

N° Série : ...../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**RAHMANI Abdelmonaim, GUERDOUD Zineeddine**

-THEME-

---

Optimisation de la double injection (eau & gaz) pour un puits salé non éruptif MD480  
(HMD)

---

Soutenue le : 20/06 /2021 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	Mr.MILOUDI Mustapha	MAA	Univ.Ouargla
Rapporteur :	Mme. Hafsi Fadila	MAA	Univ.Ouargla
Examineur :	Mr. KHEBBAZ M. El Ghali	MAA	Univ.Ouargla

## *REMERCIEMENTS*

*Au nom d'Allah le plus grand merci lui revient de nous avoir guidé vers le droit chemin, de nous avoir aidé tout au long de nos années d'études.*

*Nous exprimons nos profonds remerciements à notre encadreur, **Mme Hafsi Fadila** pour l'aide compétente qu'elle nous a apportée, pour sa patience, sa confiance, son encouragement, et Son œil critique qui nous a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections de notre mémoire, nous la remercions vivement.*

*Nous tiendrons à remercier **MR Miloudi Mustapha** pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider notre projet de fin d'études.*

*Nous présentant également nous profondes reconnaissance à **MR KHEBAZ Mohamed El ghali**, qui à accepter d'examiner notre travail.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département de Production des Hydrocarbures qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.*

*Enfin, Nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respects.*



# DEDICACE

*Je dédie Ce travail*

*A mes parents, Sans qui je ne serai pas là aujourd'hui. Tout ce que j'ai accompli dans ma vie, c'est grâce à vous, à votre soutien, votre amour et vos sacrifices. Merci infiniment....*

*A mes frères et ma sœur*

*À la mémoire de ma chère grand-mère, qu'Allah ait son âme.*

*Au chef service contrôle puits Mr. FATEH, qui m'a guidé à réaliser ce travail pour son suivi, ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé malgré ses occupations.*

*A tous mes amis partout chacune à son nom*

*Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.*

*R. ABDELMONAIM...*



# DEDICACE

## *Je dédie Ce travail*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et  
qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien,  
surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le  
déroulement de mes études.*

*A mes frères et ma sœur*

*A toute ma grande famille, GUERDOUD*

*Au chef service contrôle puits Mr. FATEH, qui m'a guidé à  
réaliser ce travail pour son suivi, ses remarques et pour le temps  
qu'il m'a accordé malgré ses occupations.*

*A tous mes amis de L'UKMO partout chacune à son nom.*

*Et sans doute, à mes très chers amis de Annaba.*

*A Tous ceux que j'aime et je respect*

**G. ZINE EDDINE....**

## Résumé

Au cours de la récupération des hydrocarbures, plusieurs problèmes peuvent se rencontrer dans le réservoir et au niveau des puits qui permettant de faire chuter la production. Pour cela, des nouvelles techniques sont introduites en vue d'améliorer les performances des puits.

Dans le champ HMD, le problème des dépôts de sel représentent l'un des obstacles majeurs qui gêne la productivité du champ. Le traitement de ce problème nécessite l'injection d'eau de dessalage, mais ce dernier peut provoquer une chute de production,

Une injection de gaz lift est nécessaire pour alléger la colonne de production et augmenter le gain de récupération. Notre étude s'intéresse au double injection qui se fait à travers un tube concentrique CCE afin d'assurer une bonne optimisation de débit de gaz et de l'eau injecté on a utilisé le logiciel PIPESIM. Cette optimisation a donné des bonnes résultats, à augmenté le gain de production

**Mots clés :** La double injection, Tubing CCE, PIPESIM,

## Abstract

During the recovery of hydrocarbons, several problems can be encountered in the reservoir and at the well, which can lead to a production drop. For this reason new techniques have been introduced to improve well performance.

In the HMD field, the problem of salt deposits is one of the major obstacles to field productivity. The treatment of this problem requires the injection of desalting water, but this can cause a drop in production.

A gas lift injection is necessary to lighten the production column and increase the recovery gain. In our case, this double injection was done through a concentric tube CCE After a good optimization of gas flow and water injected by the software PIPESIM.

**Key words:** double injection, tubing CCE, PIPESIM,

## ملخص

أثناء عملية استخراج المحروقات ، يمكن مواجهة العديد من المشاكل في الخزان وفي الآبار والتي يمكن أن تؤدي إلى انخفاض في الإنتاج. لهذا السبب ، يتم تطبيق تقنيات جديدة لتحسين أداء البئر..

في حقل حاسي مسعود، تعد مشكلة رواسب الملح واحدة من العقبات الرئيسية أمام إنتاجية الحقل. علاج هذه المشكلة يتطلب حقن المياه المحلاة ولكن هذا يمكن أن يسبب انخفاض في الإنتاج ،

يعد الحقن برفع الغاز ضروريًا لتخفيف عمود الإنتاج وزيادة مكاسب الاسترداد. في حالتنا ، يتم إجراء هذا الحقن المزدوج من خلال أنبوب CCE بعد تحسين تدفق الغاز والماء المحقون بواسطة برنامج PIPESIM

# Table Des Matières

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

## **Chapitre I: Présentation du champ hassi-messaoud**

Introduction.....	3
I.1. Historique du champ.....	3
I.2. Description du réservoir.....	4
I.3. Situation de champ Hassi-messaoud.....	5
I.3.1 Situation géographique.....	5
I.3.2 Situation géologique.....	5
I.4. Zonation du champ et numérotation des puits.....	5
I.5. Les champs périphériques de Hassi-messaoud.....	6
Conclusion.....	6

## **Chapitre II: Généralités sur les dépôts des sels**

Introduction.....	8
II.1. L'origine des sels.....	8
II.2. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers.....	8
II.3. Conditions de formation des dépôts.....	9
II.4. Influence des divers paramètres.....	9
II.5. Localisation des dépôts.....	11
II.6. Détection et suivi des dépôts.....	12
II.7. Conséquences liées aux dépôts de sel.....	13

II.8. Moyens de destruction et de prévention.....	13
Conclusion.....	17

### **Chapitre III: Gas-lift**

Introduction.....	18
III.1. Définition et principe de gaz lift.....	18
III.2. Utilisation ou application du gaz-lift.....	19
III.3. Compositions du gaz injecté.....	20
III.4. Types de gaz lift.....	20
III.4.1. Selon le mode d'injection.....	20
III.4.2. En fonction du type de complétion.....	22
III.4.3. En fonction du circuit d'injection en surface.....	24
III.5. L'équipement de gaz-lift.....	24
III.5.1. L'équipement de surface.....	24
III.5.2. Equipements de fond.....	24
III.5.3. Autres équipements spécifiques.....	25
III.6. Vannes de gaz-lift, leurs fonctions et leurs principes.....	25
III.7. Les principaux paramètres de gaz-lift.....	26
III.8. Existence de gaz-lift a HMD.....	26
III.9. Les problèmes liés au gaz lift a HMD.....	26
III.10 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift.....	27

### **CHAPITRE IV : La double injection**

Introduction.....	29
IV.1. Historique de la double injection .....	29
IV.2. Principe de la double injection à travers le concentrique CCE .....	30
IV.3. Les différentes types d'injection à Hassi-messaoud .....	30
IV.4. Complétion de puits MD480 équipé par l'injection double non conventionnelle.....	32
IV.5. Les équipements de la double injection par CCE.....	33
5.1. Équipements de fond.....	33

5.2 Equipement de surface.....	36
5.2.1 Tête de puits.....	36
5.2.2 Composition de la tête de puits .....	36
5.2.3 Autre équipements.....	37

## **Chapitre V : Etude de cas**

V.1 Etapes du travail.....	39
V.1.1 Choix des puits.....	39
V.1.2 Collecte des données.....	39
V.2 Historique du puits.....	39
V.3 Problèmes du puits .....	41
V.4 Solutions proposés.....	44
V.5 Détermination du débit d'eau optimum pour le dessalage.....	44
V.6 Optimisation de gaz lift.....	45
V.7 Procédure d'optimisation.....	46
V.8 Aperçu sur le logiciel PIPESIM.....	50
V.9 Performance du puits.....	55
V.10 Matching du dernier well test (BU).....	55
V.11 La performance du gaz-lift du puits MD480.....	57
V.12 Comparaison de débit d'huile avant et après l'optimisation.....	59
V.13 Résultats et discussion.....	59
V.14 Les paramètres influençant le gaz-lift.....	59
V.15 Optimisation de performance de la double injection sur les puits étudiés .....	62
Conclusion.....	64
 Conclusion et recommandations.....	 65

Bibliographie

Annexe



## Liste Des Figures

Figure I.1 Position géographique de Hassi-Messaoud .....	3
Figure I.2 Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....	4
Figure I.3 Zonation du champ de Hassi-Messaoud.....	6
Figure II.1. Solubilité de NaCl dans l'eau en fonction de la température .....	11
Figure II.2 Modèle de déposition de sel .....	12
Figure II.3 Complétion double par Tubing concentrique.....	16
Figure II.4 Complétion avec tube d'extension .....	16
Figure III.1 Gaz lift Systèmes .....	19
Figure III.2 Gaz lift continu .....	21
Figure III.3 Principe de gaz lift intermittent .....	21
Figure III.4 Direct gaz- lift.....	22
Figure III.5 Gaz lift avec tubing concentrique .....	23
Figure III.6 Gaz lift parallèle.....	23
Figure III.7 Gaz lift double .....	23
Figure IV.1 Complétion conventionnelle .....	31
Figure IV.2 Mandrin a poche latérale .....	34
Figure IV.3 Vanne COV .....	35
Figure IV.4 Vanne TOV.....	35
Figure IV.5 La tête de puits.....	36
Figure IV.6 La pompe d'injection BS&B .....	38
Figure V.1 MD480 Carte de localisation .....	40
Figure V.2 Profil de Production du puits MD480 .....	40
Figure V.3 Diagramme De La Salinité.....	44
Figure V.4 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz .....	46
Figure V.5 Courbe de GAUSSE .....	46
Figure V.6 Courbe de l'IPR (INFLOW) .....	47
Figure V.7 Courbe de l'Inflow et l'Outflow .....	48
Figure V.8 Courbe de différent débit de gaz injecter .....	49
Figure V.9 Courbe de Performance du Gaz lift .....	49
Figure V.10 Tubulaire Du Puits.....	51
Figure V.11 Les Paramètres De Complétion.....	51
Figure V.12 Complétion Modelé Par Le PIPESIM.....	52
Figure V.13 Résultats Obtenus Par Data Matching .....	54
Figure V.14 Diagramme des corrélations de puits MD480.....	54
Figure V.15 Courbe IPR DE Puits MD480.....	56
Figure V.16 L'Analyse Nodale du puits MD480 .....	57
Figure V.17 La courbe de performance du gaz-lift MD480.....	58
Figure V.18 Détermination de débit optimum de gaz lift .....	58
Figure V.19 L'évolution des diamètres de CCE sur la Production GL.....	60
Figure V.20 L'influence de l'eau d'injection sur la production.....	61
Figure V.21 L'influence du diamètre de la duse .....	62
Figure V.22 Les Résultat de l'optimisation par le logiciel PIPESIM.....	64

## Liste Des Tableaux

<b>Tableau II. 1</b> Les dépôts des sels rencontrés dans les puits pétroliers .....	9
<b>Tableau III. 1</b> Compositions du gaz .....	20
<b>Tableau V. 1</b> Les données techniques du puits .....	39
<b>Tableau V.2</b> Les paramètres du well test de puits MD480 .....	40
<b>Tableau V.3</b> Les Derniers Opérations Du Puits .....	41
<b>Tableau V.4</b> Dernier Jaugeages de Puits MD480 .....	42
<b>Tableau V.5</b> Rapport Entre La Salinité Et Le Débit Injecté .....	45
<b>Tableau V.6</b> Valeurs de RMS pour chaque corrélation de puits MD480 .....	53
<b>Tableau V.7</b> Comparaison de résultat avant et après la Double injection .....	59
<b>Tableau V.8</b> Les résultats des Variation de diamètre extérieur de CCE MD480.....	60
<b>Tableau V.9</b> Les Data utilisées des puits .....	63
<b>Tableau V.10</b> Résultats d'optimisation .....	63

## Liste des symboles et abréviations

H : Hauteur. (m)

P : Pression. (bar)

T : Température. (°C)

Pi : Pression de gisement initiale (bar)

Pb : Pression de bulle (kg/cm<sup>2</sup>)

Pr : pression du réservoir. (kg/cm<sup>2</sup>)

Pwf : Pression d'écoulement au fond de puits. (kg/cm<sup>2</sup>)

Pwh : Pression du tubing en tête en  
Écoulement (kg/cm<sup>2</sup>)

PDSC : Pression de la duse. (kg/cm<sup>2</sup>)

Tr : Température du réservoir. (°C)

dg : Densité du gaz

qb : débit à la pression de bulle. (m<sup>3</sup>/h)

Qhuile : Débit d'huile. (m<sup>3</sup>/h)

Qg inj : Débit du gaz injecté. (m<sup>3</sup>/h)

Pg inj : Pression de gaz injecté. (kg/cm<sup>2</sup>)

Pb : Pression de bulle (kg/cm<sup>2</sup>)

Pt : Pression du tubing. (kg/cm<sup>2</sup>)

Rs: GOR dans le reservoir

API: density

OCT : olive de suspension

HMD: Hassi Messaoud

LN : Landing nipple.

IPR : Inflow performance relationship.

VLP : Vertical lift performance.

BU : Build up

GOR : Gas oil ratio.  
SSSV : Sub-surface safety valve.  
COV : Casing operated valves.  
TOV : Tubing operated valves.  
SPM : Side Pocket Mandrel  
CCE :Concentrique  
RMS : Root Mean Squared  
ID: Interier diameter  
ED: exterieur diameter  
MD: Mesured depth  
BBR: Beggs&Brill Revised  
LCP : Liner Cimenté Perforé  
LPP : Liner Pré Perforé  
PFD : Pression de fond dynamique.  
PFS : Pression de fond statique  
BS&B : pompe d'injection  
IP : Indice de productivité.  
GPS : Gradient de pression statique.  
GL : Gaz-Lift  
KOP : Kick Off Point  
SARA: Analyse chimique au laboratoire

A decorative graphic on the right side of the page. It features three red circles of varying sizes, each containing several concentric white circles. The circles are arranged vertically, with the largest at the top, a medium one in the middle, and another large one at the bottom. Light gray lines radiate from the top left towards the circles, and a double-lined gray line runs diagonally from the top right towards the bottom right.

# **INTRODUCTION GENERALE**

## Introduction

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela que l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

La production des hydrocarbures en Algérie a connu plusieurs problèmes d'exploitation qui nécessitent des investissements très coûteux, le problème le plus fréquent est la présence des dépôts de sel. En effet ces problèmes se manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi Messaoud.

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

Dans notre étude, nous sommes intéressés au traitement des problèmes qui gênent gravement la production au niveau du champ de Hassi-Messaoud. Le but principal de cette étude est d'optimiser le débit d'eau injecté, le débit de gaz injecté et d'étudier l'influence des paramètres de Production en utilisant le logiciel « PIPESIM ». Nous avons étudié un puits avec une double injection, l'eau pour le dessalage et le gaz pour alléger la colonne hydrostatique. Donc on a fait une double optimisation d'injection d'eau et de gaz.

Nous avons comparé les résultats obtenus par le logiciel utilisé avec les données du dernier test (jaugeage et build-up). Le but est de choisir le meilleur résultat du traitement des dépôts tout en maximisant la production.

## INTRODUCTION GENERALE

---

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

- Le premier chapitre donne une présentation sur la région de Hassi Messaoud en précisant l'historique de champ et leur développement.
- Le deuxième chapitre présente une étude générale sur les sels et leurs dépôts au niveau des puits, indiquant certaines méthodes pour la destruction de ces dépôts.
- Le troisième chapitre l'activation de puits par gaz lift leur principe, type et ces applications et les Paramètres et les problèmes liée au gaz lift.
- La quatrième partie exprime la double injection en montrant leur complétion, leur principe et les équipements de la double injection par CCE.
- Le dernier chapitre présente une double optimisation pour s'assurer de la résolution de ces deux problèmes. C'est-à-dire, le traitement des dépôts tout en maximisant la production par la technique d'injection gaz lift non conventionnelle par CEE.

Enfin, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude

The background features a decorative graphic consisting of several overlapping red circles of varying sizes, each containing multiple concentric white circles. These circles are arranged in a diagonal pattern from the top right towards the bottom right. Light gray lines also cross the page diagonally, intersecting the red circles.

# **Chapitre I:**

**Présentation du champ**

**Hassi-Messaoud**



## Introduction

Le champ du Hassi-Messaoud situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand champ de pétrole en ALGERIE et de tout le continent africain. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité.

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi-Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. [1]

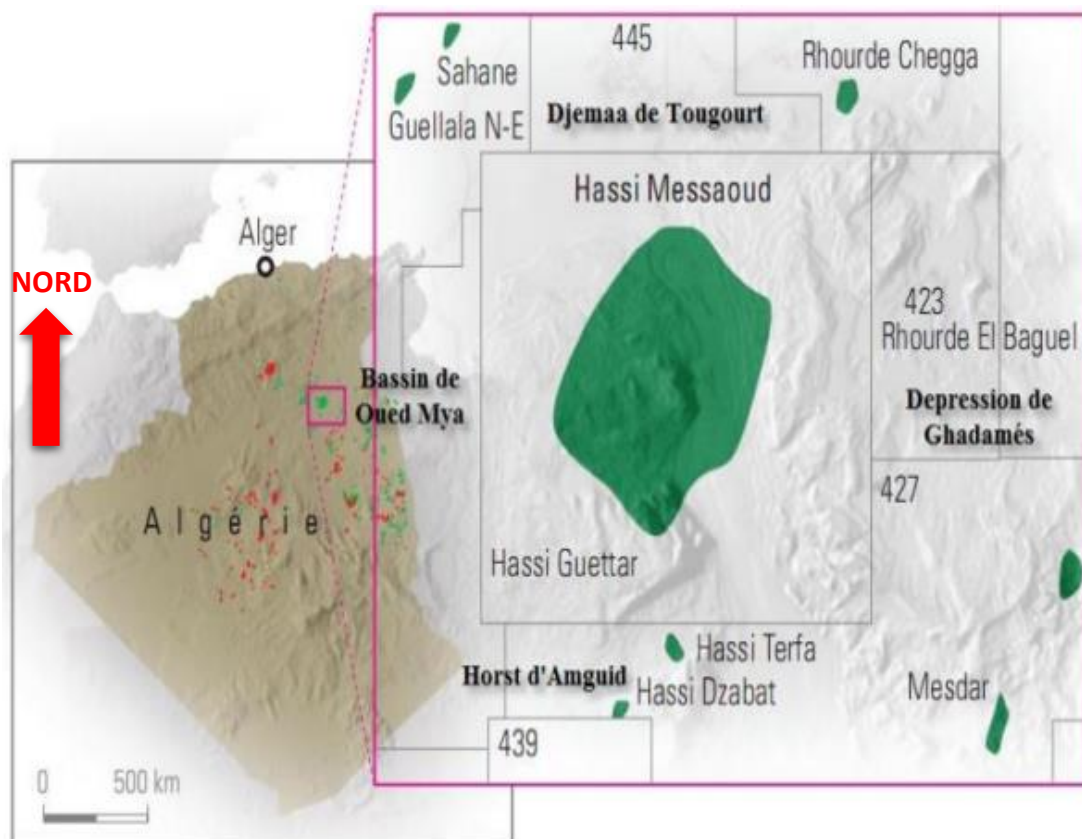


Figure I.1 Position géographique de Hassi-Messaoud [1]

### I.1. Historique du champ :

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises CFPA (compagnie française des pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de recherche pétrolière en Algérie).

En 1946, le SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara, trois années plus tard, elle débutait la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.

Le 15 janvier 1956, il fut réalisé le premier forage MD1(Messaoud1). Ce forage a mis en évidence les grès du cambrien producteurs d'huile à 3338 de profondeur.

Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité par la CFPA. De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation. [1]

## I.2. Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. IL se subdivise de haut en bas de:

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5
- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m
- **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab. [1]

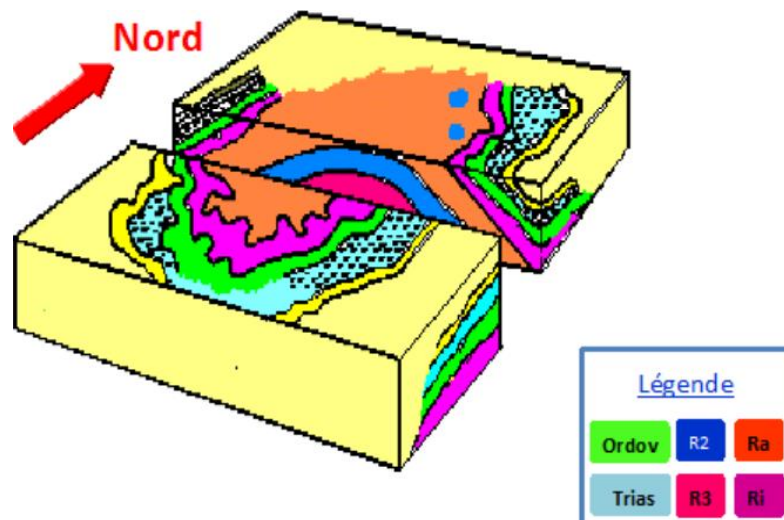


Figure I.2. Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.

[1]

### I.3. Situation de champ hassi-messaoud :

#### I.3.1 situation géographique :

Le champ de HMD se situe à 850 Km sud/sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière tunisienne. En coordonnées géographiques du gisement, il est limité [2]

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

#### I.3.2 situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2500 km<sup>2</sup> de superficie. Il est limité : Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla : Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui. [2]

- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya
- Au Sud par le haut-fond d'Amguid El-Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggert.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

### I.4. Zonation du champ et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi-Messaoud en 25 zones, dites sa production, d'extension variable, Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement, Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone nord et la zone sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ (**FIGURE1.3**)

1. **Champ Nord** : Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omn 45.

**O** : permis d'Ouargla.

**m**: la superficie de la zone à huile : 1600 Km<sup>2</sup>

$n$  : la superficie de la zone à huile de 100 Km<sup>2</sup>

4 : Abscisse, et 3 : ordonnée.

## 2. Champ Sud :

Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert. [2]

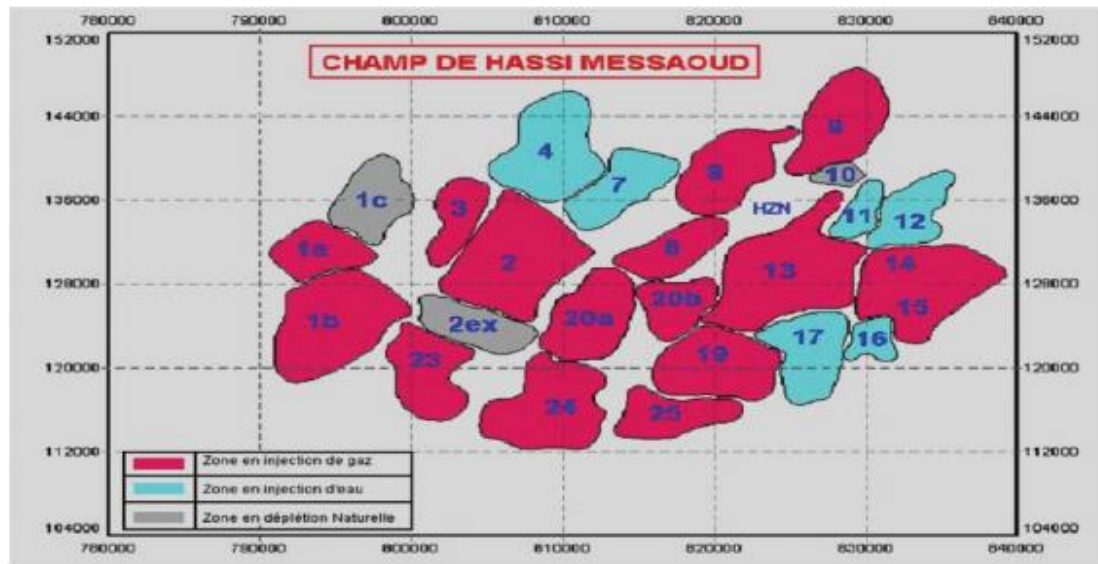


Figure I.3 Zonation du champ de Hassi-Messaoud [2]

## I.5. Les champs périphériques de hassi-messaoud :

Les champs périphériques de Hassi-Messaoud sont répartis selon leurs positions géographiques comme suit [2] :

- Périphérie sud : champs de Hassi Guettar (HGA), Hassi Guettar west (HGAW), Hassi Khbiza (HKZ), Hassi Terfa (HTF) et Hassi D'Zabat (HDZ)
- Périphérie nord : champs de Rhourde Chegga (RDC), Garet Benchentir (OL)
- Upside nord de Hassi Messaoud
- Périphérie est : champs de Bhiret Aissa (BRA) et Draa Eddaoui (DAD)

## Conclusion

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- ❖ Hétérogène sur le plan verticale et horizontal ;
- ❖ Anisotrope par la présence de silts ;
- ❖ Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (Hétérogénéité, Discontinuité, Anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi-Messaoud sont :

- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) ;
- Percées de gaz et d'eau ;
- Corrosion de la collecte.

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole. [2]

The background features a decorative graphic consisting of several overlapping red circles of varying sizes, each containing multiple concentric white circles. These circles are arranged in a roughly triangular pattern, with the largest one at the top right, a smaller one in the middle, and another large one at the bottom right. Light gray lines radiate from the top left towards the circles, creating a sense of depth and structure.

# **Chapitre II:**

## **Généralités Sur Les Dépôts Des Sels**

## Introduction

Dans l'industrie du pétrole, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent une catastrophe car la plupart des puits fournissent, depuis leurs mises en production, une huile variablement chargée en sels que les producteurs du pétrole combattent depuis plusieurs décennies, sans trop de succès d'ailleurs.

Il s'agisse de constituants minéraux ou organiques des eaux ou du pétrole, ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement.

Cet état d'équilibre est rompu dès qu'on met un puits en production, même si le gisement ne subit qu'une lente chute de pression, l'effluent est soumis à de dures épreuves lorsqu'il pénètre dans le puits et chemine verticalement sur des distances de plusieurs kilomètres vers la surface. Il subit alors d'importantes chutes de pressions et de températures entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau qui l'accompagne.

En effet, des cristaux de paraffine et de sels minéraux précipitent, s'accrochent sur les tuyaux de production, s'empilent et grossissent causant le bouchage des canalisations.

On doit alors mettre en œuvre des moyens coûteux pour les déboucher et remettre les puits en production. Et comme ces interventions peuvent durer plusieurs jours, la perte de la production représente aussi des quantités considérables. [3]

### II.1. L'origine des sels :

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :  $MgCl_2$  (chlorure de magnésium) = 20%,  $CaCl_2$  (chlorure de calcium) = 10%,  $NaCl$  (chlorure de sodium) = 70%,  $CaCO_3$  (carbonate de calcium),

La salinité d'un brut implique une venue d'eau, visible ou non en surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. La salinité d'eau va créer des dépôts de sels dans différentes conditions.

### II.2. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers :

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produite, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis en bas: [4]

**Tableau II -1 : les dépôts des sels rencontrés dans les puits pétroliers**

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO <sub>3</sub>	Calcite
Carbonate de fer	FeCO <sub>3</sub>	Siderite
Sulfite de fer	FeS	Trolite
Oxyde de ferreux	Fe <sup>2</sup> O <sub>3</sub>	Hématite
Oxyde ferrique	Fe <sup>3</sup> O <sub>4</sub>	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO <sub>4</sub>	Anydrite
Sulfate calcium Hydrate	CaSO <sub>4</sub> , 2 H <sub>2</sub> O	Gypse
Sulfate de barium	BaSO <sub>4</sub>	Parite
Sulfate de strontium	SrSO <sub>4</sub>	Selstite

### II.3. Conditions de formation des dépôts :

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. Quoi qu'il en soit, la chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux. Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; De même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir. [3]

### II.4. Influence des divers paramètres : [5]

Le dépôt de sel se produit lorsque le produit de solubilité des ions dissous est dépassé soit à cause de l'évaporation ou de la dissolution des minéraux rocheux. L'évaporation entraîne une réduction de la saturation en eau et, par conséquent, une augmentation de la concentration en ions sel. Parmi les paramètres qui peuvent influencer sur la solubilité des sels on peut citer :



**A. Température :**

Elle a un impact significatif sur la solubilité; en général, l'augmentation de la température augmente la solubilité, bien qu'il existe des exceptions, telles que CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>, qui sont moins solubles à des températures élevées.

**B. Pression :**

Les observations sur les terrains des dépôts de sel dans les puits montrent que le sel peut s'accumuler dans le puits au niveau des perforations et les équipements de fond.

Supposant que la vaporisation d'eau sera importante lorsque les pressions du réservoir sont plus faibles (période de production ultérieure) et que la concentration d'eau dans la phase huile est considérable. Par conséquent, la diminution de la pression est la cause la plus probable de la vaporisation de l'eau et donc la formation des dépôts de sel. Il est possible que le gradient de pression dans le réservoir puisse conduire à des vitesses de séchage non uniformes et donc à des dépôts de sel localisés.

Dans tous les cas, ces dépôts sont toujours observés avec la réduction rapide de la pression, ce qui provoque l'évaporation et la sursaturation ultérieure des sels.

**C. Salinité :**

Dans le cas de solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges:

$$\mu = \frac{1}{2} \sum C_i Z_i^2 \dots\dots\dots (II.1)$$

$\mu$  : Force ionique de la solution.

$C_i$  : Concentration de chacun des ions.

$Z_i$ : Valence de chacun des ions.

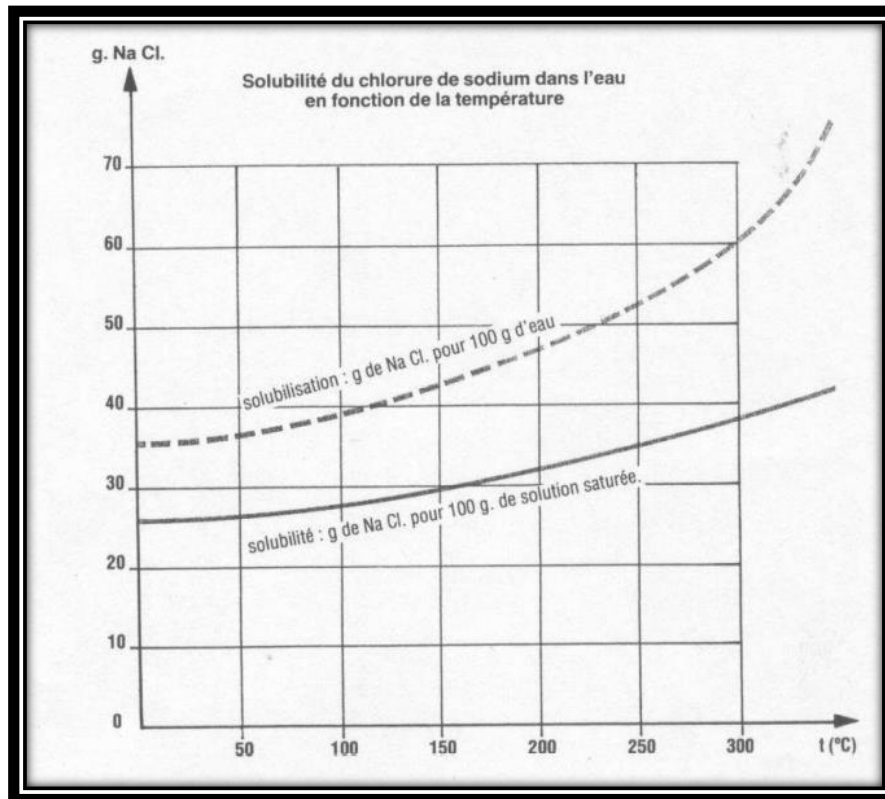


Figure II.1. Solubilité de NaCl dans l'eau en fonction de la température

## II.5. Localisation des dépôts:

En général, et spécifiquement pour le chlorure de sodium, la solubilité varie de la même manière que la température et la pression.

Par conséquent, il est logique de raisonner que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface...

Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits. En effet, pour qu'il y ait dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple :

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.
- Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois
- Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux.
- Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille....

Par conséquent, il n'est pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent. [3]

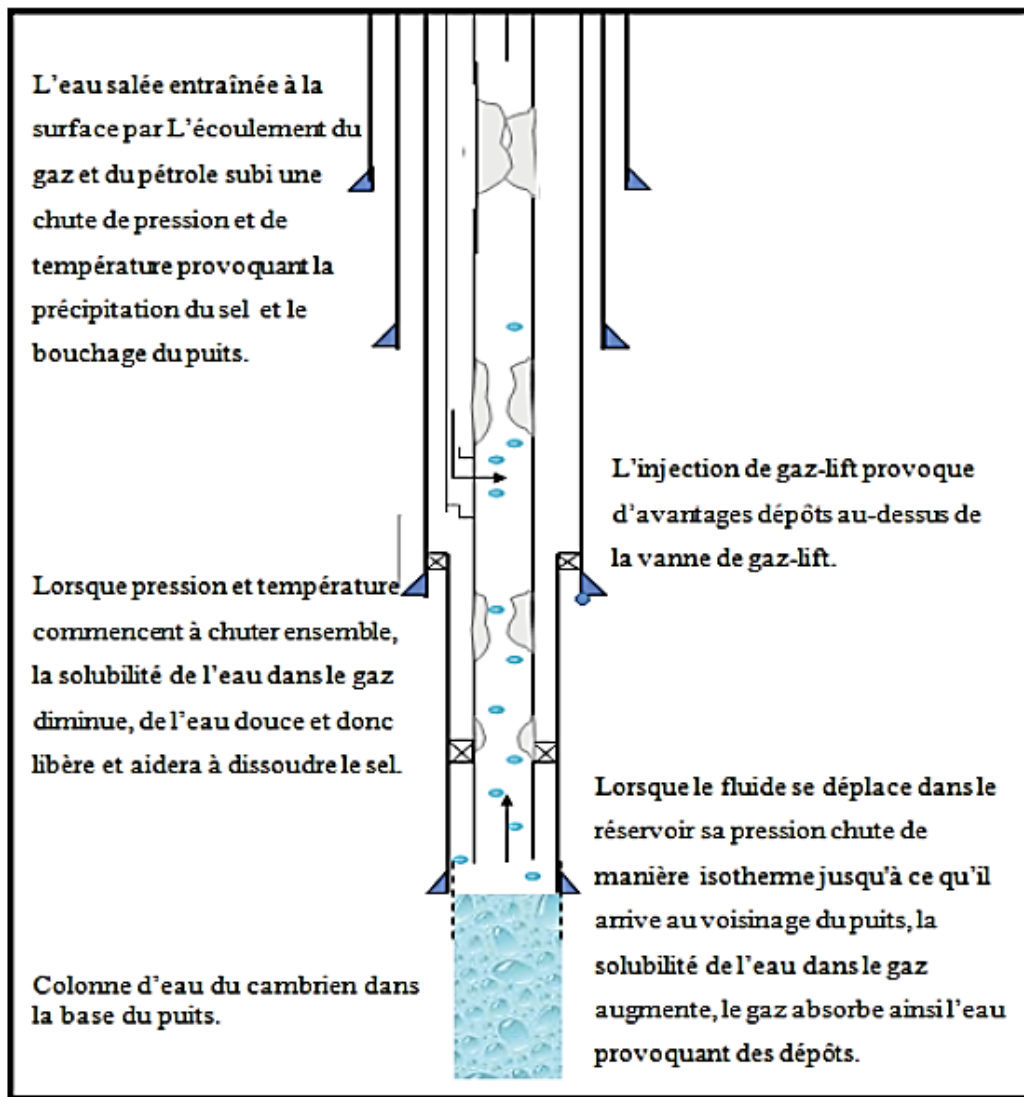


Figure II.2. Modèle de déposition de sel

## II.6. Détection et suivi des dépôts :

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

L'équipe de production, doit à chaque ronde, relever les paramètres suivants en tête de puits :

- Pression de tête.
- Pression de ligne (en aval de la duse).
- Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- Effectuer un examen des pressions des espaces annulaires.
- Vérifier le bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- Vérifier l'état des duses (éventuellement).

Dans le cas de non-correspondance des résultats des différents paramètres de production, on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

[3]

### **II.7. Conséquences liées aux dépôts de sel :**

En général les dépôts de sels provoquent, au niveau des équipements des unités de traitement du brut, les inconvénients suivants :

- Bouchage des échangeurs de chaleur
- La corrosion

### **II.8. Moyens de destruction et de prévention :**

Au cours de la production, la précipitation du sel entraîne une baisse importante de la productivité, qui peut aboutir à un colmatage total et finalement à l'abandon des puits. Pour l'élimination des dépôts ainsi que la prévention de la précipitation du sel au voisinage des puits, ensembles des traitements sont appliqués dans les opérations de production. L'objet de toutes ces mesures est de maintenir ou de restaurer les conditions de perméabilité d'origine.

Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont : [3]

#### **II.8.1. Travail au câble (wire-line):**

C'est la méthode qui met en œuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides. L'unité de Wire-line utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond. La méthode utilisée consiste à descendre un train d'outils de travail au câble classique, terminé par un outil "gauge-cutter". Ensemble des "gauge-cutters" de diamètre croissant sont successivement employés pour rompre les ponts de sel par battage. Cette méthode permet de travailler en débit, donc sans perte de production. C'est un moyen efficace à très bon rendement.

### II.8.2. Lavages à l'eau douce : [6]

Des traitements d'eau douce sont effectués afin de maintenir la productivité des puits en évitant ou en supprimant les dépôts. Ils se font soit en continu (objectif préventif), soit en discontinu (objectif curatif).

- **Lavage périodique :**

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. Un volume de 2 à 5 m<sup>3</sup> d'eau traitée (eau douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillant la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les dépôts de sel rencontrés. Après une fermeture du puits, qui peut arriver jusqu'aux dix (10) heures, le puits est dégorgé sur torche pour dégager le bouchon d'eau, puis il se remet en production. Tous fois, en raison des dix (10) heures de fermeture qui sont nécessaire, les bouchons d'eau occasionnent des pertes importantes de production, sauf dans le cas des complétions sans packer où ils ont mis en place par circulation puits en débit.

- **L'injection continue :**

Cette méthode s'impose lorsque les accumulations des sels sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum possible) au fonds du puits pour l'objectif de diluer l'eau de gisement pour éviter la formation des dépôts. Généralement ce procédé n'est pas employé pour dissoudre des dépôts déjà formé (moyen de prévention). De plus, cette opération a l'avantage de ne pas interrompre la production.

Dans ce cas de traitement, des installations particulières sont mis en place :

- Certaines ont été étudiées pour lutter contre les précipitations des sels sur des puits déjà complétés et qui se salaient progressivement, c'est le cas :
  - ❖ Des complétions doubles par tubings concentriques (ou tubes d'extension).
  - ❖ Des installations autonomes de traitement d'eau de surface.
- D'autres ont été conçues à l'origine pour se prémunir des effets des dépôts de sel dès l'équipement initial des puits, c'est le cas :
  - ❖ Des complétions sans packer, des complétions doubles par tubings parallèles ou du système BAKER-CAMCO.

- ❖ Du réseau de distribution d'eau de dessalage traité, avec installation centrale de traitement.

La quantité d'eau à injecter dans chaque puits dépend de plusieurs paramètres :

- Débit d'eau de gisement produite par le puits :
  - ❖ Pour les puits à faible débit, l'eau est injectée par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
  - ❖ Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par l'annulaire et la production est assurée par le tubing, la méthode inverse est aussi applicable.
- Efficacité du contact supposé entre l'eau de gisement et l'eau injecté.

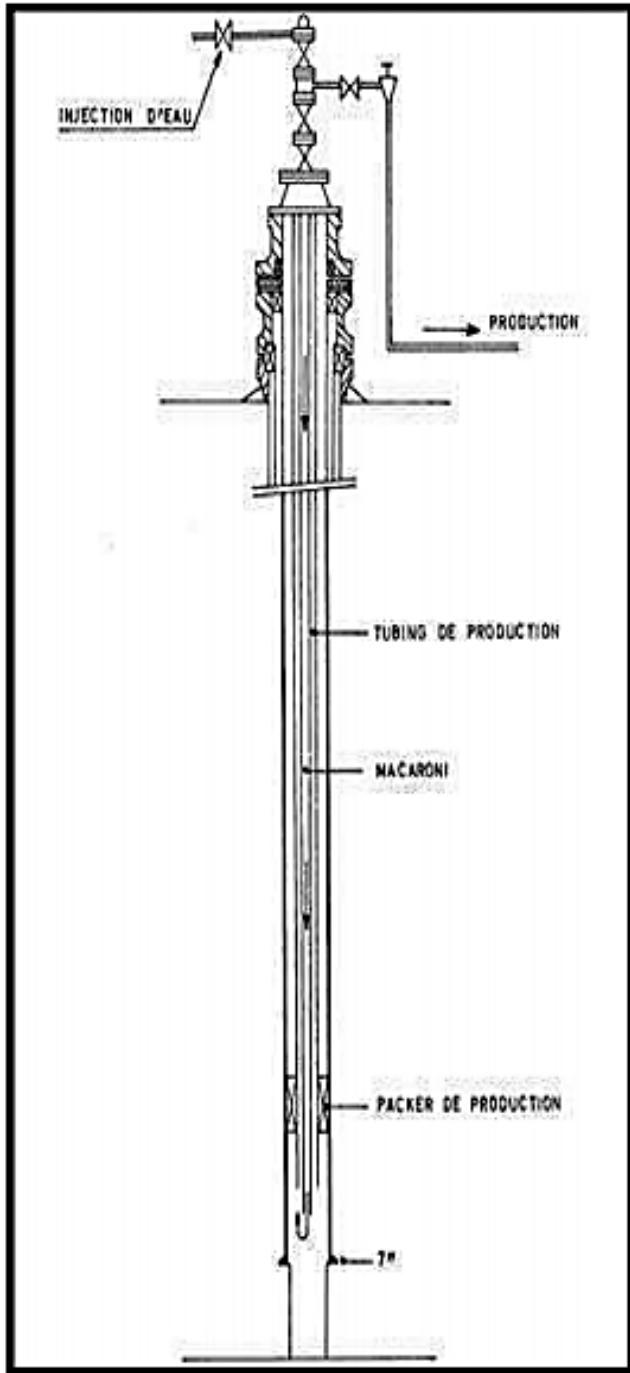


Figure II.3 : Complétion double par Tubing concentrique

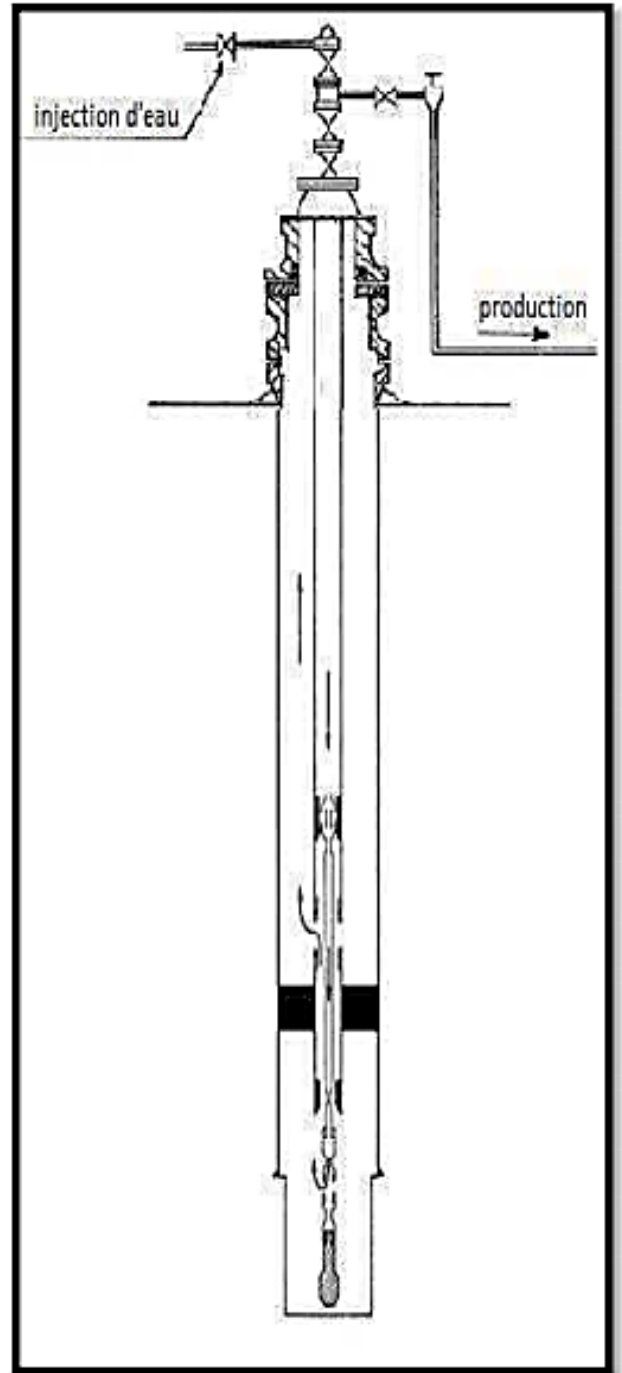


Figure II.4 : Complétion avec tube d'extension

## Conclusion

Il existe plusieurs conditions dans lesquelles des dépôts de sel se forment. Donc, pour les éviter, il est nécessaire de faire une étude précise sur les conditions favorables de la formation du sel.

Le système de dessalage a une grande importance pour l'élimination des dépôts, son optimisation à un impact majeur sur la production d'une manière remarquable. Le choix de la complétion la plus adéquate est également un facteur important pour le dessalage au niveau du puits, et ceci est basé sur les paramètres du puits et de sa puissance de production.





# Chapitre III:

## Gas-Lift

## Introduction

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite “pression de réservoir” qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu’à la surface grâce à la dépression ainsi produite, au fur et à mesure de la production les réservoirs connaissant une chute continue de la pression et une chute de l’énergie d’éruption, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Un puits non éruptif ne débite pas en surface par sa propre énergie, la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits.

Pour mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d’activation, On peut agir sur l’un des paramètres de non-égalité (sur la hauteur " $H$ " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide " $d$ " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l’alléger).

Dans le monde l’activation est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

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

Ce chapitre basé sur l’activation de puits par gaz lift.

### III.1. Définition et principe de gaz lift :

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

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

Le gaz étant plus léger va diminuer la densité et alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus [7].

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.

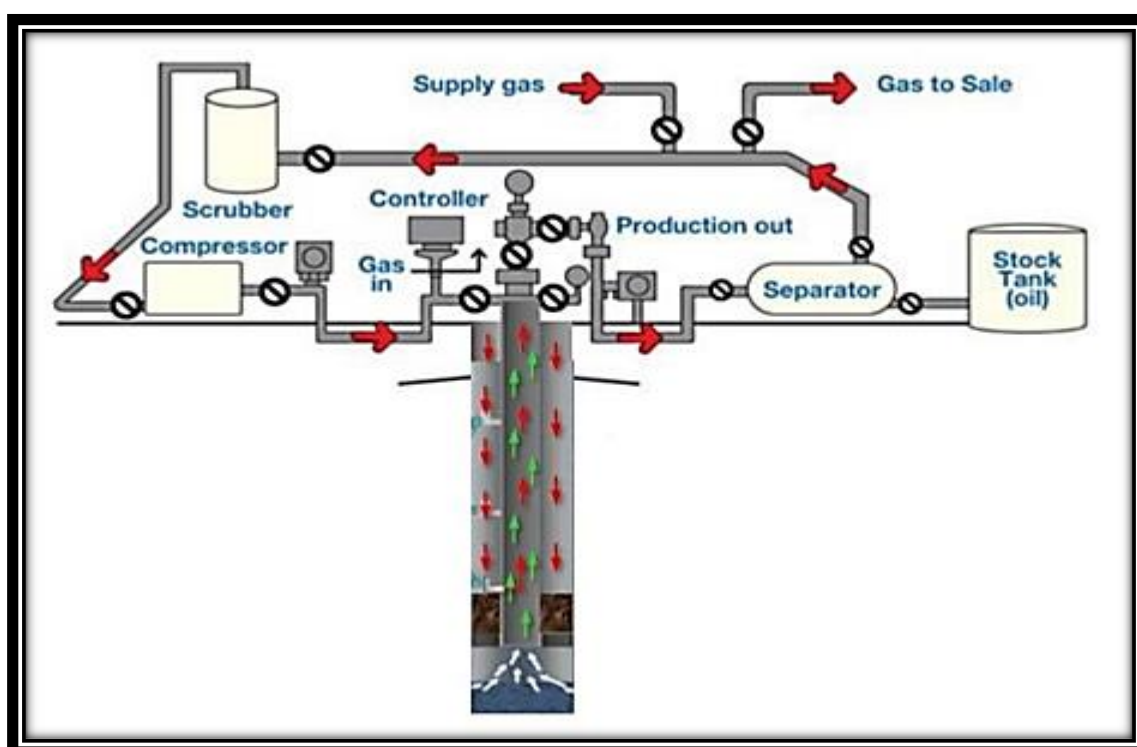


Figure III.1. Gaz lift Systèmes

La figure 1 illustre un système de gaz lift continu (rotatif), dans lequel le gaz associé est utilisé.

### III.2. Utilisation ou application du gaz-lift :

Le gaz lift est principalement une méthode d'activation des puits, et ça n'empêche pas de l'utiliser pour des autres fonctions s'il est possible [8] :

- ❖ **La mise en production des puits non éruptifs** : C'est le principal objectif du gaz-lift en tant que moyen d'activation, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing [9].

- ❖ **Augmentation du débit :** Le gaz-lift permettra d'augmenter la production des puits par rapport à l'éruptivité naturelle. Pour ceux qui souffrent d'un déclin de la pression alors qu'ils peuvent encore produire sans avoir recours à l'activation [7].
- ❖ **Démarrage des puits éruptif :** Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression. [7].
- ❖ **Nettoyage de puits injecteur (injector clean up) :** Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour le nettoyage et l'élimination des particules qui s'accumulent sur les perforations de la formation provoquant des dépôts. Dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, une opération est assurée par un passage du puits en gaz-lift [8].
- ❖ **Utilisé aussi pour décharger les puits à gaz de leur eau.**

### III.3. Compositions du gaz injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante [10] :

Tableau III- 1 : Compositions du gaz

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

### III.4. Types de gaz lift :

Le gaz lift est classé selon plusieurs paramètres on peut citer :

**III.4.1. Selon le mode d'injection :** Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le gaz-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

- ✓ **Gaz- lift continu :** une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allégé le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [11].

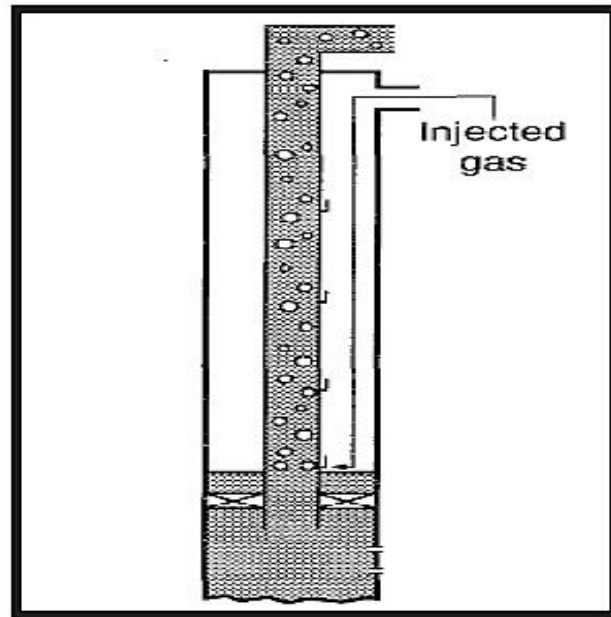


Figure III.2. Gaz lift continu

- ✓ **Gaz- lift intermittent** : injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle – ci se met à débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite [11].

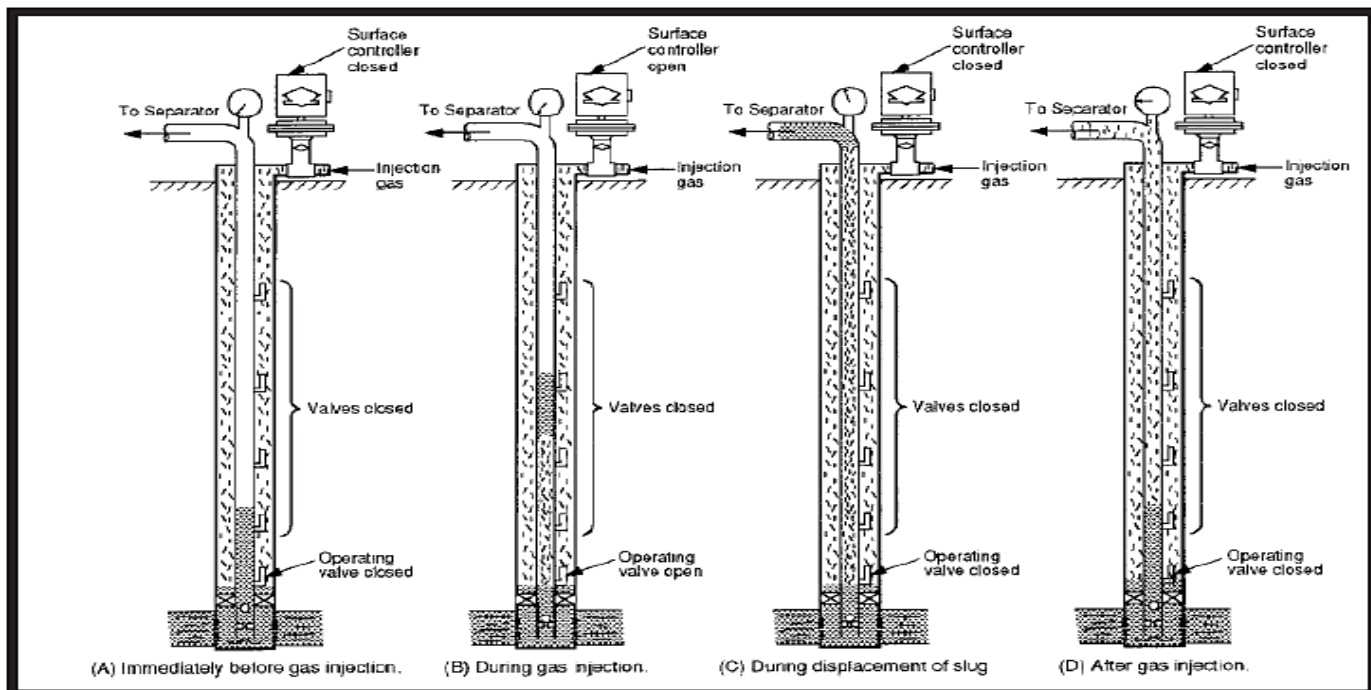


Figure III.3. Principe de gaz lift intermittent. [11]

### III.4.2. 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 :

#### a) Complétions pour gaz-lift direct :

L'injection du gaz est effectuée par l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. Ce procédé permet au casing de ne pas se trouver au contact de la saumure [12].

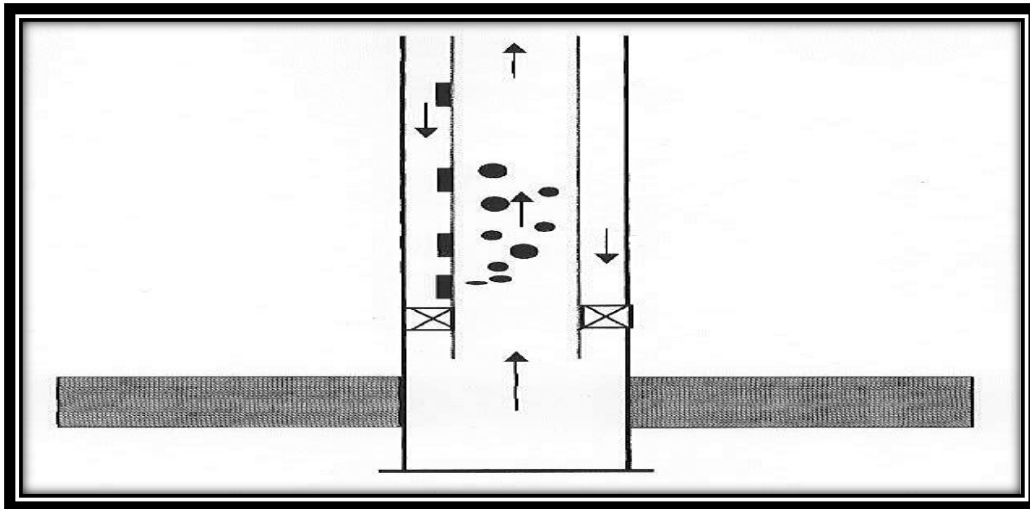


Figure III.4. Direct gaz- lift [7].

#### b) Gaz-lift inverse (Inverse gaz-lift):

##### • Tubing concentrique (*Concentric tubing string*):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendu au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits [7].

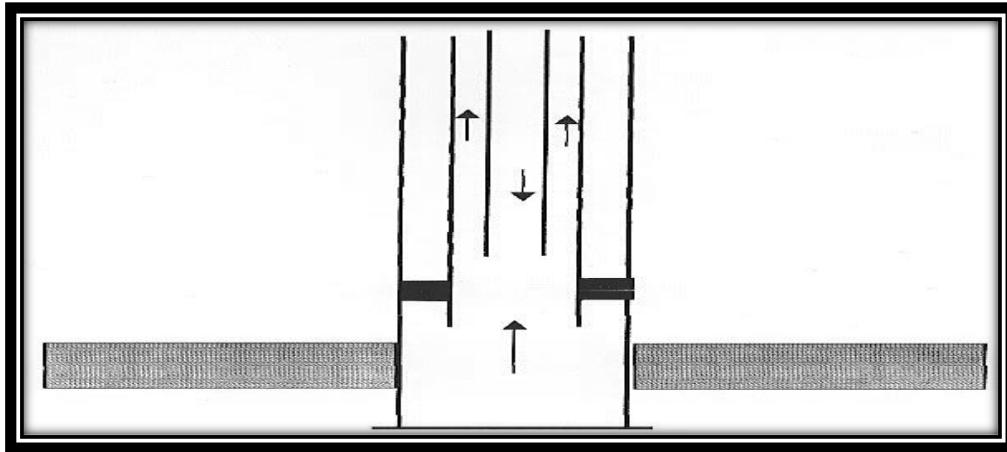


Figure III.5. Gaz lift avec tubing concentrique [7].

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

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing [7].

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

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée [7].

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

Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir, Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing [5].

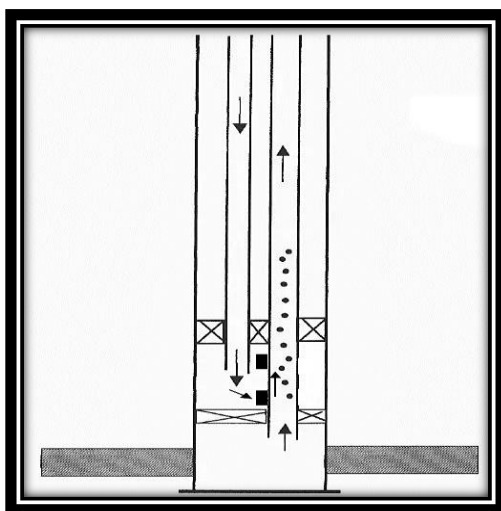


Figure III.6. Gaz lift parallèle [7].

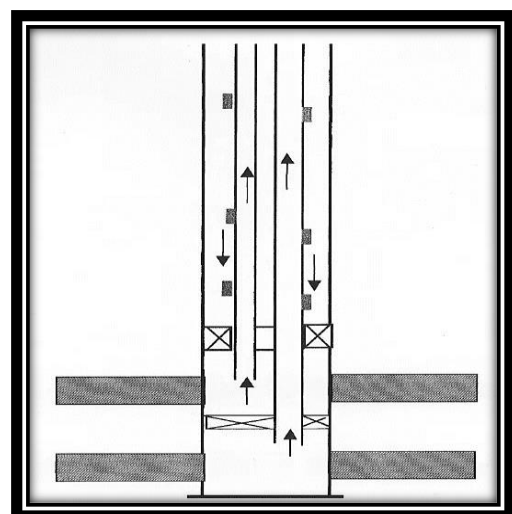


Figure III.7. Gaz lift double [7].

### III.4.3. En fonction du circuit d'injection en surface :

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

#### 1. Gaz-lift en circuit ouvert :

Le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz, Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé [13].

#### 2. 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), alors le gaz se trouve dans une boucle [13].

#### 3. Auto gaz-lift :

L'huile de réservoir est lifté grâce au gaz d'un réservoir de gaz situe au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [13].

### III.5. L'équipement de gaz-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection [14].

#### III.5.1. L'équipement de surface :

- L'équipement de compression.
- Le réseau de distribution HP.
- Equipement de mesure et de contrôle.
- Réseau de distribution basse pression.
- L'équipement de déshydratation.

#### III.5.2. Equipements de fond :

- Les mandrins.
- Les vannes de gaz-lift.
- Les outils de décentrage et de positionnement.



### III.5.3. Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- **clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- **sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire [15].

### III.6. Vannes de gaz-lift, leurs fonctions et leurs principes :

Les vannes sont disposées le long de la colonne de tubing, ancrées dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable, Le choix des mandrins et des vannes dépend de la taille du casing et du tubing, du chemin emprunté par le gaz et du débit d'injection du gaz

Les vannes de gaz-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible, La dernière vanne est appelée **la vanne opératrice**. 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**, Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing.

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

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

- La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.
- La décharge du puits jusqu'au point d'injection final.

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- les vannes pilotées par la pression dans le tubing.
- les vannes pilotées par la pression du casing.

Les vannes de gaz-lift sont conçues pour s'ouvrir et se fermer suivant certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne [14].

- L'ouverture de la vanne dépend donc de la pression dans le tubing et de la pression d'injection.
- La fermeture ne dépend que de la pression d'injection.

### III.7. Les principaux paramètres de gaz-lift :

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération [7].

Parmi les majeurs facteurs on peut citer :

- a. **Pression du gaz injecté.**
- b. **Pression en tête de puits** (*Well head pressure*).
- c. **IP important et effet de peau** (*high PI and Skin effect*).
- d. **Profondeur de l'injection du gaz.**
- e. **Pourcentage d'eau.**

### III.8. Existence de gaz-lift a hmd :

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

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs (principalement la zone 4).
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).
- L'activation par pompage électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque [8].

### III.9. Les problèmes liés au gaz lift a HMD:

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

#### III.9.1-Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement [10].

### **III.9.2- Formation des hydrates :**

La formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse Pression et haute température). Cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz. [15].

### **III.9.3-L'émulsion :**

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. L'émulsion est

Favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI. Comme:

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz [10].

### **III.9.4-Formation des givres :**

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

La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits [10].

## **III.10 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift :**

### **a) Caractéristiques :**

- Le Gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent en off-shore ou on-shore et surtout ceux à GLR élevé.
- La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail.
- Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute pression est disponible sur le site.
- Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires.

- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase [7].

**b) Avantages :**

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

**c) Inconvénients :**

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques.
- Rendement reste faible dans les puits profonds.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.
- Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

A decorative graphic on the right side of the page. It features three red circles of varying sizes, each containing several concentric white circles. The circles are arranged vertically, with the largest at the top, a medium one in the middle, and another large one at the bottom. Light gray lines intersect at the center, forming a large 'X' shape that frames the circles.

# Chapitre IV:

## La Double Injection

## Introduction

L'industrie pétrolière est extrêmement importante dans le commerce mondial; il a été qualifié de « trésor », mais il a dû faire face à de nombreux défis pour le produire.

Parmi ces problèmes, il y a le sel qui est le plus courant et qui provoque le colmatage des pipes line et d'autres équipements, mais qui est le plus dangereux lorsque vous obtenez des dépôts de sel dans la colonne de production.

La résolution de ce problème passe par l'injection continue de l'eau douce, qui a pour rôle de diminuer la salinité de l'eau de formation et l'amener en dessous du degré de salinité où les sels ne se déposent pas.

Le traitement de ce problème en injectant de l'eau diminue l'éruptivité du puits, et peut même causer son noyage. Pour remédier ce problème, on se doit donc d'activer les puits au gaz-lift.

Donc, On va faire une double optimisation pour assurer la résolution de ces deux problèmes. C'est-à-dire, traiter le problème des dépôts tout en maximisant la production.

### IV.1. Historique de la double injection :

Comme tous les champs, Hassi messaoud aussi a le même problème que les autre « le sel » , ce qui ont programmer de faire une double injection (eau & gaz).

Pour le champ de Hassi Messaoud il y a plusieurs types d'injection double conventionnelle et non conventionnelle selon la salinité très élevée dans le gisement de HMD, la méthode d'injection la plus utilisé est par le concentrique CCE 1"660, 1"900 et le chemisage 2'7/8, 95% des puits salées avec gaz lift sont équipées par ces derniers procédures,

La technique de l'injection double non conventionnelle a été utilisé dans le champ de Hassi Messaoud depuis longtemps, c'est l'injection de l'eau et le gaz simultanément dans le même chemin.

Pour l'injection double conventionnelle il y a un test fait sur le puits MDZ651, pour évaluer l'efficacité de cette technologie dans ce puits, La région SH-DP-HMD a donné le projet à la société WEATHERFORD pour le réaliser avec une injection d'eau par un concentrique et le gaz lift par l'espace annulaire. Ce projet était destiné pour les puits salée non éruptif, car ces puits sont des puits horizontaux ont des tubing 3'1/2. [16]

Après complété le puits MDZ651 par un complétion double avec un tubing de 3"1/2 avec des SPM pour l'injection de gaz lift et un concentrique de 1"660 pour l'injection d'eau de dessalage, cette opération a été faite à 01/04/2018, cette procédure n'est pas donnée des bons résultats, et le puits n'est pas démarré, pour cela c'est le premier et le dernier test sur HMD.

## **IV.2. Principe de la double injection à travers le concentrique CCE :**

Lorsque on a un puits salé non éruptif, on va choisir une complétion pour la double injection selon des études, parmi ces complétions qui existent : L'injection à travers le CCE.

Dans ce système l'eau et le gaz sont injectés dans le même chemin. Les fluides seront mélangés dans la tête de puits et entrer dans le tubing pour diminuer les dépôts des sels et en même temps alléger la colonne de production. L'espace annulaire entre le tubing et le CCE sera la colonne de production de puits.

Pour assurer un bon dessalage sur le wellbore, on doit descente le Concentrique jusqu'à le top perforation pour les puits verticaux, par contre pour les puits horizontaux la cote d'ajustage de CCE c'est le KOP pour éviter les coincements.

On utilise l'opération de snubbing pour la descente de concentrique dans l'intérieur de tubing jusqu'à la cote d'ajustage étudié et optimiser par le PIPESIM, le facteur qui influence sur cette cote c'est la pression de réseau de surface du gaz lift, le snubbing facilité l'intervention ou le changement de Concentrique sur la complétion. [16]

## **IV.3. Les différentes types d'injection à Hassi-messaoud :**

Afin d'améliorer les interventions sur les différents problèmes qui occurrent dans les puits à huile que ce soit alourdissement de la colonne, bouchage de sel ou bien givrage et augmenter la production d'huile, nous décidâmes de faire une visite sur le site de HMD pour profiter de leur expérience étant donné qu'ils ont la plus grande région pétrolière en Algérie.

Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud il y a trois types de complétion double injection :

### 3.1. Type d'injection conventionnelle :

On utilise cette complétion dans les puits salés on injecte le gaz lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) et l'injection de l'eau à travers le CCE, et la production d'huile à travers l'espace annulaire (2"7/8 et CCE). [17]

#### Avantages :

- Idéal pour les puits salés avec faible énergie.

#### Inconvénients :

- Complétion très lourde qui peut présenter un risque d'affaissement.

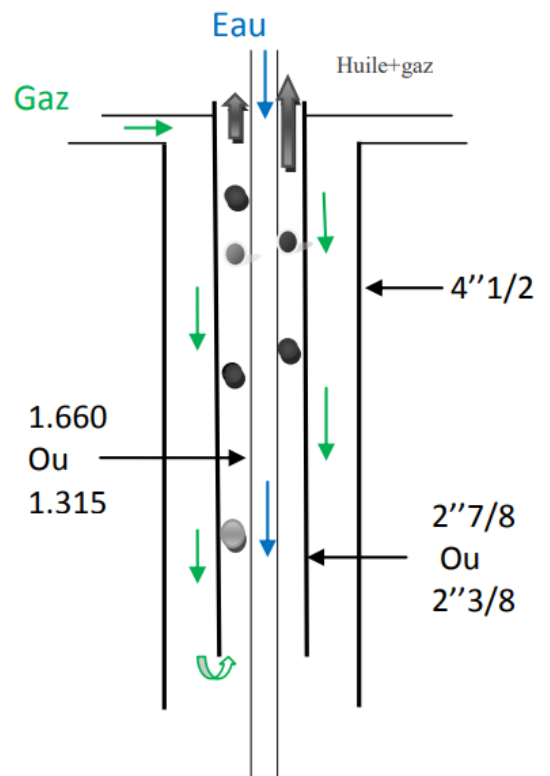


Figure IV.1 Complétion conventionnelle

### 3.2. Type d'injection Non Conventiionnelle:

#### 3.2.1 Chemisage :

Le gaz et l'eau sont injectés dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing, on utilise le chemisage sur les puits salés non éruptifs avec des dépôts organiques des asphaltes, le diamètre de chemisage est sélectionné par le macaroni 2"7/8 pour faciliter le traitement des dépôts par la stimulation avec coiled tubing. Ce genre de profil est très courant.

Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le chemisage 2"7/8. [17]

- L'injection d'eau par chemisage nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.



**Avantages :**

- La facilité de faire des différentes interventions de maintenance sur le puits par exemple ; coiled tubing, diagraphie, wire-line.

**Inconvénients :**

- L'injection dans le chemisage nécessite plus de pression de réseau gaz et eau pour assurer la continuité d'injection.

**3.2.2 Concentrique CCE :**

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Il y a deux diamètres de concentrique utilisé 1'660 et 1'900.

Aussi, Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits Comme le chemisage mais Dans tous ces puits, la production se fait par l'espace annulaire entre CCE et tubing. [17]

- L'injection d'eau par CCE nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

**Avantages :**

- Considérer comme étant la méthode la moins cher et la plus facile à appliquer.

**Inconvénients :**

- Diamètre réduit en cas de nécessité d'intervention

**IV.4. Complétion de puits md480 équipé par l'injection double non conventionnelle : [17]**

1. Liner 4"1/2 LTC 13,50 Lbs/Ft.
2. Suspension de liner 7" X 4"1/2

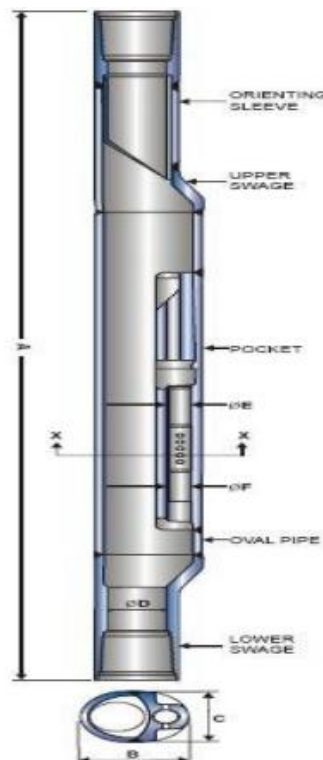
3. Siège landing nipple 1"660 TS90 L:0.25m
4. Sabot guide 1"660 TS90 L: 0.20m.
5. PACKER OTIS type AWR 7" 23-32 lbs/ft OD 5''875 ID 5 " Sce STD
6. Ratch latch seal assembly OTIS OD 5''250 ID 3''938 left hand 4''1/2 NEW/VAM pin  
Packing bore id 5'00 SCE STD.
7. Pup-joint 4"1/2 NEW/VAM 12.60lbs/ft N80 MxM.
8. Concentrique CCE 1"660 HGDS N80 2.4lbS/ft R2  
NEW/VAM M 12.60 lbs/ft
9. Siege OTIS 4"1/2 type X FIL .4"1/2 VAM MxF 6.40 lbs /ft.
10. Tubing 4"1/2 NEW/VAM P110 13.5 lbs/ft.
11. Olive de suspension fil. Type FMC 7"1/16 NV BOX X4"1/2 NV 5K.
12. OCT de suspension CCE 2"1/16 X 3"1/16 NV NEW VAM 1"660 BOX.

## **IV.5. Les équipements de la double injection par CCE :**

### **5.1. Équipements de fond: [16]**

#### **5.1.1 Mandrin a poche latérale (SPM) :**

Elles ont révolutionné le gaz-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 (Wire line). 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.



**Figure IV.2 : Mandrin a poche latérale**

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression.

### **5.1.2. Les vannes de gas-lift :**

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves - COV) ou pression amont (pressure operated valves).
- Les vannes pilotées par la pression du tubing (tubing operated valves - TOV) ou pression aval (fluid operated valves)

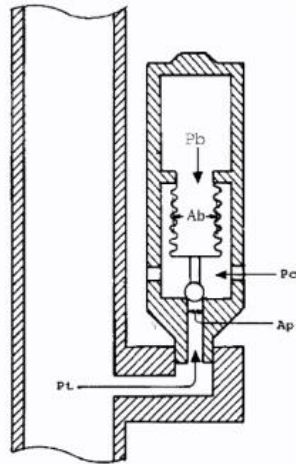


Fig.IV.3 Vanne COV

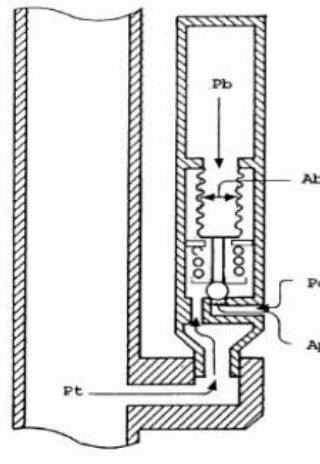


Fig.IV.4 Vanne TOV

Des variantes existent ensuite dans chacune des deux familles telles que : l'équilibrage des pressions, l'ajout d'un ressort de fermeture, etc. Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elles. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes tubing TOV nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final. Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération de slickline. Par contre, la profondeur des mandrins est définitive tant que la complétion n'est pas remplacée

Il y a d'autres types de vannes moins usuels tels que :

- les vannes à réponse proportionnelle (proportional response valves)
- les vannes pour écoulement dans le casing (valves for casing flow)
- les vannes pour gas-lift intermittent.

### 5.1.3. Le packer :

C'est un moyen de suspension des tubings et d'étanchéité entre l'espace annulaire et le tubing, Il y a deux types de packer utilisés a hassi messaoud, packer électrique et le packer hydraulique

## IV.5.2 Equipement de surface [17]

### 5.2.1 Tête de puits :

C'est un moyen d'accrochage du tubing en surface avec l'empilage nécessaire des vannes compte tenu des impératifs de sécurité et d'écoulement. Les têtes de puits sont fabriquées pour assurer les fonctions suivantes :

- Sécurité contre l'éruption.
- Contrôle de débit (production et injection).
- Opération d'intervention sur puits (wire line, coiled tubing et snubing).
- L'injection continue ou périodique des fluides quelconques.

### 5.2.2 Composition de la tête de puits :

#### ➤ Les vannes :

- Dans le champ de HMD on peut avoir différents types de vannes suivantes :
- Deux vannes maîtresses une pour la commande et l'autre pour la sécurité de surface « SSV ».
- Une vanne de curage pour l'intervention sur le puits.
- Deux à quatre vannes latérales et une vanne pour la sécurité « SSV ».
- Deux vannes pour l'espace annulaire.
- Une Duse manuelle avec le TOP-CAP.
- Les vannes « SSV » sont deux types : Mécanique (alimentée par le gaz); et Hydraulique



1. Vanne EA1 (entrée eau).
2. Vanne EA1 (entrée gaz).
3. VM inférieure.
4. VM supérieure.
5. Duse réglable
6. Vanne latérale (vers torche).
7. Croix de circulation.
8. Vanne de curage
9. Vanne automatique
10. Duse fixe.

Figure IV.5 La tête de puits

➤ **Équipement de fixation de tubing :**

• **Casing spool**

C'est une bride spéciale qui est placée entre la tête de tubage qui reçoit la colonne de production (tubing) et la tête de cette dernière. Cette bride permet d'assurer une étanchéité parfaite entre les espaces annulaires respectifs, tubing-casing 7", casing 7" et casing 9"5/8.

• **Tubing spool :**

Posée sur la bride supérieure de la dernière tête de tubing, elle assure les fonctions suivantes :

Suspension de tubing par l'intermédiaire de la bride où l'olive de suspension.

Mise en communication de l'espace annulaire (tubing-casing 7") avec l'extérieur au moyen de deux sorties latérales filetées où bridées.

Etanchéité entre l'espace annulaire et l'extérieur avec une garniture spéciale.

Etanchéité entre l'espace annulaire et la tête de puits avec le cône de tête

➤ **Équipement de suspension et d'étanchéité :**

- Olive (suspension et étanchéité en même temps).
- Suspension par bride et étanchéité par olive.
- OCT pour la suspension de CCE.

### 5.2.3 Autre équipements

1. Pompe BSB : c'est une pompe à piston à haute pression permettre l'injection d'eau au puits par l'alimentation hydraulique du gaz de la ligne. (Voir la figure IV.6)
2. Débitmètre de gaz (scanner) : c'est un équipement de mesure de débit du gaz par la différence de pression à travers un orifice qui est installé sur les réseaux gaz lift, se scanner nous permettre de mesurer et contrôler la quantité du gaz a injecté.
3. Vanne automatique                      4. Purgeur rapide                      5. Vanne à 03voies
6. Pilot: BP 7bar; HP 68bar.      7. SCRUBBER (piège à gaz)
8. Détendeur : Régler la pression d'alimentation de la vanne automatique.
9. Détendeur : Régler la pression d'alimentation de la (les) pompe (s) BSB
10. Collecte + vanne de départ

11. vannes et porte duse de la source de gas-lift.

12. Sortie vers torche

13. Soupape de sécurité

14. Bac d'alimentation d'eau.



**Figure IV.6 La pompe d'injection BS&B**

The background features a decorative graphic consisting of several overlapping red circles of varying sizes. Each circle is outlined with multiple concentric white lines, creating a layered, tunnel-like effect. The circles are arranged in a roughly triangular pattern, with the largest one at the top right, a smaller one in the middle, and another large one at the bottom right. Light gray lines intersect to form a large 'V' shape that frames the central text.

# Chapitre V:

**Etude De Cas**



## V.1 Etapes du travail :

### V.1.1 Choix des puits :

Le choix se fait en fonction des problèmes du puits, c'est-à-dire est ce que ce dernier a une Précipitation des dépôts de sel et nécessite une activation au gaz-lift.

### V.1.2 Collecte des données :

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests faits sur les puits choisis.

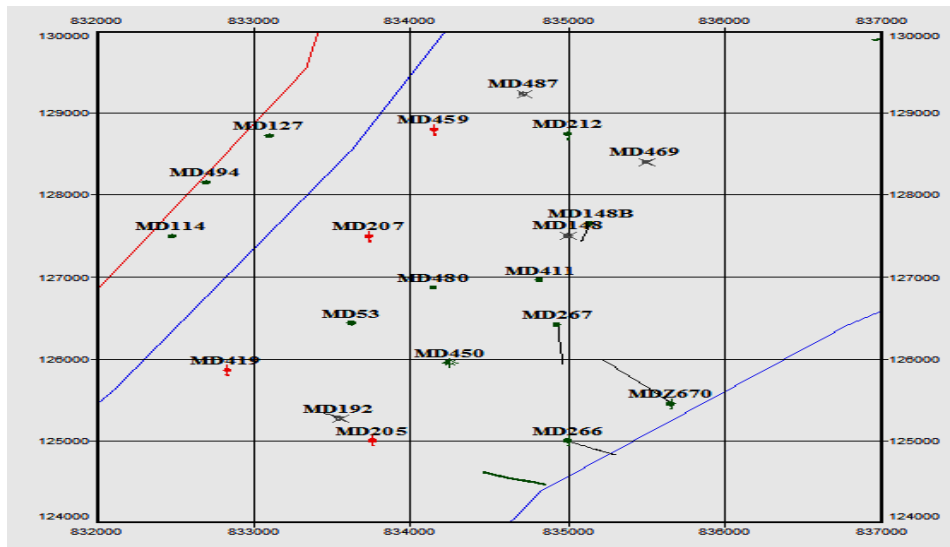
Les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,).

**Tableau V.1 Les données techniques du puits [18]**

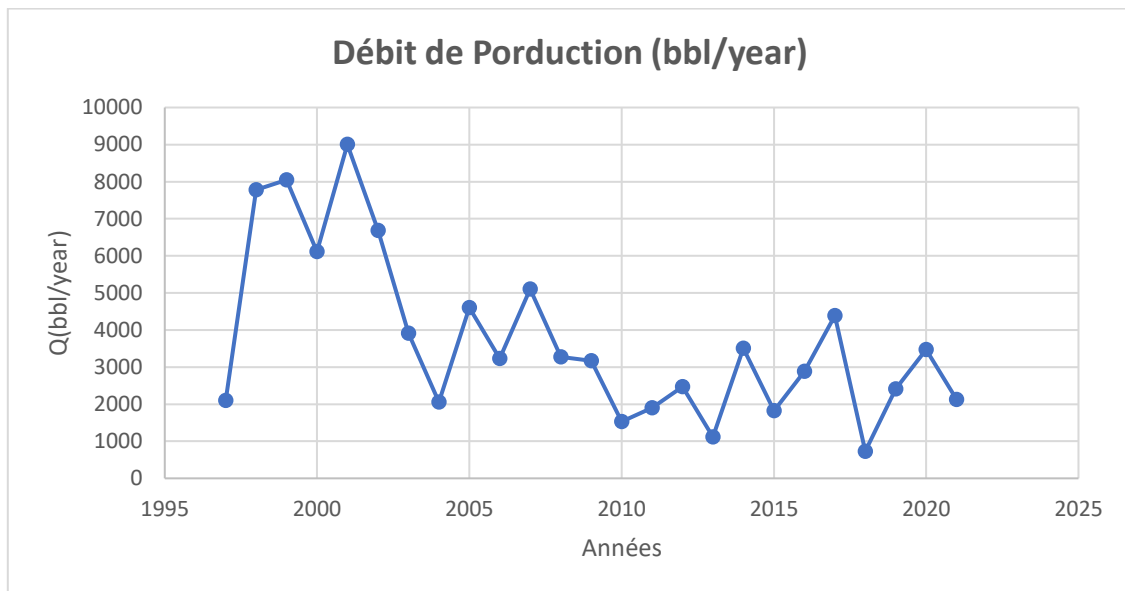
Données Nécessaire			
Données Du Fluide	Données du réservoir	Données de complétion	Données de surface
Model Du Fluide	Pression de fond dynamique (PFD)	Température du réservoir	Pression de tête
Propriétés du fluide	Débit	Longueur du tubing	température de la tête de puits)
GOR (Rs)	Température du réservoir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

## V.2 Historique du puits MD480 :

Le puits **MD480** est un puits producteur d'huile vertical foré en 25/02/1997 (date fin de forage) à une profondeur de 3473.71 m, le puits avec un complétion LCP Liner Cimenté Perforé avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone Centrale 14 (section E) du champ de Hassi Messaoud. Entretenu par injection d'eau en continue pour dessalage, La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021. [18]



FigureV.1 Carte de localisation du puits MD480 [18]



FigureV.2 Profil de Production du puits MD480 [18]

Tableau V.2 Les paramètres du well test de puits MD480 [18]

Test	Date	PG	PFD	PT	Debit		IP	HKP	Skin	Duse
		(kg/cm <sup>2</sup> )	(kg/cm <sup>2</sup> )	(kg/cm <sup>2</sup> )		(m/h)				
DST	3/20/1997	274.19	171.32	37.74	Huile	3.71	.037	386	50.3	9.53
BUILD UP	2/3/1998	237.45	197.28	45.6	Huile	5.83	.159	410	6.64	12.7
PFD	4/1/2007	253.31	--	30.5	Huile	7.29	0	--	-	19.05
PFS	12/24/2012	238.26	--	--	--	--	--	--	-	-
PFS	4/3/2019	202	--	52	--	--	--	--	-	-

**Tableau V.3 Les Derniers opérations du puits [18]**

<b>PUITS</b>	<b>Date Début</b>	<b>Type d'opération</b>	<b>BUT</b>
MD480	19/03/2020	Workover	Intégrité de puits
MD480	21/09/2020	Diagraphie	SBT Tie Back 4' 1/2
MD480	14/10/2020	Wireline	Contrôle
MD480	13/12/2020	Coiled Tubing	Tube clean + kick off
MD480	16/01/2021	Snubbing	Descente CCE 1'660

### V.3 Problèmes du puits : [18]

Le puits **MD480** est connu par les problèmes de sels NaCl et des sédiments, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute de la production du puits, Après une opération work-over Le potentiel du puits à diminuer, le puits produis par intermittence.

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

#### ❖ **Investigation par jaugeage :**

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

**Tableau V.4 Dernier jaugeages de puits MD480 [18]**

Date Mesure	Diam. Duse (m)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée
3/21/1998	15.88	600	10.87	2582.56	212	33.2	12.5	6.8	.808		-	-	-	48	0.443	0	
1/21/2000	19	1440	8.69	2260.88	248	25.8	14	6.3	-		-	-	-	45	0.595	0	
12/17/2003	19.05	600	6.72	2489.77	362	14.1	11.6	4.2	-		-	-	-	32	0.39	0	
6/17/2008	18.26	600	4.5	1595.08	354	36.7	13.8	4.89	.793		-	-	-	38	1.5207	0	
11/9/2009	12.7	-	1.21	167.81	139	35	15	2.55	.8		-	-	-	10	2.8161	0	0
1/7/2011	12.7	600	1.81	364.14	202	54	15	4.28	.796		-	-	-	12	2.9021	0	0
1/10/2013	13	600	1.4	83.30	59	32	12	2.86	.798		-	-	-	14	4.2588	0	0
2/10/2021	13	1440	1.19	1096.81	65	23.2	13.8	3.76	.798		-	-	-	19	0.7364	0	0
<b>Après la double Ijection Eau&amp;Gaz</b>																	
3/9/2021	13	1440	4.67	1730.54	371	38	16.3	31.61	.797		231	106	10591	25	0.8228	1352	1500
3/10/2021	13	1440	4.83	2279.14	472	46.3	16.4	16.58	.8		227	113	21019				

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

- Une diminution excessive de débit de **10.87 m<sup>3</sup>/h** jusqu'au **1.19 m<sup>3</sup>/h** correspond à une chute de **9.68m<sup>3</sup>/h** ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.
- La variation des valeurs du GOR est indépendante aux valeurs de débit de production [212--65]

### ❖ **Mesure de la salinité du puits : [18]**

Depuis la mise en exploitation du réservoir de Hassi Messaoud, il s'est avéré nécessaire de laver à l'eau le tubing et le découvert de certain puits pour dissoudre les ponts de sel, donc pour éviter le dépôt de NaCl, le lavage à l'eau (périodique or continu), paraît la solution la plus indiquée ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas se poser lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement.

D'après des mesures fréquentes de la salinité du puits (chaque 15jours) au niveau de laboratoire de HMD, Il y a une augmentation de la salinité du puits, qui cause un bouchage courant dans le wellbore, ce dépôt de sel nécessite une solution permanente pour résoudre ce problème qui impacte la performance de production du puits.

La salinité est déterminée à partir d'un réfractomètre, c'est un outil qui se trouve dans le chantier ou le laboratoire, d'après l'expérience sur le réservoir Hassi Messaud et l'étude PVT, le débit optimum c'est le débit d'eau injecté qui fournit une salinité inférieure à 295g/l.

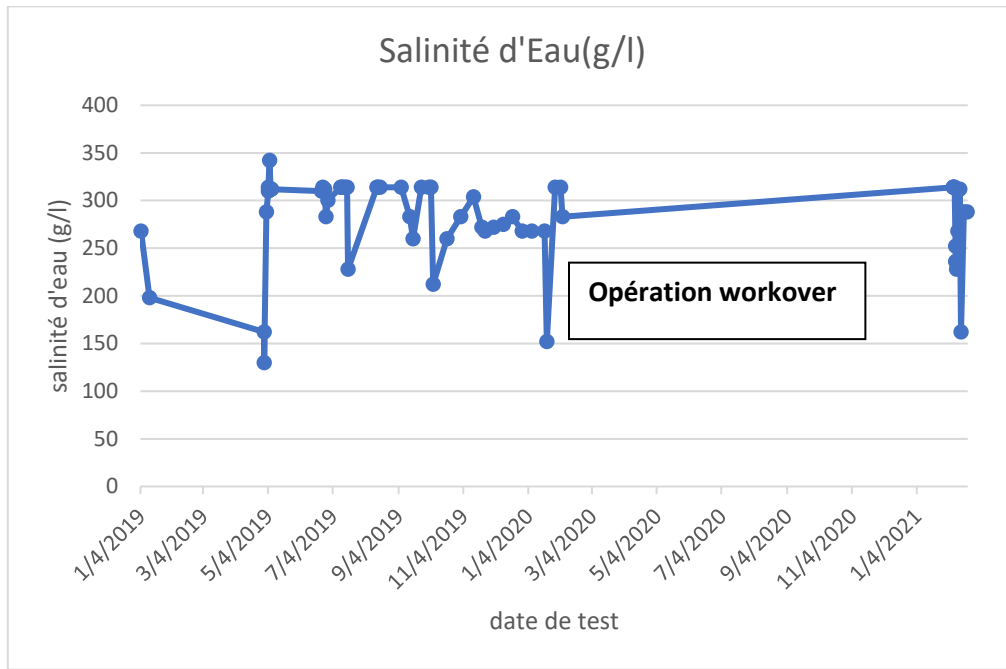


Figure V.3 Diagramme De La Salinité [18]

**V.4 Solutions proposés : [18]**

D’après l’analyse de jaugeage et la salinité, ce puits comprend deux problèmes de dessalage et d’activation, donc la solution pour ces deux problèmes est faire une double injection Eau & Gaz pour minimiser les dépôts des sels et activer le puits

Pour le dessalage le puits nécessite une injection d’eau continue pour diminuer la salinité et assurer la continuité de production de puits avec un débit d’eau optimum par l’installation d’une pompe BS&B.

Car il y a un drop de la pression de gisement et de diminution de GOR, on propose l’activation du puits par l’injection du gaz lift à travers CCE.

**V.5 Détermination du débit d’eau optimum pour le dessalage : [18]**

La méthode d’optimisation de débit injecté pour le traitement des sels c’est la quantité d’eau injecté qui permet la productivité stable et permanent du puits 24/24h sans formation des dépôts au niveau de wellbore, et tubing ou bien la duse.

**Débit d’eau optimum : 700L/MIN**

**Tableau V.5 Rapport Entre La Salinité Et Le Débit Injecté [18]**

Puits	Débit injecté (l/min)	Salinité	Diff de pression	Observation
MD480	300	320	14	
MD480	700	260	10	Débit Optimum
MD480	1200	240	6	
MD480	1500	210	2	

### V.6 Optimisation de gaz lift : [18]

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

- Pertes de charge par gravité dues au poids de fluide.
- Pertes de charge par friction de l'effluent avec les parois de la colonne et par frottements des fluides les uns aux autres. A partir de la figure ci-dessous, on constate que les pertes de charge totale passent par un minimum, la perte de charge due au poids de fluide décroît en fonction du débit de gaz alors que la perte de charge par friction augmente. Le minimum des pertes de charge totale correspondra à un  $Q_{ginj}$  optimum, si on fait augmenter la quantité de gaz injectée, nous aurions une augmentation des pertes de charge totale et une diminution de la production.

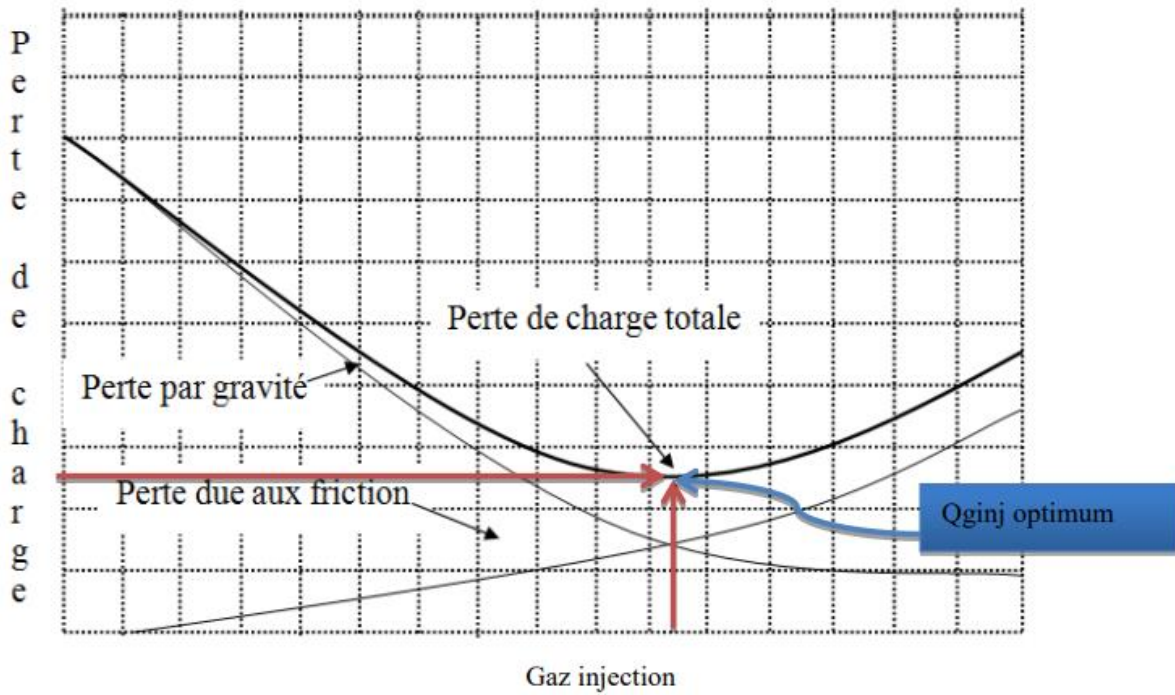


Figure V.4 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz

**V.7 Procédure d’optimisation : [18]**

Le débit maximal d’un puits en gaz-lift est en fonction:

- Des caractéristiques du réservoir (IPR)
- Des caractéristiques de l’installation (VLP)

Dans l’optimisation d’un puits en gaz-lift, on va chercher à évaluer le débit de gaz qu’on doit injecter pour avoir le maximum de production, c’est-à-dire le débit optimal. Le débit optimal peut être tiré d’un graphe de débit de production en fonction de débit de gaz d’injection, il représente le point optimum au-delà duquel l’augmentation du débit d’injection revient à diminuer la production. Cette courbe est appelée la courbe de Performance de gaz lift ou courbe de GAUSSE.

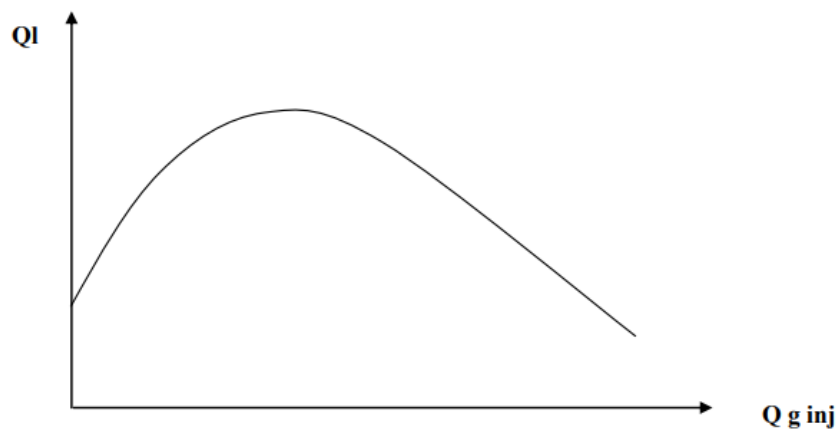


Figure V.5 Courbe de GAUSSE



L'objectif donc est de tracer la courbe de Performance de gaz lift de chaque puits à optimiser, Pour cela on va suivre les étapes suivantes :

**a) Courbe IPR (INFLOW)**

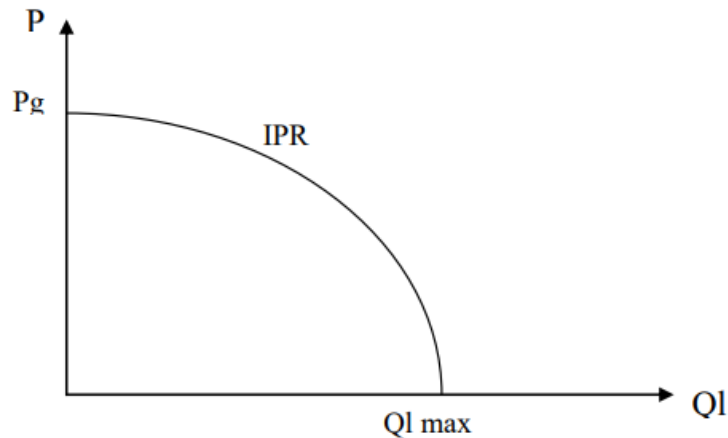
Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour  $P_b < P_{wf}$  ;
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour  $P_r < P_b < P_{wf}$  ;
- l'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour :  $P_{wf} < P_b < P_r$

Pour notre cas où on a  $P_r < P_b$ , on va utiliser l'équation de VOGEL, qui a la forme suivante :

$$\frac{q_0}{q_{max}} = c + b \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) + a \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad \dots\dots\dots(V.1)$$

Puis on sélectionne les débits d'huile  $Q_0$  tel que  $Q_0 < Q_{max}$  et on détermine les pressions de fond dynamique  $P_{wf}$ , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe  $P_{wf} = f(Q_0)$  qui nous donne l'allure suivante :



**Figure V.6 Courbe de l'IPR (INFLOW)**

**b) Courbe VLP (OUTFLOW)**

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PEPESIM on a :

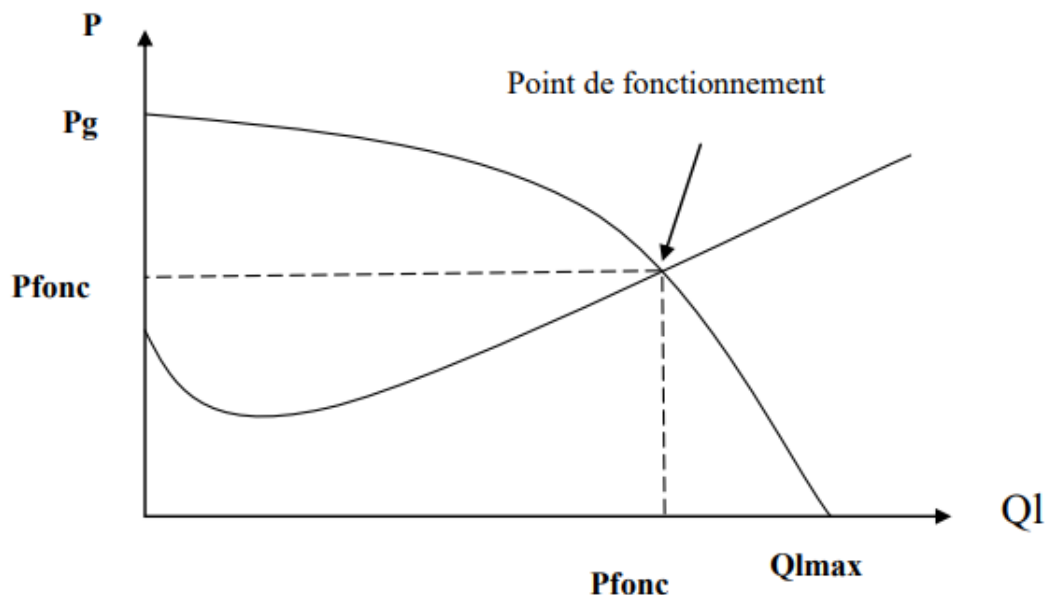
- La corrélation de Poetmann & Carpenter ;
- La corrélation de Fanher &Brown ;

- La corrélation de Hagedorn & Brown ;
- La corrélation de Beggs & Brill.

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats qui sont proches de ceux qui sont mesurés.

Donc on utilise la corrélation de Beggs & Brill Revised pour déterminer les pressions de fond dynamique Pfd correspondantes aux débits d'huile choisis Ql en fixant le Qg inj. Puis on porte les points obtenus (Pfd, Ql) sur le même graphe de IPR, et on les relie pour construire la courbe Outflow.

On saisit les données de complétion et de réservoirs pour le puits MD480 dans le pipesim qui va dessiner des différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-dessous :



**Figure V.7 Courbe de l'Inflow et l'Outflow**

Le point d'intersection des deux courbes (IPR), (VLP) sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits. A ce point, le débit de formation est égal au débit de production, c'est un débit optimal pour une quantité de gaz injectée optimale.

**c) Construire les autres courbes de (VLP) .:**

Choisir d'autres débits d'injection et à chaque fois, tracer la courbe TPC correspondante comme précédemment. On obtient alors le schéma suivant :

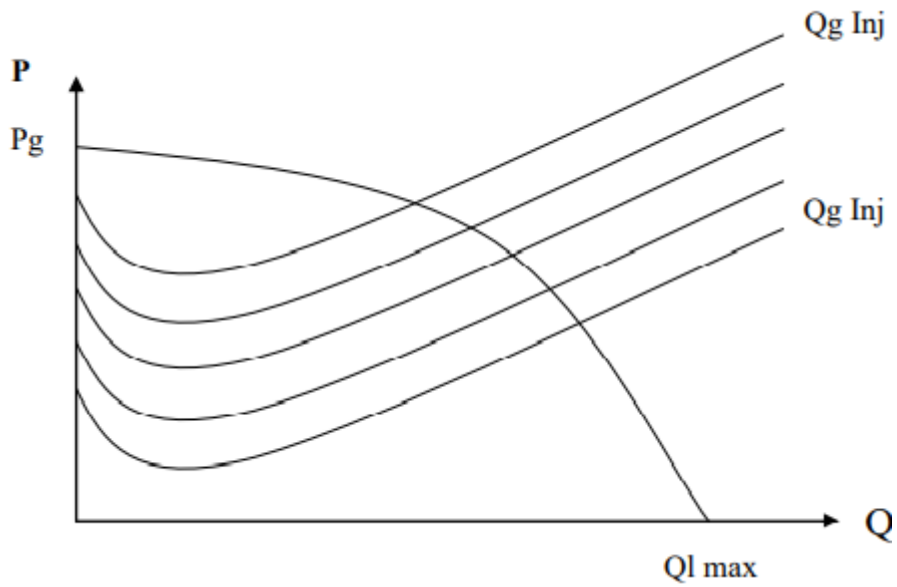


Figure V.8 Courbe de différentiel de débit de gaz injecter

d) Courbe de performance du gaz-lift

Relevons les débits liquide  $Q_l$  correspondants à tous les points de fonctionnement et on les porte sur un graphe  $Q_l = f(Q_{g\text{inj}})$ , puis relier ces points pour obtenir la courbe de performance de gas-lift.

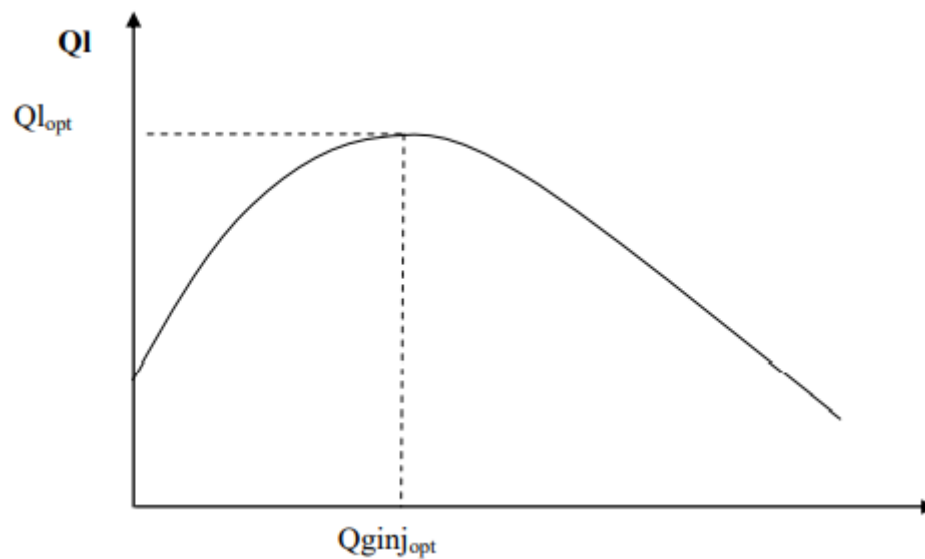


Figure V.9 Courbe de Performance du Gaz lift

## V.8 Aperçu sur le logiciel PIPESIM : [18]

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

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

Avec le PIPESIM nous pouvons :

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

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

### V.8.1 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM: [18]

A partir de la DATA BANK, on prend les résultats des différents tests et jaugeages faits sur les puits choisis, et les données techniques de ces puits. Les données nécessaires à partir :

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

Figure V.10 Tubulaire Du Puits

^ COMPLETIONS

	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
				m	m	m			
1	Cpl	Vertical	Single point	/	3426	/	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Well PI
+									

Reservoir Sand Fluid model

Reservoir pressure: 202 kgf/cm2 g

Reservoir temperature: 120 degC

IPR basis:  Liquid  Gas

Productivity index: 4,7 sm3/(d.bar)

Use Vogel below bubble point:

Use test data:

Figure V.11 Les Paramètres De Complétion

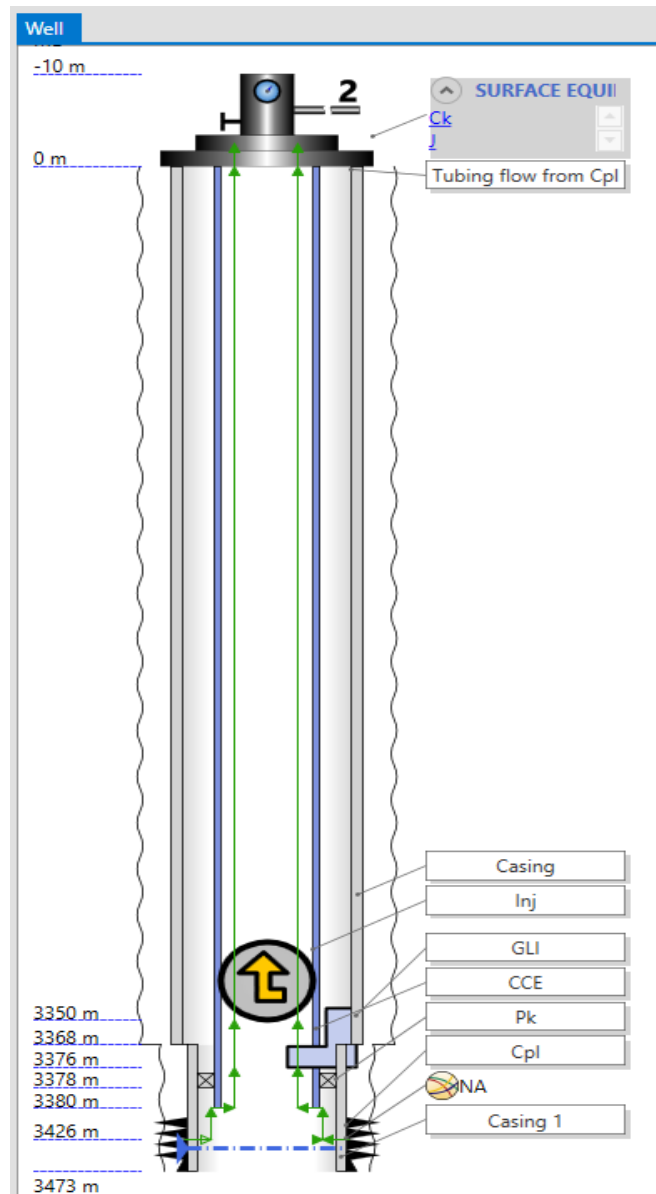


Figure V.12 Complétion Modelé Par Le PIPESIM

### V.8.2 Détermination de corrélation de RMS (root mean squared) : [18]

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

Les relations RMS :

$$RMS_P = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_p} (P'_{i} - P_i)^2}}{\sqrt{n_p}} \dots\dots\dots (V.2)$$

$$RMS_T = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_T} (T'_{i} - T_i)^2}}{\sqrt{n_T}} \dots\dots\dots (V.3)$$

$$RMS_L = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_L} (L'_{i} - L_i)^2}}{\sqrt{n_L}} \dots\dots\dots (V.4)$$

Où :

- RMS<sub>p</sub> = RMS erreur calculée pour la correspondance de pression.
- P'<sub>i</sub> = Valeur de pression prévue pour l'observation i<sup>th</sup> à partir de la corrélation de débit
- P<sub>i</sub> = Valeur de pression mesurée ou observée pour l'observation i<sup>th</sup>
- n<sub>p</sub> = Nombre d'observations de pression
- RMS<sub>T</sub> = Erreur quadratique moyenne calculée pour Correspondance de température
- i = Valeur de température prédite pour l'observation i<sup>th</sup> à partir des modèles de transfert de chaleur
- T' = Valeur de température mesurée ou observée pour l'observation i<sup>en</sup>
- n<sub>T</sub> = Nombre d'observations de température
- RMS<sub>L</sub> = Erreur quadratique moyenne calculée pour Liquid holdup match
- L'<sub>i</sub> = Valeur de rétention de liquide prédite
- L<sub>i</sub> = Valeur de rétention de liquide mesurée ou observée
- n<sub>L</sub> = Nombre d'observations de rétention de liquide

**Tableau V.6 valeurs de RMS pour chaque corrélation de puits MD480**

corrélation	RMS
<b>ANSARI</b>	<b>57</b>
<b>BBR</b>	<b>27</b>
<b>GOMEZ 1</b>	<b>152</b>
<b>GRAY M</b>	<b>414</b>
<b>NOSLIP</b>	<b>563</b>
<b>THB</b>	<b>489</b>

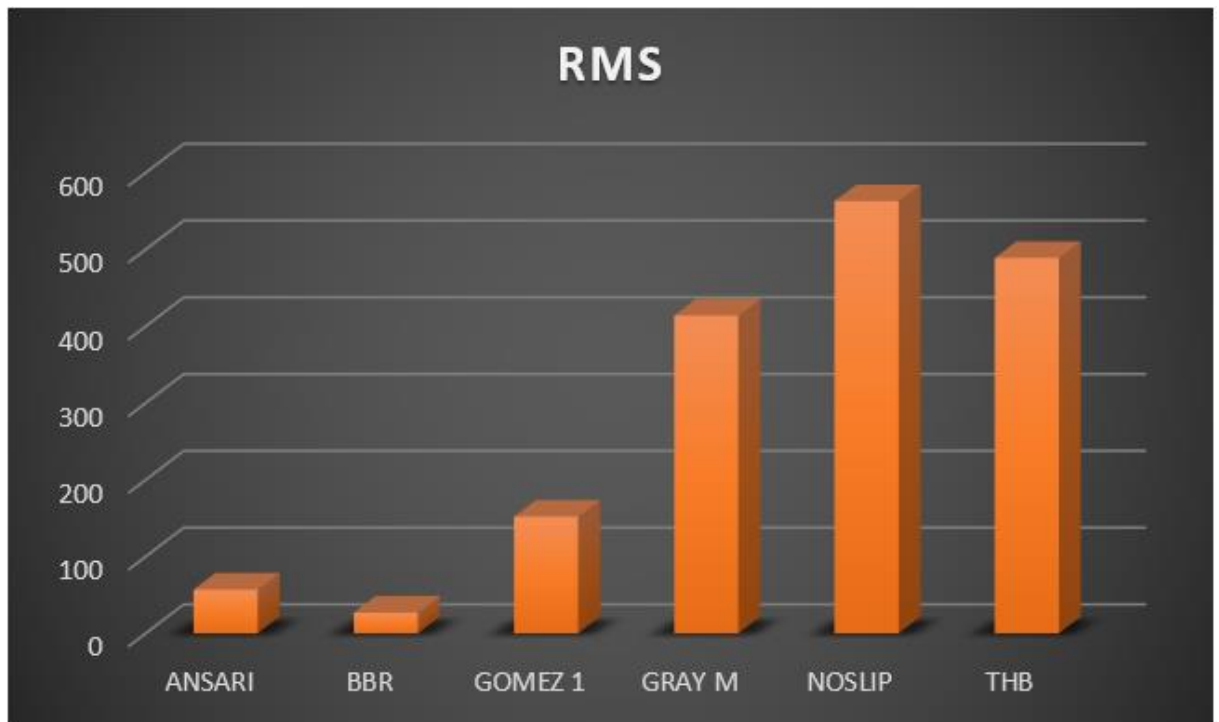


Figure V.13 Résultats Obtenus Par Data Matching

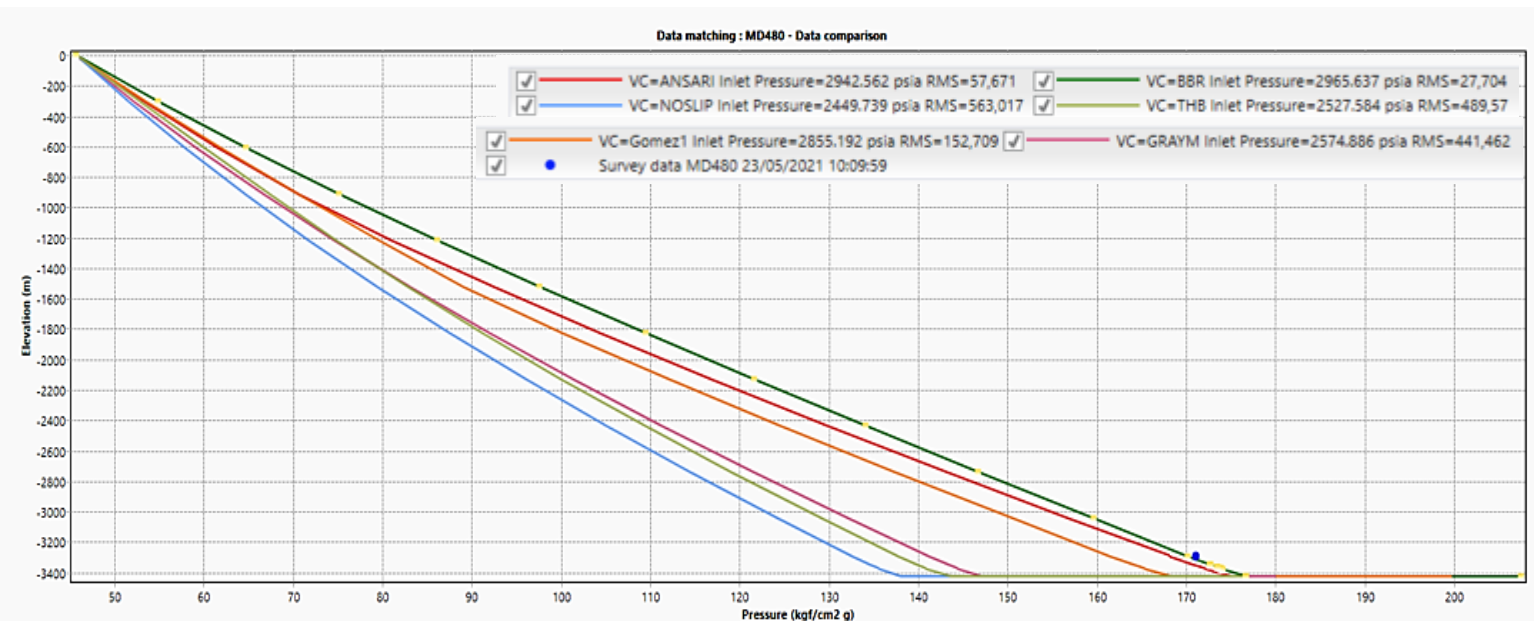


Figure V.14 Diagramme des corrélations de puits MD480

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



### V.9 Performance du puits :

On a introduit les données de Build Up et de jaugeage du puits MD480 dans le logiciel pour déterminer le point de fonctionnement de system

- Température de gisement  $T(C^{\circ}) = 120$  c.
- Pression de gisement = 202 kg/cm<sup>2</sup>
- Densité moyenne d'huile, API = 43
- Densité de gaz  $d_g = 0.712$
- Densité de l'eau  $d_w = 1.02$
- $R_s (m^3/m^3) = 194$
- $P_b (kg/cm^2) = 192$
- GOR : dans la modélisation de pipesim on utilise le  $R_s$ , c'est le GOR dans le réservoir, Dans notre étude ça valeur est  $R_s=194$

### V.10 Matching du dernier well test (BU):

Les données de base pour ce test sont :

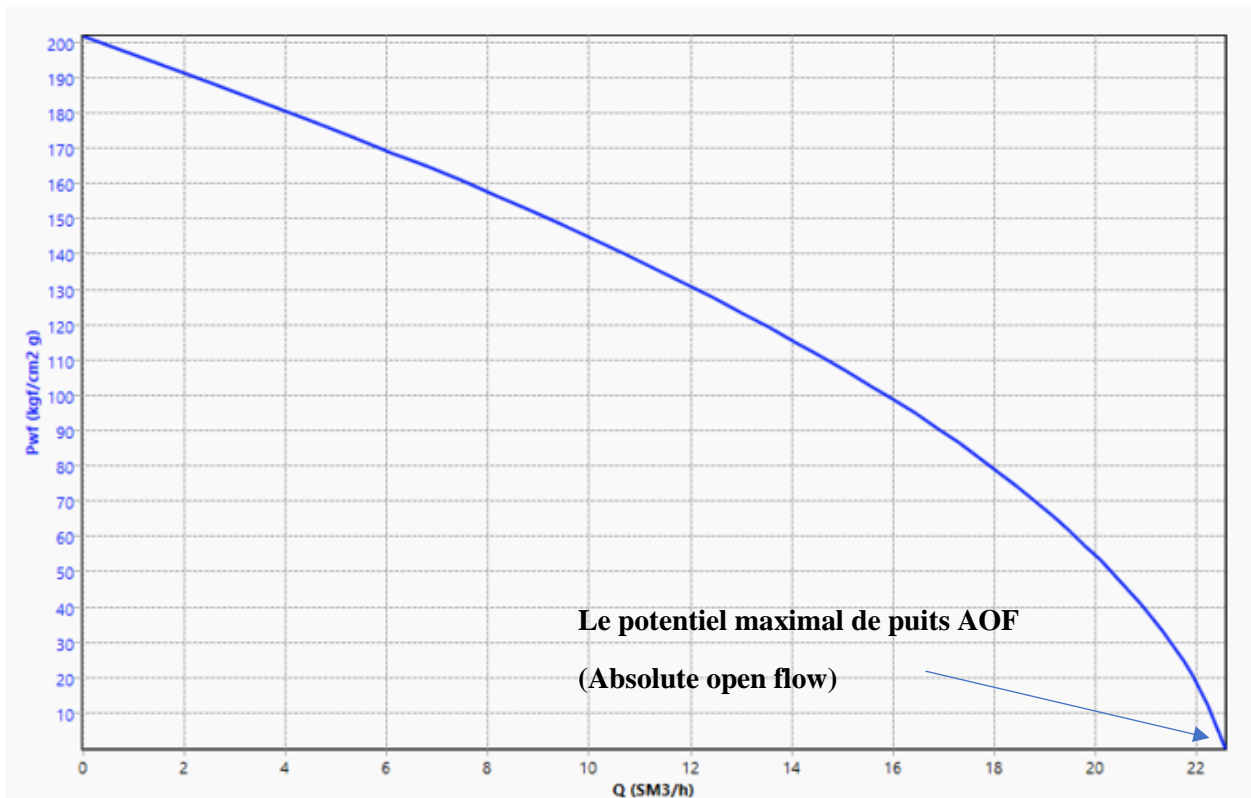
➤ **Pour l'Outflow :**

- **Qhuile** = 5.83 m<sup>3</sup>/h
- **Ptête** = 45.6 kg/cm<sup>2</sup>,      **Température tête : 34°C**
- La corrélation de Beggs&Brill Revised (BBR) pour l'écoulement vertical.
- **Diamètre extérieur du Tubing:** 4' 1/2 de 0 à 3293 m  
(ID = 3.92 inches, wall thickness = 0.29)
- **MD** = 3473 m
- **Diamètre de la duse** = 17 mm

➤ **Pour l'Inflow :**

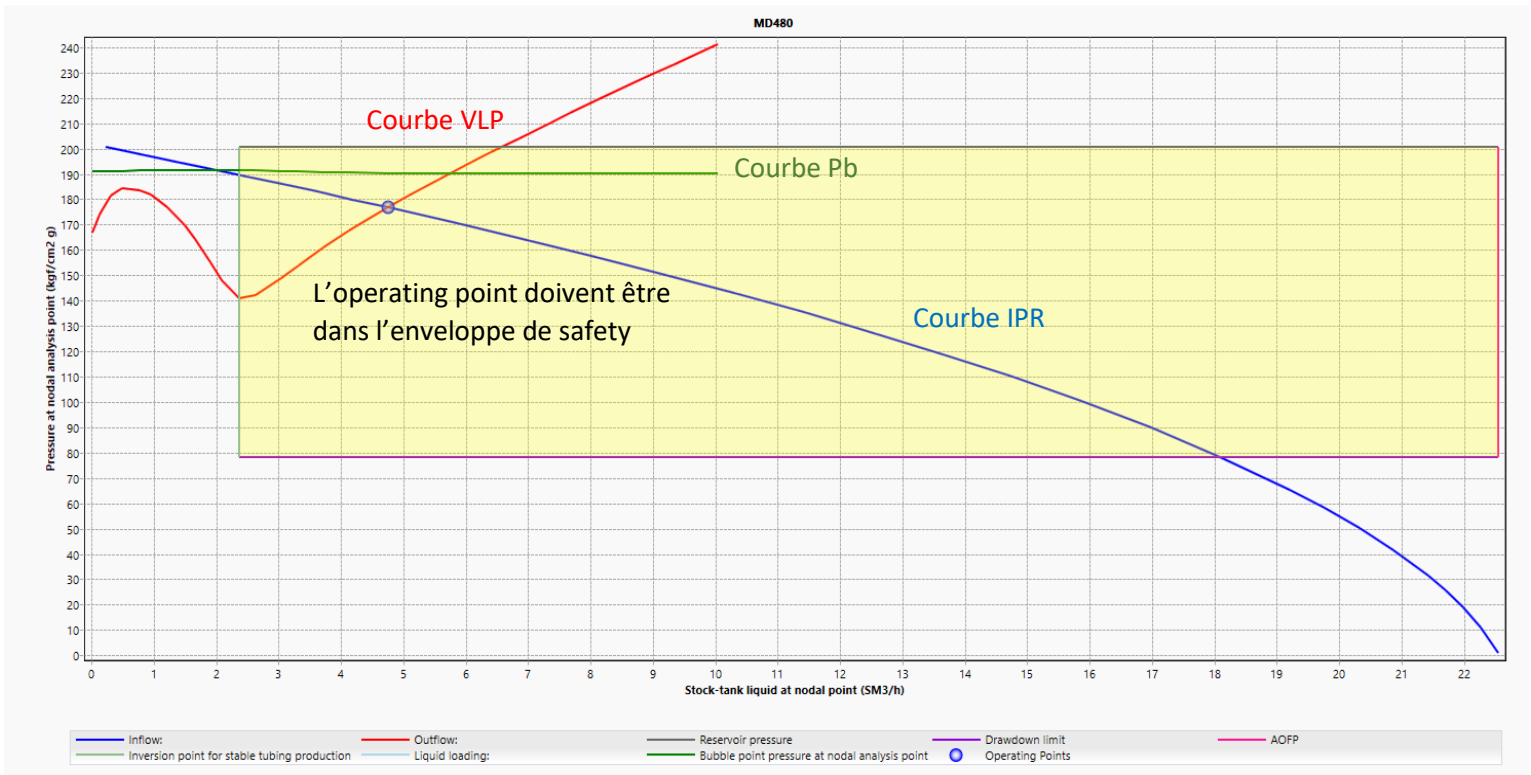
- **Pg**=237.45 kg/cm<sup>2</sup>

- **Pfd**=197.28 kg/cm<sup>2</sup>
- **IP** =0.195 m<sup>3</sup>/h/kg/cm<sup>2</sup> = 4.7 m<sup>3</sup>/j/kg/cm<sup>2</sup>



**Figure V.15 Courbe IPR De Puits MD480**

Le matching est obtenu par la détermination de la valeur GOR, qui donne un point de fonctionnement qui correspondent au  $Q_{huile}$  et  $P_{fd}$  du Well test et donne les résultats suivants : (voir figure ci-dessous)



**Figure V.16 L'Analyse Nodale du puits MD480**

**V.11 La performance du gaz-lift du puits MD480 : [18]**

Dans notre étude la complétion est constituée d'un tubing de production 4'1/2 et d'un concentrique CCE 1'660 à l'intérieur du tubing pour l'injection du gaz (état actuel). L'écoulement de l'huile se fait par l'espace annulaire Tubing CCE. A partir des résultats précédant, on peut tracer la courbe de performance du gaz-lift pour le puits MD480.

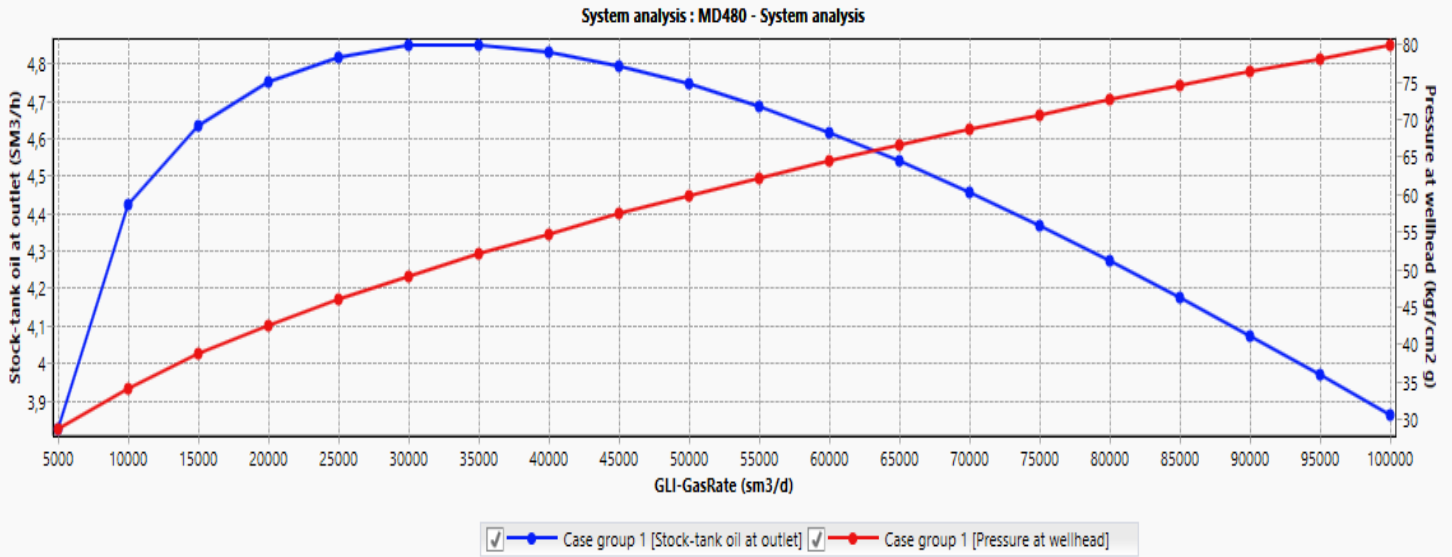


Figure V.17 La courbe de performance du gaz-lift MD480

D’après cette courbe, on remarque que le débit d’injection du gaz optimum est de l’ordre de 20000 sm3 /j, qui est correspond à un débit maximum d’huile de 4.7 m3 /h, si on dépasse ce débit d’injection on aura une chute de production, mais le choix de débit de gaz optimum il donne un débit d’huile de 4.7 m3 /h.

	GLI-GasRate sm3/d	Stock-tank oil... SM3/h	GLI-GasRate sm3/d	Pressure at we... kgf/cm2 g
	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]	Case group 1 [...]
1	4999,906	3,823055	4999,906	28,63959
2	10000,09	4,422155	10000,09	34,10046
3	15000	4,631568	15000	38,59222
4	19999,91	4,751069	19999,91	42,44657
5	25000,09	4,817299	25000,09	45,89442
6	29998,87	4,846398	29998,87	49,04266
7	34999,62	4,848207	34999,62	51,96029
8	40000,38	4,82908	40000,38	54,69162
9	45001,13	4,793271	45001,13	57,26978
10	49999,06	4,744169	49999,06	59,71698
11	54999,81	4,684106	54999,81	62,05449
12	60000,57	4,614939	60000,57	64,29549
13	65001,32	4,538099	65001,32	66,45174
14	69999,24	4,454777	69999,24	68,53172
15	75000	4,365804	75000	70,54584

Débit optimum

Figure V.18 Détermination de débit optimum de gaz lift

## V.12 Comparaison de débit d'huile avant et après l'optimisation :

Tableau V.7 Comparaison de résultat avant et après la Double injection

<i>Puits</i>	<i>Q huile (Sm<sup>3</sup>/j)</i>		<i>Q gaz Optimum</i>	<i>Le gain</i>
	<i>Q huile avant l'optimisation</i>	<i>Q huile après l'optimisation</i>		
<i>MD480</i>	<i>28.56</i>	<i>107.28</i>	<i>20000</i>	<i>78.72 (Soit un gain de 63T/j)</i>

## V.13 Résultats et discussion :

Le puits MD480 est situé dans une zone déplétée, la pression actuelle est autour du 202 kg/cm<sup>2</sup>.

La Nécessite d'un débit de gaz-lift de 20000 Sm<sup>3</sup>/j pour assurer l'évacuation l'eau de dessalage.

Faire une jaugeage d'optimisation de gaz lift Pour confirmer le débit d'huile optimum à travers les résultats de la modélisation PIPESIM.

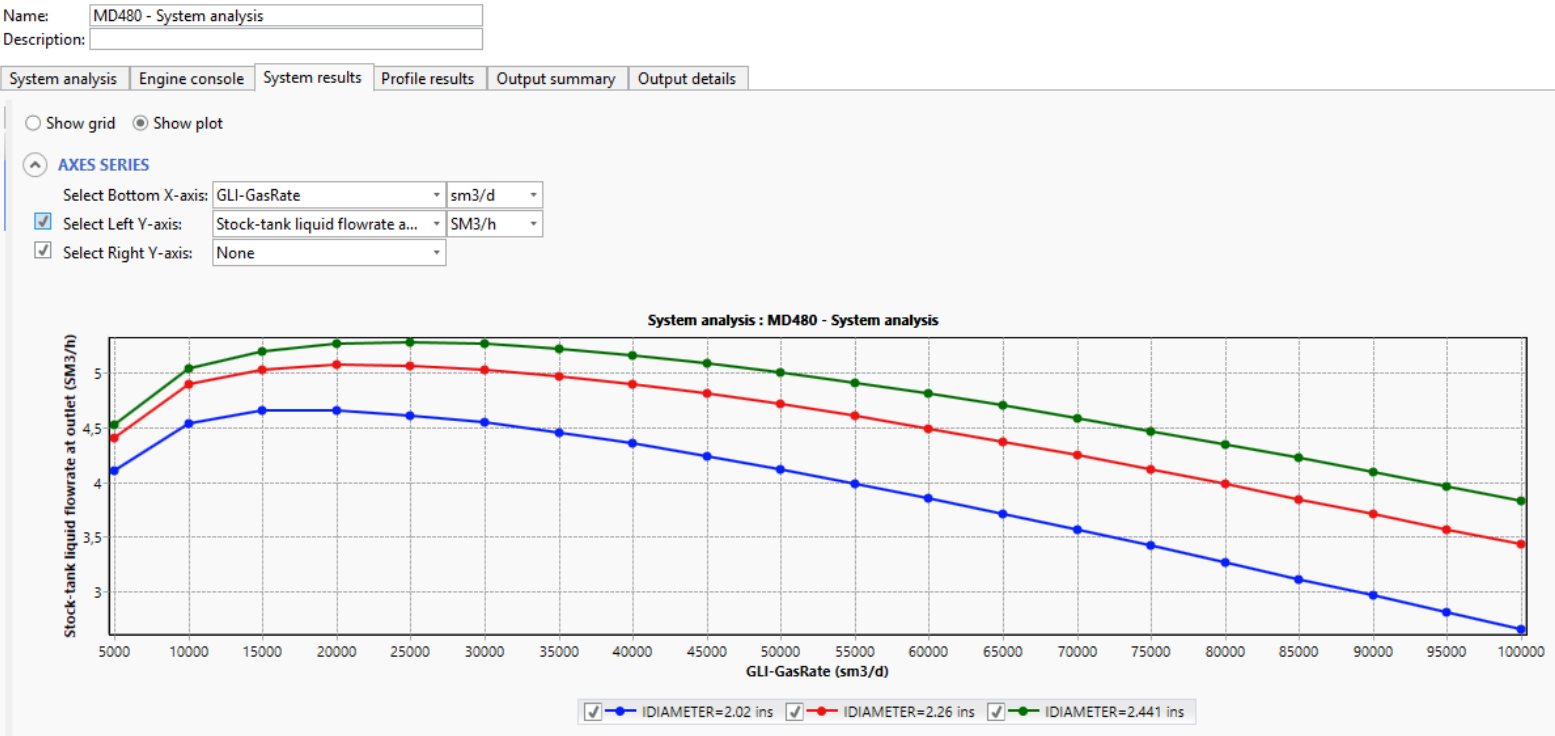
## V.14 Les paramètres influençant le gaz-lift : [18]

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

- Diamètre extérieur de concentrique
- La duse
- Pression de gisement

**V.14.1 Influence du diamètre extérieur du concentrique :**

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



**Figure V.19 L’évolution des diamètres de CCE sur la Production GL**

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

**Tableau V.8 Les résultats des Variation de diamètre extérieur de CCE MD480**

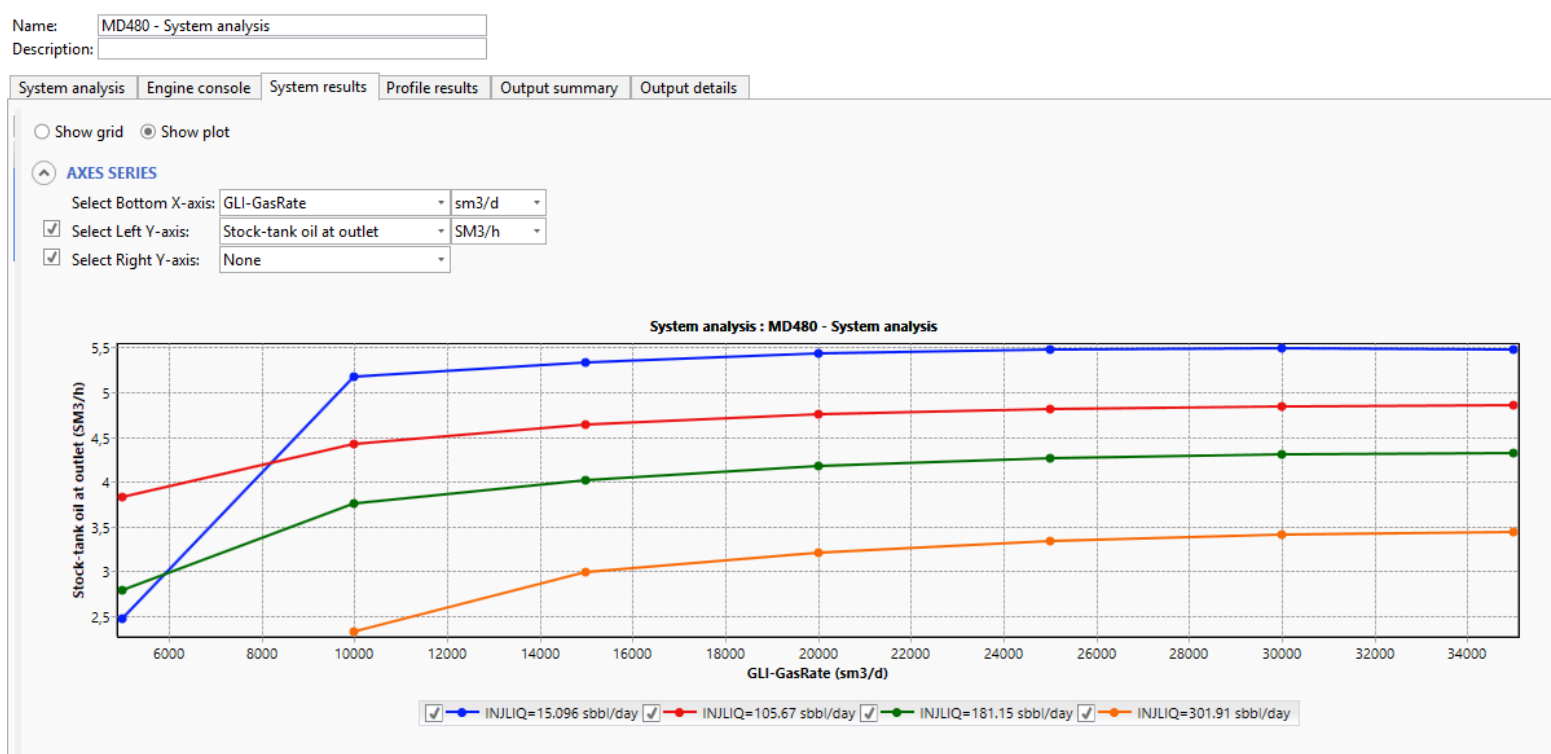
Diamètre extérieur du CCE (inche)	Qh max Sm3/j	Qg inj
1 "660	<b>107.28</b>	<b>20000</b>
1"900	<b>121.44</b>	<b>20000</b>
2"7/8	<b>126</b>	<b>20000</b>

D’après ce Tableau on remarque que l’augmentation de diamètre du concentrique fait augmenter la production par l’augmentation de la surface de production à partir de l’espace

annulaire entre le tubing et le concentrique, donc le diamètre qui donne une production plus grande est  $\varnothing_c = 2\text{''}7/8$ .

**V.14.2 L'influence de l'eau d'injection sur la production :**

Pour étudier l'effet de l'eau d'injection sur la production du puits MD480 on a fait une sensibilisation sur la quantité d'injection, Pour cela on fera un calcul prévisionnel des quantités de gaz à injecter pour différentes valeurs d'eau injecté. Lors de l'augmentation du pourcentage d'eau, la colonne s'alourdit, donc la production chute ce qui nous oblige à injecter plus de gaz. Ensuite on fait une étude sur l'effet de l'évolution de l'eau d'injection sur la production, les résultats sont exprimés sur la figure suivante :



**Figure V.20 L'influence de l'eau d'injection sur la production**

**V.14.3 L'influence du diamètre de la duse :**

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

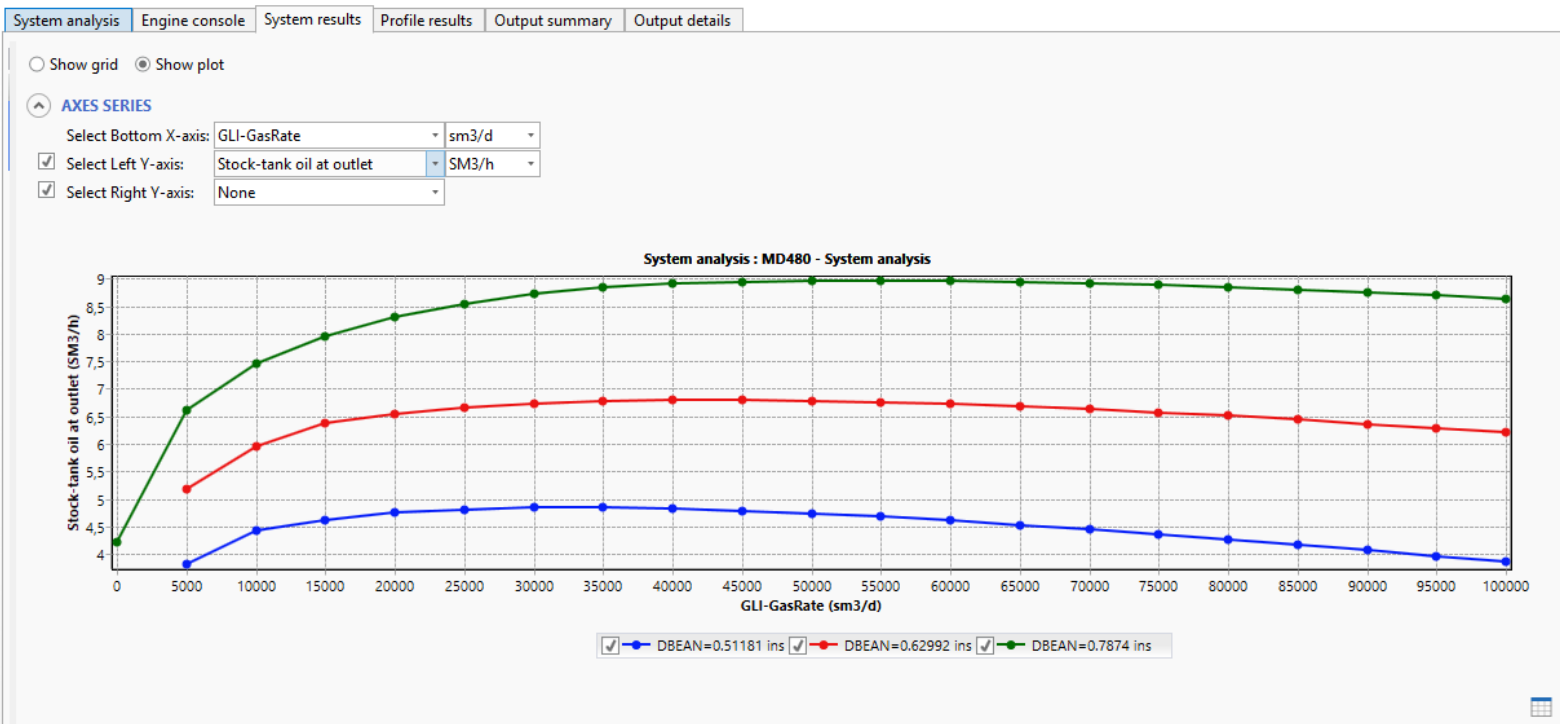


Figure V.21 L'influence du diamètre de la duse

## V.15 Optimisation de performance de la double injection sur les puits etudies :

### V.15.1 Les data utilisée

A partir des données de dernier Test, PVT, Complétion et Jaugeage on va faire l'optimisation sur cinq (05) puits, les données de ces puits sont récapitulées dans les tableaux suivantes :



Tableau V.9 Les Data utilisées des puits [18]

Données	MD480	MDZ704	OMG503	MD711	MD457
pression de gisement(kg/cm2)	202	276	264	190	206
API huile	43	43	43	43	43
Spécifique gravité gaz	0.712	0.712	0.712	0.712	0.712
densité Eau	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Rs	194	154	124	157	163
tubing	4"1/2	4"1/2	4"1/2	4"1/2	4"1/2
MD(m)	3479	3121	3367	3297	3294
complétion	LCP	LPP	Open Hole	crépiné	LCP
CCE	1"660	1"660	1"660	1"660	1"660

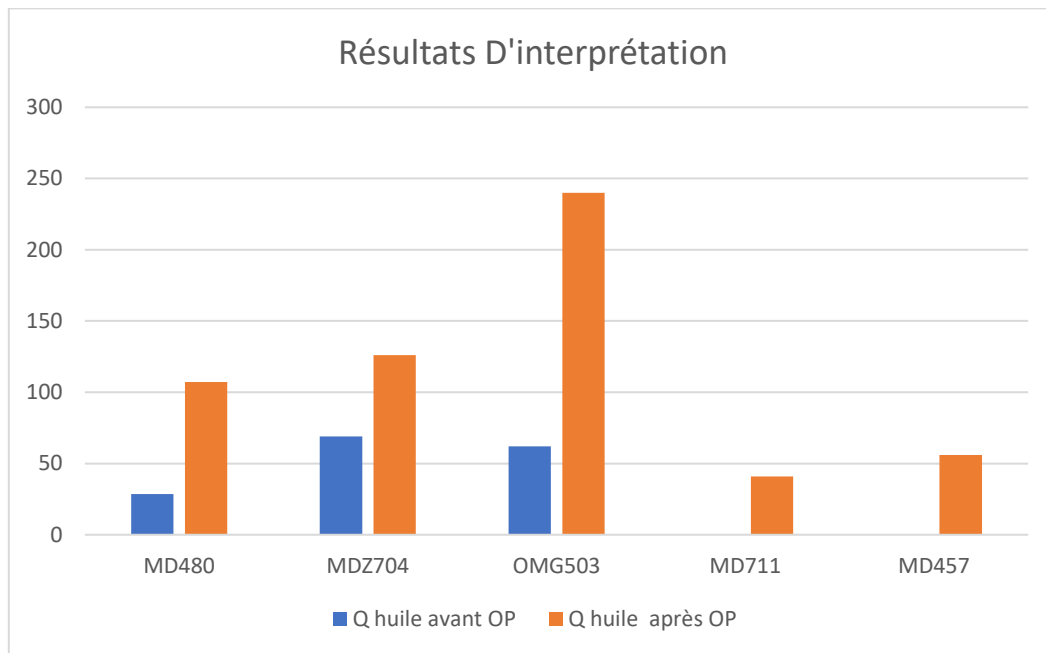
### V.15.2 Résultats d'optimisation obtenus :

Tableau V.10 Résultats d'optimisation

Puits	Q huile (Sm3/j)		Q gaz Optimum	Le gain
	Q huile avant l'optimisation	Q huile après l'optimisation		
MD480	28.56	107.28	20000	78.72(Soit un gain de 63T/j)
MDZ704	69	126	18000	57
OMG503	62	240	10000	178
MD711	0	41	80000	41
MD457	0	56	25000	56

### V.15.3 Le gain obtenu par la double injection :

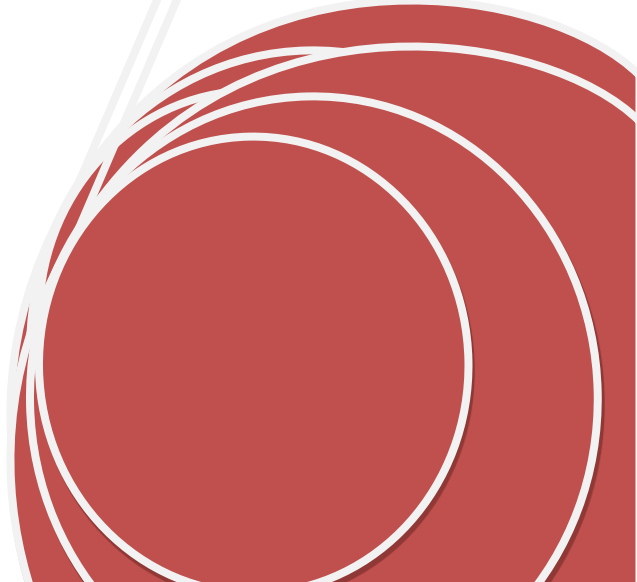
On conclusion, le diagramme suivant représente le gain important obtenus par l'optimisation du performance des puits après l'application de dessalage continue et l'activation par gaz lift .



**Figure V.22 les Résultat de l'optimisation par le logiciel PIPESIM**

### **Conclusion :**

D'après les résultats obtenus par les puits étudiés, on conclue que cette optimisation a donné des bonnes résultats, a augmenté le gain de production, sans gaspiller un grand débit d'injection d'eau et de gaz.



**CONCLUSION  
ET  
RECOMMANDATIONS**

### Conclusion

Le but principal de ce travail est d'optimiser la performance des puits salés non éruptifs par l'injection double (Eau & gaz) qui se fait par l'évaluation de l'impact des dépôts des sels et la déplétion de gisement sur le champ de Hassi Messaoud en tenant compte le système de dessalage qui permet une productivité permanente de puits et l'activation par gaz lift pour le cheminement de fluide depuis le réservoir jusqu'à la surface avec des paramètres de puits optimal ( le débit d'huile et de gaz).

- La performance du puits MD480 est améliorée par un gain important sur le débit d'huile et un régime de production permanente avec de minimum pourcentage de la salinité avec un débit optimum de gaz lift.
- De préférence de changer la pompe BS&B par un réseau pressurisé. Pour le puits MD480
- Les dépôts de sels se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression (le problème apparaissant dans toutes les zones de champ HMD).
- Pour éviter le dépôt de NaCl, le dessalage continu est la solution la plus appliquée qui permet d'éliminer ce problème dans les puits à faible et moyenne salinité en évitant les perturbations et les retards dans l'exécution.
- Le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé sur le gisement d'huile de Hassi Messaoud,
- La complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plupart des puits de Hassi Messaoud.
- L'optimisation des puits gaz-lift en déterminant un point de fonctionnement du Puits, l'injection d'un débit de gaz optimal correspondant à un maximum de débit d'huile produit.
- Le gain de production du puits MD480 est de  $78.72 \text{ Sm}^3/\text{j}$ .
- L'Optimisation qu'on a réalisée sur les cinq (05) puits, donne un gain de production de  $410.70 \text{ Sm}^3/\text{j}$

## Conclusion et Recommandations

---

- L'augmentation de l'eau d'injection est inversement proportionnelle à la production du puits Gaz-Lift.

### Recommandations

- Généraliser le dessalage pressurisé au champ HMD
- Mis en place des équipements de mesure de débit d'eau injecté et la salinité et impliquer sur l'installation de la surface, Pour maîtriser les concentrations de l'anti-dépôt en cas de changement de débit d'eau
- Faire des études SARA sur le fluide de gisement pour mettre à jour les données PVT.
- Assurer un contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection de gaz pour un bon fonctionnement des puits gaz-lift.
- Programmer des tests périodiques sur les puits pour mieux analyser le comportement du réservoir.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.
- Approprié un schéma d'injection pour le maintien de pression afin de limiter le déclin de la pression de gisement.
- Généralisé le chemisage sur tous les puits pour faciliter les opération d'intervention sur les puits.
- Garantir une bonne surveillance des puits gaz lift afin de limiter le recours aux opérations d'entretien des puits tel que le Snubbing ou le Work-Over.

A decorative graphic consisting of three red circles of varying sizes, each containing several concentric white circles. The circles are arranged in a triangular pattern, with the largest one at the top right, a smaller one in the middle, and another large one at the bottom right. Light gray lines connect the centers of these circles, forming a triangular shape. The background is white.

# **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] Mémoire fin de formation IAP, Impact des dépôts Organiques et Inorganiques sur la Production du Champ de Hassi-Messaoud (Sud) Juillet (2017).
- [2] Documentation Sonatrach, Présentation sur le champ HMD – (2018)
- [3] Chambre Syndical de la Recherche et de la Production du Pétrole et de Gaz Naturel, “Production Et Traitements Des Pétroles Bruts Salés”, Edition Technip, (1976).
- [4] M. BENSEDDIK et S. MADACI, « Optimisation des puits salés non éruptifs choix d’une complétion adéquate », Mémoire master, Université Kasdi-Merbah Ouargla, (2013).
- [5] Jagannathan Mahadevan, “Productivity loss in gas wells caused by salt deposition”, University of Tulsa, SPE, (2011).
- [6] W. Kleinitz, “The Precipitation of Salt in Gas Producing Wells”, SPE, (2001).
- [7] Récupération assistée par gas-lift (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).
- [8] [Petroleum Production Systems Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides
- [9] G. Forero, K. McFadyen, R. Turner, B. Waring, E. Steenker, ARTIFICIAL LIFT MANUAL PART 2A-Gas Lift Design Guide-, SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V., THE HAGUE, December 1993.
- [10] Le puits éruptif, TOTAL.
- [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, these Master 1990, université de STANFORD.
- [14] Gaz lift équipement (BOTIL).
- [15] “ Techniques d’exploitation pétrolière” : René COSSE (édition 1988)
- [16] Archive des puits Sonatrach.
- [17] DATA Bank- Sonatrach HMD.
- [18] Documents Sonatrach HMD, DATA Bank Mars 2021.

A decorative graphic on a white background. It features three red circles of varying sizes, each containing several concentric white circles. The circles are arranged in a vertical line, with the largest at the top and bottom, and a smaller one in the middle. Light gray lines radiate from the top-left and bottom-right corners towards the center, framing the circles.

**ANNEXE**



# ANNEXE

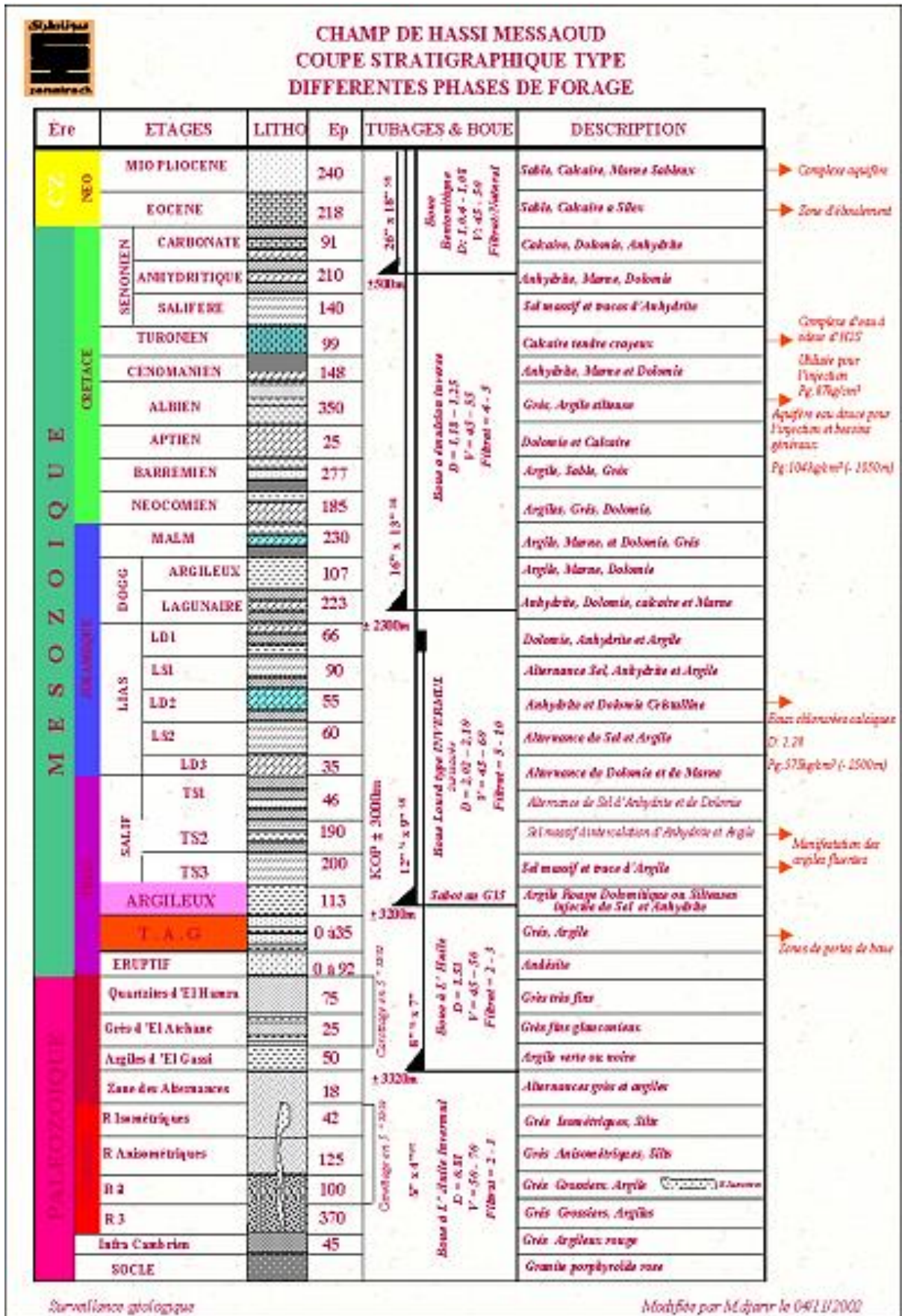


Figure.1 coupe stratigraphique de champ de Hassi Messaoud

ANNEXE

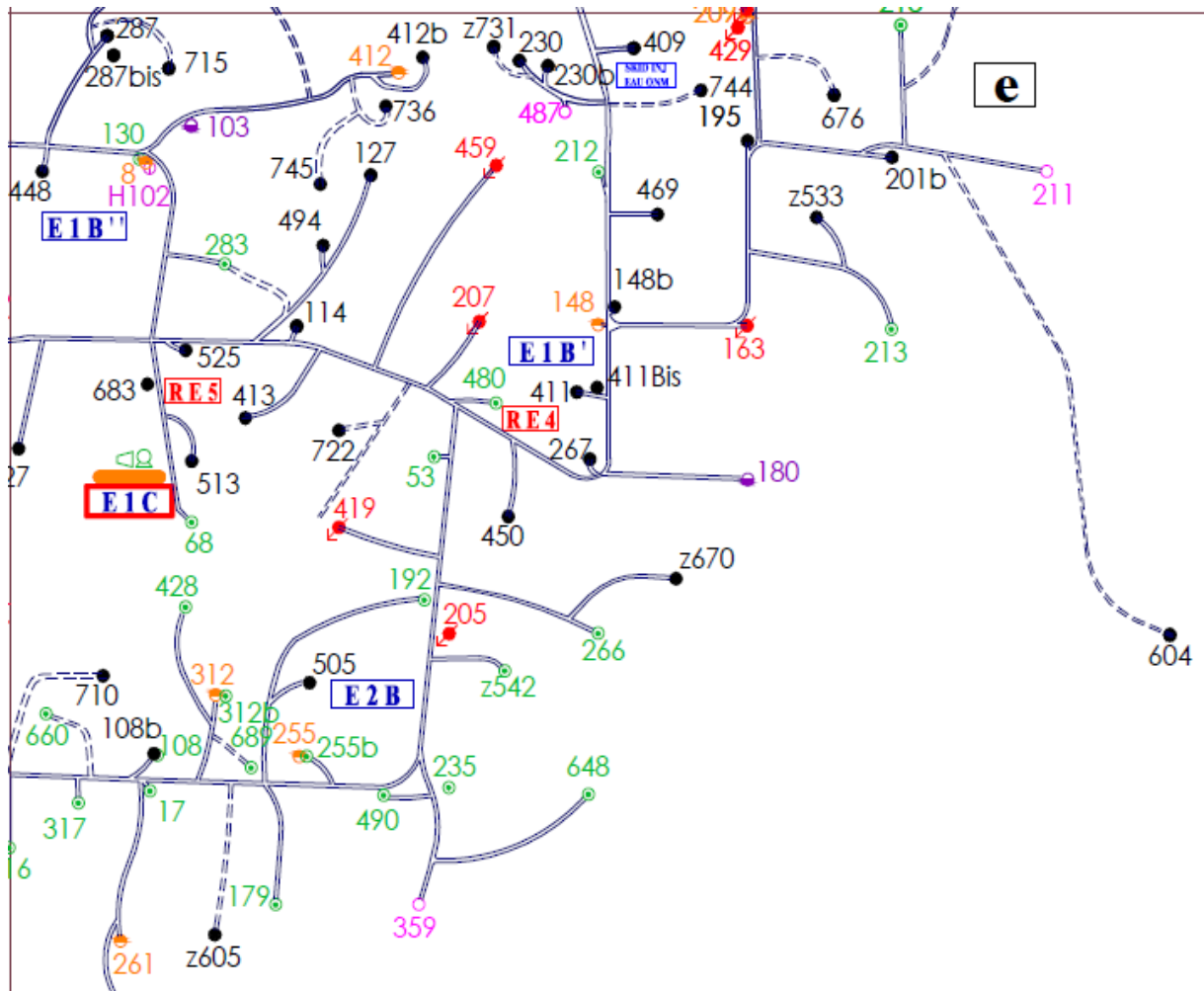


Figure.2 les puits voisins de MD480

ANNEXE

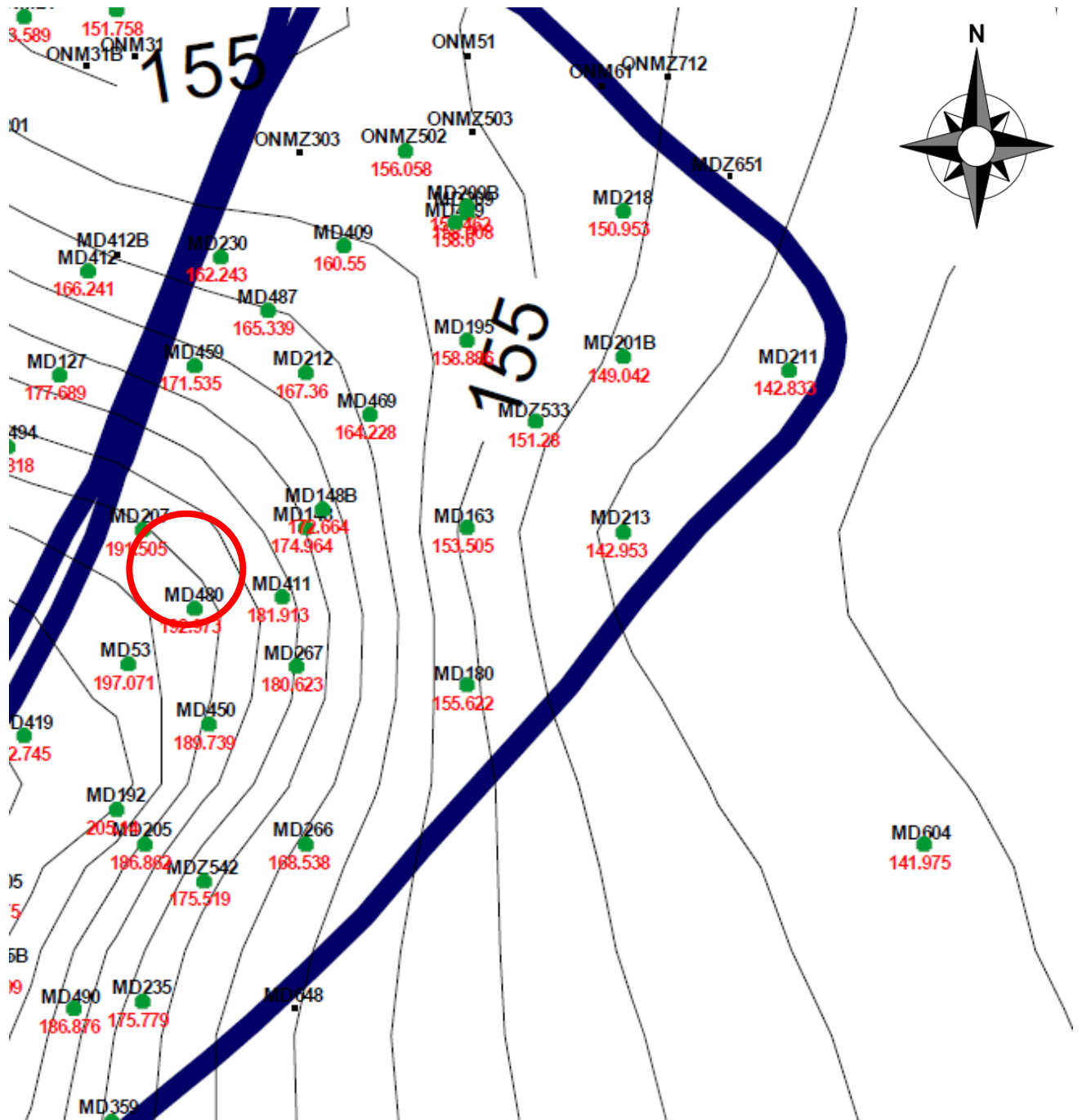


Figure 3. GOR de réservoir de puits MD480

ANNEXE

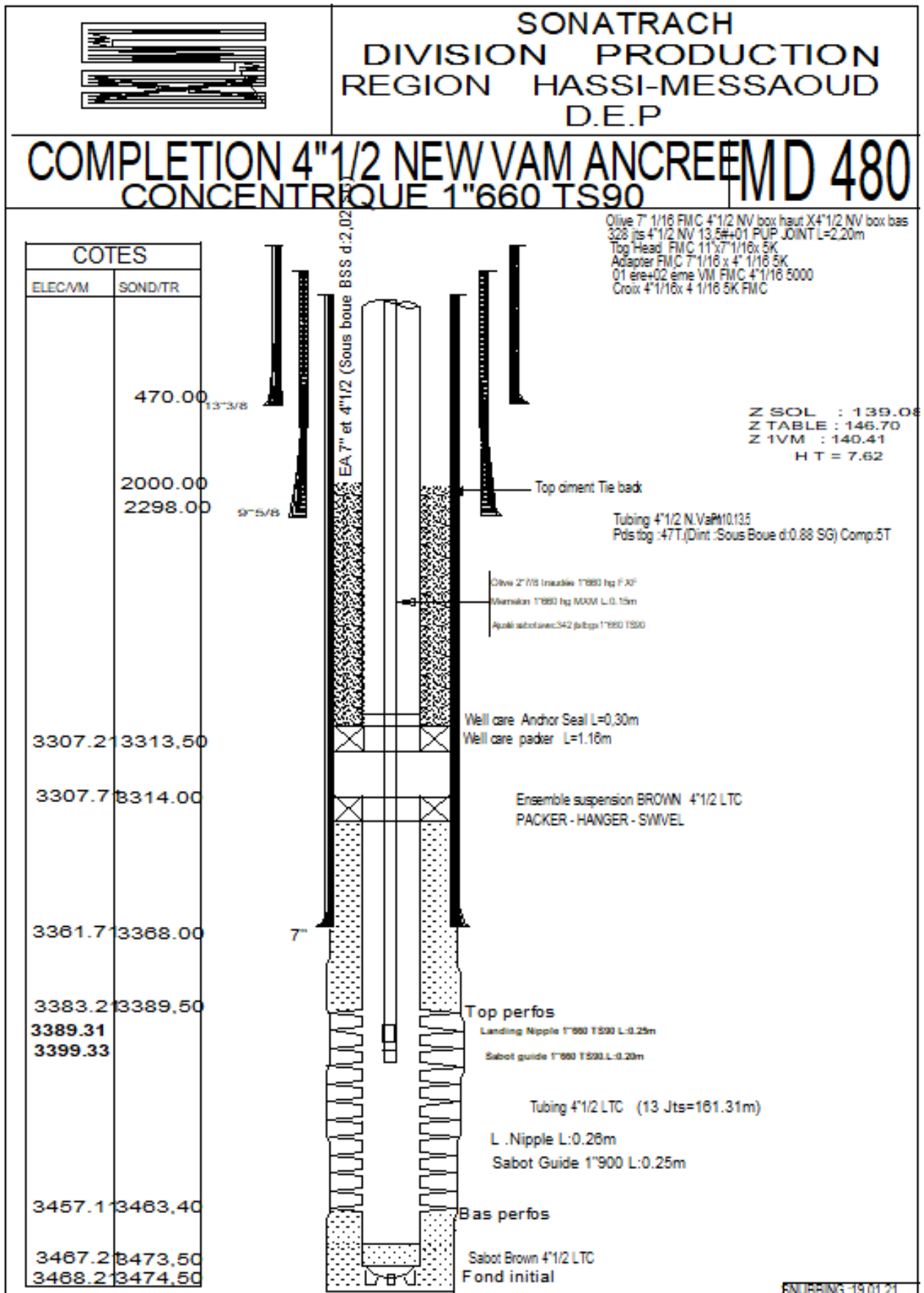


Figure 4. Fiche Technique de puits MD480

ANNEXE

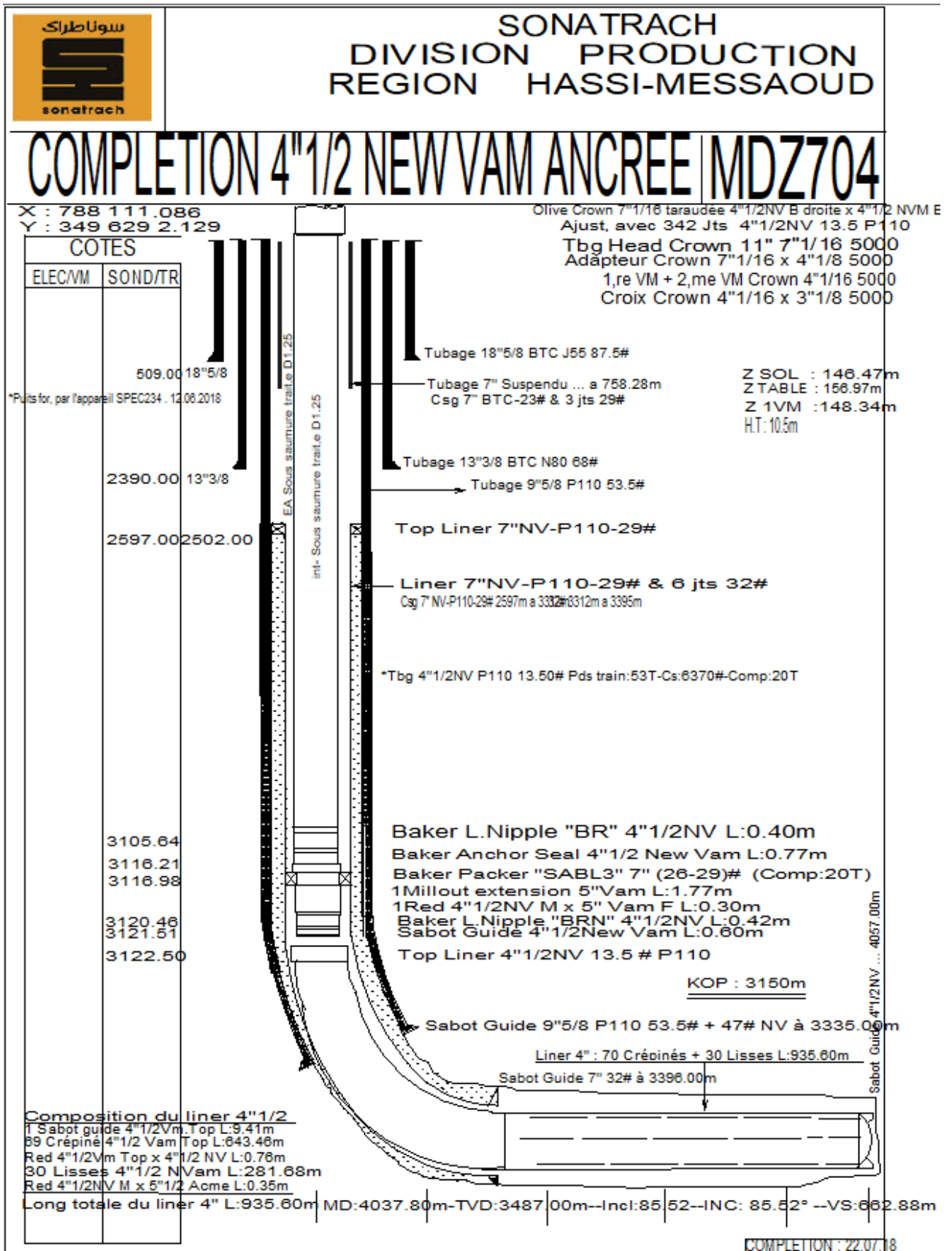


Figure 5. Fiche Technique de puits MDZ704

ANNEXE

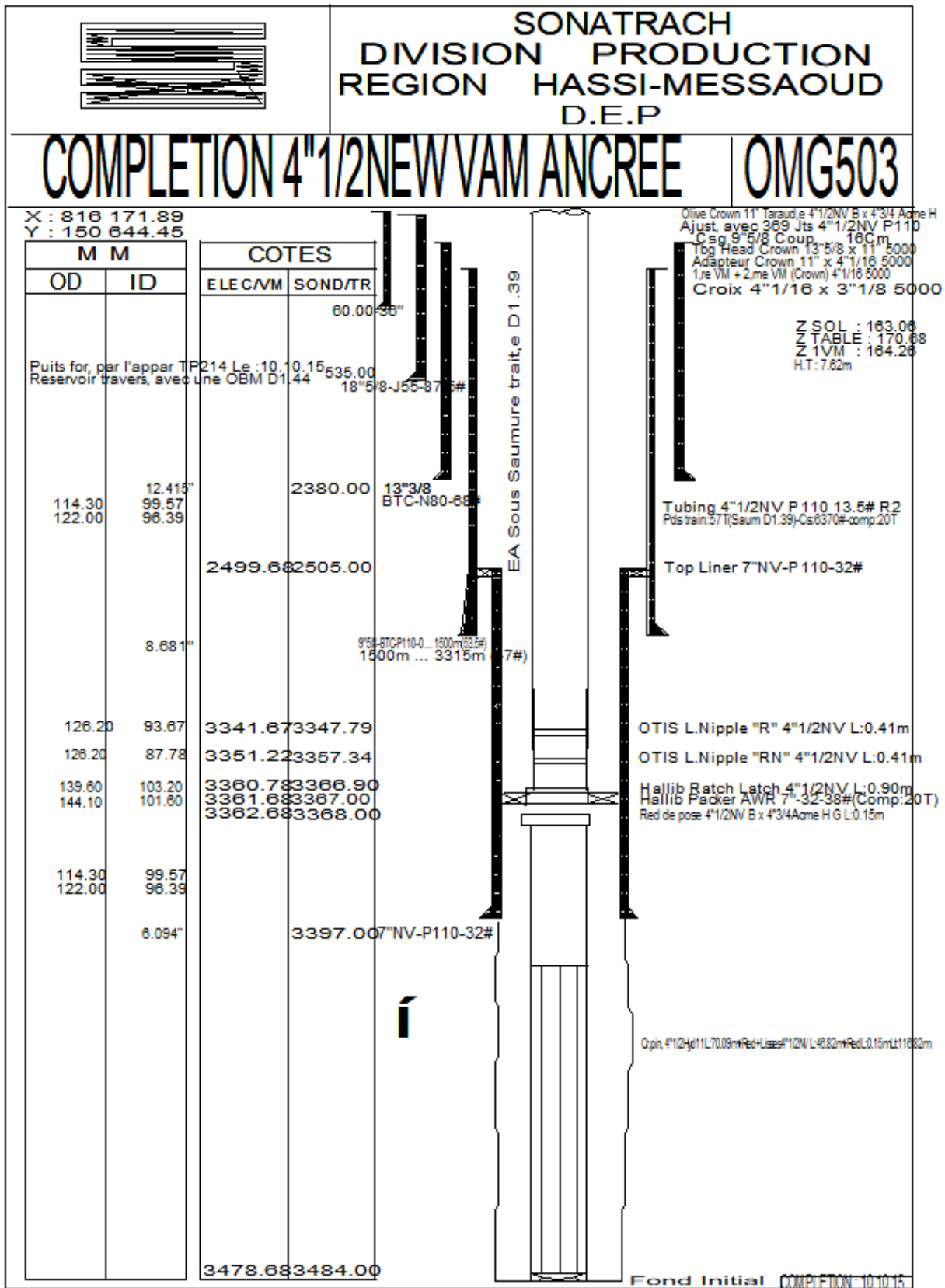


Figure 6. Fiche Technique de puits OMG503

ANNEXE

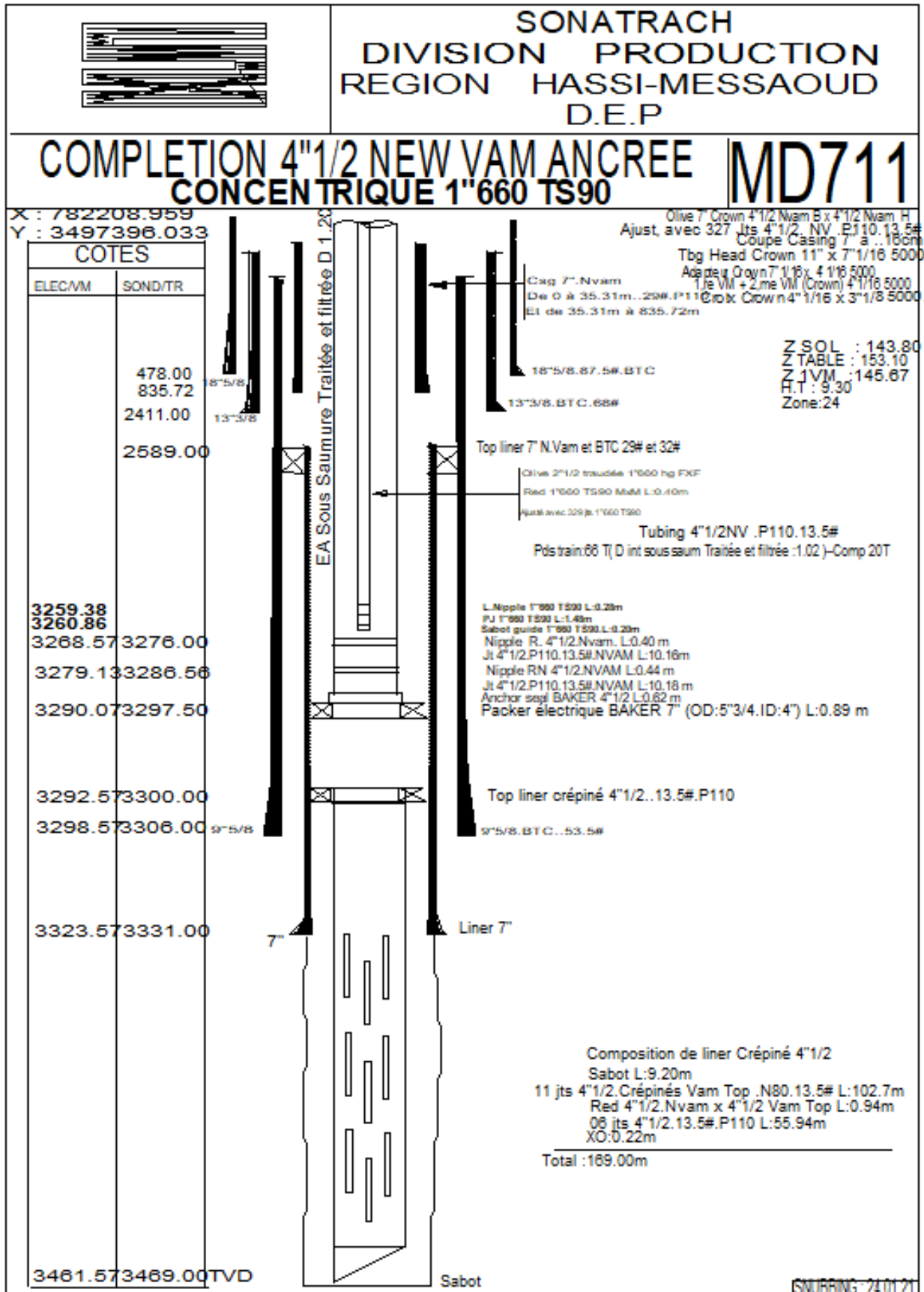


Figure 7. Fiche Technique de puits MD711

ANNEXE

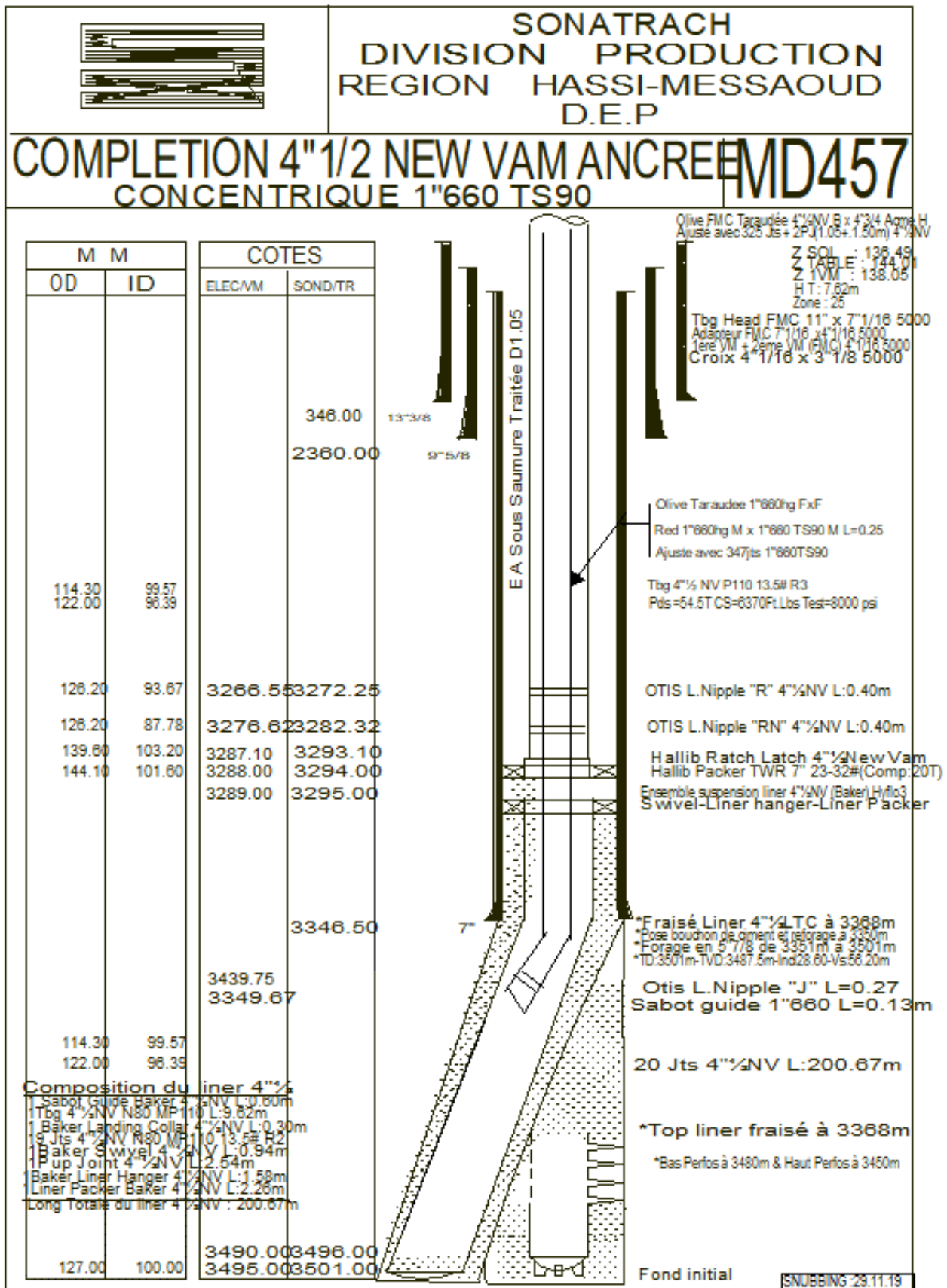


Figure 8. Fiche Technique de puits MD457