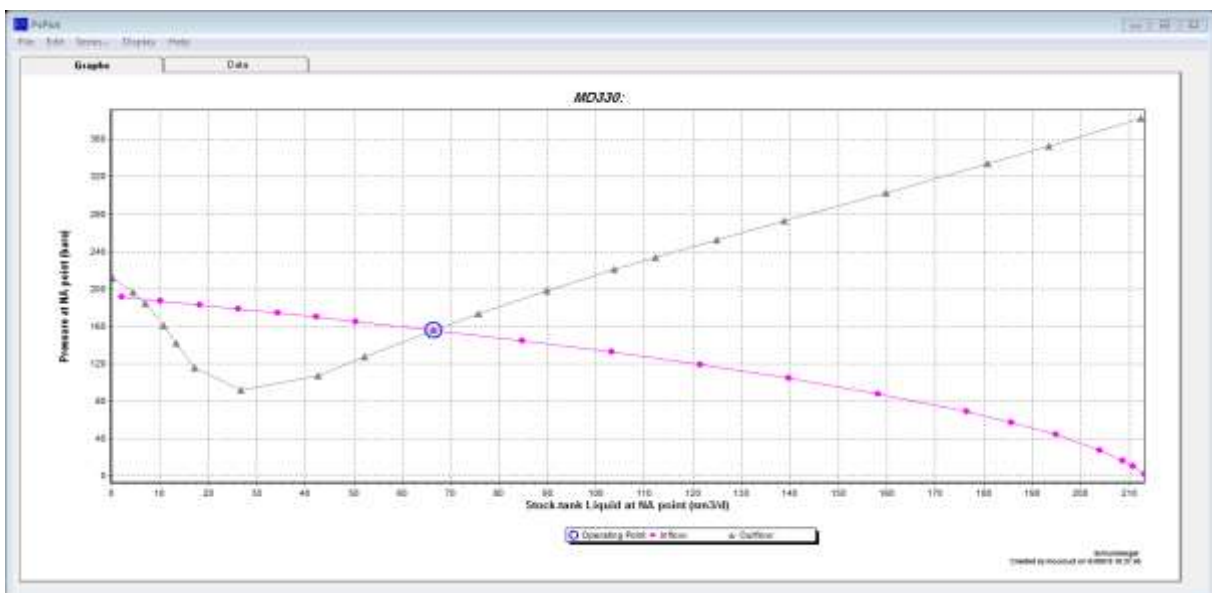


Figure IV.8: Les courbes d’analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit MD330



## IV.2.1.5. Optimisation du gas-lift :

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité des fluides, ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnelles dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes de charges dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum de pertes de charges gravitationnelles et en même temps le minimum de pertes de charges dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing.

1) Détermination du  $Q_{injopt}$  :

Dans notre étude, La complétion est constituée d'un tubing de production et d'un concentrique CCE 1''660 à l'intérieur du tubing pour l'injection du gaz. L'écoulement de l'huile se fait par l'espace annulaire Tubing\_concentrique.

## A) Methode1 :

La détermination du  $Q_{injopt}$  se fait avec PIPESIM en cliquant sur **opérations** et après on choisit **artificial lift performance**, Et on varie chaque fois le débit de gaz « **injection rate** » dans la fenêtre « **Artificial lift \_ Gas injection rate** », comme le montre l'image suivante : [14]

## Le résultat obtenu:

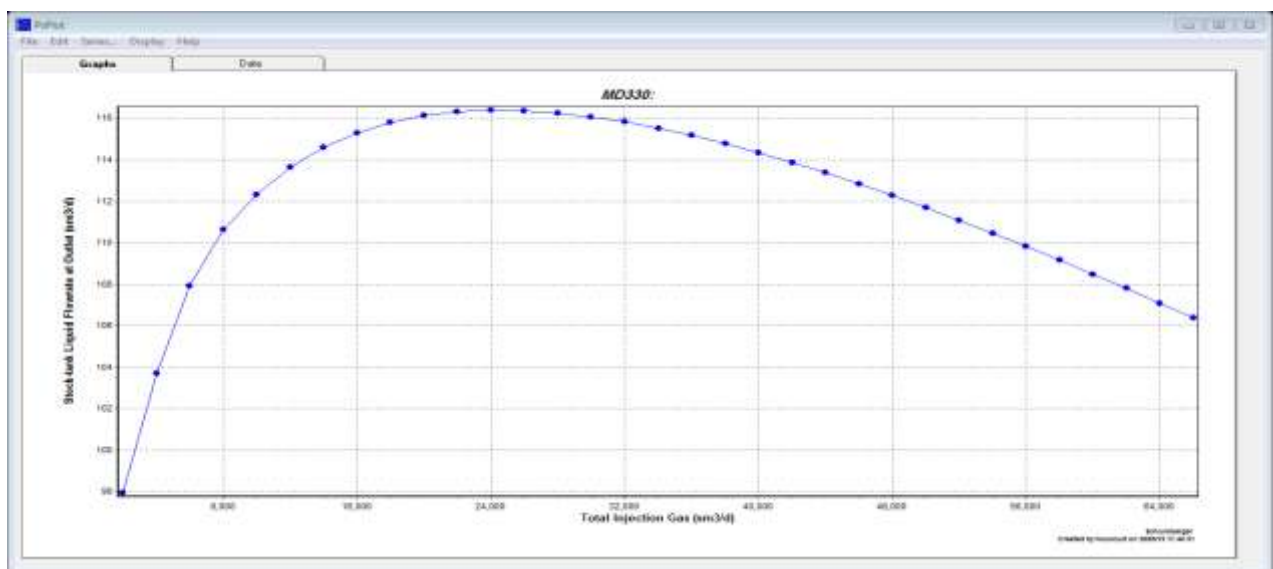


Figure IV.9: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel

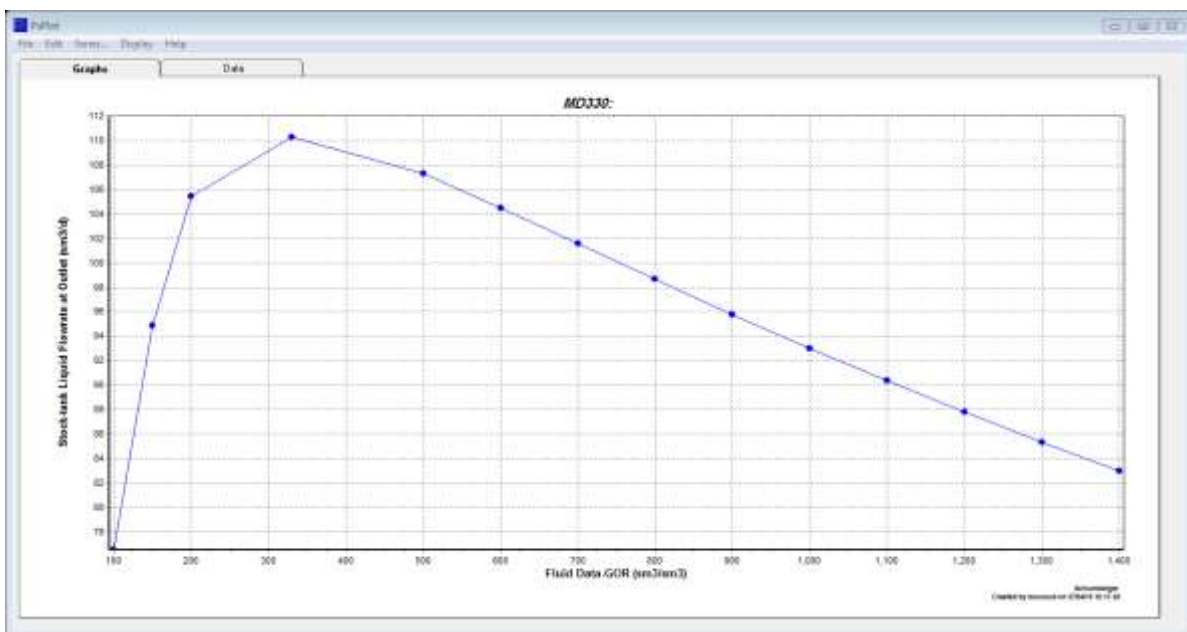
D'après cette courbe, on remarque que le débit d'injection du gaz optimum est de l'ordre de 24000 sm<sup>3</sup>/j, qui est correspond à un débit maximum d'huile de 116.24 m<sup>3</sup>/j, si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production.

Donc Le débit d'injection optimal choisit est:  $Q_{inoptimal} = 24000sm^3/j$ .

## B) Methode2 :

En cliquant sur **opérations** et après on choisit **SystemAnalysis** : Et on introduit des valeurs du GORt dans la fenêtre « **X-Axis values** », (dans l'annexes) . [14]

**Le résultat obtenu :**



**Figure IV.10: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système**

D'après ces résultats, on trouve que :

$GOR_{opt\_totale} = 330 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ , qui est correspond à un débit d'huile de  $Q_h = 110.24 \text{ sm}^3/j$

Et:

$$GOR_{GL} = GOR_{opt\_totale} - R_s \quad (IV-1)$$

$$GOR_{GL} = 330 - 128.205 = 201.79$$

Donc:  $Q_{GL} = GOR_{GL} * Q_h = 201.79 * 110.24$  (IV-2)

$Q_{GL\ opt} = 22245.88\ sm^3 /j$

**Tableau IV.3: Comparaison entre le débit d’huile produit avant et après l’optimisation**

	Etat actual	Après l’optimisation	Le gain de production
<b>Le débit d’huile sm3/j</b>	<b>0</b>	<b>116.24</b>	<b>116.24</b>

Le tableau ci-dessus montre la différence entre le débit d’huile produit avant et après l’optimisation de gas-lift de ce puits.

**IV.2.1.7. Résultats et discussion**

- Le puits MD330 est situé dans une zone confinée et déplétée, la pression actuelle est autour du 195 kg/cm2.
- L’état actuel de puits est fermé.
- L’étude de sensibilité effectuée sur le modèle montre que :
  - ✓ Un débit d’injection du gaz de 24 000 m3/j comme un optimum.
  - ✓ En gardant un GOR dans un intervalle de (300à 400), on peut assurer une production maximale.
  - ✓ Le gaz lift avec les conditions actuelles, notamment une pression de tête 18 kg/cm2, une  $P_G=195\ kg/cm2$  et un débit d’injection avoisinant les 24 000 m<sup>3</sup>/j, le puits peut produire avec un débit du 4.84 m<sup>3</sup>/h.

**IV.2.2. Paramètres influençant sur les puits en gas lift :**

La production optimale d’un puits équipé en gas-lift est susceptible de s’affecter par un certain nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production et généralement une chute de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles on peut citer :

- Diamètre extérieur de concentrique
- Le water cut
- Pression de gisement
- La pression en tête du puits.

IV.2.2.1. Influence du diamètre extérieur du concentrique

Dans notre cas on va varier le diamètre extérieur du concentrique et enregistrer le débit maximal d’huile qui correspond à chaque diamètre afin d’évaluer l’influence du changement de diamètre sur la production :

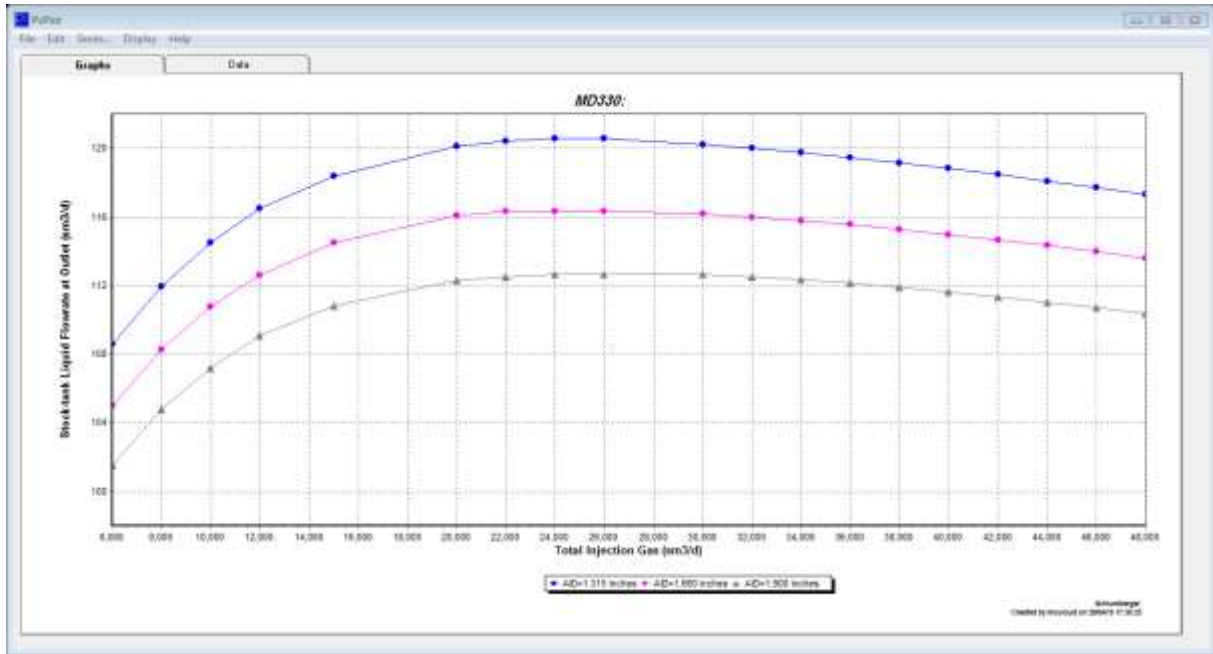


Figure IV.11: Influence du diamètre extérieur du concentrique sur la production

Tableau IV. 4: Influence du diamètre extérieur du concentrique sur la production

Diamètre extérieur du CCE (inche)	Q <sub>h max</sub> (Sm <sup>3</sup> /j)	Q <sub>g inj</sub> (sm <sup>3</sup> /j)
1.900"	112.63	24 000
1.660"	116.24	24 000
1.315"	120.55	24 000

D’après ce tableau on remarque que la réduction de diamètre du concentrique fait augmenter la production par l’augmentation de la surface de production à partir de l’espace annulaire entre le tubing et le concentrique, donc le diamètre qui donne une production plus grande est Ø<sub>c</sub>= 1.315”.

IV.2.2.2. L'influence du water cut sur la production :

Dans notre exemple de calcul sur le puits MD330, on a présenté le pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production. On aura des venues d'eau.

Lors de l'augmentation du pourcentage d'eau, la colonne s'alourdit, donc la production chute ce qui nous oblige à injecter plus de gaz.

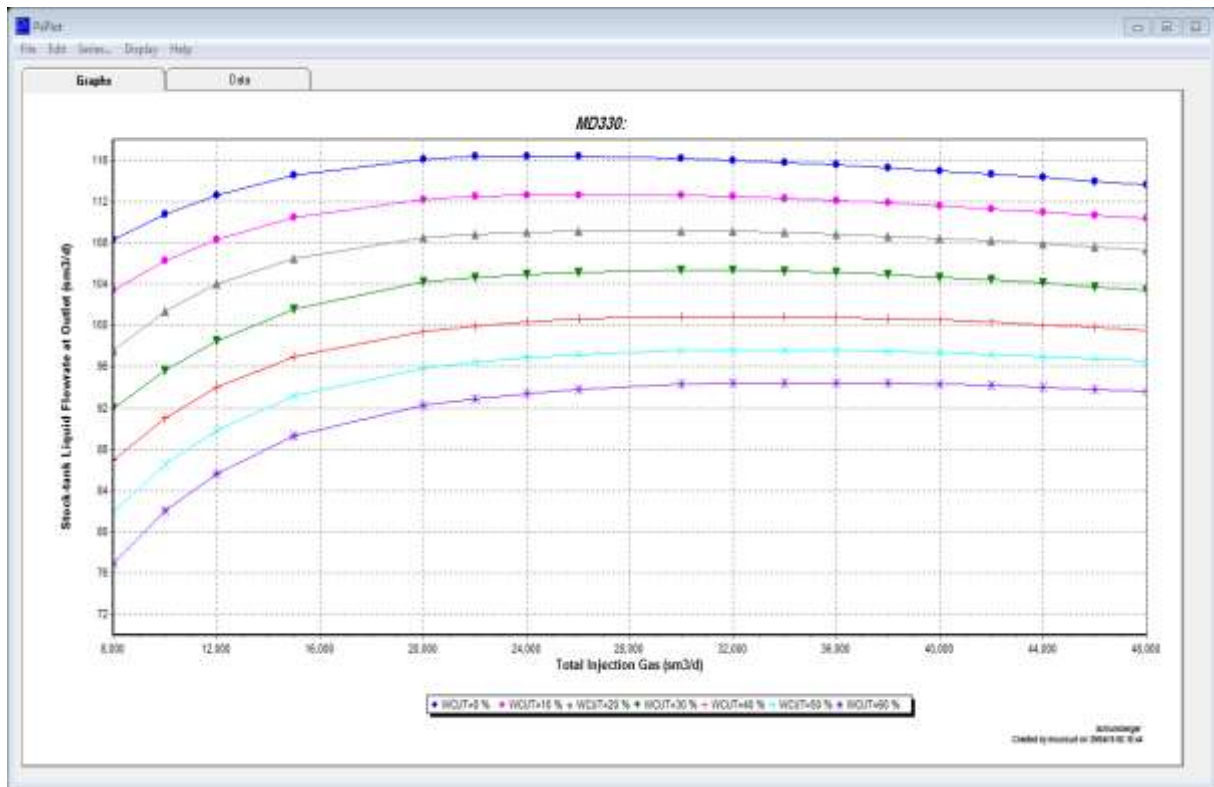


Figure IV.12: Influence du water cut sur la production

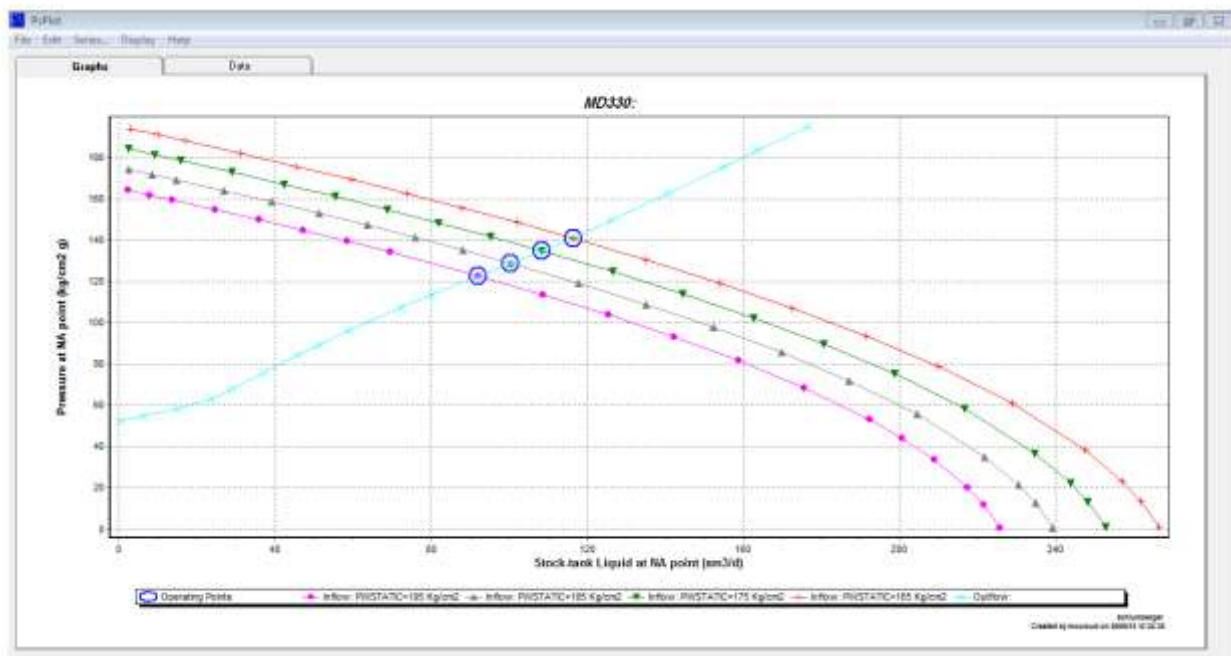
Tableau IV.5 : Influence du water cut sur la production

Water Cut (%)	Q g inj opt (Sm3/j)	Q <sub>h</sub> max (Sm3/j)
0	24 000	116.24
10	26 000	112.61
20	28 000	109.14
30	30 000	105.34
40	32 000	100.88
50	34 000	97.61
60	36 000	94.39

D'après ce tableau On voit clairement que l'augmentation du Water cut est inversement proportionnelle à la production, donc le water cut a un effet négatif, et posera un problème futur très sérieux.

### IV.2.2.3. Influence de déclin de la pression de gisement

L'optimisation des puits en gas-lift se fait en fonction de la pression du réservoir. Le déclin de cette dernière influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, si cette source devient très faible on doit recourir à d'autres méthodes de récupération. Et en plus de ça la pression du gisement influe directement sur plusieurs paramètres sensibles dans le système de production tels que : la pression en tête, diamètre de tubing,... qui sont optimisés à la base de celle-ci.



**Figure IV.13: Influence de déclin de la pression de gisement sur la production**

D'après ces résultats on voit qu'un déclin de pression de 10 Kg/cm<sup>2</sup>, correspond à une chute de production de 7 m<sup>3</sup>/j.

D'après les résultats obtenus on constate que la production est fonction de la pression du gisement. Elle diminue avec le déclin de sa pression.

Pour cela il faut limiter le déclin avec le maintien de la pression (puits d'injection d'eau ou de gaz).

## IV.2.2.4. Influence de la pression en tête

Dans un puits en gas-lift, la pression en tête a beaucoup d'influence sur le débit de production.

Dans cet exemple de puits MD330, on va changer la pression en tête de puits pour voir l'influence de ce paramètre sur le débit produit.

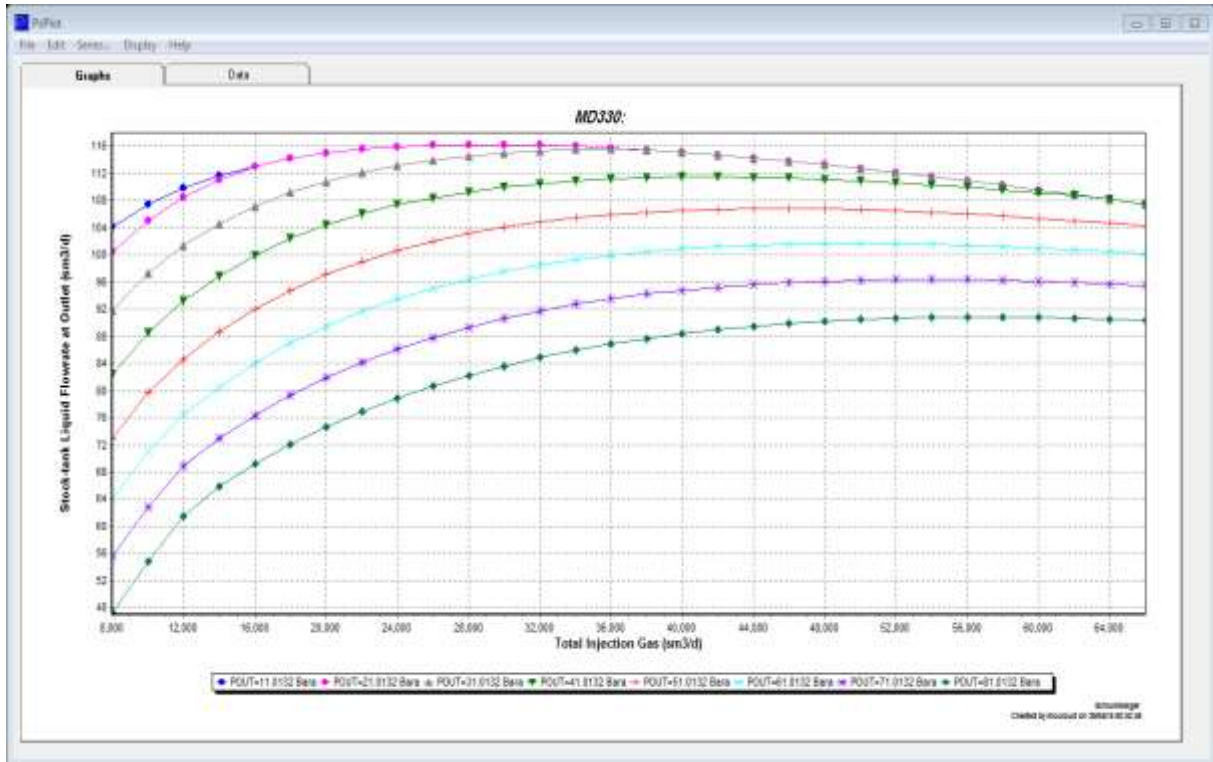


Figure IV.14: Influence de la pression en tête sur la production

Tableau IV. 6: Influence de la pression en tête sur la production

$P_t$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$Q_{g \text{ opt inj}}$ (Sm <sup>3</sup> /j)	$Q_{h \text{ max}}$ (Sm <sup>3</sup> /j)
10	24 000	116.24
20	24000	116.24
30	36 000	115.61
40	40 000	111.44
50	44 000	106.75
60	48 000	101.68
70	52 000	96.34
80	56 000	90.82

D'après les résultats obtenus on constate que la pression en tête est un paramètre très sensible. Elle est inversement proportionnelle à la production.

### IV.3. Optimisation du puits ONI 54

- Cumule huile : 124133.41 sm<sup>3</sup>
- Complétion : 4" 1/2 NEW VAM ancré, réservoir en LCP.
- Dernier Tests [8]

Tableau IV.7: Les données de well test du puits ONI 54 [8]

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod. [In]	HK			Skin Dose	Remarque	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			Proche	Lointain (Hw * Kyz)				
DST	10/08/2009	464.32	265.74	72.4	Huile 6.8	.035	-	18.5	-	2.87	9.53	DST N1.
BUILD UP	24/04/2010	447.91	183.95	25	Huile 1.8	.0068	41.7	-	-	29.2	10	PFD@-3191 m.

- Dernier Jaugeages

Tableau IV.8: Les données de jaugeages du puits ONI 54[8]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
* Puits ONI54													
09/08/2007	9.5	-	6.64	1263.22	190	68.5	10	3.47	40	.5935	0		.....
03/12/2009	10	720	9.17	1363.19	149	68.2	25.8	7.17	18	.4691	0		.....
04/03/2010	10	1440	3.15	1119.08	355	26.5	18.2	4.08	30	.53	0		.....
31/03/2010	10	600	1.8	225.88	125	26	21.7	3.57	15	.8228	0		.....
06/07/2010	10	-	2.74	419.49	153	30	25.5	5	37	.6044	0		.....
10/03/2011	9	600	7.17	884.21	123	78	27.5	4.49	20	.5681	144		.....
11/04/2011	9	Vx29	7.76	1249.35	161	79.5	38.7		15	.5345	229		.....
07/08/2011	9	-	4.94	899.45	182	60	21	4.38	27	.6336	0		.....
08/01/2012	9	-	3.97	430.67	109	46	23	4.28	24	.6054	0		.....
06/08/2012	9	-	3.56	774.77	218	39	22	4.28	28	.5724	0		.....
24/10/2012	9	1440	4.28	455.09	106	39.8	19.8	21.01	27	.4855	0		.....
22/02/2013	9	-	3.2	265.20	83	28.8	18.6	4.59	14	.4693	0		.....
02/03/2014	9	-	2.79	441.79	158	29.8	19.5	4.28	18	.5571	0		.....
08/11/2014	9	Vx29	2.21	308.80	139	21.9	15		15	.5163	90		.....
23/03/2015	9	-	2.38	204.66	86	26	16.8	3.16	24	.5703	0		.....



1) Calage du dernier Well Test (build up 24/04/2010)

Tableau IV.9: Les données PVT du puits ONI 54<sup>[8]</sup>

Température de gisement T (C°)	118
Densité moyenne d'huile, API	45
Densité de gaz dg	0.776
Densité de l'eau dw	1
Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	151.23
Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	179.64
GOR (Sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	150
Water cut (%)	0

Tableau IV.10: Les données outflow du puits ONI 54<sup>[8]</sup>

Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /j)	43.2
P <sub>tête</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	25
T <sub>tête</sub> (°c)	25
Diamètre de la duse (mm)	10

Tableau IV.11: Les données inflow du puits ONI 54<sup>[8]</sup>

Pg (kg/cm <sup>2</sup> )	447.91
Pfd (kg/cm <sup>2</sup> )	183.95
IP (m <sup>3</sup> /h/kg/cm <sup>2</sup> )	0.0068

Le résultat obtenu : [15]

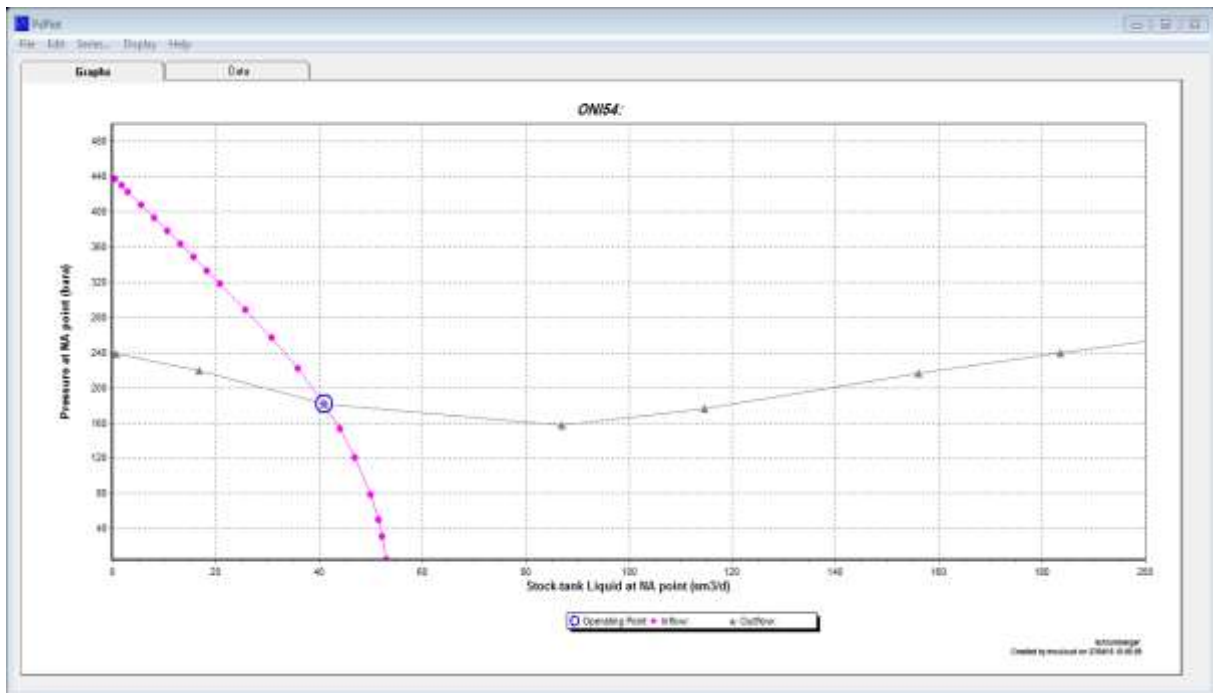


Figure IV.15: Les courbes d’analyse nodale pour le Calage du DST puit ON154

2) Calage du dernier jaugeage :

Le dernier jaugeage a donné :  $Q_{\text{huile}} = 2.38 \text{ m}^3/\text{h} = 57.12 \text{ m}^3/\text{j}$ ,  $\text{GOR} = 86 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ,  $P_{\text{tête}} = 26 \text{ kg/cm}^2$ . [8]

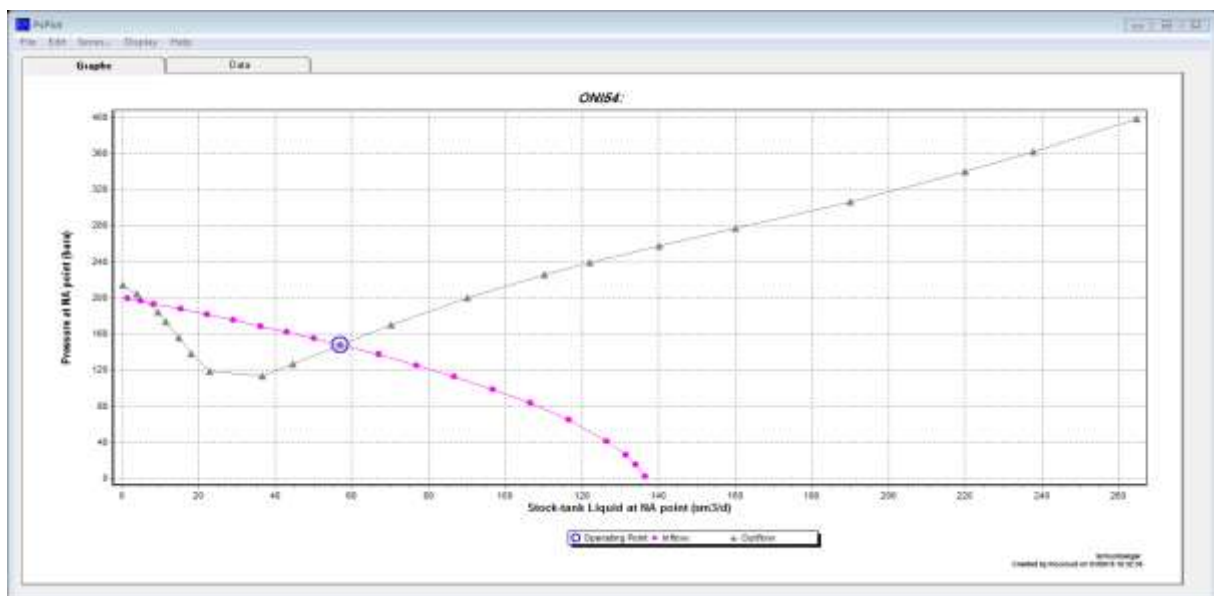


Figure IV. 16: Les courbes d’analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit ON154

IV.3.1. Détermination de débit d'injection optimal :

A) Methode1 : Artificiel lift performance : [15]

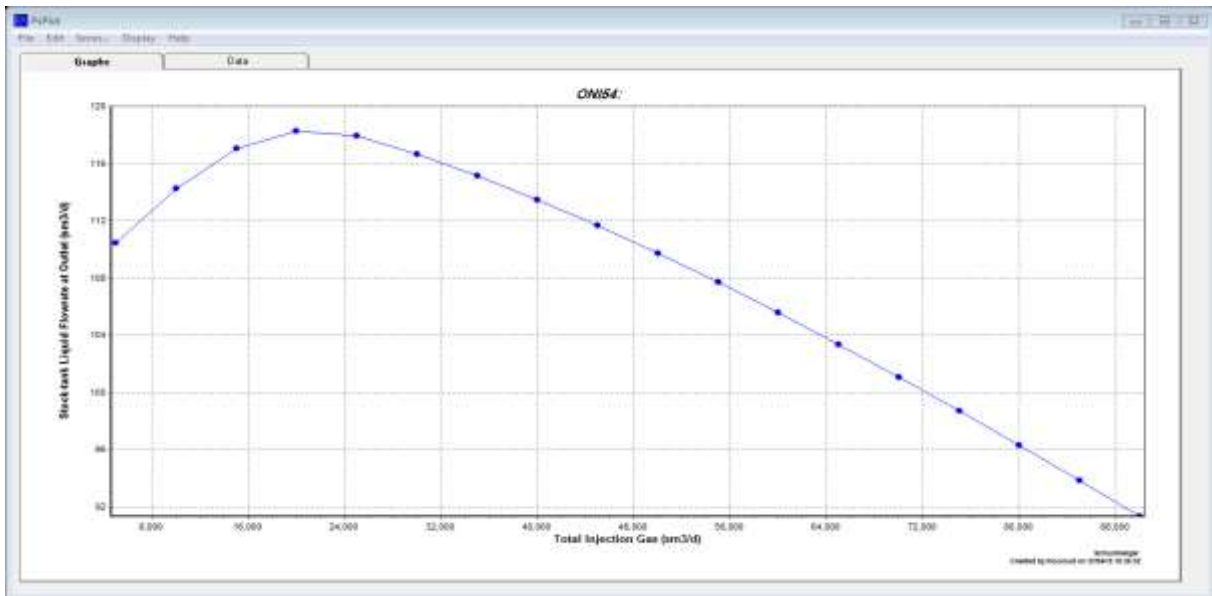


Figure IV.17: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel

On remarque que le débit d'injection maximum est de l'ordre de 20 000 m³/j, et le débit produit maximum est 118.27 m³/j.

B) Methode2 : Système Analysis : [15]

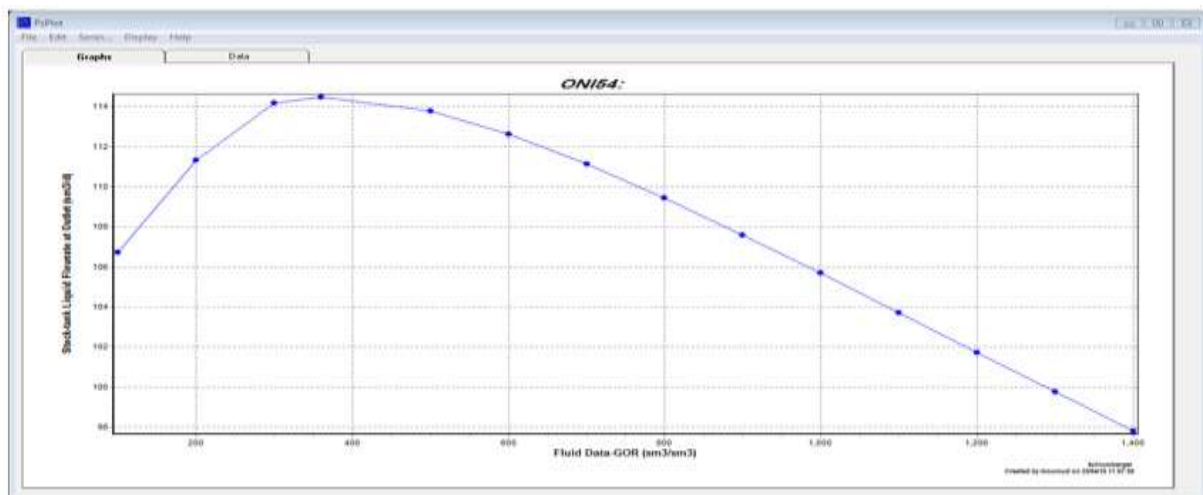


Figure IV.18: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système

$$GOR_{max\_totale} = 360 \text{ sm}^3/\text{sm}^3.$$

$$Q_h = 114.47 \text{ sm}^3/\text{j}.$$

$$Q_{gazinj} = 23800 \text{ m}^3/\text{j}.$$

#### IV.4. Optimisation du puits MD443

- le 23/08/2013, le puits a été fermé suite à un débit nul.
- Cumule huile : 141311,27 sm<sup>3</sup>
- Complétion : 4" 1/2 NEW VAM ancré, réservoir en LCP.
- Dernier Tests : [8]

Tableau IV.12: Les données de well test du puits MD 443

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod.   Inj.	HK			Skin	Duse
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			Proche	Lointain (Hw * Kyz)			
DST	19/01/1991	238.71	216.13		Huile 0	.139	-	-	-	0	
EP BU	04/05/1991	242.66	86.18	14.5	Huile .9	.006	21	-	-	12.2	8
PFS	03/08/1992	241.03					-	-	-		
PFS	07/09/1993	245.66					-	-	-		
PFS	04/09/1994	249.35					-	-	-		
PFS	13/05/1996	241.53					-	-	-		
EP BU	29/07/1998	250.79	154.28	37.8	Huile 8.32	.095	-	88	110	-3.21	18
DST	21/09/2001	228	204.01	51	Huile 8.76	.477	-	241	1615	-.77	12.7
BUILD UP	21/04/2002	220	139.1	31	Huile 10.3	.118	-	-	85	-.55	18
BUILD UP	12/06/2007	202.49		18.2	Huile 3.46		-	-	-		16
PFS	20/04/2012	195.18					-	-	-		
PFS	01/04/2015	193.1		49.1			-	-	-		

- Dernier Jaugeages

Tableau IV.13: Les données de jaugeages du puits MD 443

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée
09/01/2010	14	600	1.2	159.10	132	20.5	17	4.08	12	1.7951	0	
17/08/2012	14	-	3.55	624.07	176	20.5	16.2	3.67	31	.6436	0	
02/01/2013	14	Vx29	2.59	411.70	159	19.2	15.2			.8238	70	
31/05/2013	15	-	4.26	728.30	171	18	14.2	3.06	26	.5338	0	

## Calage du dernier Well Test (build up 21/04/2002):

Tableau IV.14: Les données PVT du puits MD 443<sup>[8]</sup>

Température de gisement T (C°)	118
Densité moyenne d'huile, API	45
Densité de gaz dg	0.776
Densité de l'eau dw	1
Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	153
Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	184
GOR (Sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	250
Water cut (%)	0

Tableau IV.15: Les données outflow du puits MD 443<sup>[8]</sup>

Q <sub>huile</sub> (m <sup>3</sup> /j)	247.2
P <sub>tête</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	31
T <sub>tête</sub> (°c)	25
Diamètre de la duse (mm)	18

Tableau IV.16 : Les données inflow du puits MD 443<sup>[8]</sup>

Pg (kg/cm <sup>2</sup> )	220
P <sub>fd</sub> (kg/cm <sup>2</sup> )	139.1
IP (m <sup>3</sup> /h/kg/cm <sup>2</sup> )	0.118

Le résultat obtenu : [15]

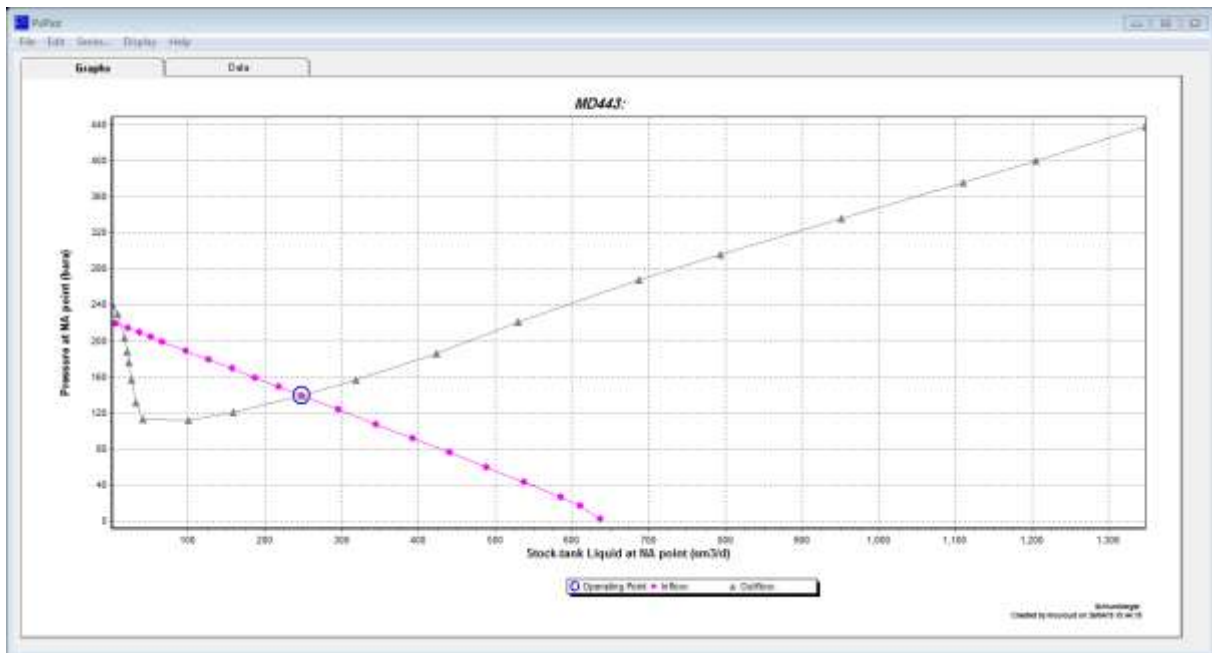


Figure IV.19: Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit MD443

### 1) Calage du dernier jaugeage :

Les données Outflow [8]

- $Q_{\text{huile}} = 102 \text{ (m}^3\text{/j)}$
- $\text{GOR} = 171 \text{ (Sm}^3\text{/m}^3\text{)}$
- $P_{\text{tête}} = 18 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$
- Diamètre de la duse = 15 (mm)

Le calage est obtenu par une réduction importante de l'IP ( $0.066 \text{ m}^3\text{/h/kg/cm}^2$ ) et la pression de gisement ( $190 \text{ kg/cm}^2$ ).

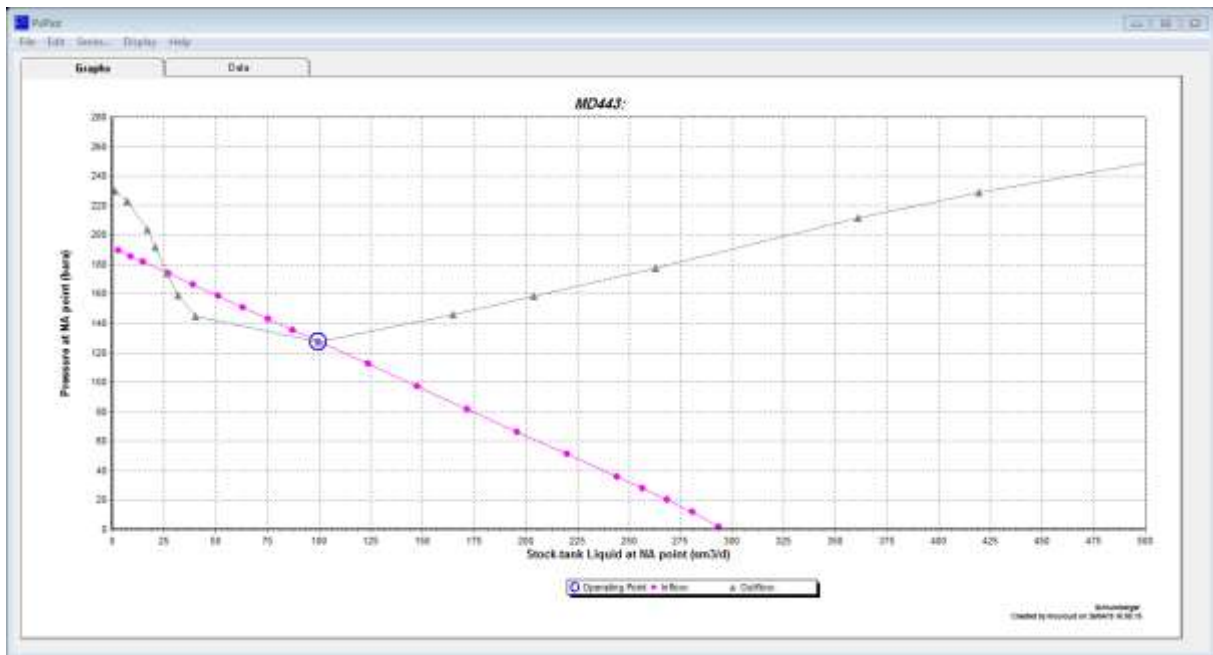


Figure IV.20 : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit MD443

IV.4.1. Détermination du débit d'injection optimal :

A) Methode1 : Artificial lift performance : [14]

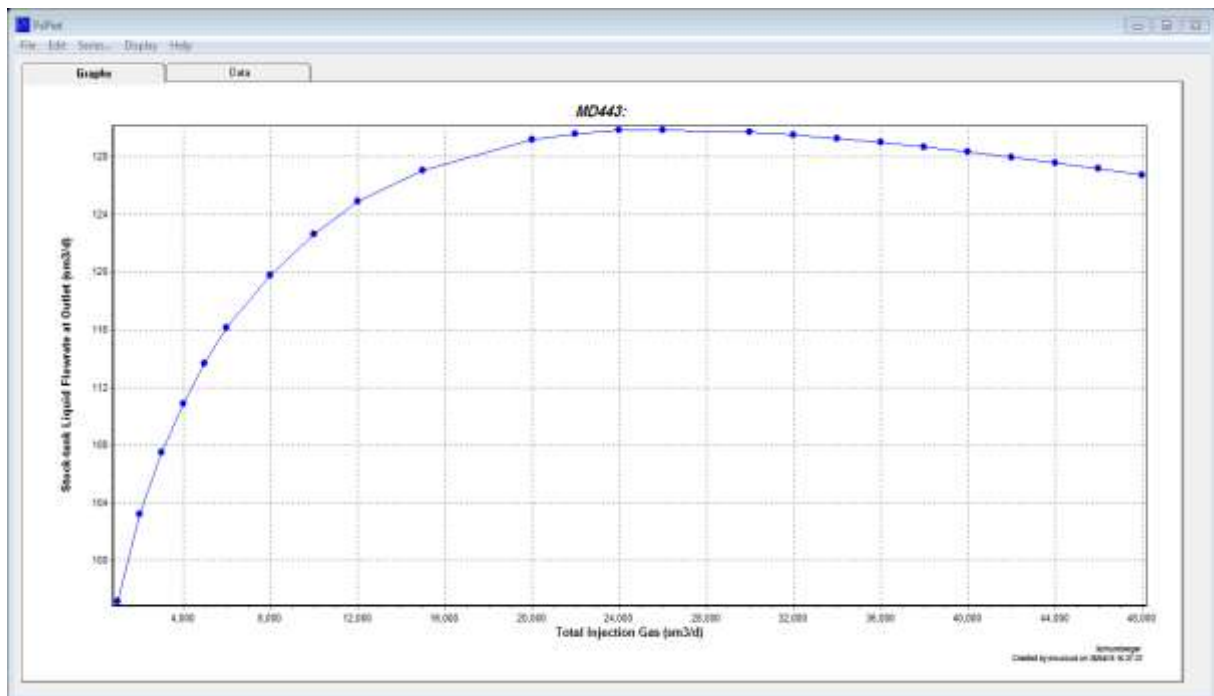


Figure IV.21: Résultat de détermination du débit optimum par performances de levage artificiel

On remarque que le débit d'injection maximum est de l'ordre de 24 000 m<sup>3</sup>/j, et le débit produit maximum est 128.82 m<sup>3</sup>/j.

- **Methode2** : Système Analysis : [14]

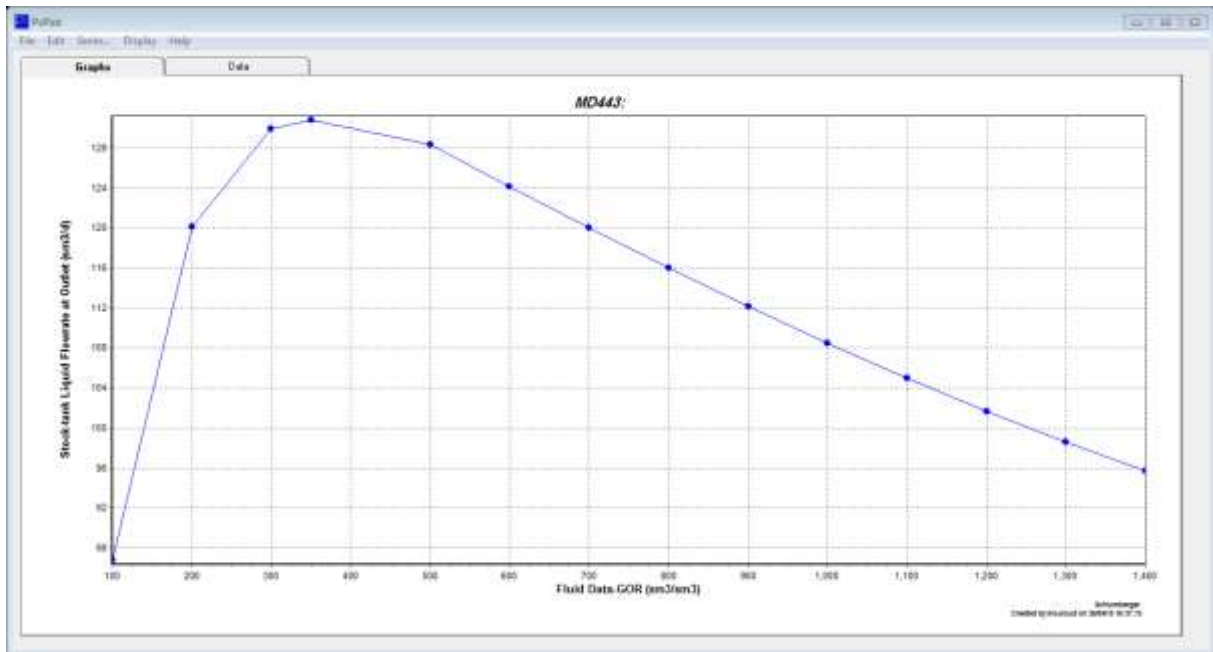


Figure IV.22: Résultat de détermination du débit optimum par analyse système

$$GOR_{max\_totale} = 350 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$$

$$Q_h = 130.78 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$$

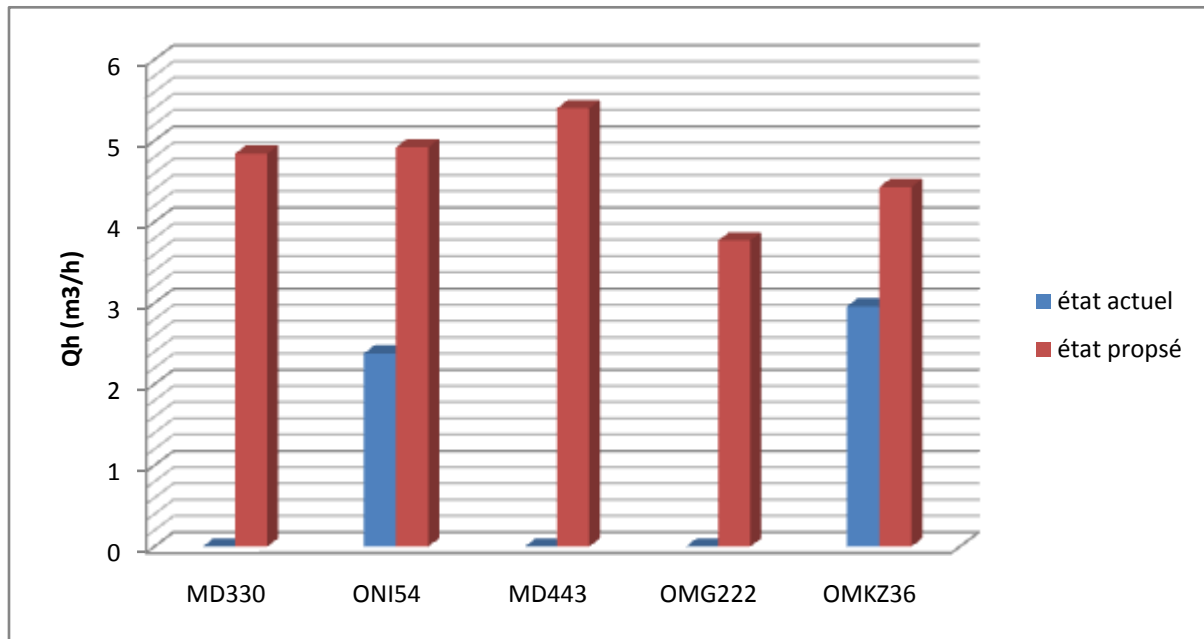
$$Q_{gazinj} = 25763.66 \text{ m}^3/\text{j}$$

#### IV.5. Les résultats des autres puits :

Tableau IV.17: Les débits avant et après l'optimisation

Les puits	Q <sub>hactuel</sub> (m <sup>3</sup> /h)	Q <sub>hGLopt</sub> (m <sup>3</sup> /h)	Q <sub>gopt</sub> (m <sup>3</sup> /j)	GAIN(m <sup>3</sup> /h)
1 MD330	0.00	4.84	24000	4.84
2 ONI54	2.38	4.92	20000	2.54
3 MD443	0.00	5.40	24000	5.40
4 OMG222	0.00	3.77	20000	3.77
5 OMKZ36	2.96	4.43	22000	1.47





**Figure IV.23: Comparaison entre les débits avant et après l'optimisation**

Ces diagrammes représentent une comparaison entre les débits avant et après l'optimisation. On remarque que les puits MD330, MD443 et OMG222 étaient non éruptifs et la production des puits ONI54 et OMKZ36 était faible avant l'optimisation, après celle-ci le débit de production de ces cinq (05) puits a fait augmenter.

### Conclusion

Le diamètre extérieur de concentrique, le water cut, la pression de gisement et la pression en tête du puits sont les paramètres les plus sensibles influençant sur les puits en gas-lift, le changement de ces paramètres provoque des perturbations dans la production et généralement une chute de celle-ci. Et pour avoir une bonne activation il faut aussi trouver le débit de gaz à injecter dans l'huile qui est nécessaire pour maximiser la production pétrolière.

**CONCLUSION**

**RECOMMENDATIONS**

### Conclusion générale

Suite à l'étude d'optimisation faite sur l'ensemble du puits, on conclut que :

- Le gas-lift est le moyen d'activation artificiel le plus adéquat aux zones déplétées du champ de Hassi Messaoud, qui a pour but d'augmenter la récupération, et il permet aussi de prolonger la durée de vie des puits.
- La complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plus part des puits de HMD.
- La corrélation de HAGEDORN & BROWN donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing, pour les puits de HMD.
- L'optimisation du débit de gaz et pour avoir une bonne activation : 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.
- L'optimisation que nous avons réalisée sur les cinq (05) puits donne un gain de production de 432.48 sm<sup>3</sup>/j.
- La production diminue avec l'augmentation du diamètre du concentrique.
- Plus la pression en tête est basse, moins il faudra du gaz pour produire la même quantité de fluide.
- La production diminue avec l'augmentation de pourcentage d'eau.

### Recommandation

- Équiper les concentriques des duses de fond pour remédier au givrage sur certains puits.
- Voir d'autres modes d'activation et évaluer leur efficacité sur le champ de HMD notamment le pompage électrique (faire un essai pilote de quelques puits candidats au pompage).
- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection par des moyens de contrôle notamment les compteurs à gaz (débitmètres) pour assurer un bon fonctionnement du gas-lift.
- Nécessité d'avoir un gaz propre dédié au gas-lift.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.

### Bibliographie

- [1] Documents internet.
  - [2] Documentation SONATRACH.
  - [3] « The technology of artificial lifts methods » (volu 1): Kermit E. Brown
  - [4] Mémoires.
  - [5] Récupération assistée par gas-lift (Serpro)
  - [6] Le puits active par gaz lift (TOTAL), 2007.
  - [7] “ techniques d’exploitation pétrolière” : René COSSE (édition 1988).
  - [8] Petroleum production systems, Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig – economides, Prentice Hall PTR.
  - [9] “ techniques d’exploitation pétrolière” : Michel Caron, Denis Perrin, Georges Gaillon. (édition 1995).
  - [10] Charles R. Smith, G.W. Tracy, and R. Lance Farrar, 1997 “Applied Reservoir Engineering”.
  - [11] API GAS LIFT MANUAL third edition, 1994
  - [12] DENIS PERRIN Techniques d’exploitation pétrolière “la production fond”, 1995.
  - [13] La bibliothèque de PIPESIM, copyright, Schlumberger .
  - [14] Logical Pipesim.
-

Annexes

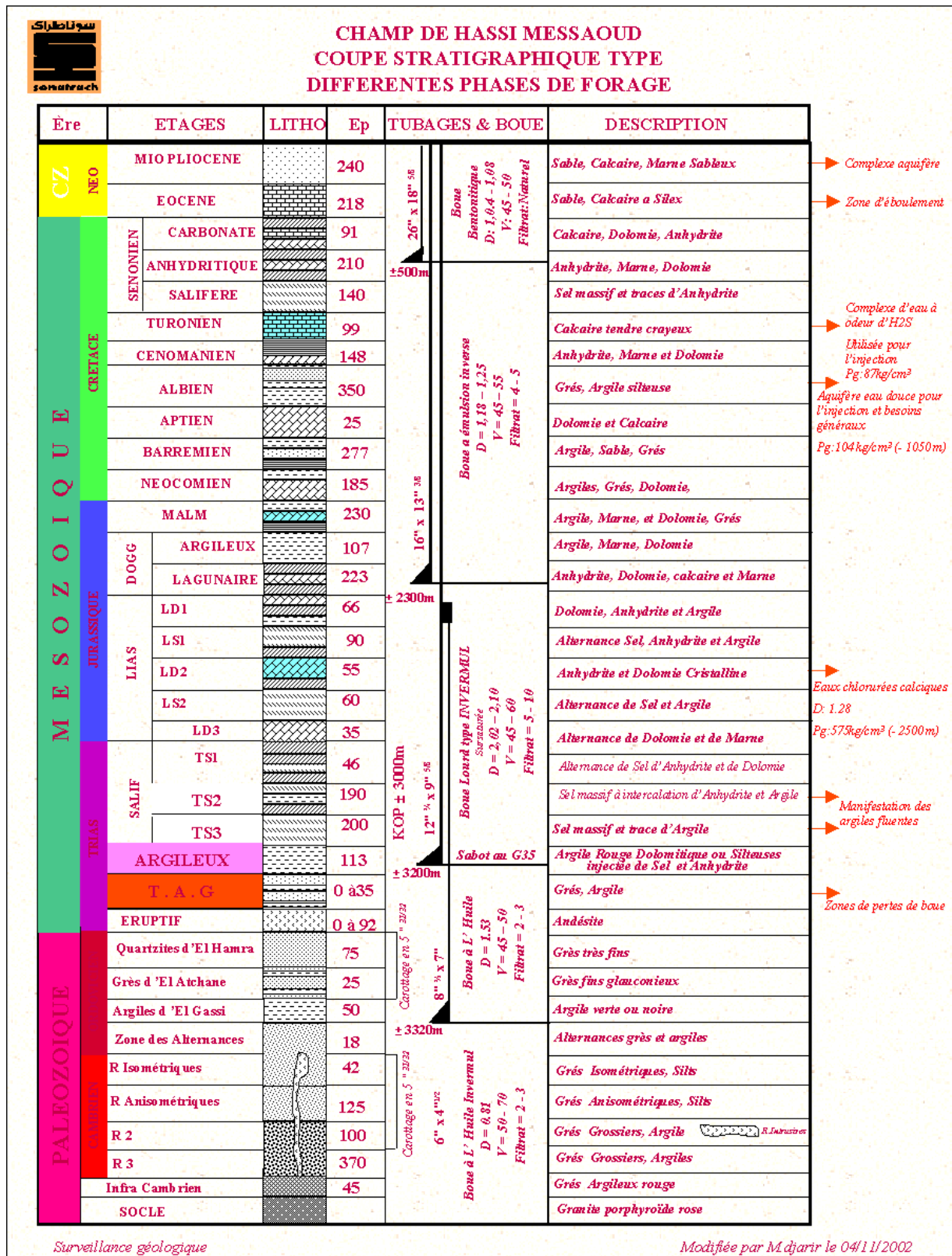


Figure :Stratigraphiedu champHMD

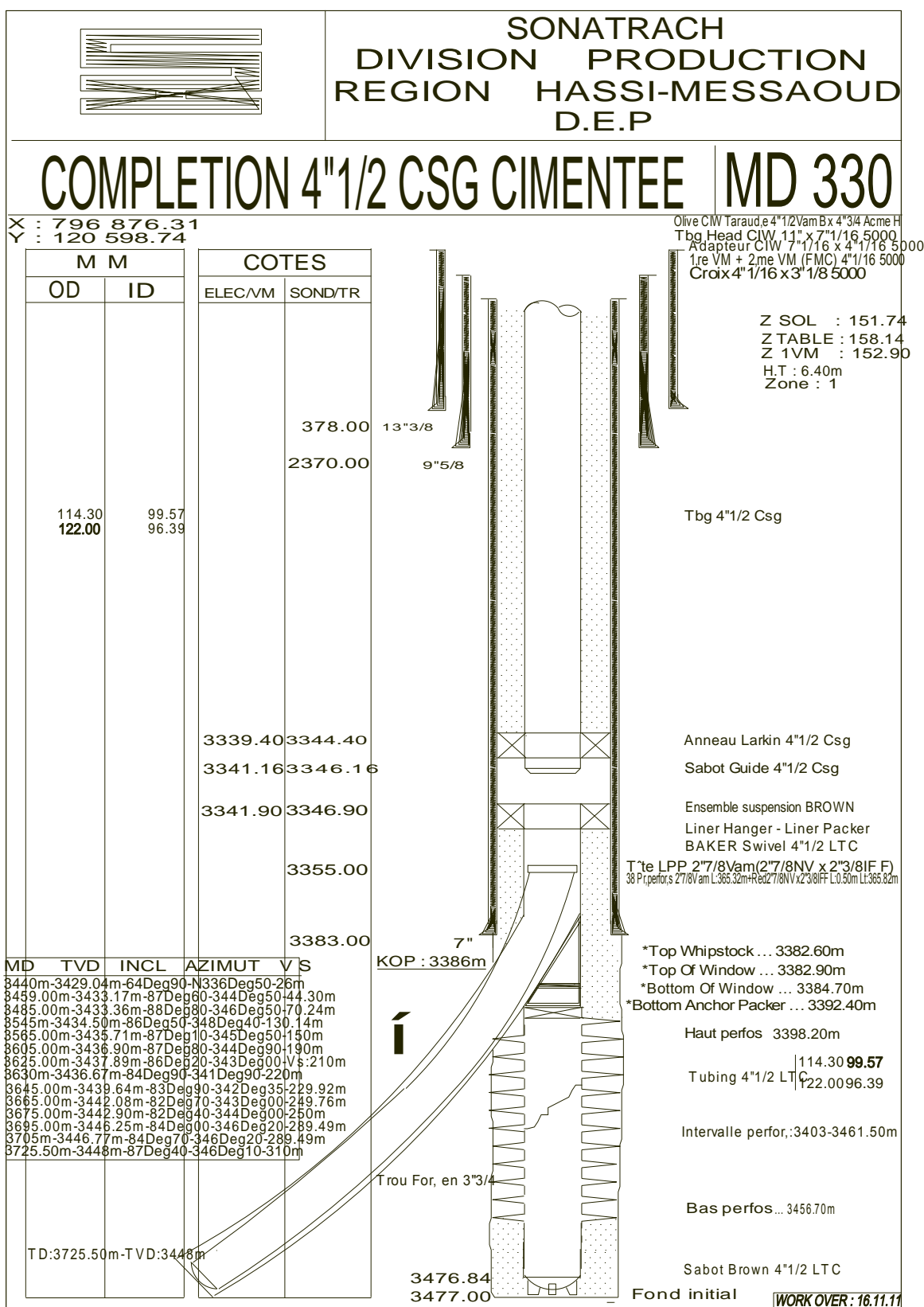


Figure : fiche technique du puits MD 330

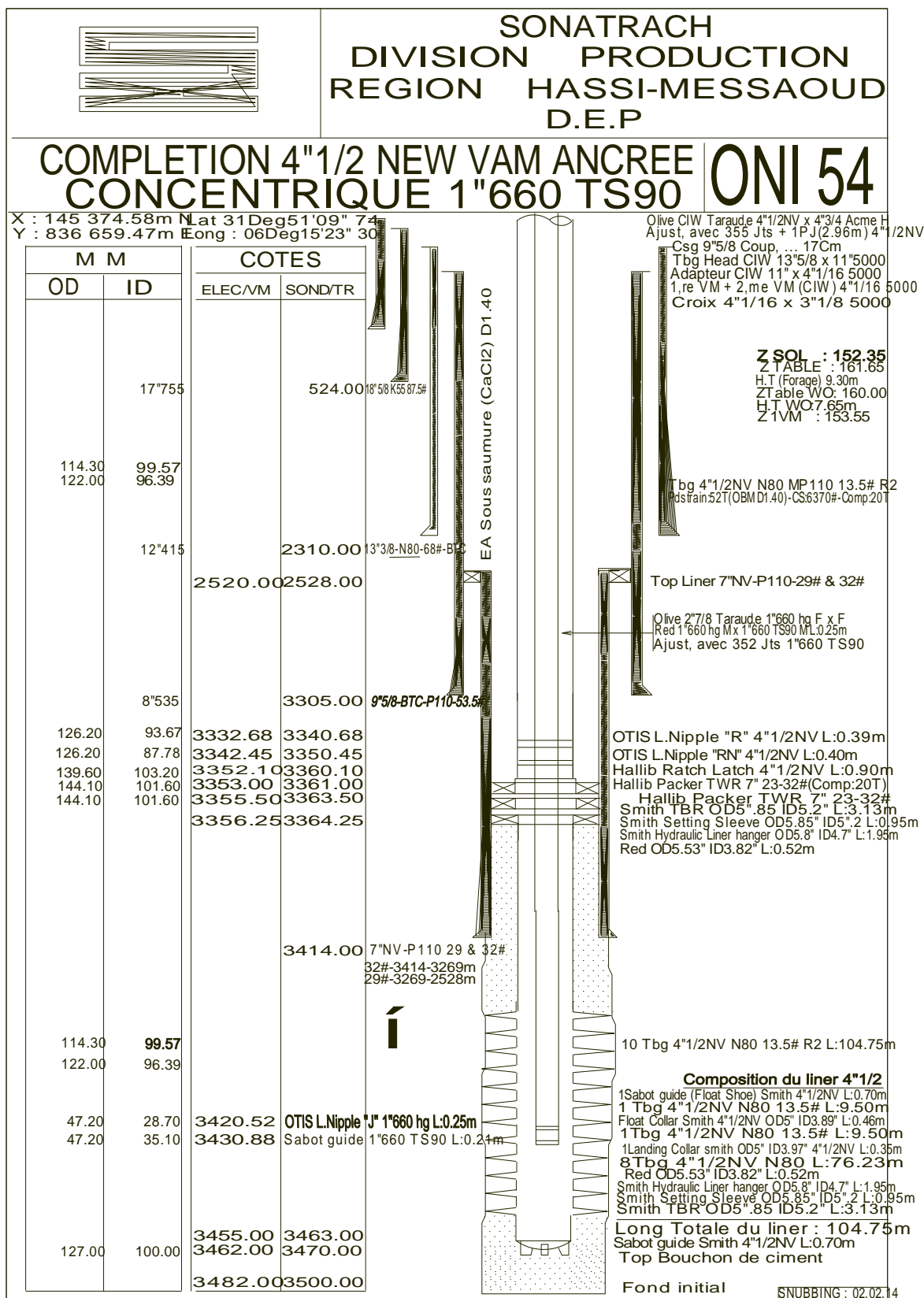


Figure : fiche technique du puits ONI 54



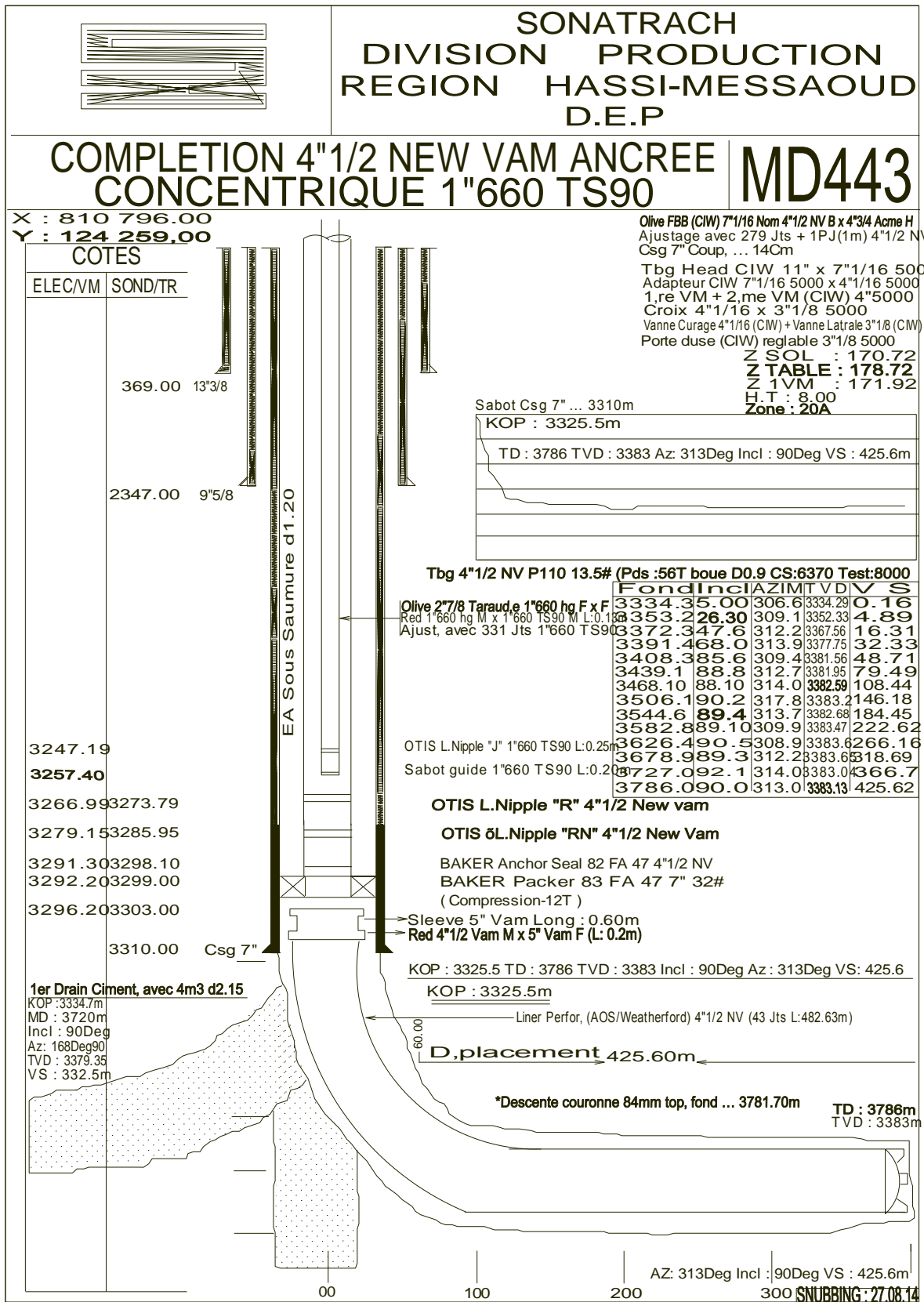
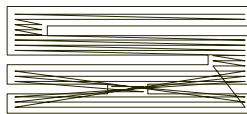


Figure : fiche technique du puits MD 443



SONATRACH  
DIVISION PRODUCTION  
REGION HASSI-MESSAOUD

CONCENTRIQUE 1"660 TS90

OMKZ36

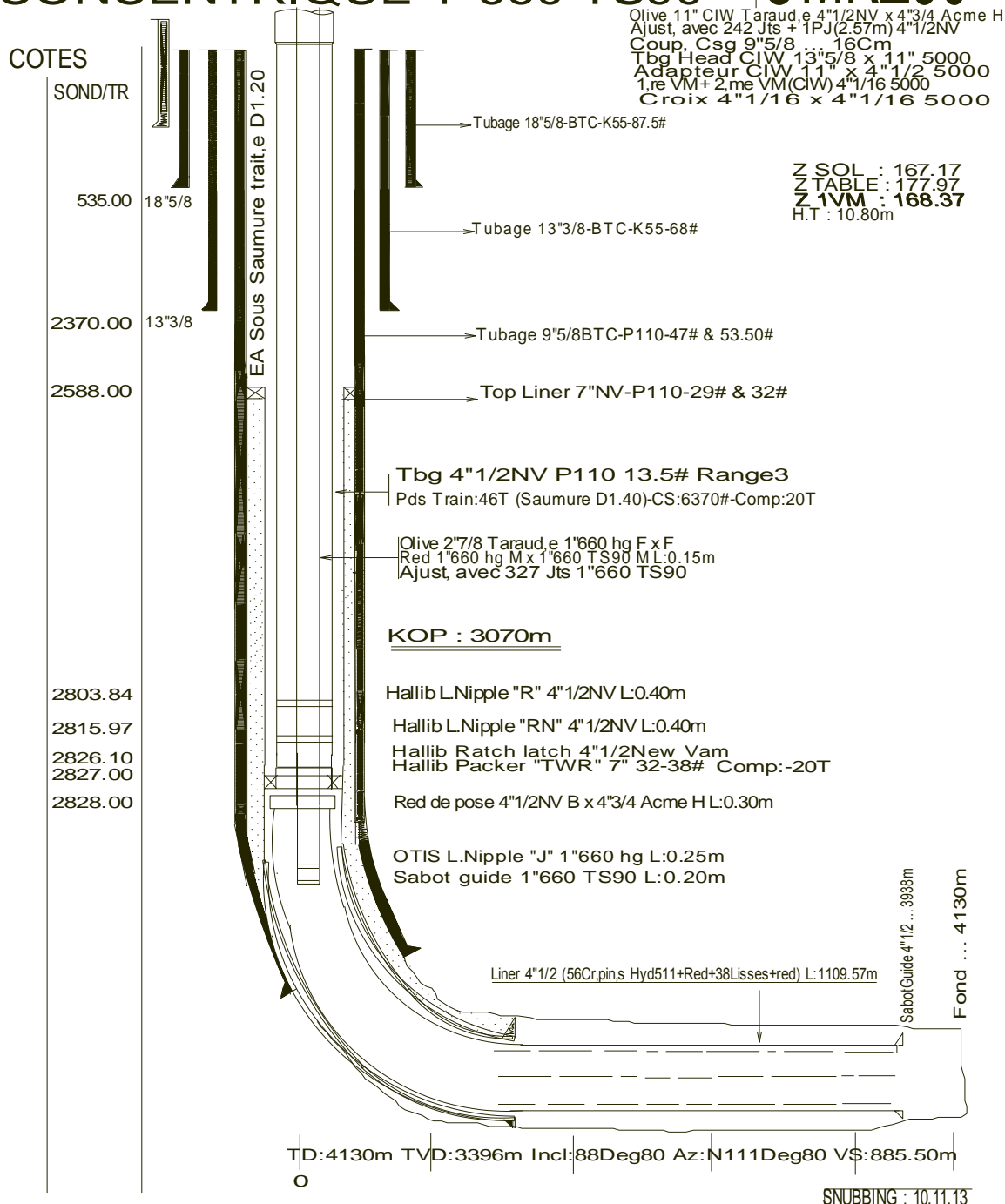


Figure : fiche technique du puits OMKZ 36

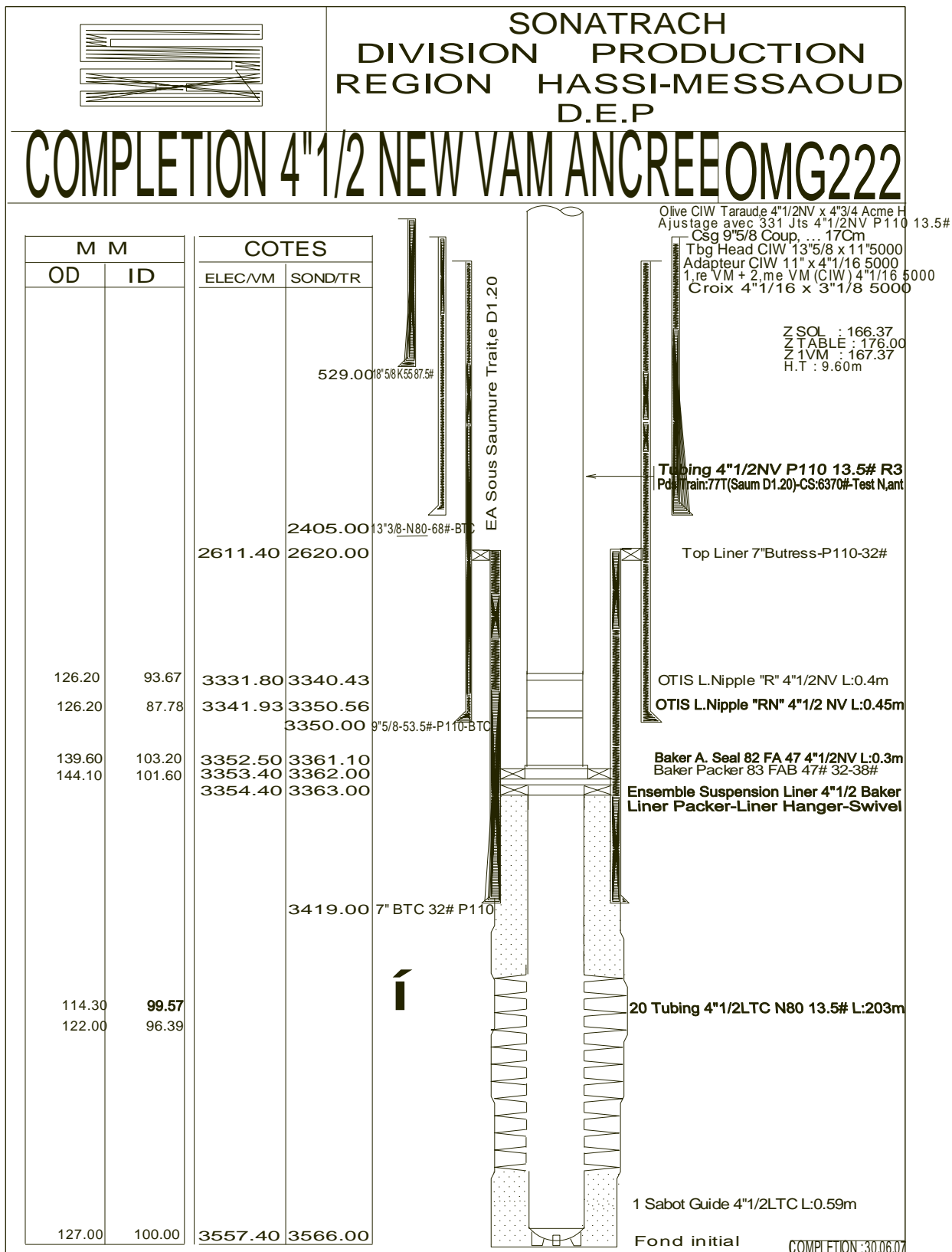


Figure : fiche technique du puits OMG 222

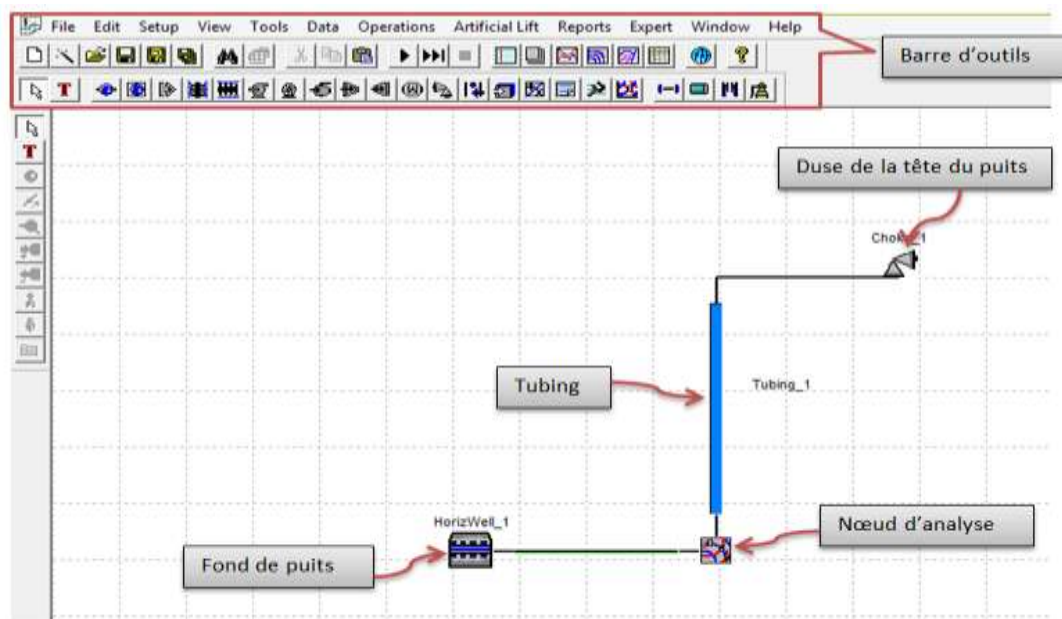

















Figure : Fenêtre principale du PIPESIM

Tableau : Les différentes icônes du PIPESIM et leurs significations

	Créer un nouveau projet		Ajouter un multiplicateur ou
	Créer un nouveau projet		Ajouter un créateur de rapport
	Ajouter un texte au projet		Ajouter un keyword
	Ajouter un nœud		Ajouter un nœud d'analyse
	Ajouter un nœud limite		Connecter entre les objets
	Ajouter une source		Ajouter un flowline
	Ajouter une complétion		Ajouter un tubing
	Ajouter une complétion		Ajouter un flow line dévié.
	Ajouter un booster		Démarrer l'exécution du projet

	Ajouter une pompe		Redémarrer l'exécution du projet
	Ajouter un séparateur		Arrêter l'exécution du projet
	Ajouter un compresseur		Ouvrir le fichier des résultats
	Ajouter une turbine		Ouvrir le fichier output
	Ajouter un échangeur de		Ouvrir le système plot
	Ajouter un point d'injection		Ouvrir le fichier rapport
	Ajouter un équipement		Exporter le projet

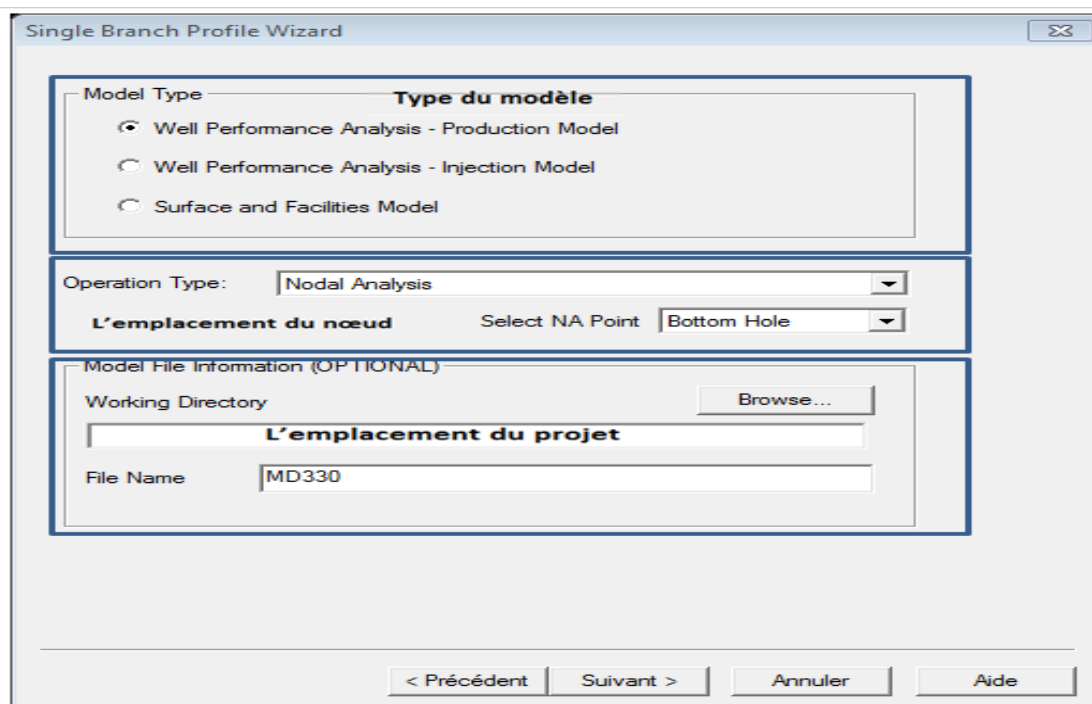


Figure : Choisit les types du modèle, l'opération et L'emplacement.

Set Units

Select Unit System

Eng  SI  Custom

Export...

Import...

Select Unit

Pressure :  Gas PI:

Temperature:  Liq PI:

Viscosity:  Length(short):

Density  Length (long) :

GOR/GLR:  Gas Rate:

OGR/LGR:  Liq Rate:

U:  Mass Rate:

Default Units

Set as Default Restore Defaults

< Précédent Suivant > Annuler

Figure : Choisit le système d'unités

Fluid Properties

Select Fluid Model Type

Black Oil  Compositional  PVT File

le choix du modèle du fluide

Properties...

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

les data nécessaire pour le modèle black oil

Fluid Name: MD330 Optional Comment:

Stock Tank Properties

WCut: 0 %

GOR: 160 sm3/sm3

Gas S.G.: 0.776

Water S.G.: 1

API: 45

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)

Pressure:  bara

Temperature:  C

Sat. Gas:  sm3/sm2

Solution Gas Correlation

Re and Pb: Lasater

Import... Export

OK Annuler Aide

Figure : Choisit du modèle du fluide.

Flow Correlations

**Choix de corrélation pour l'écoulement dans le tubing**

Vertical Flow (Multiphase)  
Source: bja  
Correlation: Hagedorn & Brown  
Friction factor: 1 Holdup factor: 1

Horizontal Flow (Multiphase)  
Source: bja **Choix de corrélation pour l'écoulement horizontal**  
Correlation: Beggs & Brill Revised  
Friction factor: 1 Holdup factor: 1

Vertical-Horizontal Flow Correlation Swap Angle  
Swap angle: 45 (0-90) degrees from horizontal 45 (0-90) deviation from vertical  
**L'angle d'inclinaison pour l'écoulement incliné**

Single Phase  
Correlation: Moody

< Précédent    Suivant >    Annuler    Aide

Figure : Le choix des différentes corrélations.

Single Branch Profile Wizard

1. SOURCE **choix de la complétion**

Select Source Object: Vertical Completion

2. EQUIPMENT/PIPING

Double-Click on the rows to ADD pipes/equipment to the list of selected objects

Pipes	
Pipe Type	
1	Tubing
2	Flowline
3	Riser

Add Pipe >>

<< Delete

Clear All

Equipment	
Equip. Type	
1	Choke
2	Compressor
3	Expander
4	Heat Exchange
5	Injector
6	Multiphase Boo
7	Pump
8	Separator

Add Equip >>

Selected Objects	
1	Tubing
2	Choke
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	

< Précédent    Terminer    Annuler    Aide

Figure : Le choix de la complétion.

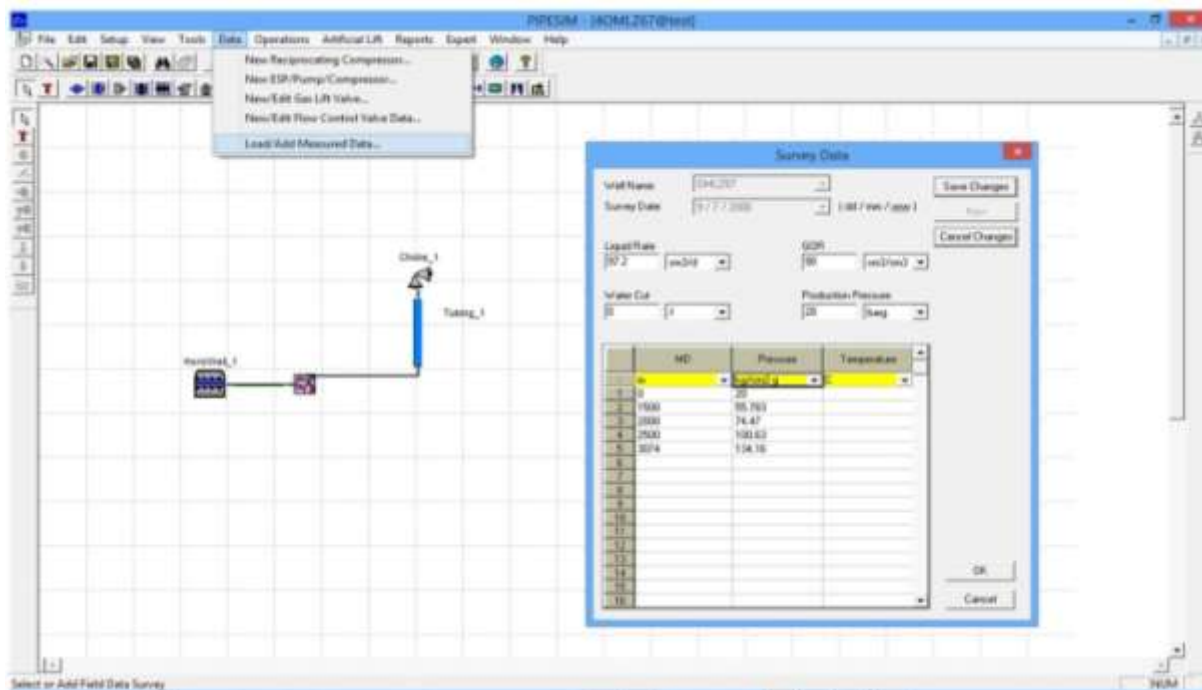


Figure : Matching des données mesurées avec les différentes corrélations

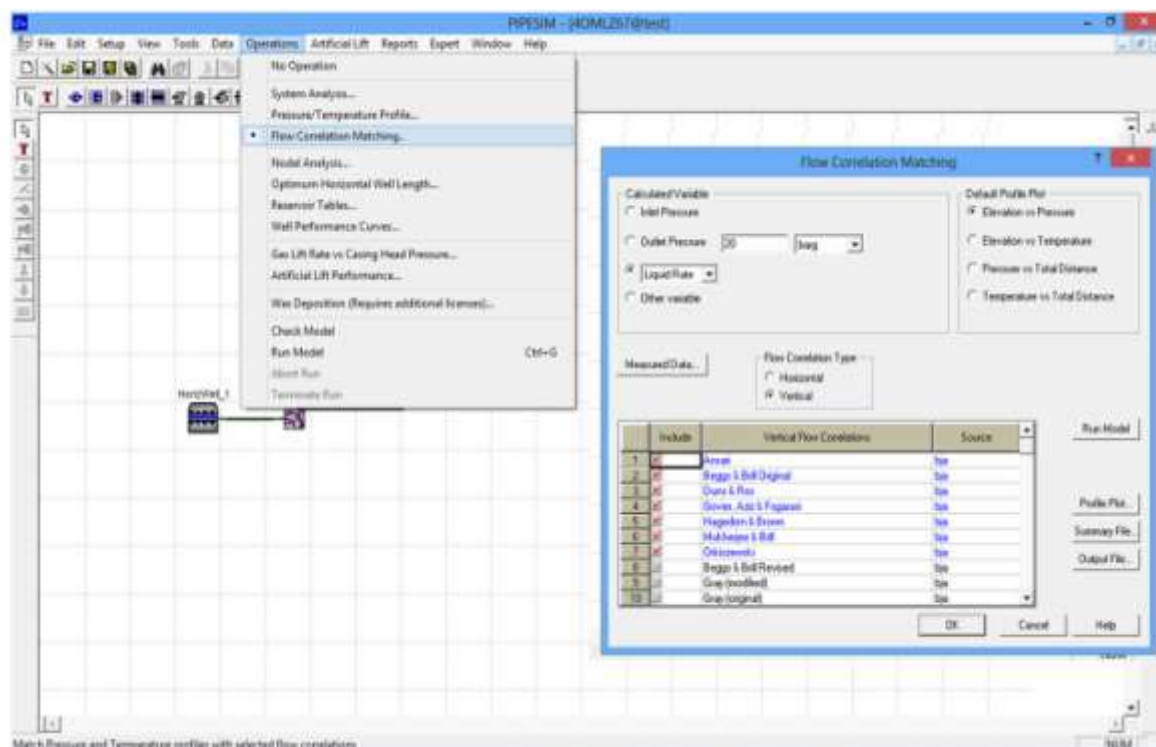


Figure : Sélection des différentes corrélations TPC



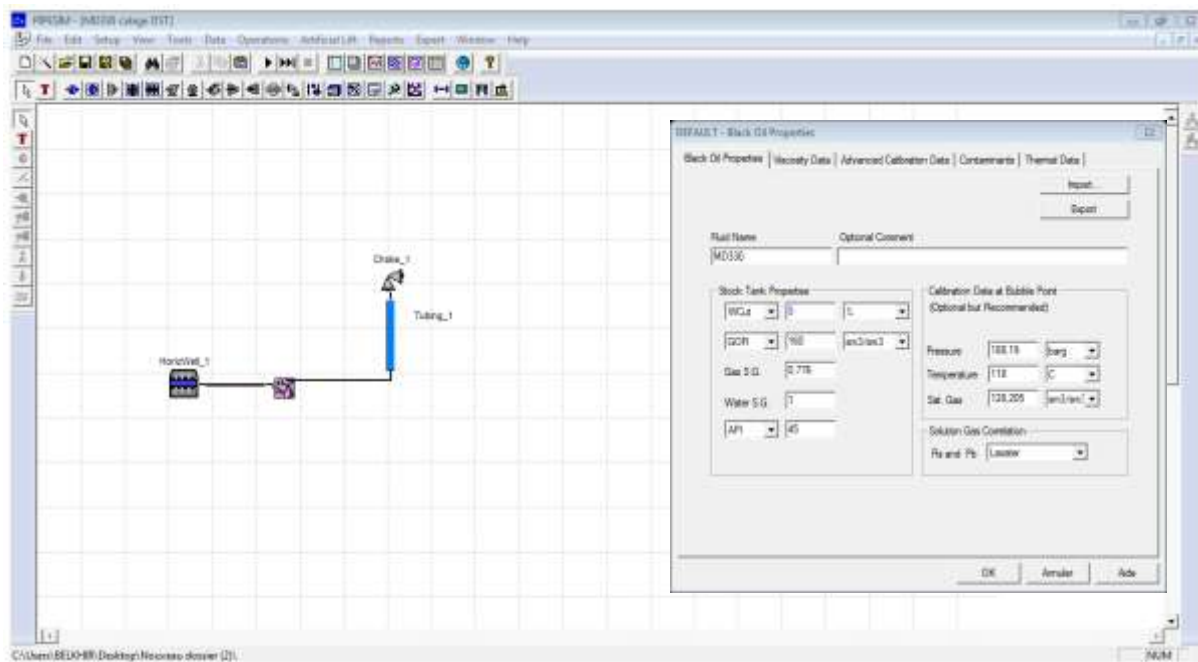


Figure : Input les données PVT

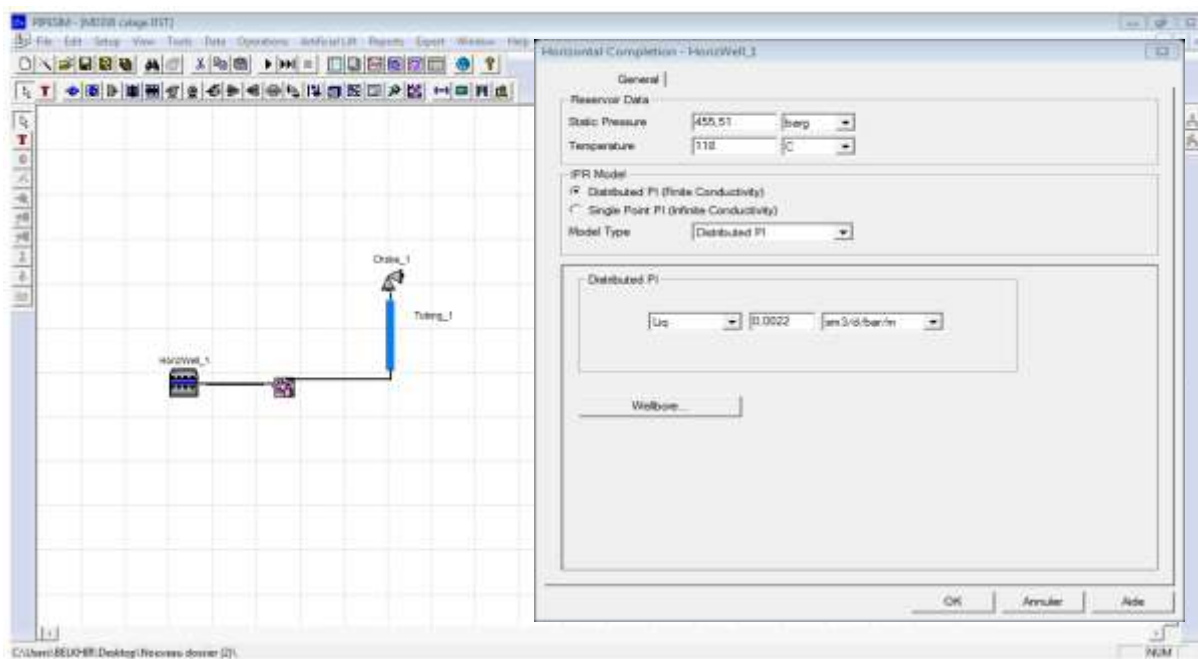


Figure : Input les données du DST

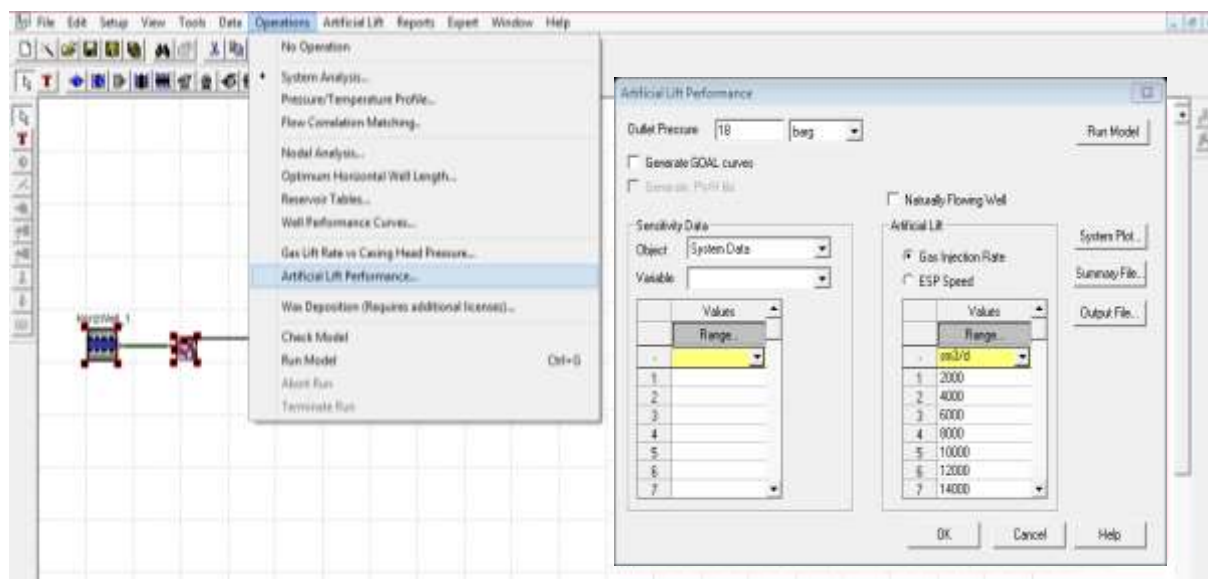


Figure : Détermination du débit optimum par performances de levage artificiel

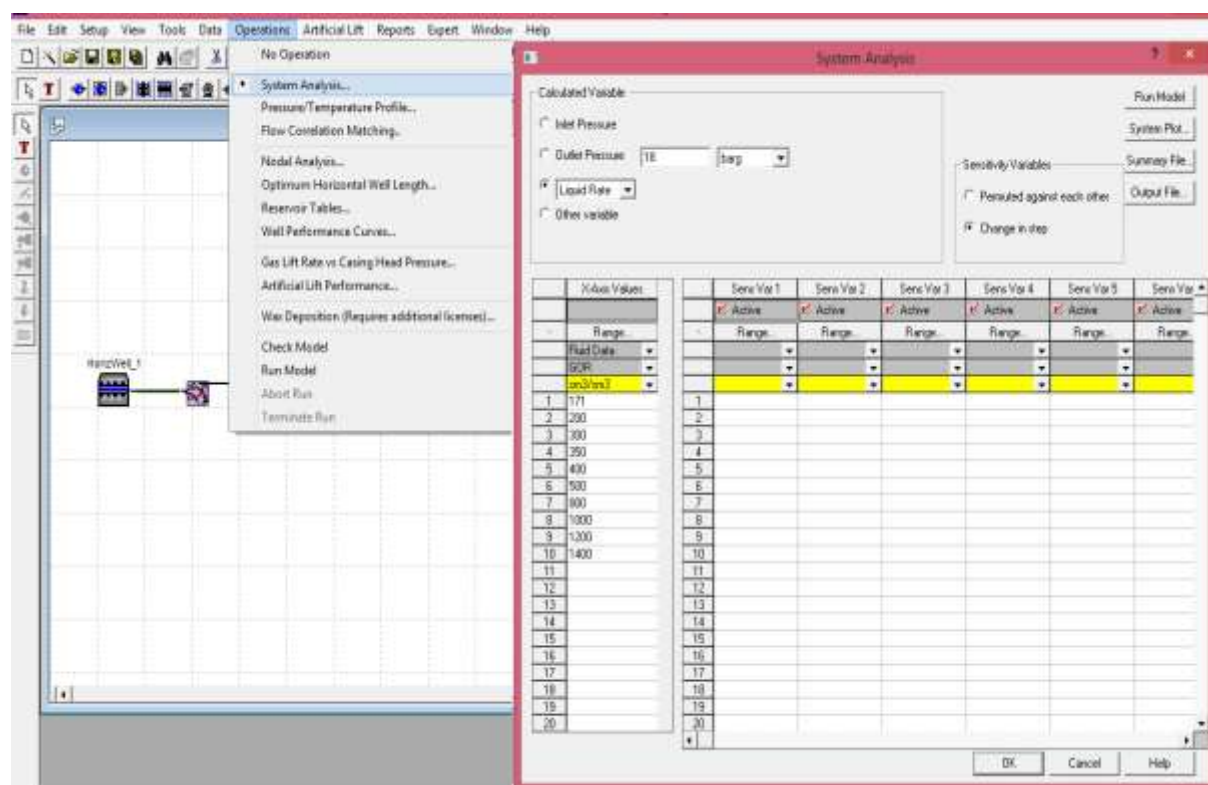


Figure : Détermination du débit optimum par analyse Système

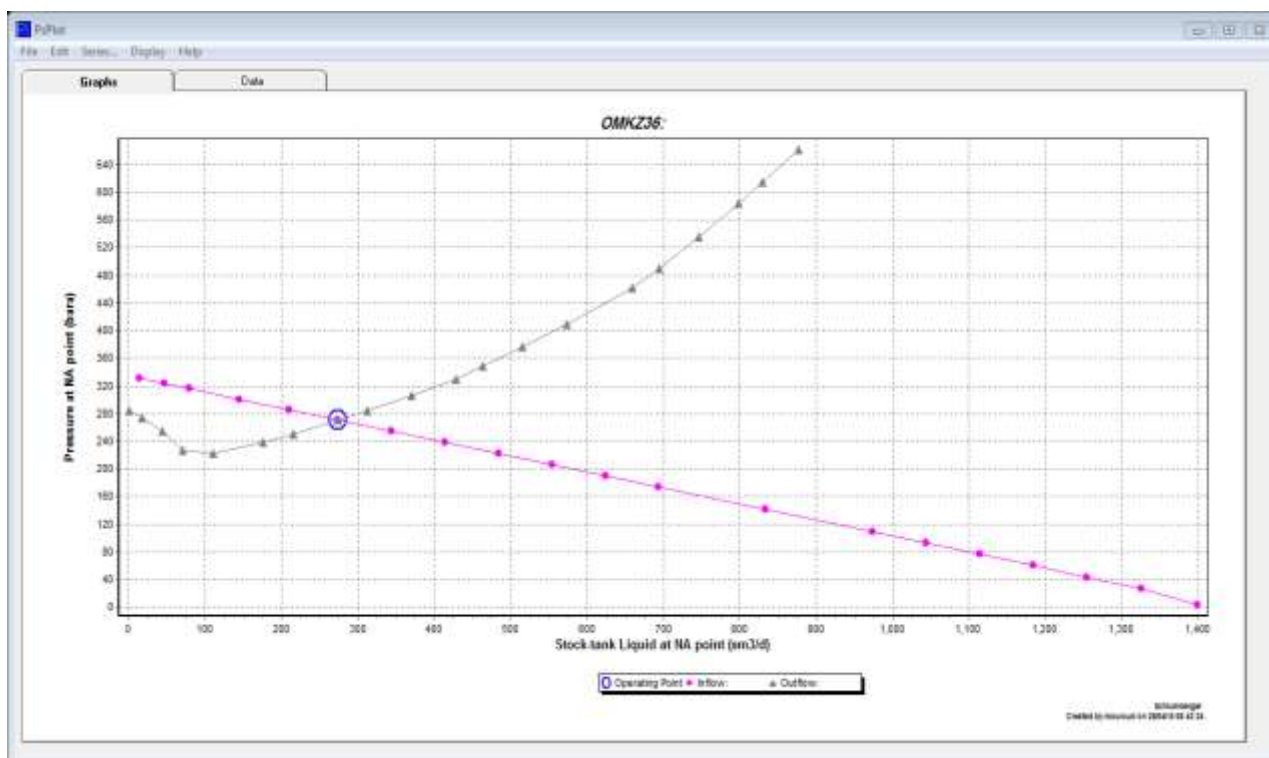


Figure : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit OMKZ36

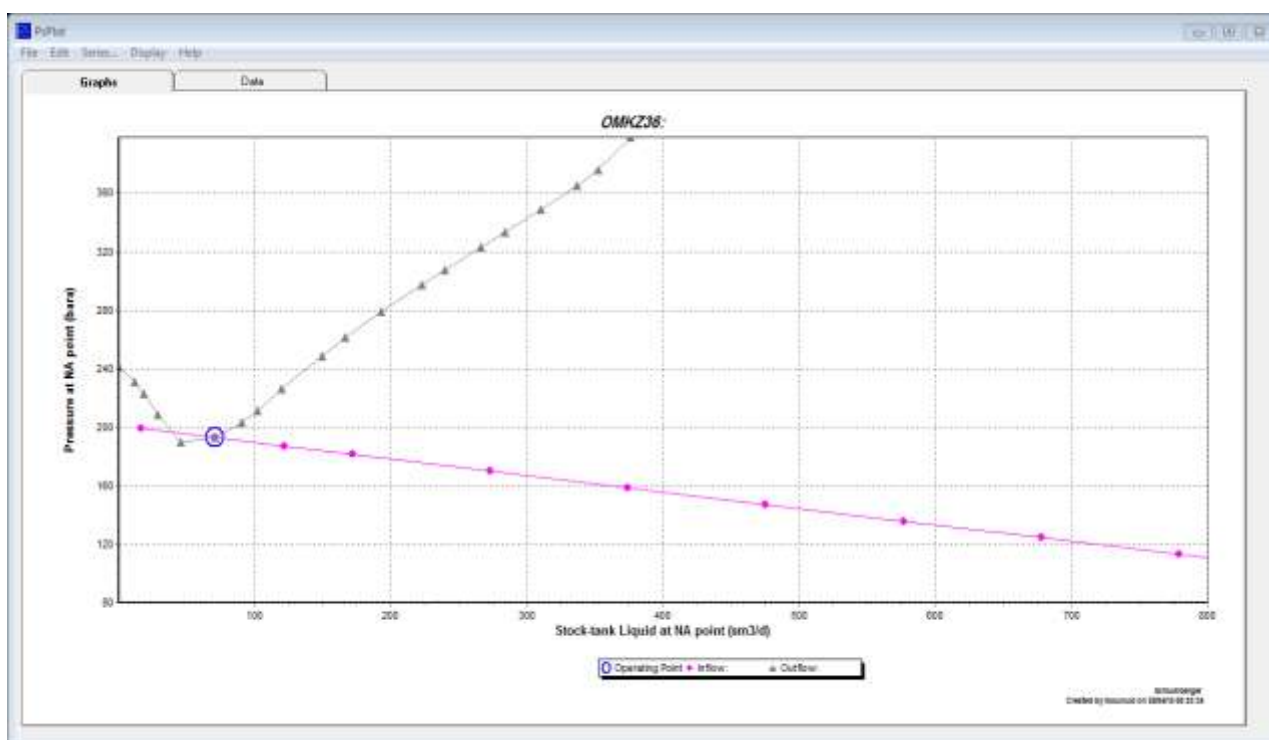


Figure : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit OMKZ36

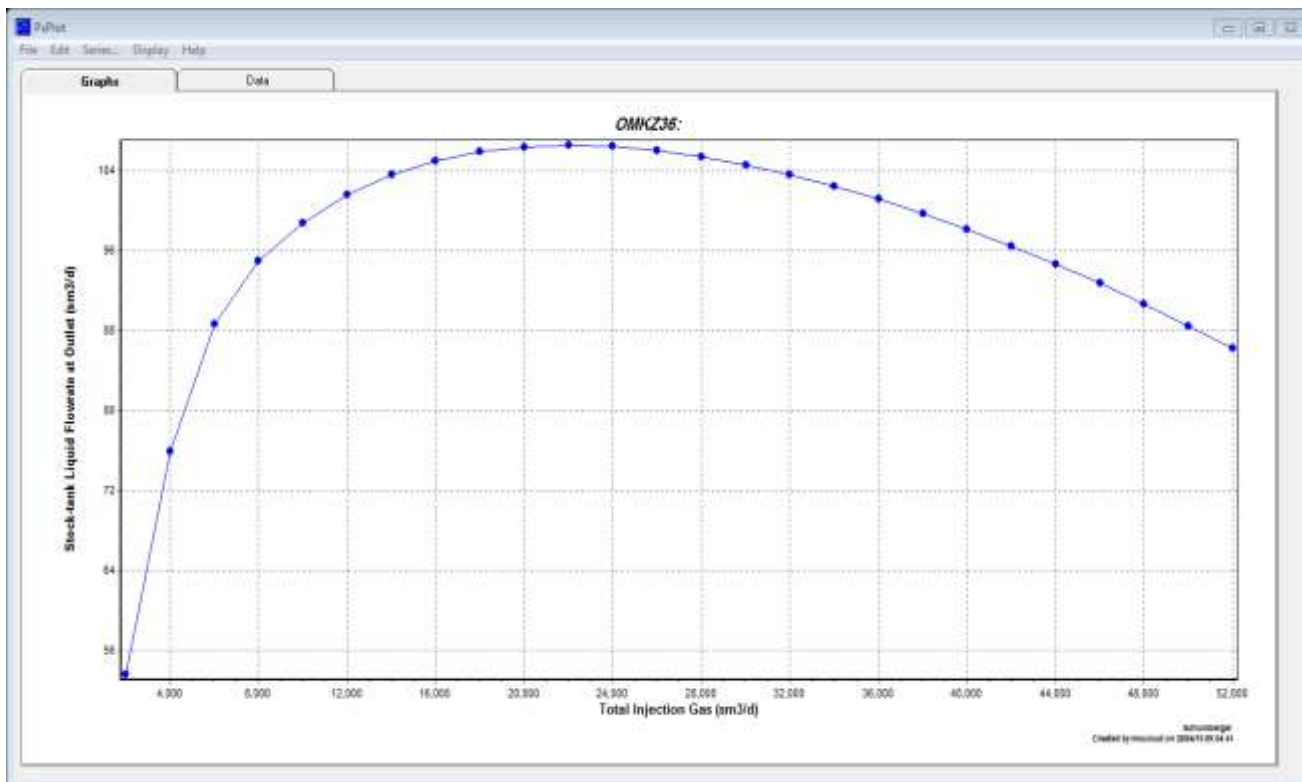


Figure : détermination du débit optimum par performances de levage artificiel puit OMKZ36

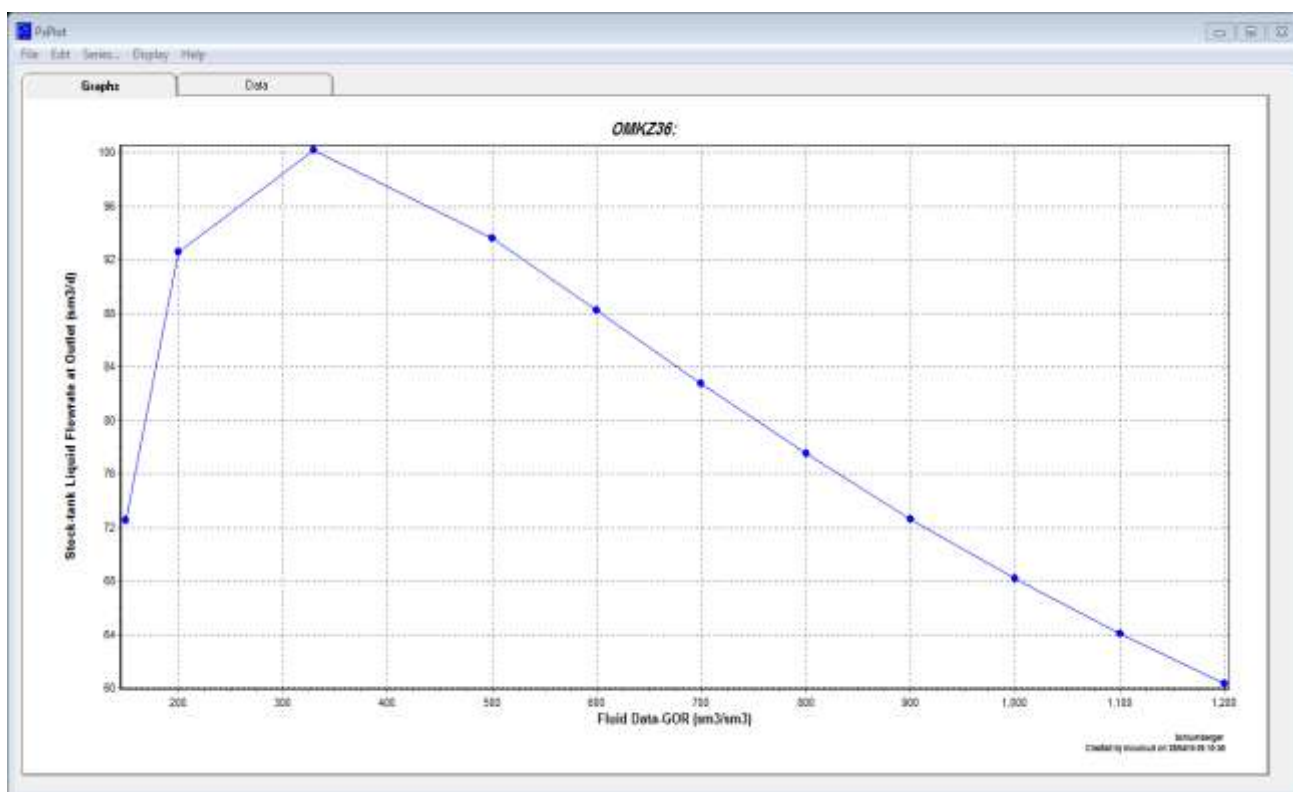


Figure : détermination du débit optimum par analyse système puit OMKZ36

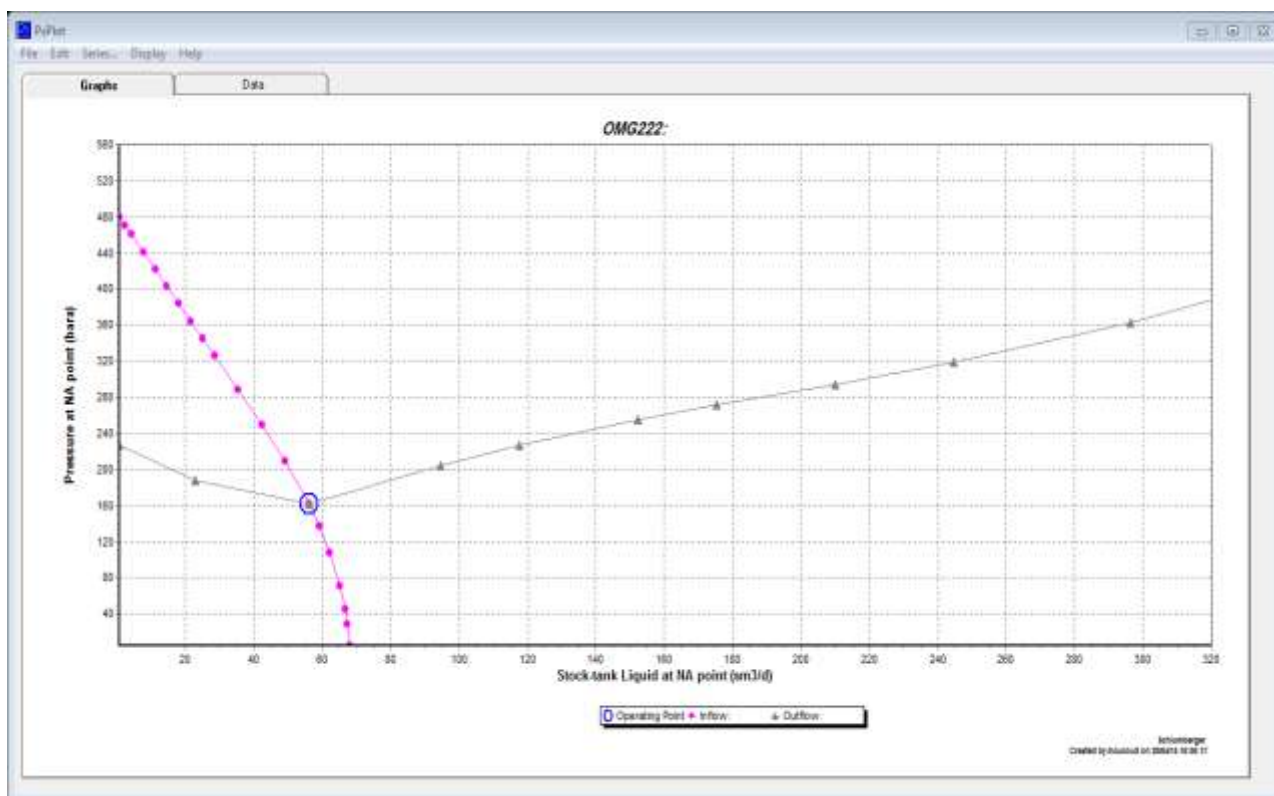


Figure : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du DST puit OMG222

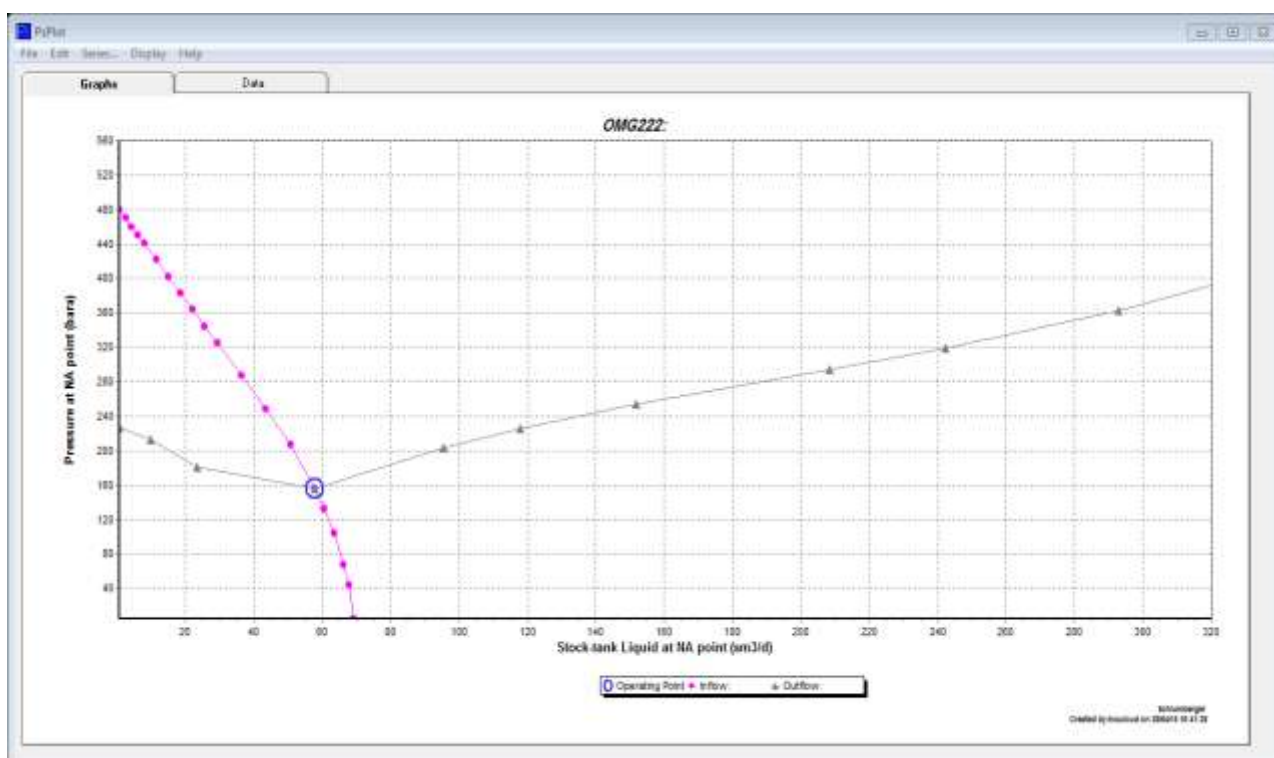


Figure : Les courbes d'analyse nodale pour le Calage du dernier jaugeage puit OMG222

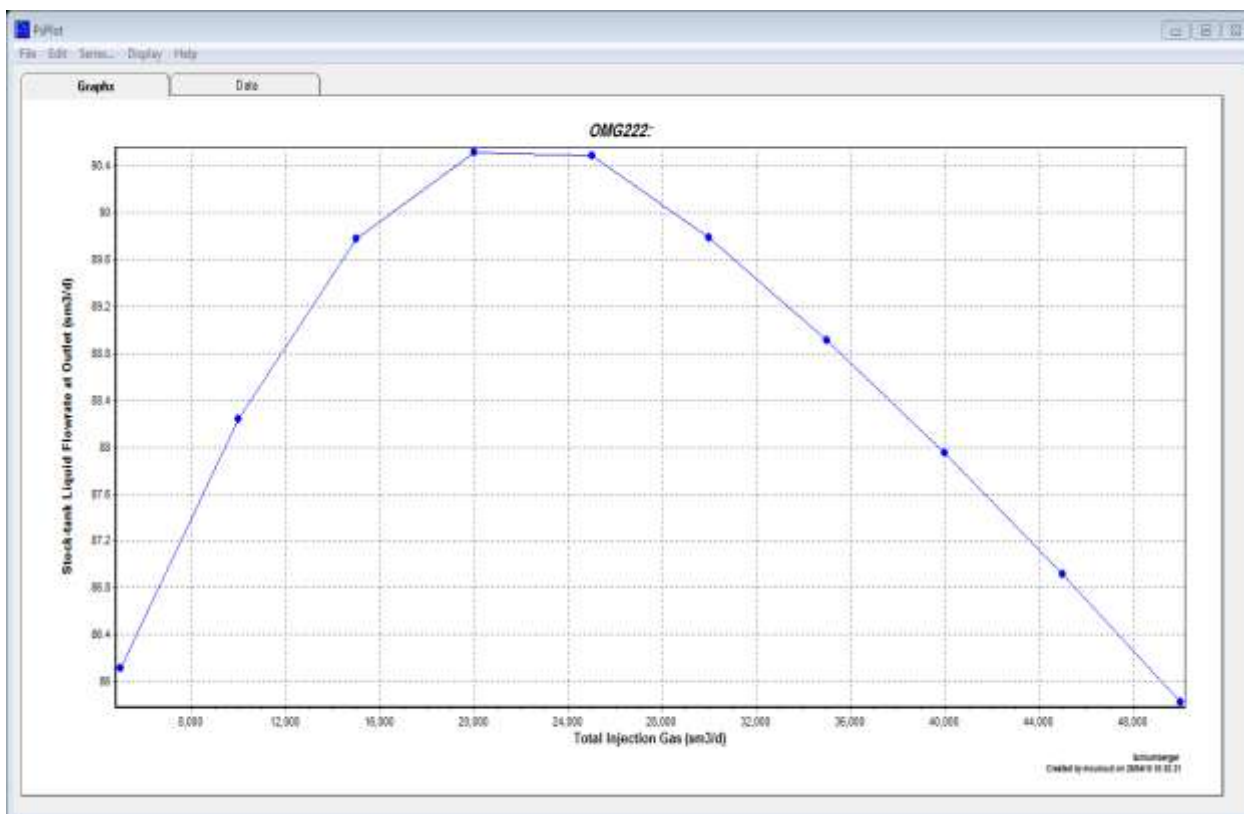


Figure : détermination du débit optimum par performances de levage artificiel puit OMG222

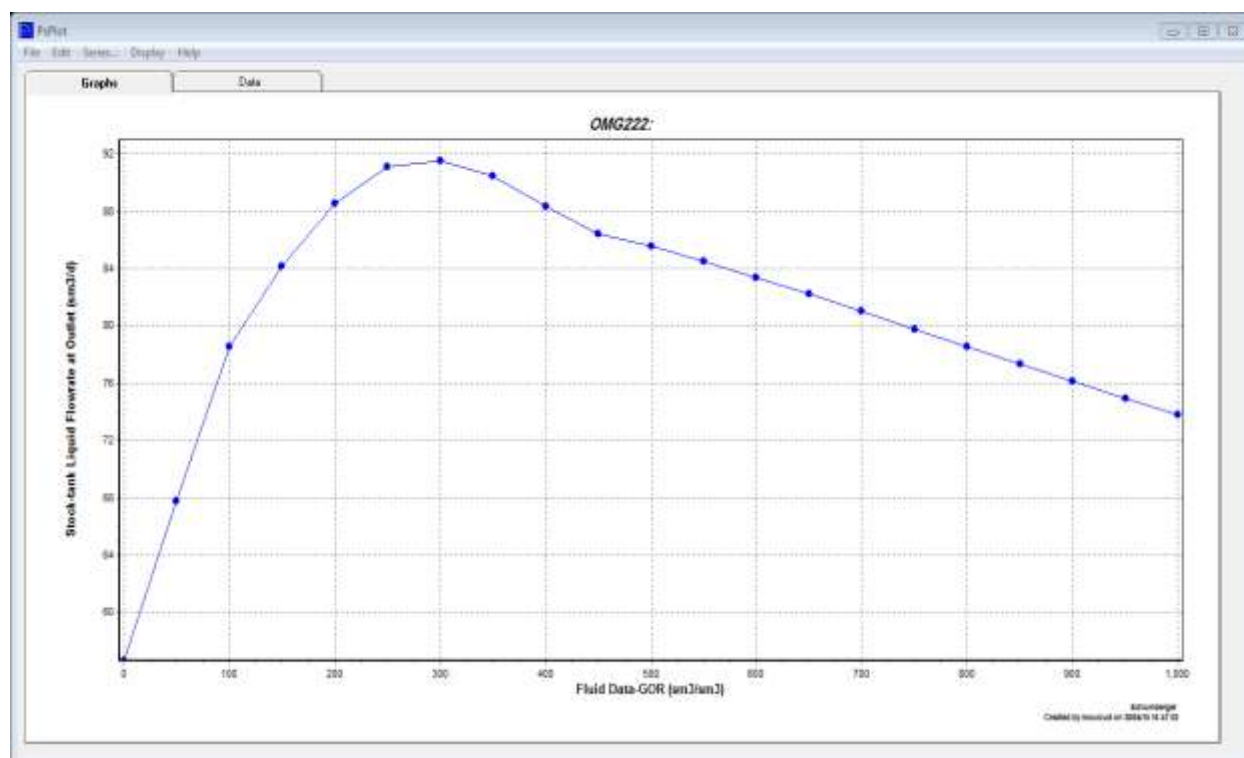


Figure : détermination du débit optimum par analyse système puit OMG222

## **Résumé :**

L'exploitation d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, en utilisant plusieurs techniques de récupération possibles.

Parmi ces techniques les plus fréquemment utilisées l'activation des puits par gaz lift, ce qui est l'objet de notre recherche. Nous avons proposé dans ce mémoire les différents modes d'activation et les équipements du gas-lift.

Les puits MD330, ONI54, MD443, OMKZ36, OMG222, étaient en éruption naturelle mais après un certain temps de production ils ont connu une diminution significative du débit d'huile ce qui exige les activités.

On a déterminé aussi le design de chaque puits avec la détermination du débit de gaz injecté optimum et le débit de l'huile correspondent avec une étude de l'influence de quelques paramètres (WC, pression de gisement, diamètre de tubing) sur le débit de production et sur le système globale. Finalement, on a comparé la production obtenue avec gas-lift et celle sans gas-lift en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

**Mots clés :** gas-lift, puits éruptif et non éruptif, récupération, logiciel PIPESIM, optimisation.

## **Abstract:**

The exploration of an oilfield is the act of bringing out the until the hydrocarbons surface in favorable conditions, with possible recuperation techniques.

Among the most used techniques, there is the activation of oil wells with Gas-lift which is our research topic. We have proposed in this thesis the different activation modes and Gas-lift equipment.

The wells MD330, ONI54, MD443, OMKZ36, OMG222, were in a natural eruption but after a while of production they were into a significant decreasing in flow rate which needs their activation.

The design of each well was also determined with the determination of the optimum injected gas flow rate and the oil flow rate correspond with a study of the influence of some parameters (WC, deposit pressure, tubing diameter) on the flow rate production and the overall system. Finally, we compared the production obtained with gas-lift and without gas-lift using the « PIPESIM » software.

**Keywords:** Gas-lift, eruptive and non-eruptive wells, recovery, PIPESIM software, optimization.

## **ملخص:**

يتم استغلال حقن النفط في جلب البترول إلى السطح في ظل ظروف مواتية باستخدام العديد من تقنيات الاسترداد الممكنة و من بين هذه التقنيات الأكثر استخداما تفعيل الآبار بواسطة الرفع للغاز و هو موضوع بحثنا. في هذه الأطروحة اقترحنا أنماط التنشيط المختلفة ومعدات الرفع بالغاز.

الآبار MD330, ONI54, MD443, OMKZ36, OMG222 كانت في ثوران طبيعي و لكن بعد فترة إنتاج معينة شهدت انخفاضا كبيرا في تدفق الزيت مما يتطلب تنشيطها. لقد حددنا تصميم كل بئر و حددنا التدفق الأمثل للغاز المحقون و يتوافق تدفق النفط مع دراسة تأثير بعض الخصائص (WC و ضغط الترسيب و قطر الأنبوب) على التدفق و على الإنتاج الإجمالي

و أخيرا قمنا بمقارنة الإنتاج الذي تم الحصول عليه عند الرفع بالغاز و دون ذلك باستخدام برنامج " PIPESIM " .

**الكلمات المفتاحية:** حقن الغاز، آبار في ثوران طبيعي و غير طبيعي، استرجاع، تحسين، برنامج " PIPESIM " .