

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

HAROUR Belkacem, TAMMAL Nadir

-THEME-

Activation et modélisation multi puits par Gaz lift avec l'Autoboost au Champ périphérique HMD (HTF14 ,HTF24 ,HTF28) Pendant la période 2021-2022

Soutenue le : / / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	DADEN Abdeghafoure	Enseignant	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ARBAOUI Mohamed Ali	Enseignant	Univ. Ouargla
Examineur :	CHETTI Djamel Eddine	Enseignant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

REMERCIEMENTS

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma gratitude.

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma reconnaissance à la directrice de ce mémoire, Mr « Arbaoui ali », pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je désire aussi remercier les à l'ensemble des enseignants du département de Production des Hydrocarbures, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Je tiens à remercier spécialement « sebaa mohammed el-fateh », qui fut la première à me faire découvrir le sujet qui a guidé mon mémoire.

Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents , mes sœurs et mes frères , les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Merci encore à tous....



DEDICACE

Je tiens C'est avec grande plaisir que je dédier ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie ma mère .

A celui qui m'a fait de moi un homme mon père.

A Mes chers Frères et Sœurs.

A tous mes amis de promotion de 2^{ème} année Master hydrocarbures.

toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

A tous les membres de ma familles et toute personne qui porte le nom harour je dédié ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite

H.BELKACEM...



DEDICACE

Je dédie ce mémoire

A mes chers parents ma mère et mon père

*Pour leur patience leur amour leur soutien et leurs
encouragements*

A mes frères.

A mes amies et mes camarades.

*Sans oublier tout les professeurs que ce soit du
primaire du moyen de secondaire ou de
l'enseignement supérieur.*

T.NADIR...



DEDICACE

Je dédié ce travail

*A ma mère pour sons amour ses
encouragements et ses sacrifices*

*A mon père pour son soutien. Son affection
et la confiance qu'il m'a accordé*

A tous les membres de ma famille

A mes amis Et tous ceux qui m'aiment...

A. ISLAM...

Résumé

Pendant la récupération du pétrole, plusieurs problèmes peuvent survenir dans le gisement et dans les puits qui permettent une baisse de production. A cet effet, de nouvelles techniques sont introduites afin d'améliorer le rendement du puits Dans le champ d'Hassi Messaoud, le problème c'est que les champs périphériques sont loin au le réseau pressurisé Gaz lift, Il n'y a aucune possibilité d'actives les puits candidat au gaz lift. Le traitement de ce problème nécessite l'utilisation de la technique d'auto-boost par l'injection du gaz lift pour alléger la colonne de production et augmenter le gain de récupération de débit d'huile. Notre étude se concentre sur l'auto-boost qui permet l'activation des puits par le gaz des puits lui même (l'auto-gaz lift), pour assurer une bonne optimisation du débit gaz lift injecté, nous avons utilisé le logiciel PIPESIM. Cette optimisation a donné de bons résultats, a augmenté la production (de 0 à 3.75Sm³/h)

Mots clés : L'autoboost, CCE, PIPESIM, Gaz lift, Récuperation ..

Abstract

During oil recovery, several problems can occur in the reservoir and in the wells that allow a decrease in production. For this problem, new techniques are introduced in order to improve the efficiency of the well In the field of Hassi Messaoud, the problem is that the peripheral fields are far away from the pressurized network Gas lift, so there is no possibility to activate the candidate wells to gas lift. The treatment of this problem requires the use of auto-boost technique by the injection of gas lift to alleviate the production column and increase the oil flow recovery gain. Our study focuses on the auto-boost which enables the activation of wells by the gas of the wells itself (the auto-gas lift), to ensure a good optimization of the gas flow injected lift, we used the software PIPESIM. This optimization gave good results, increased the production (from 0 to 3.75Sm³/h)

Key words: The autoboost, CCE, PIPESIM, Gas lift, recovery ..

ملخص

خلال استرجاع النفط، يمكن أن تحدث العديد من المشاكل في الخزان وفي الآبار التي تسمح بانخفاض الإنتاج. ولهذه الغاية، يتم إدخال تقنيات جديدة من أجل تحسين كفاءة البئر في حقل حاسي مسعود، تكمن المشكلة في أن الحقول الطرفية بعيدة عن شبكة رفع الغاز المضغوطة، ولهذا لا يمكن تنشيط الآبار التي بحاجة إلى رفع الغاز. تتطلب معالجة هذه المشكلة استخدام تقنية التحفيز التلقائي عن طريق حقن رفع الغاز لتخفيف عمود الإنتاج وزيادة مكاسب استعادة تدفق النفط. تركز دراستنا على التعزيز التلقائي الذي يمكن من تنشيط الآبار بواسطة غاز الآبار نفسها (رفع الغاز التلقائي)، لضمان تحسين تدفق الغاز المحقون، استخدمنا البرنامج PIPESIM. أعطى هذا التحسين نتائج جيدة، وزاد من مكاسب الإنتاج (من 0 إلى 3.75 Sm³/h)

Table des matières

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles et abréviations	
Introduction générale.....	1

Chapiter I :Généralités sur le Gaz-Lift

I.1	Introduction:	3
I.2	Définition et principe de gaz lift :	3
I.3	Utilisation ou application du gaz-lift :	5
I.3.1	Augmentation du débit :	5
I.3.2	La mise en production des puits non éruptifs :	5
I.3.3	Démarrage des puits éruptif :	5
I.3.4	Nettoyage de puits injecteur (injector clean up) :	5
I.3.5	Les puits à eaux :	5
I.4	Compositions du gaz injecté :	6
I.5	Types de gas lift :	6
I.5.1	Selon le mode d'injection :	6
I.5.2	En fonction du type de complétion :	7
I.5.3	En fonction du circuit d'injection en surface :	8
I.6	L'équipement de gaz-lift :	9
I.6.1	L'équipement de surface :	9
I.6.2	Equipements de fond :	11
I.6.3	Autres équipements spécifiques :	11
-	clapet anti-retour.....	11
-	sécurité annulaire :	11
-	tubing spool :	11
I.7	Vannes de Gaz-Lift, Leurs Fonctions et Leurs Principes :	11
I.8	Les principaux paramètres de gaz-lift :	12
I.8.1	Pression du gaz injecté:	12
I.8.2	Profondeur d'injection :	12

I.8.3 IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect):	13
I.8.4 Pression en tête de puits:	13
I.8.5 Pourcentage d'eau:	13
I.9 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift :	13
I.9.1 Caractéristiques :	13
I.9.2 Avantages:	14
I.9.3 Inconvénients :	14
I.10 Existence de gaz-lift a hmd :	14
I.11 Les problèmes liés au gaz lift a HMD:	15
I.11.1 Érosion des équipements :	15
I.11.2 Formation des hydrates :	15
I.11.3 L'émulsion:	15
I.11.4 Formation des givres:	16

Chapiter II :La technologie de l'auto-boost

II.1 Introduction sur le système l'auto gas lift:	17
II.2 Les avantages de système Auto gas lift:	17
II.3 Limitation de système auto gas lift:	18
II.4 Critères de choix d'un procédé d'activation :	18
II.5 Installation de système Auto gas lift :	19
II.5.1 Le séparateur :	19
II.5.2 Le compresseur:	37
II.5.3 Les classification de compresseure :	38
II.5.4 Les avnantages et les inconvénients des différents types des compresseurs	41

Chapiter III: L'analyse Nodale

III.1 Introduction :	43
III.2 Notion sur l'analyse nodale :	43
III.3 Le procédé d'application de l'analyse nodale :	44
III.4 Les équations et les corrélations pour le calcul des pertes de charge dans les puits à gaz :	47
III.4.1 La perte de charge dans le milieu poreux (IPR) :	47
III.4.2 Pertes de charge dans le tubing (Out flow) :	49
III.5 Le logiciel utilisé pour appliquer l'analyse nodale :	54
III.5.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :	54

Chapiter IV :Etude De Cas

IV.1 Application du l'autoboost sur les champs périphériques HTF :	55
IV.2 Choix des puits :	55

IV.2.1 Collecte des données :	55
IV.3 Historique des puits :	56
IV.4 Problématique :	62
IV.4.1 Investigation par jaugeage :	62
IV.5 Solution :	66
IV.6 Optimisation de gaz lift :	66
IV.7 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :	67
IV.7.1 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM:	68
IV.7.2 Détermination de corrélation de RMS (root mean squared) :	70
IV.8 Performance des puits :	72
IV.9 Matching du dernier well test (BU):	73
IV.10 La performance du gaz-lift du puits HFT14 :	74
IV.11 Comparaison de débit d'huile avant et après l'autoboost :	75
IV.12 Résultats et discussion :	76
IV.13 Les paramètres influençant le gaz-lift :	76
IV.13.1 Influence du diamètre extérieur du concentrique	76
IV.13.2 <i>L'influence du diamètre de la duse</i> :	78
IV.14 Optimisation de performance de l'autoboost sur les puits étudiées:	81
IV.14.1 Les data utilisées.....	81
IV.14.2 Résultats d'optimisation obtenus :	81
IV.14.3 Le gain obtenu par l'autoboost:	82
IV.15 Conclusion :	82
Conclusion et recommandations.....	83
Bibliographie	
Annexe	

List des figure

Figure I.1 : Principe du Gas-lift	4
Figure I.2 : Optimisation de débit d'injection de gas-lift.....	4
Figure I.3 : Gas-lift intermittent et continue.....	7
Figure I.4: Gaz lift avec tubing concentrique	8
Figure I.5 : Gas –lift en circuit fermé	9
Figure I.6 :Gas –lift en circuit ouvert.....	9
Figure II.1:Installation de système auto gaz lift	19
Figure II.3:Les types des séparateurs.....	22
Figure II.4:Les dispositifs mécaniques de séparation	24
Figure II.5:Contrôleur de pression du gaz.....	26
Figure II.6:Régulateur de niveau d'huile/condensât	27
Figure II.7:Régulateur du niveau de l'eau	28
Figure II.8:Vannes de contrôle automatique	29
Figure II.9:Sight Glass	29
Figure II.10:DANIAL box	30
Figure II.11:straightening vanes	30
Figure II.12:Enregistreur de la différence de pression (Barton).....	31
Figure II.13:Shrinker tester	32
Figure II.14: Le compteur à Turbine.....	32
Figure II.15:Compteur du type FLOCO.....	33
Figure II.16:Compteur du type ROTRON	33
Figure II.17:Surge tank	34
Figure II.18:Manomètre, thermomètre et débitmètre	34
Figure II.19:Soupape de sécurité	35
Figure II.20:Disque de rupture	35
Figure II.21:Clapet Anti-retour.....	36
Figure II.22:Séparateur horizontal de 3 phases	36
Figure II.23:Séparateur vertical de 3 phases	37
Figure III.1: les pertes de charge.	44
Figure III.2 : Position simple des noeuds In flow Equation.....	45
Figure III.3 : Point de fonctionnement.....	46
Figure IV.2 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz	67
Figure IV.3 : Tubulaire Du Puits	68

Figure IV.4: Les Paramètres De Complétion	69
Figure IV.5 : Complétion Modelé Par Le PIPESIM.....	69
Figure IV.6 : Résultats Obtenus Par Data Matching	71
Figure IV.7 : Diagramme des corrélations de puits HFT14.....	72
Figure IV.8 : Courbe IPR De Puits HTF14	74
Figure IV.9 :L'Analyse Nodale du puits HFT14.....	74
Figure IV.10 : La courbe de performance du gaz-lift HFT14	75
Figure IV.11 :Détermination de débit optimum de gaz lift	75
Figure IV.12 :L'évolution des diamètres de CCE sur la Production GL.....	77
Figure IV.13 : L'influence du diamètre de la duse	79
Figure IV.14 : les Résultat de l'optimisation par le logiciel PIPESIM	82

List des tableau

Tableau I.1: Compositions du gaz injecté	6
Tableau II.1:Les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs	42
Tableau III.1 : classification des déférentes corrélations	53
Tableau IV.1 : Les données technique du puits	55
Tableau IV.2 : Les paramètres du well test des puits	58
Tableau IV.3 : Les derniers opération des puits	61
Tableau IV.4 : Dernier jaugeages des puits.....	63
Tableau IV.5 : valeurs de RMS pour chaque corrélation de puits HFT14.....	71
Tableau IV.6 :Performance des puits.....	73
Tableau IV.8 : Tableau Les résultats des Variation de diamètre extérieur de CCE HFT14.	78
Tableau IV.9 : Tableau Les Data utilisées des puits.....	81
Tableau IV.10: Tableau Résultats d'optimisation	81

Liste des symboles et abréviations

H : Hauteur. (m)

P : Pression. (bar)

T : Température. (°C)

P_i : Pression de gisement initiale (bar)

P_b : Pression de bulle (kg/cm²)

P_r : pression du réservoir. (kg/cm²)

P_{sép} : pression de séparation.

P_{wf} : Pression d'écoulement au fond de puits. (kg/cm²)

P_{wh} : Pression du tubing en tête en Ecoulement (kg/cm²)

PDSC : Pression de la duse. (kg/cm²)

T_r : Température du réservoir. (°C)

d_g : Densité du gaz

q_b : débit à la pression de bulle. (m³/h)

Q_{huile} : Débit d'huile. (m³/h)

Q_{g inj} : Débit du gaz injecté. (m³/h)

P_{g inj} : Pression de gaz injecté. (kg/cm²)

P_b : Pression de bulle (kg/cm²)

P_t : Pression du tubing. (kg/cm²)

R_s: GOR dans le reservoir

API: density

HMD: Hassi Messaoud

LN : Landing nipple.

IPR : Inflow performance relationship.

VLP : Vertical lift performance.

BU : Build up

GOR : Gas oil ratio.

SSSV : Sub-surface safety valve.

COV : Casing operated valves.

TOV : Tubing operated valves.

SPM : Side Pocket Mandrel

CCE :Concentrique

RMS : Root Mean Squared

ID: Interier diameter

ED: exterieur diameter

MD: Mesured depth

BBR: Beggs&Brill Revised

LCP : Liner Cimenté Perforé

LPP : Liner Pré Perforé

PFD : Pression de fond dynamique.

PFS : Pression de fond statique

BS&B : pompe d'injection

IP : Indice de productivité.

GPS : Gradient de pression statique.

GL : Gaz-Lift

Ec :énergie cinétique

m : la mass

v : la vitesse



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Le domaine de l'énergie est l'un des secteurs énergétiques les plus importants au monde. Pour ça l'Algérie a fourni tous les moyens pour ce secteur, en particulier pour le secteur des hydrocarbures.

La production des hydrocarbures en Algérie rencontre plusieurs problèmes d'exploitation qui nécessite des investissements très coûteux, le problème c'est que les champs périphériques sont loin au réseau pressurisé Gaz Lift, Il n'y a aucune possibilité d'activer les puits candidat au gaz lift.

En effet Ce problème existe dans le champ de Hassi Messaoud car le champ est très grand .

L'objectif de tout pays producteur est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a le gaz-lift, Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, facteur de skin ,IP ...).

Dans notre étude, nous sommes intéressés d'optimiser la production de certains puits au niveau du champ de Hassi-Messaoud. Le but principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz injecté et d'étudier l'influence des paramètres de Production (Diamètre extérieur de concentrique, La duse, Pression de gisement) en utilisant le logiciel « PIPESIM », Nous avons appliqué un puits avec la technique de l'autoboost pour avoir le gain de production .

On compare les résultats obtenus par le logiciel (le débit d'injection de gaz optimum et le débit huile pour chaque puits dans les meilleures conditions d'exploitation) utilisé avec les données du dernier test (jaugeage et build-up). A pour but de choisir le meilleur résultat pour maximiser la production.

Le présent travail que nous avons suivi pour atteindre l'objectif souligné est décrit par les chapitres suivants :

- Le premier chapitre donne une généralité sur le gaz lift, leur principe, type et ces applications et les Paramètres et les problèmes liés au gaz lift.

Introduction générale

- Le deuxième chapitre présente un aperçu sur la technique de l'autoboost (les avantages, l'inconvénient et l'installation)
 - Le troisième chapitre c'est l'analyse nodale, où on parle beaucoup plus sur les différentes corrélations pour le calcul des pertes de charge.
 - Le dernier chapitre présente notre étude de cas sur les puits situés dans la zone HTF pour évaluer la résolution de ce problème à l'aide de l'autoboost.
- cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude.



Chapiter I :Généralités sur le Gaz-Lift

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.1 Introduction:

L'activation peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour acheminer le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant. Dans le monde l'activation est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage.
- gaz lift.

Dans ce chapitre on va baser sur l'activation de puits par gaz lift.

I.2 Définition et principe de gaz lift :

C'est une méthode de production ou, une méthode d'activation des puits non ou insuffisamment éruptifs, Cette technique entraîne la diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, en (réduisant la masse volumique du fluide produit. On utilise de l'air comprimé à haute pression) comme source d'énergie externe.

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'inject.
- Le principe est d'injecter par la surface du gaz préalablement comprimé avec un débit et une pression bien déterminés qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile à travers des vannes [24].

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

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

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

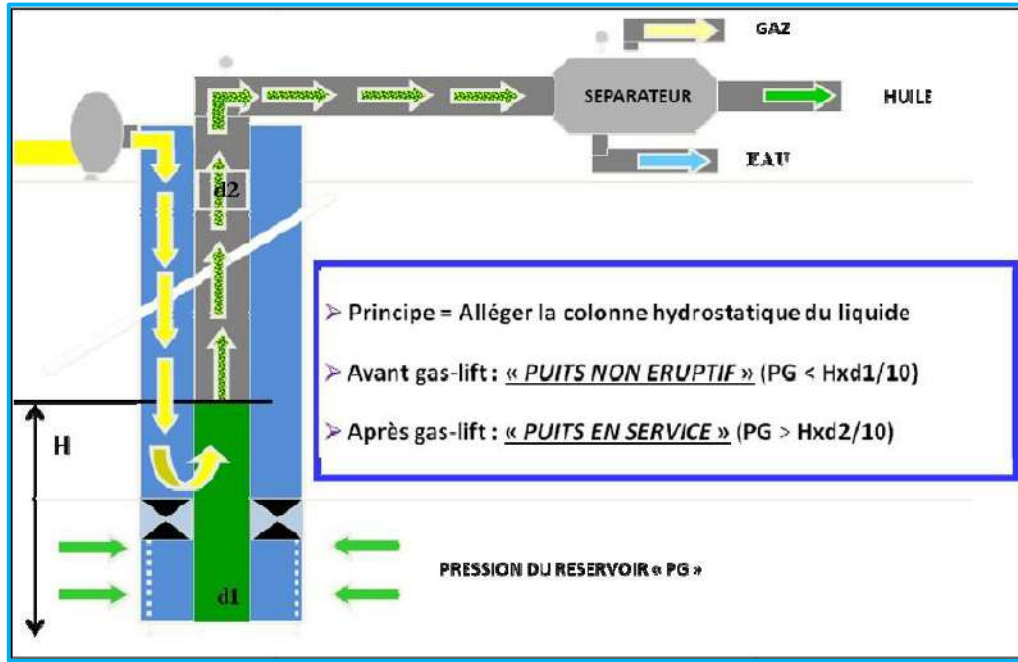
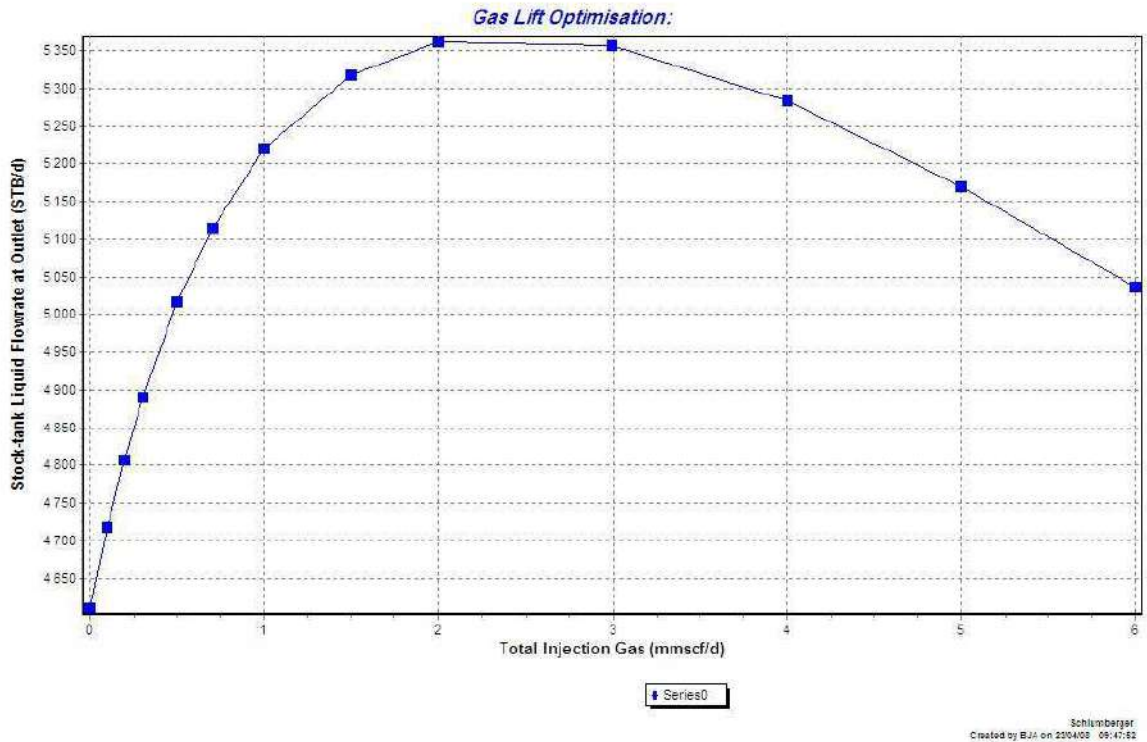


Figure I.1 : Principe du Gas-lift.

La quantité de gaz injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt[21] .



FigureI.2 : Optimisation de débit d'injection de gas-lift.

I.3 Utilisation ou application du gaz-lift :

Le gas lift est utilisé pour activer le puits, mais il ya d'autres utilisations. Parmi les utilisations du Gas- lift, on peut citer :

I.3.1 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[24] .

I.3.2 La mise en production des puits non éruptifs :

Le gas lift c'est un moyen d'activation, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing [5].

I.3.3 Démarrage des puits éruptif :

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression [24].

I.3.4 Nettoyage de puits injecteur (injector clean up) :

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour le nettoyage et l'élimination des particules qui s'accumulent sur les perforations de la formation provoquant des dépôts. Dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, une opération est assurée par un passage du puits en gaz lift [10] .

I.3.5 Les puits à eaux :

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il 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) [14] .

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.4 Compositions du gaz injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivant [22]:

Tableau I.1: Compositions du gaz injecté

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

I.5 Types de gas lift :

Il existe plusieurs paramètres pour classer le gas lift. on peut citer:

I.5.1 Selon le mode d'injection :

Il existe deux modes d'injection soit par injection continue, soit intermittente

I.5.1.1 Gaz- lift continu :

C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allégé le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [15].

I.5.1.2 Gaz- lift intermittent :

l'injection intermittente est à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite [15].

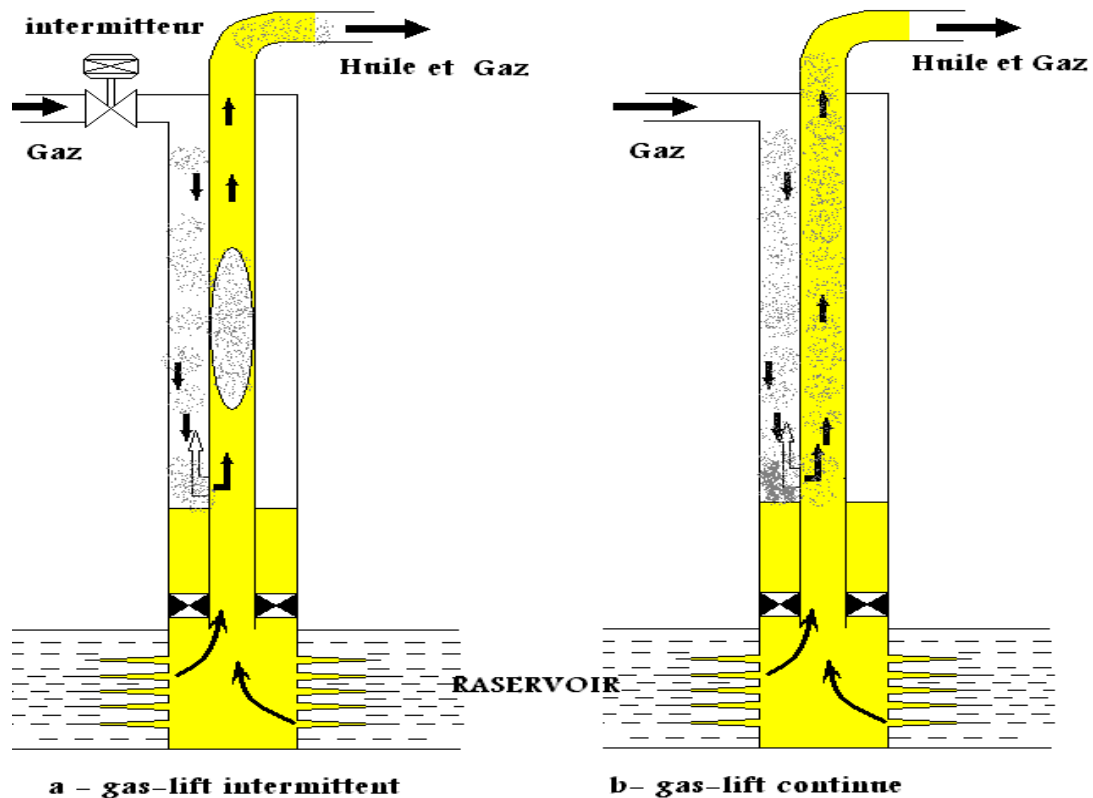


Figure I.3 : Gas-lift intermittent et continue

I.5.2 En fonction du type de complétion :

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

I.5.2.1 Complétions pour gaz-lift direct :

L'injection du gaz est effectuée par 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. Ce procédé permet au casing de ne pas se trouver au contact de la saumure [11] .

I.5.2.2 Gaz-lift inverse (Inverse gaz-lift):

- Tubing concentrique (*Concentric tubing string*):

Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. 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 descendu au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits [24] .

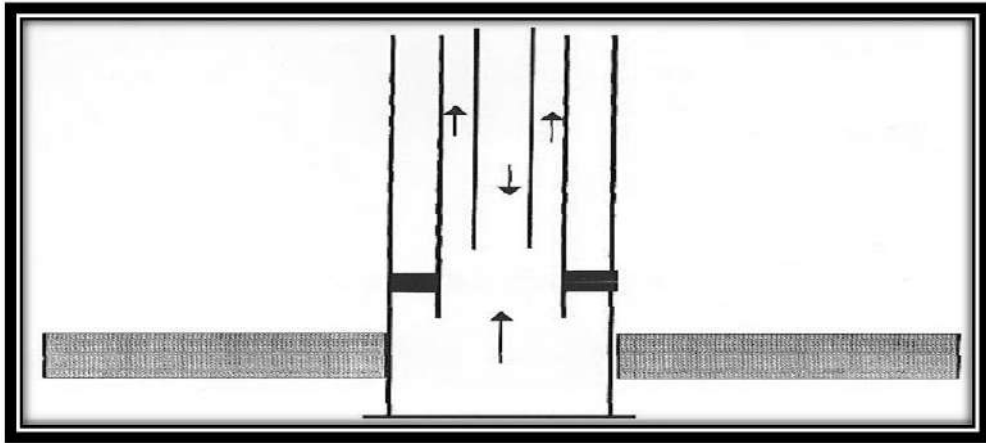


Figure I.4: Gaz lift avec tubing concentrique

- **Gaz-lift avec production dans le casing :**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing [24] .

- **Gaz-lift double (dual gas-lift):**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée [24] .

- **Le gaz-lift parallèle (parallel gas-lift) :**

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 [6] .

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

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

I.5.3.1 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[7].

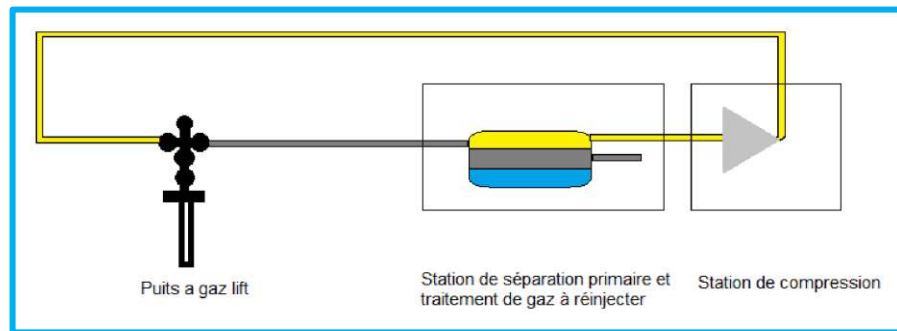


Figure I.5 : Gas –lift en circuit fermé

I.5.3.2 Gaz-lift en circuit ouvert :

Le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz, Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé [7] .

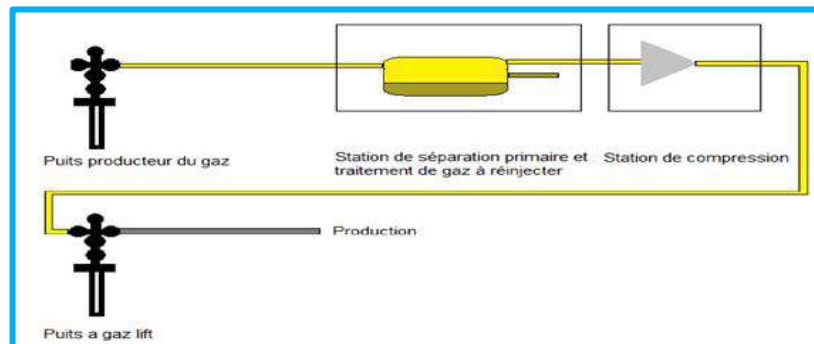


Figure I.6 :Gas –lift en circuit ouvert

I.5.3.3 Auto gaz-lift :

l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [7] .

I.6 L'équipement de gaz-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection [20] .

I.6.1 L'équipement de surface :

I.6.1.1 L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants [9] .

I.6.1.2 Le réseau de distribution HP 'réseau de collectes' :

Il consiste en un système des pipes (canalisations) pouvant fonctionner à très grandes pressions, qui distribue le gaz à tous les puits connectés au système [9] .

I.6.1.3 Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est comprend :

- a. Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- b. Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- c. Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- d. Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton) [9] .

I.6.1.4 Réseau de distribution basse pression :

Il est composé des pipelines qui transportent le fluide de la tête de puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la premier phase consiste à transporter le brut de la tête de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation [9] .

I.6.1.5 L'équipement de déshydratation :

Le gaz naturel contient une grande quantité de vapeur d'eau, qui provient des cônes d'eau présents dans le réservoir. La présence de liquide dans le système de distribution de gaz peut provoquer la formation d'hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG)[9].

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.6.2 Equipements de fond :

I.6.2.1 Les mandrins.

Le mandrin est un tuyau avec une structure de la profondeur requise, qui est placé dans le tuyau (qui fait partie du groupe de tuyaux). il peut transporter la vanne sans affecter le diamètre de la canalisation. Il existe trois principaux types de mandrins :

- Chuck traditionnel.
- Porte-mandrin de poche latérale.
- Arbre de bobine concentrique.

On distingue plusieurs types de mandrins. on peut citer :

- **Mandrins conventionnels.**
- **Mandrins à poche latérale.**
- **Mandrins avec vanne concentrique.**

I.6.2.2 Les vannes de gaz-lift :

Les vannes de gaz lift sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices au cours du démarrage (décharge) et aussi pour le liftage

I.6.2.3 Les outils de décentrage et de positionnement :

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

I.6.3 Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- **clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- **sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire [14] .

I.7 Vannes de Gaz-Lift, Leurs Fonctions et Leurs Principes :

Les vannes sont des éléments les plus importants dans tout le système de l'injection du gaz. Le corps de la vanne est en acier inoxydable. A l'intérieur un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction de débit d'injection souhaité la plupart des vannes de gaz lift sont équipés de clapet anti-retour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et empêchent le retour inverse de fluide évitant ainsi le

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

remplissage de l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles en cas d'opération ultérieure de stimulation.

. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

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

a) pneumatique à soufflet .

b) mécanique à ressort.

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, On considère deux types des vannes de gas-lift:

la vanne opératrice: c'est sont des vannes de gaz-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible.

les vannes de décharge : sont des vannes situées au-dessus de la vanne opératrice Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing [20].

I.8 Les principaux paramètres de gaz-lift :

Il ya plusieurs facteurs on peut citer :

I.8.1 Pression du gaz injecté:

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peut permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits. Lorsque 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) [25] .

I.8.2 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. ce point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts [25] .

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.8.3 IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect):

La production d'un puits dépend directement du draw-down" appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. 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 [25] .

I.8.4 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. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins [21] .

I.8.5 Pourcentage d'eau:

il faut déterminer la pourcentage d'eau avant l'injection de gaz lift.

I.9 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift :

I.9.1 Caractéristiques :

- Le Gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent en Off-shore ou Onshore et surtout ceux à GLR élevé
- La conception d'une installation Gas-lift n'est pas difficile et les logiciels PIPESIM et PROSPER facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits
- Les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (*tubing mounted valves*) mais le diagnostic des pannes est difficile.
- Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. Si le gaz est rare, il doit être recyclé ce qui nécessite de puissants compresseurs.

Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute pression est disponible sur le site. Néanmoins, ce gaz devra être recomprimé pour être exporté[24].

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.9.2 Avantages:

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits a un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes gas-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir a remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz a haute pression est disponible
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Permet de démarrer le puits.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50° .
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale[13].

I.9.3 Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profond.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée a celle des autres techniques d'activation[13].

I.10 Existence de gaz-lift a hmd :

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi-Messaoud en gaz-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 (principalement la zone 4).
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

- L'activation par pompage électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque [4] .

I.11 Les problèmes liés au gaz lift a HMD:

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

I.11.1 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 si la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métallogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation [22] .

I.11.2 Formation des hydrates :

formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

Cette formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse Pression et haute température). pour cela doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui on un Concentrique [5] .

I.11.3 L'émulsion:

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

Comme:

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz [13] .

Chapitre I : Généralités sur le Gaz-lift

I.11.4 Formation des givres:

Le passage de gaz dans la duse de gaz-lift au niveau de puits provoque une diminution de la Pression dans le pipe (0.4 à 0.50c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de température, la présence de l'eau dans le pipe favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau.

La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits [22] .



Chapiter II :La technologie de l'auto-boost

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

II.1 Introduction sur le système l'auto gas lift:

Le système auto gas lift est constitué de plusieurs équipements répartis dans deux conteneurs, le premier contenant un séparateur triphasique et deux pompes d'expéditions, une pour l'expédition de l'huile et l'autre pour l'expédition de l'eau vers la ligne de production.

Le deuxième conteneur contient un compresseur, un moteur à gaz, un générateur électrique et un système de refroidissement.

Les deux conteneurs Équipé par des vannes automatiques à actuateur électrique et des instruments de mesures (débitmètres, jauges de pression et jauges de température), afin de bien contrôler les paramètres d'injection et de production.

- Un séparateur triphasique est utilisé pour séparer les trois phases de pétrole, huile, gaz et eau.
- Un compresseur de gaz est utilisé pour comprimer le gaz sorti du séparateur triphasique.
- Une quantité de gaz sorti du séparateur triphasé est utilisé pour alimenter le moteur électrique à gaz.
- Un générateur électrique est utilisé pour fournir de l'énergie électrique au système auto gas lift, pompes, vannes automatiques, instruments de mesures, ce qui rend l'ensemble (autoalimenté), c'est à dire qu'aucune source d'alimentation externe n'est requise.
- L'huile et l'eau sont exportés par deux pompes à vis à faible cisaillement vers la ligne de production.
- Une quantité de gaz est injecté à travers un concentrique à l'intérieur du puits afin d'optimiser la production d'un puits.
- Le reste du gaz est mélangé avec l'huile sorti du séparateur et expédié vers la ligne de production.
- Le débit gaz injecté et expédié sont contrôlés par des vannes automatiques et des instruments de mesures tel que débitmètres, jauges de pression, jauges de températures.

II.2 Les avantages de système Auto gas lift:

- Système de sur alimentation multiphasique avec une capacité de gas lift à proximité du puits.

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

- Remettre et/ou améliorer la production de puits.
- Equipement compact facile à mobiliser.
- Autoalimenté au gaz.
- Système automatisé 100%.
- Remplacer les investissements lourds de GL par un système compacte et mobile.
- Evaluation de performance GL des puits avant investissement
- Booster la production en attendant la mise en place des installations GL permanent.
- Facilité de mobilisation, installation et de démobilisation.
- Jaugeage en continu 24/24 en réel time [19].

II.3 Limitation de système auto gas lift:

- Limitation de pression à 160 bar.
- Limitation de débit gas lift à 37000 m³/j.
- Raccordement de trois puits max d'un moyenne débit GL de 12500 m³/J par puits.
- L'équipement nécessite une équipe permanent sur site.
- Capacité de séparateur faible(3.5 m³)[19].

II.4 Critères de choix d'un procédé d'activation :

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

❖ Du côté économique : le problème qui se pose c'est de déterminer quel système d'activation permet de récupérer l'huile le plus vite et avec une grande quantité, et à moindre coût.

❖ Pour ce qui concerne le côté technique : on doit au préalable, et sans priori d'étudier les différents procédés possibles, et de déterminer quel est parmi eux qui est le plus compatible avec les spécifications de production requises , pour cela, il est nécessaire de prendre en considération les points suivants :

- La source d'énergie nécessaire au procédé, sa disponibilité (gaz, électricité,), et son rendement énergétique.
- La faisabilité de procédé, c'est-à-dire de voir est-ce qu'il répond aux exigences d'exploitation avec ses propriétés ; tel que : le débit de liquide à produire, hauteur de refoulement pour les pompes, profondeur de puits, pression de fond, etc.

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

- Diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants Environnement générale : normes de sécurité, environnement industriel ou civile, puits isolés ou non [19].

II.5 Installation de système Auto gas lift :

Un séparateur triphasique est utilisé pour séparer les trois phases de pétrole, Huile, gaz et eau produit de même puits, l'huile et l'eau séparées sont exportés par deux pompes à vis vers la ligne d'expédition.

Une quantité de gaz sorti du séparateur utilisé pour alimenter le moteur électrique à gaz, une haute quantité acheminé vers le compresseur puits vers la ligne d'injection gas lift du puits **HTF14** à travers un concentrique à l'intérieur du puits afin d'optimiser la production d'un puits, Le reste du gaz est mélangé avec l'huile sorti du séparateur est expédier vers la ligne de production à l'aide d'une vanne automatique à actuateur électrique [19].

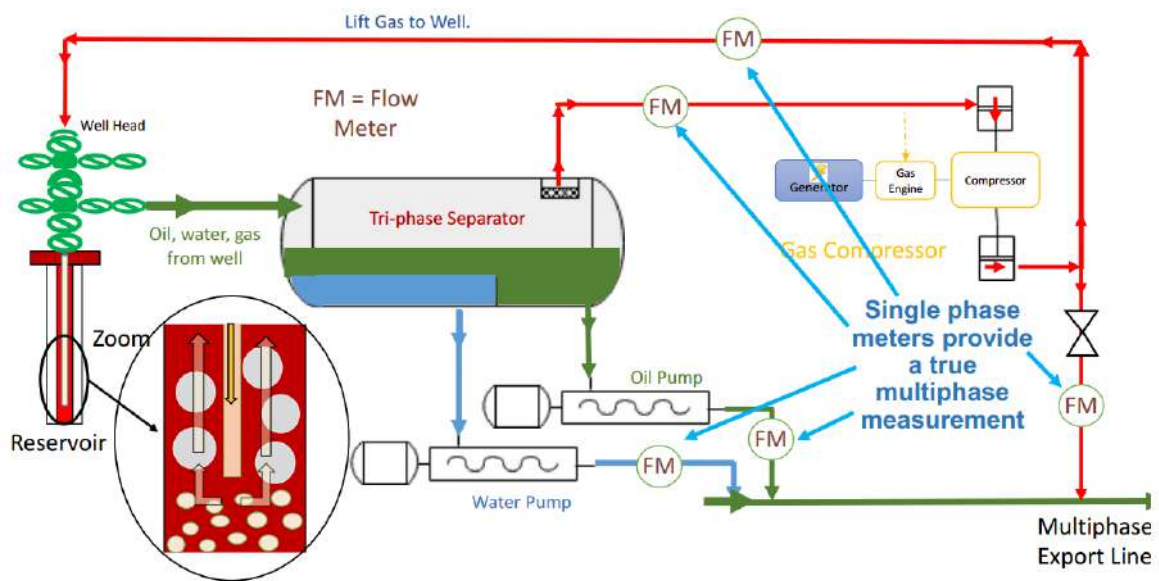


Figure II.1: Installation de système auto gas lift

II.5.1 Le séparateur :

Un séparateur est une capacité sous pression, incorporé à un circuit ou elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. A la faveur de cette tranquillisation, les fluides non miscibles déjà partialement séparés, en amont se trie par différence de densité (trois phases séparées : gaz, huile et eau). Le séparateur trois phase des essais du puits est un équipement qui permet la séparation, le comptage et les prélèvements des fluides du puits [8].



Figure II.2: Séparateurs de l'auto-boost.

II.5.1.1 Dispositifs et avantages :

Les séparateurs ont les dispositifs et les avantages suivants :

- Des composants mécaniques à l'intérieur améliorent le procédé de séparation par différence de densité.
- Un compteur à orifice pour mesurer le débit du gaz.
- Un compteur du d'huile.
- Un compteur d'eau.
- Shrinkage tester intégré pour calculer le facteur de Shrinkage.
- Un niveau d'interface gaz-huile pour manipuler les divers débits.
- Un contrôleur de pression pour ajuster la pression de séparation et pour améliorer l'efficacité de séparation.
- Le vessel est protégé contre la surpression par des dispositifs différents : une soupape de sécurité et un disque de rupture....etc.
- Plusieurs points de tapement pour prendre des échantillons de l'huile, du gaz, et d'eau.

Le séparateur est capable de traiter la plupart des types du fluide actuellement trouvés dans des puits d'exploration comprenant le gaz, le gaz à condensat, l'huile légère, l'huile lourde et l'huile contenant l'eau et des impuretés et de H₂S [4].

II.5.1.2 choix du séparateur :

Les principaux critères pour choisir un séparateur sont :

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

- Projeter les conditions liées à la pression d'utilisation, à l'émulsion, à la mousse, et aux considérations du coût.
- Le temps du séjour du fluide à l'intérieur du vessel. Si le débit est trop élevé, un grand séparateur est nécessaire pour réaliser le temps recommandé.

Les considérations additionnelles du choix sont :

- ✓ Une cellule de différence de pression est nécessaire pour le calcul du débit du gaz.
- ✓ Un bac du comptage est nécessaire pour la correction du débit liquide.
- ✓ Vérifier les types de connections et du raccordement (cross-over).
- ✓ Compresseur d'air est nécessaire pour les régulateurs de niveau [12].

II.5.1.3 Identification du séparateur :

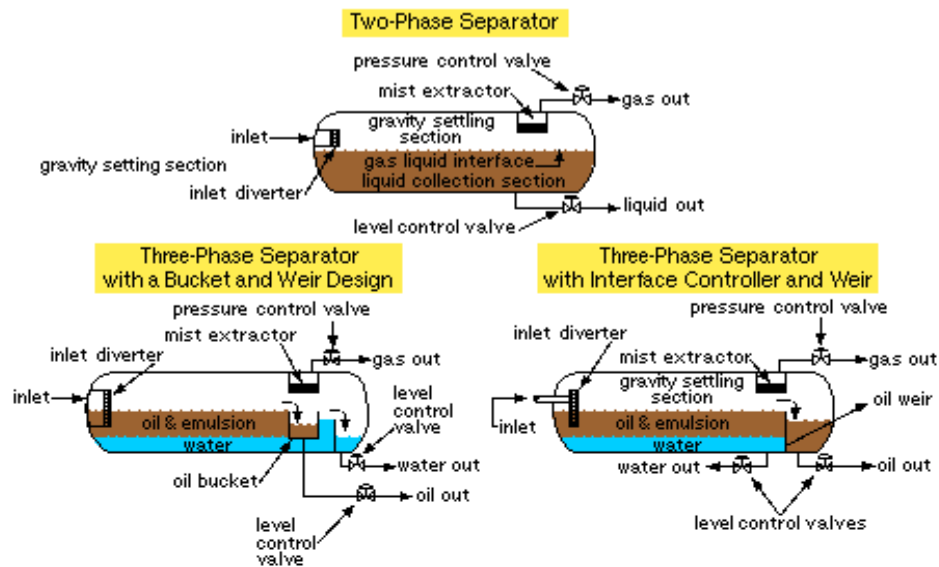
Le séparateur peut être identifié par sa pression de service (working pressure), le flux de la température, et sa taille. Ces informations sont gravées sur une plaque en métal. Des bandes colorées est généralement sur le séparateur pour l'identification visuelle rapide.

Les séparateurs sont classifiés par leur forme et par les fluides qu'ils peuvent séparés. Ils sont soit horizontaux, verticaux, ou sphérique. Ces formes sont classifiées aussi en deux phases et trois phases. La figure ci-dessous montre les types de base disponibles[12].

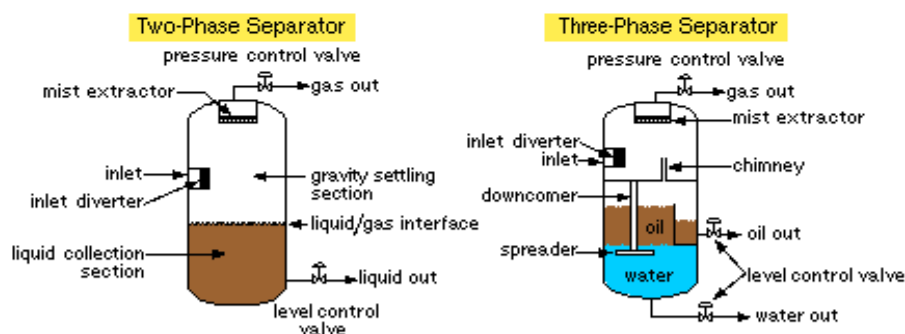
La liste suivante récapitule quelques avantages et inconvénients des différentes formes des séparateurs :

- Le séparateur horizontal est normalement plus efficace à manipuler dans les champs à faible GOR.
- Le séparateur horizontal est plus économique pour la séparation gaz-huile, en particulier ou ils peuvent être des problèmes avec les émulsions et la mousse.
- Un séparateur vertical prend moins d'espace qu'un séparateur horizontal de la même taille.
- Les séparateurs verticaux sont destinés aux champs à fort GOR.
- Les séparateurs sphériques sont les plus efficaces pour contenir la pression; cependant, ils ne sont pas largement répandus en raison de leurs capacités liquides limitées qui favorise la montée subite du niveau, en outre il est difficile de les fabriquer [19].

Séparateur horizontale typique



Séparateur vertical typique



Séparateur sphérique typique

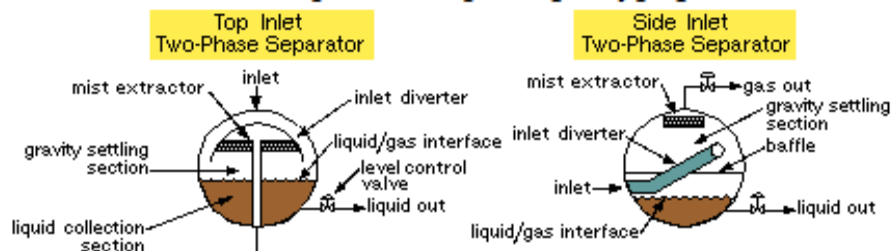


Figure II.3: Les types des séparateurs.

II.5.1.4 Principe de l'opération :

Les fluides ainsi que les corps solides en mouvement possèdent une énergie cinétique ($E_c = m \cdot v^2$). Pour pouvoir séparer deux fluides non miscibles de densités différentes, on peut agir sur l'énergie cinétique en l'annulant. Favorisant ainsi l'effet d'inertie qui est différent selon la densité de chaque composant.

Par ailleurs, les turbulences créés par le régime d'écoulement empêchent la ségrégation entre les différentes phases du mélange en mouvement. D'où il est possible de faire baisser l'effet d'entraînement en se rapprochant du régime d'écoulement laminaire.

Les principes de fonctionnement d'un séparateur est couverts dans les étapes suivantes :

- Le procédé de séparation.
- La pression et les contrôleurs du niveau.
- Les équipements de comptage.
- Les dispositifs de sécurité [12].

II.5.1.4.1 Le procédé de séparation :

Les séparateurs se fondent sur les processus suivant pour séparer le liquide (huile et eau) du gaz :

- Pesanteur et la différence des densités entre l'huile, le gaz, et l'eau.
- Les dispositifs mécaniques à l'intérieur de séparateur.
- Les contrôleurs de la pression et l'interface gaz-liquide.

* *Pesanteur et densité* : Dans le séparateur, l'huile, le gaz et l'eau se séparent naturellement en raison des effets de la pesanteur et de la différence densité entre les composants. Les particules les plus denses tombent au fond et les particules légères s'élèvent. Le séparateur améliore cette séparation en maintenant le fluide assez longtemps pour ralentir son mouvement, permettant à la séparation de se produire. Environ 95% de la séparation de liquide-gaz à l'intérieur du séparateur se produit immédiatement. Cependant, certain liquide restera dans le gaz sous forme de vapeur fine. Ce liquide doit être séparé du gaz à l'aide des dispositifs mécaniques pour que la séparation soit complète.

* *Les dispositifs mécaniques de la Séparation* : Pour obtenir une bonne séparation, accélérer le procédé de séparation, et réduire le temps de séjour, le séparateur est équipé des dispositifs mécaniques, la fonction de ces dispositifs mécaniques est expliquée ici ainsi le rôle qu'ils jouent dans le procédé de séparation.

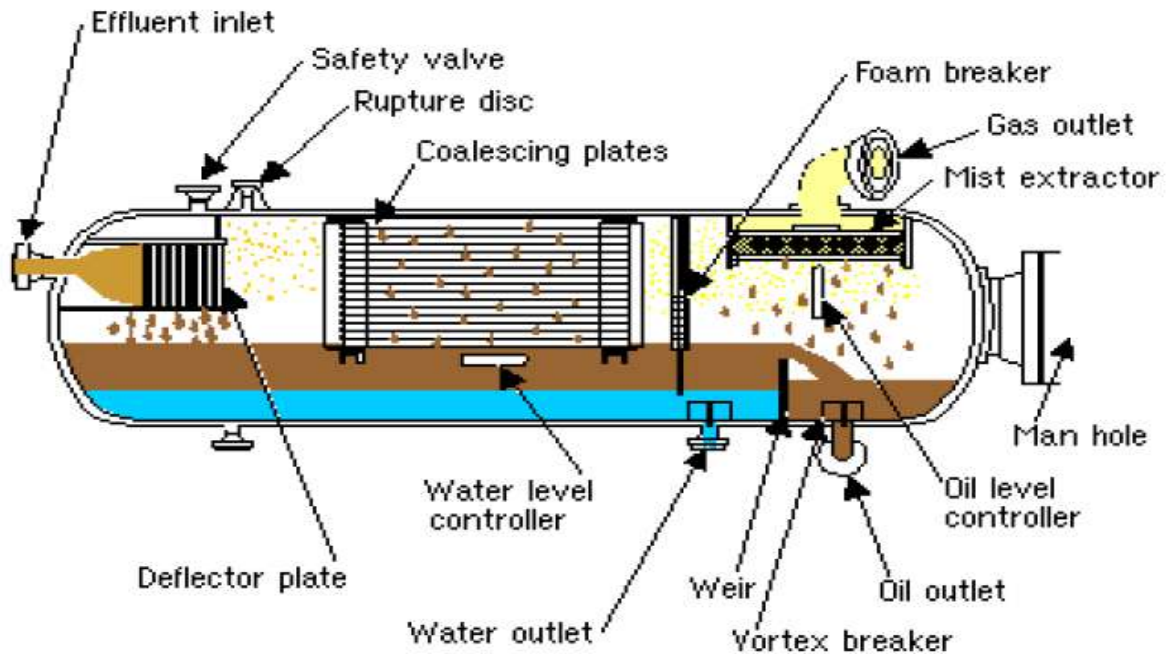


Figure II.4: Les dispositifs mécaniques de séparation

✓ *La Plaque déflectrice (Deflector plate)* : Cette plaque est située à l'entrée. Elle cause un changement rapide de direction et de vitesse d'écoulement, forçant les liquides de tomber au fond du vessel. la plaque déflectrice est responsable de la séparation initiale.

✓ *Plaques De Fusion (Coalescing Plates)* : Ces plaques sont arrangées longitudinalement en forme de v inversée dans la partie supérieure du séparateur. Les gouttelettes liquides dans le gaz doivent frapper les plaques et bâton à eux. le gaz traverse les plats, après les gouttelettes fusionnent et tombent au fond du vessel.



✓ *Briseur de la mousse (Foam Breaker)*: Cet équipement est fabriqué en treillis métallique, comme l'extracteur de vapeur. Il empêche le dépassement des particules d'huile dans la mousse à emporter avec le gaz.

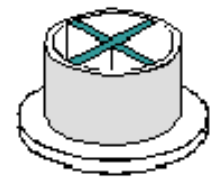
Extracteur de vapeur (Mist Extractor) : Cet équipement se compose d'une masse de fil. Avant de laisser le séparateur,



Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

- ✓ le flux du gaz passe par l'extracteur de vapeur, causant l'extraction des gouttelettes minuscule restantes dans le gaz.
- ✓ *La plaque déversoir (Weir Plate)* : Cette plaque est située au fond du vessel, divise le séparateur en deux compartiments (condensât et eau). À condition que le niveau d'eau soit commandé, il permet seulement au condensât de déborder au deuxième compartiment. Voir la figure
- ✓ *Les briseurs de vortex (Vortex Breakers)* : Ces briseurs sont situés à la sorties de condensât et d'eau. Leur fonction est de casser le tourbillon (vortex) qui peut se produire quand le condensât et l'eau sortent de séparateur de leurs sorties respectives. Les briseurs de vortex empêchent n'importe quel gaz d'être sucé loin avec les liquides.

Crossed Plate
Vortex Breaker



* **Les contrôleurs de la pression et l'interface gaz-liquide** : Pour optimiser la séparation, il y a trois principaux paramètres qui peuvent être commandés :

- La pression à l'intérieur du séparateur
- Le niveau de l'interface gaz-liquide
- La température à l'intérieur du séparateur

Le but est de réaliser la meilleure séparation possible. Puisque variations de ces paramètres peut affecter l'état de la séparation, il est important de garder ces paramètres stable durant l'opération. Bien que la température à l'intérieur du séparateur soit presque égale à la température effluente du puits, la pression et l'interface gaz-liquide sont aussi commandées pour optimiser le rétablissement du liquide et du gaz.

II.5.1.4.2 La pression et les contrôleurs du niveau:

Ce titre couvre les systèmes de control et leurs équipements associés. Le contrôleur de pression du gaz et les régulateurs du niveau du huile et d'eau maintiennent les conditions de séparation constante. Pour ajuster la pression du séparateur et le débit d'eau et du huile, tous les contrôleurs utilisent des vannes de contrôle automatique (ACVs). L'air comprimé filtré par les scrubbers actionne les contrôleurs. Les indicateurs du niveau visuel appelés sight glass, sont employés pour surveiller les interfaces gaz-huile et du huile-eau à l'intérieur du séparateur.

a) *Contrôleur de pression du gaz* : La pression interne du séparateur est fournie par le gaz qui coule dans le séparateur. L'entrée du liquide varie selon les conditions

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

débordantes du puits. Pour maintenir une pression constante dans le séparateur, la sortie liquide doit être ajustée.

La commande de pression se fait avec un contrôleur de pression (fisher), ce dernier utilise une soupape de commande qui réagit automatiquement à n'importe quelle variation de pression dans le séparateur. Quand la pression chute, le contrôleur ferme la vanne et quand la pression monte, le contrôleur ouvre la vanne. Une fois la pression de fonctionnement de séparateur est manuellement réglé au contrôleur de pression, la pression dans le vessel est maintenue près de la valeur choisie.

Pour la sûreté, cette vanne automatique est normalement ouverte. Si pour toute raison la source d'air comprimé à la valve est coupé, le vessel ne sera pas pressurisé. La pression de séparation est appliquée directement au bourdon tube à l'intérieur du contrôleur de pression. Un changement de la pression de séparateur déforme le bourdon tube, la déformation rapproche de l'aileron (flapper) couvrant le bec (nozzle) loin causant une fuite d'air. La fuite d'air est employée par le contrôleur de pression pour ouvrir ou fermer la soupape de commande qui règle la pression dans le séparateur.

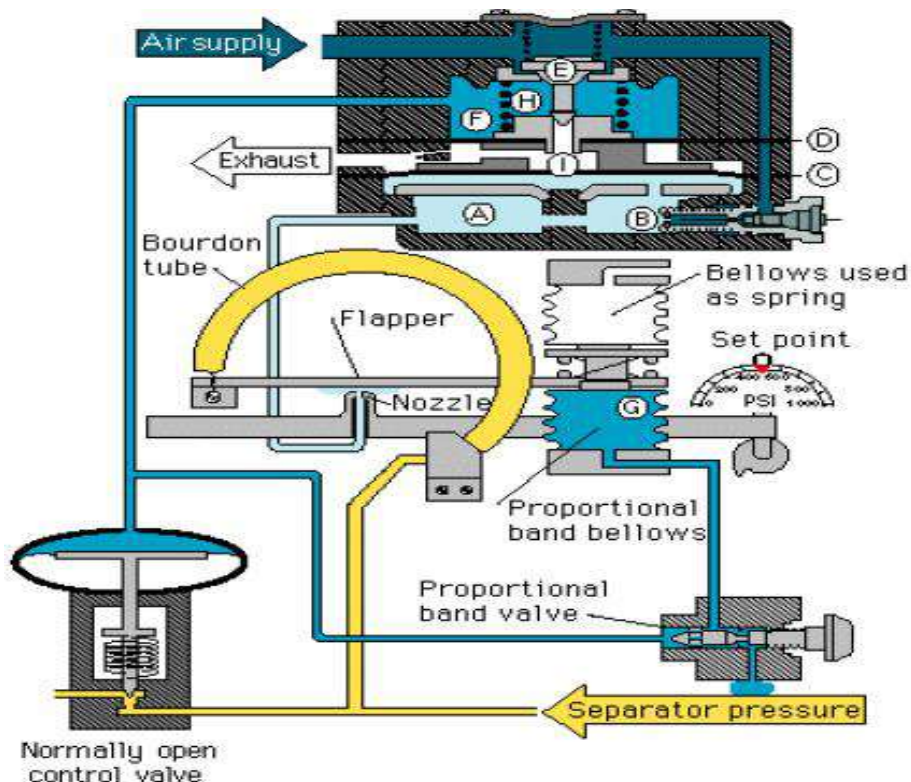


Figure II.5: Contrôleur de pression du gaz

b) Régulateur du niveau d'huile/condensât : Le niveau de l'interface de liquide-gaz à l'intérieur du séparateur devrait être maintenu constant pour atteindre la séparation désirée. Une variation du niveau change le volume du gaz et le liquide dans le séparateur, en lequel

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

la vitesse et le temps du séjour des deux fluides sont affectés. Le point de réglage initial pour le niveau de liquide-gaz dépend du rapport du gas-oil (GOR) de l'effluent du puits.

Les régulateurs du niveau d'huile emploient généralement un plongeur attaché à un contrôleur pour ouvrir ou fermer une soupape de commande qui règle le niveau du condensât. Ce contrôleur enclenche les vannes réglementaires à la sortie. Ce système permet de régler le niveau de très bas aux débits très élevés d'huile ou du condensât, limité seulement par la capacité maximale du séparateur.

Quand le niveau du condensât change, selon le principe d'Archimède, le plongeur est maintenu à flotter vers le haut par une force égale au poids du fluide déplacé. Le mouvement du plongeur est converti, par un tube de couple, faisant rapprocher l'aileron loin ou du bec. Alternativement, la fuite d'air du bec ouvre ou ferme la soupape de commande sur la sortie d'huile du séparateur.

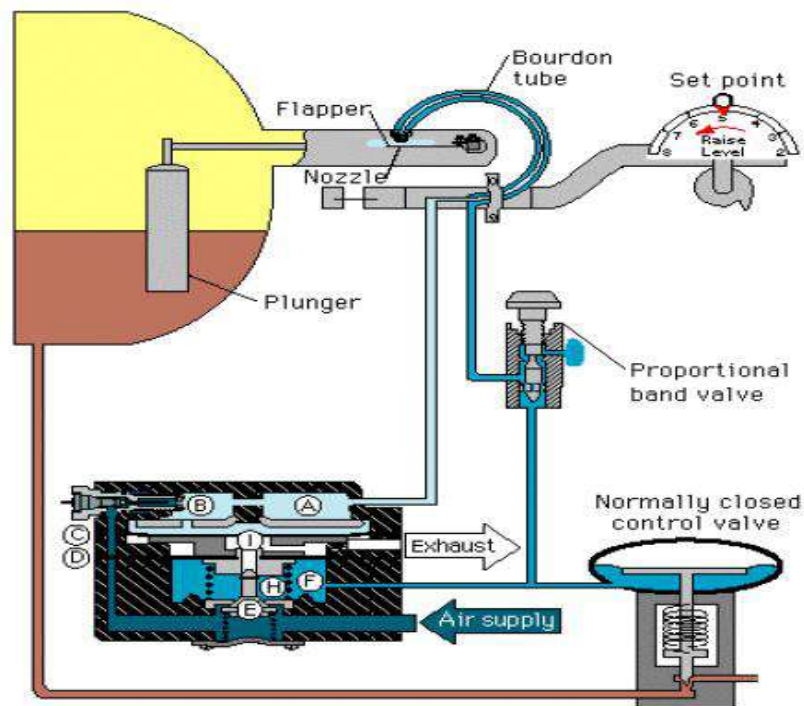


Figure II.6: Régulateur de niveau d'huile/condensât

c) *Régulateur du niveau d'eau* : Le niveau d'interface entre l'eau et le huile dans le séparateur devrait être maintenu constant pour empêcher le passage de l'eau au dessus de la plaque déversoir. Ceci est accompli avec un régulateur du niveau de l'eau connecté avec un flotteur. Le niveau de l'eau est commandé par le flotteur qui flotte dans l'eau. Le mouvement du flotteur est transmet à un aileron (flapper) du lequel des mouvements loin

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

ou plus près du bec (nozzel), causant la fuite de l'air, ceci va ouvrir ou fermer la soupape de commande sur la sortie de l'eau du séparateur.

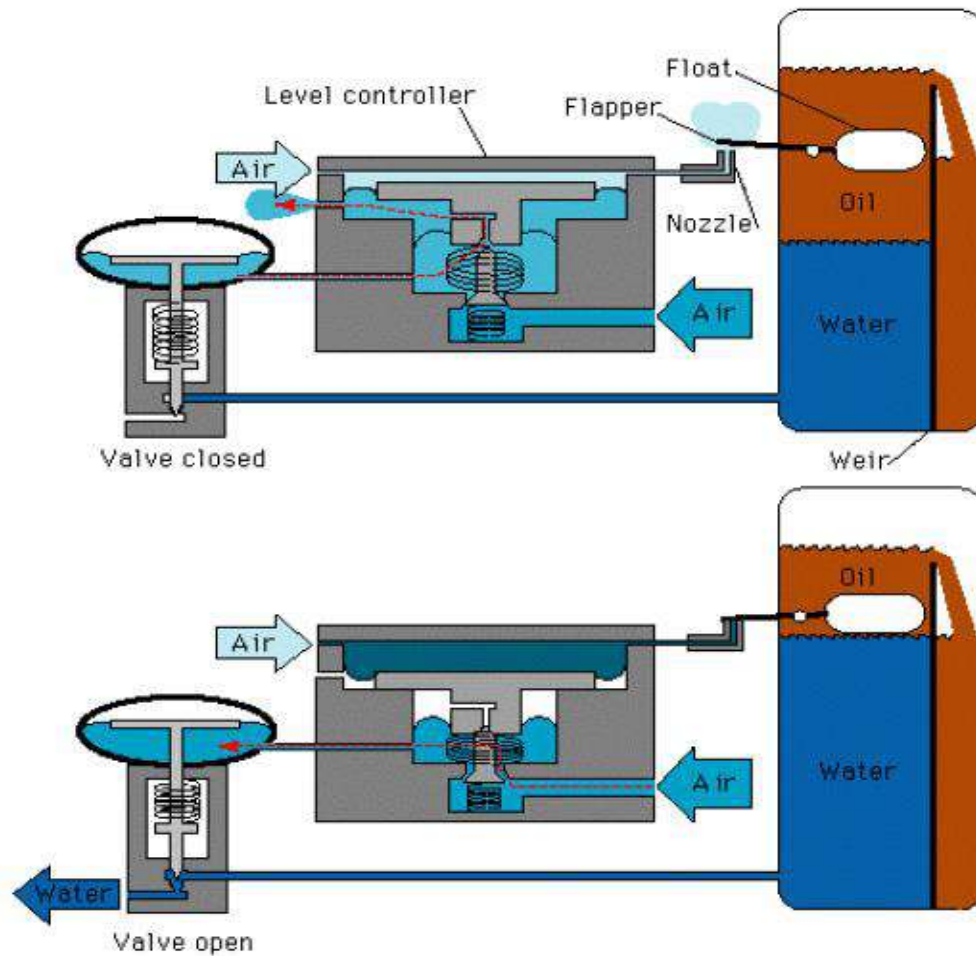


Figure II.7: Régulateur du niveau de l'eau

d) *Les Vannes de contrôle automatique* : Les vannes de contrôle automatique (Automatic Control Valves) du huile, gaz, et d'eau sont conçues pour régler le débit. Ils figurent deux types d'expositions différents (normalement ouvert et normalement fermé).

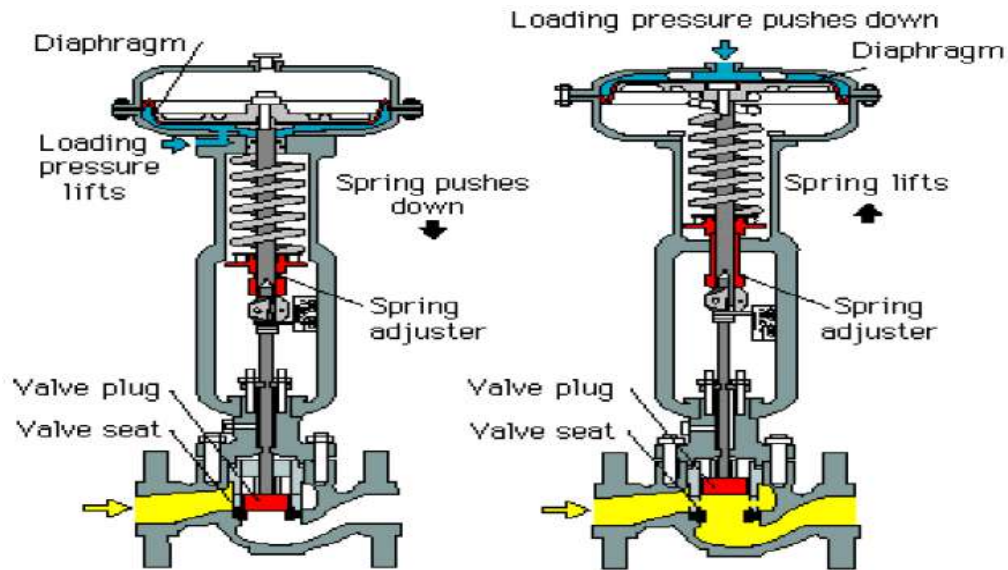


Figure II.8: Vannes de contrôle automatique

- e) *Sight Glass* : Le verre de vue (sight glass) est un indicateur visuel du niveau. Au séparateur il y a un sight glass du condensât pour surveiller l'interface gaz-huile et un autre pour surveiller l'interface huile-eau. Les niveaux à l'intérieur du séparateur peuvent être vus par le verre. Ce dispositif est construit du verre transparent logé dans une chambre en acier pour résister à la pression à l'intérieur du séparateur. En cas que le verre se casse, les verres de vue sont équipés des soupapes de sûreté qui empêchent les fluides à l'intérieur du séparateur de s'échapper.

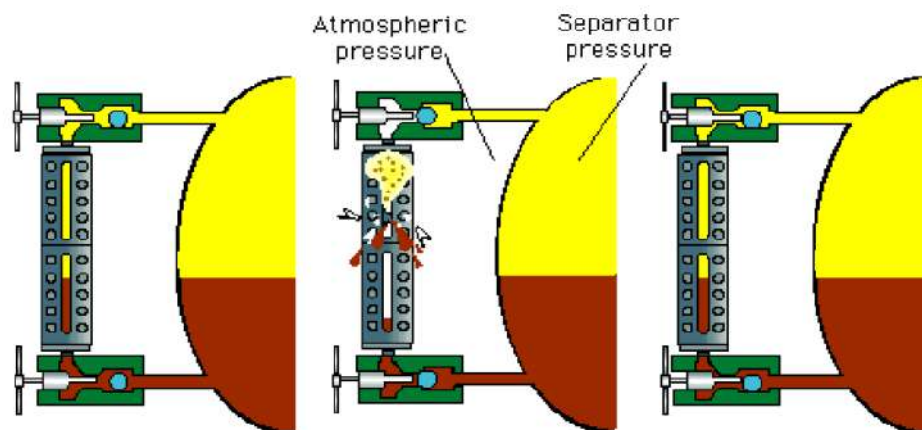


Figure II.9: Sight Glass

II.5.1.4.3 Les équipements du comptage

II.5.1.4.3.1 Les mesure de gaz

- a) Porte d'orifice (DANIAL box): Avant de laisser le séparateur, l'écoulement du gaz est mesuré en utilisant un type du compteur de pression différentiel. Un orifice calibré inséré au flux de gaz crée une petite chute de pression à travers la plaque d'orifice. La pression en

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

amont et en aval de la plaque est employée avec la température du gaz et la densité pour calculer le débit du gaz.

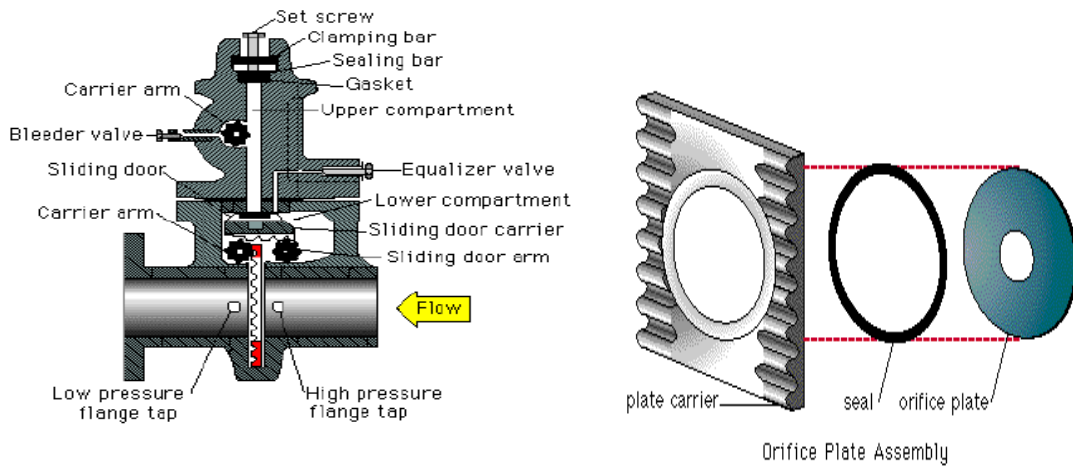


Figure II.10: DANIAL box

Le changement du diaphragme nécessite plusieurs opérations de purges et d'égalisation. Pendant l'essai, on peut faire plusieurs débit du gaz, donc, différentes tailles d'orifice sont employées.

Pour obtenir des mesures précises, l'écoulement du gaz doit être profilé avant qu'il atteigne l'orifice. Une longueur adéquate des palettes droites du pipe de redressement « straightening vanes » (paquet de tubes droits adaptés à l'intérieur du pipe), sont placées pour réduire les perturbations créées par les coudes dans la ligne du gaz.

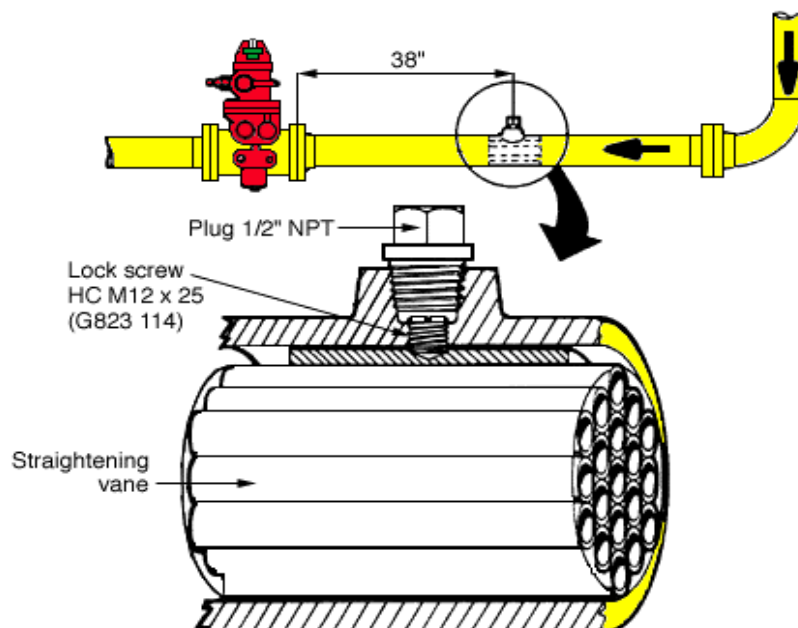


Figure II.11: straightening vanes

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

b) *Enregistreur de la pression différentiel (Barton)* : Un enregistreur de la différence de pression est utilisé au cours du test. Le mouvement de l'enregistreur est transféré à un stylo qui enregistre la pression en amont de l'orifice et un autre enregistre la pression en aval sur un diagramme (shart). Le même diagramme est employé par fois pour enregistrer la température du gaz.

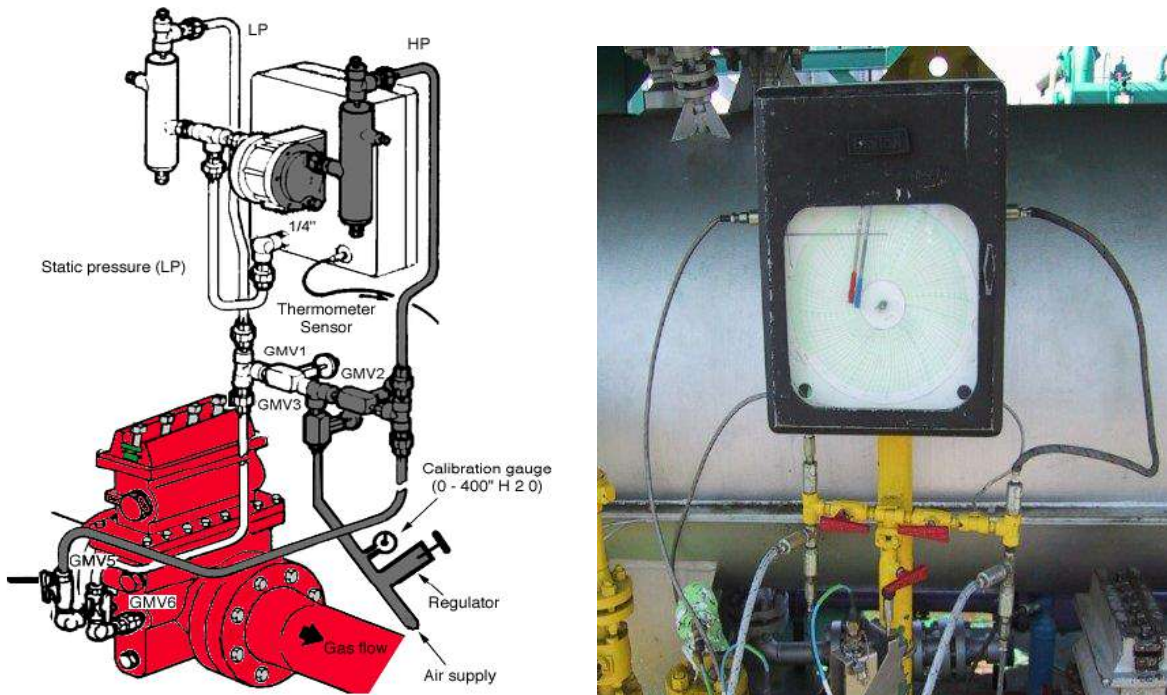


Figure II.12: Enregistreur de la différence de pression (Barton)

c) *Shrinker tester*: Le shrinker tester est généralement attaché au sight glasses du séparateur, il est utilisé pour estimer le facteur de shrinkage. Ce dernier est un facteur de correction utilisé dans les calculs du volume du huile. Il représente la quantité du gaz dissous dans le huile, quand la pression chute de la pression de séparation à la pression atmosphérique.

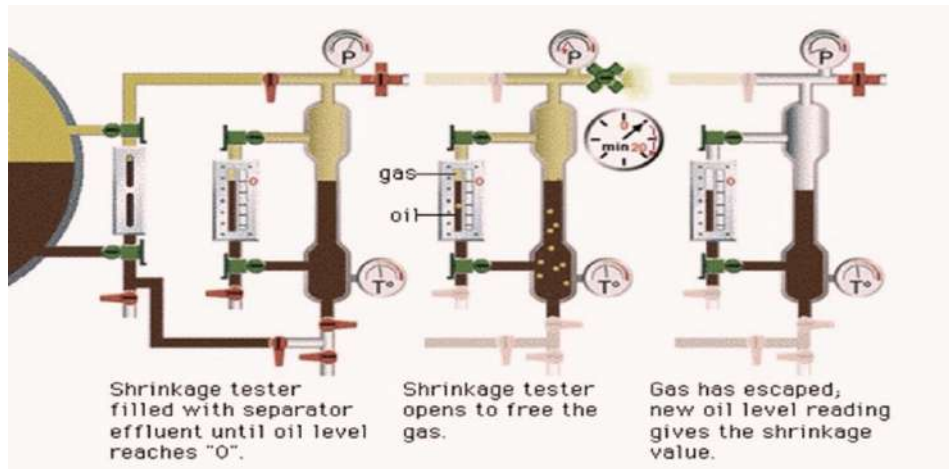


Figure II.13:Shrinker tester

II.5.1.4.3.2 Les mesures de liquide:

Les considérations au choix des compteurs liquides incluent :

- Conditions du fonctionnement - pression, débits, température,...etc.
- Disponibilité de l'espace.
- Propriétés de liquide - viscosité, densité, corrosivités...etc.
- Pièces et disponibilité de service.

a) *Le compteur à Turbine* : Aujourd'hui la plupart des mesures du liquide est faite par les compteurs à turbine en raison de sa simplicité. Un compteur à turbine est un appareil de mesure du débit qui à un élément tournant qui sent la vitesse du liquide débordant. Le liquide fait tourner le rotor de turbine à une vitesse proportionnelle à l'écoulement volumétrique. Le mouvement du rotor est normalement senti par magnétisme et il est électroniquement enregistré.

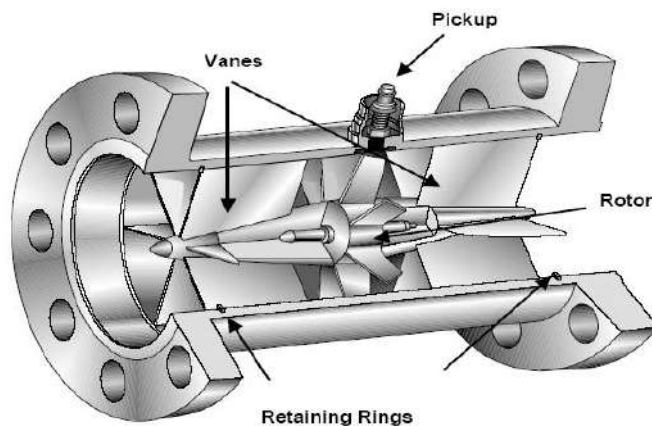


Figure II.14: Le compteur à Turbine

b) *Le compteur type FLOCO* :Ce compteur mesure le débit liquide qui passe à travers lui en séparant le liquide à des segments et en comptant le nombre des segments. Le liquide entre le FLOCO et heurte leur pont, frappant les lames et faisant tourner le rotor dans la bonne direction. Les joints sur le pont empêchent le liquide de retourner au côté d'admission. Le mouvement de rotor est transféré à un dispositif d'affichage avec accouplement magnétique.

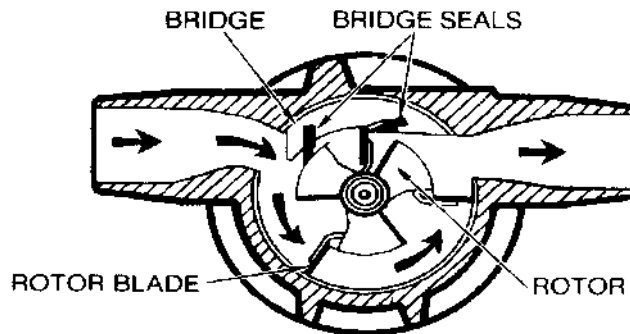


Figure II.15:Compteur du type FLOCO

c) *Le compteur type ROTRON* :Le compteur « ROTRON » se compose d'un corps avec une chambre excentrée et un rotor qui est montés transversalement à l'entrée d'écoulement. Quand le liquide traverse le compteur, un vortex est créé dans la chambre excentrée. La vitesse de rotation du vortex liquide est proportionnelle au débit. Le mouvement du rotor est transféré à un dispositif d'affichage avec accouplement magnétique.

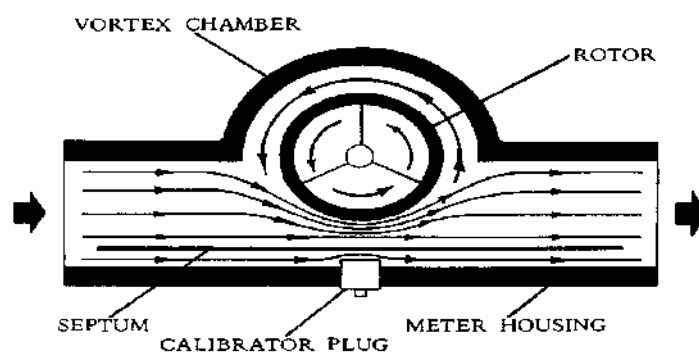


Figure II.16:Compteur du type ROTRON

d) *Surge Tank* :Au cours du well test, des réservoirs sont utilisés pour le stockage du liquide et la correction du débit calculé avec le compteur. Deux conceptions des réservoirs

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

sont disponibles, pressurisé et atmosphérique. Les réservoirs ont généralement des capacités variant de 50 à 200 barils.

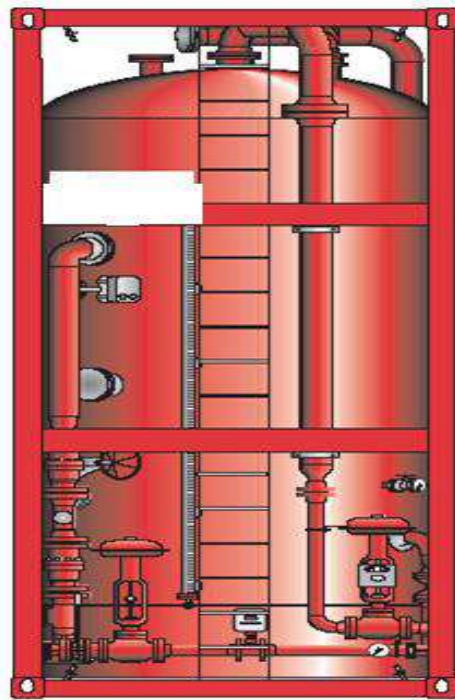


Figure II.17: Surge tank

e) Les manomètres, thermomètres et les débitmètres : ils sont conçus pour indiquer la pression et la température à l'entrée, la sortie et à l'intérieur du séparateur dont on peut les contrôler, et le débit volumique passant au cours du test.



Figure II.18: Manomètre, thermomètre et débitmètre

II.5.1.4.3.3 Les dispositifs de sécurité :

a) *Soupape de sécurité (relief valve)* : Un ressort ou un pilote actionne la soupape de sécurité, qui est installée sur tout les séparateurs d'huile et du gaz pour soulager la

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

surpression qui peut provoquer le vessel. Elle est tarée à la pression maximum de séparation et fonctionne en tout ou rien, elles sont le plus souvent reliées à la torche gaz par une conduite munie d'un clapet anti-retour.

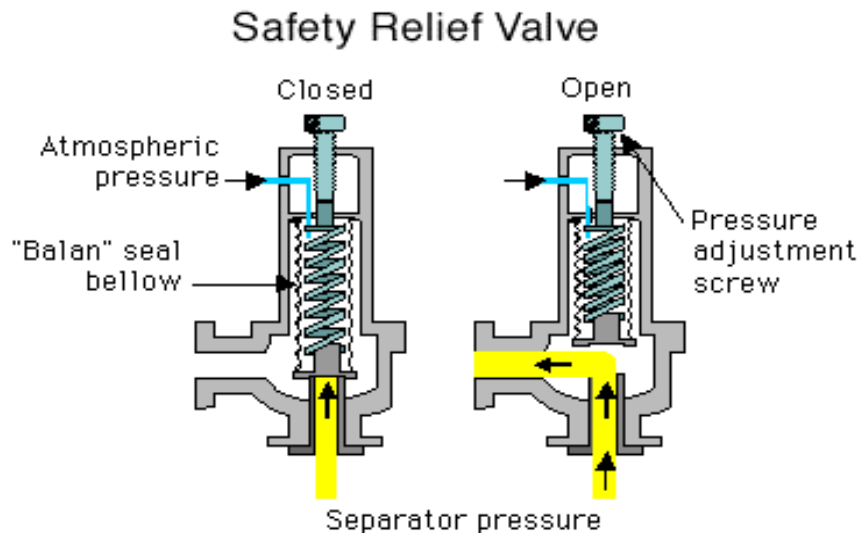


Figure II.19: Soupape de sécurité

b) Disque de rupture (safety heads): C'est un dispositif contenant une membrane mince en métal qui est conçue de se rompre quand la pression dans le vessel atteint une valeur prédéterminée (généralement à 105% de la pression de service du vessel). Le disque de rupture est choisi de sorte qu'il ne se rompe pas qu'après l'ouverture de la soupape de sécurité ou qu'elle soit incapable de prévenir la remontée excessive de la pression dans le séparateur.



Figure II.20: Disque de rupture

c) Clapet Anti-retour : Le clapet anti-retour est situé en aval de la soupape de sécurité. C'est une valve d'aileron libre (free-swinging) cela empêche la contre-pression dans la

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

ligne de sortie du gaz d'atteindre la sortie de la soupape de sécurité, où elle pourrait affecter probablement l'ouverture de la soupape de sécurité de sûreté.

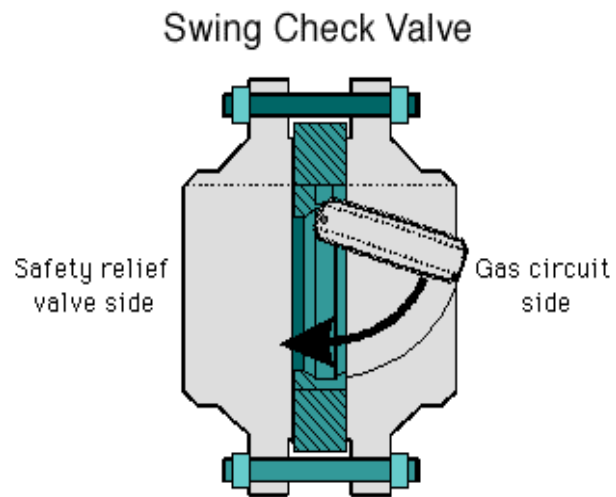


Figure II.21: Clapet Anti-retour

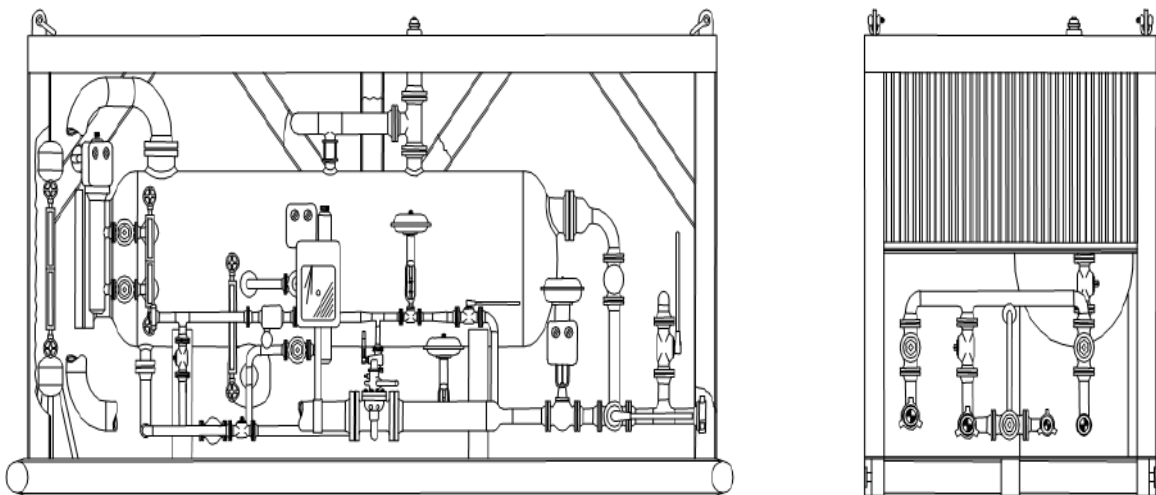


Figure II.22: Séparateur horizontal de 3 phases

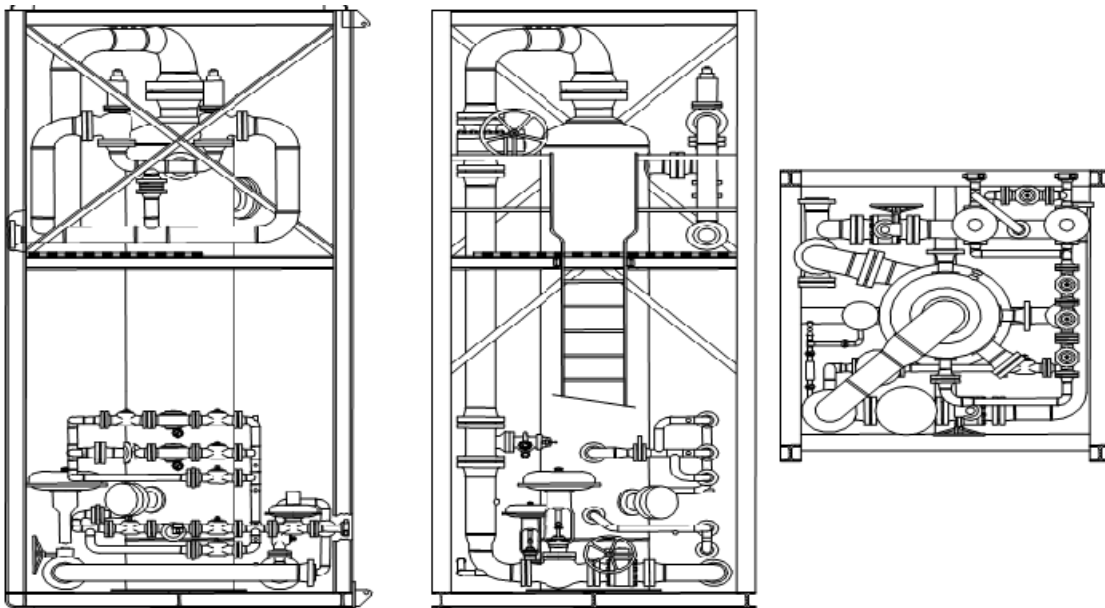


Figure II.23: Séparateur vertical de 3 phases

II.5.2 Le compresseur:

un compresseur est ce qui comprime (presse, opprime, réduit à un plus faible volume). Le terme est utilisé pour désigner toute machine qui, grâce à une augmentation de pression, est en mesure de déplacer des fluides compressibles tels les gaz.

Le compresseur non seulement parvient à déplacer les fluides, mais aussi à modifier la densité et la température du fluide compressible. Les compresseurs sont utilisés dans différents domaines, tels que dans les conditionneurs (appareils d'air climatisé), les réfrigérateurs, les turbo réacteurs et certains systèmes de production d'électricité.

Selon la méthode d'échange d'énergie, les compresseurs peuvent être groupés en différents types, tels que les compresseurs alternatifs ou à pistons (dont les valves s'ouvrent et se ferment pour aspirer ou comprimer le gaz), les compresseurs rotatifs (avec des vis en rotation) ou les compresseurs centrifuges (qui font appel un rotor-dynamique), parmi d'autres



Figure II.24: Compresseurs de l'auto-boost.

II.5.3 Les classification de compresseure :

On distingue deux grandes familles de compresseurs:

Les compresseurs à déplacement ou volumétriques et les compresseurs dynamiques [23].

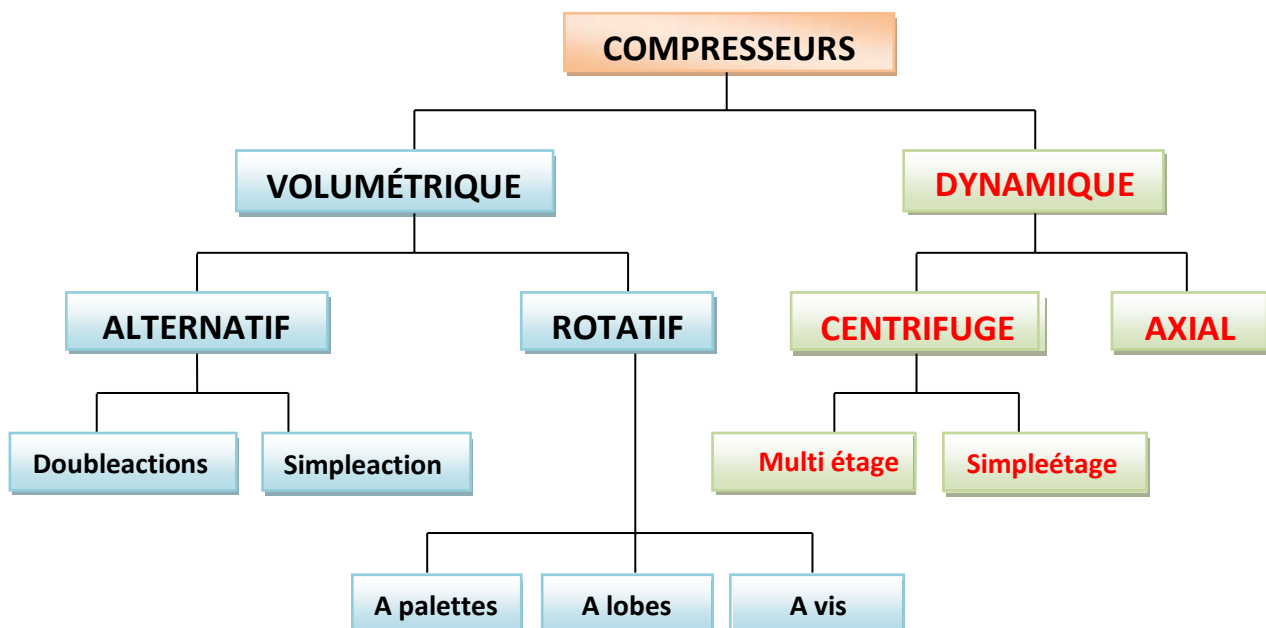


Figure III.25: Les différents types de compresseurs.

II.5.3.1 Compresseurs volumétrique :

Les compresseurs volumétrique peuvent être divisent en machines alternatif et rotatif

II.5.3.1.1 Compresseurs alternatif :

Dans un compresseur à piston, l'enceinte est le volume délimité par un cylindre, l'une de ses bases qui est fixe, et l'autre qui est un piston mobile dans l'alésage du cylindre, entraîné par un système bielle-manivelle.

En fin de compression, l'enceinte est mise en communication avec le circuit de refoulement, pour que le gaz comprimé à la pression P_2 puisse sortir. Une nouvelle masse de gaz à la pression P_1 est alors aspirée dans les canalisations amont, et ainsi de suite, le fonctionnement de la machine étant cyclique.

Les organes qui commandent le refoulement ou l'admission sont, dans les compresseurs à piston, des clapets automatiquement actionnés par les différences de pression entre l'enceinte et les tubulures de refoulement ou d'admission.

On désigne par cylindrée le volume v_s balayé par le piston entre ses deux positions extrêmes, et par espace mort et le volume minimal de l'enceinte de compression. Dans les réalisations courantes, est de l'ordre de 3 à 5 %.

Du fait de l'existence de l'espace mort, les compresseurs volumétriques présentent une caractéristique particulière : leur cylindrée apparente est inférieure à leur cylindrée géométrique. Une certaine masse de fluide reste enfermée dans le Compresseur en fin de refoulement, venant ainsi réduire le volume utile de la machine. On caractérise cette réduction de cylindrée par une grandeur appelée rendement volumétrique [17].

II.5.3.1.2 Compresseurs rotatif :

Ces compresseurs tels que les compresseurs à piston compriment les gaz par réduction du volume. Parmi les compresseurs relatifs on distingue :

- Compresseur à palette.
- Compresseur à vis.
- Compresseur type roots.
- Compresseur spirale.[17]

II.5.3.2 Compresseurs dynamique :

Au point de vue de l'écoulement du fluide, les compresseurs dynamiques se divisent en machines axiaux et centrifuges.

II.5.3.2.1 Compresseurs centrifuge

Ce sont des machines dans lesquelles l'échange d'énergie a lieu entre un rotor muni d'aubages tournant autour d'un axe et un fluide en écoulement permanent.

Un compresseur centrifuge est un dispositif de compression dynamique qui utilise la force centrifuge pour augmenter la pression du gaz d'un point à un autre.

Le compresseur centrifuge est classifié comme dynamique par opposition à un déplacement positif (machine alternative).

Il est constitué par:

- Une roue à aubes tournant autour de son axe .
- Un distributeur dans l'axe de la roue .
- Un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute.

Le gaz arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et ensuite la force centrifuge générée par la rotation de la roue à aubes, le projette vers l'extérieur de la roue. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans la volute où la section est croissante.

A l'entrée et la sortie de chaque roue le gaz est guidé par des pièces du stator qui sont constitué de:

- **Le canal d'entrée** du gaz de la bride d'aspiration à l'entrée de la première roue;
- **Le diffuseur** à la sortie de chaque roue. Dans le diffuseur se produit une augmentation de pression de gaz par ralentissement ; due à l'augmentation de section.
- **Le canal de retour** qui guide le fluide à la sortie du diffuseur et l'amène à l'entrée de la roue suivante.
- **La volute d'évacuation** du gaz vers la bride de refoulement [17].

II.5.3.2.2 Compresseurs axial

Dans ces compresseurs le gaz traverse le compresseur parallèlement à l'axe de la roue mobile, et le rotor aspire et accélère le gaz. Ce dernier, est alors ralenti dans le stator. Cette chute de vitesse provoque une augmentation de la pression du gaz [17].

II.5.4 Les avantages et les inconvénients des différents types des compresseurs

Le tableau suivant regroupe les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs [17]:

Chapitre II : La technologie de l'auto-boost

Tableau II.1: Les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs

Type de Compresseur	Compresseur volumétriques		Compresseur dynamiques	
	Alternatifs	Rotatifs	Centrifuge	Axiaux
Avantages	<p>Bien adaptés aux petits débits</p> <p>Peuvent véhiculer du gaz à toutes les pressions</p> <p>Relativement souple à exploiter</p>	<p>Peuvent véhiculer de gaz dans une large Plage de débit</p> <p>Débit régulier</p> <p>Fiabilité satisfaisante</p> <p>Débit plus régulier que les compresseurs alternatifs</p>	<p>Bien adaptés aux Moyens et grands débits de gaz</p> <p>Relativement souple à exploiter</p> <p>Excellente fiabilité</p>	<p>Très bon rendement</p> <p>Bien adaptés aux très grands débits et aux pressions modérées</p> <p>Excellente fiabilité</p>
Inconvénients	<p>Débit puisé</p> <p>Fiabilité moyenn eau niveau des soupapes</p> <p>Avoir une machine en Secours</p>	<p>Pas appliqué aux hautes pressions (maxi 5 0 Bars)</p>	<p>Pas adapté aux faibles débits</p> <p>Pompage à faible débit rend l'exploitation délicate</p> <p>Prix élevé</p>	<p>Rotors de grande taille, délicats à construire et couteux</p>



Chapter III :L'analyse Nodale

III.1 Introduction :

Tout puits de production est foré et complété pour extraire du pétrole, du gaz ou de l'eau. Un puits de production pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface. Cette interface est nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface.

Pour évaluer et diminuer les pertes de charge dans le système de production pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Les systèmes de production peuvent être simples ou contenir de nombreux composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. En raison :

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

un changement de chute de pression dans chaque niveau de ce système peut changer le comportement de chute de pression dans tous les autres niveaux. donc la conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et en une performance du système de pipes et être traitée indépendamment ; mais elle doit être analysée entièrement comme une seule unité.

La méthode qui permet d'étudier et analyser un système de production comme une seule unité c'est l'analyse nodale.

III.2 Notion sur l'analyse nodale :

L'Analyse nodale est un outil d'évaluation des systèmes de production complets (en commençant par la pression statique du réservoir et en terminant par le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être utilisée pour analyser les problèmes de production et améliorer les performances du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Les applications pratiques des idées de Gilbert sont limitées en raison des restrictions des méthodes disponibles à cette époque. Peut être utilisé pour modéliser la performance des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul

Chapitre III : L'analyse nodale

disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

III.3 Le procédé d'application de l'analyse nodale :

Des méthodes d'analyse de système ou d'analyse nodale ont été utilisées pour analyser Performance des systèmes constitués de plusieurs éléments en interaction une autre.

La chute de pression dans le système à tout moment sera la somme de Chute de pression dans tous les composants du système (**Figure III.1**)

Il convient de noter qu'il existe deux pressions dans le système qui ne sont pas fonction du débit Ce sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression en tête de puits, si le puits est commandé par une duse.

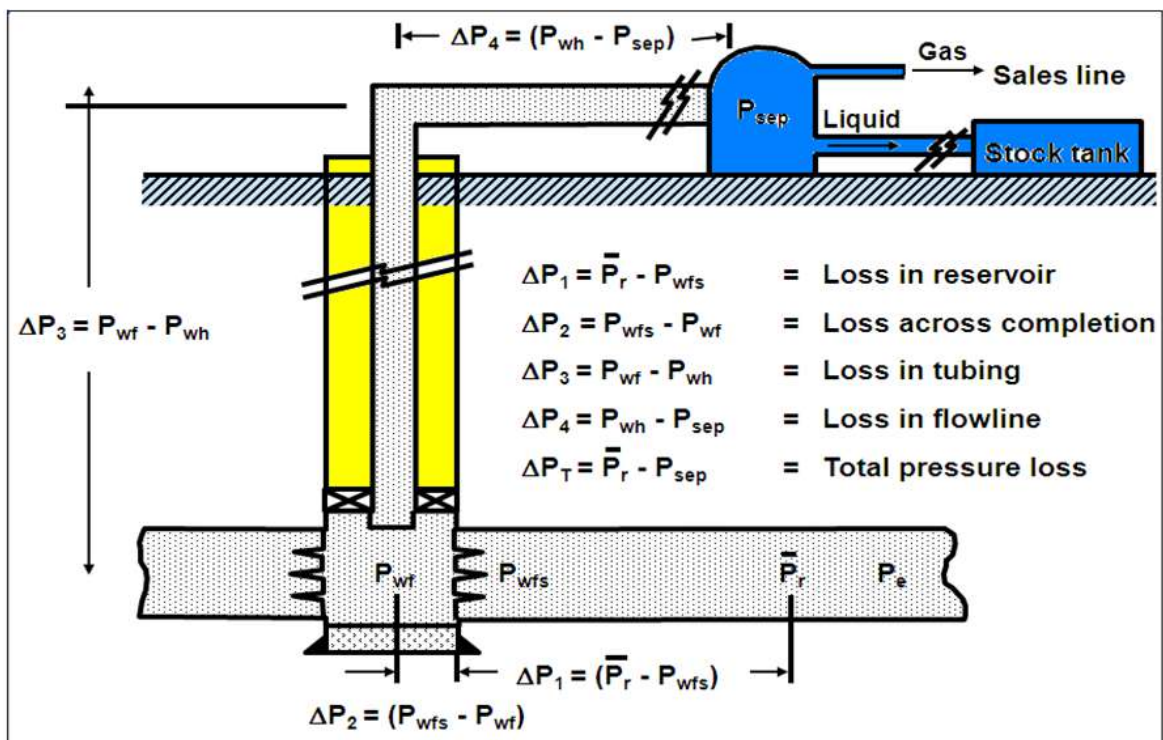


Figure III.1: les pertes de charge.

Le choix et le dimensionnement des différents composants du système la production est importante car un changement de perte de charge Suivi de tous les autres changements de chute de pression.. La pert de charge le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production, c'est-à-dire Ce n'est pas la quantité d'huile et de gaz s'écoule du réservoir vers le puits qui dépend de la pert de charge dans le système

Chapitre III : L'analyse nodale

des pipes, mais c'est la pert de charge dans le système des pipes qui dépend de la quantité de fluide le traversant. Donc comment on peut calculer les pertes de charge sans connaître de valeur de débit ? Ça c'est la question centrale de l'analyse nodale.

Pour cela l'analyse nodale basée sur la subdivision du système de production à des éléments. Et des nœuds sont placés dans une section ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. **La Figure III.2** montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Le système peut-être 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..).

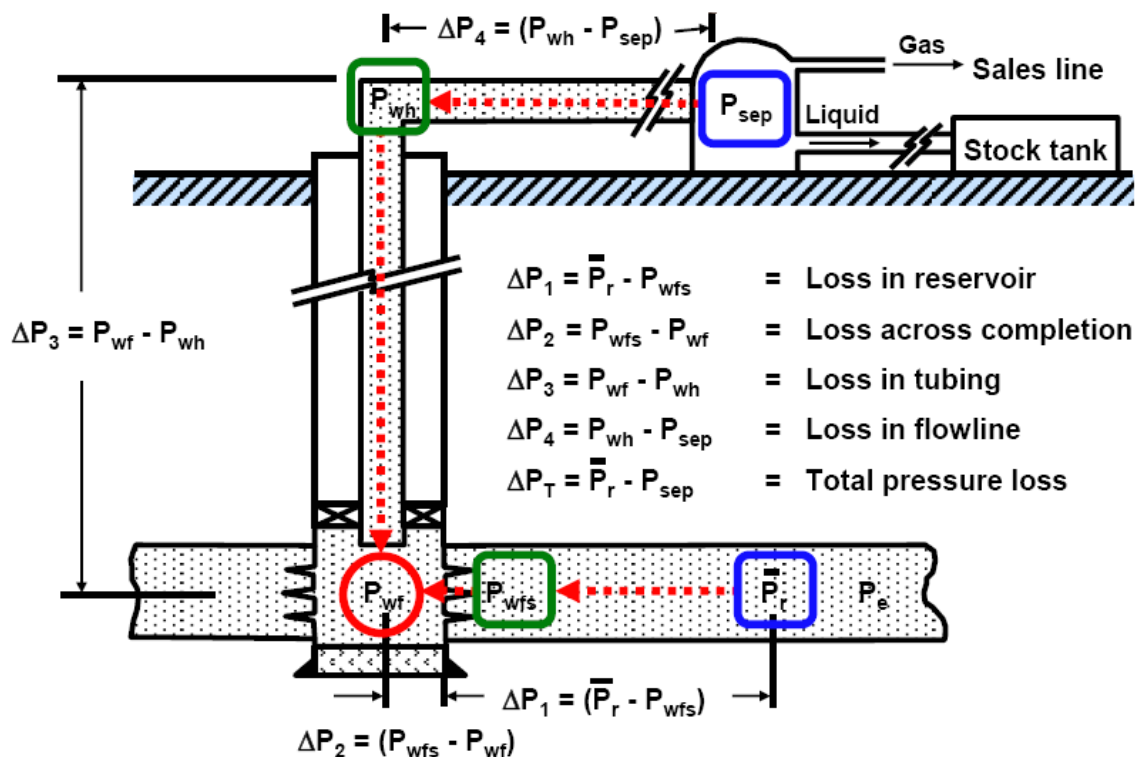


Figure III.2 : Position simple des nœuds In flow Equation

Le processus consiste à sélectionner un nœud dans le puits et à diviser le système en ce nœud. Tous les composants en amont du nœud forment la section In flow, tandis que la section Out flow est composée par tous les éléments en aval du nœud. La relation entre le

Chapitre III : L'analyse nodale

débit et la perte de charge doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au 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 :

- Inflow : $P_{\text{node}} = P_r - Dp$
- Outflow : $P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + Dp$

La chute de pression dans tout composant varie avec le débit q , à Exprimer la pression en fonction du débit donne deux courbes dont l'intersection donnera des points qui satisfont les deux conditions ci-dessus; c'est le point de fonctionnement du système.

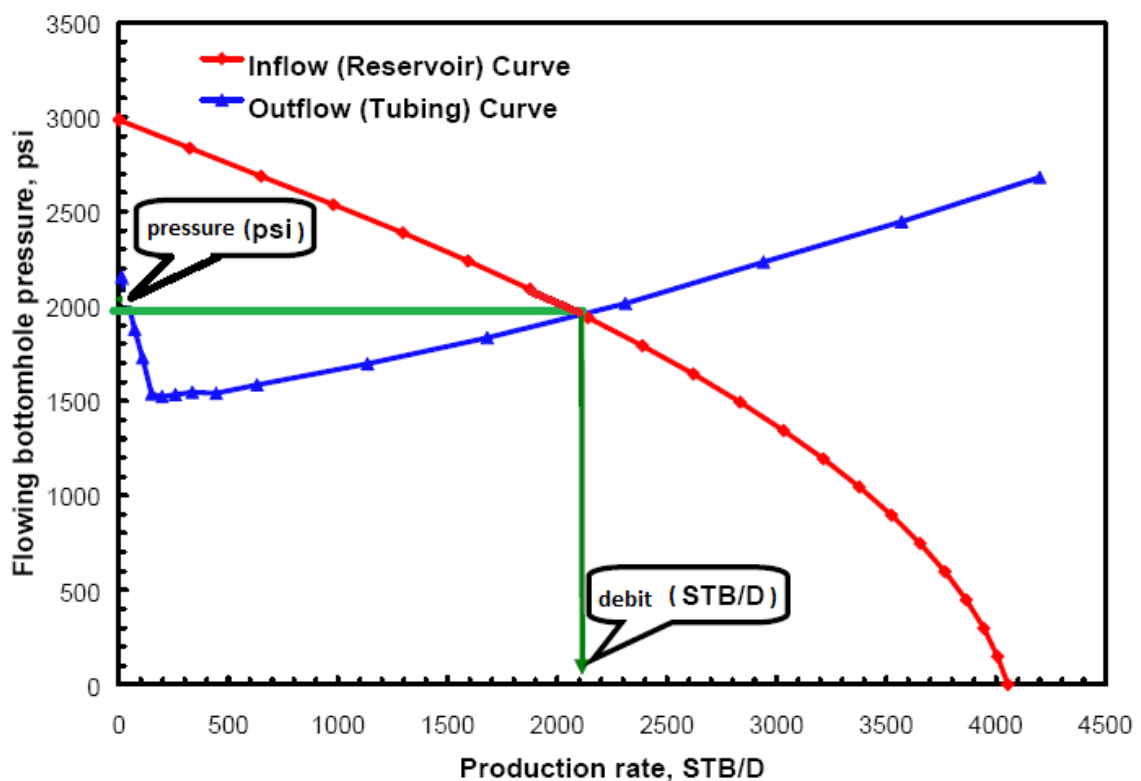


Figure III.3 : Point de fonctionnement

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

Out flow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou d'un changement des conditions de séparation[2].

III.4 Les équations et les corrélations pour le calcul des pertes de charge dans les puits à gaz :

III.4.1 La perte de charge dans le milieu poreux (IPR) :

L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, les propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, l'état de la formation (endommagée ou stimulée) etc...

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « in flow performance »; et la représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « In flow performance Relationship » ou IPR.

III.4.1.1 L'équation de Darcy :

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit est exigée.

Bien que la forme de l'équation puisse être toute à fait différente pour différents types de fluides, l'équation de base est la loi de Darcy.

Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente de fluide à la chute de pression à travers la filtrante, la loi de Darcy s'exprime :

$$V = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots \dots \dots \text{ III.1}$$

Ou :

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide.

μ : Viscosité du milieu.

dP/dx : Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

Il est important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué du sable complètement saturé à l'eau. Donc les effets des propriétés ou de la saturation du liquide n'étaient pas pris en considération. En plus Les filtres de sable de Darcy étaient de

section constante, ainsi que l'équation ne tient pas en compte la variation de la vitesse dans le milieu traversé[16].

III.4.1.2 Corrélations d'IPR pour les puits à gaz :

Si toutes les variables dans les équations d'in flow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, peuvent être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, il existe très peu d'informations pour appliquer cette équation de manière adéquate. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'in flow d'un puits, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits à gaz, sont présentées dans cette section.

La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels et doivent être mesurés.

Les corrélations les plus utilisées pour tracer l'IPR des puits à gaz sont :

- **Corrélation de Jones :**

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme [1] :

$$(pr - p_{wf}) = A Q^2 + B Q \dots\dots\dots III.2$$

"A" et "B" : sont calculés à partir les propriétés de réservoir, comme ils peuvent être déterminés à partir les essais multi-rate ; en traçant la courbe $\Delta P / Q = f(Q)$ en coordonnées cartésiennes, on obtient une ligne droite ayant une pente "A" et une intersection "B" quand le débit (Q) égale à zéro.

- **Corrélation de Forcheimer :**

Cette corrélation exprime l'IPR en fonction des coefficients de perte de charge dans l'écoulement turbulent et l'écoulement laminaire[1].

$$(pr - p_{wf}) = A Q^2 + B Q \dots\dots\dots III.3$$

Tel que :

A : coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

B : coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire

- **back pressure:**

Sa forme est[3] :

$$Q = c (pr^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots III.4$$

Où "c" et "n" sont des coefficients déterminés à partir de pression et des propriétés de réservoir.

- **C and N :**

C'est la même forme que l'équation back pressure mais elle diffère dans la manière de l'obtention des constante c et n :

$$Q = c (pr^2 - pwf^2)^n \dots\dots\dots III.5$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de en fonction de sur un papier log-log. Et "n" varie de 0.5 pour un écoulement turbulent à 1 pour un écoulement laminaire[3].

- **Multi-rate "c and n":**

Plus de 10 points de test peuvent être entrées pour adaptés l'équation précédant "c and n".

- **Multi-rate Jones :**

Plus de 10 points de test peuvent être introduits pour adaptés la corrélation de Jones pour les gaz qui est exprimé sous la forme suivante :

$$(pr^2 - pwf^2) = AQ^2 + BQ \dots\dots\dots III.6$$

- **Modified isochronal :**

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz parce qu'ils ont besoin moins de temps et d'argents pour produire les même résultats que ceux du test isochrone. Ce modèle est basé sur celui de back pressure :

$$Q = c (pr^2 - pwf^2)^n \dots\dots\dots III.7$$

Si n = 1 alors $c = \frac{0.703kh}{\mu gTZ \ln(\frac{0.606 r_e}{r_w})}$

III.4.2 Pertes de charge dans le tubing (Out flow) :

L'équation de perte de charge pour un écoulement poly phasique est composée de trois termes :

- Le terme d'élévation ou le terme statique.
- Le terme de frottement.
- Le terme d'accélération.

Ou :

La Perte de charge total = perte par frottement + perte par élévation + perte par accélération.

III.4.2.1 Configuration de l'écoulement vertical diphasique :

Quand deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il existe une large gamme des modèles d'écoulement possible.

Chapitre III : L'analyse nodale

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle.

Plusieurs modèles essayent de prédire la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries de conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité. Certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement.

Les structures d'écoulement sont nombreux et on peut citer :

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

III.4.2.2 Calcule des pertes de charge dans le tubing :

III.4.2.2.1. L'équation générale de l'énergie:

La base théorique pour la plupart des équations d'écoulement des fluides est l'équation générale d'énergie, cette équation est une expression pour l'équilibre ou la conservation de l'énergie entre deux points dans un système.

L'équation d'énergie est développée d'abord, en utilisant des principes de la thermodynamique, est modifiée selon une forme d'équation de gradient de pression

$$U'_1 + P_1V_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W'_s = U'_2 + P_2V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c}$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc}$$

U' : Energie initiale.

PV : Energie d'expansion ou de compression.

$\frac{m \cdot v^2}{2 \cdot g_c}$: Energie cinétique.

$\frac{m \cdot g \cdot Z}{g_c}$: Energie potentielle.

q' : Energie calorifique ajustée au fluide.

W'_s : Travail subi par le fluide de l'entourage.

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{total}$: Perte de charge totale.

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ele}$: Perte de charge due ou élévation.

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_f$: Perte de charge due ou frottement.

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc}$: Perte de charge due ou accélération.

L'équation de bilan énergétique est difficile à appliquer, à cause du terme de l'énergie interne. Et la Complexité des écoulements diphasique rend leur description difficile. Il est difficile de trouver des formules simples pour déterminer le comportement de la pression le long du tubing ; néanmoins, en particulier pour le besoin de l'industrie pétrolière, des méthodes numériques ont été définies pour estimer la valeur de la variation de pression le long du tubing.

III.4.2.2.1 Les principales corrélations des pertes de charge :

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs, pour cela Il existe plusieurs corrélations de pertes de charges basé sur la détermination des trois composants du gradient de pression :

- **Gradient hydrostatique (gradient d'élévation):** Qui vient de la densité de la colonne des fluides. Qui est calculé à partir de la connaissance de la proportion prise par le liquide dans la section d'écoulement, et de la densité des différentes phases. C'est proportionnel au cosinus de la déviation (étant 0 dans une conduite horizontale).
- **Gradient de friction (frottement):** Qui vient à partir contact des fluides avec les parois des conduites. Se calcule de manière spécifique pour chaque corrélation, mais

Chapitre III : L'analyse nodale

généralement utilise le concept du diagramme de facteur de friction pour calculer ce facteur qui est fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité.

Ce facteur est donc utilisé pour calculer le gradient de friction.

- ***Gradient d'accélération*** : Qui vient de l'énergie cinétique croissante des fluides, qui accélèrent avec la diminution de la pression. Ce terme est souvent négligé, mais est toujours inclus dans certaines corrélations.

Les corrélations sont très nombreuses. On peut les classer suivant des catégories, comme suit :

Chapitre III : L'analyse nodale

Tableau III.1 : classification des différentes corrélations

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	But
1 ^{ère}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{ème}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{ème}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

Sachant que :

- Holdup Liquide (HL) :

C'est la fraction de l'élément d'une conduite occupée par le liquide à un instant (t).

$$HL = \frac{\text{Le volume de liquide dans l'élément de conduite}}{\text{Le volume de l'élément de conduite}}$$

- Le gaz Holdup (H_g) : est $H_g = 1 - HL$

III.5 Le logiciel utilisé pour appliquer l'analyse nodale :

III.5.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

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

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PIPESIM assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir[18].



Chapter IV :Etude De Cas

Chapitre IV : Etude de cas

IV.1 Application du l'autoboost sur les champs périphériques HTF :

IV.2 Choix des puits :

Les critères les plus importants pour la sélection des puits candidats au gas-lift ou le technique de l'autoboost sont :

- Ce sont des puits située loin de réseau gaz-lift (GL).
- possibilité d'actives les puits candidat au gaz lift.
- Les puits ont une grande potentielle, mais leur production est faible (il faut bonne d'activation).
- 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).
- Disponibilité des données.

Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits: **HTF14** , **HTF24** , **HTF28**.

IV.2.1 Collecte des données :

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests (jaugeage) faits sur les puits choisis (HTF14. HTF24. HTF28).

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

Tableau IV.1 : Les données technique du puits [18].

Données Nécessaire					
Données Du	Données		du	Données de complétion	Données de
Fluide	réservoir				surface
Model Du Fluide	Pression de fond dynamique (PFD)			Température du réservoir	Pression de tête
Propriétés du fluide	Débit			Longueur du tubing	température de la tête de puits)
GOR (Rs)	Température réservoir		du	ID, ED du tubing	
Densité Du Gaz	Courbe IPR			Cote de la vanne d'injection	
Densité De L'eau	/			Cote des perforations.	
API (dead oil density)	/			/	

IV.3 Historique des puits :

Le puits **HTF14** est un puits producteur d'huile horizontale foré en 01/12/2012 (date fin de forage) à une profondeur de 3461m, le puits avec un complétion LPP Liner Pré Perforé avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone HZP du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021[18].

Le puits **HTF24** est un puits producteur d'huile horizontale foré en 27/04/2016 (date fin de forage) à une profondeur de 3454 m, le puits avec un complétion Open Hole avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone HZP du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021[18].

Le puits **HTF28** est un puits producteur d'huile horizontale foré en 08/02/2018 (date fin de forage) à une profondeur de 3430 m, le puits avec un complétion LCP Liner Cimenté Perforé avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone HZP du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021[18].

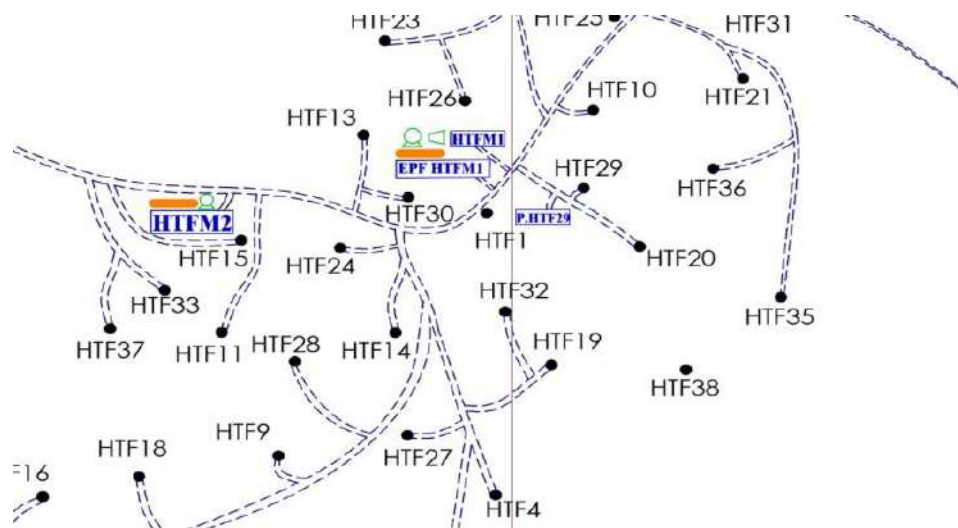


Figure VI: Carte de localisation des puits (HTF14, HTF24, HTF28)[18].

[

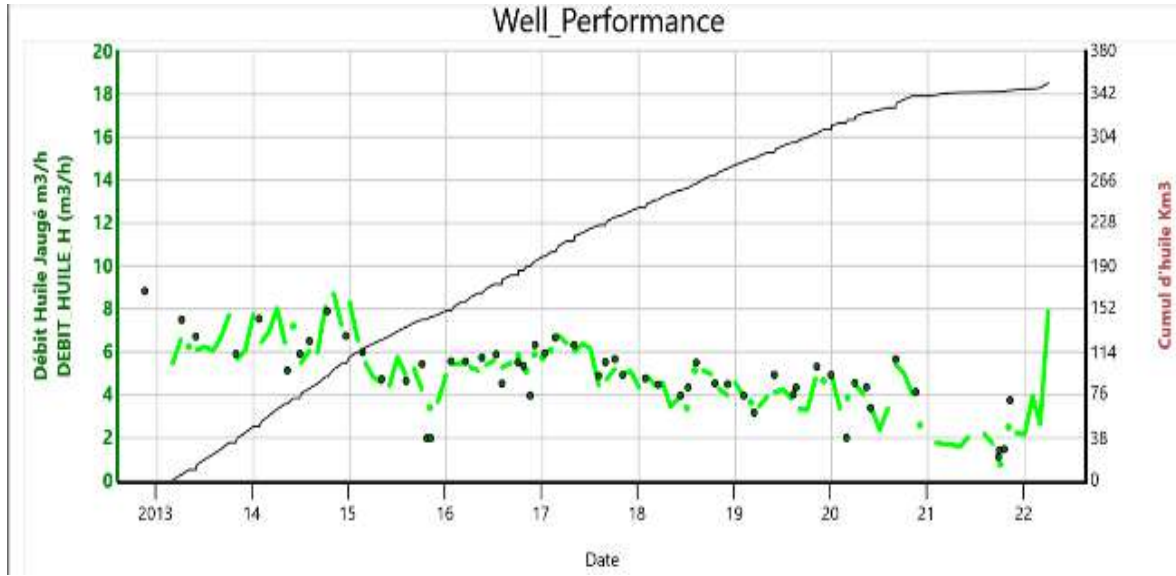


Figure IV.2: Profil de production du puits HTF14 [18]

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.2 : Les paramètres du well test des puits[18] .

<u>Test puits : HTF14</u>											
Test	Date	Pg (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	17/11/2012	464.46	284.1	87.1	Huile	8.84	0.56		146	3.23	9.53
Build up	12/6/2015	420.15	190	25.3	Huile	1.98	0.09		51	10.8	12.5
Build up	6/8/2020	314.26	135	16	Huile	3.39	0.2		77.8		12.5
PFS	6/2/2021	300.65		77.43							

Ce tableau représente les différents types de tests (DST, Construction, PFS) du puits HTF14 ,ce test nous a permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits.

Chapitre IV : Etude de cas

Test puits : HTF24

Test	Date	Pg (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	9/5/2016	417.22	289.47	87.9	huile	9.2	0.79		107	-1.05	9.53
PFD	19/9/2016	Null	248.62	57.13	huile	5.3					9
PFD	18/10/2016	Null	236.01	51.38	huile	4.33					9
PFD	22/2/2020	Null	186.17	23.1	huile	3.12					9

Ce tableau représente les différents types de tests (DST, Construction, PFS) du puits HTF24 ,ce test nous a permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits.

Chapitre IV : Etude de cas

Test puits : HTF28

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		Ip	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	22/1/2018	409	173.04	26.01	huile	3	0.13		29.9	-1.74	9.53
PFS	26/2/2020	350		134.5							
PFS	29/5/2021	329.38		97.4							

Ce tableau représente les différents types de tests (DST, Construction, PFS) du puits HTF28 ,ce test nous a permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits.

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.3 : Les derniers opération des puits[18] .

HTF14 : LASTOP			
PUITS	Date debut	Date fin	Type opération
HTF14	23/8/2021	23/8/2021	DIAGRAPHIE
HTF14	15/11/2021	15/11/2021	WIRELINE
HTF14	23/1/2022	23/1/2022	OPERATION_SPECIALE

HTF24 :LASTOP			
PUITS	Date debut	Date fin	Type opération
HTF24	22/2/2020	22/2/2020	DIAGRAPHIE
HTF24	14/2/2022	14/2/2022	OPERATION_SPECIALE
HTF24	7/3/2022	7/3/2022	WIRELINE

HTF28 : LASTOP			
PUITS	Date debut	Date fin	Type opération
HTF28	6/5/2018	06/5/2018	DIAGRAPHIE
HTF28	5/1/2022	5/1/2022	OPERATION_SPECIALE
HTF28	30/1/2022	30/1/2022	WIRELINE

Ce tableau montre les dernières opérations(diagraphie, wireline, opération spéciale...) sur les trois puits HTF14 , HTF24 , HTF28

IV.4 Problématique :

Pour l'augmentation de production au champ Hassi Messaoud, Le méthode de récupération par Gaz Lift représente 45 % de la production, ainsi que pour les champs périphériques sont loin au le réseau pressurisé Gaz Lift, Il n'y a aucune possibilité d'actives les puits candidat au gaz lift [18].

Les étapes ont été faites pour identifier ce problème ses conséquences sur la production :

IV.4.1 Investigation par jaugeage :

Ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permet d'obtenir d'autre paramètres caractérisant tels que le GOR, la température d'huile ainsi que la salinité de l'eau. Les résultats sont montrés dans le tableau.

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.4 : Dernier jaugeages des puits [18] .

<u>Puits: HTF14</u>									
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)
			Huile	Gaz		Press.Tete	Pres pipe	Press separ	
28/5/2020	12.5	1440	3.39	505.65	149	16	13.5	5	28
31/8/2020	12.5	Vx40	5.67	913.18	161	24.1	12.7	--	29
15/11/2020	12.5	Vx40	4.14	688.86	166	16.7	11.8	--	25
24/9/2021	9	1440	1.12	234.65	210	13.6	9	--	31
28/9/2021	9	1440	1.43	43.08	30	11.2	5.6	5.22	31
16/10/2021	9	1440	1.47	160.80	109	14.8	2.5	2.51	23

Chapitre IV : Etude de cas

Puits: HTF24

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)
			Huile	Gaz		Press.Tete	Pres pipe	Press separ	
26/2/2020	9	1440	1.59	142.42	90	19	14.8		21
29/3/2020	9	1440	2.36	335.06	142	21.2	11.8		31
12/5/2020	9	1440	2.68	273.33	102	21.1	12.6		43
28/5/2020	9	1440	2.37	423.93	179	22.4	11.2	3.59	27
31/8/2020	9	1440	3.06	317.39	104	25.1	12	11.8	25

Chapitre IV : Etude de cas

Puits: HTF28

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)
			Huile	Gaz		Press.Tete	Pres pipe	Press separ	
19/1/2018	9.52	1440	2.99	433.11	145	26	10	4.23	20
1/5/2022	12	1440	1.2	1321.44	1104	17.4	5	4.18	18

D'après les résultats de Jaugeage (HTF14), On peut tirer les interprétations suivantes :

Une chute de production qui est illustrer dans le tableau de **2 m³/h** en 26/02/2020 jusqu'au **1.47 m³/h** en 16/10/2121 correspond à une chute de **0.53m³/h**, cette diminution est le résultat de la déplétion naturel et elle est confirmée par les opérations (nettoyage, mesure de pression PFS et LBU) malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Mais cette traitement ont un effet relatif sur l'amélioration de production.

La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de [109-55]

IV.5 Solution :

Le nouvelle technologie l'Autoboost permet d'activer les puits candidat avec le potentielle actuel de production par séparer la quantité produit de gaz et réinjecté au puits équipé sur les SPM ou bien le concentrique, que peut-on définir ou décrire l'auto-Gaz et utiliser le débit excès de gaz pour le réinjecter aux puits à proximité par création d' un réseau Gaz Lift.

Pour cela on va modéliser les puits candidat au gaz lift pour avoir le gain de production par PIPSIM.Cette modelisation a pour but d'avoir les pressions et les débits de gaz nécessaire pour l'alimentation des autres puits[18].

IV.6 Optimisation de gaz lift :

L'objectif de l'injection du gaz et de diminuer la densité des fluides ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnels dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes des charges dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum des pertes de charges gravitationnelles et en même temps le minimum des pertes de charges dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing. Un excès de gaz peut causer une perte de production d'huile car si on injecte un très grand débit de gaz, le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d'huile produite. La détermination du Q_{ginj} optimum dépend essentiellement des pertes de charge en écoulement dans la colonne de production qui ont une double origine :

- Pertes de charge par gravité dues au poids de fluide.
- Pertes de charge par friction de l'effluent avec les parois de la colonne et par frottements des fluides les uns aux autres. A partir de la figure ci-dessous, on constate que

Chapitre IV : Etude de cas

les pertes de charge totale passent par un minimum, la perte de charge due au poids de fluide décroît en fonction du débit de gaz alors que la perte de charge par friction augmente. Le minimum des pertes de charge totale correspondra à un Q_{inj} optimum, si on fait augmenter la quantité de gaz injectée, nous aurions une augmentation des pertes de charge totale et une diminution de la production [18].

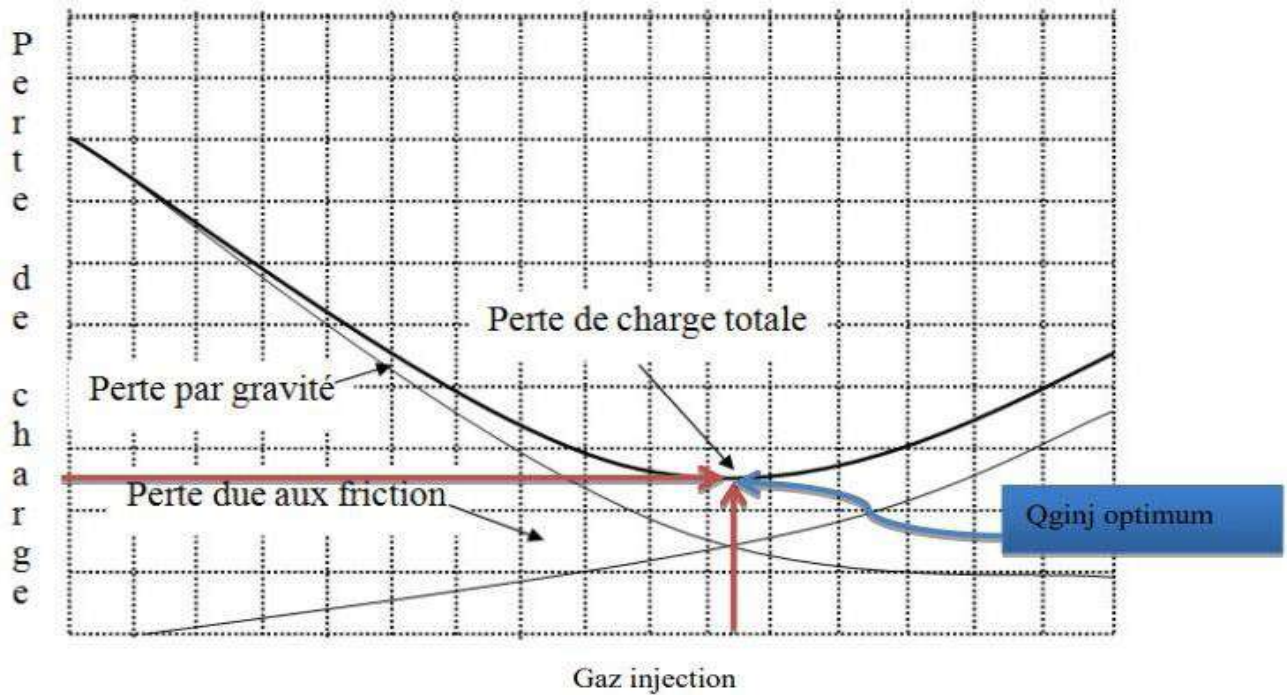


Figure IV.3 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz

IV.7 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

Le logiciel **PIPESIM** est un outil informatique créé par Schlumberger utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

Avec le PIPESIM nous pouvons :

- Analyser le système de production
- Déterminer les gradients de pression
- Optimiser le gaz-lift.

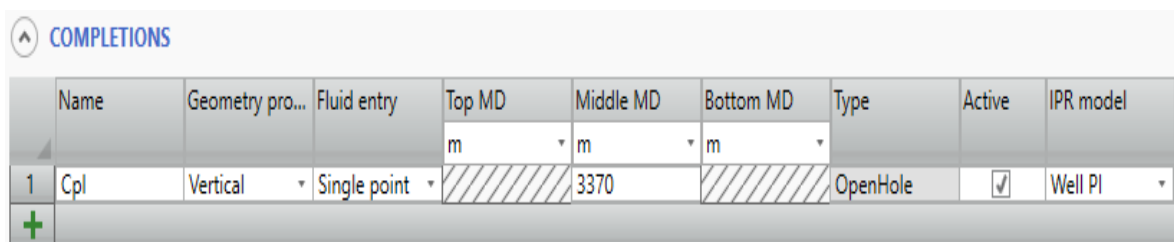
Chapitre IV : Etude de cas

Le PIPESIM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT [18].

IV.7.1 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM:

A partir de la 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 :

- Du jaugeage : débit d'huile, GOR, Pression de tête, diamètre de la duse.
- Du well test (build up) : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, pression de tête, index de productivité, débit d'huile, diamètre de la duse.
- De la fiche technique (complétion du puits) :
 - les côtes (tubing, casing, concentrique,)
 - MD, mesured depth
 - Diamètre intérieur et extérieur du tubing.
 - Rugosité.
- Des données PVT : Rs (GOR de dissolution), Pression de bulle, densité de l'huile et de gaz [27]



	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
				m	m	m			
1	Cpl	Vertical	Single point	/	3370	/	OpenHole	<input checked="" type="checkbox"/>	Well PI

Figure IV.4 : Tubulaire Du Puits

Chapitre IV : Etude de cas

Reservoir	Sand	Fluid model
Reservoir pressure:	344	kgf/cm2 g
Reservoir temperature:	120	degC
IPR basis:	<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas	
Productivity index:	0,653	sm3/(d.bar)
Use Vogel below bubble point:	<input checked="" type="checkbox"/>	
Use test data:	<input type="checkbox"/>	

Figure IV.5: Les Paramètres De Complétion

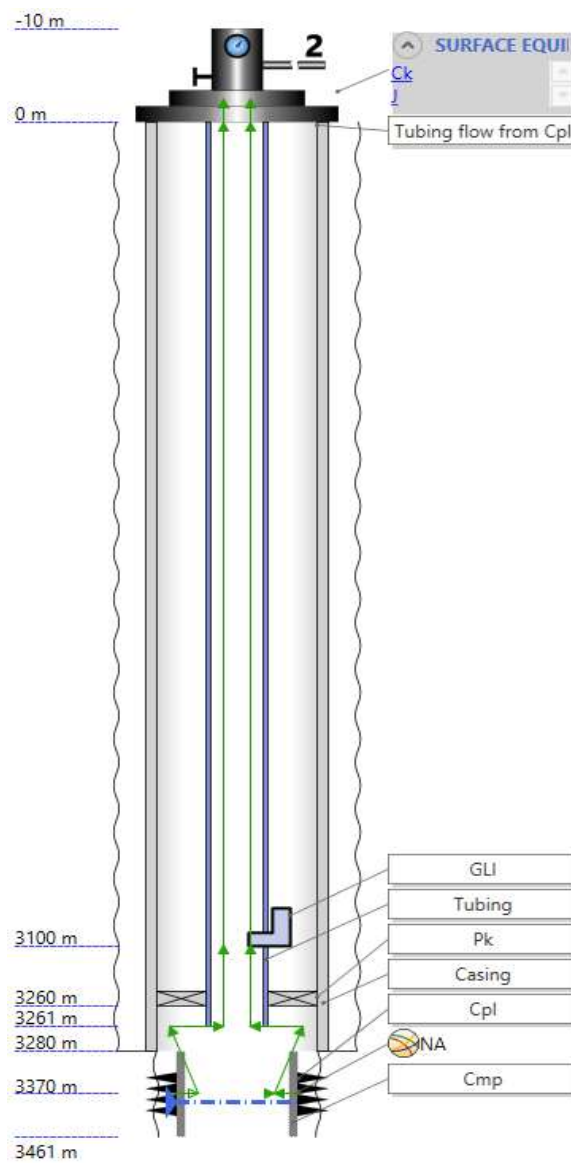


Figure IV.6 : Complétion Modelé Par Le PIPESIM

IV.7.2 Détermination de corrélation de RMS (root mean squared) :

C'est l'écart entre la pression de fond dynamique et calculées en pourcentage pour chaque corrélation (%) :

Les relations RMS :

$$\text{RMS}_p = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{np} (pn - pi)^2}}{\sqrt{np}}$$

$$\text{RMS}_T = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{nT} (Tn - Ti)^2}}{\sqrt{nT}}$$

$$\text{RMS}_L = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{nL} (Ln - Li)^2}}{\sqrt{nL}}$$

Où :

RMS_p = RMS erreur calculée pour la correspondance de pression.

P'i = Valeur de pression prévue pour l'observation i_{th} à partir de la corrélation de débit

Pi = Valeur de pression mesurée ou observée pour l'observation i_{th}

Np = Nombre d'observations de pression

RMS_T = Erreur quadratique moyenne calculée pour Correspondance de température

i = Valeur de température prédite pour l'observation i_{th} à partir des modèles de transfert de chaleur

T' = Valeur de température mesurée ou observée pour l'observation i_{th}

n_T = Nombre d'observations de température

RMS_L = Erreur quadratique moyenne calculée pour Liquid holdup match

L'i = Valeur de rétention de liquide prédite

Li = Valeur de rétention de liquide mesurée ou observée

n_L = Nombre d'observations de rétention de liquide [18].

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.5 : valeurs de RMS pour chaque corrélation de puits HFT14

Correlation	RMS
OLGAS 2017.1 3-Phase HD	1,46
TUFFP v. 2011.1 3-Phase (emulsion override)	46,22
Ansari	63,95
Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]	95,31
Orkiszewski [Baker Jardine]	279,07
Hagedorn & Brown	281,99

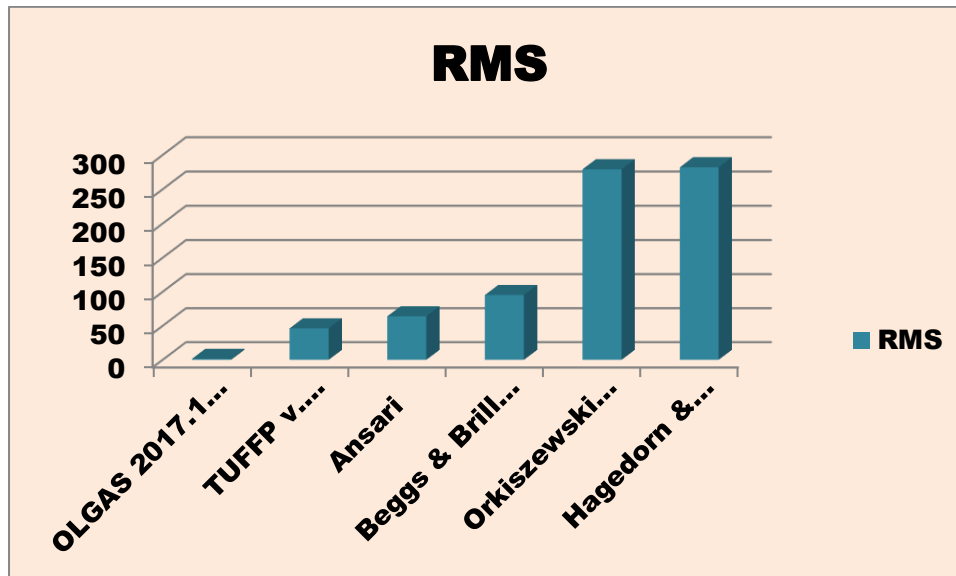


Figure IV.7 : Résultats Obtenus Par Data Matching

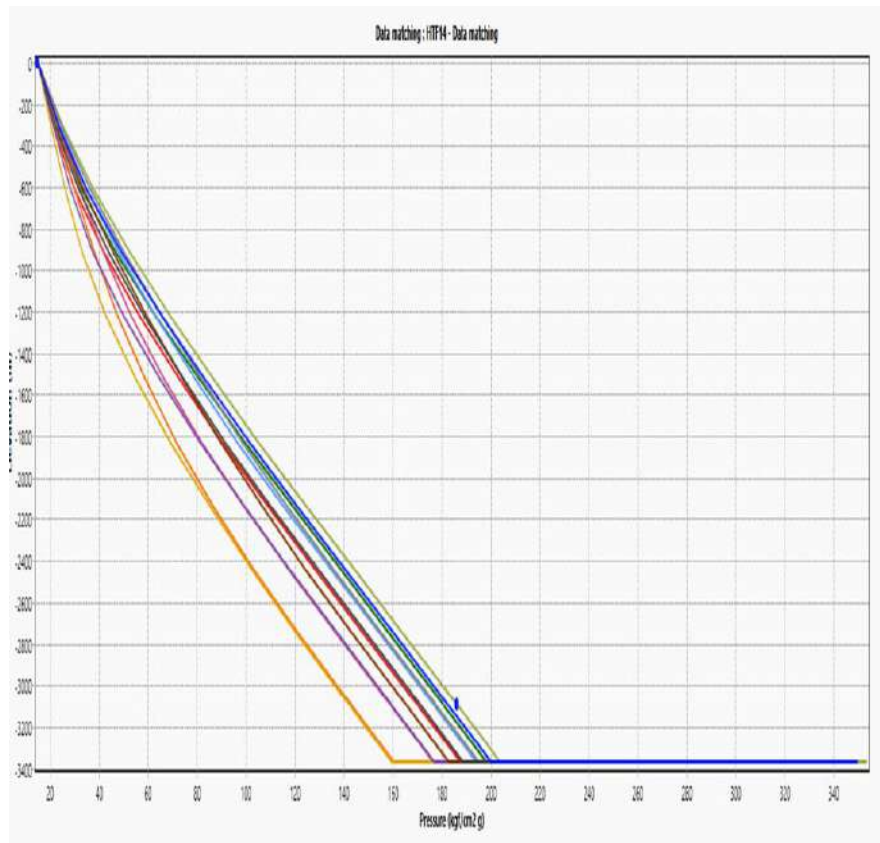


Figure IV.8 : Diagramme des corrélations de puits HFT14

La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne une pression de tête proche de celle mesurée.

IV.8 Performance des puits :

On a introduit les données de Build Up et de jaugeage des puits HTF14.HTF24.HTF28 dans le logiciel pour déterminer le point de fonctionnement de system.

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.6 :Performance des puits

Les puits Les Caractéristiques	HTF 14	HTF 24	HTF 28
Température de gisement T(C°)	120	120	120
Pression de gisement	344	350	329
Densité moyenne d'huile, API	43	43	43
Gaz gravité	1.029	1.029	1.029
Densité de l'eau dw	1.02	1.02	1.02
Rs (m3/m3)	140	160	145
Pb (kg/cm2)	145	145	145
GOR	dans la modélisation de pipesim on utilise le Rs, c'est le GOR dans le réservoir.		

IV.9 Matching du dernier well test (BU):

Les données de base pour ce test sont :

➤ **Pour l'Outflow :**

- **Qhuile** = 3.75 m³/h

- **Ptête** = 19 kg/cm²

Température tête : 37°C

- La corrélation de OLGAS 2017.1 3-Phase HD pour l'écoulement vertical.

- **Diamètre extérieur du Tubing**: 4'1/2 de 0 à 2389 m

(ID = 2.441 inches , wall thickness = 0.002)

- **MD** = 3100 m

- **Diamètre de la duse** = 12mm

➤ **Pour l'Inflow :**

Pg = 344 kg/cm²

Pfd = 175 kg/cm²

IP = 0.063 m³/h/kg/cm² = 1.5 m³/j/kg/cm²

Chapitre IV : Etude de cas

+ :(voir figure ci-dessous)

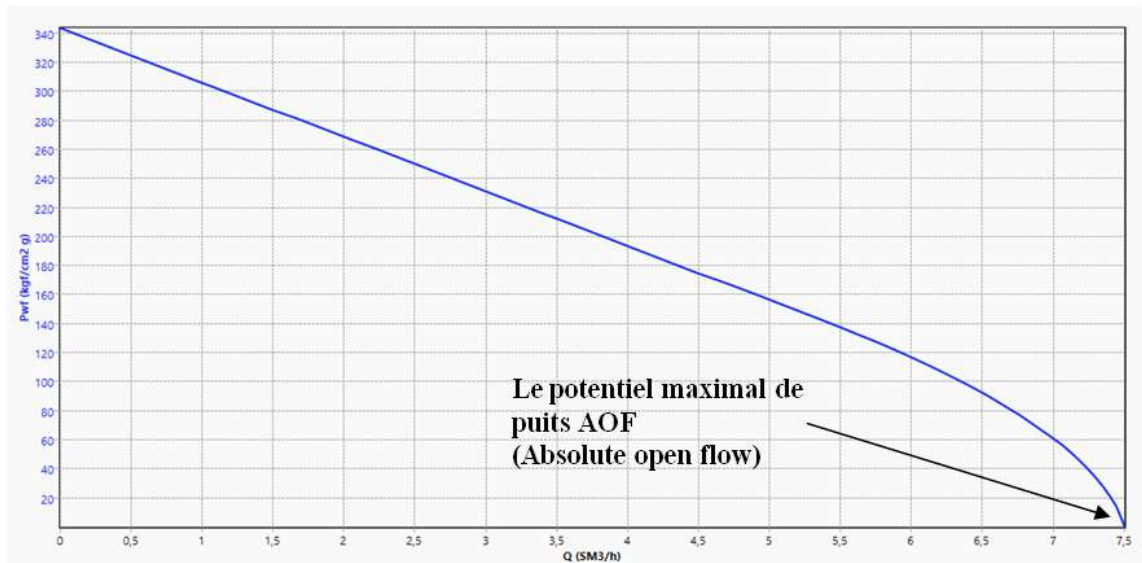


Figure IV.9 : Courbe IPR De Puits HTF14

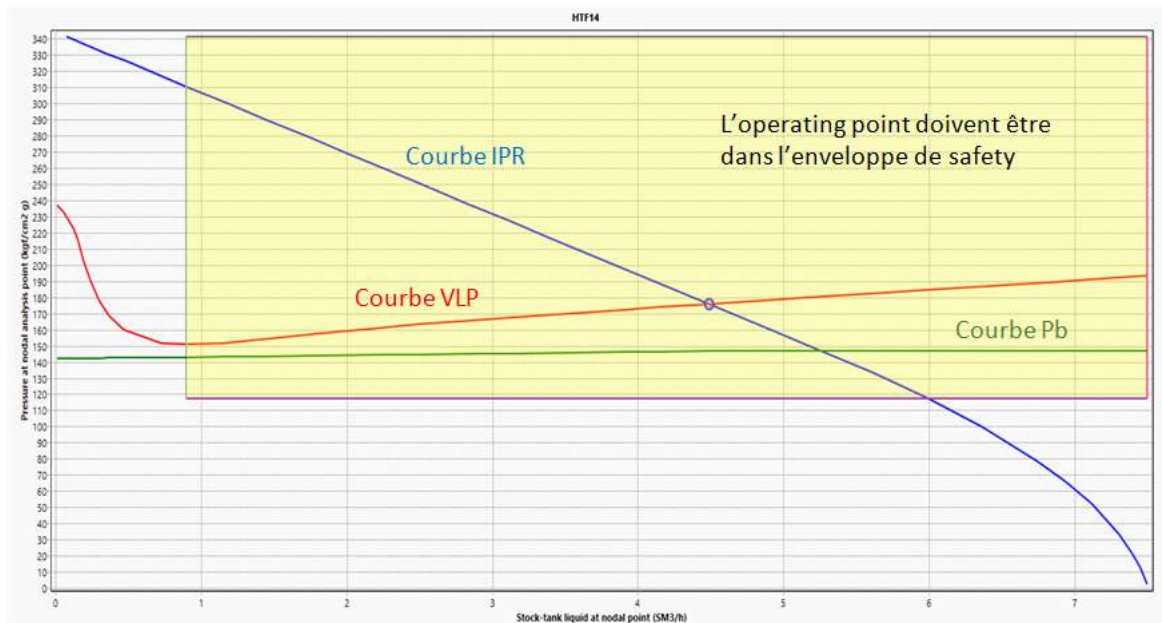


Figure IV.10 :L'Analyse Nodale du puits HFT14

IV.10 La performance du gaz-lift du puits HFT14 :

Dans notre étude la complétion est constituée d'un tubing de production 4'1/2 et d'un concentrique CCE 1'660 à l'intérieur du tubing pour l'injection du gaz (état actuel). L'écoulement de l'huile se fait par l'espace annulaire Tubing CCE. A partir des résultats précédant, on peut tracer la courbe de performance du gaz-lift pour le puits HFT14[18]

Chapitre IV : Etude de cas

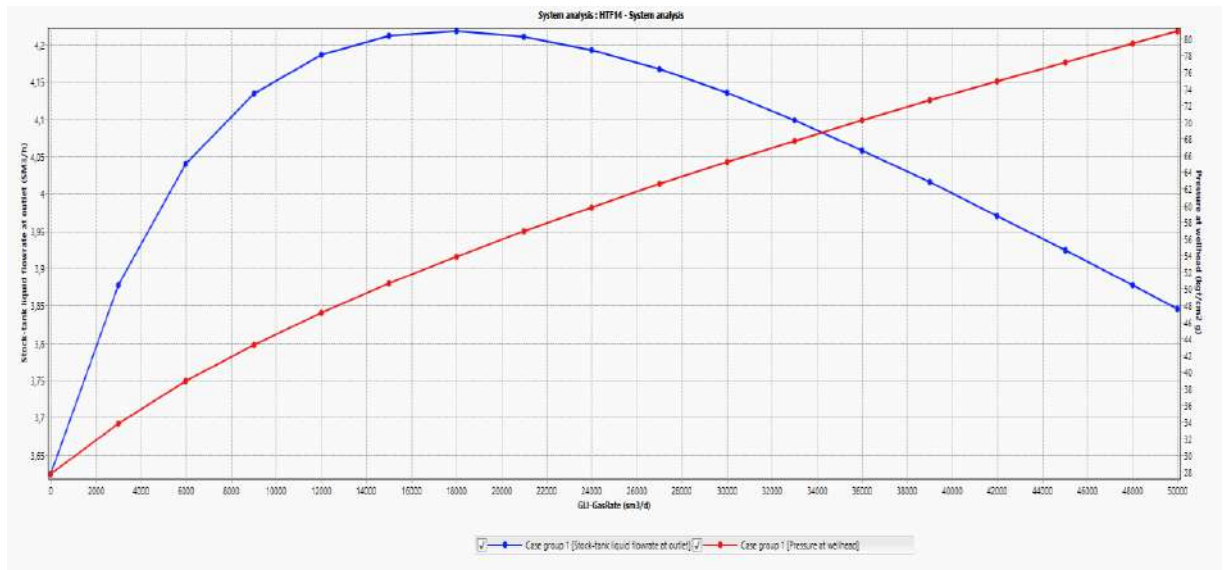


Figure IV.11 : La courbe de performance du gaz-lift HFT14

D'après cette courbe, on remarque que le débit d'injection du gaz optimum est de l'ordre de **12000 sm³ /j**, qui est correspond à un débit maximum d'huile de **4.1 m³ /h**, si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production, mais le choix de débit de gaz optimum il donne un débit d'huile de **4.1 m³ /h**.

Donc Le débit d'injection optimal choisit est: $Q_{injoptimal} = 12000 \text{ sm}^3 / \text{j}$

Débit optimum →

	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h	GLI-GasRate sm ³ /d	Pressure at we... kgf/cm ² g
	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]
1	0	3,623958	0	27,73419
2	2999,887	3,876333	2999,887	33,81208
3	6000,057	4,039979	6000,057	38,88995
4	8999,943	4,133912	8999,943	43,22493
5	12000,11	4,186375	12000,11	47,07987
6	15000	4,211522	15000	50,59132
7	17999,89	4,217707	17999,89	53,84434
8	21000,06	4,210084	21000,06	56,89444
9	23999,94	4,192051	23999,94	59,77944
10	27000,11	4,166254	27000,11	62,53034
11	29998,87	4,134492	29998,87	65,16765
12	33000,45	4,097975	33000,45	67,71168
13	35999,21	4,057908	35999,21	70,17246
14	39000,79	4,01517	39000,79	72,56732
15	41999,55	3,970158	41999,55	74,8986
16	45001,13	3,923852	45001,13	77,18343
17	47999,89	3,876853	47999,89	79,42531
18	49999,06	3,845167	49999,06	80,89923

Figure IV.12 :Détermination de débit optimum de gaz lift

IV.11 Comparaison de débit d'huile avant et après l'autoboost :

Chapitre IV : Etude de cas

Tableau IV.7: Tableau Comparaison de résultat avant et après la technique de l'autoboost HFT14

Le tableau ci-dessus montre la différence entre le débit d'huile produit avant et

<i>Puits</i>	<i>Q huile (Sm³/j)</i>		<i>Q gaz Optimum</i>	<i>Le gain</i>
	<i>Q huile avant l'optimisation</i>	<i>Q huile après l'optimisation</i>		
<i>HFT14</i>	<i>0</i>	<i>3.75</i>	<i>12000</i>	<i>3.75</i>

après l'optimisation de gas-lift de ce puits.

IV.12 Résultats et discussion :

Le puits HFT14 est situé dans une zone déplétée, la pression actuelle est autour du 344kg/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 12000 m³/j comme un optimum.
 - ✓ En gardant un GOR dans un intervalle de (55à109), on peut assurer une production maximale.
 - ✓ Le gaz lift avec les conditions actuelles, notamment une pression de tête 14.8 kg/cm², une P_G=344 kg/cm² et un débit d'injection avoisinant les 12000 m³/j, le puits peut produire avec un débit du 4.1 m³/h.

IV.13 Les paramètres influençant le gaz-lift :

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

- Diamètre extérieur de concentrique
- La duse
- Pression de gisement [18].

IV.13.1 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

Chapitre IV : Etude de cas

changement de diamètre sur la production :

	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h
	IDIAMETER=2...	IDIAMETER=2...	IDIAMETER=2...	IDIAMETER=2...	IDIAMETER=2...	IDIAMETER=2...
1	0	3,623958	0	3,698088	0	3,738357
2	2999,887	3,876333	2999,887	3,962117	2999,887	4,008194
3	6000,057	4,039979	6000,057	4,135108	6000,057	4,186195
4	8999,943	4,133912	8999,943	4,237542	8999,943	4,293244
5	12000,11	4,186375	12000,11	4,298242	12000,11	4,358585
6	15000	4,211522	15000	4,331219	15000	4,396067
7	17999,89	4,217707	17999,89	4,344958	17999,89	4,413995
8	21000,06	4,210084	21000,06	4,344725	21000,06	4,41749
9	23999,94	4,192051	23999,94	4,334016	23999,94	4,410195
10	27000,11	4,166254	27000,11	4,315108	27000,11	4,394496
11	29998,87	4,134492	29998,87	4,289681	29998,87	4,372112
12	33000,45	4,097975	33000,45	4,25901	33000,45	4,344336
13	35999,21	4,057908	35999,21	4,224139	35999,21	4,312213
14	39000,79	4,01517	39000,79	4,185739	39000,79	4,276428
15	41999,55	3,970158	41999,55	4,144458	41999,55	4,237615

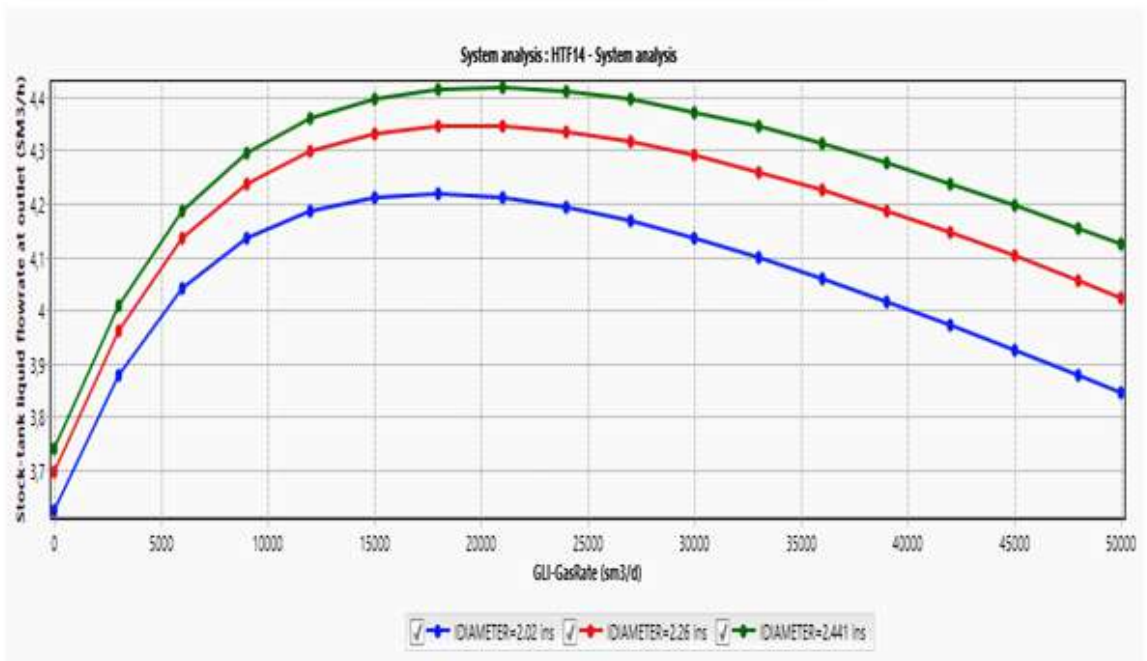
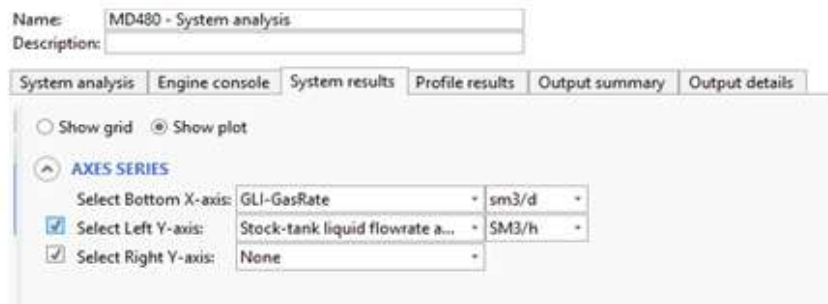


Figure IV.13 : L'évolution des diamètres de CCE sur la Production GL

Chapitre IV : Etude de cas

D'après cette figure on a le Tableau qui résume les résultats:

Tableau IV.8 : Tableau des résultats de Variation de diamètre extérieur de CCE HFT14

Diamètre extérieur du CCE (inche)	Qh max Sm ³ /j	Qg inj
1 "900	2.9	12000
1"660	3.2	12000
2"7/8	3.75	12000

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 $\varnothing_c = 2"7/8$.

IV.13.2 L'influence du diamètre de la duse :

Pour obtenir les différents débits d'huile fournis par les différents diamètres des duses utilisées sur les puits gaz-lift dans le champ de Hassi Messaoud, et la duse qui permet un ΔP entre la tête et la ligne de production suffisante pour un régime d'écoulement permanent, pour assurer de bonnes conditions des paramètres de production à long terme

	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h	GLI-GasRate sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h	GLI-GasRa... sm ³ /d	Stock-tank liq... SM ³ /h
	DBEAN=0.354...	DBEAN=0.354...	DBEAN=0.492...	DBEAN=0.492...	DBEAN=0...	DBEAN=0.629...
1	0	3,623958	0	4,172529	0	4,412068
2	2999,887	3,876333	2999,887	4,53129	2999,887	4,800595
3	6000,057	4,039979	6000,057	4,742174	6000,057	5,023419
4	8999,943	4,133912	8999,943	4,863893	8999,943	5,16215
5	12000,11	4,186375	12000,11	4,925799	12000,11	5,250349
6	15000	4,211522	15000	4,960868	15000	5,308471
7	17999,89	4,217707	17999,89	4,977289	17999,89	5,343241
8	21000,06	4,210084	21000,06	4,980395	21000,06	5,362329
9	23999,94	4,192051	23999,94	4,973684	23999,94	5,370209
10	27000,11	4,166254	27000,11	4,959607	27000,11	5,370301
11	29998,87	4,134492	29998,87	4,940024	29998,87	5,367137
12	33000,45	4,097975	33000,45	4,916739	33000,45	5,355666
13	35999,21	4,057908	35999,21	4,891885	35999,21	5,339784
14	39000,79	4,01517	39000,79	4,865797	39000,79	5,322283
15	41999,55	3,970158	41999,55	4,8387	41999,55	5,30355

Chapitre IV : Etude de cas

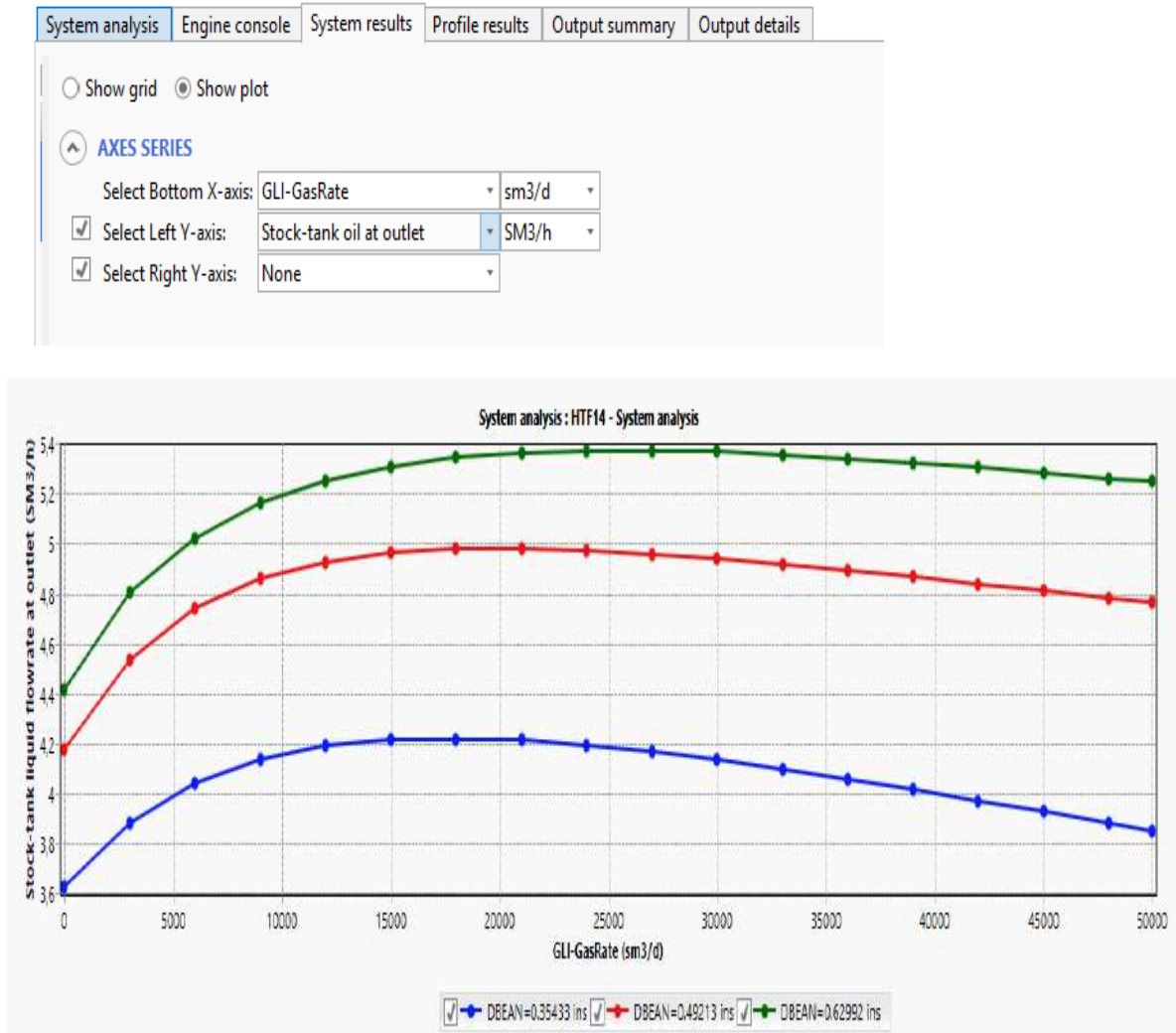


Figure IV.14 : L'influence du diamètre de la duse.

Chapitre IV : Etude de cas

IV.14 Optimisation de performance de l'autoboost sur les puits étudiés:

IV.14.1 Les données utilisées

A partir des données de dernier Test, PVT, Complétion et Jaugeage on va faire l'optimisation sur trois (03) puits, les données de ces puits sont récapitulées dans les tableaux suivantes

Tableau IV.9 : Tableau Les Data utilisées des puits[27]

Données	HFT14	HFT24	HFT28
pression de gisement(kg/cm ²)	344	350	329
API huile	43	43	43
Densité de gaz	0.712	0.712	0.712
densité eau	1.02	1.02	1.02
Rs	140	160	145
Tubing	4"1/2	4"1/2	4"1/2
MD(m)	3200	3220	3180
Complétion	LPP	Open hole	LCP
CCE	1"900	2"7/8	2"7/8

IV.14.2 Résultats d'optimisation obtenus :

Tableau IV.10: Tableau Résultats d'optimisation

Puits	Type Puits	Status	Q. Huile avant GL (Sm ³ /j)	Q. Huile prévue après GL (Sm ³ /h)	Q. Gaz Lift Injector (Sm ³ /j)	Gain (Sm ³ /h)
HTF14	PPH	Fermé	0	3,75	12000	3,75
HTF24	PPH	Ouvert	2,68	5,57	11000	2,89
HTF28	PPH	Fermé	0	1,2	9000	1,2

IV.14.3 Le gain obtenu par l'autoboost:

On conclusion, le diagramme suivant représente le gain important obtenus par l'optimisation du performance des puits après l'application de l'activation par gaz lift (la technique de l'autoboost).

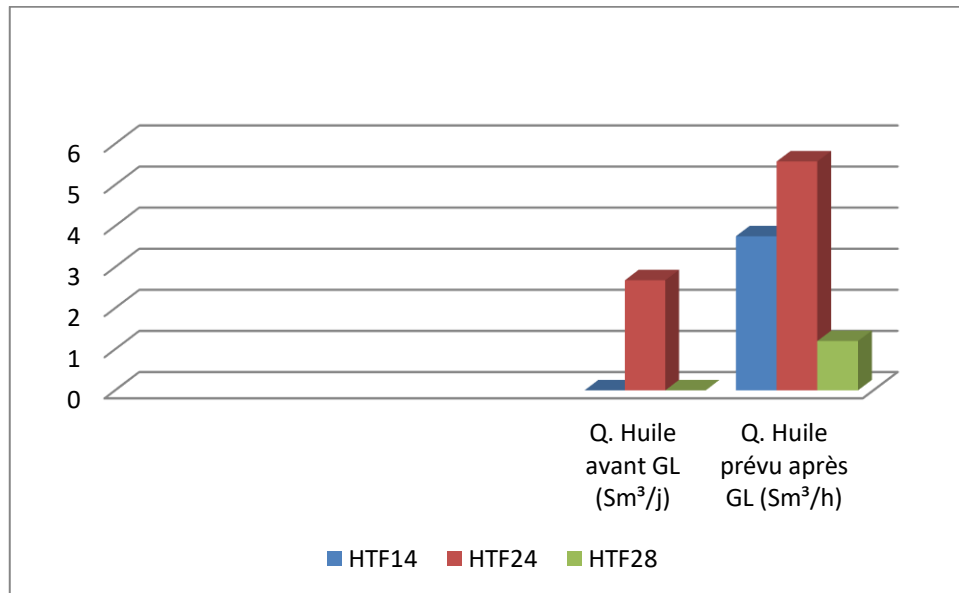


Figure IV.15 : les Résultat de l'optimisation par le logiciel PIPESIM

IV.15 Conclusion :

D'après les résultats obtenus par les puits étudiés, on conclue que :

Le diamètre extérieur de concentrique, 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
ET
RECOMMANDATIONS**

Conclusion

le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé dans le gisement de Hassi Messaoud, on peut dire aussi que la complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plupart des puits de Hassi Messaoud, mais malheureusement cette méthode d'activation n'est pas valable pour tous les puits.

Dans le cas de puits à faible pression et loin au le réseau pressurisé GL, parmi les solutions proposées nous utilisons la technique de L'AUTOBOOST

La technologie de L'AUTOBOOST se compose de plusieurs équipements, dont le plus important est :un séparateurs, compresseur et pompes, tous ces equipemetns sont raccordées à la tête de puits existants.

L'étude dédiée sur l'optimisation réalisée sur **trois** puits **HTF14** , **HTF24** et **HTF28** permet de conclure plusieurs points comme :

- Pour L'optimisation des puits gaz-lift il faut déterminer le point de fonctionnement du puits,par consequence l'injection d'un débit de gaz optimal correspondant à un maximum de débit d'huile produit.
- La corrélation de HAGEDORN & BROWN donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing, pour les puits dans le champ de hassi messaoud.
 - La production diminue avec la diminution du diamètre intérieur du tubing.
 - les différents diamètres des duses utilisées sur les puits gaz-lift dans le champ de hassi messaoud fournir un débit différent.
 - L'optimisation de GL de système Autoboot pour différentes diamètres de concentrique (CCE) donne Les résultats suivants :
 - Optimisation **1''900** : débit d'huile **2.9 Sm³/h**
 - Optimisation **1''660** : débit d'huile **3.2 Sm³/h**
 - Optimisation **2''7/8**: débit d'huile **3.7 Sm³/h**

Donc, le meilleur résultat obtenu après optimisation est **2''7/8** avec un débit d'huile de **3.7 m³/h**.

- Le gain de production du puits **HTF14** est de **3.7 Sm³/h**.
- L'Optimisation qu'on a réalisée sur les **trois** puits, donne un gain de production total egal a **9.8 Sm³ /h**.

Recommandation

- ✓ Faire une étude économique pour vérifier la rentabilité de l' autoboost.
- ✓ La mise en service des pompes à vis dans l'installation de l'autoboost lorsque la pression de la ligne de production supérieure à la pression de la tête.
- ✓ Améliorer la capacité de la séparateur dans les puits à forte production.
- ✓ Assurer un contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection de gaz pour un bon fonctionnement des puits gaz-lift.
- ✓ Programmer des tests périodiques sur le puits pour mieux analyser le comportement du réservoir.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Ahmed Tarek : Hydrocarbon Phase Behavior, Contribution in Petroleum Geology & Engineering.
- [2] Carft,B.C et Hawkins, M.F :Applied Petroleum Reservoir Engineering . Edition 1990.
- [3] Dake, L.P : Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier PublishingCo.,N.Y.1979
- [4] Geoirge.v, Chilingarian john.o.Probertson.Jrasanjay kumar, ‘`surface operations in petroleum production ‘`. New York. N X 10017 U.S.A.1987.
- [5] G. Forero, K. McFadyen, R. Turner, B. Waring, E. Steenker, ARTIFICIAL LIFT MANUAL PART 2A-Gas Lift Design Guide-, SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V., THE HAGUE, December 1993.
- [6] Jagannathan Mahadevan, “Productivity loss in gas wells caused by salt deposition”, University of Tulsa, SPE, (2011).
- [7] James Aubrey Carroll, Multivariate production systems optimization, these Master 1990,université de STANFORD.
- [8]L.Mailhe, ‘`Cours de production (collecte- traitement- stockage) ‘`. Institut Français du pétrole, Rueil-Malmaison. 1974.
- [9] Matthew AMAO:Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09-03-2014.
- [10] Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, Petroleum Production Systems
- [11] Michel Golan, Curtis h.Whitson, Well performance, Norwegian University of science and technology.
- [12] M. REMONT. LA SEPARATION, Institut français du pétrole et de moteurs à combustion internes.
- [13] Namousyaaqoub/ Kheroudji Ayoub/ Lazaar Mohammed,OPTIMISATION
- [14] René COSSE, “ techniques d’exploitation pétrolière” (édition 1988).
- [15] Richard Marquez, Gas-lift, Edition NEXT, 2006.
- [16] Soujay-Kumar : Gas Production Engineering , Edition 1987.

[17] Cour de formation sur le compresseur centrifuge, nuovopugone SONATRACH.

[18] Documents Sonatrach HMD, DATA Bank Mars 2022.

[19]EP-20001-O-PRO-0001 (AB) Autoboot Start up & Testing Procedure.docx.

[20] Gaz lift équipement (BOTIL).

[21] Le puits active par gaz lift (TOTAL), 2007.

[22] Le puits éruptif, TOTAL.

[23] Mémoire de fin d'etude: GM Uni KASDI MERBAH 2002 Etude de comportement mécanique du compresseur centrifuge K-301.

[24] Récupération assistée par gas-lift (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).

[25] Récupération assistée par gas-lift (Serpro).

ANNEXE

Puits : HTF14
Zone : HZP
Date Forage : 01/12/2012
X : 819010.0907 Y : 85614.0441
Z Sol : 157 (m) Z Table : 165 (m) FOND : 3461 (m)
Appareil : --
Situation : PRODUCTEUR HUILE
Etat : Fermé
Manifold : EPF-HTFM2 Sous/Manifold : HTFM2

Figure (1) : Généralité et Positionnement du puits HTF14

Puits : HTF24
Zone : HZP
Date Forage : 27/04/2016
X : 818651.8589 Y : 86475.4426
Z Sol : 156.34 (m) Z Table : 164 (m) FOND : (m)
Appareil : --
Situation : PRODUCTEUR HUILE
Etat : Ouvert
Manifold : EPF-HTFM2 Sous/Manifold : HTFM2

Figure (2) : Généralité et Positionnement du puits HTF24

Puits : HTF28
Zone : HZP
Date Forage : 08/02/2018
X : 818266.4552 Y : 85358.9434
Z Sol : 167 (m) Z Table : 176 (m) FOND : (m)
Appareil : --
Situation : PRODUCTEUR HUILE
Etat : Ouvert
Manifold : EPF-HTFM2 Sous/Manifold : null

Figure (3) : Généralité et Positionnement du puits HTF28

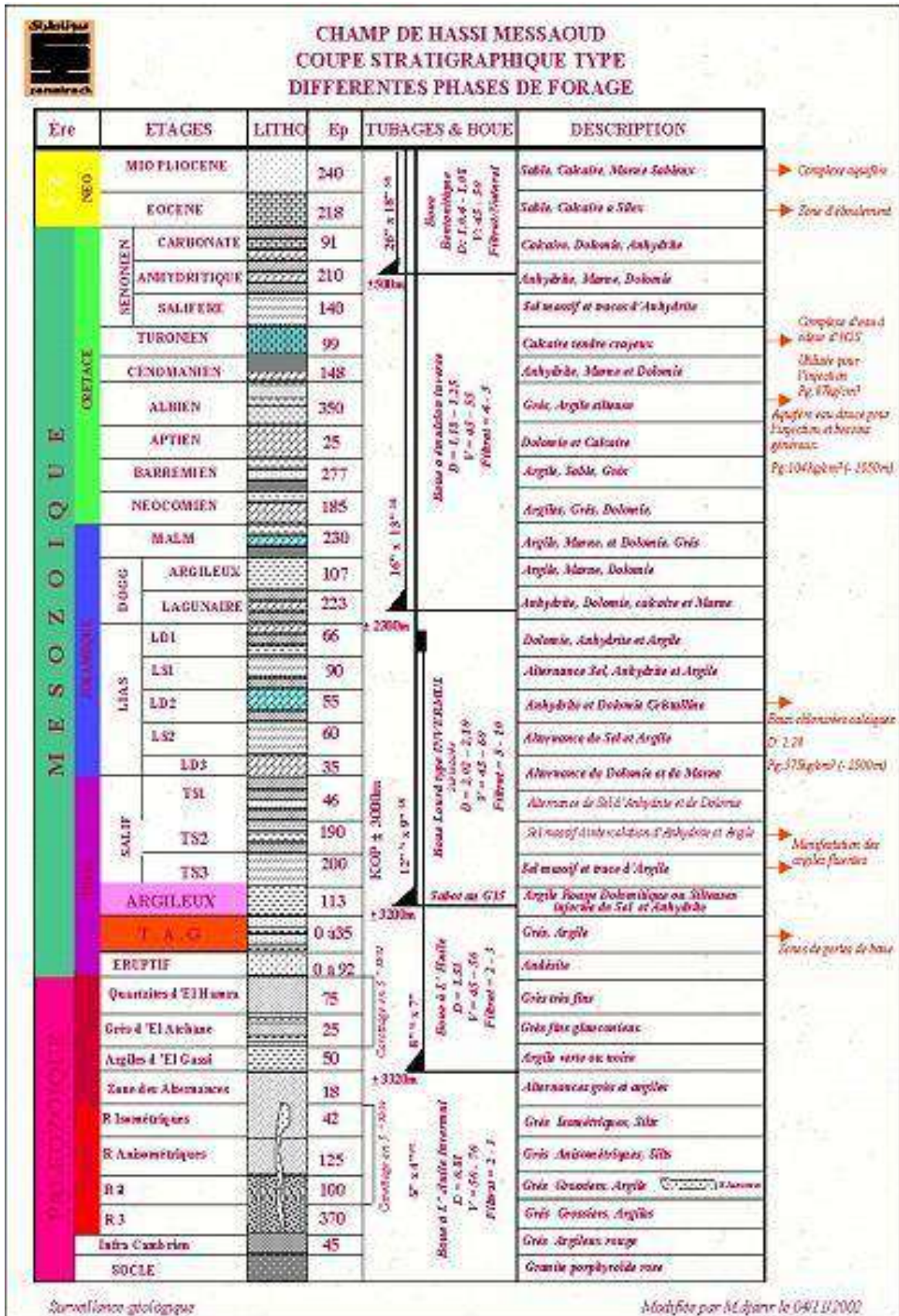


Figure (4) : coupe stratigraphique de champ de Hassi Messaoud

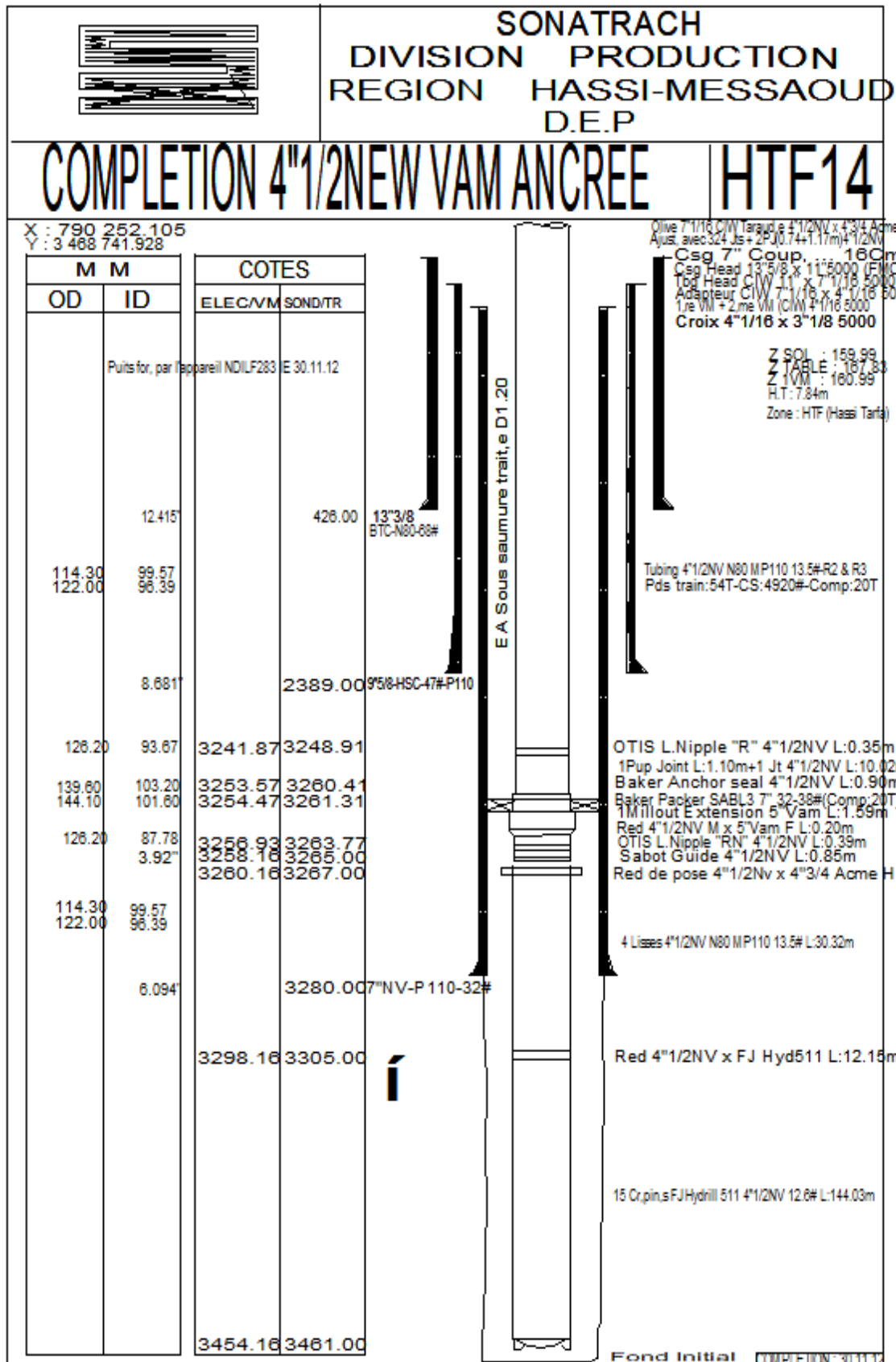


Figure (5) : Fiche Technique du puits HTF14

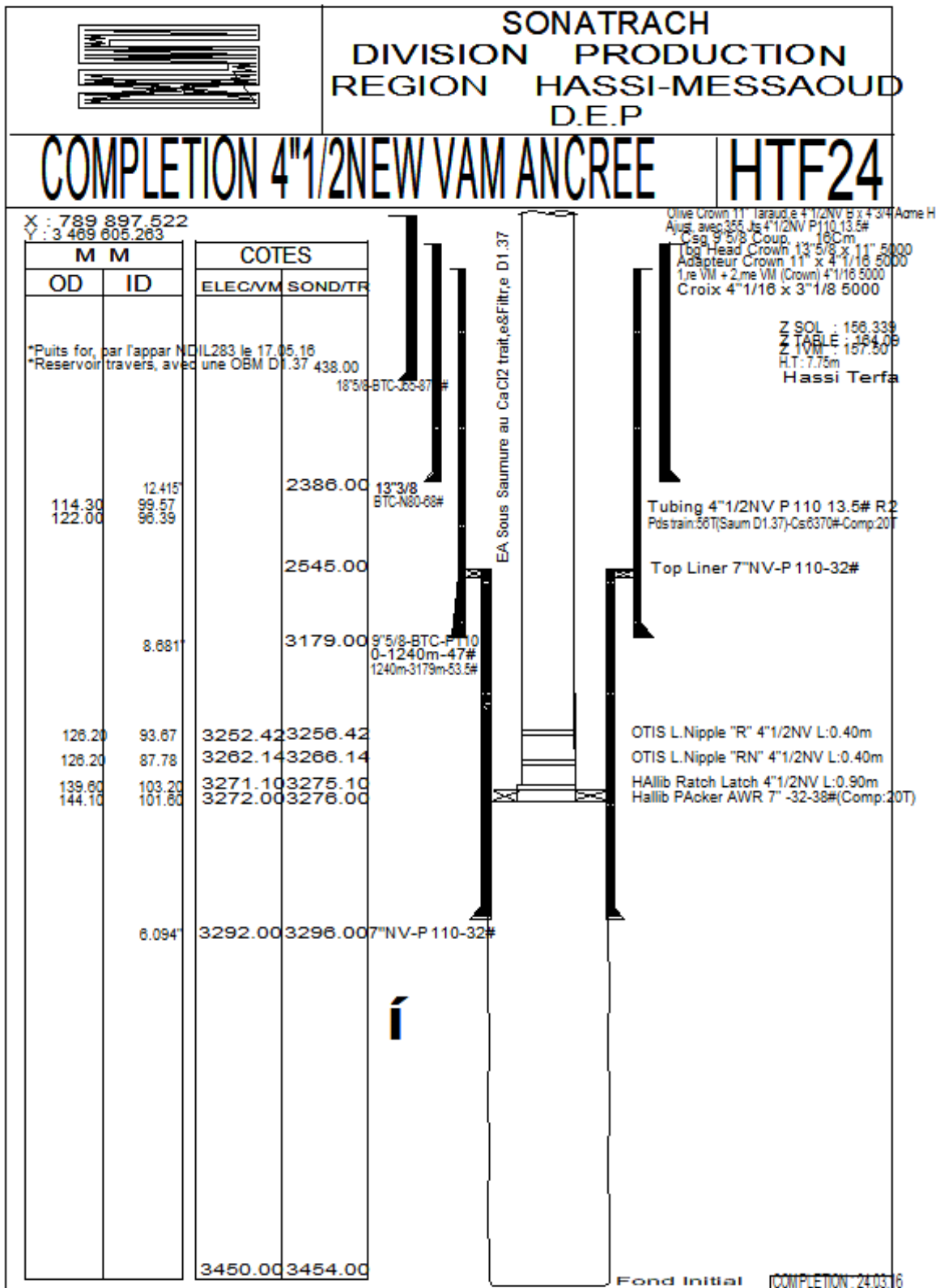


Figure (6) : Fiche Technique du puits HTF24

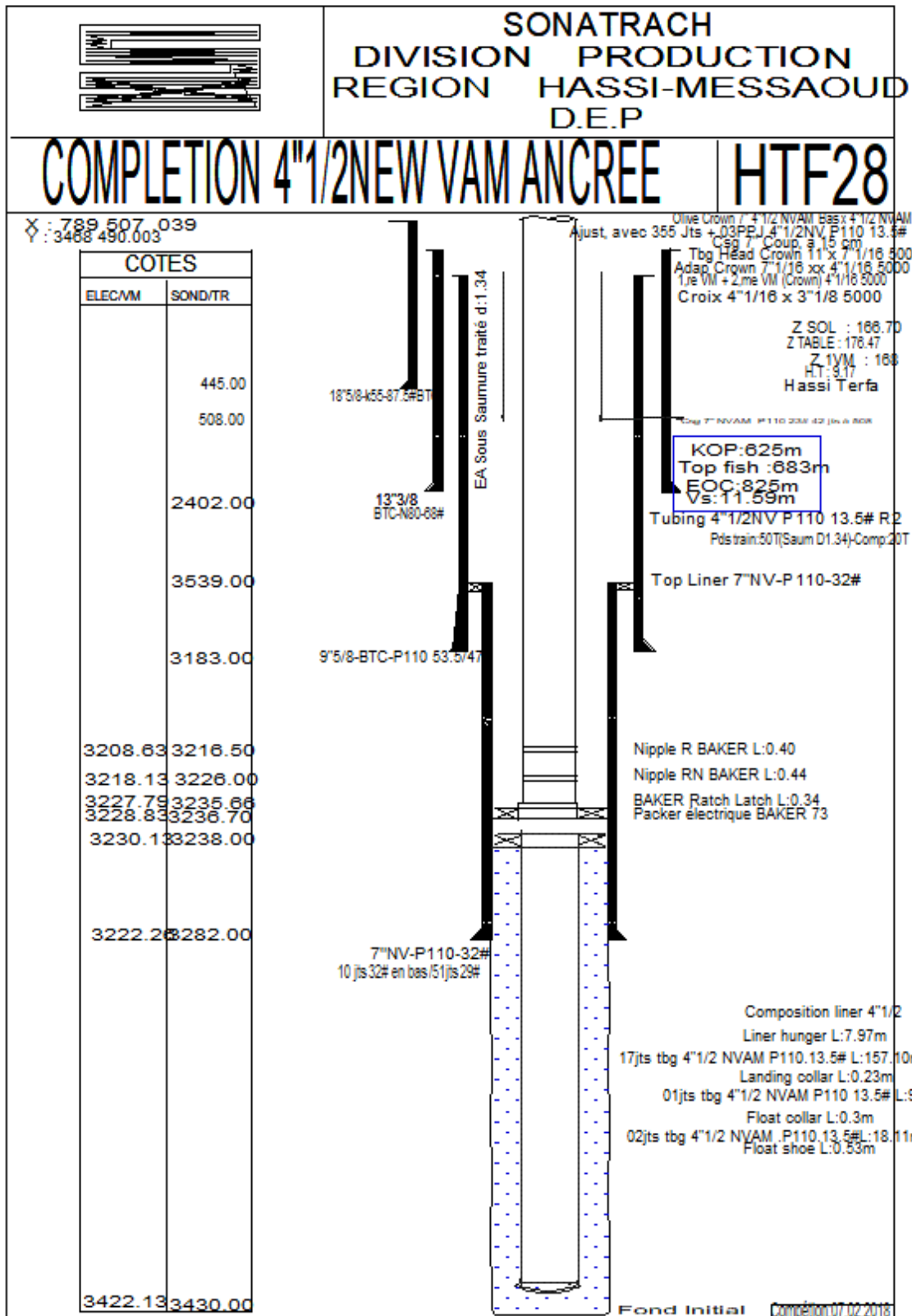


Figure (7) : Fiche Technique du puits HTF28



Figure (9) :pompe à vise de l'autoboost