

N° Série : /2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures et énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

HACHEF El Hadi, BELMOUM Sif Eddine, DJEDIAI Abd Errahmane

-THEME-

Optimisation Des Performance Des Puits De Pétrole

Soutenue Le : 07/06/2023 devant la commission d'examen

Jury :

| | | |
|-----------|-----------------------|----------------|
| Président | M. DJ.EBBAS Faycal | Pr.UKM Ouargla |
| Promoteur | M. DOUAK Mohamed | Pr.UKM Ouargla |
| Examineur | M. KADRI Ahmed Yacine | Pr.UKM Ouargla |

Année universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS

On remercie Dieu le tout puissant de nous avoir donné la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche, ni aurait pu voir le jour sans l'aide précieuse de **Mr DOUAK Mohamed**, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, sa patience, son rigueur pour mener à bien la préparation de ce mémoire.*

Nous avons eu l'honneur d'être parmi vos étudiants et de bénéficier de votre enseignement. Vos qualités pédagogiques sont pour nous un modèle. Votre gentillesse, et votre disponibilité permanente ont toujours suscité nos admirations. Et sur ceux, veuillez accepter nos sincères remerciements pour nous avoir fait l'honneur d'être mon encadreur.

On vous remercie infiniment pour votre accueil et votre conseil. Veuillez trouver ici, l'expression de notre gratitude et estime.

*On remercie les membres de jury **Mr. DJEBBAS Faycal** et **Mr. KADRI Ahmed Yacine**, merci de nous avoir fait l'honneur d'accepter d'évaluer ce travail. Nous vous remercions aussi pour votre regard attentif et plus que pertinent sur l'ensemble du mémoire. Cela nous apportera sans doute des éclaircissements sur des points importants, et nous permettra d'y prêter plus d'attention pour orienter nos réflexions dans des travaux de recherche futurs. Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire preuve.*

Nos profond remerciements vont également à toutes les personnes qui nous ont aidé et soutenue de près ou de loin.

DEDICACES

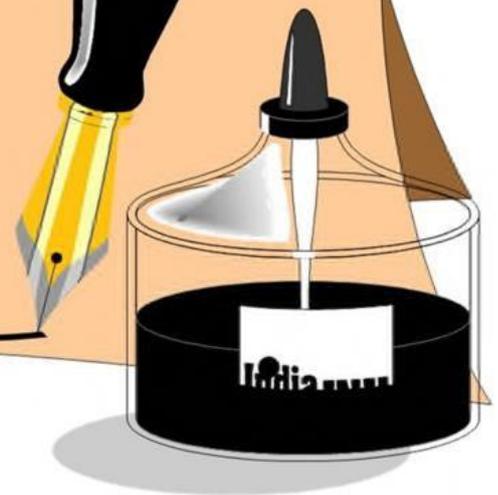
*Je dédie ce modeste Travail
Amon Père, Celui qui a toujours sacrifié pour me voir
réussir, qui m'a soutenu et encouragé durant toute
ma vie.*

Amon mère, l'être le plus chère de ma vie.

Ames chers frères

*A toute ma famille, mes amis et a toutes les mains
qui m'ont été tendues.*

Hachef Elhadi



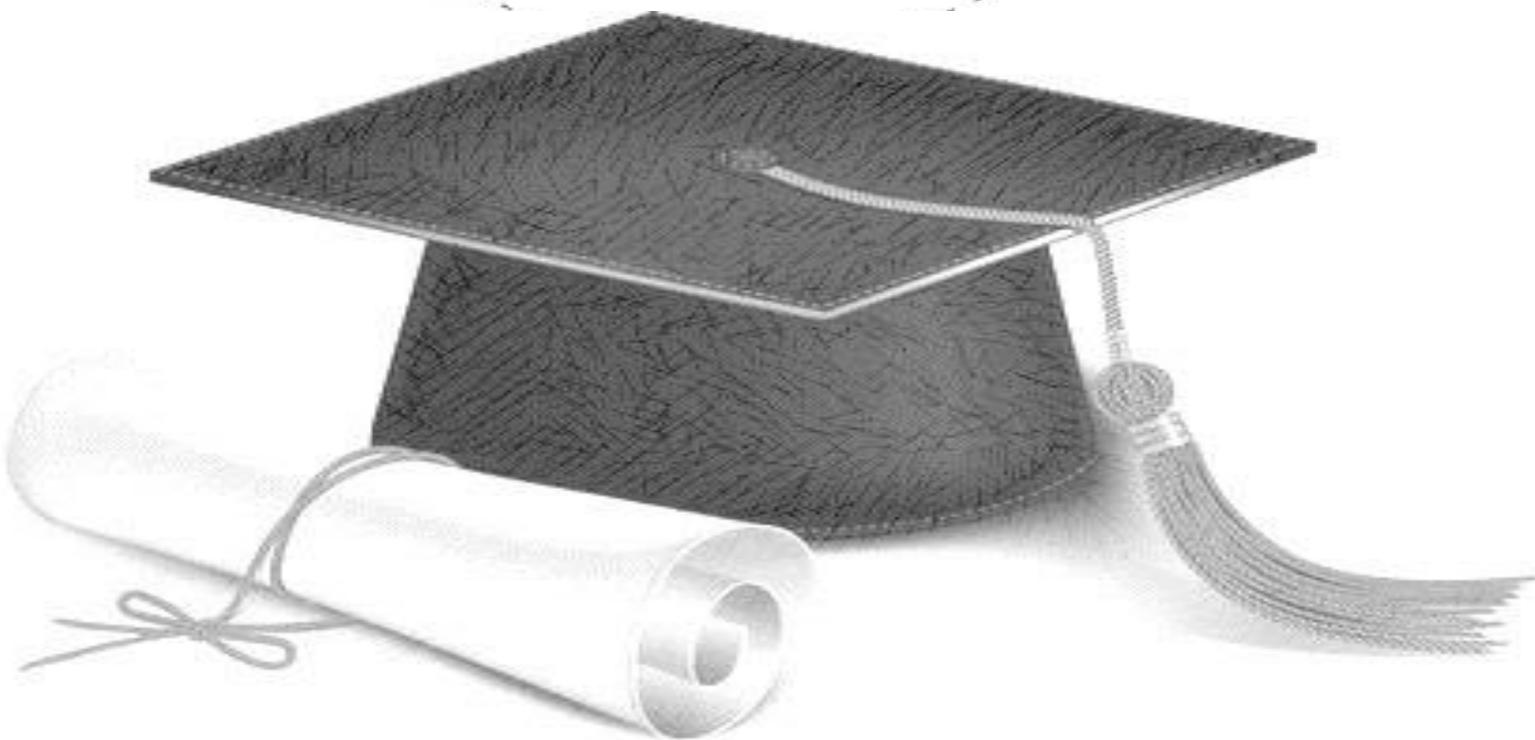


DEDICACES



*Je dédie ce modeste Travail
Amon Père, Celui qui a toujours sacrifié pour me voir
réussir, qui m'a soutenu et encouragé durant toute ma vie.
Amon mère, l'être le plus chère de ma vie.
A mes chers frères
A toute ma famille, mes amis et a toutes les mains qui
m'ont été tendues*

Djediai Abd Errahman



DEDICACES

Je dédie ce modeste Travail

*Amon Père, Celui qui a toujours sacrifié pour me voir
réussir, qui m'a soutenu et encouragé durant toute ma vie.*

Amon mère, l'être le plus chère de ma vie.

Ames chers frères

*A toute ma famille, mes amis et a toutes les mains qui
m'ont été tendues*

Belmoum Sif Eddine

ملخص

استغلال مكن بترولى يعنى رفع المحروقات من الخزان الى السطح في ظروف ملائمة وبأليات وتقنيات متاحة، ومن بين التقنيات الاكثر استعمالا تنشيط الابار بالغاز الرافع والتي هي محل دراستنا في هذا البحث، ولقد اقترحنا في هذه المذكرة دراسة تثبيت الصمام على مستوى البئر البترولى.

البئر ينتج الخام طبيعيا (بضغط طبيعي) مع مرور الوقت سينخفض الضغط تدريجيا الذي يؤدي الى نقصان التدفق مما فرض علينا تحسين هذه الابار، كذلك قد حددنا من خلال هذه المذكرة تدفق الغاز المناسب لاسترجاع اكبر تدفق للسائل وذلك باستعمال برنامج معلوماتي بايسيم، وفي الاخير ننهي هاته الدراسة بخاتمة وبعض التوصيات.

الكلمات المفتاحية: مكن بترولى، الغاز الرافع، الصمام، استرجاع، برنامج معلوماتي بايسيم.

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 l'activation possibles. Parmi les 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 d'installer de vanne SPM au niveau de puit Le puits produit du brut naturellement (à pression normale), avec le temps la pression diminuera progressivement, ce qui entraîne une diminution du débit, ce qui nous a obligés à améliorer ces puits, nous avons également identifié à travers ce mémoire le débit de gaz optimale pour récupérer le plus grand débit de liquide à l'aide de logiciel PIPESIM.

Enfin, cette étude se termine par conclusion et quelques recommandations.

Les mots clés : gisement, gaz-lift, vanne, activation, PIPESIM.

Abstract

The exploration of an oilfield is the act of bringing out the hydrocarbures until the surface in favorable conditions, with possible activation techniques. Among the most used techniques, there is the activation of oil wells with Gaz-lift which is our research topic, we have proposed in this thesis the installation of SPM (Side Pocket Mandrel) valve at the MDZ768 well, these letters were in a natural eruption but after a while of production they were into a significant decreasing in flow rate which needs their activation, we have also identified with this memoire the optimized gas flow to restore the largest flow of liquid using the piping Information Program Finally, this study finishes with, a conclusion and some recommendations.

Key words: field, Gas-lift, valve, activation, PIPESIM

Table des Matières

Remerciement

Dédicace

Résumé

Listes des figures

Liste des tableaux

Liste des nomenclatures et des abréviations

Introduction

CHAPITRE I : PERFORMANCE D'UN PUIT

| | |
|--|----|
| I.1 Mécanismes de drainage d'un Gisement..... | 04 |
| I.1.a Mécanisme de drainage naturel (drainage "primaire")..... | 04 |
| I.1.b Drainage assisté ("secondaire et tertiaire")..... | 04 |
| I.2 Les Equations de performance d'un puits..... | 05 |
| I.2.1 Ecoulement linéaire..... | 06 |
| I.2.2 Ecoulement radial..... | 06 |
| I.2.2.1 Ecoulement de l'huile..... | 07 |
| I.2.3 Concept d'index de productivité..... | 08 |
| I.3 Inflow Performance Relationship..... | 10 |
| I.3.1 La technique de l'indice de productivité..... | 10 |
| I.3.2 Méthode du Vogel..... | 11 |
| I.4 Tubing Performance Curves (TPC)..... | 11 |
| I.5 Les différentes corrélations de pertes de charges..... | 12 |
| I.5.1 L'utilité des corrélations..... | 12 |

CHAPITRE II : ANALYSE NODALE ET LOGICIEL PIPESIM

| | |
|--|----|
| II.1 Analyse Nodal..... | 14 |
| II.1.1 Définition... .. | 14 |
| II.1.2 Importance de l'analyse nodale | 14 |
| II.1.3 Procédure d'application de l'analyse nodale | 15 |
| II.1.4 Les différentes positions du nœud | 16 |

| | |
|---|----|
| II.1.5. Objectifs de l'analyse nodale | 19 |
| II.2 Le Logiciel PIPESIM..... | 21 |
| II.2.1 Définition | 21 |
| II.2.2 Module d'optimisation PIPESIM Gas lift | 22 |
| II.3 Le Gaz lift | 23 |
| II.3.1 Le principe du gaz-lift | 23 |
| II.3.2 Les types du gaz-lift..... | 23 |
| II.3.2.1 Classification suivant le mode 11d'injection..... | 23 |
| II.3.2.2 Classification en fonction de la complétion..... | 24 |
| II.3.2.3 Classification en fonction de circuit d'injection..... | 26 |
| II.3.3 Les équipements du gaz-lift..... | 27 |

CHAPITRE III : RESULTAT ET DISCUSION

| | |
|--|----|
| III.1 Introduction | 30 |
| III.2 Présentation du champ HASSI MESSAOUED..... | 30 |
| III.2.1 Historique du champ | 30 |
| III.2.2 Situation géographiques | 30 |
| III.2.3 Structure du champ | 31 |
| III.2.4 Caractéristiques des fluides et la roche | 32 |
| III.3 Présentation du puits à optimiser MDZ768..... | 32 |
| III.4 Procédure de travail | 35 |
| III.4.1 Insertion des données..... | 35 |
| III.5 Inflow Performance Relationship (IPR)..... | 37 |
| III.6 Accordement de l'IPR avec le VLP | 38 |
| III.7 Détermination des débits optimale de gaz injecté | 39 |
| Conclusion Recommandations..... | 42 |
| Bibliographie | |
| Annexes | |

CHAPITRE I : PERFORMANCE D'UN PUIT

| | |
|--|---|
| Figure I.1: Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement..... | 4 |
| Figure I.2: Drainage assisté du réservoir..... | 5 |
| Figure I.3: Ecoulement linéaire | 6 |
| Figure I.4: Ecoulement radial..... | 7 |
| Figure I.5: La courbe IPR..... | 9 |

CHAPITRE II : ANALYSE NODALE ET LOGICIEL PIPESIM

| | |
|--|----|
| Figure II.1: Pertes de charge possible dans un système de production..... | 14 |
| Figure II.2: Courbe d'outflow et inflow..... | 16 |
| Figure II.3: Les différentes positions du nœud..... | 16 |
| Figure II.4: L'effet du diamètre du flow line..... | 18 |
| Figure II.5: L'effet du déclin de la pression du réservoir..... | 19 |
| Figure II.6: New modeling techniques for nodal analysis..... | 21 |
| Figure II.7 : Optimisation PIPESIM Gas lift..... | 22 |
| Figure II.8 : principe du gaz lift..... | 23 |
| Figure II.9: Gas lift continue et intermittent..... | 24 |
| Figure II.10 : Gaz lift en tubing concentrique et parallèle..... | 25 |
| Figure II.11 : Gaz lift en circuit ouvert..... | 26 |
| Figure II.12 : Gaz lift en circuit fermé..... | 26 |

CHAPITRE III : RESULTAT ET DISCUSION

| | |
|---|----|
| Figure III.1: situation géographique du champ HMD..... | 31 |
| Figure III.2: Carte de positionnement du puits MDZ768..... | 33 |
| Figure III.3: Insertion des données d'un puits..... | 35 |
| Figure III.4: Insertion des données d'un Tubulars | 35 |
| Figure III.5: Insertion des données d'un Deviation Survey..... | 36 |
| Figure III.6: Insertion des données d'un Downhole equipment..... | 36 |
| Figure III.7: Insertion des données d'un Artificial Lift..... | 37 |
| Figure III.8 : Insertion des données d'un Heat Transfer..... | 37 |
| Figure III.9: Courbe IPR du puits MDZ768..... | 37 |
| Figure III.10: Insertion des données d'un Surface equipment..... | 38 |
| Figure III.11: Courbe IPR/VLP avant GL | 38 |

Figure III.12: Courbe IPR/VLP après GL..... 39
Figure III.13: Courbe de performance du Gas-lift.....39

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les équipements du Gaz.....28

| | |
|--|-----------|
| Tableau III.1 : Généralité et positionnement du puits MDZ768..... | 32 |
| Tableau III.1 : Résultat DST du puits MDZ768..... | 33 |
| Tableau III.2 : Opérations effectuées sur le puits MDZ768..... | 34 |

Liste des abréviations

GOR: Gas Oil Ratio
IPR: Inflow Performance Relationship
IP: Indice de productivité
IPR: Inflow Performance Relationship
VLP: Vertical Lift Performance
SG: Specific Gravity
WC: Water Cut
BHP: Bottom Hole Pressure
FBHP: Flowing Bottom Hole Pressure
SBHP: Static Bottom Hole Pressure
WHP: Well Head Pressure
d: Densité de fluide
 $P_{sép}$: Pression de Séparation
 P_G : Pression de Gisement
 P_R : Pression de Réservoir
RS: Solution gas oil Ratio
Q: Débit d'huile
H: Hauteur du puits
Pb: Pression de bulle
API: American Petroleum Institute
S : Skin (facteur sans dimension)
 μ : viscosité d'huile (cp)
 B_O : Formation volume factor
 ΔP : Perte de charge
 φ : Porosité
FGS : Flowing gradient Survey (Profile dynamique)
AOF : Absolu Open Flow
GLR : gas liquide Ratio

Introduction

Le pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance dans l'industrie actuelle, car ils représentent les sources capitales d'énergie sur lesquels sont basée l'industrie, et par conséquent, toute la civilisation contemporaine.

La rentabilité de l'investissement d'un réservoir est liée à la longévité de ses puits et l'importance de la production qu'on en retirera. Cette longévité et cette importance de production sont en fonctions directe des caractéristiques du réservoir ainsi que des types de complétions choisis.

Ces derniers font l'objet de l'étude de l'optimisation de la production qui est toute basée sur l'approche connue dans le monde pétrolier sous nom de **l'analyse nodale**.

L'analyse nodale est une technique qui permet la prédiction de la productivité du réservoir et l'optimisation des complétions des puits ainsi que leur réseau de collecte et ceci dans le but de faire produire le gisement exploité, le plus longtemps possible à son plus haut potentiel.

L'objectif de tout pays producteurs des hydrocarbures est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec toutes les méthodes de récupération, parmi lesquels on a : le **Gas-lift**.

Le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter **le minimum** pour produire **le maximum** de l'huile.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit en utilisant le logiciel **PIPESIM**.

Cette mémoire est structurée en trois chapitres, suivi d'une conclusion et recommandations :

- ✓ Le premier chapitre est consacré à la présentation performance du puits.
- ✓ L'analyse nodale et logiciel PIPESIM et le Gaz-Lift ; on fait l'objet du second chapitre
- ✓ Et dans le troisième chapitre, nous avons fait l'analyse pratique.

Chapitre I

Performance d'un puit

I.1. Mécanismes De Drainage D'un Gisement

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides à l'intérieur de la roche-réservoir vers le puits de forage. On distingue :

- Le drainage naturel d'un puits.
- Le drainage assisté.

a - Mécanisme de drainage naturel (drainage "primaire")

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de sa facilité d'écoulement. En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

- 75 % pour le gaz.
- 30 % maximum pour l'huile.

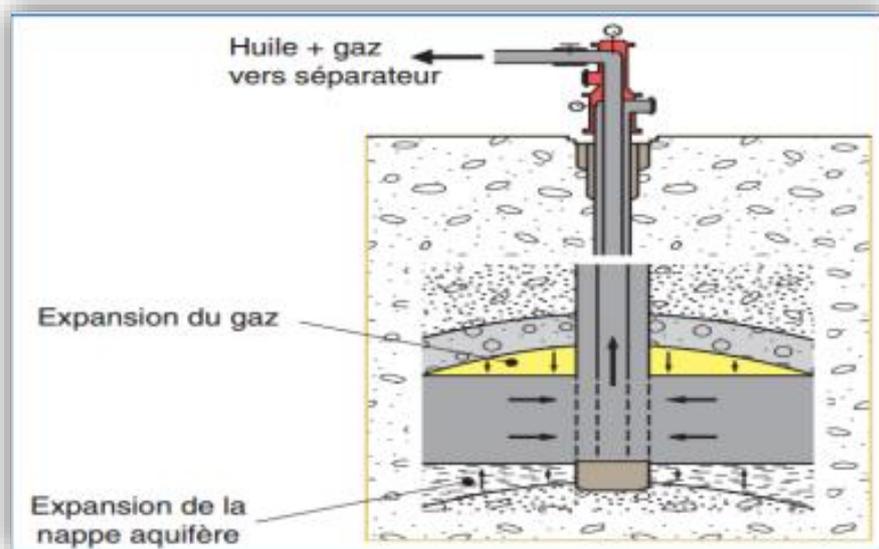


Figure I.1: Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement

Migration de la nappe aquifère : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche-réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans les pores de la roche.

b - Drainage assisté ("secondaire et tertiaire"):

Le drainage assisté se fait par injection d'énergie au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il permet d'augmenter le taux de récupération de l'huile d'environ 10 %.

Pour les réservoirs de faible volume et de structure adaptée, on utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de la roche-réservoir :

- ❖ Drainage secondaire : injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz au-dessus du gisement : on provoque un drainage vertical du réservoir.
- ❖ Drainage tertiaire : injection de vapeur d'eau réalisée dans la roche-réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimiques (émulsions eau/huile/tensioactifs, solutions de polymères dans l'eau).

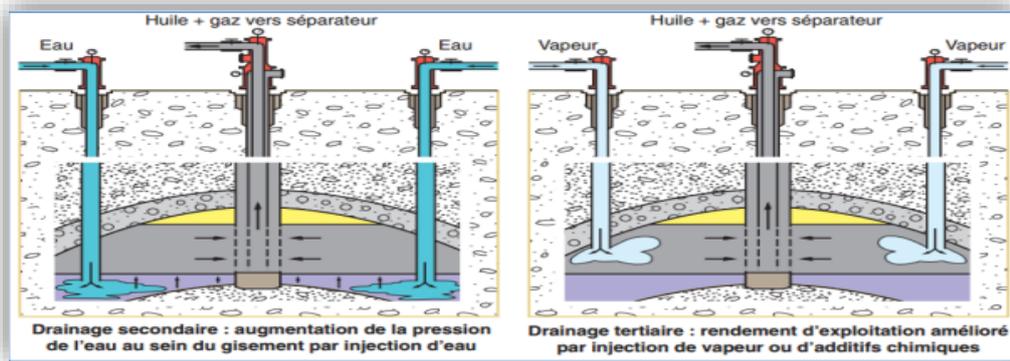


Figure I.2: Drainage assisté du réservoir

I.2. Les Equations de performance d'un puit

Pour déterminer la perte de charge produite dans un réservoir, une équation représentant les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou au frottement visqueux en fonction de la vitesse ou du débit nécessaire est utilisée.

Les filtres à sable de Darcy avaient une section transversale fixe, donc l'équation ne tenait pas compte des variations de vitesse avec l'emplacement. La loi de Darcy est énoncée sous une forme différentielle comme suit:

$$v = \frac{\kappa}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (I.1)$$

Où :

v: Vitesse apparente du fluide.

κ: Perméabilité du milieu poreux.

μ: Viscosité du milieu.

$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

I.2.1. Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (Fig. I.2) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{\kappa \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots(I.2)$$

Si on suppose que k et q sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{\kappa \cdot A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots(I.3)$$

Par intégration:

$$P_2 - P_1 = \frac{q \cdot \mu}{\kappa \cdot A} \cdot L \dots\dots\dots(I.4)$$

Ou bien:

$$q = \frac{c \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots(I.5)$$

Ou c est un facteur de conversion des unités (ou c =1 en unités de Darcy, Et c= 1,127 10⁻³ en unités pratiques).

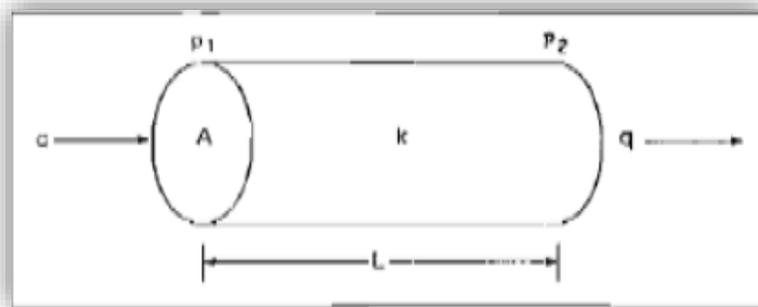


Figure I.3: Ecoulement linéaire

I.2.2. Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être appliquée à un écoulement radial, mais comme la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (I. 6), comme le montre la Fig. (I. 3), et le résultat est:

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots(I.6)$$

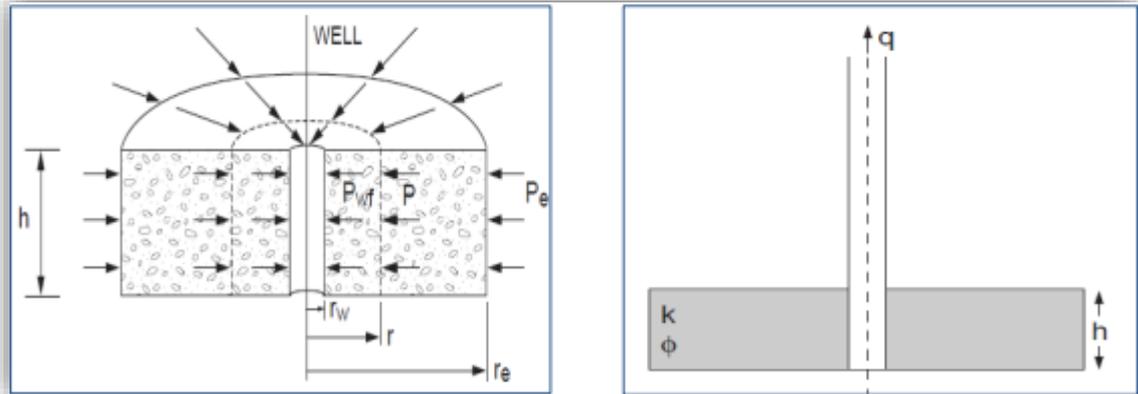


Figure I.4 : Ecoulement radial

I.2.2.1 Ecoulement de l'huile :

Nous supposons que l'huile est légèrement compressible lorsque nous appliquons l'équation de Darcy au débit d'huile dans un réservoir.

Le facteur de volume de formation B_o est utilisé pour gérer le léger changement de q avec la pression, permettant de représenter le débit en volumes de surface ou de réservoir. Pour le débit d'huile, l'équation (I. 7) est la suivante:

$$q_o \cdot B_o = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu} \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right) \dots\dots\dots(I.7)$$

Où :

$$2\pi \cdot h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} \cdot dP = q_o \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots(I.8)$$

En intégrant cette équation, on suppose que la fonction de pression $f(P) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$, est indépendante de la pression ou qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits.

Cette hypothèse est nécessaire car il n'y a pas d'équation analytique simple pour ce terme qui puisse être exprimée en fonction de la pression.

En utilisant cette hypothèse et en intégrant l'équation (I. 9) le long du rayon de drainage du puits, l'équation (I. 9) est la suivante :

$$q_o = \frac{2\pi \cdot k_o \cdot h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (I.9)$$

Dans le système des unités du champ (Field units) l'équation s'écrit comme suit :

$$q_o = \frac{0,00708.k_o.h.(P_e - P_{wf})}{\mu_o.B_o.\ln\frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots(I.10)$$

Où :

q_o : Débit entrant, **STB/Day**.

k_o : Perméabilité effective à l'huile, **md**.

h : Epaisseur du réservoir, **ft**.

P_e : Pression à $r = r_e$, **psia**.

P_{wf} : Pression dynamique de fond, **psia**.

r_e : Rayon de drainage du puits, **ft**.

r_w : Rayon du puits, **ft**.

μ_o : Viscosité d'huile, **cp**.

B_o : Facteur volumétrique d'huile, **bbt/STB**.

L'équation (1.10) s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) (P_e =constante), écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage.

Il est utile d'exprimer l'équation (4.10) en termes de pression moyenne de réservoir \overline{P}_R et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-steady) ou l'écoulement stabilisé ($\overline{P}_R - P_{wf} =$ constante) comme suite :

$$q_o = \frac{0,00708.K_o.h.(\overline{P}_R - P_{wf})}{\mu_o.B_o.\ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(I.11)$$

\overline{P}_R : La pression moyenne dans la zone de drainage du puits, **Psia**

I.2.3. Concept d'index de productivité :

Gilbert a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} n fonction du débit Q , c'est l'**IPR**.

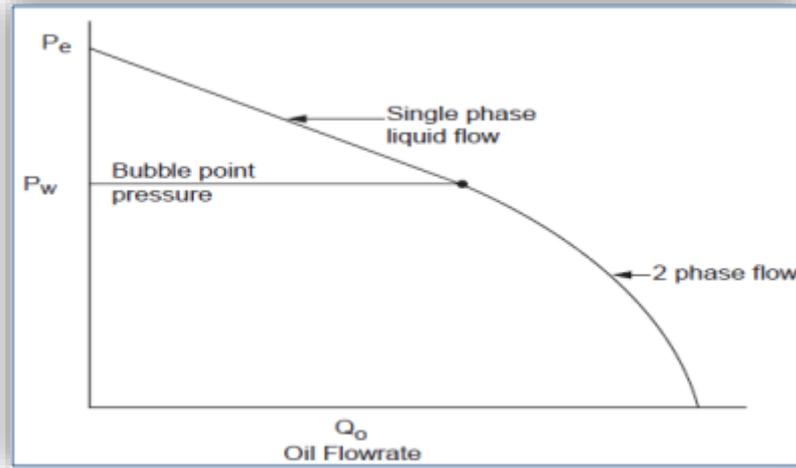


Figure I.5: La courbe IPR

Les extrémités de courbe **IPR** sont la pression moyenne du réservoir P_r à un débit compris entre zéro et le débit maximal Q_{max} qui s'écoule au fond du puits à une pression nulle; cependant, cette valeur n'est pas réalisable en pratique car la pression d'écoulement au fond du puits doit toujours être finie.

Au-dessus du point de bulle, les courbes des **IPR** ont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité **IP** est égale à la pente inverse de la courbe **IPR**.

Au-dessous du point de bulle, le gas sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

Le rapport entre le débit entrant au puits (**Well Inflow rate**) et la chute de pression dans le réservoir (drawdown) a été souvent exprimé sous forme d'index de productivité IP, où :

$$IP = \frac{0,00708.k_o.h}{\mu_o.B_o.\ln(0,472\frac{r_e}{r_w})} \dots\dots\dots (I.12)$$

L'équation (III.11) est valable seulement si la fonction de pression $f(P) = \frac{K_o}{\mu_o.B_o}$ est constante.

L'index de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$IP = \frac{0,00708 . h}{(\overline{P_R} - P_{wf}) . \ln(0,472\frac{r_e}{r_w})} \cdot \int_{P_{wf}}^{\overline{P_R}} \frac{k_o}{\mu_o . B_o} dP \dots\dots\dots (I.13)$$

I.3. Inflow Performance Relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($\bar{P}_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

I.3.1 La technique de l'indice de productivité :

L'indice de productivité est défini comme le nombre de barils produits par jour pour chaque psi de prélèvement de pression de fond (chute); le prélèvement est défini comme la différence entre les pressions de fond statiques et dynamiques; nous pouvons le décrire à l'aide d'une équation simple:

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

IP: Indice de productivité (bpd/psi)

Q : Le débit produit (baril par jour)

P_{ws} : Pression de fond statique (psi)

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

Lorsque la pression de fond tombe en dessous de la pression de bulle (la pression à laquelle la première bulle de gaz est expulsée du liquide), l'approche IP s'attend à ce que tous les débits de production ultérieurs augmentent linéairement avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas.

Lorsque le gaz est libéré du pétrole, il y aura un écoulement diphasique près du puits, abaissant l'indice de productivité.

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

I.3.2 Méthode de Vogel :

En 1968, J. V Vogel a conçu un modèle empirique pour prévoir l'indice de productivité des puits avec des pressions de fond statiques inférieures aux pressions de bulle. Il a calculé le RPI à partir de nombreux puits avec des pressions de fond variables et des formations de différentes caractéristiques pétrophysiques contenant différents fluides en PVT, a affiché la courbe RPI et a déduit son équation de cette courbe:

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

q_o : Débit entrant (inflow rate) correspondant a P_{wf} .

$q_{o(max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

\overline{P}_R : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel est une solution générique pour un réservoir générant en dessous du point de bulle, c'est-à-dire en régime de gaz dissous (entraînement au gaz). Au-dessus du point de bulle, l'équation de Darcy classique est toujours vraie lorsque l'on considère l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (technique IP). De nombreuses modifications ont été apportées à l'équation de Vogel afin de l'adapter aux différents scénarios.

I.4. Tubing Performance Curves (TPC):

La connexion entre le débit de surface et la chute de pression dans le tube est décrite par les performances de sortie. Comme les fluides sont polyphasiques, il est difficile d'établir et de prédire cette connexion.

L'étude de la courbe d'écoulement nécessite par conséquent la connaissance du comportement des phases, des températures d'écoulement, de la densité effective du fluide et des pertes de charge. Les résultats de la performance des sorties sont fréquemment illustrés visuellement.

Le graphique le plus populaire est celui qui représente la fluctuation de la pression de fond dynamique (pression du trou de fond qui coule) en fonction du débit à une pression en aval constante (pression de tête ou pression du séparateur).

I.5. Les différentes corrélations de pertes de charges :

Plusieurs corrélations ont été trouvées au fil du temps pour estimer le rapport de la composante du gradient à l'écoulement vertical polyphasique. Beggs et Brill ont organisé les connexions les plus récentes en trois grands groupes, chacun avec un niveau différent de complexité et d'approche.

Catégorie A: Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré « Poettmann & Carpenter, Fancker & Brown ».

Catégorie B: L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré « Hagedorn & Brown, Gray ».

Catégorie C: Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés « Beggs & Brill, Orkiszewski, Duns & Ros ». Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits.

I.5.1. L'utilité des corrélations :

Les corrélations verticales des écoulements polyphasiques sont si précises qu'elles se sont avérées très précieuses pour les fabricants. Ils sont utilisés pour effectuer les tâches suivantes:

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

Chapitre II

*Analyse Nodal et
Logiciel PIPESIM*

II.1. Analyse Nodale

II.1.1 Définition :

L'analyse nodale est utilisée pour analyser un système de production mondial (en commençant par la pression statique du réservoir et en terminant par la pression statique du séparateur).

Il s'agit d'une approche d'optimisation utilisée pour examiner les problèmes de production et améliorer les performances du système de gestion des puits. Depuis que Gilbert l'a développée dans les années 1950, cette approche a été largement utilisée dans les secteurs pétrolier et gazier.

II.1.2. Importance de l'analyse nodale :

Tout puits de production est foré et complété afin d'extraire du pétrole, du gaz ou de l'eau d'un réservoir et de le ramener à la surface. L'énergie est nécessaire pour surmonter les pertes de charge dans le système de transport lors de l'extraction de ces fluides. Le système de fabrication peut être simple ou complexe, avec de nombreux composants où des creux de pression se produisent.

La figure (II.1) représente un diagramme simplifié du flux d'effluents pendant la production ainsi que des différentes pertes de charge qui peuvent survenir dans tout le système, du réservoir au séparateur. Il est en outre subdivisé comme suit:

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack).
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité).
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).

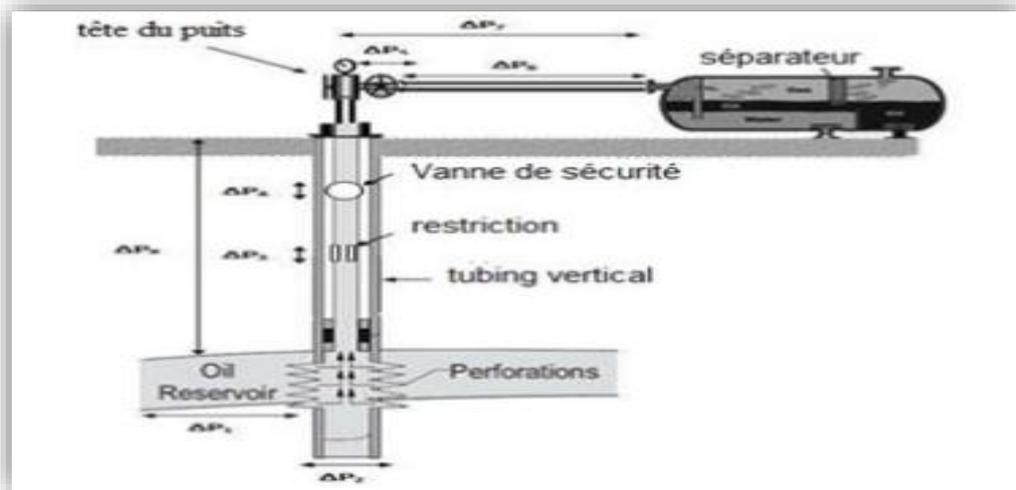


Figure II.1. Pertes de charge possible dans un système de production

II.1.3. Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer la performance de systèmes composés de plusieurs éléments qui interagissent les uns avec les autres. La procédure implique la sélection d'un nœud dans le puits et la division du système à ce stade. La figure II.2 représente les nœuds qui ont été utilisés.

La partie d'entrée est constituée de tous les composants en amont du nœud, tandis que la section de Sortie est constituée de tous les composants en aval du nœud.

Chaque élément du système doit avoir un lien entre le débit et la perte de charge. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les exigences suivantes sont satisfaites au niveau du nœud:

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

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

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

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

La perte de charge dans tout composant varie avec le débit q une représentation de la pression en fonction du débit crée deux courbes dont l'intersection donne un point qui vérifie les deux conditions énumérées ci-dessus; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet d'un changement dans n'importe quel composant peut être étudié en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques du composant.

La courbe de sortie reste inchangée si la modification est effectuée au niveau des composants ascendantes. Même si les pressions fixes sont échangées en raison d'un épuisement ou d'un changement des conditions de séparation, nous aurons un autre point de fonctionnement, c'est-à-dire une nouvelle capacité d'écoulement, si l'une des deux courbes change.

Les étapes sont les suivantes:

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

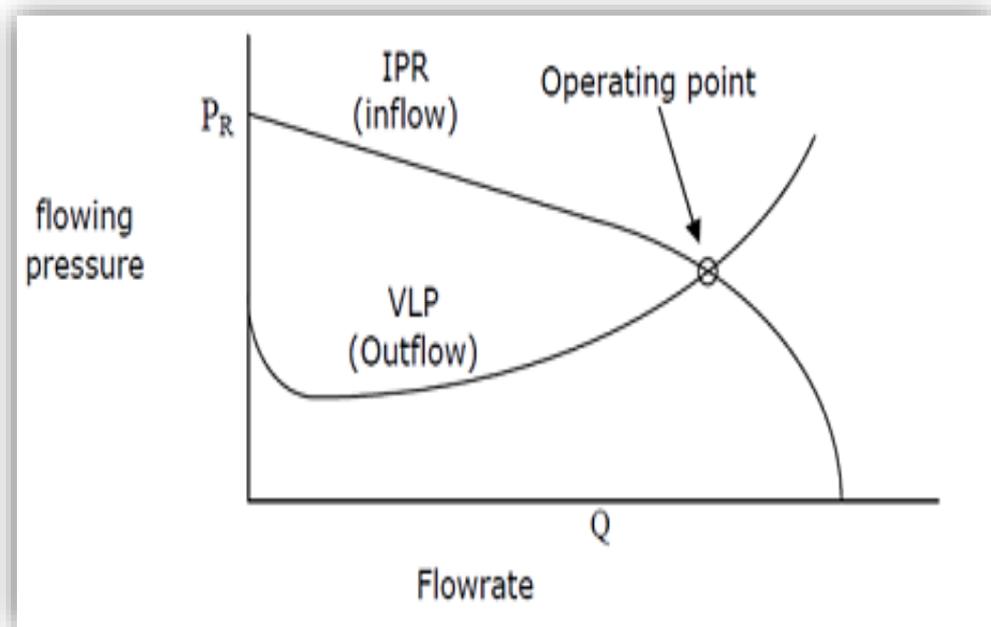


Figure II.2. Courbe d'outflow et inflow

II.1.4. Les différentes positions du nœud :

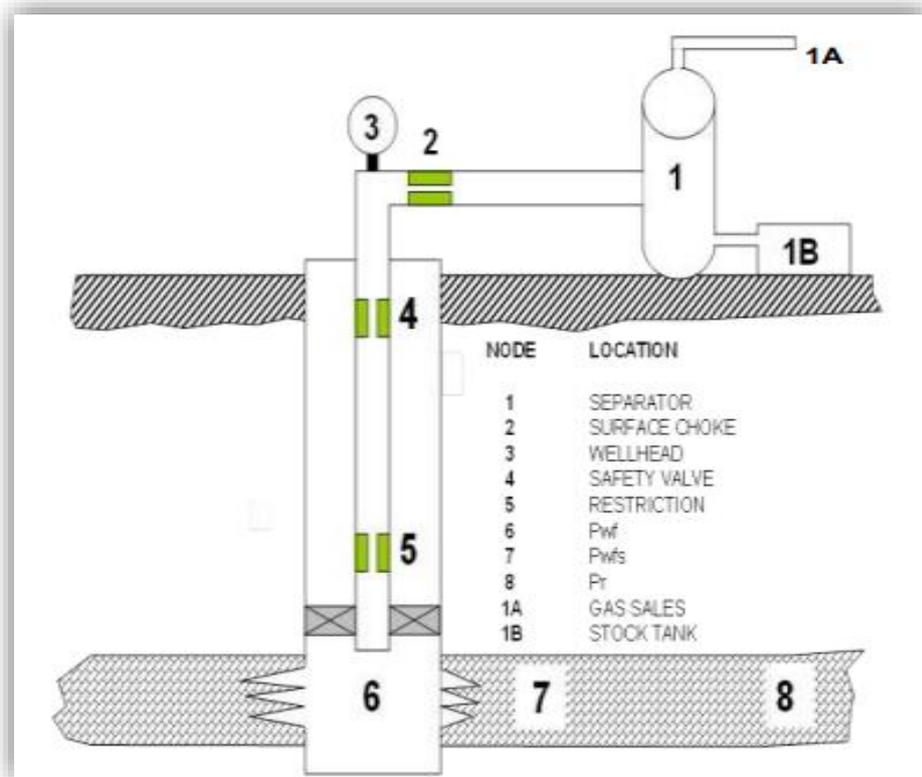


Figure II.3. Les différentes positions du nœud

❖ **Nœud1:** (séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de séparateur sur le fonctionnement du puits. Les données nécessaires sont :

- 📁 IPR mesuré du puits
- 📁 Chute de pression dans le tubing en fonction de débit
- 📁 Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit

❖ **Nœud2:** (duse)

L'emplacement de nœud2 (duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- 📁 IPR.
- 📁 Chute de pression en fonction de débit.
- 📁 L'équation $P_{wf} = f(GLR, q, \varnothing)$

Avec

\varnothing : Diamètre de la duse 1/64 in

q : Débit de production.

❖ **Nœud3:** (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flowlines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- 📁 IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- 📁 Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- 📁 Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- 📁 Pression de séparation.

La figure (II.4) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits. L'augmentation du diamètre de la collecte ($D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$) est suivie par une augmentation de débit de production ($q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$).

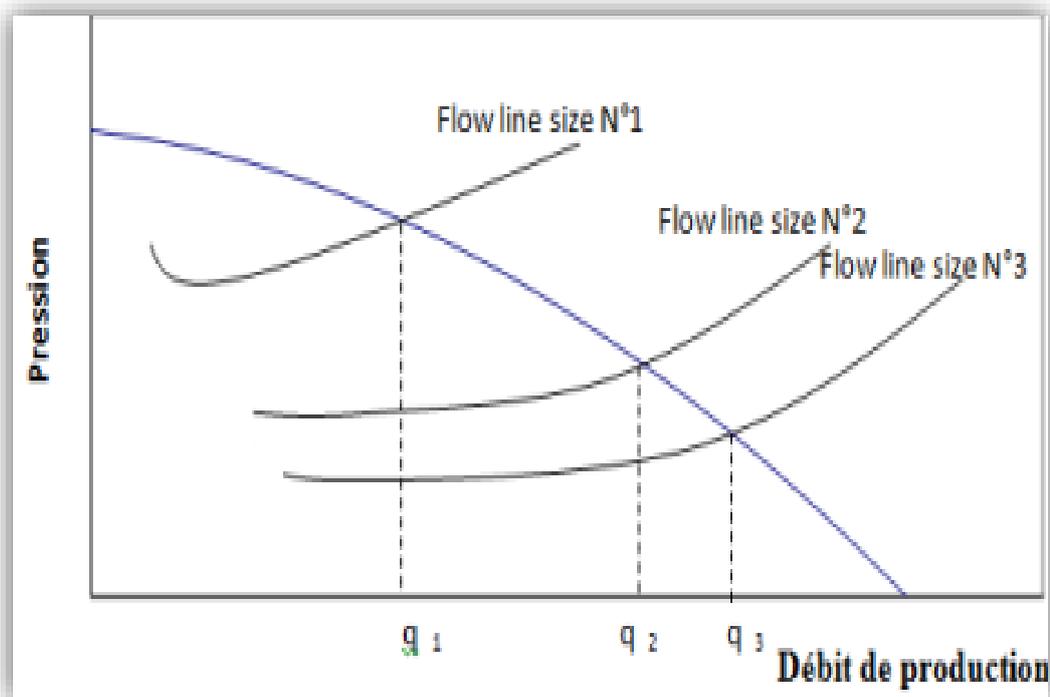


Figure II.4. L'effet du diamètre du flow line.

❖ **Nœud6:** (fond du puits)

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits qui est l'un des objectifs de ce travail. Les données nécessaires sont:

- 📁 Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.

- ☞ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ☞ Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- ☞ Pression de séparation.

❖ **Nœud 8** : (réservoir)

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits .Les données nécessaires sont:

- ☞ IPR.
- ☞ Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- ☞ Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- ☞ Pression de séparation.

La figure (II.5) montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

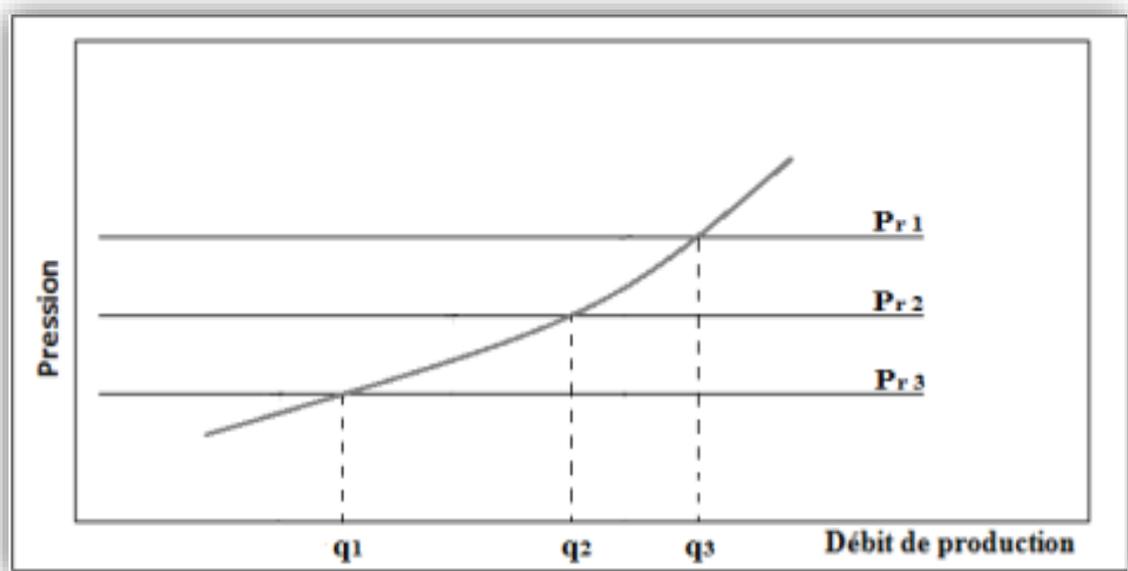


Figure II.5. L'effet du déclin de la pression du réservoir

II.1.5. Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits de pétrole ou de gaz produira tout en tenant compte de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturel).
- Déterminer les conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) dans lesquelles un puits cessera de produire.
- Définir la période appropriée pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider à la sélection de l'approche.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Examinez chaque composant du système de production pour voir s'il a un impact négatif ou positif sur le débit de production.
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

II.2. Logiciel PIPESIM

II.2.1. Définition :

La conception et l'étude des systèmes de production de pétrole et de gaz utilisent le programme de simulation d'écoulement en régime permanent multiphasé PipeSim.

Le flux polyphasique du réservoir à la tête de puits peut être modélisé à l'aide d'outils tels que le logiciel PipeSim.

Afin de produire une analyse approfondie du système de production, il évalue également les performances des conduites d'écoulement et des installations de surface.

Le programme PIPESIM nous aide à optimiser les opérations de production et d'injection en utilisant des techniques de modélisation avancées telles que l'analyse nodale, l'analyse PVT, la remontée de gaz et la modélisation de l'érosion et de la corrosion.

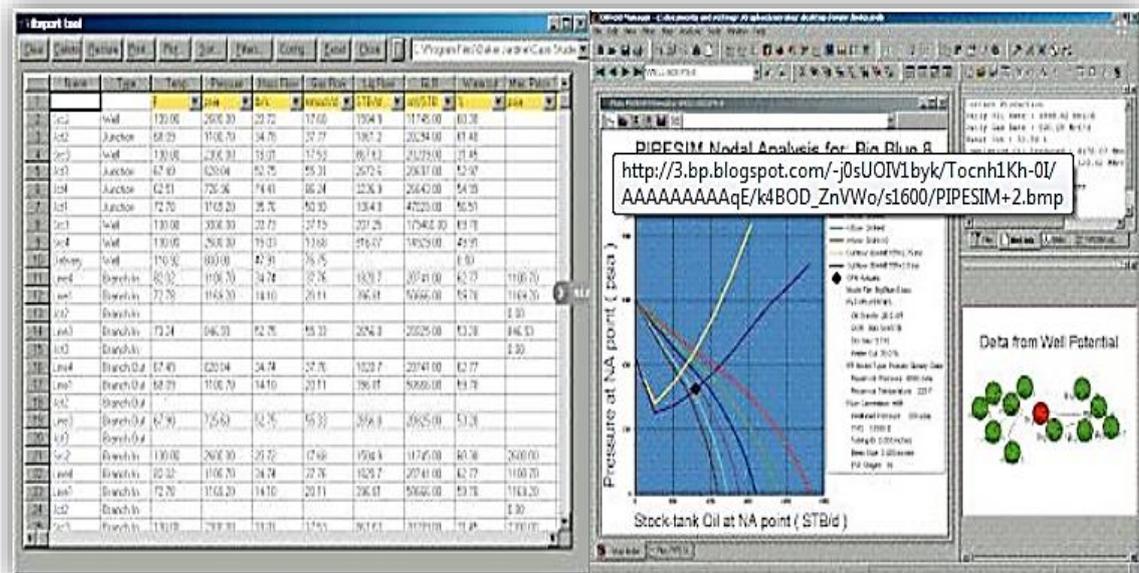


Figure II.6: New modeling techniques for nodal analysis

Le logiciel PipeSim offre un ensemble complet d'outils de modélisation multiphasé du pétrole et du gaz pour les puits, les pipelines et les réseaux de production. Il s'agit d'un logiciel qui simule un écoulement en régime permanent multiphasé afin de modéliser des puits, des pipelines et des systèmes de production. Il contient :

- Module réseau: Fournit une simulation de réseau multiphasé rigoureuse pour les systèmes de production/distribution complexes.

- Module d'optimisation (GOAL) : Simulateur pour l'allocation et l'optimisation des ascenseurs à gaz à l'échelle du champ. Les ingénieurs et les opérateurs peuvent utiliser.
- Module d'outil de planification sur le terrain (FPT) : en raison des capacités de modélisation du cycle de vie et de la production des réservoirs.
- HoSim est un puissant simulateur de performance de puits horizontal et multilatéral.
- PRodman contrôle les données opérationnelles des champs pétroliers et gaziers. Les modèles de système de production PipeSim, ainsi que les connexions automatiques aux bases de données de production et SCADA, assurent la surveillance, le dépannage et la maintenance.

II.2.2 Module d'optimisation PIPESIM Gas lift:

Le programme de simulation et d'optimisation PipeSim génère des solutions en temps réel en utilisant un algorithme pour déterminer la distribution appropriée du gaz d'injection de levage de gaz dans le système de production. À tout moment, des limitations complexes telles que la capacité de traitement de l'eau et du gaz peuvent être incorporées dans le modèle. La solution d'optimisation est destinée à un usage quotidien et peut créer un soulèvement artificiel dans de vastes zones en quelques secondes.

Le modèle de système peut être connecté à des bases de données de production et à des systèmes SCADA pour une optimisation de la production en temps réel en utilisant les données les plus récentes du système de diagnostic de puits et d'usine ProdMan en temps réel.

Avantage :

- ◇ Maximisez le rendement de l'approvisionnement limité en gaz de levage.
- ◇ Augmenter les ventes de gaz en reconnaissant les exigences du système d'extraction de gaz.
- ◇ Module d'analyse de réseau dans PipeSim.

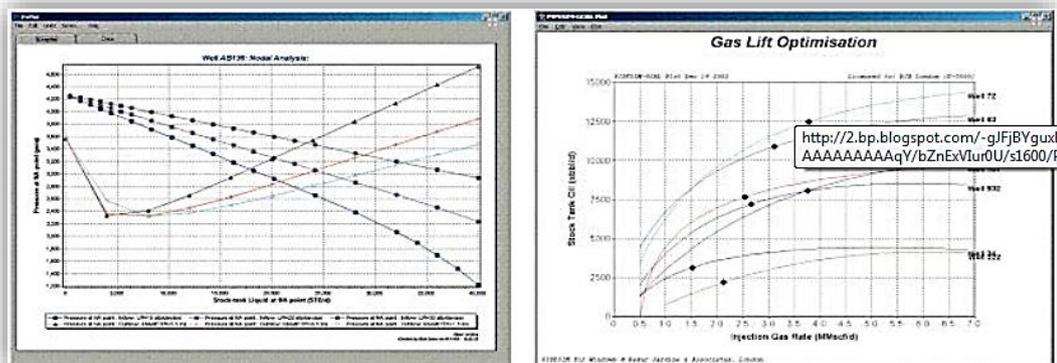


Figure II.7: Optimisation PIPESIM Gas lift

Le programme PipeSim simule non seulement l'écoulement polyphasique du réservoir à la tête de puits, mais il prend également en compte les performances des conduites d'écoulement et des installations de surface pour une étude approfondie du système de production.

Avantage :

- Créé de nouveaux puits verticaux, horizontaux et multilatéraux et examine les puits existants.
- Créé des systèmes de levage artificiels utilisant du gaz et de l'ESP.
- Utilise plusieurs paramètres de sensibilité pour effectuer une analyse nodale complète à n'importe quel point du système hydraulique.

II.3. Le gaz-lift

Lorsque la pression de fond du puits est trop élevée, le réservoir ne peut pas ramener l'effluent à la surface, ainsi du gaz est injecté à des profondeurs précises pour alléger la colonne de production et ainsi abaisser la pression de fond du puits. C'est ce qu'on appelle la technique du gas lift.

L'objectif de gas lift est de générer le plus d'énergie avec le moins de pertes de charge possible dans la colonne de production.

II.3.1 Le principe du gaz-lift :

L'idée de base derrière gas lift est d'injecter aussi profondément que possible afin de réduire la colonne de fluide contenue dans le tube. Comme si nous ajoutions une source d'alimentation au fond du puits pour aider le réservoir à transporter les eaux usées vers le séparateur.

La quantité de gaz injectée ne doit pas dépasser un seuil déterminé; c'est le GLRT optimal.

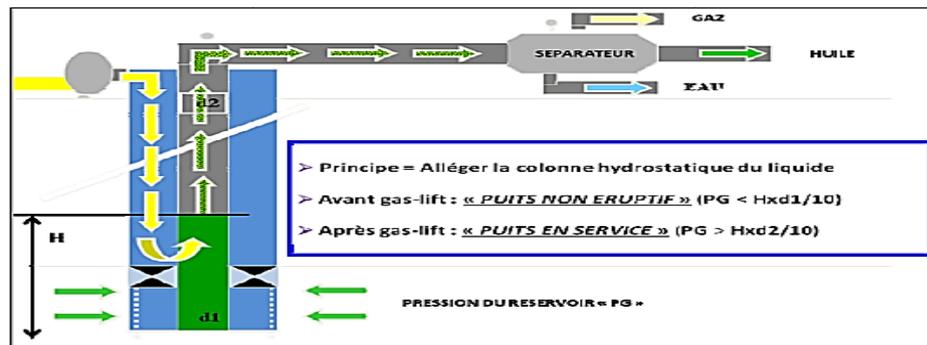


Figure II.8 : principe du gaz lift

II.3.2 Les type du gaz-lift :

II.3.2.1 Classification suivant le mode d'injection :

a. Gaz-lift continue :

Ce mode de gaz lift consiste à injecter le gaz en permanence ou en continu à un débit et une pression prédéterminés, ainsi qu'à une profondeur qui assure l'allègement de la colonne de production, permettant à l'effluent du réservoir de remonter à la surface.

b. Gaz-lift intermittent :

Elle est temporairement réalisée en introduisant une quantité bien définie de gaz sous pression à un débit élevé dans la partie inférieure de la colonne de production, provoquant la remontée du fluide qui y est contenu. Lorsque la pression dans la moitié inférieure commence à baisser, le fluide quitte son accumulation et est éjecté de la même manière, et ainsi de suite.

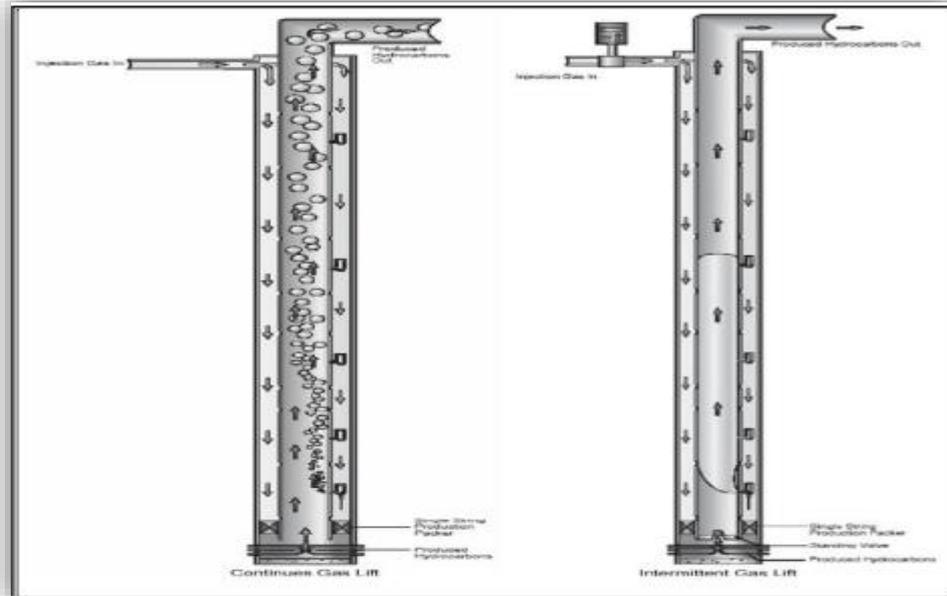


Figure II.9 : Gas lift continue et intermittent

II.3.2.2 Classification en fonction de la complétion :

a. Gaz-lift direct :

Dans ce cas, l'injection de gaz est effectuée par l'annulaire et la production est effectuée par le Tubing; c'est la méthode la plus courante et la plus utilisée, car elle permet une plus grande optimisation et manipulation de l'équipement, ainsi que des opérations d'intervention.

b. Gaz-lift indirect :

Dans ce cas la méthode d'injection et la production se diffère à la précédente. Il y a plusieurs techniques qui sont les suivants :

b.1. Production par le Casing et injection par le Tubing :

Cette technique est appropriée pour des débits d'injection plus élevés; néanmoins, ces derniers cas présentent des défauts majeurs tels que:

- ◇ Des mesures peuvent être effectuées du côté des effluents.
- ◇ Nécessite un très grand volume de gaz.
- ◇ Le design de l'équipement est très spécial.
- ◇ N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

b.2. Tubing concentrique :

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le Tubing, généralement à partir d'une opération Snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4".

b.3. Gaz-lift parallèle :

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit, il est utilisé dans le cas où :

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

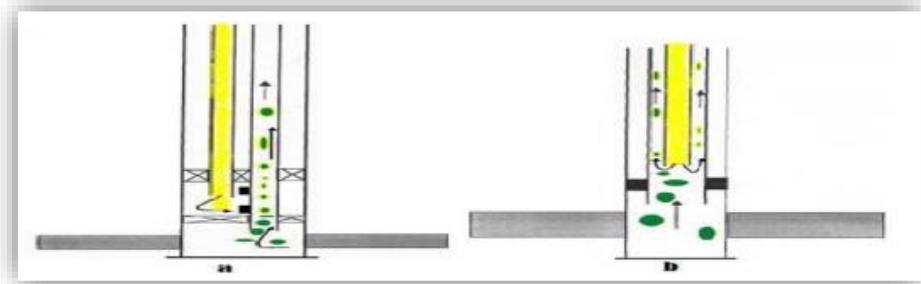


Figure II.10 : Gaz lift en tubing concentrique et parallèle

b.4. Gaz-lift double :

Pour les complétions multiples où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes.

II.3.2.3 Classification en fonction de circuit d'injection :

a. Circuit ouvert :

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

b. Circuit fermé :

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est ré-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits.

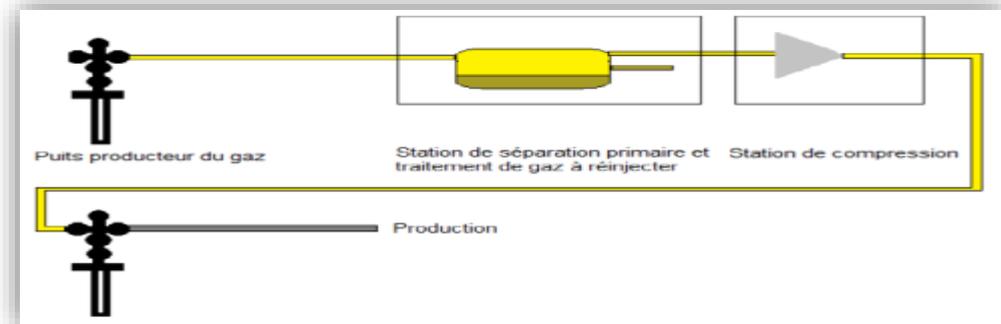


Figure II.11 : Gaz lift en circuit ouvert

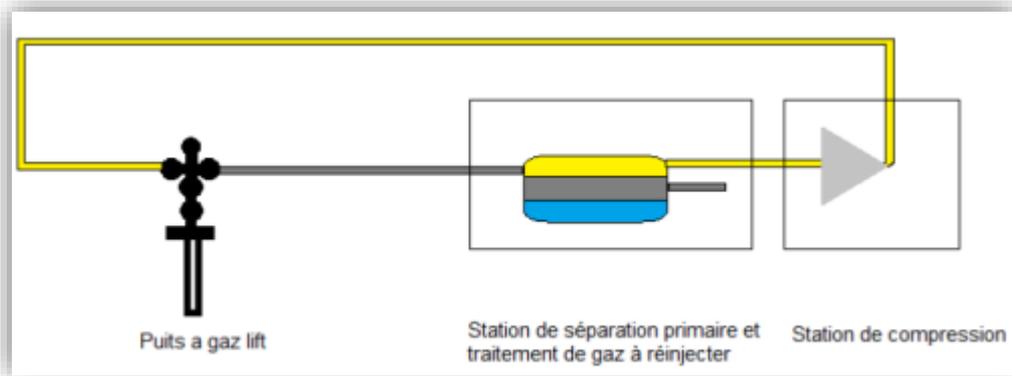


Figure II.12 : Gaz lift en circuit fermé

II.3.3 Les équipements du gaz-lift :

Le but des équipements du gaz lift est d'assurer la circulation du gaz de surface vers le Tubing, pour l'alléger et permet à l'effluent de remonter en surface.

Donc il faut avoir des équipements en surface et au fond. Par exemple en surface, si la pression n'est pas suffisante il faut comprimer le gaz injecté par un compresseur. Pratiquement, il faut des orifices pour l'injection de gaz, ces orifices s'appellent les vannes. Le tableau III.1 montre ces équipements du fond et de surface.

Tableau II.1 : Les équipements du Gaz-lift

| Placement | Equipements |
|-----------|---|
| Surface | <ul style="list-style-type: none"> - Equipement de compression : comprimer le gaz qui arrive de la station de séparation avant qu'il est envoyé au puits pour l'injection . - Réseau de distribution HP : c'est un collecte des plusieurs pipes qui conduisent le gaz à haute pression vers les puits qui sont reliés avec ses réseau . - Les équipements de mesure et du contrôle : qui sont , le manomètre pour la pression , le thermomètre pour la température , les duses pour le réglage manuel du débit , l'orifice DANIEL et l'indicateur BARTON pour la mesure du débit . - Réseau de distribution BP : ce réseau achemine le gaz dans le sens à basse pression , qui commence de tête du puits vers la station de séparation après , le stockage pour l'huile et la station de compression et de déshydratation pour le gaz . - L'équipement de déshydratation : pour éliminer l'eau qui vient du coning du gaz , parce qu'il provoque les hydrates . l'opération de déshydratation se fait avec des agents qui sont généralement le TEG (triéthylène glycol) et le DEG (diéthylène glycol) - Inter metteur : approprié pour le gaz-lift intermittent , il est pour le réglage de la périodicité et la duré d'injection . |
| Fond | <ul style="list-style-type: none"> - Les mandrins : c'est une architecture placée dans le tubing pour permettre de porter la vanne d'injection du gaz sans influence sur le diamètre du tubing . Il y a trois types : mandrins conventionnel, mandrins à poche latérale, mandrins avec vanne concentrique. Voire l'annexe. Figure 1, 2, 3 . - Clapet anti retour : pour empêcher le retour du fluide dans la formation , elle est placée dans la base du tubing . |
| | <ul style="list-style-type: none"> - Tubing spool : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer aucun danger au dernier casing . - Sécurité annulaire : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assure la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important . - Les vannes d'injection : sont les éléments les plus importants, ses rôle et l'injection du gaz depuis l'annulaire vers le tubing . On peut voir ses composants dans l'annexe. Figure 4 . Selon la sensibilité au pression du tubing ou du casing, les vannes se divisent en deux type , les vannes opérées par le casing (COV) et les vannes opérées par le tubing (TOV) . voir l'annexe. Figure 5 , 6 . |

Chapitre III

Résultat et Discussion

III.1.Introduction

Le but du présent chapitre est d'aborder les points suivants d'examiner le puits **MDZ768** afin de reconnaître son historique en vue d'étudier sa performance, pour cela on appliquera l'analyse nodale à l'aide du logiciel **PIPESIM** pour proposer des solutions concernant les problèmes rencontrés sur le puits.

III.2. Présentation du champ HASSI MESSAOUED :

III.2.1 Historique du champ :

Le 16 janvier 1956, le gisement Hassi Messaoud a été découvert par le premier forage MD1, qui a été implanté après un compagnon de réfraction sismique non loin du puits camel Hassi Messaoud. Du pétrole a été trouvé dans les grès cambriens le 15 juin de la même année, à 3338 mètres sous la surface. Le forage OM1 de la C. F. P. A., creusé en mai 1957, à 7 km au nord-nord-ouest de MD1, a vérifié la présence d'une quantité très considérable de pétrole dans les grès cambriens. En conséquence, le gisement était couvert par deux concessions distinctes: la SN.REPAL au sud et le C. F. P. A. au nord.

III.2.2 Situation géographiques :

À 350 kilomètres de la frontière avec la Tunisie et à 850 kilomètres au sud-est d'Alger se trouvent le champ de Hassi Messaoud. Le champ a une superficie d'environ 1600 km² imprégnée d'huile et une superficie maximale de 2500 km². Son emplacement dans le sud de l'Algérie selon les coordonnées Lambert est le suivant:

✎ 790.000 à 870.000 Est.

✎ 110.000 à 150.000 Nord.



Figure III.1 : situation Géographique du champ HMD

III.2.3 Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un anticlinal sous-circulaire massif d'un diamètre de 45 km et d'une direction Nord-Est et Sud-Ouest. Il présente plusieurs fissures, qui sont le résultat de mouvements tectoniques des plaques qui ont transformé la structure en anticlinaux. La fracturation hydraulique s'est faite naturellement dans les réservoirs.

Il y a deux sortes d'accidents qui ont un impact sur le réservoir:

- ❖ La structure tectonique de la région est mise en évidence par les failles subméridiennes et d'autres failles perpendiculaires aux directions Nord-Ouest et Sud-Est.
- ❖ Le gisement Hassi Messaoud est décrit dans une trilogie parfaite qui met en évidence les fractures sans rejets qui ont un impact significatif sur la fracturation du réservoir du point de vue du réservoir typique:
 - Hétérogènes verticalement et horizontalement.
 - En constante évolution en termes de débit de fluide.
 - Anisotrope: caractérisé par la présence de limon et une matrice de grains minuscules.

III.2.4 Caractéristiques des fluides et la roche :

- $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Huile Légère
- P_G (Pression de Gisement) variable : 120 à 400 kg/cm^2
- T_G (Température de Gisement) est de : 118 C°
- Densité moyenne en surface : $d_o = 0.8$ (API=45.4)
- La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ cp}$
- Le GOR de dissolution est variable : $R_G = 100$ à 5000 m^3/m^3
- La Perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La Porosité moyenne est de : $\phi = 5$ à 10 %

III.3 Présentation du puits à optimiser MDZ768 :**Tableau III.1 : Généralité et positionnement du puits MDZ768**

| | |
|------------------------|-------------------------------|
| Puits | MDZ768 |
| Zone | HZS (Hors Zone au Sud) |
| Périmètre | HASSI MESSAOUED |
| Date Fin Forage | 04/03/2021 |
| (X ,Y) | (832689.426,113960.4) |
| Situation | PRODUCTION HUILE |
| Etat | Ouvert |
| Manifold | E1C |

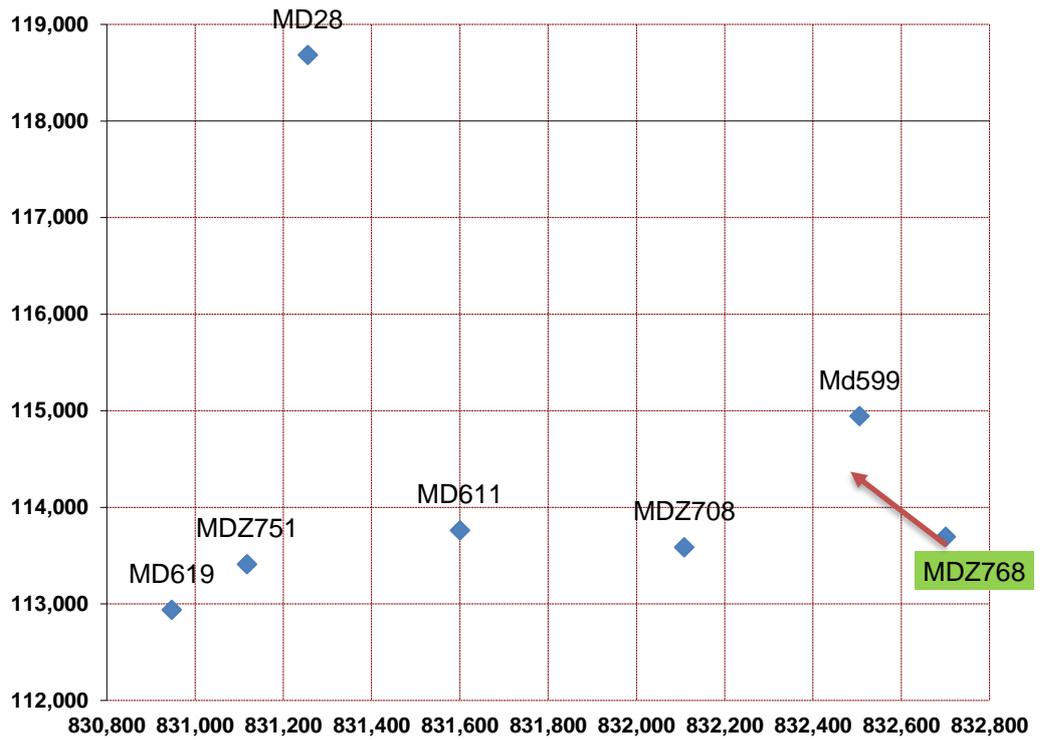


Figure III.2 : Carte de positionnement du puits MDZ768

Tableau III.2 : Résultat DST du puits MDZ768

| | |
|------------------------|------------------------|
| Date | Du 16/03 au 27/03/2021 |
| Côte DST | D5 à la TD 3500m (TVD) |
| P_g (kg/cm2) | 352 |
| P_{fd} (kg/cm2) | 288 |
| P_t (kg/cm2) | 116 |
| Débit (m3/h) | 10,74 |
| Salinité (mg/l) | 33 |
| Skin | -1,4 |
| I.P | 0,256 |
| Hk L (m.md) | 121 |
| GOR (m3/m3) | 176 |
| Duse (mm) | 9,53 |

Tableau III.2 : Operations effectuées sur le puits MDZ768

| Date Début | Date Fin | Opérations | Sous/opérations |
|------------|------------|--------------------|------------------------------------|
| 16/05/2023 | 16/05/2023 | OPERATION_SPECIALE | clean out au reformat |
| 23/01/2023 | 23/01/2023 | OPERATION_SPECIALE | Nettoyage au Reformat |
| 05/01/2023 | 05/01/2023 | OPERATION_SPECIALE | Tube Clean + Reformat Clean out |
| 22/12/2022 | 22/12/2022 | WIRELINE | Grattage Controle |
| 12/12/2022 | 12/12/2022 | OPERATION_SPECIALE | Reformat Clean Out |
| 24/09/2022 | 24/09/2022 | OPERATION_SPECIALE | Nettoyage au Reformat |
| 17/09/2022 | 17/09/2022 | WIRELINE | Controle |
| 27/07/2022 | 27/07/2022 | WIRELINE | Mesure de pression PFD |
| 25/05/2022 | 25/05/2022 | OPERATION_SPECIALE | Naphta/ Xyln Clean out |
| 10/01/2022 | 10/01/2022 | WIRELINE | Mesure de pression PFD |
| 30/10/2021 | 30/10/2021 | OPERATION_SPECIALE | Naphta / Xylen Clean Out |
| 21/10/2021 | 21/10/2021 | WIRELINE | Controle |
| 26/06/2021 | 26/06/2021 | WIRELINE | Mesure de pression PFD |
| 04/06/2021 | 04/06/2021 | WIRELINE | Controle |
| 12/05/2021 | 12/05/2021 | OPERATION_SPECIALE | Clean Out (Mise en production) |
| 15/04/2021 | 15/04/2021 | WIRELINE | Controle |
| 22/03/2021 | 22/03/2021 | WIRELINE | Mesure de pression PFS |
| 20/03/2021 | 20/03/2021 | OPERATION_SPECIALE | Kick Off During DST |
| 08/03/2021 | 08/03/2021 | DIAGRAPHIE | ----- |

III.4 Procédure de travail :

III.4.1 Insertion des données :

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

Well name:

Active:

Well type: Production Injection

Check valve setting:

Figure III.3 : Insertion des données d'un puits

General | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

| | Section type | Name | From MD m | To MD m | ID in | Wall thickness in | Roughness in | |
|---|--------------|--------|--------------|------------|----------|----------------------|-----------------|-----|
| 1 | Casing | Casing | 0 | 3340 | 6,094 | 0,453 | 0,001 | ... |
| 2 | Liner | Cmp | 3340 | 4157 | 5,036364 | 0,3743802 | 0,001 | ... |

+ ^ TUBINGS

| | Name | To MD m | ID in | Wall thickness in | Roughness in | |
|---|--------|------------|----------|----------------------|-----------------|-----|
| 1 | Tubing | 3022 | 2,441 | 0,2389 | 0,001 | ... |

+ TUBING

Name:

Grade:

Density: lbm/ft3

^ ANNULUS MATERIAL

Figure III.4 : Insertion des données d'un Tubulars

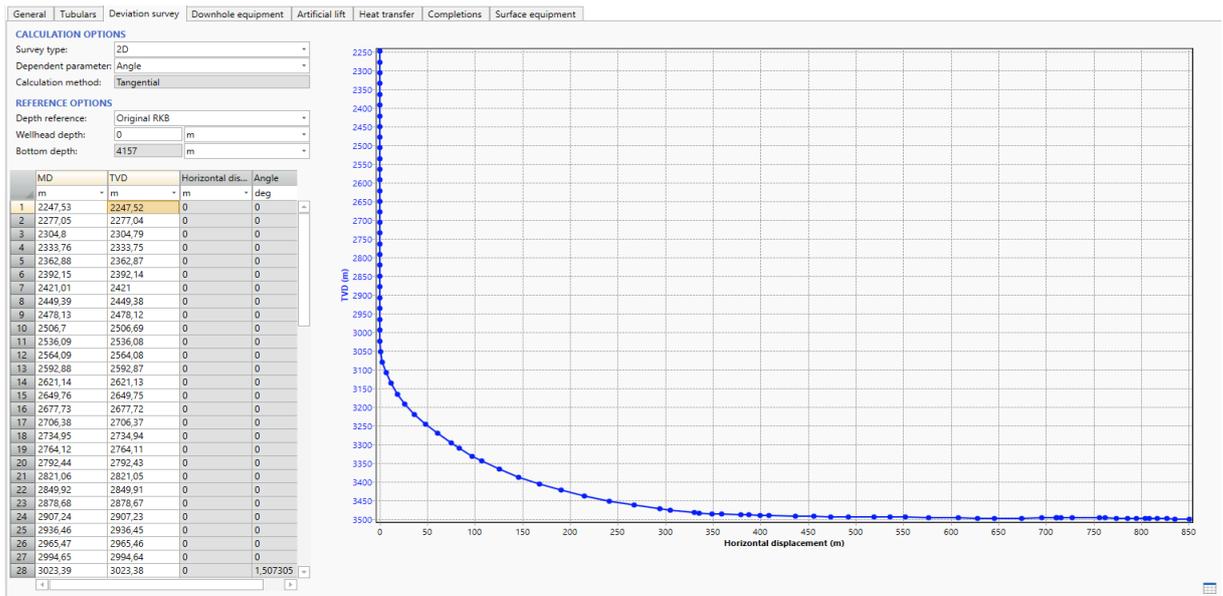


Figure III.5: Insertion des données d'un Deviation Survey

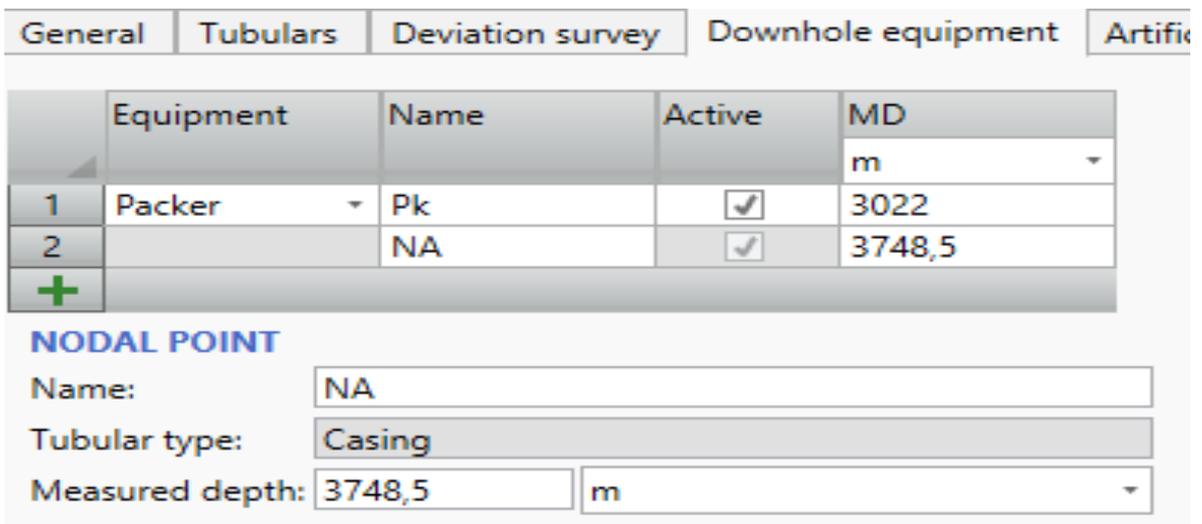


Figure III.6 : Insertion des données d'un Downhole equipment

GAS LIFT
 Injection option: Fixed injection ports Injection valve system
 Alhanati stability check:

| | Gas lift | Active | MD | Injection basis | Inj. quantity | Injection unit | Port size |
|---|----------|-------------------------------------|------|-----------------|---------------|----------------|-----------|
| 1 | GLI | <input checked="" type="checkbox"/> | 3000 | Injection g... | 15000 | sm3/d | 0,5 |

GAS PROPERTIES
 Gas specific gravity: Specify Use fluid model
 0,712

PUMP LIFT

| Equipment | Name | Active | MD |
|-----------|------|--------|----|
| | | | m |

GAS LIFT SYSTEM
INJECTION GAS SURFACE CONDITION
 Surface injection pressure: 200 kgf/cm2 g
 Surface injection temperature: 24 degC

Figure III.7 : Insertion des données d'un Artificial Lift

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer

U Value input: Single Multiple
 Heat transfer coefficient: 8 Btu/(h.degF.ft2)
 Ambient temperature input: Single Multiple
 Soil temperature at wellhead: 20 degC

Figure III.8 : Insertion des données d'un Heat Transfer

III.5 Inflow Performance Relationship (IPR) :

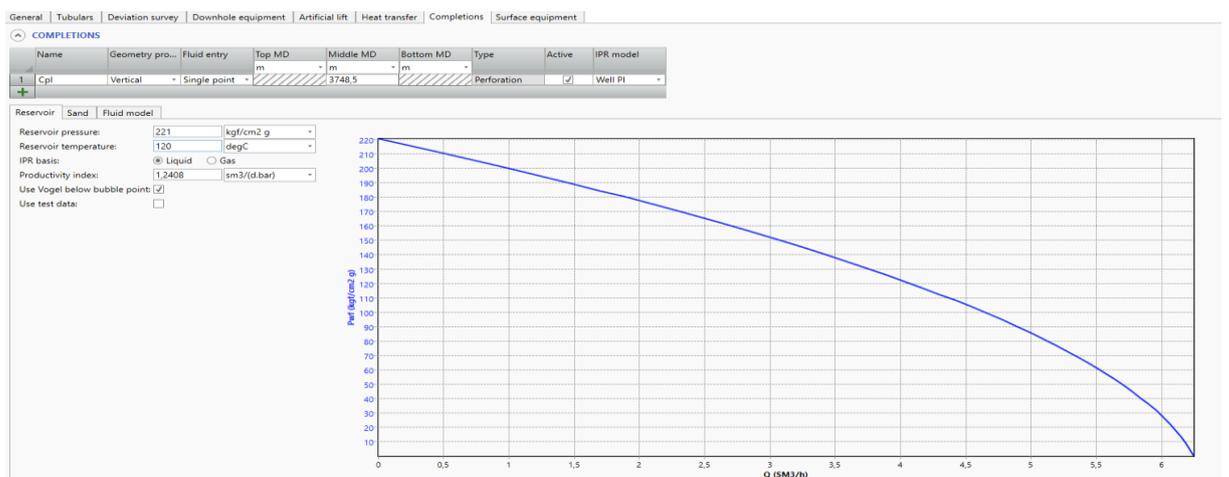


Figure III.9 : Courbe IPR du puits MDZ768

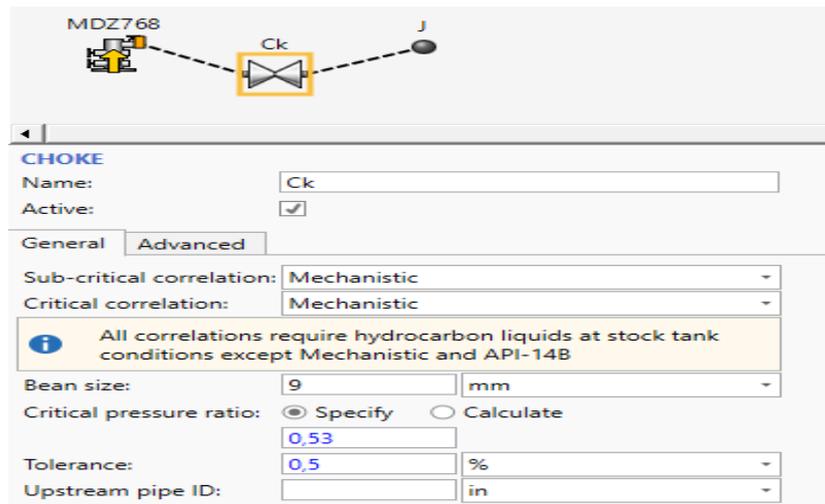
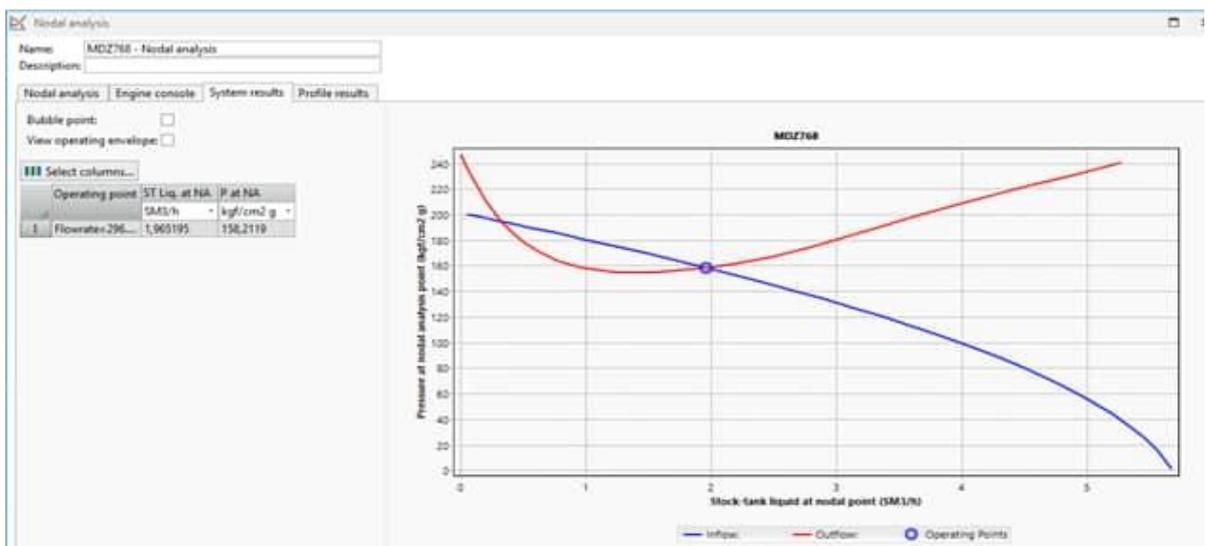


Figure III.10 : Insertion des données d'une surface equipment

III.6 Accordement de l'IPR avec le VLP :

a) Avant GL :



L'intersection entre la courbe IPR (Inflow) et la courbe VLP (Outflow) :

$$Q = 1.965195 \text{ sm}^3/\text{d}$$

$$P_{wf} = 158.2119 \text{ kgf/cm}^2 \text{ g}$$

b) Après GL:

Pour obtenir le point de fonctionnement du puits, il faut faire le Matching entre la courbe d'IPR et la courbe de VLP, pour connaître à quel débit et quelle pression le puits fonctionne.

On note que le VLP c'est le fonctionnement de partie 'outflow' du système, qu'est l'écoulement du fluide du fond jusqu'à la surface.

La figure suivante affiche le point de fonctionnement du puits, ce point montre que le débit de production était **3,898017 Sm³/h** et la pression au fond du puits était **126,0853 kgf/cm²g**.

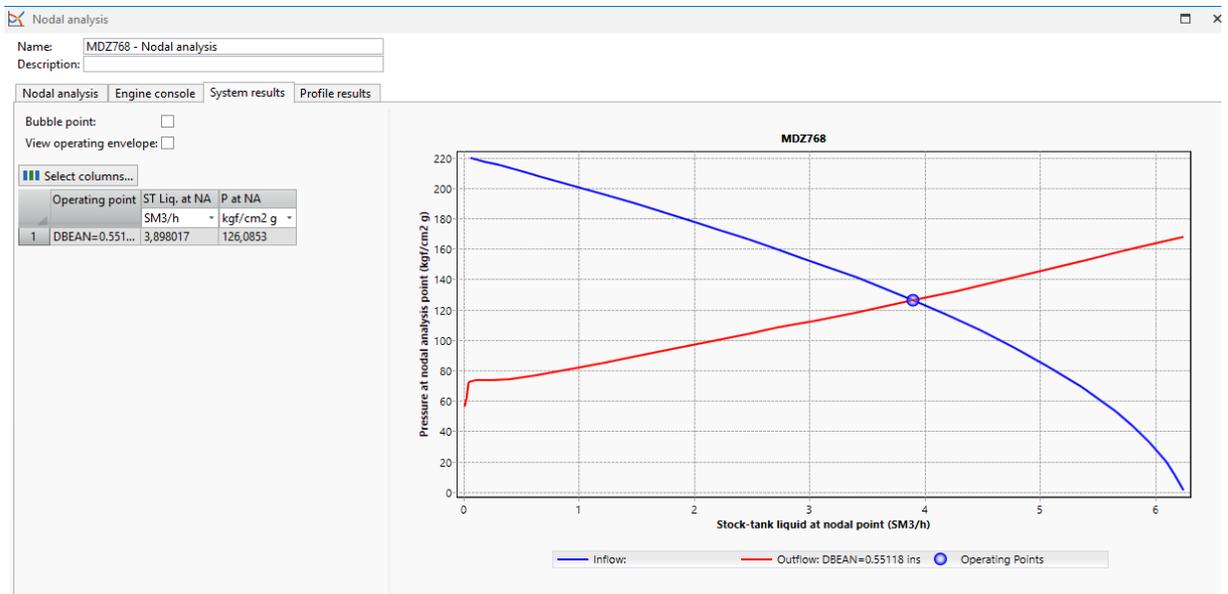


Figure III.12 : Courbe IPR/VLP après gas-lift

III.7 Détermination des débits optimale de gaz injecté :

Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté

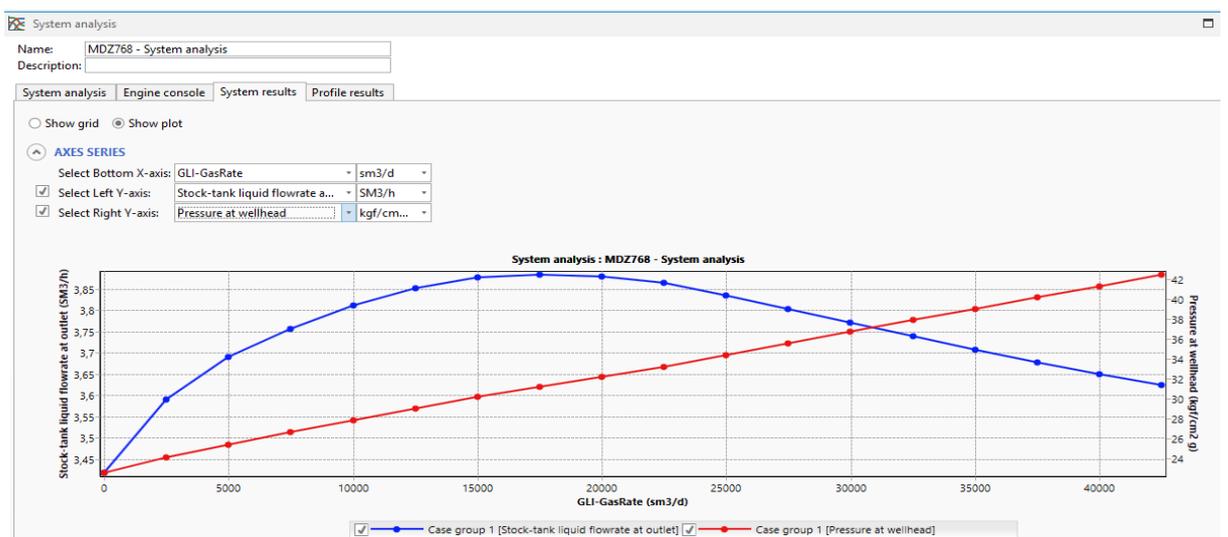


Figure IV.13 : Courbe de performance du Gas-lift

❖ Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit d'injection de gaz jusqu'à l'atteinte d'une valeur maximale cela est due à la diminution des pertes de charges hydrostatiques.

❖ Le débit de liquide diminue avec l'augmentation de débit d'injection de gaz à cause de l'augmentation des pertes de charge de friction dans le tubing

Donc le débit d'injection optimale choisit est $Q_{inj\ opt} = 17500\ sm^3/d$

Conclusion

Notre étude, on a étudié les performances du réservoir (IPR) et de colonne de production (VLP), qui ont une influence sur le système du gaz-lift, parce que le bon fonctionnement du puits dépend sur la compatibilité entre les paramètres du puits et celles du réservoir.

Cette étude se fait avec logiciel PIPESIM, son objectif est d'améliorer le débit de production par la reprogrammation des données du gaz-lift comme le débit d'injection du gaz, la pression d'injection du gaz...etc.

L'étude sur l'optimisation réalisée sur puit MD 768 permet de conclure plusieurs points comme le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé pour le gisement d'huile de Hassi Messaoud aussi la complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plupart des puits de Hassi Messaoud aussi cette méthode d'activation n'est pas valable pour tous les puits mais Il faut étudier cas par cas pour éviter les opérations snubbing inutiles.

D'après ce qu'on a fait dans cette étude, on recommande les étudiants qui vont faire une discussion sur l'optimisation du gaz-lift de concentrer sur l'influence de la perméabilité ' K ' et l'effet du skin, aussi l'air de drainage du puits, utilisant le model du DARCY avec le PIPESIM dans le champ du HMD bien sûr, si les données sont disponibles.

Bibliographies

[1]: « La production Fond », Denis Perrin; édition Technip.

[2]: « Production optimisation using Nodales Analysis », Dr. James F. Lea, Jr

[3] : "*Etude et Analyse des Performances du Gisement d'Amassak*", SAIDI Safouane, Boumerdès, 2004.

[4] : Généralités sur l'analyse Nodale chapitre IV -Aichouche Mohammed.

[5] : Mémoire master production ' Optimisation de la production des puits du gaz a condensat sur le champ MLE bloc (405b) '- réaliser par **KADDOURI Ali, CHEMSSA el-Hadi, MAATOUGUI Mabrouk** – Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2019/2020

[6] « Optimisation des Puits on gaz lift A HMD, DCP Sonatrach» Bouakline Omar 2014/2015

[7] Kermit E., Brown B., Optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis university of Tulsa, p, 09 (1984).

[8] Cosse R., Techniques d'exploitation pétrolière. IFP France, p, 138 (1988).

[9] Llc.ihs, d. Well performance analysis, p, 32 (2002).

Annexes

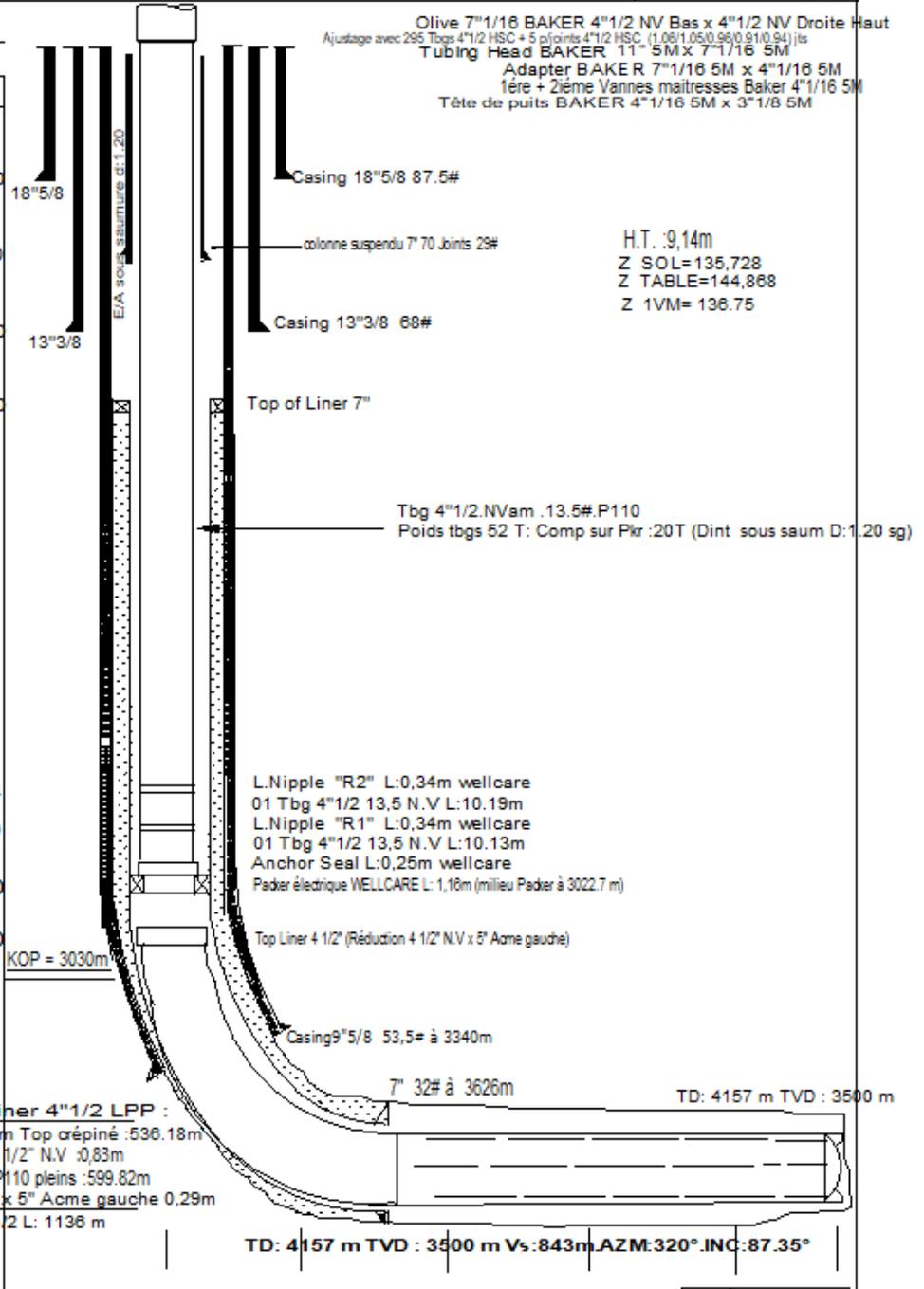


SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D . E . P

COMPLETION 4 1/2 HSC 13,5# P110 ancré MDZ768

X : 804061984
 Y : 3497043996

| COTES | |
|-------------|---------|
| ELEC/VM | SOND/TR |
| | 429.00 |
| | 821.00 |
| | 2236.00 |
| | 2462.00 |
| 3000,75 | 2992,64 |
| 3003,11 | 3011,30 |
| 3013,89 | 3022,00 |
| 3015,59 | 3023,70 |
| KOP = 3030m | |



Complétion 15.04.2021