

UNIVERSITE DE KASDI MERBAH OUARGLA

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

DEPARTEMENT DE PRODUCTION

Option : Production des hydrocarbures

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

Présenté par :

Mr : Namous yaaqoub

Mr: Kheroudji Ayoub

Mr : Lazaar Mohammed

Encadreur:

- Mme Belmiloud F.Z

Thème:

**OPTIMISATION D'INJECTION DE GAZ LIFT :
SIDE POCKET MANDREL SUR LES PUITTS DE STAH
CAS D'ETUDE: ST17, ST50 ET ST51**

Soutenu le : 29/05/2017

Devant le Jury :

M. Chaboute mohamed sadike

Mme. TEKHA Mebarka

Président

Examineur

UKM Ouargla

UKM Ouargla



Année universitaire : 2017/2018



Dédicaces

On dédie ce modeste travail à :

*Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle
pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens
et sacrifices.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos amies et
collègues pour leurs inconditionnels soutiens.*

kheroudji, Namous, lazaar.



Remerciements :

*Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU
le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé ;*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

Mme Belmiloud F.Z,

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

*Nous voudrions présenter nos sincères reconnaissances à tous les enseignants de la
faculté des hydrocarbures, qui ont assuré notre formation durant tout le cycle d'étude.*

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

Simple encouragement trouvent ici l'expression de nos

Reconnaisances les plus sincère.

Ayoub, yaaqoub & mohammed.



Figure. I.1	Situation géographique de la région STAH.....	02
Figure. I.2	Situation géographique de la région STAH	03
Figure. I.3	les gisements du STAH	05
Figure.I.4	coupe stratigraphique	07
Figure.II.1	les types de récupération artificielle.....	10
Figure.III.1	gas-lift intermittent et continue.....	16
Figure.III.2	gas-lift inverse.....	17
Figure.III.3	gas-lift dans l'espace annulaire.....	17
Figure.III.4	gas-lift double.....	18
Figure.III.5	gas-lift parallèle.....	18
Figure.III.6	gas-lift en circuit fermé.....	19
Figure. IV.1	le mandrin conventionnel.....	22
Figure.IV.2	les mandrins à pochelatéral.....	22
Figure .IV.3: SPM	23
Figure .IV.4	vanne concentrique.....	24
Figure. IV.5	les composants de la vanne GL.....	27
Figure. IV.6	les types des vannes GL.....	27
Figure. IV.7	la vanne opérée par la casing COV.....	28
Figure IV.8	: opération de mise en place d'une vanne de GL par un kick over.....	29
Figure.V.1	perte de charge possible dans un système de production.....	30
Figure.V.2	les différentes positions des nœuds.....	31
Figure.V.3	point de fonctionnement.....	32
Figure. VI.1	Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.	37
Figure.VI.2	Construction du modèle physique de puits ST50.....	43

Figure.VI.3 Flow Correlation Matching du puits ST50.....43

Figure.VI.4 Analyse nodale du puits ST50.....45

Figure.VI.5 Test de sensibilité de la déplétion de Pr de puits ST50.....47

Figure. VI.6 Test de sensibilité de la déplétion de Pr avec WOR du puits ST50.....48

Figure.VI.7 Test de sensibilité de la depletion de Pr avec GOR du puits ST50.....48

Figure.VI.8 Courbe de performance du Gas-lift du puits ST50.....50

Figure. VI.9 Gas-lift design rapport 1.....54

Figure. VI.10 Gas-lift design rapport 2.....55

Figure. VI.11 Gaz-lift design rapport 3.....56

Figure.VI. Banc de tarage en atelier Merksem.....55

Tab.I.1	Historique de découverte.....	05
Tab.I.2	Caractéristiques moyennes des réservoirs.....	08
Tab II.1	Problèmes en fonction des methods d'activation.....	11
Tab.VI.1	Données de Test de pression année 2015.....	40
Tab.VI.2	AOFP des puits.....	40
Tab.VI.3	Données de jaugeage	41
Tab.VI.4	Complétion des puits	41
Tab.VI.5	Les Corrélations des écoulements verticaux	42
Tab.VI.6	Résultats de Flow Corrélation Matching pour ST50.....	46
Tab. VI.7	Erreurs relatives des différentes corrélations des pertes de verticales.....	44
Tab.VI.8	Comparaison entre les données mesurées et celles calculées.....	44
Tab.VI.9	L'impact de déclin de Pr, WOR et GOR sur la production du puits ST50.....	49
Tab.VI.10	Paramètres du Gas-lift.....	49
Tab.VI.11	Profondeur d'injection maximum.....	50
Tab. IV.12	Débits d'injection optimaux et maximaux des puits étudiés	51
Tab. IV.13	Production avec et sans Gaz-Lift pour les puits étudiés	51
Tab. IV.14	Résultats de design pour ST50 en 2020	53
Tab.IV.15	Résultats de design pour ST50 en 2015	53
Tab .IV.16	Camco valve spécification.....	58
Tab .IV.17	Facture de correction	59

TPC: Tubing Performance Curves

IPR: Inflow Performance Relationship

IP: Index de Productivité

VLP: Vertical Lift Performance

GLR: Gas Liquid Ratio

AOF: Absolute Open Flow

ESP: Electric Submersible Pump

SG: Specific Gravity

WOR: Water Oil Ratio

VLR: Vapour Liquid Ratio

BPD: Barrel Per Day

VDF: Variable Drive Frequency

VSD: variable speed drive

PVT: Pressure Volume Temperature

API: American Petroleum Institute

d : Densité de fluide

GOR : Rapport de gaz sur l'huile

WOR : Rapport de l'eau sur l'huile

GLR : Rapport de gaz sur le liquide

H : Profondeur du puits

HI : Holdup Liquide

Hg : Le gaz Holdup

PG : Pression de gisement

Pnode : Pression de node

Psep : Pression de séparateur

Ptété : Pression de tête de puits

Pwf : Pression de fond dynamique

AOFP : Abs Open Flow Potential (débit max du puit)

Pws : Pression de réservoir

Pmés : Pression mesurée

Pcal : Pression calculée

Qo : Débit de production d'huile

Qo max : Débit maximal

Wc : Water cut

□ : La différence entre deux paramètres -

Equation IV-1 : le calcule de tarage de la vanne24

Equation IV-2 : calcule la pression au condition de fond.....24

Equation IV-3 : calcule la pression au condition de surface.....24

Equation IV-4 : calcule la pression de tarage.....25

Equation V-1 : pression de nœud inflow34

Equation V-2 : pression de nœud outflow.....34

Equation V-3 : calcule de IP indise de productivité35

Equation V-4 : méthode de VOGEL..... 35

Equation VI-2 : Calculer l’erreur relative E (relative) pour chaque corrélation42

Equation VI-3 : calcul d’ APD l’erreur pourde débit de liquide45

Equation VI-4 : calcul d’ APD l’erreur Pour la pression de fond dynamique.....45

ملخص

استغلال مكنم بتروللي يعني رفع المحروقات من الخزان الى السطح في ظروف ملائمة وبآليات و تقنيات متاحة ومن بين التقنيات الاكثر استعمالا نذكر تنشيط الابار بالغاز الرافع والتي هي محل دراستنا في هذ البحث لقد اقترحنا في هذه المذكرة دراسة تثبيت الصمامات على مستوى الابار البترولية .

الابار سطح 17 و سطح 50 و 51 ينتجون الخام طبيعيا (بضغط طبيعي) مع مرور الوقت سينخفض الضغط تدريجيا الذي يؤدي الى نقصان التدفق مما فرض علينا تحسين هذه الابار .

كذلك قد حددنا من خلال هذه المذكرة ابعاد كل بئر مع اختيار وحدة تثبيت الصمام المناسب (وحدة الغاز الحامل) مع دراسة تأثير بعض العوامل منها (ضغط المكنم . كمية الماء في المكنم . نوعية تجهيز البئر) على تدفق الانتاج والنظام العام للبئر وذلك باستعمال برنامج معلوماتي .

Pipe sim .

وفي الاخير ننهي هاته الدراسة بخاتمة وبعض التوصيات .

الكلمات المفتاحية . الغاز الرافع . البئر الثائرو غير الثائر . الصمامات . برنامج معلوماتي

RÉSUMÉ:

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

Parmi ces techniques les plus fréquemment utilisées l'activation des puits par gaz lift Ce qui est l'objet de notre recherche.

Nous avons proposé dans ce mémoire d'installer des vannes SPM au niveau des puits .

STAH 17 et STAH 50 et 51, ces derniers étaient en éruption naturelle mais après un certain temps de production ils ont connu une diminution significative du débit d'huile ce qui exige les activés.

On a déterminé aussi le design de chaque puits avec, le choix de l'installation des vannes convenable avec une étude de l'influence de quelques paramètres (WC, pression de gisement, diamètre de tubing) sur le débit de production et sur le système globale en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

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

Les mots clés : gaz-lift , puit éruptif et non éruptif , vanne (SPM) ; logiciel pipesim

TYPE THE DOCUMENT TITLE

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

Among the most used techniques, there is the activation of oil wells with Gas-lift which is our research topic.

We have proposed in this thesis the installation of SPM (side pocket mandrel) valves at the STAH#17 , STAH#50 and 51 Wells, these wells were in a natural eruption but after a while of production they were into a significant decreasing in flow rate which needs their activation .

We have established also the design of each well with its valves of gas-lift, the choice of the suitable SPM valve unit with a study of the influence of some parameters (WC, Pg, tubing diameter) on the production rate and the global system using **PIPESIM** software. Finally, this study finishes with, a conclusion and some recommendations .

Key words :Gas-lift, eruptive well , SPM (side pocket mandrel) valves , **PIPESIM** software.

SOMMAIRE

Dédicace.

Remerciement.

List des figures.

List des Tableaux.

Résumé

Introduction01

Chapitre I : PRESENTATION DE LA REGION STAH

I. Situation Géographique de La Région STAh..... 02

I .1. Introduction 02

I .2. Les gisements de STAH..... 03

I .3. Historique de découverte..... 05

I .4. Description géologique..... 06

I .5. Aspect pétrolier..... 07

Chapitre II : MODES D'ACTIVATION

II.1. Introduction	09
II.1.1 Les puits éruptifs	09
II.1.2 Les puits non éruptifs	09
II.2 Les différents types d'activation	09
II-3.Le choix des méthodes d'activation en fonction des problème rencontré	11
II.4 comparaison entre le gas lift et les autres modes d'activation	11
II.5- Critères de choix d'un procédé d'activation	13

Chapitre III : GENERATITE SUR LE GAS-LIFT

III-1. définition et principe et caractéristiques. du gas-lift	14
III-2. Les principaux paramètres du gas-lift.....	14
III-3. Types de gas-lift	15
III-3.1 Selon le mode d'injection.....	15
III-3.2 En fonction du type de complétion	16
III-3.3 En fonction du circuit d'injection en surface	18
III.4-Utilisation et applications du gas-lift	19
III.5 -Problèmes liés au gas- lift	20

CHAPITER IV : EQUIPEMENT DU GAS-LIFT

IV.1 Introduction	21
IV.2 Installation de surface.....	21
IV.3 Equipements de fond.....	21
IV.3.1 Lesmandrins	21
IV.3.2 Les vannes de gaz lift.....	24

VI-3.3 Types des vannes de gaz lift 27

VI.3.4 Les outils de décentrage et de positionnement 29

Chapitre V: ANALYSE NODALE

V.1 Introduction 30

V-2. Concept de l'analyse nodale 31

V-3. Procédure , Objectifs et application de l'analyse nodale 31

V-3.1 La procédure est la suivante..... 32

V-3.2. Objectifs de l'analyse nodale..... 33 V-3.3

Application..... 33 V-4 Choix de
nœud..... 33

V-5. Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile..... 34

V-5-1.La technique de l'indice de productivité..... 34

V-5.2. Méthode Vogel..... 35

V-6 .Tubing Performance Curves (TPC)..... 35

V-7. Vertical flow Performance (VLP) 36

V-8. Les différentes corrélations..... 36

Chapitre VI: Partie pratique

VI-1. Introduction 37

VI.2 : Les étapes du travail 38

VI.2-1_ Choix des puits..... 38


VI.2-2_ Collecte des données..... 38

VI.2-3_ Présentation du logiciel..... 38

VI.2-4_ Choix des corrélations..... 39


TYPE THE DOCUMENT TITLE

VI.2-5_Partie calcul	39
VI.3 : Présentation du logiciel d'optimisation.....	39
VI. 4 : Modélisation des puits.....	39
VI.5 : Données des tests.....	40
VI.5.1 Test de pression.....	40
VI.5.2 Jaugeage	41
IV.5.3 Données de complétion.....	41
IV.5.4 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	41
IV.6 : Etude de cas : Puits ST50.....	42
IV.6.1 Construction du modèle.....	42
IV.6.2 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	43
IV.6.3 Analyse nodale.....	44
IV.7 Evolution de la production des puits «Sensitivity Tests».....	46
VI.7.1-Variation des paramètres des puits	47
VI.7.2- Analyse des résultats des tests de sensibilités	47
VI.8 : Récupération assistée par Gaz-Lift.....	49
VI.8.1-Optimisation de Gaz-lift.....	49
VI.8.1.1-Paramètres du Gaz-lift.....	50
VI.8.1.2-Détermination des débits optima de gaz injecté.....	50
VI.8.1.3- Apport de Gaz Lift pour les puits	51
VI.8.2-Design du Gas Lift.....	52
VI.8.2.1-Procédure.....	52
VI.8.2.2-Résultats de design.....	53
V-9.Le résultat donné par le PIPESIM pour le puits ST50	54
VI.10 Tarage des vannes en atelier.....	57
VI.10 .1.Procédure de tarage des vannes gas-lift	57
VI.10 .2.Les données nécessaires pour le tarage des vannes	58
VI.10 .3.Procédure de pose et de repêchage les vannes gas lift sur le puits STAH 50.....	61

 Conclusion Général.

 Recommandation.

 Annexe

 Bibliographie

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

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

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

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

En autres termes ; l'objectif de tout pays producteurs des hydrocarbures est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a : **le Gas –lift**.

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

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit et d'étudier l'influence des paramètres affectant le système globale en utilisant le logiciel **(PIPESIM)**

Le présent travail est structuré en six chapitres, suivi d'une conclusion et recommandations. Le premier chapitre donne un aperçu sur la présentation géologie du champ de STA. Les différents modes d'activation des puits ; ont fait l'objet du second chapitre. Le troisième chapitre concerne une généralité sur le gaz-lift. les équipements du gaz-lift ont été discutées dans le quatrième chapitre. le cinquième chapitre explique l'analyse nodale et leur importance pour la prédiction de la productivité du réservoir et l'optimisation des complétions des puits. Enfin Le sixième chapitre exposera notre problématique ainsi qu'une modélisation et analyse de fonctionnement des puits activés par **GL** (système **SPM**) à l'aide du software **PIPESIM**.

I. Situation Géographique de La Region STAII

II. I-1. Introduction

La Region STAII Située à 1700km au Sud- Est d'Alger et à 400km au Nord- Est. d'Illizi don't elle relève administrativement, Limitée au nord et à l'est par la frontière Algéro-Lybienne (à 30km), à l'ouest par la route national d'In-Amenas et Deb-Deb et au sud par la région d'In- Amenas. La Direction Régionale de STAII est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont, Division Production créée en 1975 suite de l'association SONATRACH-TOTAL ALGERIE qui a été créée en 1965 de l'ancien secteur d'In AMENAS. [1]



Figure I.1: situation géographique de la région Stah. [1]

I-2. Les gisements de STAH :

Le champ de STAH est constitué par les gisements suivants : (Figure I.2)

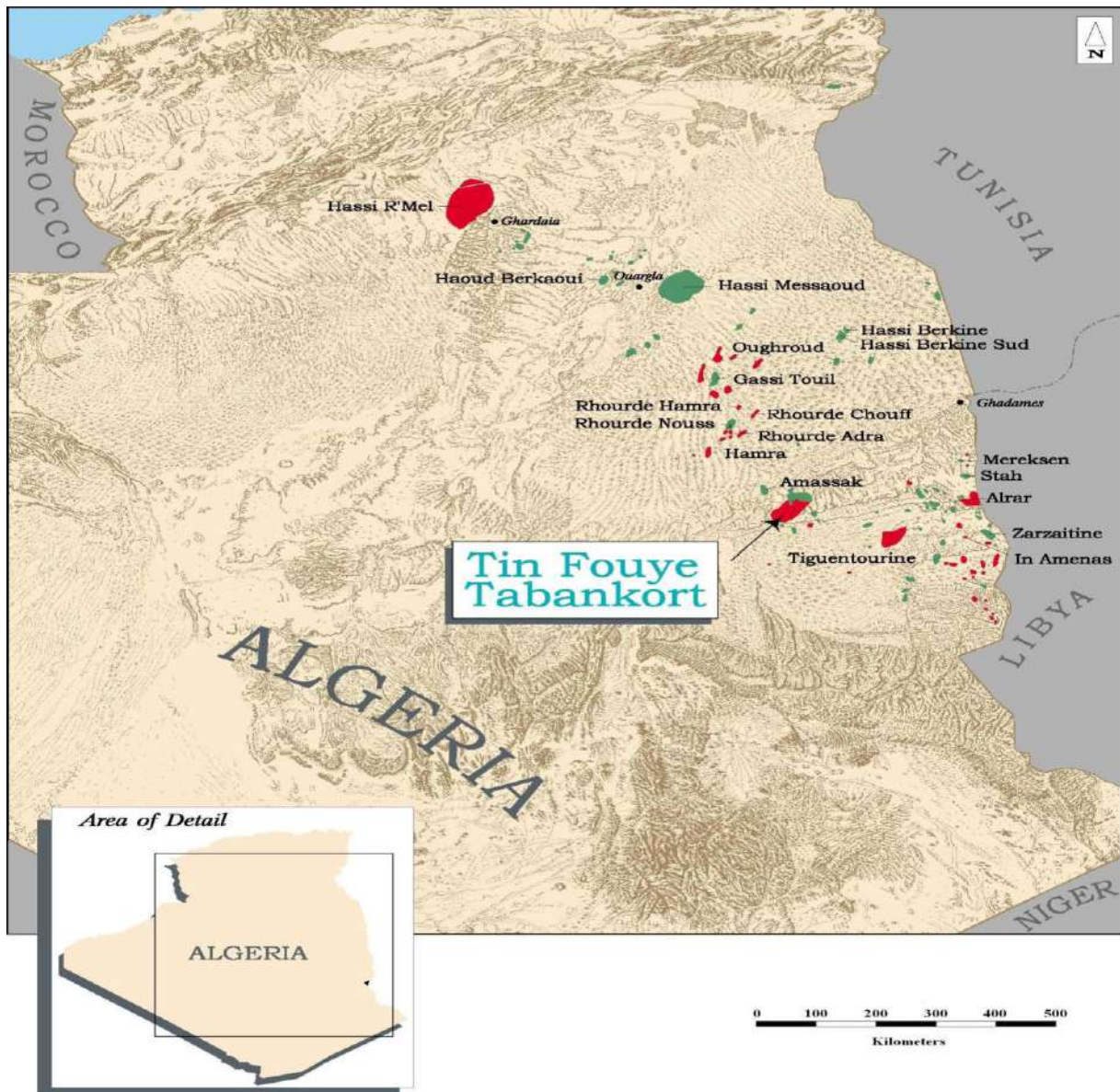


Figure.I.2: Situation géographique : (document SONATRACH) [1]

➤ **GISEMENT D'ALRAR:**

Le gisement D'ALRAR est situé dans le bassin D'ILLIZI, à la frontière ALGÉRO-LYBIENNE et à 100 km au Nord D'IN AMENAS.

Le gisement D'ALRAR est séparé du gisement d'alrar ouest par une faille Majeure non étanche. [1]

Le gisement d'ALRAR a été découvert en Octobre 1961 par le puits d'ALRAR Est -1(ALE-1) et ALB1 (Ouest), qui ont mis en évidence des accumulations de gaz humide dans le réservoir dévonien moyen.

Le réservoir a un faible anneau d'huile surmonté d'un grand gaz cap.

Le réservoir d'ALRAR Ouest est identique à celui d'ALRAR Est, le type de piège est monoclinal faillé et incliné au Nord.

Champ : le nombre de puits en service est bde 63 puits

- ❖ 35 puits producteurs de gaz
- ❖ 21 puits injecteurs de gaz
- ❖ 05 puits producteurs d'huile
- ❖ 02 puits producteurs d'eau

COMPLEXE : le complexe gazier D'ALRAR se compose de :

- 04 trains de traitement
- Une zone de réinjection compos » de trois groupes de compression A,B,C
- Une zone des utilités et de traitement des gaz associés de STAH

➤ **GISEMENT DE STAH :**

Le gisement de STAH est situé à 117 Km au nord d'INAMENAS, ce gisements est un anticlinal qui a été découvert en septembre 1971 par le forage de STAH -1 dans le réservoir dévonien moyen inférieur et le silurien ; il a été mis on production en juin 1975.

Le gisement est exploité actuellement pour produire de l'huile.

Le nombre de puits en service sur le champs est de 66 puits dont :

- ❖ 23 puits producteur d'huile
- ❖ 01 puits producteur d'eau
- ❖ 05 puits injecteurs d'eau
- ❖ 33 puits fermé
- ❖ 04 puits injecteur de gaz

Les unités de production sont conçues pour stabiliser et séparer le pétrole brut à partir d'une alimentation mixte des puits producteurs, l'opération consiste à réduire la tension de vapeur à gaz et une section de déshydratation.

➤ **GISEMENT DE MEREKSEN:**

Le gisement de MEREKSEN situé à 135 Km au Nord d'INAMENAS se gisement

Est un anticlinal.

Il a été découvert en avril 1974 par le forage de MRK-1 dans le réservoir Dévonien moyen

Et inférieur et mis on production le 18 mars 1975.

Le gisement est exploité actuellement pour produire de l'huile. [1]

Le nombre de puits en service est de 35 puits dont :

- ❖ 13 puits d'huile
- ❖ 02 puits injecteurs d'eau
- ❖ 20 puits fermés

Les unités de production sont conçues pour stabiliser et séparer le pétrole brut à partir d'une alimentation mixte des puits producteurs, l'opération consiste à réduire la tension de vapeur à gaz et éliminer l'eau salée de la formation par un dégazage successif à trois niveaux de pression (HP, MP, LP) à l'aide de séparateurs horizontaux à trois phases.

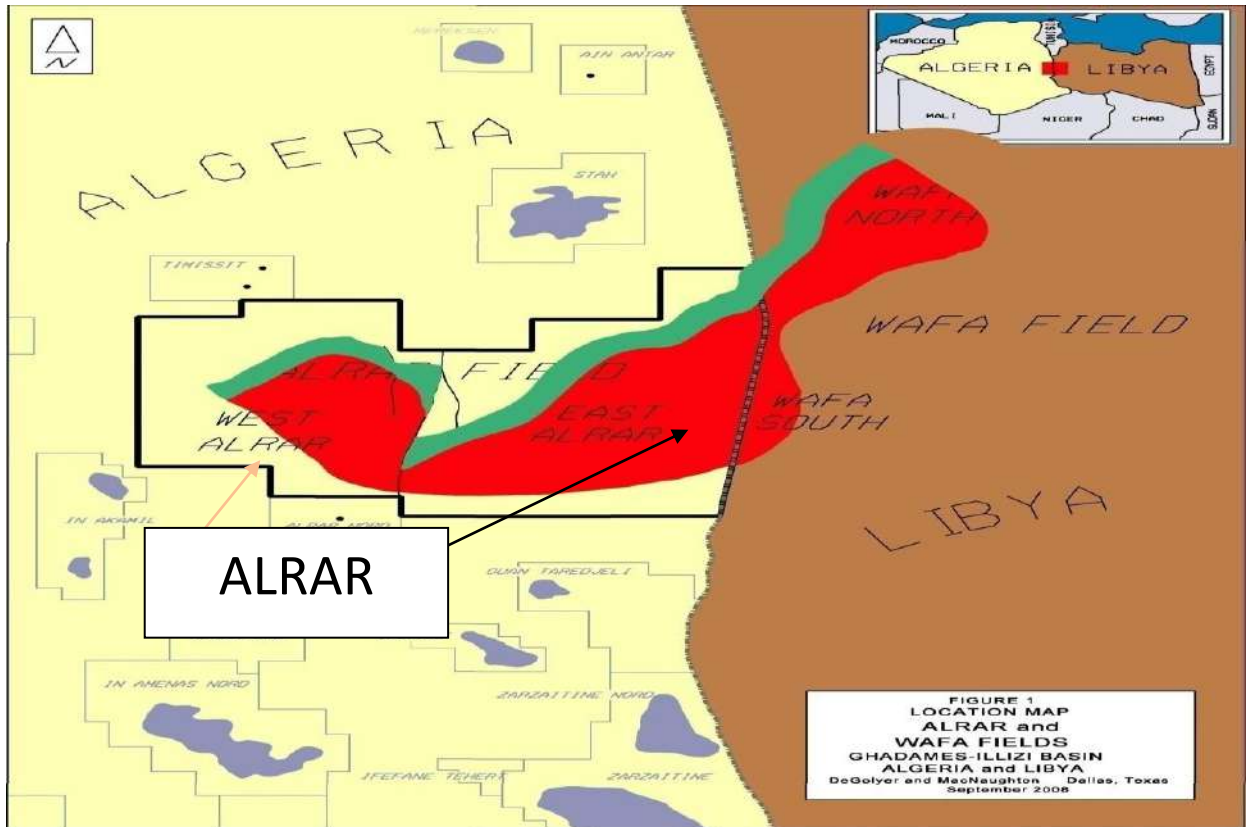


Figure I.3 : Les Gisements de STAH (Document SONATRACH) [1]

I-3. Historique de découverte:

Les dates de découverte et de mise en production sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tab1.1: Historique de découverte. (Document SONATRACH)

Champ	Date de découverte	Date de mise en servisse
Stah	1971	1975
Mereksen	1974	1975
Alrar	1961	1965

I-4. Description géologique :

a)Aspect structural :

Le réservoir Dévonien F3 D'ALRAR EST et OUEST est un piège du type mixte (Stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinail faillé à pendage Nord-Nord Est, Sud –Sud – Ouest allongé dans la direction Nord-Nord Est, Sud-Sud –Est.

La structure est limitée :

A l'Est : s'étend jusqu'en Libye.

Au Nord : par l'aquifère

Au Sud et à l'Ouest : par la disparition des grès du F3

La structure du F3 est compartimentée par plusieurs accidents Nord -Sud.

Les deux gisements Est et Ouest sont séparés par une faille majeure non étanche de rejet 100m, passant par ALB-1 et AL510 (ex AL-2).

Le compartiment d'ALRAR Ouest et DAIAZARET est le prolongement du gisement d'ALRAR vers l'Ouest.

b) Aspect stratigraphique :

Le réservoir F3 est bien défini en diagraphie, la limite supérieure est nette sur l'ensemble des logs. La limite inférieure est bien marquée par le Neutron et le Sonique, parfois moins tranchée sur le Gamma-ray et la PS du fait du développement des quartzites qui affectent le réservoir dans sa partie basale.

Le pendage du réservoir F3 est faible. La profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m. L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700m au dessus du niveau de la mer.

c) Caractéristiques pétrophysiques :

30 % à 40 % de la partie inférieure du réservoir F3 est nettement argileuse et compacte que la partie supérieure.

A cet effet, les grès du réservoir F3 ont été divisés en deux parties :

Partie supérieure représentant le sommet et partie inférieure représentant la base. [1]

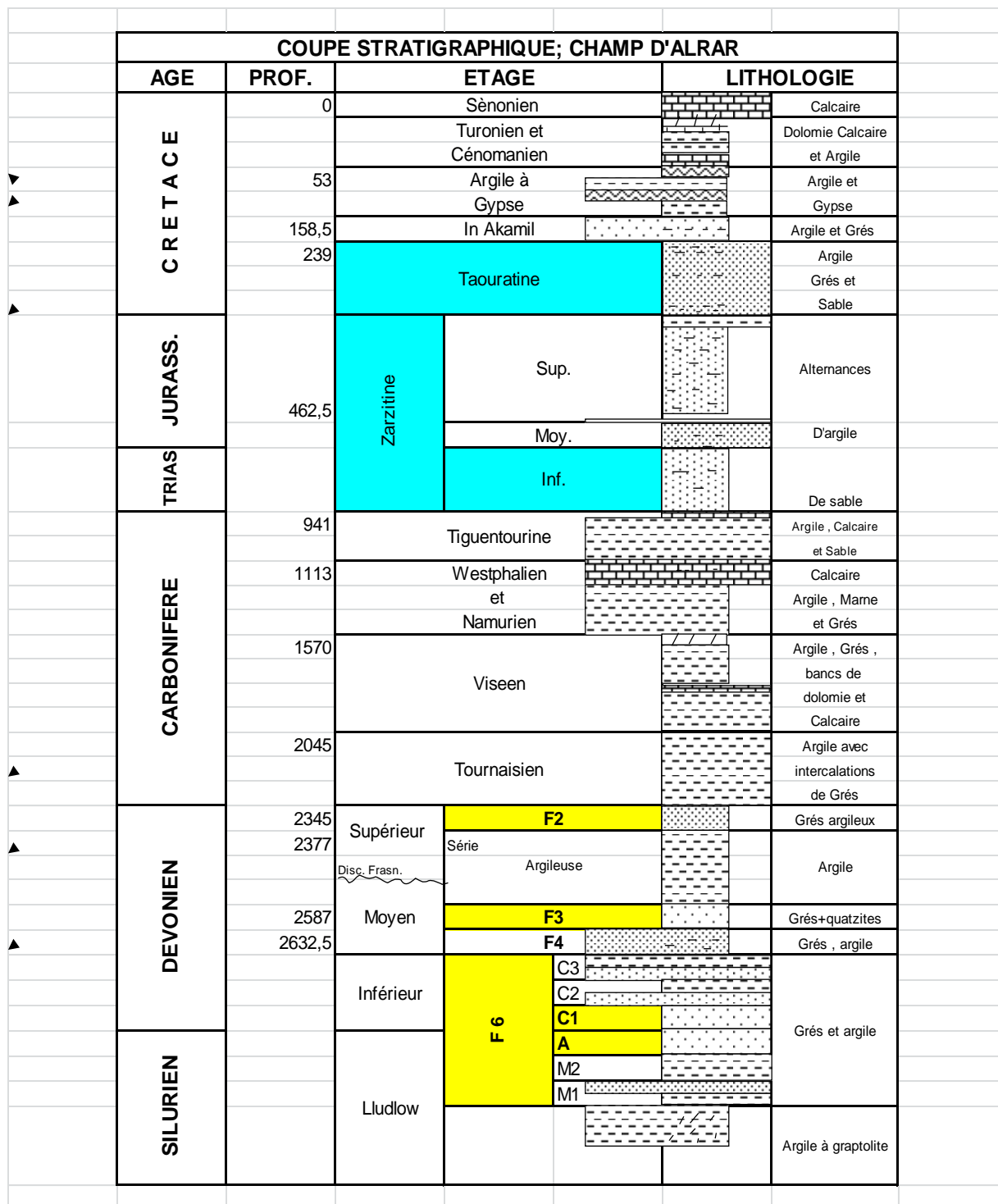


Figure I.4: Coupe Stratigraphique (Document SONATRACH) [1]

I-5. Aspect pétrolier :

I-5.1. Roches mères :

Les principales sont les argiles du Gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300 m.

Les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques des roches mères, mais elles sont de moindre importance. [1]

I- 5.2. Roche réservoirs :

C'est une roche qui a la capacité de contenir des hydrocarbures.

Ainsi, le réservoir D'ALRAR se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques.

Les accumulations principales de gaz ont fait de la région l'un des plus grands gisements De gaz en Algérie en plus d'un anneau d'huile qui vient d'être mis en exploitation.

D'après les études antérieures ce réservoir montre des caractéristiques pétrophysiques

Moyennes (Tab2).

I-5.3. Roche couverture :

Elle constitue une barrière pour le déplacement des hydrocarbures.

C'est ainsi que les argiles du dévonien supérieur assure une bonne couverture pour le réservoir dévonien et la série argileuse constitue la couverture du réservoir F3. [1]

Tab I.2 : caractéristiques moyennes des réservoirs (Document SONTRACH)

	Réservoir	H .tota l (m)	H .utile (m)	Porosit é (%)	Perm. k (md)	P. G initial (kg/cm ²)
ALRAR	F3	34.9	5.6 à 34	11.7	86à 146	230.5

STAH	F3 DEVONIEN	46	26	13	320	244
STAH	F6 SILURIEN et DEVONIEN	54 à 66	32	8 à 11	320	260
MEREKCN	F3 DEVONIEN	26 à 60	26 à 60	13.6	560	259
MEREKCN	F3 SILURIEN	55	55	14.3	560	276

II.1. Introduction :

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et du gaz, jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs à travers le monde.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression, et une chute de l'énergie d'éruption.

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

II.1.1 Les puits éruptifs :

On dit qu'un puits est éruptif lorsque, il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits.

$$P_g - P_{sép} > H*d*0.098 + \sum \Delta P \dots\dots\dots(1)$$

$H*d*0.098$: la pression de la colonne hydrostatique de l'effluent.

II.1.2 Les puits non éruptifs :

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits.

$$P_g - P_{sép} \leq H*d*0.098 + \sum \Delta P \dots\dots\dots(2)$$

La non-éruption est rencontrée dans certains gisements nouveaux où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible.

Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres suivants :

- sur la hauteur " H " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage.
- sur la densité de fluide " d " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger.

II.2 Les différents types d'activation :

Il existe différents moyens pour essayer de freiner le déclin de production. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression, ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents. [2]

On intéresse ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant. L'Ascension artificielle est la méthode d'ajout d'énergie au flux d'écoulement au niveau de la complétion dans le but d'augmenter le débit. Un certain nombre de techniques sont utilisées pour remédier à la faiblesse d'énergie. Parmi ces techniques, on peut citer :

-Relevé mécanique des fluides par POMPAGE.

-Allègement du fluide par le mélange avec du gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production, appelé : **GAS LIFT**. [2]

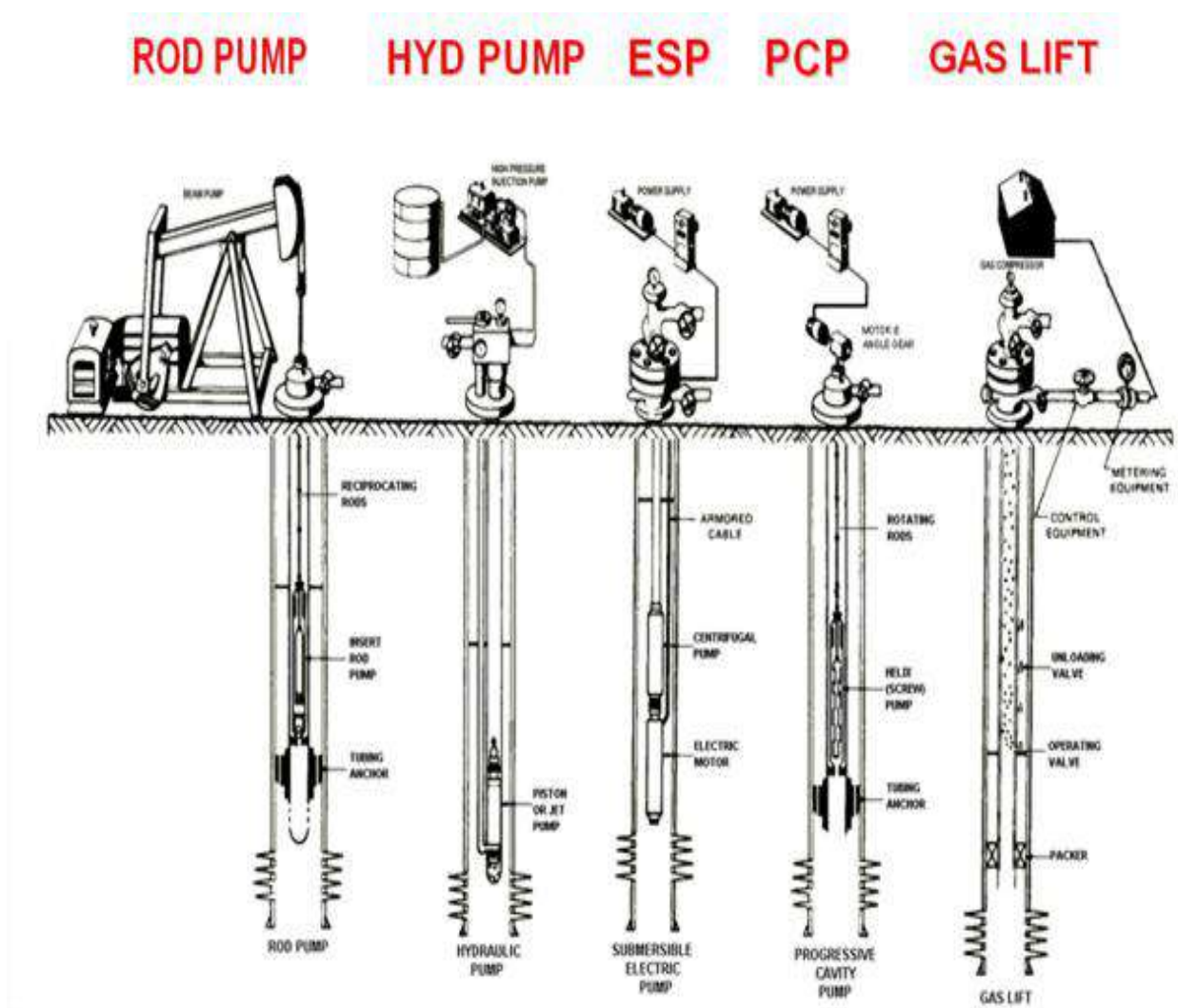


Figure II.1 : les types de récupération artificielle. [3]

II-3.Le choix des méthodes d’activation en fonction du problème rencontré:

Tab II.1: problèmes en fonction des méthodes d'activation.

Problèmes	Méthode d'ACTIVATION		
	GL	ESP	RP
Sable	Bon	Mauvais	Mauvais
GOR élevé	Excellent	Bon (si rotary gas separator)	Médiocre
Puits dévié	Bon	Bon	Passable
Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable
Profondeur	Bon	Moyen	Moyen
Simplicité de conception	Oui	Moyen	Oui
Souplesse pour les débits	Bon	Bon (si variateur de fréquence)	Moyen
Présence de dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre
Présence de gaz libre	Excellent	Moyen (si rotary gas separator)	Mauvais
Effluent visqueux	Possible (peu utilise)	Possible (si viscosité < 200 cp)	Oui (le plus utilisé)

Ii.4 Comparaison Entre Le Gas Lift Et Les Autres Modes D’activation

Dans la comparaison entre le gaz lift et les autres méthodes d’activation, on va citer les différents points forts et faibles de chaque type devant le gas lift.

✚ Pompes centrifuges :

1. Points forts :

- peut atteindre des pressions de fluide en écoulement plus basse (bottom hole folwing pressure).
- Possèdent un rendement plus élevé. [3]

2. points faibles :

- Ne peut pas produire en l'existence de gaz libre dans l'effluent, même si la GLR est très faible.
- Accès au réservoir nécessite des complétions complexes.

+ *Pompes aux tiges :*

1. points forts :

- Adaptées aux puits isolés.
- Meilleur rendement surtout pour les huiles lourdes.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.

2. points faibles :

- Répartition plus difficile.
- Pas adaptés au grand volume de produit

+ *Le gas-lift :*

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

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

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

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

1. Points forts

- Le coût Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- le gas-lift s'adapte à tous les profils des puits.
- le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Pas problème de production avec présence de sable ou l'eau.
- Possibilité d'injecter un additif.

2. points faibles :

- Nécessite d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessite parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits. [3]

- Volumes nécessaires d'injection de gaz pouvant être excessifs pour les puits a fort pourcentage d'eau.
- Nécessite de gaz [haute pression].
- Pas applicable dans casing en mauvais état.
- Nécessité de traitement en cas de formation des hydrates : il y aura nécessité de traiter par injection de glycol.
- 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.

II-5 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 :

II-5.1 Critère économique :

Si un procédé est choisi pour l'activation d'un puits, il devra alors permettre de récupérer un maximum de brut (pétrole) le plus vite possible et avec un moindre coût.

Il est malheureusement difficile d'avoir une évaluation globale du coût d'un moyen d'activation dans l'investissement initiale, même si on peut avoir le coût du matériel spécifique nécessaire pour l'activation (compresseur, pompes, unité de pompage,...).

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

II-5.2 Critères techniques :

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

- La profondeur et la température de fond.
- Le débit actuel de la production.
- L'évolution des caractéristiques de production : (GOR, WOR, Pression de fond)
- Types de complétions : Simple, Multiple.
- La déviation du puits (puits dévié ou non).
- Le taux de production du sable.
- Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates) et de corrosion.
- Type d'exploitation
- Terre ou mer.
- L'éloignement des puits. [3]

III-1. Définition et principe et Caractéristiques du gas-lift

C'est une méthode de production (ou, une méthode d'activation des puits), qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce jusqu'au séparateur.

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.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLR_t optimum (GLR_t = total Gas Liquid Ratio).

Caractéristiques de Gaz-lift :

Le Gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en oeuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou on shore et surtout ceux à GLR (Gas liquide Ratio) élevé.

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

Les puits en Cas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble mais le diagnostic des pannes est difficile. Le principal problème du Cas-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 le gaz de haute pression est disponible sur le site. Néanmoins, ce gaz devra être re-comprimé pour être exporté.

III-2. Les principaux paramètres du gas-lift

III.2.1 / Pression en tête du puits (wellhead pressure) :

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra du gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume du 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. [3]

III.2.2/ Pression du gaz injecté :

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

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter de quelques bars pour démarrer le puits.

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

III.2.3/ Profondeur d'injection du gaz :

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

III.2.4/ IP important et effet de peau (high PI and skin effect)

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

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

III-3. Types de gas-lift

III-3.1 Selon le mode d'injection

III-3.1.1 Gaz- lift continu :

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. [3]

III-3.1.2 Gaz- lift intermittent :

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

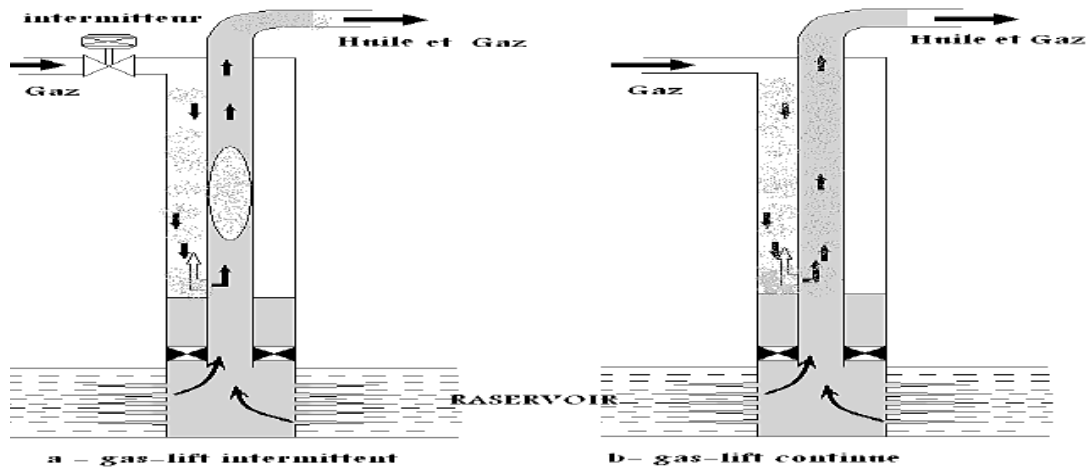


Figure III.1 : gas-lift intermittent et continue

III-3.1.3 Critère de choix entre gas-lift continue et intermittent :

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

a) **Puits à fort index de productivité (IP) :** L’injection de gaz sera continue et à débit déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits, de façon à alléger la colonne d’huile présente dans celui-ci, et à faire monter le niveau du mélange constitué jusqu’à la tête du puits.

b) **Puits à faible index de productivité (IP) :** L’injection à intervalles de temps réguliers et à fort débit, d’un volume déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits de façon à chasser de celui-ci l’huile qu’il contient.

III-3.2 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 :

III-3.2.1 Complétions pour gas-lift direct :

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

III-3.2.2 Complétions pour gas-lift inverse (Inverse gas-lift):

- **Tubing concentrique (Concentric tubing string):**

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

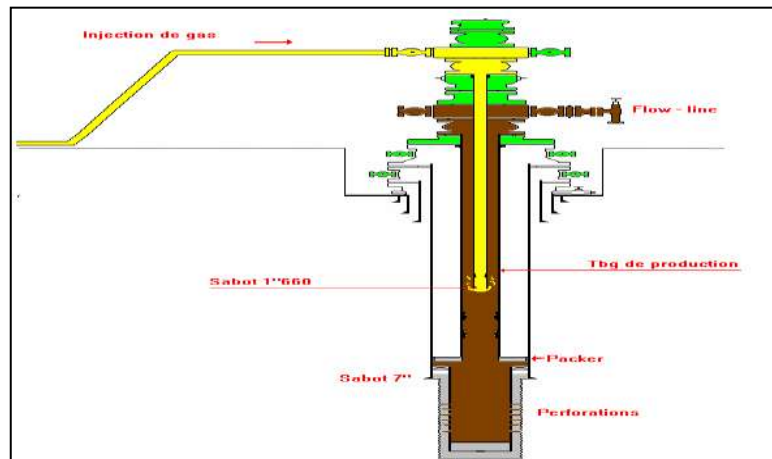


Figure-III.2: Gas-lift inverse (Tubing concentrique)

- **Gas-lift avec production dans le casing :** Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :
 - Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.
 - De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitant de grandes pressions.
 - Le puits n'est pas adapté au gas-lift intermittent.
 - La production par l'espace annulaire érode les parois du casing. [4]

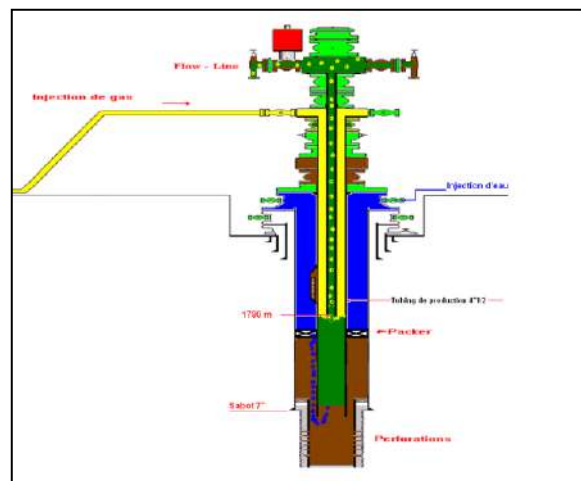


Figure.III.3 : Gas-lift dans l'espace annulaire « 4\"/>

- **Gas-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. Parmi les problèmes de cette complétion :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire.

- L'encombrement des mandrins à poche.

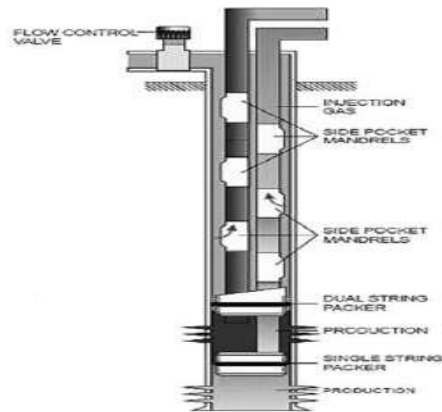


Figure III.4: Gas-lift inverse (Gas-lift double)

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

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

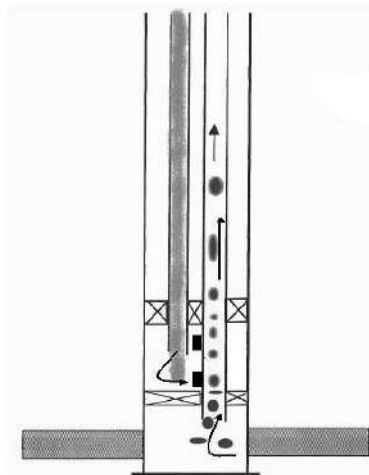


Figure III.5: Gas-lift inverse (Gas-lift parallèle)

III-3.3 En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés : [4]

III-3.3.1 Gaz-lift en circuit fermé :

Le gaz qui servi au gaz-lift est récupère à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), il est recomprimé par une batterie de compresseur et réinjecté dans le puits

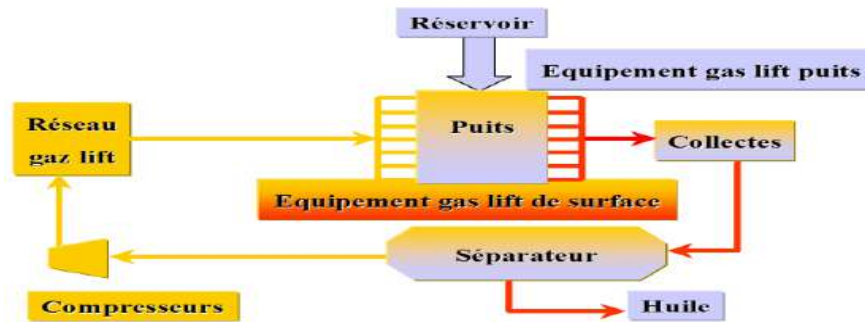


Figure III.6: Gas-lift en circuit fermé

III-3.3.2 Gaz-lift en circuit ouvert :

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

III.4-Utilisation et applications du gas-lift :

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

a-) Mise en production des puits non éruptifs :

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie, le gas-lift, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilitera bien sur la circulation de l'effluent jusqu'à la surface.

b-) Démarrage :

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.

c-) Augmentation de la production des puits éruptifs :

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 relativement à la moyenne, le gas-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

d-) Production des puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir d'huile pour maintien de pression, dans ce cas Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. [4]

e) -Nettoyage des puits injecteurs (injector clean up) :

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette

opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins.

III.5 -Problèmes liés au gas- lift :

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

III-5.1 Formation des hydrates :

La pression de service à la sortie de l'unité de compression est très élevée, sur certain puits cette pression est très importante selon les besoins d'injection, ceci nous oblige à réduire cette pression à une pression permet le fonctionnement normal du puits.

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau, cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement ayant pour but d'extraire l'élément principal qui cause le 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 des substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui ont un concentrique.

III-5.2 Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métallurgique, 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. [4]

IV.1 Introduction

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

L'injection de gaz lift nécessite généralement des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection, ces vannes sont portées par des mandrins.

IV.2 Installation de surface

IV.2.1 Le réseau de gas-lift :

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

IV.2.2 Dispositif d'injection :

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

IV.2.3 Dispositif de mesure :

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

Les dispositifs de mesure sont les manomètres (pour mesurer les pressions), et un dispositif de mesure de débit représenté par l'orifice de DANNIEL et un enregistreur de type BARTON ou un débitmètre électronique (Scanner 2000).

IV.3 Equipements de fond

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

IV.3.1 Les mandrins :

a) Les mandrins conventionnels :

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

Ce type de mandrins présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige une opération de Work-Over. [5]

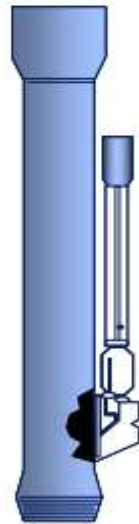


Figure. IV.1 : Le mandrin conventionnel.

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

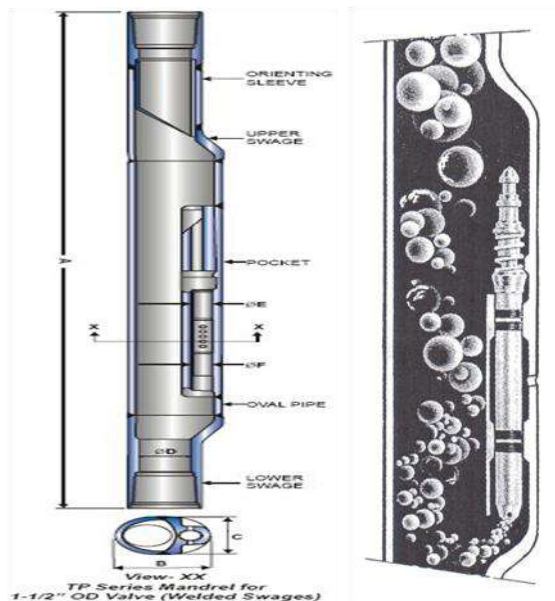


Figure.IV.2 : Les mandrins à poche latérale

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing. Les 2 extrémités portent des filetages « tubing » courants. Incorporés dans le train de tubing , les mandrins sont descendus vides ou avec dummy-valves (vannes pleines utilisées en test de tubing) au cours de l'équipement du puits. Ensuite, par travail au câble, on vient placer les vannes de gas-lift. [5]

Celles-ci sont équipées d'un verrou (LATCH) qui les maintient en place dans les sièges. De plus, des garnitures (PACKING) réalisent l'étanchéité de part et d'autre du point d'injection.

Cette technique de travail au câble qui emploie un matériel spécifique permettant la pose et le repêchage des vannes à tout moment et sans tuer le puits est parfaitement au point et peut être utilisée même dans des puits fortement déviés.

Enfin, les mandrins à poche latérale facilitent la profondeur du point d'injection pression de fond.

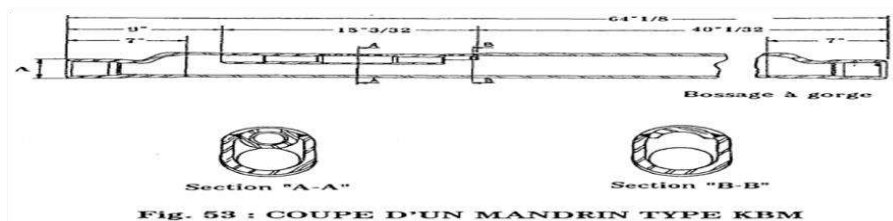
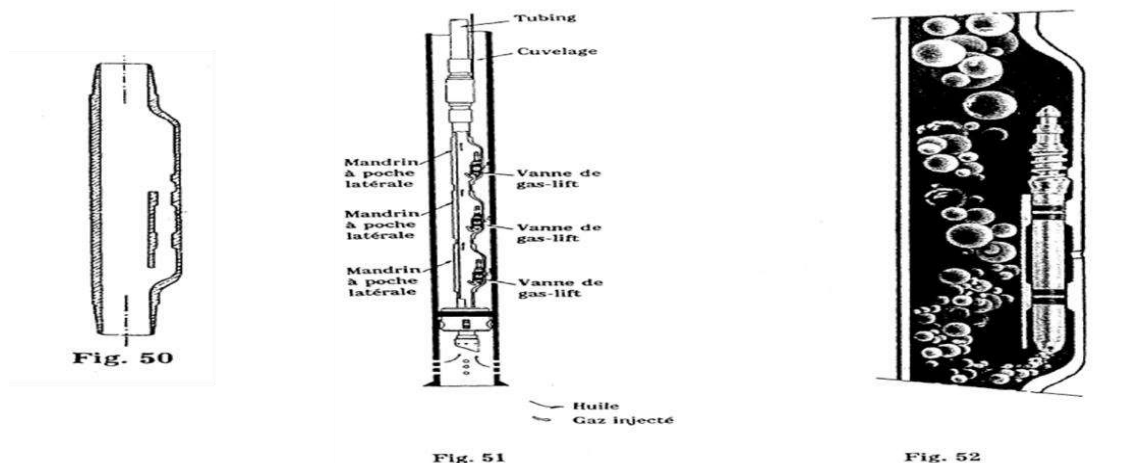


Fig- 53 : COUPE D'UN MANDRIN TYPE KBM

Figure .IV.3: SPM

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

c) Les mandrins avec vanne concentrique :

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

La vanne concentrique peut :

- soit être intégré au mandrin ;
- soit être mise en place par travail au câble. [6]

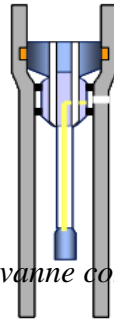


Figure IV.4 : vanne concentrique

IV.3.2 Les vannes de gaz lift

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets).

IV.3.2.1 Principe général d'une vanne de gaz lift :

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

Le corps de vanne est en acier inoxydable. A l'intérieur, un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction du débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

À la base du corps de vanne, la plupart des vannes de gaz lift sont équipées de clapet anti-retour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et empêchent le retour inverse du fluide évitant ainsi le remplissage et l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles aussi en cas d'opérations ultérieures de stimulation.

Les vannes de gas-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée **la vanne opératrice**. Et, en général, n'est constituée que d'une duse calibrée. Un minimum de 3 bars (50 psi) de chute de pression est à prévoir sur cette duse pour assurer une bonne stabilité du débit. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale au gaz injecté.

Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées **les vannes de décharge** (unloading valves). Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing au-dessus de la vanne opératrice.

Les vannes sont réglées pour des pressions d'injection de fermeture décroissantes avec la profondeur. [6]

Cela permet d'obtenir automatiquement et sans que l'on ait à intervenir en surface :

• La décharge du puits au fur et à mesure de la profondeur jusqu'au point d'injection finale.

La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.

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

- Pneumatique soufflet.
- Mécanique à ressort.

➤ **Tarage des vannes en atelier**

Durant la conception d'une installation Gaz-lift, il a été possible de calculer pour chaque vanne, les conditions de tarage des vannes. A la surface, les soufflets doivent être pressurisés, en tenant compte des changements de température entre l'atelier et le puits en utilisant un coefficient Ct. La pression d'ouverture calculée dans les conditions fond est à utiliser pour ajuster la pression d'ouverture au banc de tarage.

La pression dans les soufflets en surface est appelée Pabst (Pbstl pour la première vanne, Pbstn pour la énième).

La première étape consiste à pressuriser les soufflets à l'azote en appliquant environ 3 bar (50 psi) de plus que la valeur calculée. La vanne est conservée 15 minutes dans un bain pour stabiliser sa température. Ensuite, une pression prédéterminée est appliquée sur le côté casing (vannes COV) ou tubing (vannes TOV) et le soufflet est purgé lentement jusqu'à ouverture de la vanne.

Après cet ajustement, les vannes doivent rester deux heures dans une cellule sous haute pression pour vieillissement (ageing). Enfin, la catibration est vérifiée en appliquant à nouveau une pression sur le soufflet. Si la pression d'ouverture à changer de 0.5 bar, le tarage doit être refait.

Elles ont un principe d'ouverture et fermeture qui est très simple : [6]

Il faut que les

Forces d'ouverture Fo = Fc forces de fermeture

$$F.o = P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap$$

$$F.c = Pb \times Ab$$

*Vanne fermée : $F.o \leq F.c$

*Vanne ouverte : $F.o > F.c$

Le calcul de tarage de la vanne sera comme suit : $F.o = F.c$ (IV-1)

Aux conditions de fond :

$$P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap = Pb \times Ab$$

$$[P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap] / Ab = Pb$$

$$P.casing \times (1 - Ap / Ab) + P.tubing \times Ap / Ab = Pb \quad (IV-2)$$

Aux conditions de surface :

$$Pb \text{ en surface} = Pb \times Ct \quad (IV-3)$$

Ct : coefficient d'épand de la température (la profondeur de la vanne), il est de l'ordre de 0.80 ~ 0.82

$$Pb \text{ en surface} \times Ab = P.tro \times (Ab - Ap)$$

$$P.tro = Pb \text{ en surface} \times Ab / (Ab - Ap)$$

$$P.tro = Pb \text{ en surface} / (1 - Ap / Ab) \quad (IV-4)$$

IV.3.2.2 Les composantes des vannes :

La vanne de gas lift se compose de :

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

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

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

- **Le soufflet :** Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.

- **La bille du clapet :** Elle permet le passage ou non du gaz, Quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.

- **Un clapet anti-retour :** Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.

- **Un verrou :** Il assure la fixation de la vanne dans la side pocket. [6]

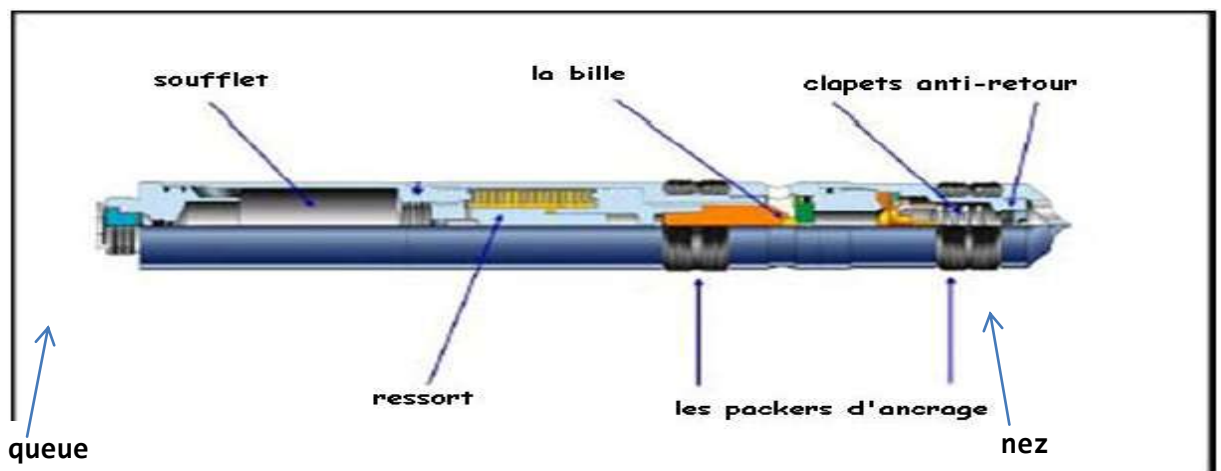
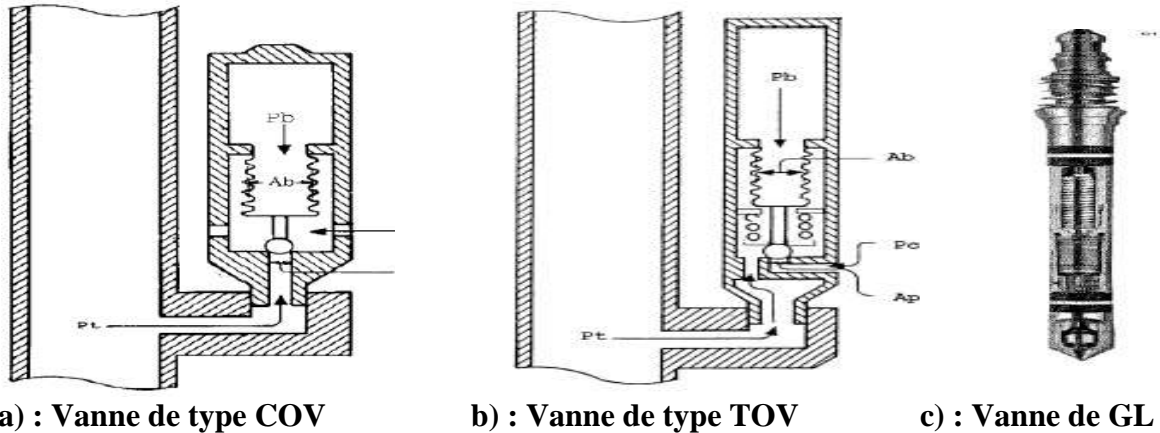


Figure IV.5: les composants de la vanne GL.

VI-3.3 Types des vannes de gaz lift :

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

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



a) : Vanne de type COV

b) : Vanne de type TOV

c) : Vanne de GL

Figure IV.6 : les types des vannes GL

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

Les vannes COV sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Pour l'ouverture de la vanne il faut que la pression du casing augmente, et pour la fermeture il faut qu'elle diminue.

Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime par conséquent la bille de clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice. [6]

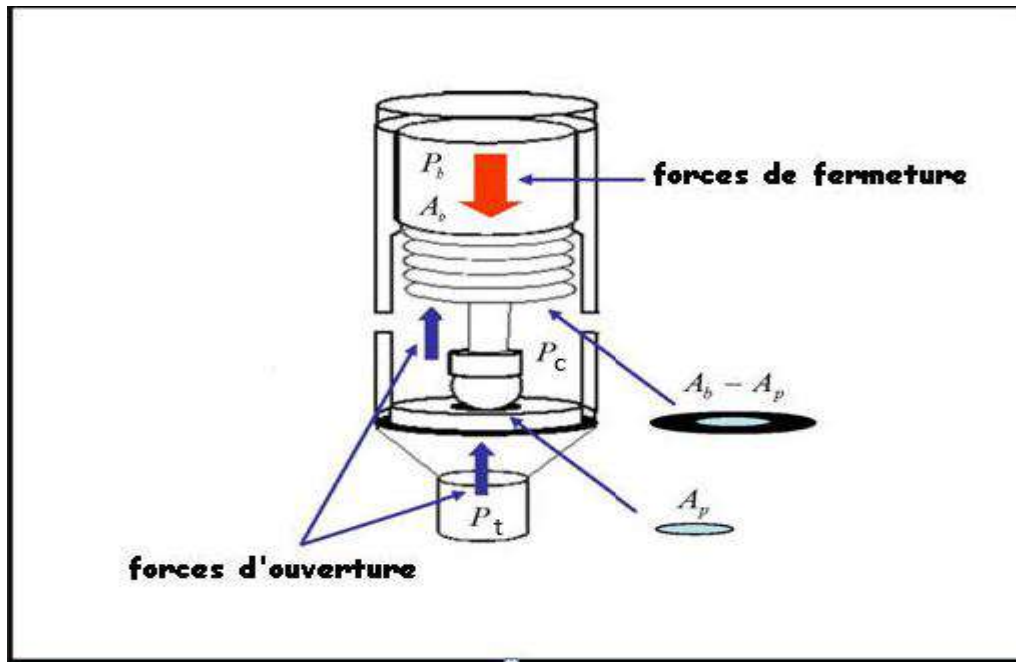


Figure IV.7 : La vanne opérée par le casing COV.

N.B : la force nécessaire pour fermer la vanne dépend seulement de la pression du casing.

- P_b est la pression dans le soufflet (pressure inside the bellow)
- P_t est la pression du tubing (tubing pressure)
- P_c est la pression dans le casing (casing pressure)
- A_b est la section radiale du soufflet (area of the bellow)
- A_p est la section de passage de l'orifice (area of the port)
- F_o Force d'ouverture et F_c force de fermeture

b) Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves) :

Les vannes **TOV** sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing). Quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

Ces vannes sont difficiles alors à commander car il est difficile d'estimer la pression du côté du tubing.

Les vannes **TOV** de par leur conception, fonctionnent en régulateur de la pression tubing. Si cette pression augmente, le débit gaz augmente et allège la colonne ce qui fait chuter la pression et la ramène à la valeur du design. Le phénomène inverse apparaît si la pression diminue. [6]

VI.3.4 Les outils de décentrage et de positionnement :

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



Figure IV.8 : opération de mise en place d'une vanne de GL par un kick over [6]

V.1 Introduction

L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et améliorer la performance des 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 permet de combiner toutes les possibilités qu'un réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire à conduire l'effluent à la surface.

La figure II.1 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système à partir du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

1. L'écoulement dans un milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
3. L'écoulement dans un tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, les vannes, etc [7])

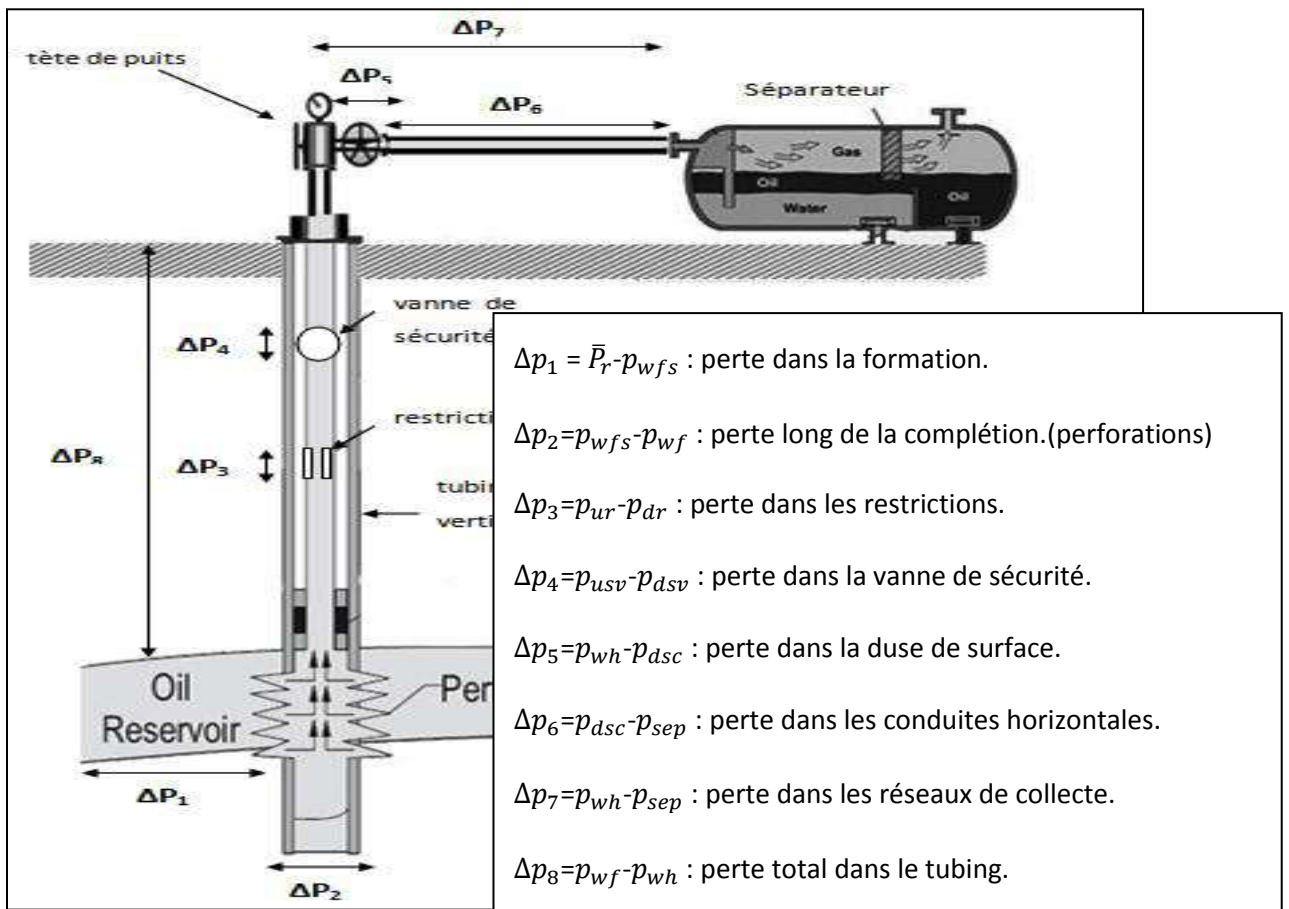


Figure V.1 : Perte de charge possible dans un système de production. [7]

V-2. Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure II.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.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas en fonction du débit tel que: P_r , P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système. [7]

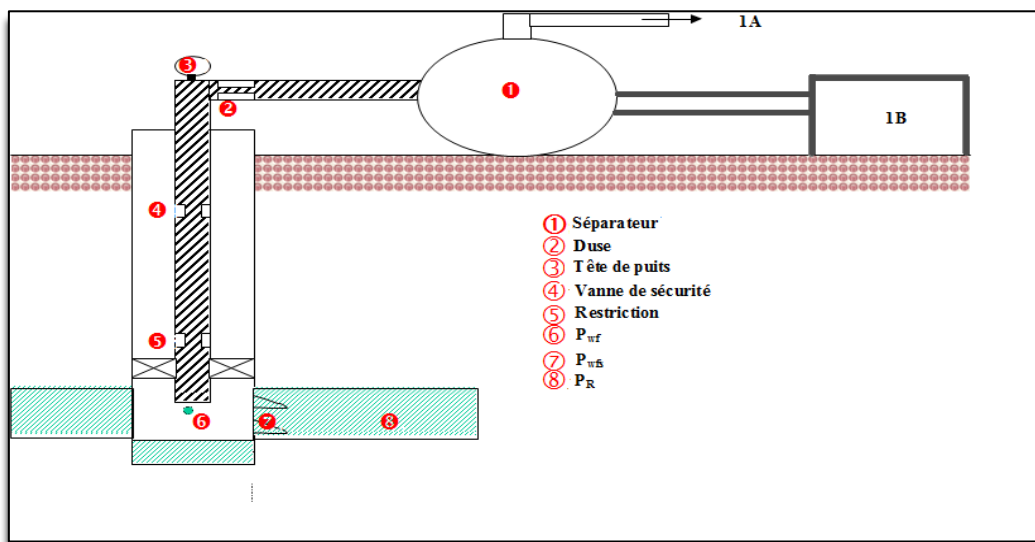


Figure V.2 : Les différentes positions des nœuds.

V-3. Procédure, Objectifs et application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds utilisés sont montrés sur la figure II.2. Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud.

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

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister. [7]

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

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

Outflow : $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$

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

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

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

V-3.1 La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [7]

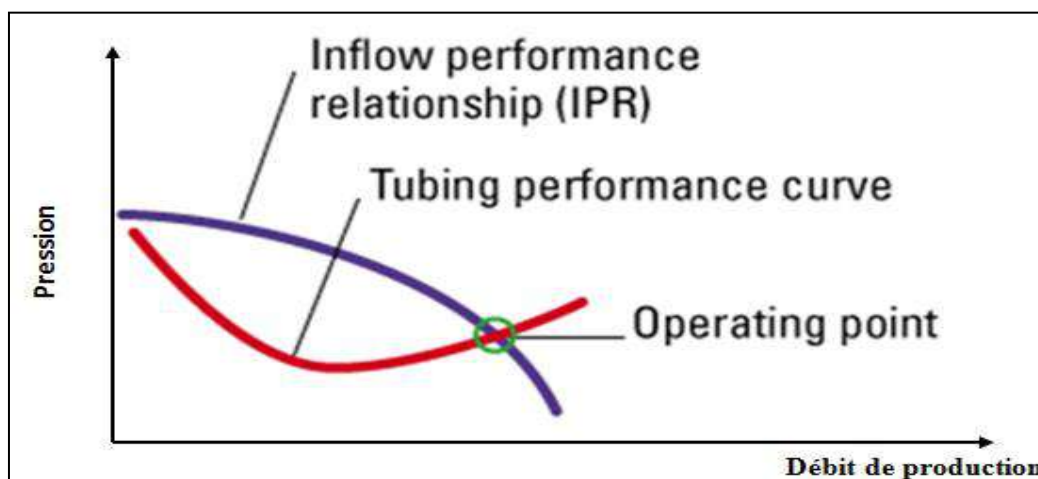


Figure V.3 : point de fonctionnement.

V-3.2. Objectifs de l'analyse nodale :

Pour les puits en Gaz Lift :

- déterminer le débit pour une pression de tête donnée.
- déterminer le débit de gaz à injecter.
- déterminer la position de la dernière valve.
- calculer le GOR optimal et maximal.

V-3.3 Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz.

Certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par ESP ou gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- L'équipement d'ascenseur artificiel.

V-4 Choix de nœud:

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits Nœud6 (Pwf) où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

Système de réservoir.

Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR et du TPC.

Les données nécessaires sont :

- Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation). [8]

$$\text{Equation de l'inflow} = P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \quad (\text{V-1})$$

$$\text{Equation de l'Outflow} = P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf} \quad (\text{V-2})$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés. Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des

conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations. Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (inflow), et l'écoulement en aval du nœud (outflow). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production.

Cette optimisation se fait en déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que le inflow soit égal au outflow sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation

V-5. Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile :

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($\overline{P}_R - P_{wf}$)

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

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

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

V-5-1. La technique de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation : [8]

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (\text{V-3})$$

J : indice de productivité (bpd/psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

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

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

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond

Chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

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

V-5.2. Méthode Vogel

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes

et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique est il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (V.4)$$

Avec : q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle

($P_{wf} = 0$) (AOF). $\overline{P_R}$: Pression du réservoir.

V-6 .Tubing Performance Curves (TPC):

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

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges. [9]

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

(TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

V-7. Vertical flow Performance (VLP) :

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits avec une pression d'écoulement de fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (P_{wh}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie est perdue sous forme de perte de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrées dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

V-8. Les différentes corrélations :

Les grandes évolutions des travaux ont concerné la prise en compte :

- Du glissement gaz / huile.
- Du régime d'écoulement.

Et peuvent se résumer en 3 catégories différentes :

Catégorie A: Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré

« Poettmann & Carpenter, Fancker & Brown ».

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

Catégorie C: Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés « Beggs & Brill, Orkiszewski, Duns & Ros ».

. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

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

VI-1. Introduction

L'optimisation des puits en gaz-lift continu peut être faite de deux manières :

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

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

La détermination du Q_g inj 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.

Donc la seule façon pour obtenir ce Q_g inj optimum, c'est d'agir sur les pertes de charge dues au poids de l'effluent, en faisant diminuer la masse spécifique du fluide par injection du gaz (alléger la colonne de production).

A partir de la figure ci-dessous, on constate que les pertes de charge totale passe 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_g inj opt, si on fait augmenter la quantité de gaz injectée, nous aurions une augmentation des pertes de charge totale et une diminution de la production. [10]

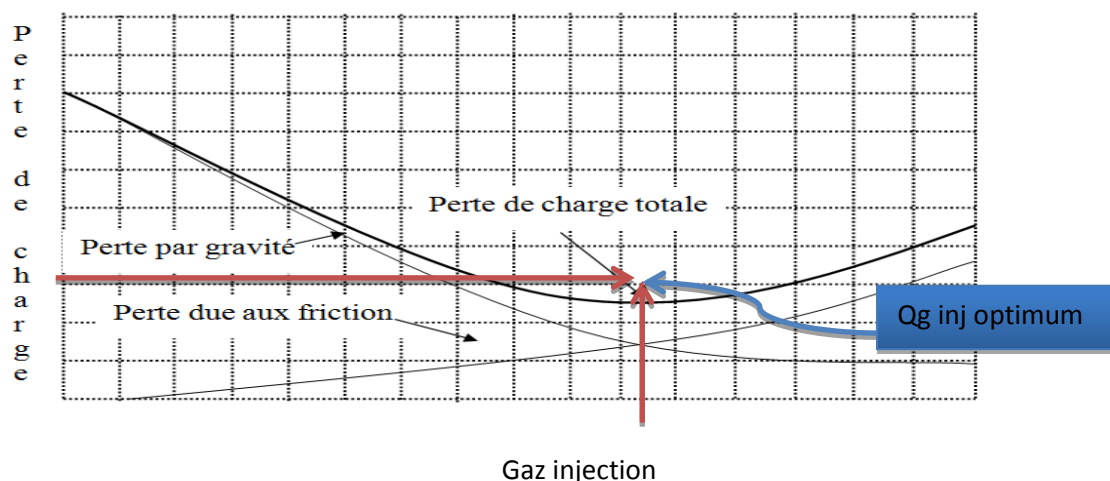


Figure. VI.1 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.

Dans ce chapitre nous allons modéliser et optimiser le système de production des puits du gisement de STAHL (ST17, 50 et 51) en utilisant le logiciel PIPESIM[®] de la compagnie Schlumberger.

VI.2 : Les étapes du travail

VI.2-1 Choix des puits :

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

- Les puits de faible production d'huile, et faible GOR.
- La pression de gisement de ces puits est faible (il n'existe pas un support pour augmenter ou maintenir la P_g).
- ces puits donnent un bon IP lors du DST (bonnes paramètres pétro physiques).
 - Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits : STAHL (ST17, 50 et 51)

VI.2-2_Collecte des données :

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

VI.2-3_Présentation du logiciel :

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

Dans cette partie on va essayer de faire une petite présentation de ce logiciel et montrer comment faire une simulation avec ce dernier. [10]

VI.2-4_Choix des corrélations :

Le choix se fera sur les corrélations pour l'écoulement du réservoir vers le fond du puits et l'écoulement vertical du fond vers la surface du puits.

VI.2-5_Partie calcul :

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

VI.3 : Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM est créé par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

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

PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un logiciel de Schlumberger qui sert à modéliser les écoulements multiphasiques de réservoir jusqu'au centres de traitements afin d'optimiser le système de production.

Dans notre étude on a opté pour le module Well Performance Analysis dont on a utilisé les opérations suivantes : [16]

- Well Inflow Performance/Vertical Lift Performance Modeling (Nodal Analysis).
- Sensitivity Tests.
- Prévision de production (cas de base).
- Gas Lift Performance Curves.
- Gas Lift Design.

VI. 4 : Modélisation des puits

Afin de trouver un modèle fiable et représentatif d'un puits, on a procédé comme suit :

1. Construction d'un modèle physique de puits : Le modèle physique comporte les éléments suivants :
 - Vertical Complétion.
 - Nodal point.
 - Tubing
2. Modélisation des fluides : Le modèle choisi dans notre étude est le Black Oil Model, ainsi que les données utilisées sont celles des tests de jaugeages. [16]
3. Modélisation du réservoir (IPR) : Le réservoir F3 de Stah est caractérisé par une pression initiale de réservoir égale à la pression de bulle ($P_{r_i} = P_b = 239,3\text{bar}$). Par conséquent l'écoulement dans le réservoir est un écoulement diphasique. De ce fait, l'équation qui doit être utilisée pour calculer les pertes de charges dans le réservoir est l'équation de Vogel:

$$Q_o = Q_{o_{\max}} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (VI.1)$$

Pour tracer les courbes IPR des puits, on a calculé les débits maximums (AOFP) et les données utilisées sont celles des tests effectués.

4. Modélisation de l'écoulement dans le tubing (VLP): Pour choisir la corrélation de l'écoulement vertical on utilise l'opération de Flow Correlation Matching.
5. Analyse Nodal : Une fois que la modélisation est terminée, le system matching va nous permettre de tracer les courbes (IPR/VLP).

VI.5 : Données des tests

VI.5.1 Test de pression

Tab.VI.1 Données de Test de pression année 2015.

Puits	ST17	ST50	ST51
Pression de fond statique (bar)	170	170	171
Pression de fond dynamique estimée (bar)	137,5	138,6	118
Temperature (°C)	110		

A partir de ces données on a tracé les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits basant sur l'équation de VOGEL, ce qui nous permet de déterminer les débits maximums des puits (AOFP) présentés dans le tableau suivant :

Tab. VI.2 AOFP des puits.

Puits	ST17	ST50	ST51
AOFP (m ³ /j)	216	295	232

A partir de ces résultats, nous constatons que les puits ST17, ST50 et ST51 ont un potentiel moyen. [10]

VI.5.2 Jaugeage :

Les données utilisées pour la modélisation des écoulements dans le réservoir et dans le tubing sont celles des tests de jaugeage représentés dans le tableau suivant :

Tab.VI.3 Données de jaugeage

Puits	ST17	ST50	ST51
Date de test	12/06/2015	27/03/2015	01/04/20015
Ptête dynamique (bar)	18	13	9
Choke size (mm)	12	12,7	16
Q _o (m ³ /j)	29	31	41
Q _w (m ³ /j)	39	59	57

Q_L (m ³ /j)	68	90	98
Q_g (m ³ /j)	9446	12786	14426
GOR (sm ³ /m ³)	328	413	352
Wcut %	57	66	58
d_o (g/cm ³)	0.8033	0.8020	0.8275

VI.5.3 Données de complétion :

Les données de complétion utilisées pour la modélisation sont représentées dans le tableau suivant :

Tab.VI.4 Complétion des puits.

VI.5.4 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

	Tubing			Packer Depth(m)	Perforation	
	OD (inch)	ID (inch)	Depth Shoe (m)		Top (m)	Bottom (m)
ST17	2" 7/8	2,441	2650	2639	2689	2693
ST50	2" 7/8	2,441	2633	2622,5	2680	2684
ST51	3" 1/2	2.992	2648	2636	2686	2689

Afin de construire un modèle fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PIPESIM nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons : [10]

Tab.VI.5 Les Corrélations des écoulements verticaux.

FLOW CORRELATION	SYMBOLE
Beggs & Brill Original	BBO
Beggs & Brill Revised	BBR
Ansari	ANS
Duns & Ros	DR
Hagedorn & Brown	HBR
Mukherjee & Brill	MB
Grovier, Aziz & Fogarasi	GA
Orkiszewski	ORK

Afin de choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge dans un puits vertical, nous procédons comme suite :

1. Entrer les data requises (Q_i , P_{ws}).
2. Sélectionner la pression de sortie (P_t) comme un variable à calculer.

3. Sélectionner plusieurs corrélations d'écoulement multiphasique qui correspondent à notre cas.
4. Calculer l'erreur relative E (relative) pour chaque corrélation :

$$E_{\text{relative}} = \left| \frac{P_{\text{més}} - P_{\text{cal}}}{P_{\text{més}}} \right| * 100 \text{ (\%)} \quad (\text{VI.2})$$

5. Choisir la corrélation correspondante au minimum d'écart qui doit être inférieur à 8% dans tous les cas.
6. Tracer des courbes Inflow et Outflow (IPR/VLP).
7. Comparer les coordonnées de point de fonctionnement calculées (Q_L , P_{wf}) avec le débit et la pression de fond dynamique des tests mesurés (DST ou jaugeage)
 - Si les résultats calculés coïncident avec les données mesurées (tests) ; cette corrélation est convenable pour notre modèle.
 - Si non ; choisir une autre corrélation en répétant la procédure de l'étape 5.

IV.6 : Etude de cas : Puits ST50

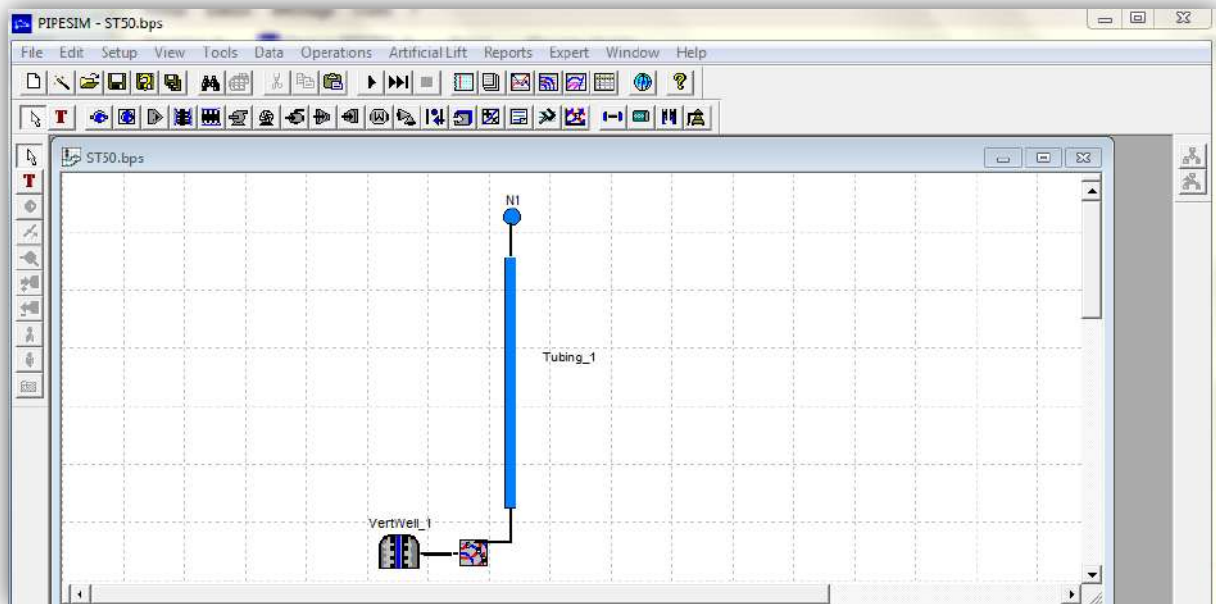
On a choisi le puits ST50 comme un exemple d'étude en suivant les étapes de modélisation citées dans le paragraphe IV.3.

IV.6.1 Construction du modèle

Les détails de la construction d'un modèle physique sont comme suit :

- Définition de projet.
- Détermination de choix de modèle (Production Model). [11]
- Positionnement de nœud (Bottom Hole).
- Détermination du choix du tubing (Vertical Complétion).
- Data Input.

On introduit les données du puits dans logiciel PIPESIM afin de déterminer le point de fonctionnement (Q_o , P_{wf}).



Le modèle est représenté comme suite: [16]

Figure.VI.2 Construction du modèle physique de puits ST50.

VI.6.2 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical

Avec l'application de la méthode **Flow Correlation Matching** sur les données du puits ST50, on a obtenu les résultats représentés dans la figure suivante : [11]

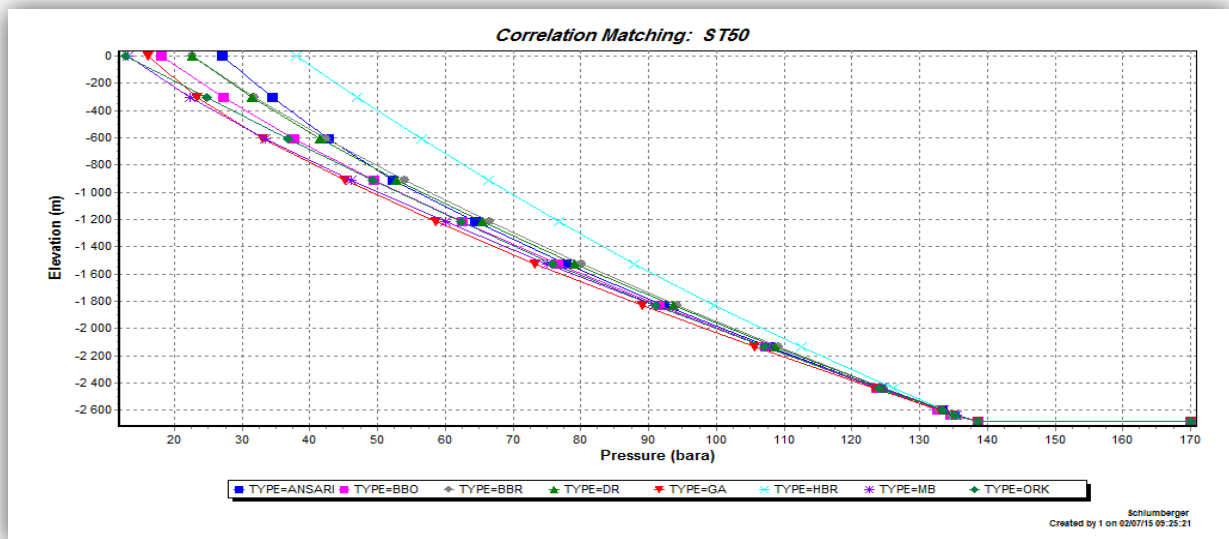


Figure.VI.3 Flow Correlation Matching du puits ST50.

Selon les résultats obtenus par le Software représenté dans la figure IV.3 et le tableau IV.6, on peut dire que la bonne corrélation est celle qui donne le **minimum d'erreur**

(la différence entre la P_{wh} mesurée et calculée). Le tableau ci-dessous illustre les résultats de l'opération de Flow Correlation Matching, (P_{wh} mesurée =13bars)

Tab.VI.6 Résultats de Flow Corrélation Matching pour ST50.

Elevation (m)	Pressure (bar)								
	ANSAR I	BBO	BBR	DR	HBR	HBRD R	MB	NOSLI P	ORK
2682,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00
2682,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
2682,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
2633,34	140,55	139,96	140,24	140,67	140,57	140,57	140,89	141,65	140,57
2633,34	140,55	139,96	140,24	140,67	140,57	140,57	140,89	141,65	140,57
2438,40	128,90	128,87	129,85	129,62	131,39	131,39	129,48	132,43	127,98
2133,60	111,34	112,04	114,05	113,02	117,69	117,69	112,03	118,66	108,74
1828,80	94,68	95,88	98,82	97,29	104,78	104,78	95,11	105,68	90,19
1524,00	79,02	80,48	84,25	82,44	92,67	92,67	78,81	93,49	72,56
1219,20	64,51	65,98	70,42	68,00	81,36	81,36	63,27	82,10	56,24
914,40	51,31	52,52	57,45	54,17	70,88	70,88	48,69	71,54	41,78
609,60	40,40	40,29	45,47	41,64	61,24	61,24	35,35	61,82	28,93
304,80	31,67	29,44	34,64	30,60	52,45	52,45	23,63	52,95	16,44
0,00	24,25	20,15	25,10	21,21	44,45	44,45	14,04	44,94	3,30
L'erreur (%)	86,55	54,98	93,09	63,13	241,89	241,89	7,98	245,70	74,65

On constate que le minimum d'erreur correspond à la corrélation **Mukherjee&Brill** avec un écart de **7.98%**. [16]

VI.6.3 Analyse nodale

Après l'exécution de cette opération, on doit prendre le point de fonctionnement (intersection entre les courbes IPR et VLP) et le comparer avec les valeurs mesurées par le calcul d'**APD** (Average Pourcentage différentiel) :

- Pour le débit de liquide :

$$APD = \frac{|Q_{més} - Q_{cal}|}{Q_{més}} * 100(\%) \quad (VI.3)$$

- Pour la pression de fond dynamique :

$$APD = \frac{|P_{wfmés} - P_{wfcál}|}{P_{wfmés}} * 100(\%) \quad (VI.4)$$

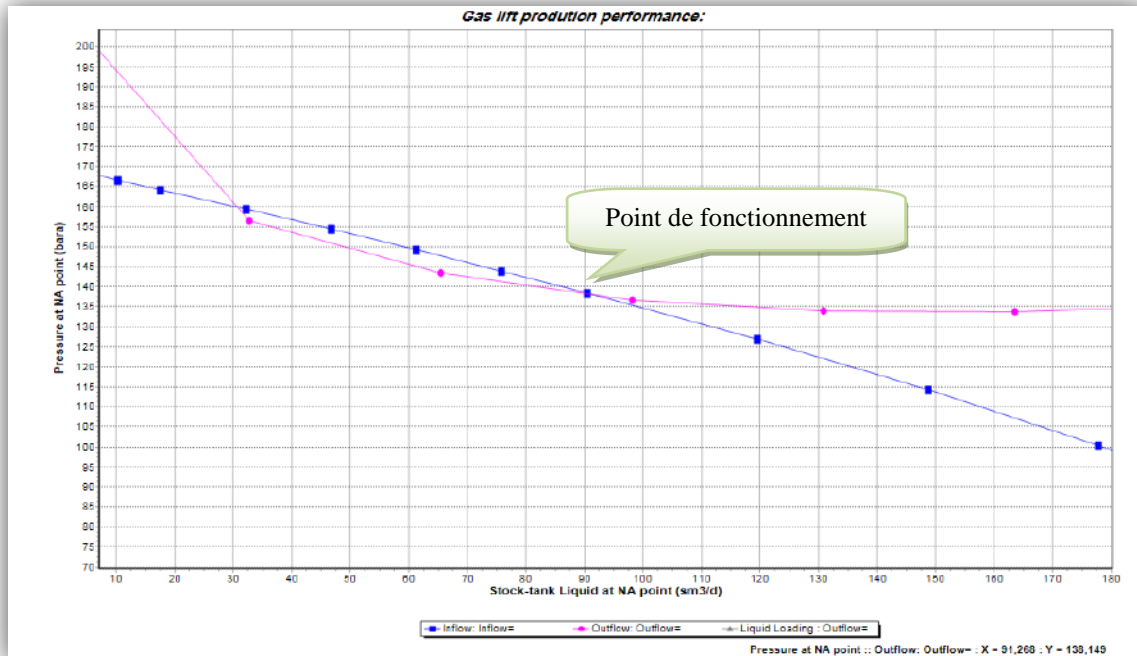


Figure.VI.4 Analyse nodale du puits ST50. [16]

On obtient:

- Le point de fonctionnement calculé : $Q_{liq}=91,27 \text{ m}^3/\text{j}$, $P_{wf}=138,15 \text{ bar}$.
- D'après les données de test de pression : $Q_{liq} = 90 \text{ m}^3/\text{j}$, $P_{wf}=138,60\text{bar}$.
- Pour le débit de liquide : $APD = 1,41 \%$.
- Pour P_{wf} : $APD = 0,33 \%$.

Selon les résultats des courbes VLP/IPR et l'erreur APD des deux paramètres Q_{liq} et P_{wf} , le modèle utilisé est adéquat. [11]

NB :

La coordination de VLP et IPR avec PIPESIM a été exécuté en employant deux facteurs de correction (Hold up Correction Factor and Friction Correction Factor).

Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenues pour l'ensemble des puits étudiés.

Tab.VI.7 Erreurs relatives des différentes corrélations des pertes de charges verticales.

Puits	ANS	BBO	BBR	DR	HBR	MB	ORK
ST17	34,84	1,55	27,42	14,33	118,12	28,88	60,76
ST50	86,55	54,98	93,09	63,13	241,89	7,98	74,65
ST51	138,32	62,44	108,02	81,36	308,69	2,50	160,38

On remarque que la corrélation de **Mukherjee&Brill** est adéquate pour les puits : ST 50 et ST 51 avec un écart 7,98% et 2,50% respectivement.

La corrélation de **Beggs&Brill Original**, avec un écart de 1,55%, est applicable pour le puits ST 17.

Les résultats de calcul pour l'ensemble des puits étudiés sont représentés dans le tableau suivant :

Tab. VI.8 Comparaison entre les données mesurées et celles calculées.

Puits	ST17	ST50	ST51
Q_o mesurée (m ³ /j)	29,24	30,6	41,58
Q_o calculée (m ³ /j)	29,33	31	41,91
Ecart Q_o (%)	0,30	1,30	0,79
P_{fd} mesurée (bars)	137,50	138,60	125
P_{fd} calculée (bars)	136,90	138,15	124,18
Ecart P_{fd} (%)	0,41	0,33	0,65

L'écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à 2%. Donc, les modèles construits pour les puits étudiés sont validés.

VI.7 Evolution de la production des puits «Sensitivité Tests»

Après la construction des modèles des puits, on s'intéresse à la prévision de la production en fonction du changement de certains paramètres. Les tests de sensibilité effectués dans cette étude sont basés sur différents paramètres pour voir l'influence de chacun sur le débit de production et sur le système globale.

Dans notre étude on base seulement sur les principaux paramètres qui influent considérablement sur la production. [11]

Les tests de sensibilité effectués sont :

- La déplétion de la Pression du réservoir (Pr).
- La déplétion de la Pression du réservoir (Pr) avec **GOR**.
- La déplétion de la Pression du réservoir (Pr) avec **WOR**.

VI.7.1-Variation des paramètres des puits

VI.7.1.1-Déclin de pression

Le déclin de la pression est un problème majeur qui contribue fortement à la diminution de la production au fil des années, il est de l'ordre de 3bar par année au niveau de réservoir F3 de STAH selon l'historique de pression.

VI.7.1.2-Décrochement de WOR

Selon les tests et l'historique de production on constate un l'e WC augmente progressivement avec 2% par année.

VI.7.1.3-Evolution de GOR

Selon les tests et l'historique de production on constate un déclin de GOR qui est de l'ordre de 50 Sm³/m³ par année.

VI.7.2-Analyse des résultats des tests de sensibilités

Notre étude nous donne les prévisions de l'évolution de la pression de réservoir, le GOR et le Water Cut des puits étudiés en fonction du temps. Nous avons réalisé une simulation à l'aide de logiciel PIPESIM qui nous a permis de prédire l'évolution de la production de ces puits.

Les résultats de test de sensibilité de déclin de la pression du réservoir sont indiqués dans la figure IV.5.

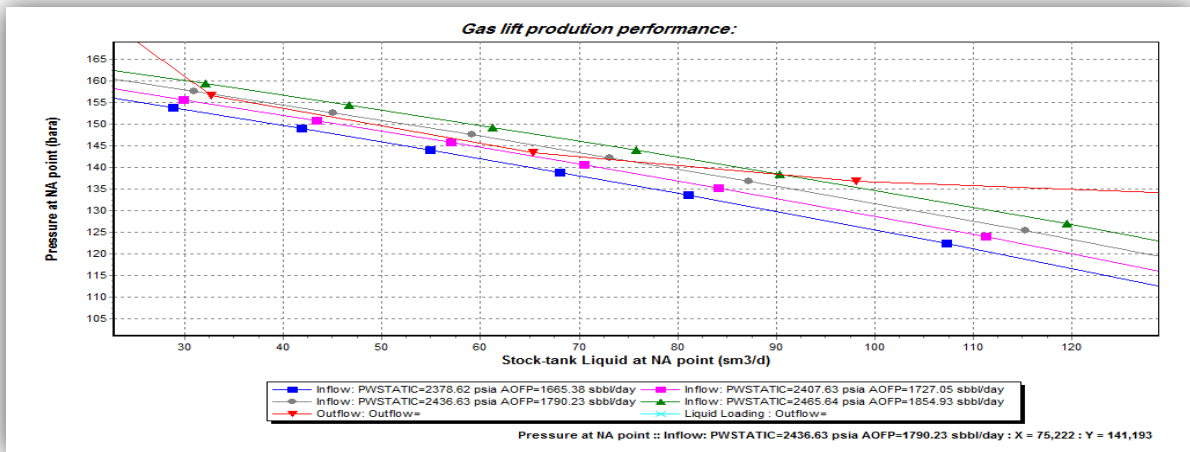


Figure VI.5 Test de sensibilité de la déplétion de Pr de puits ST50.

On constate qu'avec un déclin de pression de 170 bar à 168 bar le débit de liquide va diminuer de 90m³/j à 75 m³/j, mais le puits va perdre son éruptive avec une pression inférieure à 168 bar. [12]

La Figure IV.5 illustre l'évolution de la déplétion de Pression du réservoir (Pr) avec WOR.

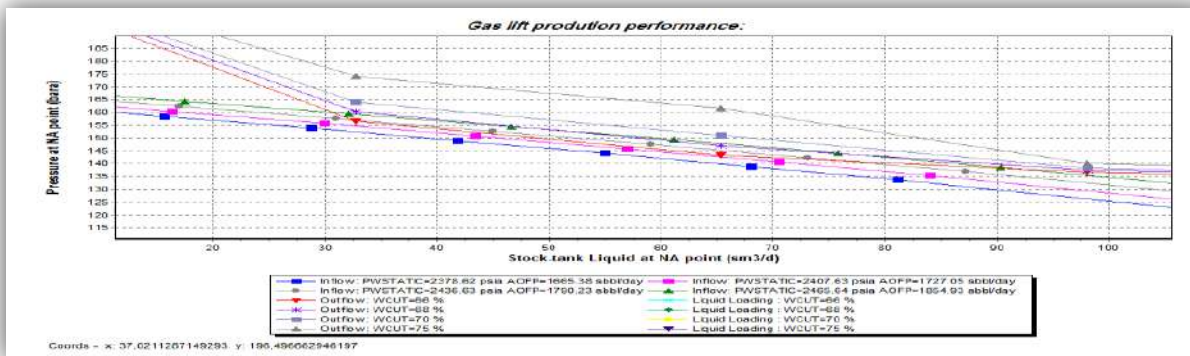


Figure VI.6 Test de sensibilité de la déplétion de Pr avec WOR du puits ST50.

D'après l'analyse des courbes de sensibilité on remarque que le débit de liquide diminue avec l'augmentation de WOR de 66% à 68%.

Le puits va perdre son éruptivité en 2017 avec un WOR de 70%.

La Figure IV.7 représente le test de sensibilité du GOR en fonction de la déplétion de la pression de réservoir.

D'après l'analyse des courbes de sensibilité, on distingue que le débit d'huile décroît avec la diminution de GOR.

En 2017 avec un GOR de $300 \text{ sm}^3/\text{m}^3$, le déclin de la pression et avec l'augmentation de WOR, le puits sera non éruptif.

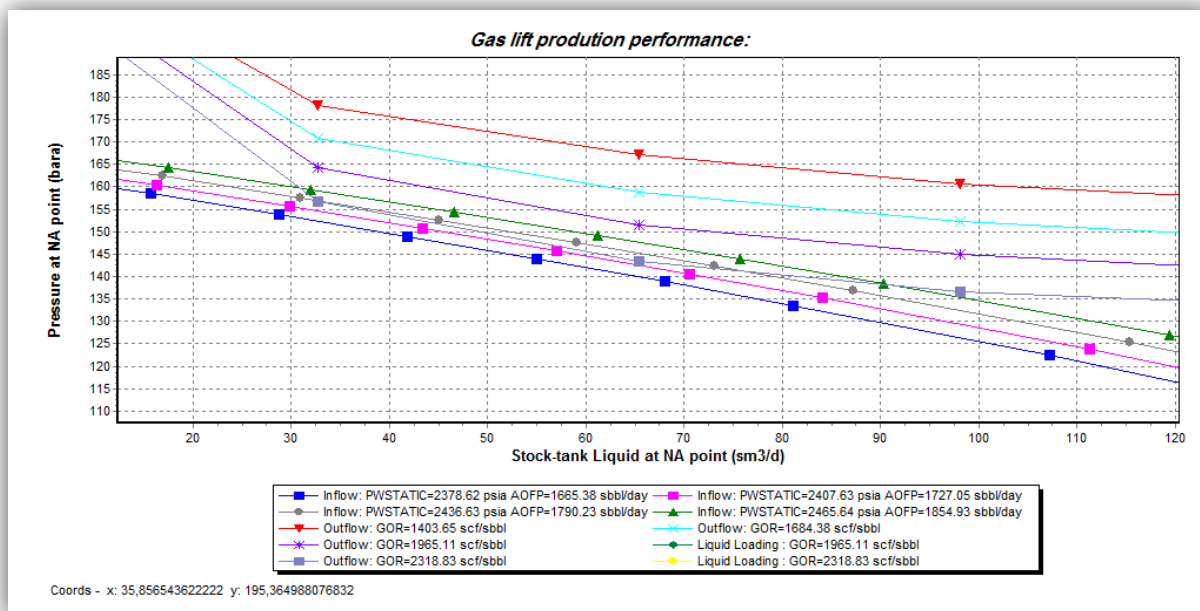


Figure VI.7 Test de sensibilité de la déplétion de Pr avec GOR du puits ST50.

Le tableau suivant résume l'impact de la variation de GOR et WOR sur le débit de production pour les différentes pressions statiques : [12]

Tab. VI.9 L'impact de déclin de Pr, WOR et GOR sur la production du puits ST50.

Année	Ps (bar)	GOR (sm ³ /m ³)	Wcut (%)	Q _L sans Gas-Lift (m ³ /j)	Q _O sans Gas-Lift (m ³ /j)
2015	170	413	66	90	30,6
2016	168	350	68	77	24,64
2017	166	300	70	0	0
2018	164	250	72	0	0
2019	162	200	75	0	0
2020	160	150	80	0	0

On peut conclure que:

- Le déclin de la pression de réservoir influe gravement sur la production des puits.
- Le débit de liquide décroît avec l'augmentation de WC et la diminution de GOR qui reflète l'abaissement du débit d'huile avec la déplétion de la pression de réservoir.

- Le puits ST50 perd son éruptivité en 2017 avec un GOR de $300 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ et WOR de 70% sous effet de déclin de la pression statique.
- Les puits ST 17 et ST50 et ST51 perdent leurs éruptivités dans 2 ans.

VI.8 : Récupération assistée par Gaz-Lift

Vu la situation de ces puits dans le futur une action doit être prise pour améliorer la production. En raison de la disponibilité de gaz dans le gisement d'ALRAR, on a choisi le **Gas-lift** comme technique d'activation de ces puits. Une étude sera abordée dans ce mémoire pour visualiser l'effet de cette technique sur nos puits et déterminer ces différents paramètres.

VI.8.1-Optimisation de Gaz-lift

A l'aide de la fonction **Gaz Lift Performance** du logiciel **PIPESIM**, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits étudiés.

VI.8.1.1-Paramètres du Gaz-lift

Les tableaux suivants montrent les paramètres du Gaz-Lift et les profondeurs d'injection maximales possibles pour chaque puits : [12]

Tab.VI.10 Paramètres du Gas-lift.

Kick OFF Pressure « Pression de démarrage » (bar)	110
Available Injection Pressure « Pression de fonctionnement » (bar)	110
Température de gaz injecté en surface (°C)	27
Densité du gaz a injecté (inj. Gas S G)	0,64
Contrainte de la pression en tête (bar)	30

Tab.VI.11 Profondeur d'injection maximum.

Puits	ST17	ST50	ST51
Profondeur d'injection max (m)	2629	2610	2625

VI.8.1.2-Détermination des débits optima de gaz injecté

Nous prenons l'exemple du puits ST50. Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

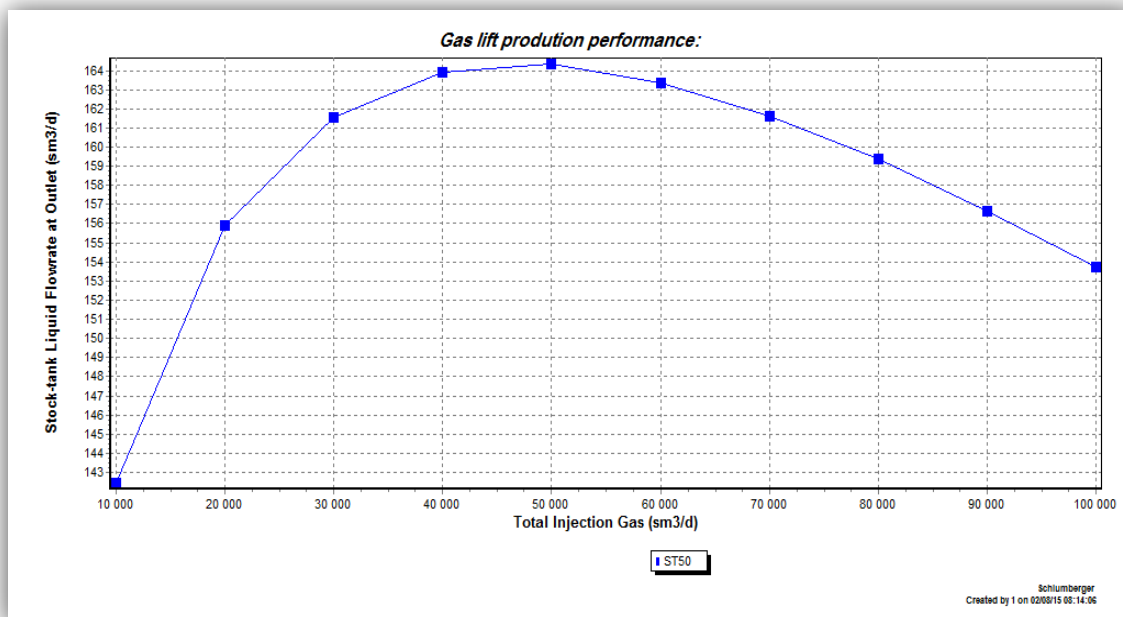


Figure.VI.8 Courbe de performance du Gas-lift du puits ST50.

- Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit d'injection de gaz jusqu'à l'atteinte d'une valeur maximale cela est due à la diminution des pertes de charges hydrostatiques.
- Le débit de liquide diminue avec l'augmentation de débit d'injection de gaz à cause de l'augmentation des pertes de charge de friction dans le tubing

Le tableau ci-dessous rassemble les débits d'injection de gaz et de production d'huile maximaux et optimaux pour l'ensemble des puits étudiés : [12]

Tab.VI.12 Débits d'injection optimaux et maximaux des puits étudiés (Cas de base 2015)

Année		2015	
Puits		Débits maximaux	Débits optimaux
ST17	Water Cut (%)	57	
	Débit de gaz injecté (m ³ /j)	70000	40000
	Débit d'huile (m ³ /j)	56,76	54,61
ST50	Water Cut (%)	66	
	Débit de gaz injecté (m ³ /j)	50000	40000
	Débit d'huile (m ³ /j)	56,10	55,76

ST51	Water Cut (%)	58	
	Débit de gaz injecté (m ³ /j)	80000	40000
	Débit d'huile (m ³ /j)	73,50	71,82

Les résultats des tests des autres années se trouvent dans l'annexe.

VI.8.1.3- Apport de Gaz Lift pour les puits

A partir des courbes de performance des puits en peut observer l'effet de Gas Lift sur la production des puits. Un effet positif qui consiste à améliorer la production de ces puits ou un effet négatif par l'augmentation des pertes de charges dans les puits permettant de diminuer la production.

Le tableau ci-dessous montre les valeurs trouvées pour les puits : [12]

Tab.VI.13 Production avec et sans Gas Lift pour les puits étudiés

Année	We (%)	Puits	ST 17	ST50	ST51	Total
2015	66	Sans Gas lift	29,24	30,6	41,58	101,42
		Avec Gas lift	49,45	43,86	49,98	143,29
2016	68	Sans Gas lift	16,64	24,64	17,92	59,2
		Avec Gas lift	35,84	32,64	33,28	101,76
2017	70	Sans Gas lift	0	0	0	0
		Avec Gas lift	32,7	29,4	30,6	92,7
2018	72	Sans Gas lift	0	0	0	0
		Avec Gas lift	29,4	26,32	27,16	82,88
2019	75	Sans Gas lift	0	0	0	0
		Avec Gas lift	25,25	22,25	20,75	68,25
2020	80	Sans Gas lift	0	0	0	0
		Avec Gas lift	19,4	16,8	14,8	51

A- Production totale sans Gaz Lift (Cas d'étude)

$$\sum Q_{0ij} = 160,6 \text{ m}^3/\text{j}.$$

I : puits

J : année de production à partir de 2015 jusqu'à 2020.

$$\text{Production totale} = 160,6 * 365 = \mathbf{58626,3 \text{ m}^3}.$$

B- Production avec Gas Lift (Cas d'étude)

$$\sum Q_{0ij} = 539,88 \text{ m}^3/\text{j.}$$

I : puits

J : année de production sans prise en compte l'année 2015 jusqu'à 2020.

$$\text{Production totale} = 539,88 * 365 = \mathbf{197056,2 \text{ m}^3}.$$

C- Le gain en production

$$\text{Le gain} = 197056,2 - 58626,3 = \mathbf{138429,9 \text{ m}^3}.$$

Le tableau nous montre l'effet du Gas Lift sur les puits étudiés :

- Le Gas lift est indispensable pour les puits qui perdent l'éruptivité.
- Le Gas lift est un moyen pour améliorer la production même pour les puits qui restent éruptifs.
- Techniquement, le Gas Lift est une solution adéquate pour les 3 puits et le **gain de 138429,9 m³** le justifie.

VI.8.2-Design du Gaz Lift

Après l'évaluation de l'importance du Gas-Lift pour les puits étudiés et la détermination des paramètres de design. C'est le temps de faire un re-design du Gas Lift, sachant que les puits ST17, ST50 et ST51 sont déjà équipés par des (SPM) au cours de leurs derniers Work Over, afin de déterminer les paramètres de tarages des vannes de décharges et de la vanne opératrice avec un débit de production estimé.

VI.8.2.1-Procédure

- On utilise l'Opération **Artificial Lift, Gas Lift**, option **Current Spacing**.
- On choisit le cas le plus défavorable c'est à dire l'année 2020 pour la construction de design et on injecte les données.
- Le rapport nous confirme les différentes côtes de vannes de décharges, leurs pressions de tarage et le débit de production du puits qui coïncide avec le débit lu à partir de la courbe des performances de Gas Lift.
- Le re-design doit être mis à jour avant chaque opération d'installations des vannes Gaz Lift tenant en compte les paramètres en cours. [13]

8.2.2-Résultats de design

Les résultats trouvés pour le puits ST50 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tab.VI.14 Résultats de design pour ST50 en 2020.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	1021,9	R-2	3/16	64	107,2	110,0
SPM N°2	1819,0	R-2	¼	108	106,1	109,2
SPM N°3	2351,9	R-2	¼	118	105,1	106,5
SPM N°4	2600,3	RO-2	5/16	119	Orifice	Orifice

- Target Unloading Injection Pressure (Surface): Pression de démarrage d'injection tarée à **105,2 bars**.
- Target Operating Injection Pressure (Surface): Pression de fonctionnement d'injection tarée à **100,8 bars**.
- Target Injection Gaz Rate : débit de gaz injecté est **40000 m³/j**.

Les rapports des autres puits donnés par le logiciel se trouvent dans l'annexe.

Remarque

Le tarage des pressions change en fonction de changement des paramètres de puits.

Le tableau ci-dessous résume les résultats du puits ST50 à l'année 2015 :

Tab.VI.15 Résultats de design pour ST50 en 2015.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	1021,9	R-2	¼	89	105,1	110,0
SPM N°2	1819,0	R-2	¼	111	104,1	107,0
SPM N°3	2351,9	R-2	¼	118	103,0	104,5
SPM N°4	2600,3	RO-2	5/16	119	<i>Orifice</i>	<i>Orifice</i>

- Pression de démarrage d'injection tarée : **103,1bar**.
- Pression de fonctionnement d'injection tarée : **103,1bar**. [13]

V-9. Le résultat donné par le PIPESIM pour le puits ST50

Gas Lift Design Report

File Name: ST50
 Company:
 Project: Gas lift production performance

Company Contact:
 Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
 Date: 30-juin-2015

Input Data

Design Control

Design Spacing	Current Spacing	Design Method	IPO-Surface Close
Manufacturer	Weatherford	Valve Temperature	Top Valve Unloading
Production Pressure Curve	Production Pressure Model	Other Valves	Unloading
Max. Allowable Depth (TVD)	2610,0 m		

Design Parameters

Kickoff Pressure	110,0	bara	Surface Injection Temp.	27	C
Operating Injection Pressure	110,0	bara	Injection Gas S. G.	0,64	
Unloading Wellhead Pressure	30,0	bara	Unloading Gradient	0.465	psi/ft
Operating Production Pressure	30,0	bara	Min. Valve Spacing	98,1	m
Static Reservoir Pressure	160,0	bara	Min. Valve Inj. DP	150	psi
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d			
Production Rate (Solution Point)	89	sm ³ /d			

Design Bias

Closing Pressure Drop Between Valves	15	psi
Locating dP at Valve Location Transfer	50	psi
Factor (% of Pinj - Pprod) Place	0,00	%
Orifice at Bottom Valve Location		
Discharge Coefficient	0.865	

Model Data

Completion	Vogel's Equation aofp = 225 sm ³ /d
GOR	200 sm ³ /sm ³
Watercut	75 %
API	44,911
Flow Corr	Mukherjee & Brill

Design Results

St. Num	Valve MD (m)	Valve TVD (m)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (bara)	Valve Choke (inches)
1	1021,9	1021,9	R-2	3/16	101,8	
2	1819,0	1819,0	R-2	1/4	96,3	
3	2351,9	2351,9	R-2	1/4	96,3	
4	2600,3	2600,3	RO-2	5/16	Orifice	

St. Num	Valve Temp. (C)	Closing Pres at Surface (bara)	Open Press at Surface (bara)	Pdome (bara)	Pprod. (bara)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	64	107,2	110,0	116,4	57,4	
2	108	106,1	109,2	122,2	83,9	15,0
3	118	105,1	106,5	125,6	103,7	15,0
4	119				114,9	15,0

Figure. VI.9 le rapport 1 de design de gaz-lift. [13]

File Name: ST50	Company Contact:
Company:	Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
Project: Gas lift production performance	Date: 30-juin-2015

S . Num	Unloading Rate (sm ³ /d)	Calculated Gas rate (unloading) (sm ³ /d)	Max Valve Throughput (sm ³ /d)	Valve CD
1	- 0	Not Calc	29400	0,76
2	91	40000	52600	0,76
3	91	36800	45200	0,76
4	89	40000	53000	0,75

Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,2	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	100,8	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	89	sm ³ /d

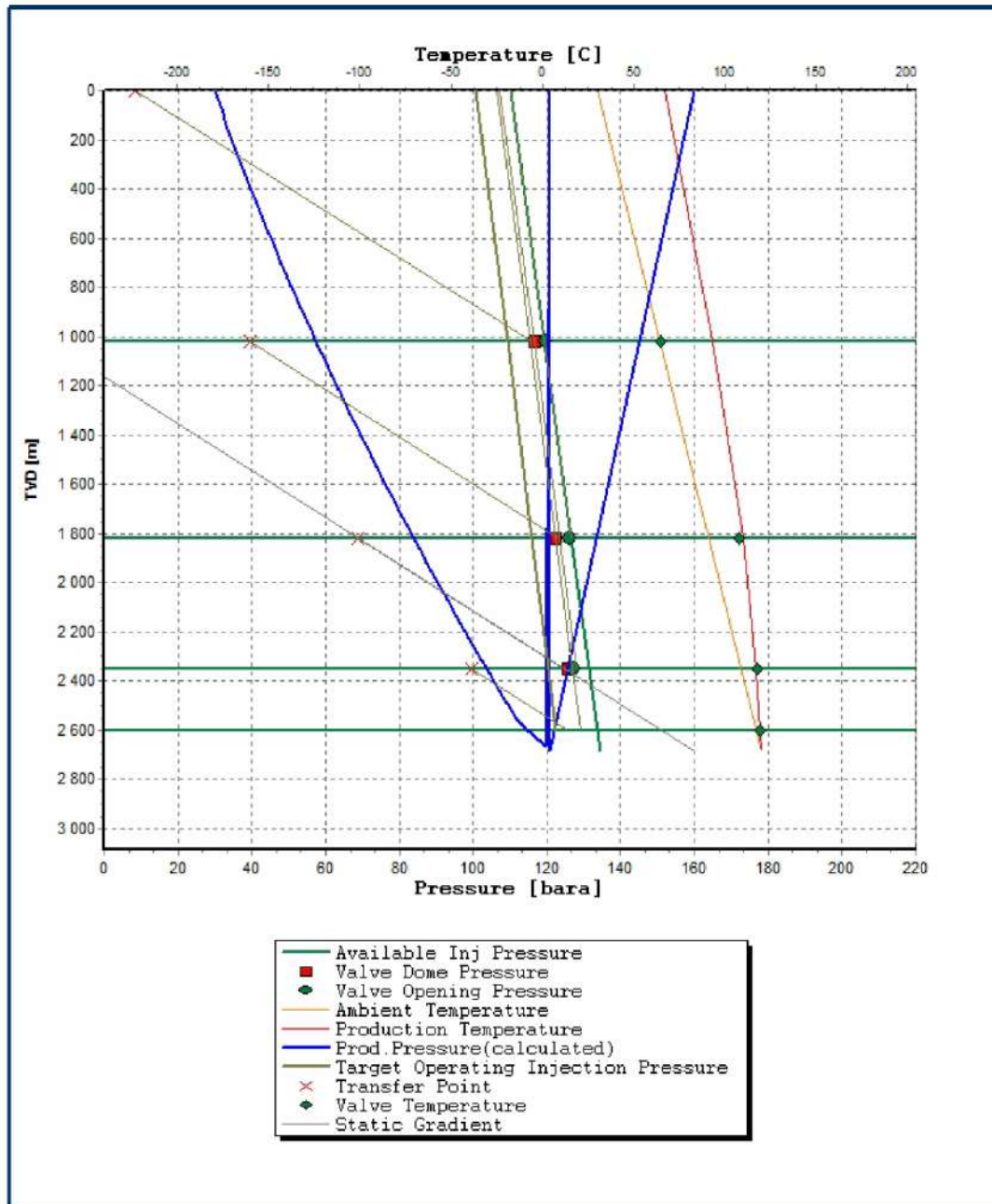
Remarks

Tubing_1_Tub#1 to 2633 m MD, ID = 2,44 inches
 Tubing_1_Tub#2 to 2685 m MD, ID = 6,18 inches

Figure. VI.10 le rapport 2 de design de gaz-lift. [13]

File Name: ST50
 Company:
 Project: Gas lift production performance

Company Contact:
 Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
 Date: 30-juin-2015



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,2	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	100,8	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	89	sm ³ /d

Fig. VI.11 le rapport de désigne de gaz-lift [13]

VI.10 Tarage des vannes en atelier

Durant la conception d'une installation Gaz-lift, il a été possible de calculer pour chaque vanne, les conditions de tarage des vannes. A la surface, les soufflets doivent être pressurisés, en tenant compte des changements de température entre l'atelier et le puits en utilisant un coefficient C_t . La pression d'ouverture calculée dans les conditions fond est à utiliser pour ajuster la pression d'ouverture au banc de tarage.

La pression dans les soufflets en surface est appelée Pabst (P_{bst1} pour la première vanne, P_{bstn} pour la n ème).

VI.10 .1.Procédure de tarage des vannes gas-lift

- 1- Obtenir la pression calculée d'ouverture au banc de tarage P_{tro} pour la vanne à tarer.
- 2- Enlever le bouchon supérieur (tail plug) et le joint en cuivre (Copper gasket) et enlever la pièce de retenue de garniture (lower packing) et le nez (check nose)
- 3- Installer la vanne de gas-lift dans le chargeur du banc de tarage et ouvrir le robinet de contrôle d'azote en observant le manomètre.
- 4- Charger la chambre de la vanne gas-lift à (100 – 150 Psi) au dessus de la pression calculée d'ouverture au banc de tarage. Exemple 90 bars pour la première vanne.
- 5- Fermer le robinet de contrôle d'azote et purger la pression du chargeur.
- 6- Installer la vanne gas-lift dans la chambre de test du banc et la tarer à la P_{tro} voulue.



Figure.VI.12 Banc de tarage en atelier Merksem [1]

VI.10 .2.Les données nécessaires pour le tarage des vannes [14]

Tab.VI.16 Camco Valve Specifications

Type	A_b - Effective Bellows Area (sq in.)	Port Size (in.)	A_p - Area of Port With Bevel (sq in.)	A_p / A_b	$1 - (A_p / A_b)$	$PPEF = \frac{A_p / A_b}{1 - (A_p / A_b)}$
R-20	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
1/2	0.200	0.260	0.740	0.351		
R-28	0.77	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
R-25	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
Rp-6 **	0.77	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
		1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
RFB-5 **	0.77	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
7/16	0.154	0.200	0.800	0.250		
RMI	0.65	1/4	0.051	0.078	0.922	0.085
		5/16	0.079	0.122	0.878	0.139
		3/8	0.113	0.174	0.826	0.211
		7/16	0.154	0.237	0.763	0.311
		1/2	0.200	0.308	0.692	0.445
BK	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
BK-1	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
BKR-5	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
BKF-6	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
J-20	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
1/2	0.200	0.260	0.740	0.351		
JR-20	0.77	1/8	0.013	0.017	0.983	0.017
		3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
J-40	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
JR-40	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104

Tab.VI.17 de facture de correction de la température. [14]

* C	Cl	* C	Cl	* C	Cl	* C	Cl
16	0.998	51	0.879	86	0.786	121	0.710
17	0.994	52	0.876	87	0.783	122	0.708
18	0.991	53	0.873	88	0.781	123	0.706
19	0.987	54	0.870	89	0.779	124	0.704
20	0.983	55	0.868	90	0.776	125	0.702
21	0.979	56	0.865	91	0.774	126	0.701
22	0.976	57	0.862	92	0.772	127	0.699
23	0.972	58	0.859	93	0.769	128	0.697
24	0.968	59	0.856	94	0.767	129	0.695
25	0.965	60	0.853	95	0.765	130	0.693
26	0.961	61	0.850	96	0.763	131	0.691
27	0.958	62	0.848	97	0.760	132	0.689
28	0.954	63	0.845	98	0.758	133	0.688
29	0.951	64	0.842	99	0.756	134	0.686
30	0.947	65	0.839	100	0.754	135	0.684
31	0.944	66	0.837	101	0.752	136	0.682
32	0.940	67	0.834	102	0.749	137	0.680
33	0.937	68	0.831	103	0.747	138	0.678
34	0.933	69	0.829	104	0.745	139	0.677
35	0.930	70	0.826	105	0.743	140	0.675
36	0.927	71	0.823	106	0.741	141	0.673
37	0.923	72	0.821	107	0.739	142	0.671
38	0.920	73	0.818	108	0.737	143	0.670
39	0.917	74	0.816	109	0.734	144	0.668
40	0.914	75	0.813	110	0.732	145	0.666
41	0.910	76	0.810	111	0.730	146	0.665
42	0.907	77	0.808	112	0.728	147	0.663
43	0.904	78	0.805	113	0.726	148	0.661
44	0.901	79	0.803	114	0.724	149	0.659
45	0.898	80	0.800	115	0.722	150	0.658
46	0.895	81	0.798	116	0.720	151	0.656
47	0.892	82	0.795	117	0.718	152	0.654
48	0.888	83	0.793	118	0.716	153	0.653
49	0.885	84	0.791	119	0.714	154	0.651
50	0.882	85	0.788	120	0.712	155	0.649

✚ la température dans l'atelier pendant de tarage 30 C°

✚ la pression d'ouverture Au conditions de fond du chaque vanne de SPM :

SPM N°1 : 110 bars

SPM N°2 : 107 bars

SPM N°3 : 104.5 bars

SPM N°4 : Orifice

✚ Calcule la pression d'ouverture des vannes Au conditions de Surface :

Pb en surface = Pb en fond X coefficient de correction de température

$$Pb \text{ en surface} = Pbf \times CTI$$

✚ Cité les coefficients du chaque vanne

la différence entre les deux températures de fond et de surface donne CT par le tableau .

SPM N°1 : $89-30=59\text{ C}^\circ$	donc CT = 0.856
SPM N°2 : $111-30=81\text{ C}^\circ$	donc CT = 0.798
SPM N°3 : $118-30=88\text{ C}^\circ$	donc CT = 0.781
SPM N°4 : $119-30=89\text{ C}^\circ$	donc CT = 0.779

Donc on trouve :

SPM N°1 : $P_b = 110 \times 0.856 = 94.16\text{ bars}$
SPM N°2 : $P_b = 107 \times 0.798 = 85.386\text{ bars}$
SPM N°3 : $P_b = 104.5 \times 0.781 = 81.6145\text{ bars}$
SPM N°4 : Orifice

✚ Pression de tarage P.tro:

$$P.tro = P_b \text{ en surface } / (1 - A_p / A_b)$$

Vanne 1 : SPM1 @ 1021.9 m :

$$P.Tro = 94.16\text{bars} / 0.934 = 100.81\text{ bars} .$$

Vanne 2 : SPM2 @ 1819 m :

$$P.Tro = 85.386\text{bars} / 0.934 = 91.42\text{ bars} .$$

Vanne 3 : SPM3 @ 2351.9 m :

$$P.Tro = 81.6145\text{ bars} / 0.934 = 87.38\text{ bars} .$$

Vanne 4 : SPM4 @ 2600.3 m :

SPM N°4 : Orifice [14]

VI.10.Procédure de pose et de repêchage les vannes gas lift sur le puits STA H 50

1. Montage du BOP et SAS au dessus la vanne de curage par Les opérateurs slick line.
2. L'opérateur de l'unité slick line doit déterminer son point de référentiel (zéro) au niveau de la tête de tubing avant de descendre dans le puits.

3. Avant la pose ou le repêchage d'une vanne, il faut Contrôler le tubing avec un calibre de diamètre maximal, pour confirmer le passage dans tous les éléments de fond de la complétion: SSSV, sièges, SPM, Packer,... etc. et pour éliminer tout les dépôts de sel, le sable ou les asphaltes éventuelles avant le commencement de l'opération.
4. La différence de pression au niveau du port de SPM (tubing et annulaire) ne doit pas dépasser les 15 bars dans l'annulaire pour faciliter la récupération de la Dummy valve.
5. Descente d'un bouchon (standing valve) au niveau du siège inférieur pour éviter le passage d'objets tombés au-delà du tubing.
6. Si la pression d'annulaire est plus grande que la pression du tubing au niveau du side pocket mandrel (SPM), on fait égalisation de la pression tubing/annulaire à l'aide d'une unité de pompage.
7. La connaissance et l'enregistrement de la pression de tête et les pressions d'annulaires par le superviseur sont très importants avant d'intervenir dans le puits.
8. Connecter le kick over tool et l'outil de repêchage JDS pour remonter la dummy valve
9. Descendre le train jusqu'à ce qu'on dépasse la Side Pocket à équiper, puis remonter jusqu'à ce le doigt de kikover tool s'accroche dans la gorge supérieure du siège de la side Pocket, à ce moment descendre doucement et coiffer le Latach. Vérification les pressions de tubage et du casing et s'assurer que la différence de pression est nulle ou très petite, mettre le train en tension à 700 Ibs s'assurer de la prise de l'outil, procéder au repêchage de la dummy valve par battage à la coulisse vers le haut.
10. Pour la pose d'une vanne gas-lift, on descend le train avec un Kick over tool plus un running tool "JK " jusqu'à ce qu'on dépasse la Side Pocket, on remonte jusqu'à ce le doigt du kikover tool s'accroche dans la gorge supérieure du siège de la side Pocket et que le doigt est décentralisé, on redescend tout doucement, une fois posé on fait un battage léger pour l'introduction de la vanne dans son siège, puis on met sous tension pour vérifier qu'elle est bien ancrée, et enfin on procède au battage vers le haut pour libérer l'outil de pose "JK "
11. Remonter le train slick line et fermer le puits [15]

Conclusion général

Gas lift est une méthode d'activation des puits, qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce jusqu'au séparateur.

Nous avons proposé dans ce mémoire d'installer des vannes SPM au niveau des puits

STAH 17 et STAH 50 et 51, ces derniers étaient en éruption naturelle mais après un certain temps de production ils ont connu une diminution significative du débit d'huile ce qui exige les activés.

D'après cette étude on peut tirer les points suivants :

- Le gaz-lift est le moyen d'activation artificiel le plus adéquat aux zones déplété du champ de STAH, qui a pour but d'augmenter la récupération, et il nous a permis de prolonger la durée de vie des puits.
- La complétion **SPM (Side Pocket Mandrel)** reste la solution la plus appropriée pour la plus part des puits de STAH.
- Pour avoir une bonne activation. Il faut bien déterminer le débit de gaz à injecter dans l'huile qui soit nécessaire pour maximiser la production pétrolière.
- L'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimum » cause une chute dans la production.
- Selon les données du test, l'équation de Vogel est la plus appropriée pour l'établissement de la courbe IPR (Inflow Performance Relationship).
- Les corrélations utilisées pour l'écoulement multiphasiques afin de construire la courbe VLP (vertical lift performance) et qui donnent un minimum d'erreur sont :
 - **Mukherjee & Brill** pour ST50 et ST51.
 - **Beggs & Brill Original** pour ST17.
- La déplétion de la pression du réservoir diminue la production.
- La production diminue avec l'augmentation du pourcentage du water cut.
- Le gain en production avec Gas-Lift atteint une estimation de **138430 m³** pendant les 6 ans à venir.
- Le design des puits nous donne le type des vannes utilisées, et leurs pressions de tarage.

Recommandation

- Accélérer la mise en service du Gaz lift pour les puits de champs de Stah.
- Refaire le design avant la mise en service du Gaz lift pour chaque puits tenant en compte les données actuelles (Model update).
- Généraliser cette étude sur les autres puits et même sur les puits de Mereksen afin de confirmer la faisabilité du Gas lift.
- Elaborer une étude comparative sur les techniques de récupération assistée (ESP, PCP, Rod Pump.....) pour les champs du Stah, Mereksen, et même sur l'anneau d'huile d'Alrar.

- [1] Documents Internet de Sonatrach, Région Stah.
- [2] Kermit Brown, The Technology of Artificial Lift Methods, Pennwell Publishing Company 1977.
- [3] Le Puits Activé par Gaz Lift Support de Formation: EXP-PR-PR030-FR Dernière Révision: 17/04/2007
- [4] René COSSE “ Techniques d’exploitation pétrolière” : (édition 1988).
- [5] Michel Caron, Denis Perrin, Georges Gaillon“ techniques d’exploitation pétrolière” (édition 1995).
- [6] Charles R. Smith, G.W.Tracy, and R.Lance Farrar “Aplied Reservoir Engineering”, 1997
- [7] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999
- [8] Petroleum Production Engineering, Boyun Guo, William C.Lyons , Ali Ghalambor, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [9] Vogel, J. W “Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells.” JPT, Jan. 1968.
- [10] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- [11] Gas-lift, Richard Marquez, Edition NEXT ,2006.
- [12] Well performance, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.
- [13] Multivariate production systems optimization, James Aubrey Carroll, thèse Master 1990, université de STANFORD.
- [14] Petroleum production systems, Michael j. economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig – economides, Prentice Hall PTR ; 1999
- [15] James P. Brill and Hemanta Mukherjee: Multiphase Flow in Well, Society of Petroleum Engineers Inc., (1999).
- [16] Logical pipesim

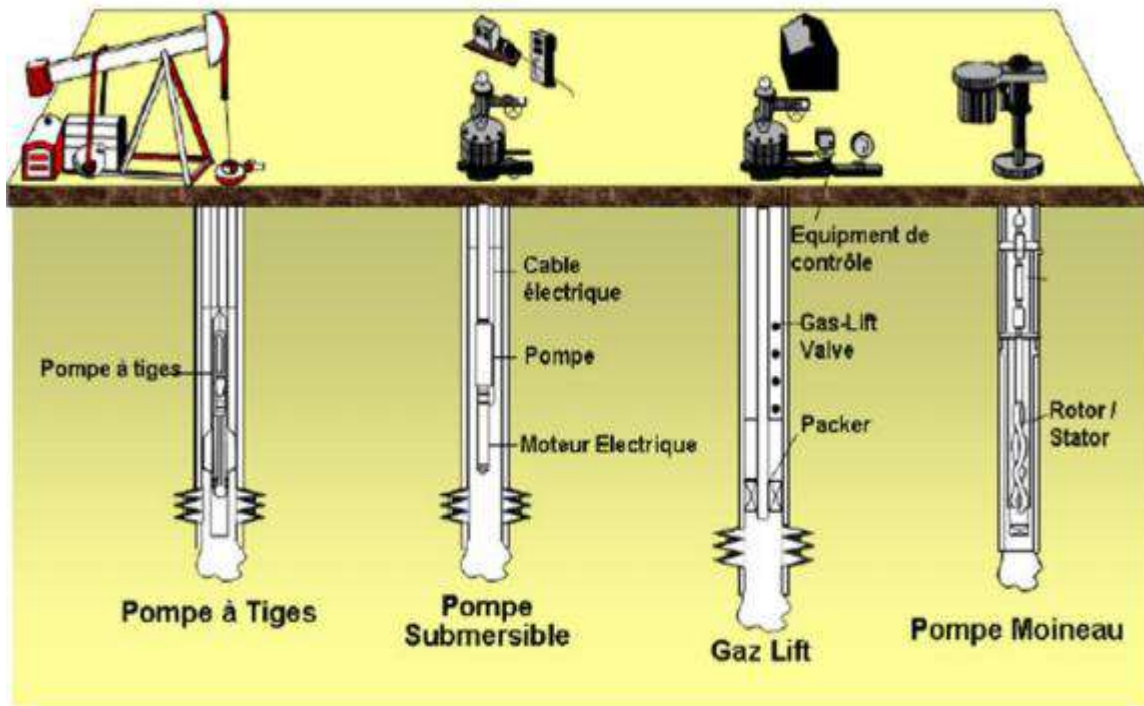


Figure 1: différents types d'activation des puits

Annexe 1 :

Résultats des courbes :

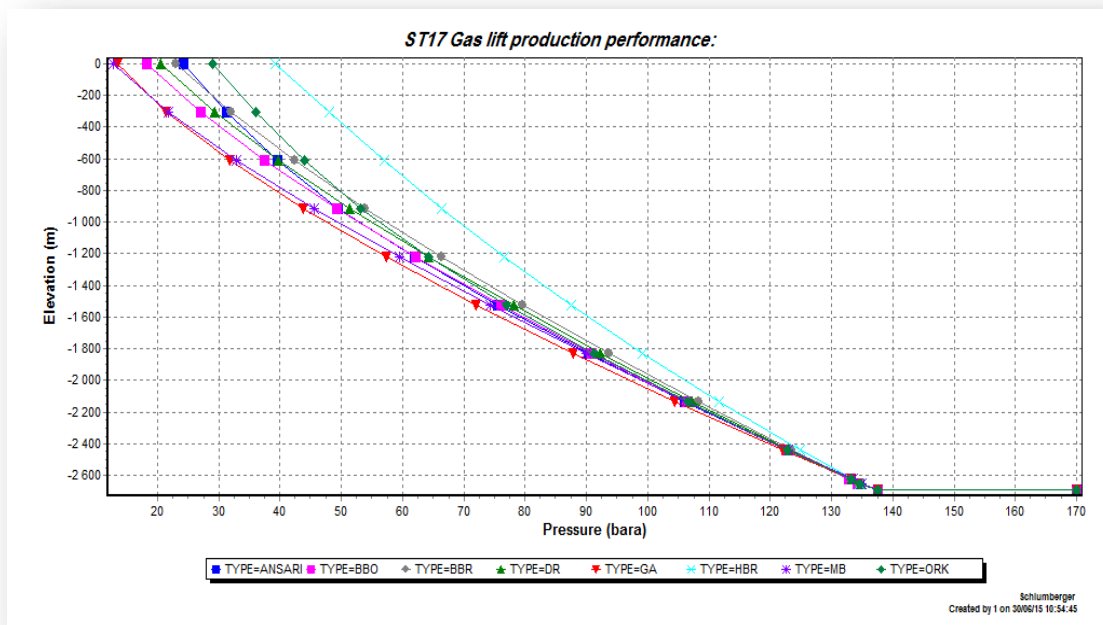


Figure 2 : Flow Correlation Matching du puits ST17.

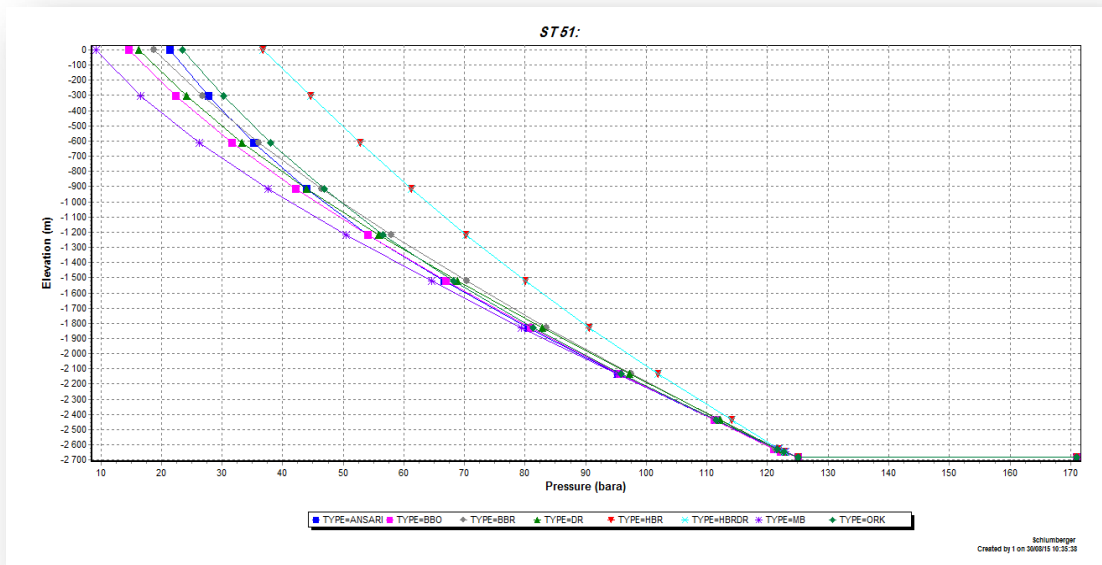


Figure.3. Flow Correlation Matching du puits ST51.

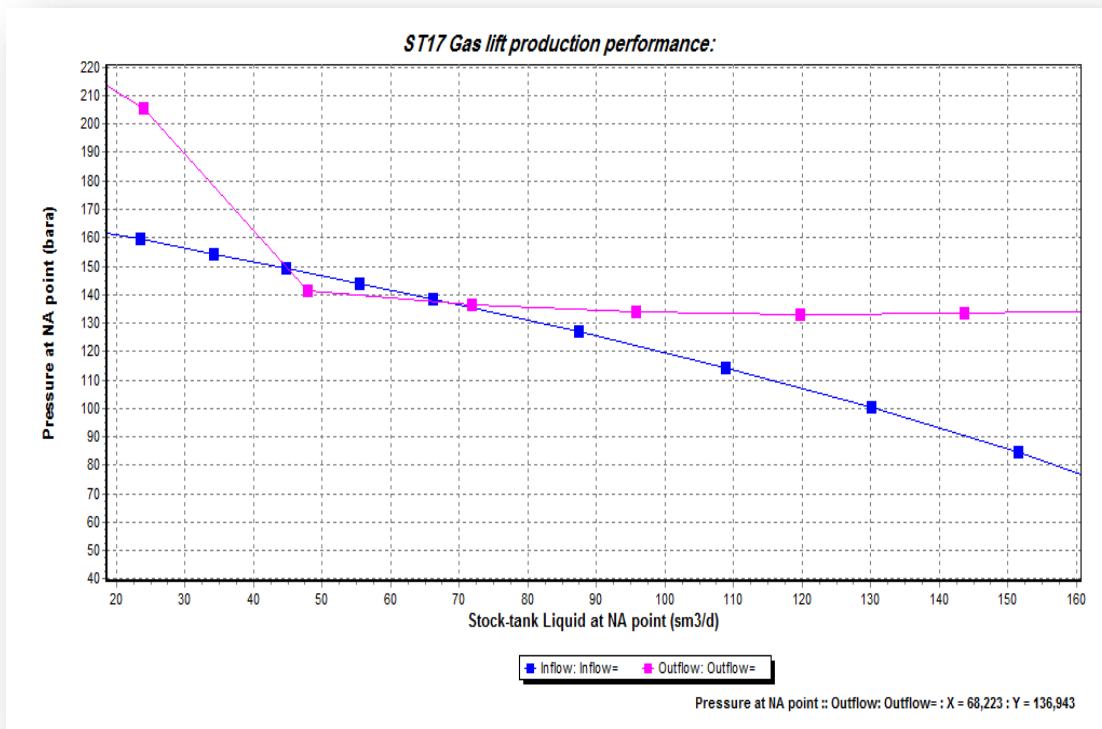


Figure.4: Analyse nodale du puits ST17.

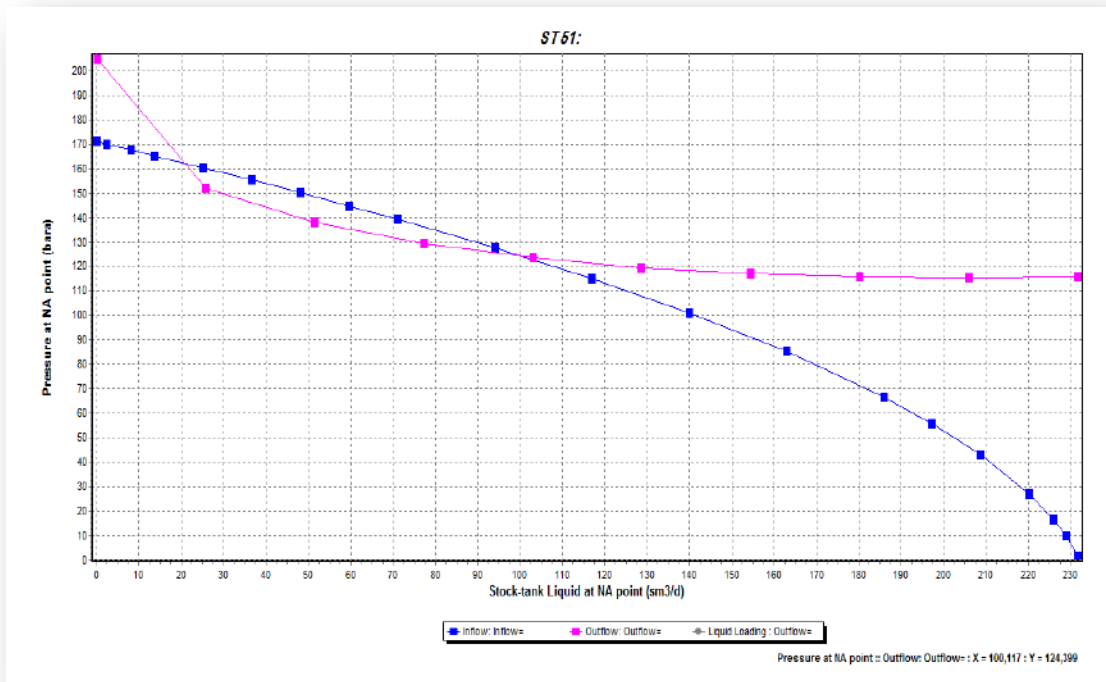


Figure.5: Analyse nodale du puits ST51.

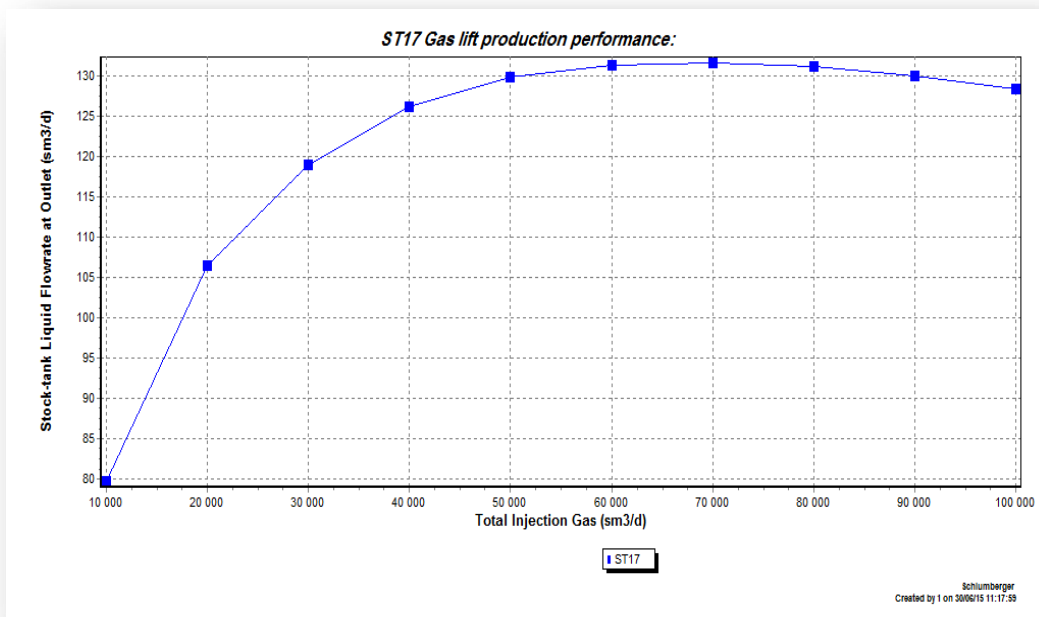


Figure.6: Courbe de performance du Gas-lift du puits ST17.

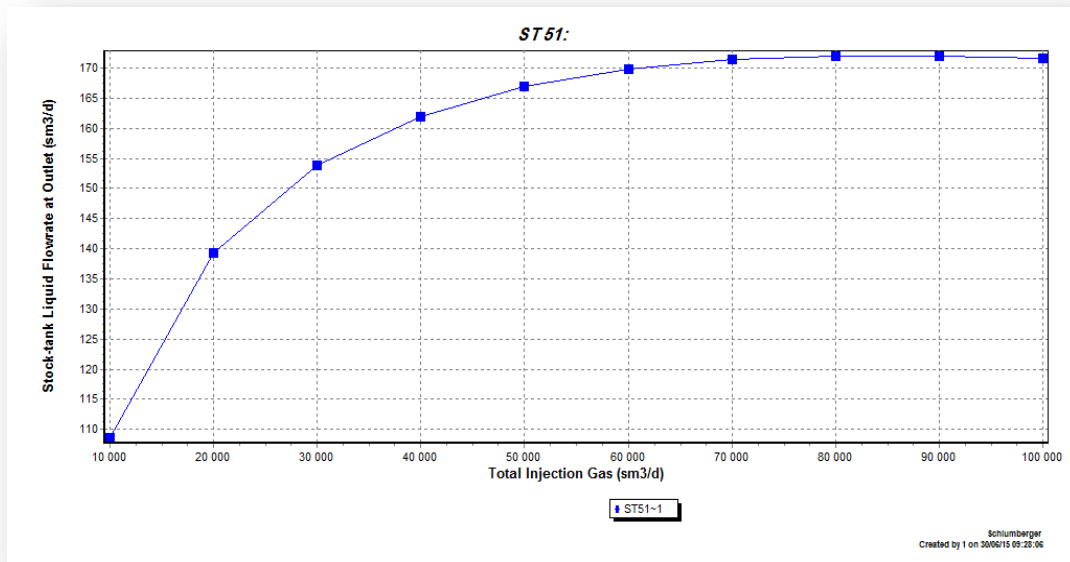


Figure.7: Courbe de performance du Gas-lift du puits ST51.

Annexe 2 :

Résultats des tableaux :

Tab.1.L'impact de déclin de P_r , WOR et GOR sur la production du puits ST17.

Année	P_s (bar)	GOR (sm^3/m^3)	Wcut (%)	Q_L sans Gas-Lift (m^3/j)	Q_O sans Gas-Lift (m^3/j)
2015	170	328	57	68	29,24
2016	168	300	68	52	16,64
2017	166	250	70	0	0
2018	164	200	72	0	0
2019	162	150	75	0	0
2020	160	100	80	0	0

Tab.2.L'impact de déclin de Pr, WOR et GOR sur la production du puits ST51.

Année	Ps (bar)	GOR (sm ³ /m ³)	Wcut (%)	Q _L sans Gas-Lift (m ³ /j)	Q _O sans Gas-Lift (m ³ /j)
2015	171	352	58	99	41,58
2016	168	300	68	56	17,92
2017	166	250	70	0	0
2018	164	200	72	0	0
2019	162	150	75	0	0
2020	160	100	80	0	0

Tab.3.Débits d'injection optimaux et maximaux des puits étudiés.

Année		2016		2017		2018		2019		2020	
Puits		Q _g Inj max	Q _g Inj opt	Q _g Inj max	Q _g Inj opt	Q _g Inj max	Q _g Inj opt	Q _g Inj max	Q _g Inj opt	Q _g Inj max	Q _g Inj opt
		ST17	WC (%)	68		70		72		75	
Q _g Inj (m ³ /j)	60000		40000	70000	40000	70000	40000	70000	40000	70000	40000
Q _o (m ³ /j)	44,16		41,6	40,8	39,6	37,8	35,84	33	31,5	26	24,4
ST50	WC (%)	68		70		72		75		80	
	Q _g Inj (m ³ /j)	50000	40000	60000	40000	60000	40000	60000	40000	60000	40000
	Q _o (m ³ /j)	51,84	51,52	47,7	46,8	43,96	43,4	38,5	37	30	28,4
ST51	WC (%)	68		70		72		75		80	
	Q _g Inj (m ³ /j)	80000	50000	80000	50000	90000	50000	90000	60000	90000	60000
	Q _o (m ³ /j)	55,68	54,4	51,6	50,1	47,88	45,92	42,25	41,25	33,2	32

Tab.4 : Résultats de design pour ST17 en 2015.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	1534,2	R-2	3/16	101	108,9	110,1
SPM N°2	1849,5	R-2	3/16	108	107,7	108,7
SPM N°3	2164,5	R-2	3/16	114	106,6	107,6
SPM N°4	2451,2	R-2	3/16	119	105,8	106,4
SPM N°5	2624,2	RO-2	1/4	119	Orifice	Orifice

Tab.5 : Résultats de design pour ST17 en 2020.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	1534,2	R-2	3/16	81	108,8	110,0
SPM N°2	1849,5	R-2	3/16	92	107,8	108,8
SPM N°3	2164,5	R-2	3/16	113	106,8	107,7
SPM N°4	2451,2	R-2	3/16	119	105,7	106,3
SPM N°5	2624,2	RO-2	1/4	119	Orifice	Orifice

Tab.6 : Résultats de design pour ST51 en 2015.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	922,4	R-2	3/16	61	108,0	109,9
SPM N°2	1459,0	R-2	3/16	83	107,0	108,2
SPM N°3	1814,3	R-2	3/16	103	106,0	106,8
SPM N°4	2036,0	R-2	3/16	110	105,0	105,4
SPM N°5	2171,8	R-2	3/16	115	103,9	104,6
SPM N°6	2374,2	R-2	1/4	118	102,9	104,1
SPM N°7	2576,4	RO-2	5/16	118	Orifice	Orifice

Tab.7 : Résultats de design pour ST51 en 2020.

Colonne1	Cote (m)	Model	Porte size (inch)	Temp C°	Pclose (bar)	Popen (bar)
SPM N°1	922,4	R-2	3/16	66	108,1	110,0
SPM N°2	1459,0	R-2	3/16	79	107,0	108,2
SPM N°3	1814,3	R-2	3/16	91	106,0	106,7
SPM N°4	2036,0	R-2	3/16	99	104,9	105,4
SPM N°5	2171,8	R-2	3/16	112	103,8	104,5
SPM N°6	2374,2	R-2	1/4	118	102,8	103,9
SPM N°7	2576,4	RO-2	5/16	119	Orifice	Orifice

Annexe 3 :

Rapport de design:

• Puits ST17

Gas Lift Design Report			
File Name:	ST17	Company Contact:	
Company:		Design Engineer:	BERROUTI Abdelaziz
Project:	ST17 Gas lift production performance	Date:	30-juin-2015

Input Data

Design Control

Design Spacing	<i>Current Spacing</i>	Design Method	<i>IPO-Surface Close</i>
Manufacturer	<i>Weatherford</i>	Valve Temperature	Top Valve <i>Unloading</i>
Production Pressure Curve	<i>Production Pressure Model</i>	Other Valves	<i>Unloading</i>
Max. Allowable Depth (TVD)	2625,0 m		

Design Parameters

Kickoff Pressure	110,0	bara	Surface Injection Temp.	27	C
Operating Injection Pressure	110,0	bara	Injection Gas S. G.	0,64	
Unloading Wellhead Pressure	30,0	bara	Unloading Gradient	0,465	psi/ft
Operating Production Pressure	30,0	bara	Min. Valve Spacing	98,1	m
Static Reservoir Pressure	160,0	bara	Min. Valve Inj. DP	150	psi
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d			
Production Rate (Solution Point)	102	sm ³ /d			

Design Bias

Closing Pressure Drop Between Valves	15	psi
Locating dP at Valve Location Transfer	50	psi
Factor (% of P _{inj} - P _{prod}) Place	0,00	%
Orifice at Bottom Valve Location		
Discharge Coefficient	0,865	

Model Data

Completion	<i>Vogel's Equation aofp = 219,8 sm³/d</i>
GOR	<i>250 sm³/sm³</i>
Watercut	<i>75 %</i>
API	<i>44,626</i>
Flow Corr	<i>Beggs & Brill Original</i>

Design Results

St. Num	Valve MD (m)	Valve TVD (m)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (bara)	Valve Choke (inches)
1	1534,2	1534,2	R-2	3/16	96,0	
2	1849,5	1849,5	R-2	3/16	95,1	
3	2164,5	2164,5	R-2	3/16	94,7	
4	2451,2	2451,2	R-2	3/16	94,5	
5	2624,2	2624,2	RO-2	1/4	Orifice	

St. Num	Valve Temp. (C)	Closing Pres at Surface (bara)	Open Press at Surface (bara)	Pdome (bara)	Pprod. (bara)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	101	108,9	110,1	122,9	71,1	
2	108	107,7	108,7	124,2	80,9	15,0
3	114	106,6	107,6	125,8	91,2	15,0
4	119	105,8	106,4	127,3	101,0	15,0
5	119				107,1	15,0

File Name: ST17	Company Contact:
Company:	Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
Project: ST17 Gas lift production performance	Date: 30-juin-2015

S. Num	Unloading Rate (<i>sm³/d</i>)	Calculated Gas rate (unloading) (<i>sm³/d</i>)	Max Valve Throughput (<i>sm³/d</i>)	Valve CD
1	- 0	Not Calc	27600	0.76
2	- 0	Not Calc	27400	0.76
3	69	17300	26700	0.76
4	79	20400	22600	0.76
5	102	40000	42200	0.75

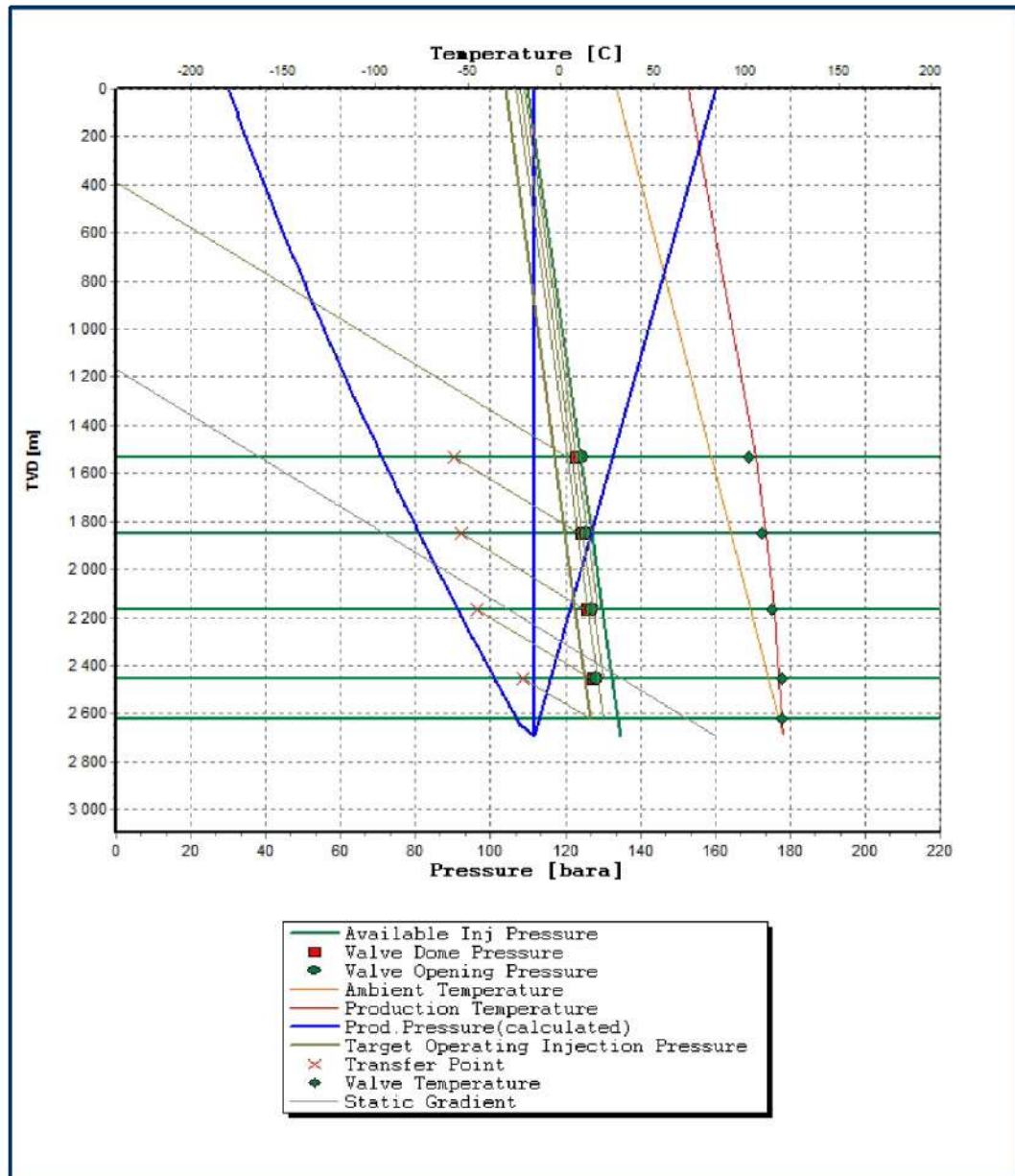
Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,8	bava
Target Operating Injection Pressure (Surface)	103,9	bava
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	102	sm ³ /d

Remarks

Tubing_1_Tub#1 to 2650 m MD, ID = 2,44 inches
Tubing_1_Tub#2 to 2693 m MD, ID = 6,18 inches

File Name: ST17
 Company:
 Project: ST17 Gas lift production performance

Company Contact:
 Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
 Date: 30-juin-2015



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	103,9	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	102	sm ³ /d

Puits ST51

Gas Lift Design Report

File Name: ST 51
 Company:
 Project: ST 51

Company Contact:
 Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
 Date: 29-mai-2015

Input Data

Design Control

Design Spacing	<i>Current Spacing</i>	Design Method	<i>IPO-Surface Close</i>
Manufacturer	<i>Weatherford</i>	Valve Temperature	Top Valve <i>Unloading</i>
Production Pressure Curve	<i>Production Pressure Model</i>	Other Valves	<i>Unloading</i>
Max. Allowable Depth (TVD)	<i>2681,0 m</i>		

Design Parameters

Kickoff Pressure	<i>110,0</i>	<i>bara</i>	Surface Injection Temp.	<i>27</i>	<i>C</i>
Operating Injection Pressure	<i>110,0</i>	<i>bara</i>	Injection Gas S. G.	<i>0,64</i>	
Unloading Wellhead Pressure	<i>30,0</i>	<i>bara</i>	Unloading Gradient	<i>0,465</i>	<i>psi/ft</i>
Operating Production Pressure	<i>30,0</i>	<i>bara</i>	Min. Valve Spacing	<i>98,1</i>	<i>m</i>
Static Reservoir Pressure	<i>171,0</i>	<i>bara</i>	Min. Valve Inj. DP	<i>150</i>	<i>psi</i>
Target Injection Gas Rate	<i>40000</i>	<i>sm³/d</i>			
Production Rate (Solution Point)	<i>119</i>	<i>sm³/d</i>			

Design Bias

Closing Pressure Drop Between Valves	<i>15</i>	<i>psi</i>
Locating dP at Valve Location Transfer	<i>50</i>	<i>psi</i>
Factor (% of Pinj - Pprod) Place	<i>0,00</i>	<i>%</i>
Orifice at Bottom Valve Location		
Discharge Coefficient	<i>0,865</i>	

Model Data

Completion	<i>Vogel's Equation aofp = 232,22 sm³/d</i>
GOR	<i>352 sm³/sm³</i>
Watercut	<i>58 %</i>
API	<i>39,475</i>
Flow Corr	<i>Mukherjee & Brill</i>

Design Results

St. Num	Valve MD (m)	Valve TVD (m)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (bara)	Valve Choke (inches)
1	922,4	922,4	R-2	3/16	102,9	
2	1459,0	1459,0	R-2	3/16	98,9	
3	1814,3	1814,3	R-2	3/16	94,7	
4	2036,0	2036,0	R-2	3/16	93,4	
5	2171,8	2171,8	R-2	3/16	92,0	
6	2374,2	2374,2	R-2	1/4	94,4	
7	2576,4	2576,4	RO-2	5/16	Orifice	

File Name: ST 51	Company Contact:
Company:	Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
Project: ST 51	Date: 29-mai-2015

St. Num	Valve Temp. (C)	Closing Pres at Surface (bara)	Open Press at Surface (bara)	Pdome (bara)	Pprod. (bara)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	61	108,0	109,9	116,4	52,8	
2	83	107,0	108,2	120,0	68,8	15,0
3	103	106,0	106,8	122,0	80,4	15,0
4	110	105,0	105,4	122,7	87,9	15,0
5	115	103,9	104,6	122,6	92,8	15,0
6	118	102,9	104,1	123,1	100,1	15,0
7	118				108,0	15,0

S : Num	Unloading Rate (sm ³ /d)	Calculated Gas rate (unloading) (sm ³ /d)	Max Valve Throughput (sm ³ /d)	Valve CD
1	- 0	Not Calc	29300	0.76
2	21	5590	27600	0.76
3	53	10100	24400	0.76
4	58	11700	20500	0.76
5	84	22400	23500	0.76
6	114	33000	41800	0.76
7	119	40000	58400	0.75

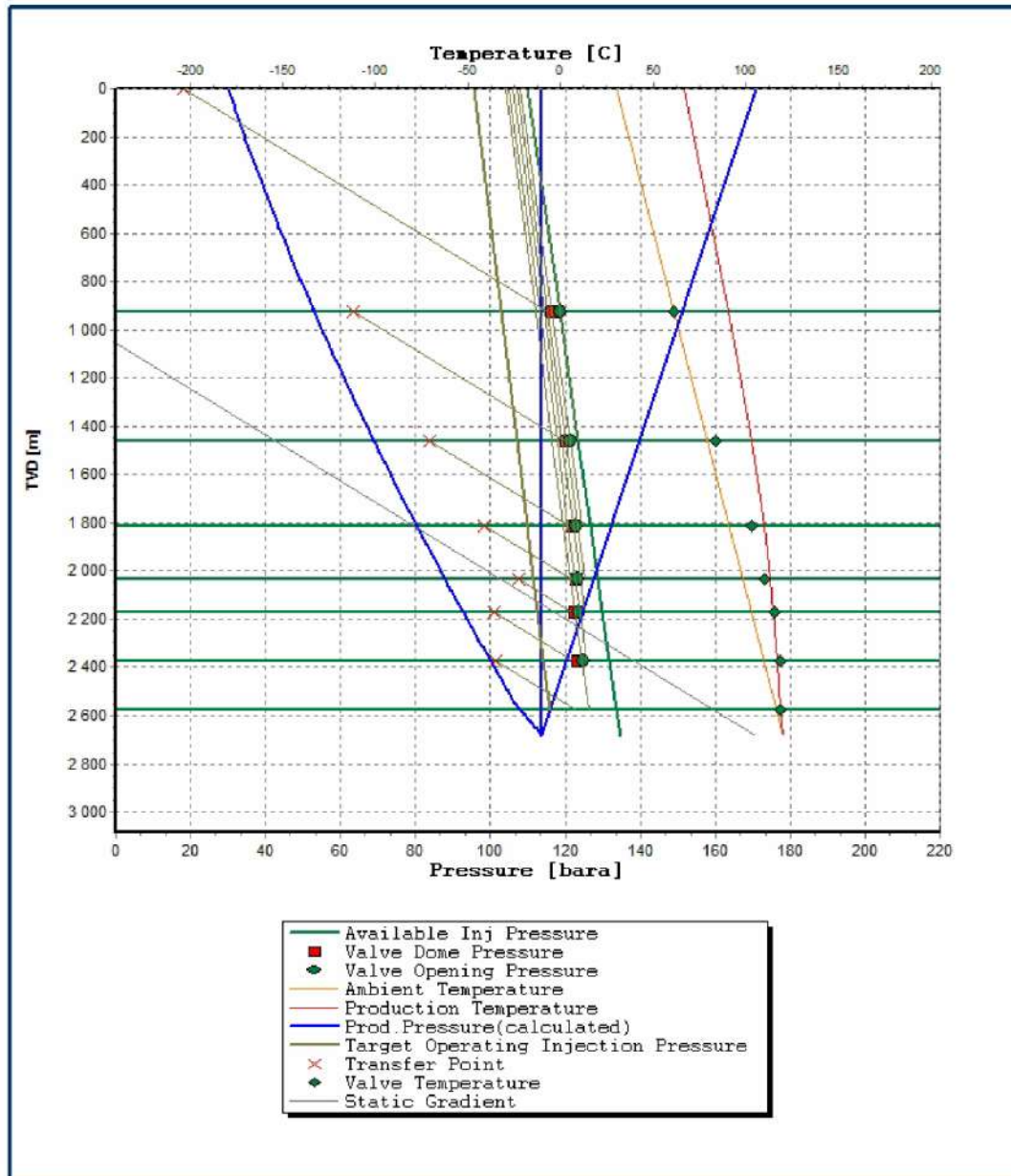
Target Unloading Injection Pressure (Surface)	102,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	95,5	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	119	sm ³ /d

Remarks

Tubing_1_Tub#1 to 2647 m MD, ID = 2,99 inches
Tubing_1_Tub#2 to 2687 m MD, ID = 6,18 inches

File Name: ST 51
 Company:
 Project: ST 51

Company Contact:
 Design Engineer: BERROUTI Abdelaziz
 Date: 29-mai-2015



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	102,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	95,5	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	119	sm ³ /d

