

N° Série: ...../2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**Bouras Khaled, Mechalikh Farouq**

-THÈME-

---

**Optimisation de production dans le champ Nord de Hassi  
Messaoud par la Mise en place d'un séparateur avec une unité  
de pomperie au niveau du manifold OMP153**

---

Soutenu le : 29 / 05 / 2017 devant la commission d'examen :

<b>Président :</b>	F. BELMILOUD	M.A.A	UKM, Ouargla
<b>Examineur :</b>	S. ROBEI	M.A.B	UKM, Ouargla
<b>Promoteur :</b>	L. HAMZIOUI	M.C.A	UKM, Ouargla
<b>Co- Promoteur :</b>	M.E. ATLILI	ING	DP-SH

**Année universitaire 2016/2017**



## REMERCEMENTS

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu "Allah",  
notre créateur pour nous avoir donné la force  
pour accomplir ce travail.*


*Nous adressons nos vifs remerciements à nos  
promoteurs*

*M<sup>r</sup> : L. HAMZIOUI et M<sup>r</sup> : M. ATLLI.*

*Egalement nos remerciements vont à  
M<sup>me</sup> : BELMILOUD Fatima Zohra d'avoir présider  
la jury et M<sup>lle</sup> : Examinatrice ROBEI Sara.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements  
aux  
employeurs du département engineering  
production  
pour leurs aides et orientations durant notre  
formation.*

*Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui  
ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement  
de ce travail.*





## DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents que Dieu les protège*

*Mes dédicaces s'adressent également à mon petit frère.*

*À toutes mes sœurs.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom  
MECHALIKH et NEDJARI BEN HADJ ALI*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes  
d'hydrocarbures*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon  
binôme  
BOURAS KHALED*

*FAROUQ...*



## DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents que Dieu les protège*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.*

*À toutes mes sœurs.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom  
BOURAS et FERHATI*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes  
d'hydrocarbures*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon  
binôme  
MECHALIKH FAROUQ*

*KHALED...*

## Résumé

Notre travail a pour objectif, d'étudier l'optimisation de production dans le champ Nord par la Mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie au niveau du manifold OMP153 (EPF).

Une définition d'EPF, une étude comparative ( avant et après l'instalation ) et une étude d'optimsation de production avec un EPF à l aide de logiciel PIPESIM, sont les contraintes à traiter dans ce travial .

**Mots-clés** : Fort GOR, Séparateur, Pompe, Pression des pipes, Pression de tête, Manifold, Collecte, Modélisation...

## Summary

In this work, we did a study about the optimisation of the production in the north oilfield by installing a separator and a pumping unit (early production facilities) in the manifold OMP153.

A defintion of an EPF, a comparatif study (before and after the installation) and an optimisation of the production with an EPF using the software PIPESIM, were the subjects treated in this work.

**Keys words** : GOR, Separator , Pump , Pipe pressure , Wellhead pressure , manifold , collect. Modelisation....

**الموضوع:** تحسين الإنتاجية عن طريق تقنية جديدة (تسهيلات الإنتاج الأولية).

### ملخص:

في هذا العمل قمنا بدراسة حول إمكانية تطوير الإنتاجية في الحقل الشمالي لحاسي مسعود عن طريق وضع وحدة فصل ووحدة ضخ (تسهيلات الإنتاج الأولية) في مجمع الصمامات OMP153. تم هذا العمل على ثلاث مراحل بداية بتعريف تقنية تسهيلات الإنتاج الأولية ثم مقارنة بين الإنتاجية قبل استعمال التقنية و بعدها و في الأخير دراسة تطويرية بالاعتماد على البرنامج PIPESIM .

**كلمات مفتاحية:** نسبة الغاز من الزيت، وحدة ضخ، ضغط الانبوب، ضغط رأس البئر، مجمع الصمامات، شبكة، نمذجة ..

## LISTE DES FIGURES

Figure. I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	03
Figure. I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	04
Figure.I.3 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.....	05
Figure. I.4 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud .....	07
Figure.I.5 : Zonation du champ de Hassi Messaoud.....	08
Figure. II.1 : Les schémas d'un réseau de collecte par une ligne individuelle.....	11
Figure.II.2 : Le schéma représente la liaison par collecteur.....	12
Figure. II. 3 : Nombre et type de puits connectés au réseau de desserte à HMD .....	13
Figure.II.4 : Régimes d'écoulement diphasique dans les conduites horizontale.....	14
Figure. II.5 : liquide holdup.....	15
Figure.II.6 : Vue d'un séparateur tri-phasique horizontale.....	17
Figure.III.1 : Logiciel PIPESIM2015.....	19
Figure. III.2 : Schéma explicatif d'un EPF.....	21
Figure.III.3 : Flow diagramme de l'EPF OMP153.....	22
Figure.III.4 : Carte de réseau OMP153.....	23
Figure. III. 5 : Liste des puits actifs connectés à l'EPF153.....	24
Figure.III.6 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ833.....	25
Figure.III.7 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ523.....	25
Figure. III. 8 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ64.....	26
Figure.III.9 : Profile de production depuis l'installation de l'EPF153.....	28
Figure.III.10 : Le model de réseau OMP153 Pipsim2015.....	30

Figure.III.11 : Méthode d'insertion des données d'un puits.....	30
Figure.III.12 : Insertion des données d'un flow line.....	31
Figure.III.13 : Insertion des données d'un séparateur.....	31
Figure.III.14 : Insertion des données d'une pompe et d'un centre.....	32
Figure.III.15 : Insertion des données de fluide.....	32
Figure. III.16 : Les puits connectés à l'EPF 153 par Google Earth .....	33
Figure.III.17 : Profile de pipeline.....	33
Figure.III.18 : Algorithme de programme PIPESIM.....	34
Figure.III.19: Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation.....	38
Figure.III.20 : Le puits OMO741 recombinaison avec OMOz84b .....	39
Figure.III.21 : OMPZ113 recombinaison avec OMPZ12.....	39

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge.....	16
Tableau.III.1 : La somme de la production OMP153 .....	27
Tableau.III.2 : Résultats de modélisation.....	35
Tableau.III.3 : Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes.....	36
Tableau III.4 : Résultats de la simulation du cas de base par PIPESIM.....	37
Tableau.III.5 : Résultats de changement des jonctions. PIPESIM.....	40



## LISTE DES ABREVIATIONS

API :	American Petroleum Institute
BSW	Basic and sediment water
CINA :	Centre Industriel Naili Abd El Kader
CIS :	Centre Industriel Sud
GOR :	Gaz Oil Rapport
HMD :	Hassi Messaoud
HP :	Horse Power
MFD :	Manifold
Rs :	GOR de solution
Pasp :	Pression d'aspiration (bar)
Pp :	Pression de pipe (bar)
Pref :	Pression de refoulement (bar)
Psep :	Pression de séparation (bar)
Q :	Débit (m <sup>3</sup> /h)
Qc :	Débit calculé (m <sup>3</sup> /h)
Qh :	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)
Qm :	Débit mesuré (m <sup>3</sup> /h)
VMF	Vitesse moyenne du fluide
$\Delta P$ :	Perte de charge (bar)
$\mu$ :	Viscosité (Cp)

# ***TABLE DES MATIERES***

<b>REMERCIEMENT</b>	<b>I</b>
<b>DEDICACE</b>	<b>II</b>
<b>RESUME</b>	<b>III</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b>	<b>IV</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	<b>V</b>
<b>LISTE DES ABREVIATIONS</b>	<b>VI</b>

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	<b>1</b>
------------------------------------	----------

## **CHAPITRE I. APERÇU SUR LA GEOLOGIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

I.1. Introduction .....	2
I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud .....	2
I.2.1. Situation géographique .....	2
I.2.2. Situation géologique .....	3
I.3. Eléments structuraux (structure du champ) .....	4
I.4. Subdivision du champ de HMD (description du réservoir) .....	6
I.5. Zonation et numérotation des puits .....	7
I.6. Caractéristiques des fluides .....	8
I.6.1. Les caractéristiques des huiles.....	8
I.6.2. Les caractéristiques de gaz associé.....	9

## **CHAPITRE II. GENERALITES SUR LE RESEAU DE COLLECTE**

II.1. Introduction .....	10
II.2. Plans du réseau de collecte .....	10
II.2.1. Liaison Individuelle .....	10

II.2.2. Liaison Par Collecteur .....	11
II.3. Le réseau de collecte au champ Hmd.....	12
II.3.1. Le réseau de collecte nord.....	12
II.3.2. Le réseau de collecte sud.....	13
II.3.3. Le réseau de desserte.....	13
II.4. Régimes d'écoulements .....	14
II.4.1. Glissement Et Hold-Up .....	15
II.4. Rapport Gaz Pétrole (GOR).....	16
II.4.3 pertes de charge dans la conduite .....	16
II.5. Séparation.....	16
II.5.1 Objectifs de séparation.....	18
II.6. Généralités sur les pompes.....	18
II.6.1 La pression d'aspiration et de refoulement .....	19
II.6.2 Phénomène de cavitation.....	19

### **CHAPITRE 03: OPTIMISATION DE PRODUCTION DU RESEAU OMP153**

III.1. L'objectif de travail.....	20
III.1.1. Introduction.....	20
III.1.2. Aperçu sur le logiciel d'optimisation.....	20
III.1.3. EPF (Early Production Facilities).....	21
III.1.3.1. Généralités sur l'EPF .....	21
III.1.3.2. L'objectif d'un EPF .....	23
III.1.3. 3. Description de l EPF OMP153 .....	23
III .1.3.4. Les défis à rencontrer EPF OMP153 .....	24
III .1.3.5. Les puits connectés à l EPF OMP153 .....	24
III.2 Etude comparative.....	25
III.2.1. Introduction.....	25
III.2.2. Influence de l'EPF sur la production.....	26
III.3 Optimisation de production.....	30
III.3.1. Introduction .....	30
III.3.2 Modélisation de réseau de collecte.....	30
III.3.3. Procédure de simulation.....	30
III.3.3. 1. Création de réseau .....	30

III.3.3.2. Insertion des données.....	31
III.3.4. Data de modélisation.....	33
III.3.4.1. Les données de jaugeage .....	33
III.3.4.2. Modèle du fluide.....	33
III.3.4.3. Profil des pipelines .....	34
II I.3.5. Le calage (matching).....	35
III.3.5.1. Procédure de modélisation et de calage.....	35
III.3.5.2. Résultats de modélisation .....	36
III.3.6 Analyse des pertes de charge.....	36
III.3.7 Analyse de la vitesse du fluide.....	37
III.3.8 Sensibilité sur la pression de séparation.....	38
III.3.9 Sensibilité sur les jonctions .....	39
III.4 Conclusion .....	41
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>42</b>
<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>VII</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>VIII</b>

# **INTRODUCTION GENERALE**

### INTRODUCTION GENERALE

Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production. Dont, leurs impacts sur l'exploitation du champ sont importants. L'augmentation du taux de gaz produit due au problème de percée de gaz dans le réservoir, et la limitation dans les capacités de traitement au niveau des centres ainsi que la vieillie des lignes de production sont parmi les problèmes les plus rencontrés dans le champ. De plus, le circuit de production (réservoir-puits-surface) du champ a vécu d'autres contraintes, on peut citer :

- Augmentation de volume de gaz dans les conduites (GOR élevé).
- Percés de gaz ; les venues de gaz suites aux interventions sur puits ou la production de gaz dans le puits lui-même.
- Les différences des pressions de pipe entre chaque puits qui peuvent entraîner des freinages des puits à faible pression.
- Phénomène de corrosion au niveau des colonnes et des installations de surface.
- Dimensionnement non optimisé des conduites et des séparateurs ainsi que d'autres éléments auxiliaires (pompes et compresseurs).

Tous ces problèmes nécessitent des études approfondies, afin de trouver des solutions définitives et économiques telles que le projet qui est introduit récemment à la seine d'exploitation " EPF " (Early Production Facilities).

Une analyse et un diagnostic de la chaîne de production entière d'OMP153 sont à faire, afin d'examiner l'état actuel pour pouvoir identifier les différentes contraintes existantes dans le système, et à la fin de recommander les actions appropriées et nécessaires à entreprendre.

Ce travail se déroule en trois chapitres commençant par l'aperçus sur la géologie de champ HMD en premier chapitre, où on a expliqué la formation géologique du champ, passant par des généralités sur le réseau de collecte dans le deuxième chapitre, en expliquant les régimes d'écoulements. Le dernier chapitre comprend notre étude de cas.

Les objectifs de notre étude sont répartis en deux étapes :

- Etude comparative pour montrer les changements apportés par l'EPF.
- Modélisation et optimisation du système de production à l'aide du logiciel PIPESIM®.

## **CHAPITRE I :**

# **APERÇU SUR LA GEOLOGIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

### I.1. INTRODUCTION

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et plus complexes gisements au monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme actuelle. Ces évènements peuvent améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie avoisinant 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 [6].

### I.2. SITUATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD

#### I.2.1. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne et en bordure du grand Erg oriental. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

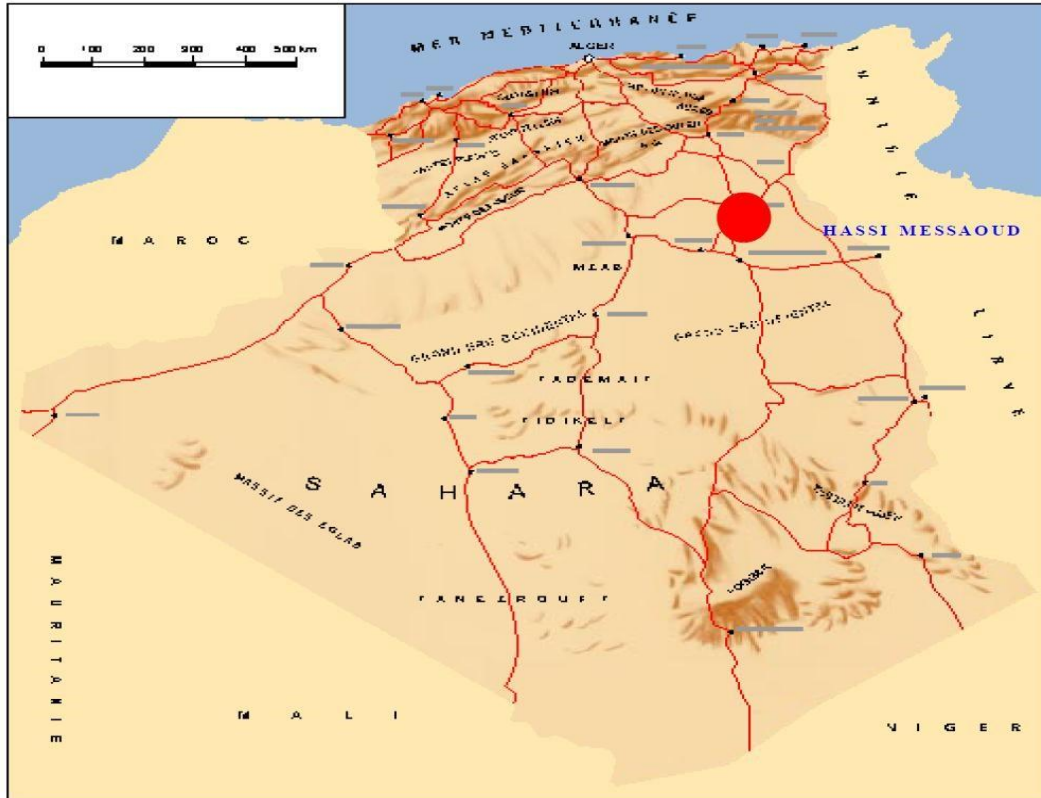
Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- 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.

En coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord [3].





**Figure. I. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [7]**

---

### 1.2.2. SITUATION GEOLOGIQUE

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro-gazière.

Ses délimitations sont les suivantes :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amguid [11].



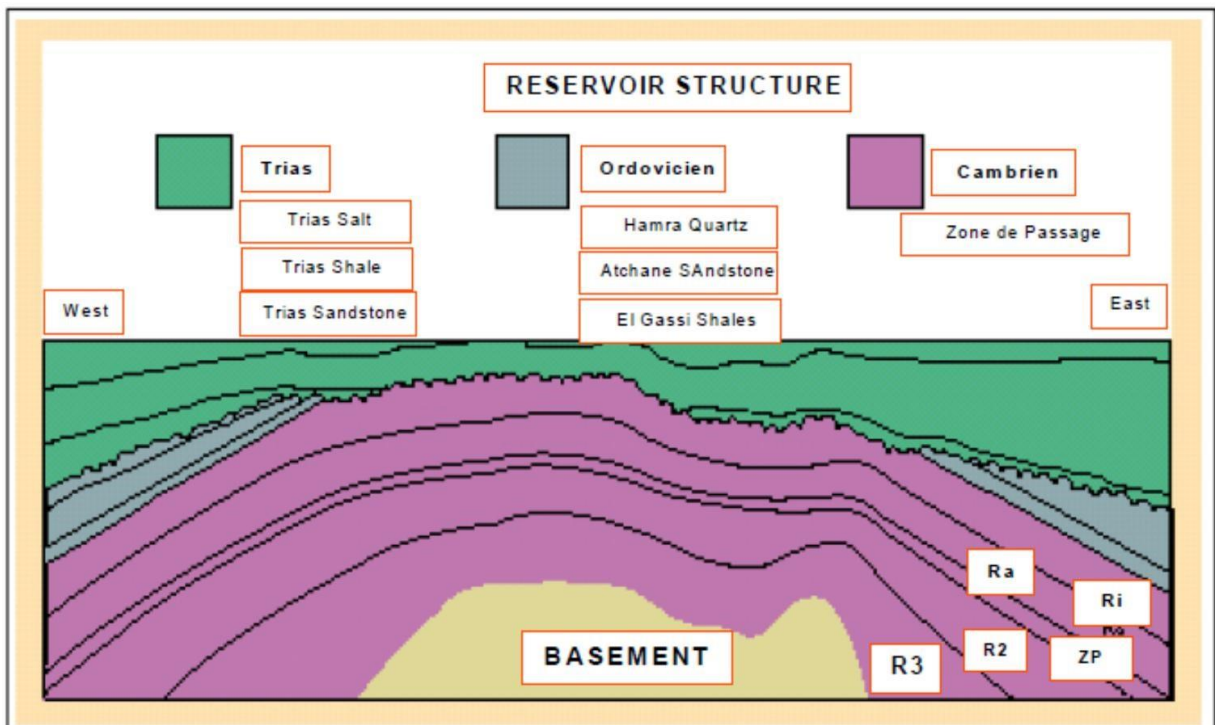
L'image structurale du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens.

La topographie Hassi Messaoud soumise à l'érosion pendant une très longue période qui a :

- fait disparaître les unités supérieures de réservoir dans les parties les plus hautes au centre du gisement.
- largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures. Ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques

Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes dont les directions sont :

- Nord Est- Sud-Ouest pour les failles régionales (échelle du champ).
- Est-Ouest, Nord-Ouest Sud Est pour les failles de plus faible échelle [7].



**Figure.I.3 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud [7]**

#### **I.4. SUBDIVISION DU CHAMP DE HMD (DESCRIPTION DU RESERVOIR)**

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 120m 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.

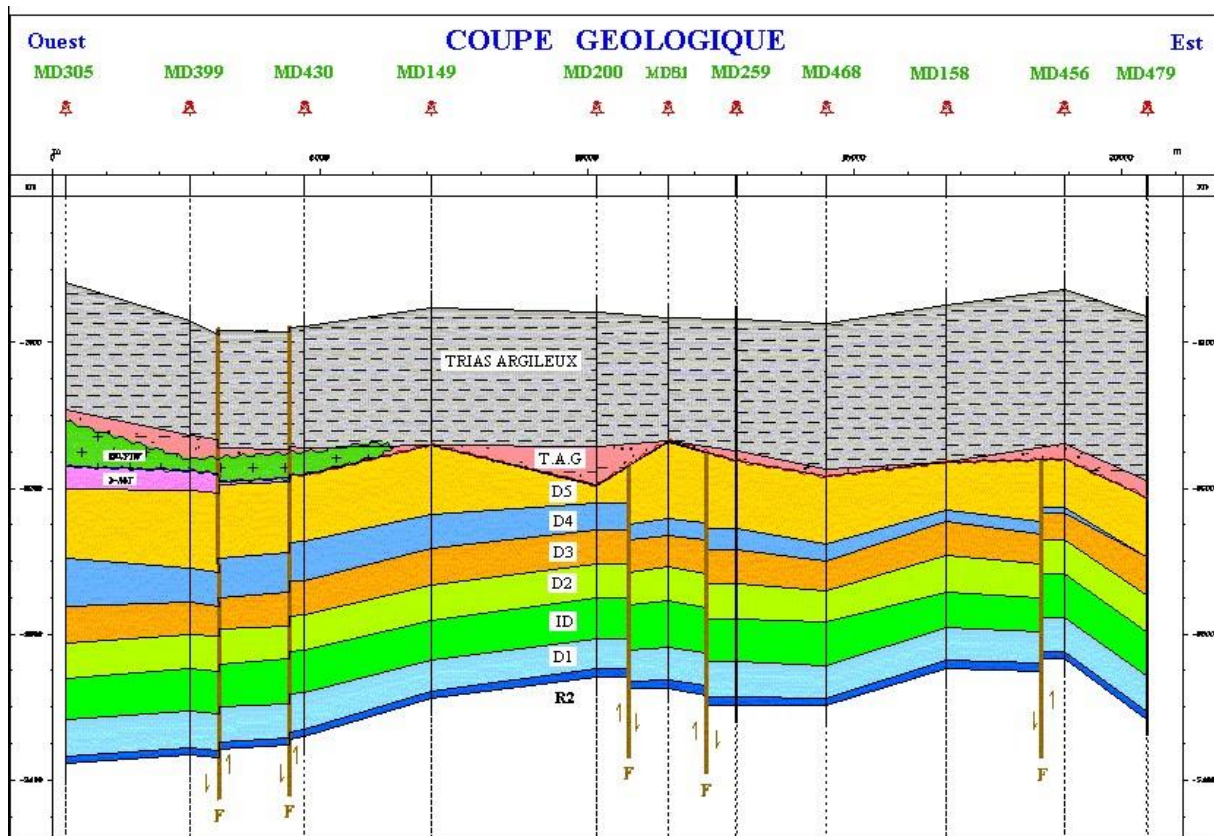


Figure. I.4 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud [7]

### I.5. ZONATION ET NUMEROTATION DES PUIITS

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes:

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : OMO38, ONM14, OMPZ12\*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. M : superficie de la zone à huile : 1600 km<sup>2</sup>.

o: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>, 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2.

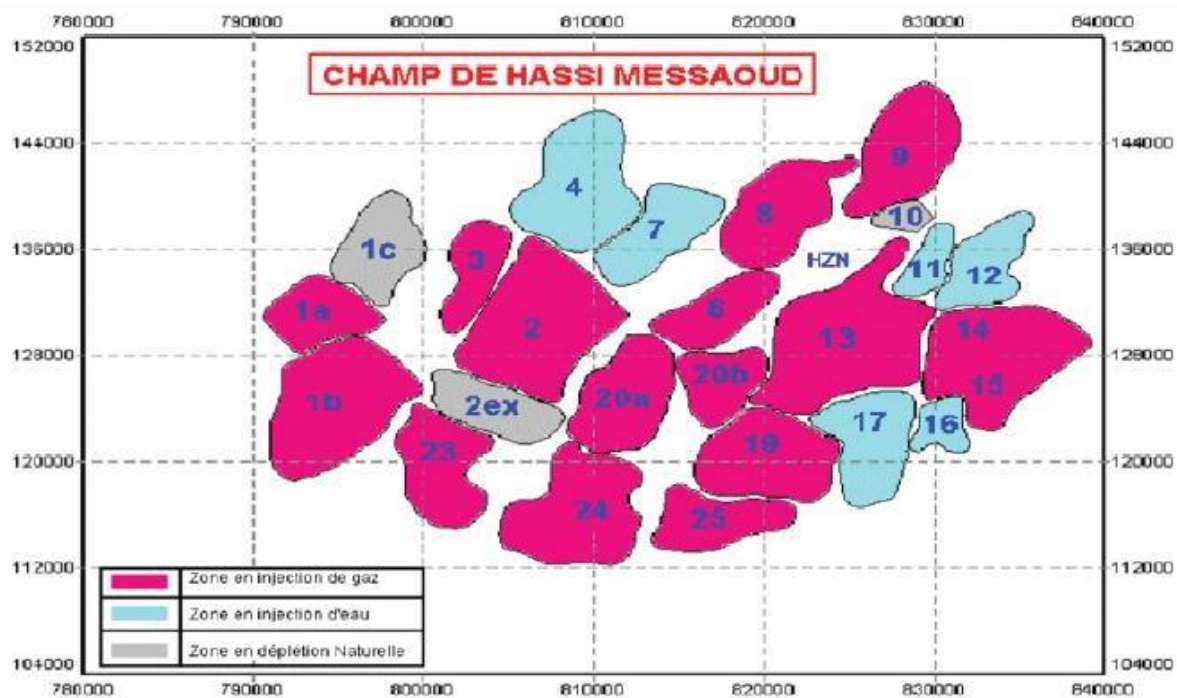


Figure.I.5 : Zonation du champ de Hassi Messaoud [7]

## I.6. CARACTERISTIQUES DES FLUIDES

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm<sup>2</sup> pour un rapport de dissolution de gaz Rs égal à 240 stn<sup>3</sup> /m<sup>3</sup>, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm<sup>2</sup>, pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stn<sup>3</sup> / m<sup>3</sup>.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

### I.6.1. LES CARACTERISTIQUES DES HUILES

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup>.

- Point de bulle de 160 kg/cm<sup>2</sup>.
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité  $\mu = 0,2$  Cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.

---

### I.6.2. LES CARACTERISTIQUES DE GAZ ASSOCIE

- Viscosité de gaz est de 0.02 Cp.
- Tension de vapeur Reid est de 0.650 kg/cm<sup>2</sup>
- La compressibilité est de 0.8 bar<sup>-1</sup> [2].

## **CHAPITRE 2 :**

# **GENERALITES SUR LE RESEAU DE COLLECTE**



### II.1. INTRODUCTION

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculés par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents [1].

### II.2. PLANS DU RESEAU DE COLLECTE

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte, on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

---

#### III.2.1. LIAISON INDIVIDUELLE

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification vers le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- Contrôle des puits en service par un simple examen des P et T° d'arrivée ;
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test ;

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

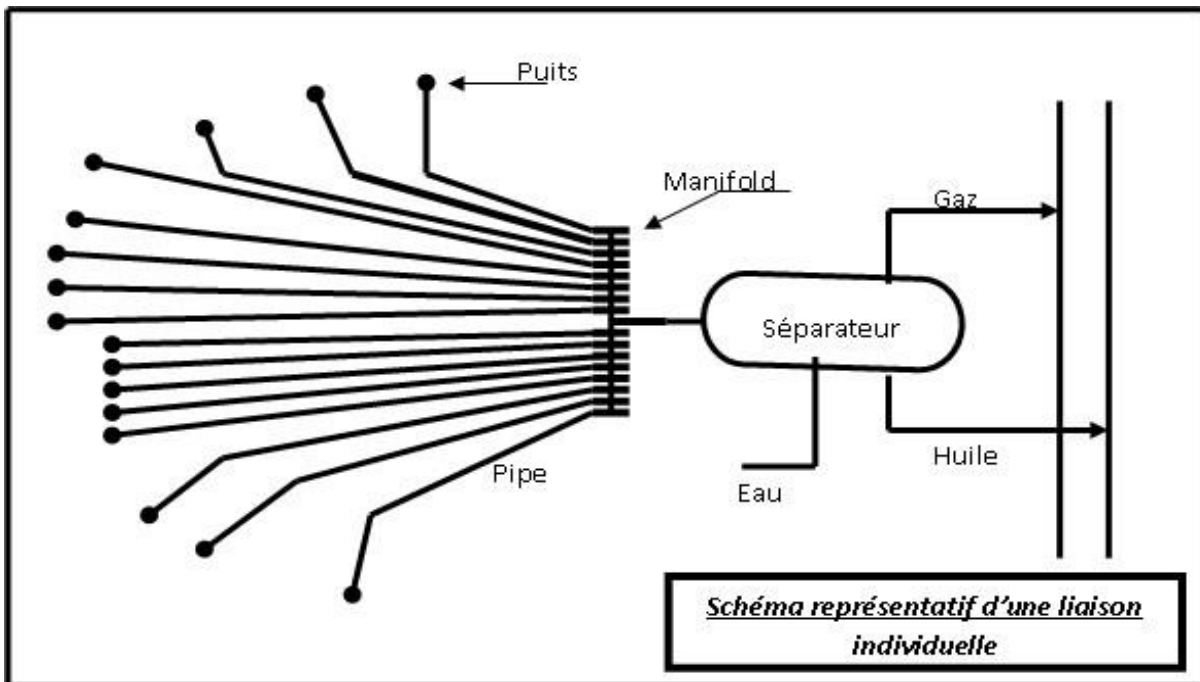


Figure. II.1 : Le schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle [1]

### II.2.2. LIAISON PAR COLLECTEUR

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courts possibles. Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits [1].

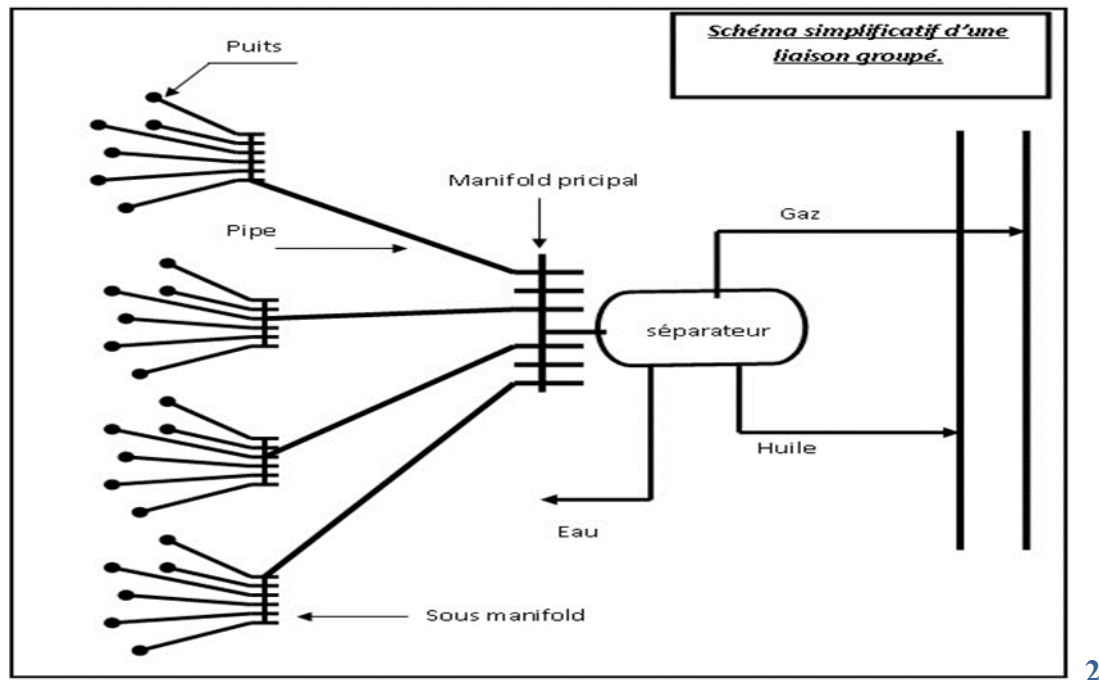


Figure.II.2 : Le schéma représente la liaison par collecteur [1]

### II.3. LE RESEAU DE COLLECTE AU CHAMP HMD

Suite au nombre important des puits du champ, la gestion d'un tel réseau est devenue très complexe, le champ est divisé en deux parties (Nord et Sud). L'ensemble des puits sont reliés à 15 stations satellites et deux centres de traitement. L'acheminement des hydrocarbures liquides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement est assuré par un réseau de collecte de 4700 km. Le transfert de gaz comprimé vers les puits de réinjection nécessite un réseau de desserte de 5100 km [4].

#### III.3.1. LE RESEAU DE COLLECTE NORD

Il comporte un système de collecte composé d'environ 2600 km de pipelines, 22 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 600 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les neuf stations de séparation avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA) [4].

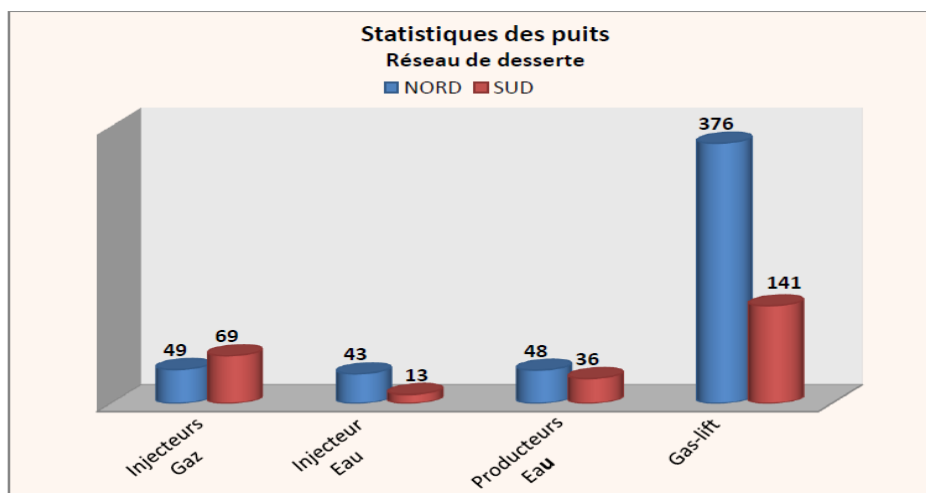
### III.3.2. LE RESEAU DE COLLECTE SUD

Il est plus compliqué que celui du nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 2100 km de pipelines, 44 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 474 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Sud (CIS) [4].

### III.3.3. LE RESEAU DE DESSERTE

La fonction principale de ce réseau est d'acheminer l'eau et le gaz des centres de traitement vers les réservoirs pour le maintien de la pression. Il comporte 5100 km de pipelines dont 1737 au nord et 3363 km au sud.

La distribution des différents types de puits au nombre de 675 connectés à ce réseau est montrée ci-dessous.



**Figure.II. 3 : Nombre et type de puits connectés au réseau de desserte à HMD (30/07/2013) [4]**

## II.4. REGIMES D'ÉCOULEMENT

Une caractéristique typique de l'écoulement multiphasique est l'apparition de différents régimes d'écoulement dépendant du GOR et des vitesses de liquide et de gaz. Les régimes d'écoulement diphasique dans les pipes horizontales sont présentés dans la figure (II.4). Ils sont généralement connus comme étant des :

- a) Ecoulement avec bulles (bubble flow). Le gaz, en petites quantités. Se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.
- b) Ecoulement avec bouchons (plug flow). La phase gazeuse croît. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite. L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de liquide et de gaz.
- c) Ecoulement stratifié (stratified flow). Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite, le liquide la partie inférieure. Les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques. L'interface gaz-liquide est plan.

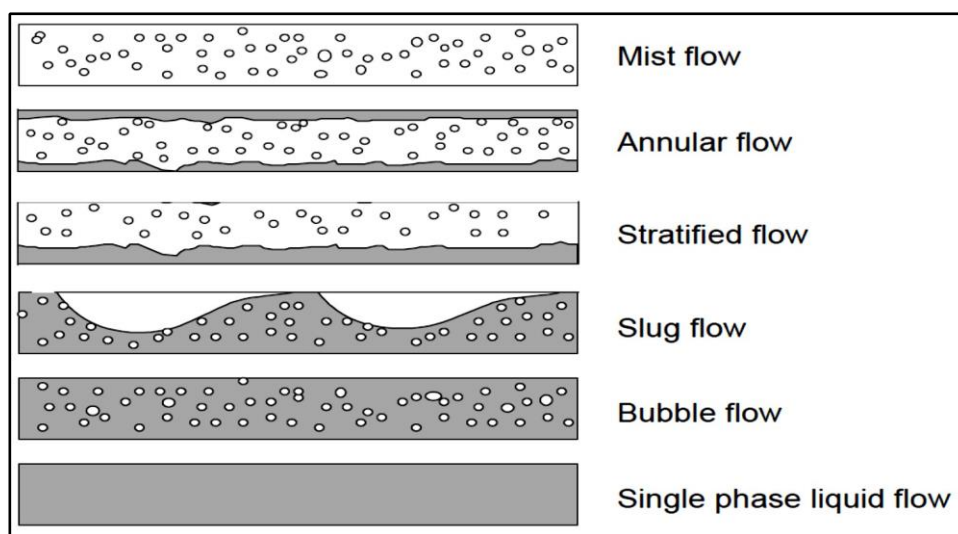


Figure.II.4 : Régimes d'écoulement diphasique dans les conduites horizontale [1]

- d) Ecoulement avec vagues (wavy flow). Le régime d'écoulement est analogue au précédent. Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations apparaissent sur l'interface.
- e) Ecoulement avec vagues moutonnantes (slug flow). La vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.
- f) Ecoulement annulaire (annular flow). La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué à la paroi du tube, le gaz circule dans la partie centrale laissée libre.
- g) Ecoulement en brouillard (spray flow). L'importance de la phase liquide est faible par rapport à ceux de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire sa totalité, est entraîné sous forme de brouillard [1].

### II.4.1 GLISSEMENT ET HOLD-UP

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

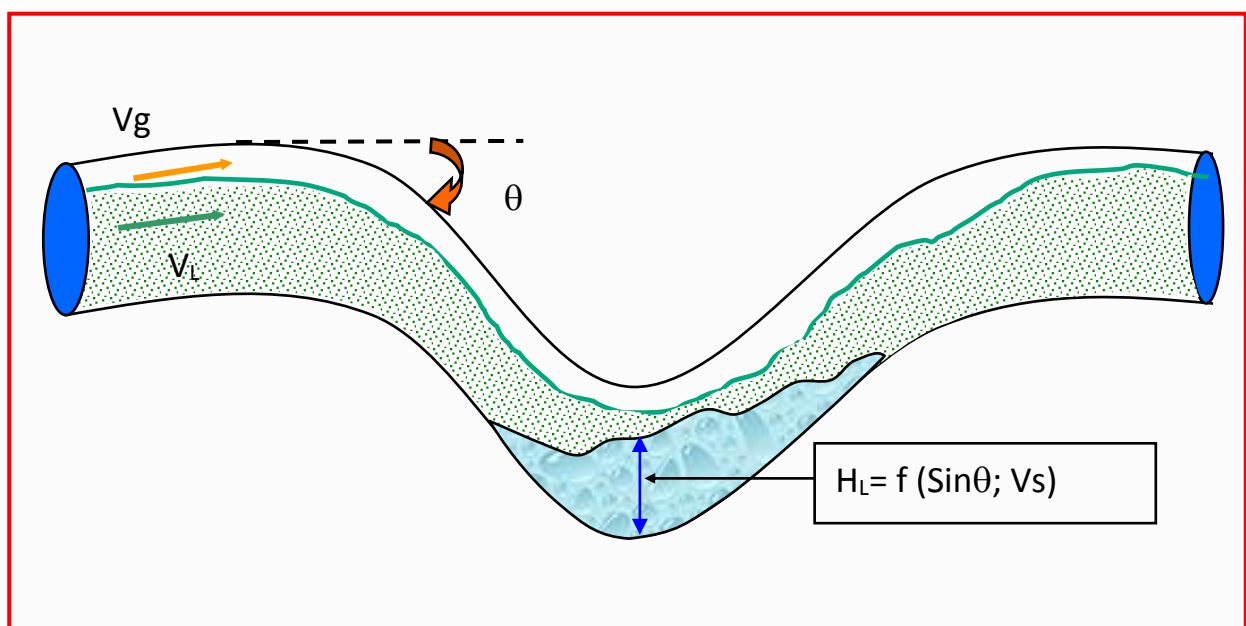


Figure. II.5 : Liquide holdup [1]

**II.4.2 RAPPORT GAZ PETROLE (GOR)**

Le rapport gaz pétrole noté GOR est égal au rapport du volume total de gaz sur le volume total de pétrole dans un mélange, tous les deux pris dans des conditions standards de température et pression. Le GOR reste dès lors constant pour un fluide s'écoulant le long d'une conduite [1].

**II.4.3 PERTES DE CHARGE DANS LA CONDUITE :**

L'analyse physique des phénomènes conduit à écrire que pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est comme pour un écoulement monophasique égal à la somme de trois termes :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}}$$

**Tableau II.1 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge [6]**

<b>Composante</b>	<b>Puits à huile</b>	<b>Puits à gaz</b>
<b>Elévation</b>	<b>70% - 90%</b>	<b>20% - 50%</b>
<b>Friction</b>	<b>10% - 30%</b>	<b>30% - 50%</b>
<b>Accélération</b>	<b>0% - 10%</b>	<b>0% - 10%</b>

**II.5. SEPARATION**

Le brut est un mélange d'hydrocarbures et de matière non hydrocarbures provenant d'un gisement. L'effluent est caractérisé par sa composition et par ses caractéristiques physicochimiques. Celles-ci évoluent dans le temps et sont très variables suivant les bruts. L'effluent d'un puits en production est un mélange qui se présente le plus souvent sous forme diphasique :

- Une phase liquide constituée par des hydrocarbures lourds stables dans les conditions de traitement, des hydrocarbures légers vaporisables et de l'eau de gisement.

- Une phase gazeuse formée de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures légers.

Le séparateur est l'équipement utilisé pour faire la séparation pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à la sortie du puits de production en agissant sur leur densité.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes.

Un séparateur est une capacité sous pression, incorporée à un circuit, sur lequel elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent.

Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement ou horizontalement. Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins utilisé.

Selon l'usage on distingue :

Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensat ;

Les séparateurs gaz / huile ;

Les séparateurs d'eau libre ;

Les scrubbers (ex : ballon de torche) et filtres.

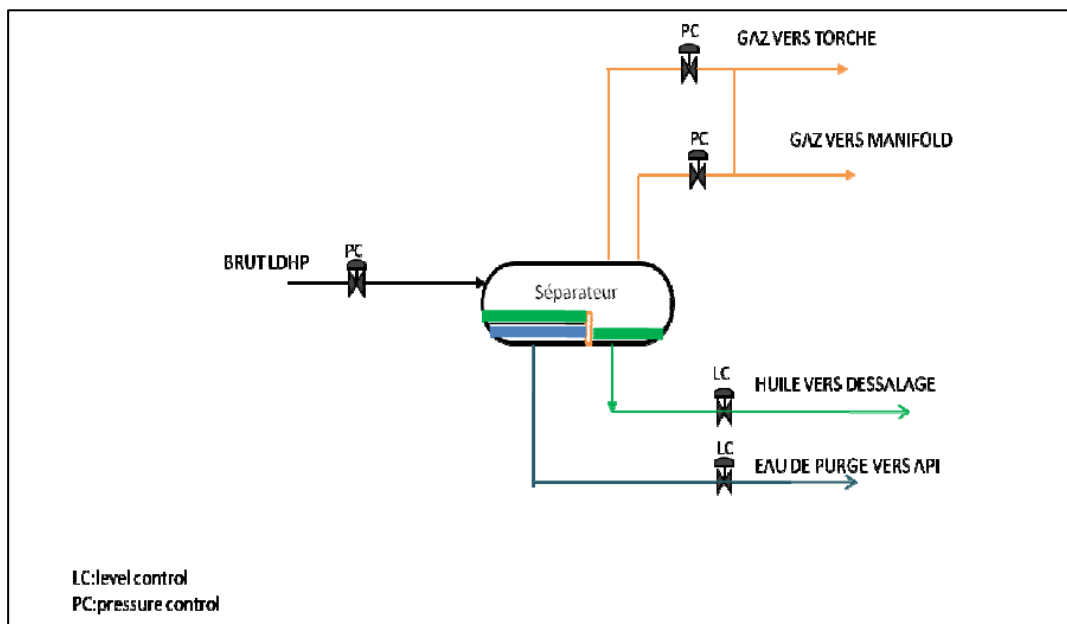


Figure.II.6 : Vue d'un séparateur triphasique horizontale [8]



### II.5.1 OBJECTIFS DE SEPARATION

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client d'un produit conformes à des normes bien définies telle que :

- Densité.
- Viscosité.
- B.S.W (Basic and sediment water).
- Salinité.
- Tension de vapeur [8].

### II.6. GENERALITES SUR LES POMPES

Les pompes, en tant qu'appareils permettant de véhiculer les liquides, sont les pièces maîtresses qui donnent la vie aux unités de traitement où de fabrication.

Le pompage peut être défini comme une addition d'énergie à un liquide pour le mettre en mouvement d'un point à un autre. Partout où un liquide a besoin d'être transporté, une pompe peut être utilisée tous cela est requis par :

- 1- Un liquide.
- 2- Des tuyauteries de circulation.
- 3- Une pompe.
- 4- Un système d'entraînement.

L'énergie fournie au liquide est transformée en une augmentation de pression du liquide pour lui permettre de vaincre la résistance au refoulement de la pompe.

On distingue plusieurs types de pompes, de moteurs et principes différents, tout type de moteur peut être utilisé sur une pompe :

- Moteur électrique
- Turbine à gaz
- Turbine à vapeur
- Moteur diesel

---

### II.6.1 LA PRESSION D'ASPIRATION ET DE REFOULEMENT :

La pression d'aspiration et la pression de refoulement sont données par l'application des formules suivantes :

$$P_{asp} = P_{sép} - \Delta P_{asp}$$

$$P_{ref} = P_{asp} + \Delta P_{ref}$$

---

### II.6.2 PHENOMENE DE CAVITATION

La cavitation est la vaporisation d'un fluide soumis à une pression inférieure à sa pression de vapeur. Ce phénomène se manifeste par la formation au sein de l'écoulement, de bulles, poches, tourbillons ou torche de vapeur prisonnier dans les pompes, ces structures de vapeur apparaissent dans les zones de faible pression à l'entrée des aubes de roue sont transportées dans les zones à plus haute pression. Sous l'action du gradient de pression, elles implosent dès que la pression locale dans l'écoulement redevient supérieure à la pression de vapeur. Ces implosions produisent des micro-jets et des surpressions (onde de choc) qui peuvent atteindre des milliers de bars. On constate plusieurs conséquences néfastes sur le bon fonctionnement des groupes de pompage causées par la cavitation :

- Bruit de cavitation.
- Pertes de performances.
- Vibrations.
- Erosion des aubes de la roue [10].

## **CHAPITRE 03**

# **OPTIMISATION DE PRODUCTION DU RESEAU OMP153**

## III.1 L'OBJECTIF DE TRAVAIL

### III.1.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, on vise la détermination de gain de la production après l'installation de l'EPF (Early production facilities) par une étude comparative entre deux cas (avant et après la mise en place de ses équipements).

En outre, on établit une étude d'optimisation de réseau de collecte à l'aide d'un logiciel approprié « PIPESIM 2015 » dans le but d'optimiser la production. (Après la mise en place d'EPF).

### III.1. 2. APERÇU SUR LE LOGICIEL D'OPTIMISATION :

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

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

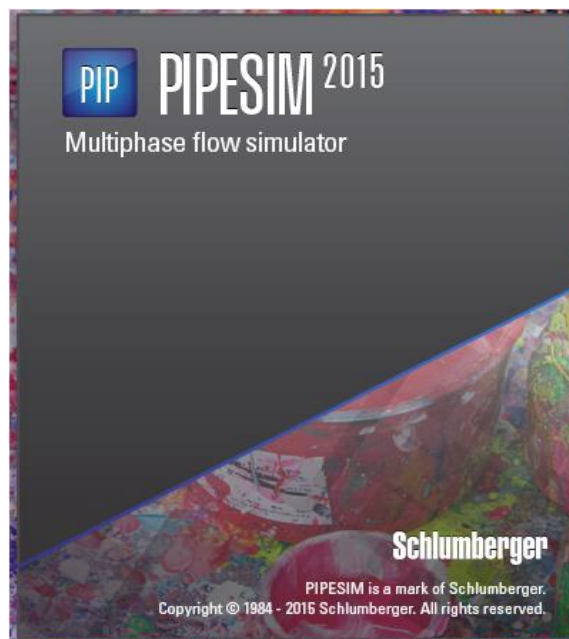


Figure.III.1 : Logiciel PIPESIM2015

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching,

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres. Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est d'optimiser la production des puits de la série inférieure, nous avons utilisé les modules suivants :

- Well Performance Analysis: Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.
- Network Analysis : Ce module nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout un réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits [9].

---

### III.1.3. EPF (EARLY PRODUCTION FACILITIES)

#### III.1.3.1. GENERALITES SUR L'EPF :

Un EPF est un nouveau system d'optimisation de production consiste à la mise en place d'un ensemble des équipements dans un réseau de collecte ayant des problèmes de freinage quand la pression de pipe soit très proche de pression de tête, à cause de la pression au manifold et des pertes de charge résultants des phonèmes indésirable (phénomène de hold-up, slug flow ...) qui influent sur l'écoulement du brut et par conséquence une chute de production.

L'EPF représente une mini-station de traitement avant l'arrivée au centre principal, il comporte généralement :

- Manifold
- Séparateur.
- Pompe.
- Les bacs
- Compresseur d'air.
- Cabine de control.
- Générateur.
- Equipements de sécurité.

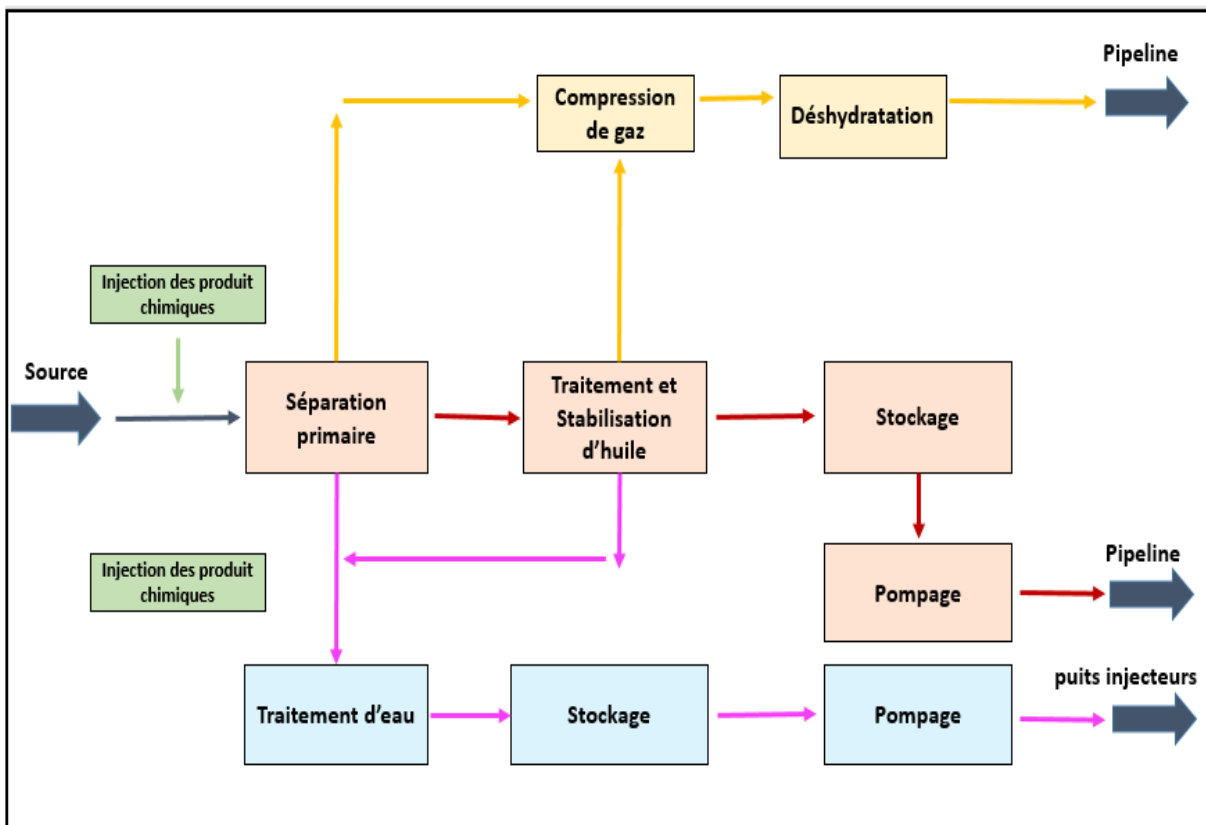
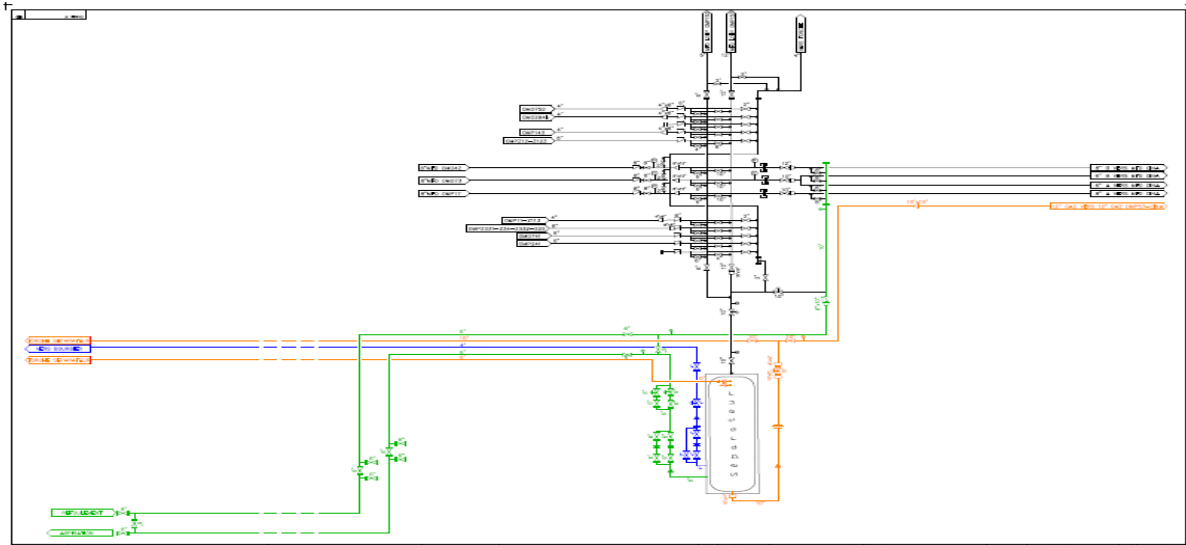


Figure. III.2 : Schéma explicatif d'un EPF

### III.1.3.2. L'OBJECTIF D'UN EPF

- Soulagement du réseau de collecte.
- Elimination de freinage par la diminution des pressions dans les pipe.
- Augmentation de taux de production.
- Réduire la charge gaz sur les centres de traitement.



**Figure.III.3 : Flow diagramme de l'EPF OMP153 [5]**

### III.1.3.3. DESCRIPTION DE L'EPF OMP153 :

Le brut provient des puits rassemble au manifold OMP153 qui a une pression de 12 bar et se dirige vers le séparateur à travers une conduite de 10", la séparation s'entraîne dans une marge de 9 à 10 bar, le gaz séparé est expédié à l'effet de gravité avec un pipe de 10" au centre de traitement (CINA).

L'eau est recombinaée avec l'huile à la sortie de séparateur (après la séparation) pour des raisons de sécurité (Environnement) avant de les pomper par une conduite de 10" au centre de traitement « CINA ».

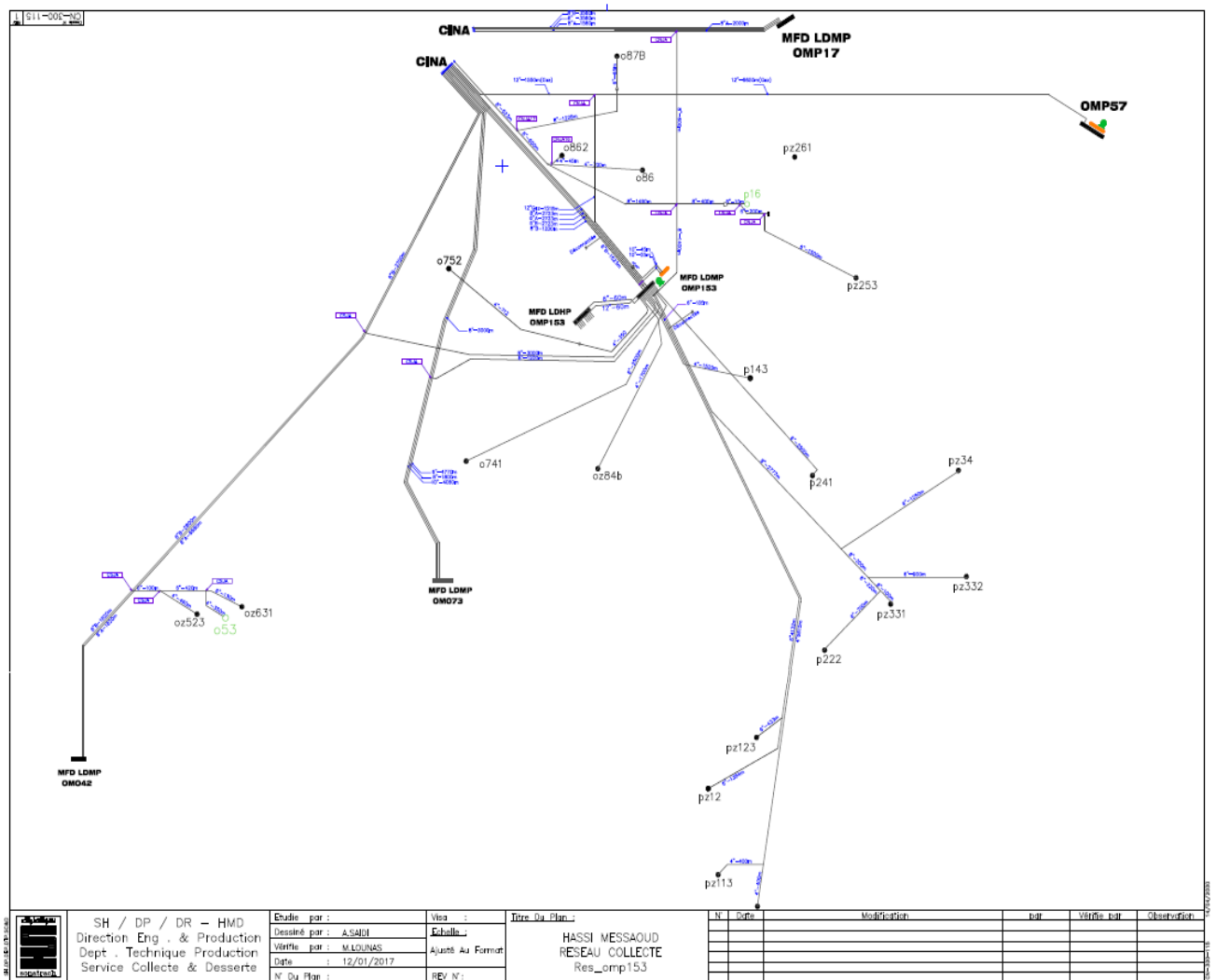
Le liquide (l'huile et l'eau) est aspiré avec une pression de 7 bar et refoulé avec 11 bar à l'aide d'une pompe de 250 HP.

**III .1.3.4. LES DEFIS A RENCONTRE :**

- L’instabilité des puits connectés (fermeture ouverture).
- Les bouchons d’eau en cas des interventions.
- Le volume de séparateur est limité.
- L’arrêt de pompe.
- Le manque de coordination entre les services.
- Le freinage de certains puits à cause de la pression élevée dans le manifold.

**III .1.3.5. LES PUICTS CONNECTES A L’EPF OMP153 :**

16 puits sont raccordés à l’EPF153 et peut y avoir plus ou moins selon des raisons de production.



**Figure.III.4 : Carte de réseau OMP153 [5]**



Well List		
Field : Hassi Messaoud		EXPRO
Station: EPF_OMP-153		
Test : Field Production Test		
Dates : 09/04/17		
Total number of wells : 17		Tel Expro: 0660409164
Well Number	Open	Observation
OMOz-84b	Open	
OMO-741	Open	
OMPz-12	Open	
OMP-143	Open	
OMOz-523	Open	
OMOz-631	Open	
OMO-53	Open	
OMOz-632	Open	
OMOz-64	Open	
OMOz-833	Open	
OMPz-331	Open	
OMPz332	Open	
OMPz-34	Open	
OMP-222	Open	
OMP-241	Open	Sur Collecte Apres BE (07/04/2017)
OMPz-113	Open	Sur Collecte Apres BE (06/04/2017)
OMO-83		Puits raccordé Ligne Direct MP

Figure. III. 5 : Liste des puits actifs connectés à l'EPF153 [5]

## III.2 ETUDE COMPARATIVE

### III.2.1. INTRODUCTION

Pour étudier l'évaluation de la production dans l'OMP153 après l'installation de l'EPF, une comparaison entre les données des puits avant et après l'installation est introduite pour mieux comprendre l'évolution de gain de production.

Dans cette étude certain nombre des puits représentatifs sont choisis pour bien montrer l'influence de l'installation d'EPF sur la production et les pressions des pipes.

III.2.2. INFLUENCE D'EPF SUR LA PRODUCTION :

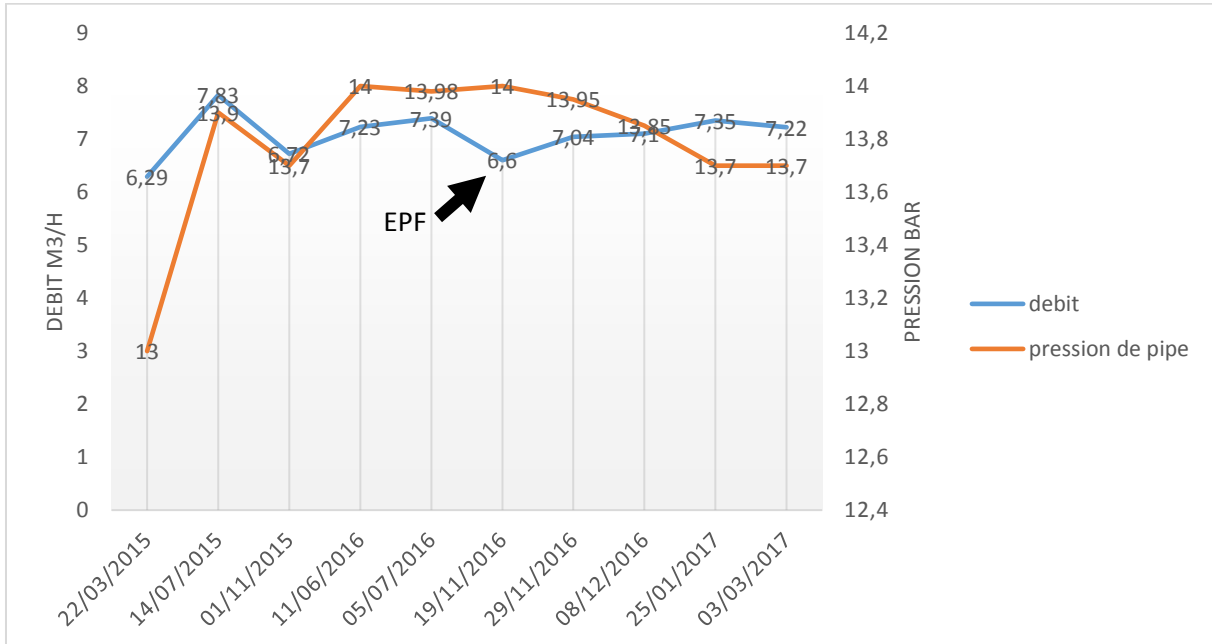


Figure.III.6 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ833

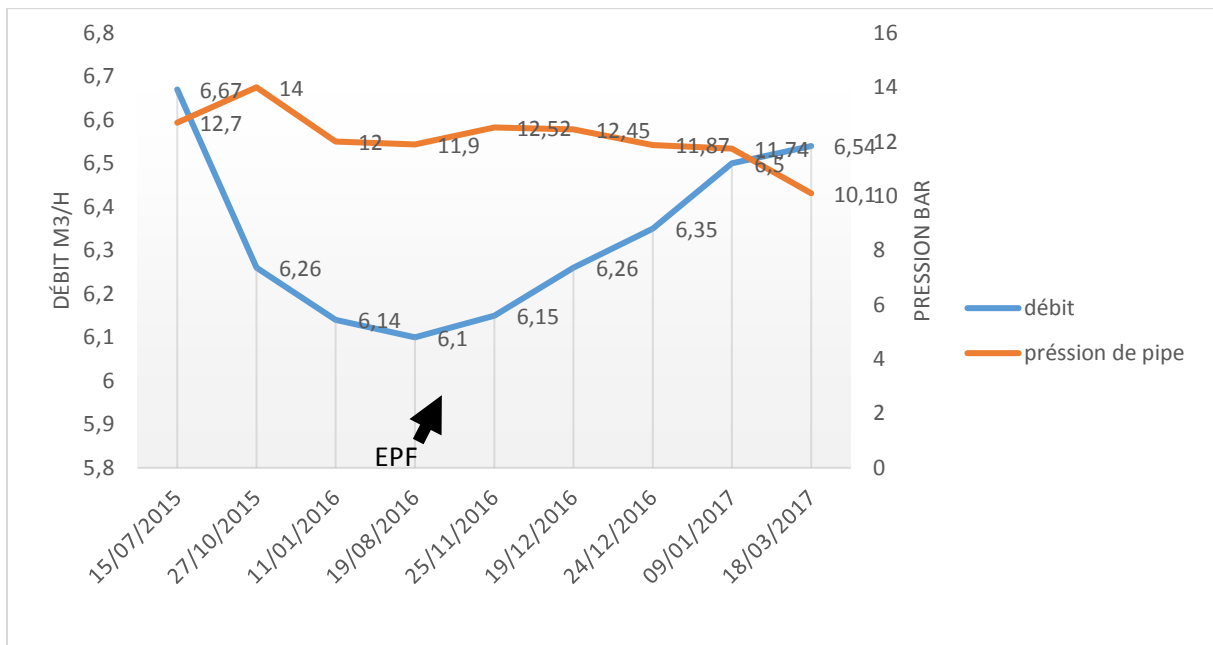


Figure.III.7 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ523

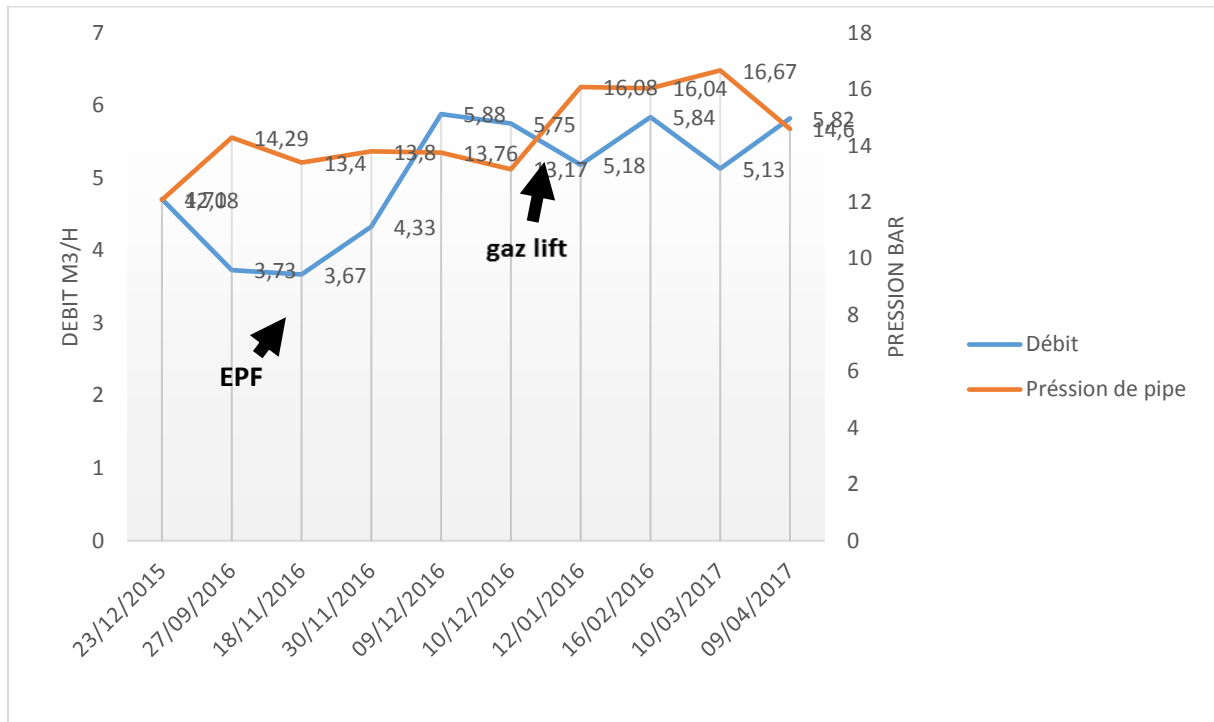


Figure. III. 8 : L'évolution de débit et de pression de pipe OMOZ64

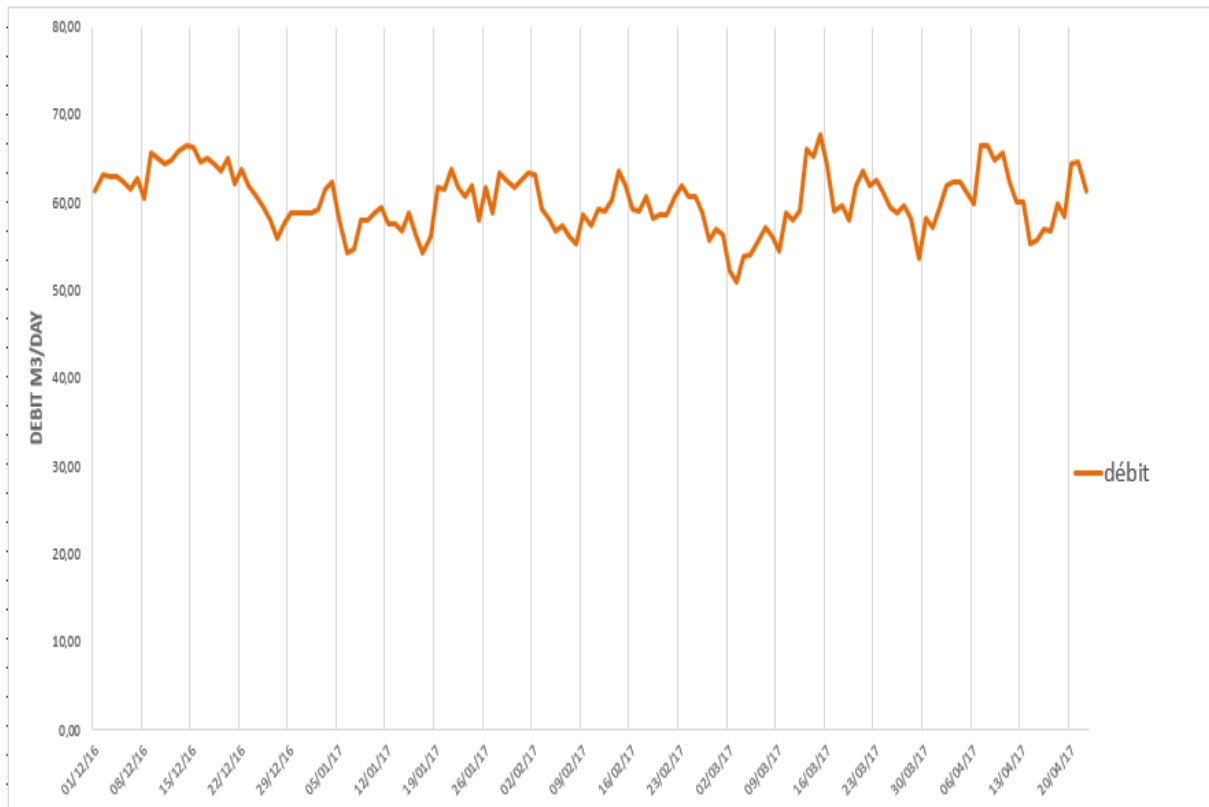
Les observations obtenues des graphes ci-dessus montrent les changements conçois par l'EPF sur l'OMP153, une augmentation considérable de production qui est expliquée par une diminution dans les valeurs de pressions de pipe due à la réduction de perte de charge (réduction de la longueur des pipes par rapport au CINA) et la pression de séparation qui est inférieure à celle de centre de traitement.

$$Pp = \Delta p + Psep$$

D'autre part, malgré l'existence de l'EPF il y a une possibilité d'avoir des chutes de production et des élévations de pressions de pipe, qui est due à l'augmentation du GOR dans les pipes à cause de la production de gaz dans le puits lui-même ou des bouchons de gaz suite aux opérations d'intervention sur le puits et le gaz lift comme le cas de OMOz 64 (gaz lift), tous ces problèmes peuvent produire un freinage d'écoulement du brut dans les pipes réduisant la production.

Tableau.III.1 : La somme de la production OMP153

Puits	Avant			Après		
	Pt	Pp	Q	Pt	Pp	Q
OMOz84	21	16.14	2.7	24.78	14.88	4.33
OMO741	9.8	6.5	0.79	-	-	-
OMPz12	24.91	12.66	0.96	19.6	12.1	2.8
OMP143	24.8	13.1	2.87	26.35	13.13	4.05
OMOz523	22.1	12.5	5.94	24.9	10.1	6.2
OMOz631	17.7	9.7	0.05	14.4	9.1	4
OMO53	18	12.5	1.6	21.21	10.65	2.01
OMOz632	22.48	13.9	2.39	14.2	23.9	6.63
OMOz64	34.6	16.08	5.18	19.1	14.6	5.82
OMOz833	27.4	14	6.6	27.04	13.7	7.22
OMOz331	24.2	22	0.03	26.7	14	1.6
OMPz332	30	22	2.6	26.4	13.9	4.87
OMPz34	31.35	19.79	3.69	25.88	14.88	5.33
OMP222	24.4	23.2	0.4	25.6	12.28	1.56
OMP241	28.36	21.93	0.67	15.6	11.4	0.26
OMPz113	15.30	12.36	0.04	15.4	13.7	1.31
			<b>43.49</b>			<b>60.2</b>



**Figure.III.9 : Profile de production depuis l’installation de l’EPF153 [5]**

D’après le profil de production après l’installation d’EPF et le tableau ci-dessus, on constate que le débit reste proche d’une valeur moyenne environ de 60.2 m<sup>3</sup>/h, tandis qu’avant l’installation, le débit d’ensemble des puits était dans la moyenne de 43,49 m<sup>3</sup>/h.

Le gain est de 16.51 m<sup>3</sup>/h.

En conclusion, après la réussite d’EPF à la réduction de charge sur les grands centres de traitement (CINA), l’objectif principale visé de ce système est accompli.

### III.3 OPTIMISATION DE PRODUCTION

---

#### III.3.1. INTRODUCTION :

Comme il est indiqué précédemment, ce système rencontre des problèmes et des limites qui réduisent son efficacité, mais il a tendance d'être optimisé, alors, une étude d'optimisation est introduite visant l'amélioration possible de système à partir de la modification sur le réseau (jonction, manifold...) les pipes (diamètre intérieure) et le séparateur (pression de séparation, volume de séparateur) à l'aide de logiciel PIPESIM2015.

---

#### III.3.2 MODELISATION DE RESEAU DE COLLECT

Le puits est seulement un composant du système de production. On ne peut pas analyser la performance du puits sans prendre en considération les pipelines, tant que chacun des composants du système affecte le fonctionnement de la chaîne entière.

Le but de ce sous-chapitre est d'établir un modèle de réseau de surface pour le réseau de collecte d'OMP153. Ce modèle sera utilisé comme un outil de simulation et optimisation.

---

#### III.3.3. PROCEDURE DE SIMULATION

##### III.3.3. 1. CREATION DE RESEAU :

Pour commencer l'optimisation, on crée un modèle pour notre réseau par les outils qui se trouvent en PIPESIM (source, jonction, flow line, sink, séparateur).

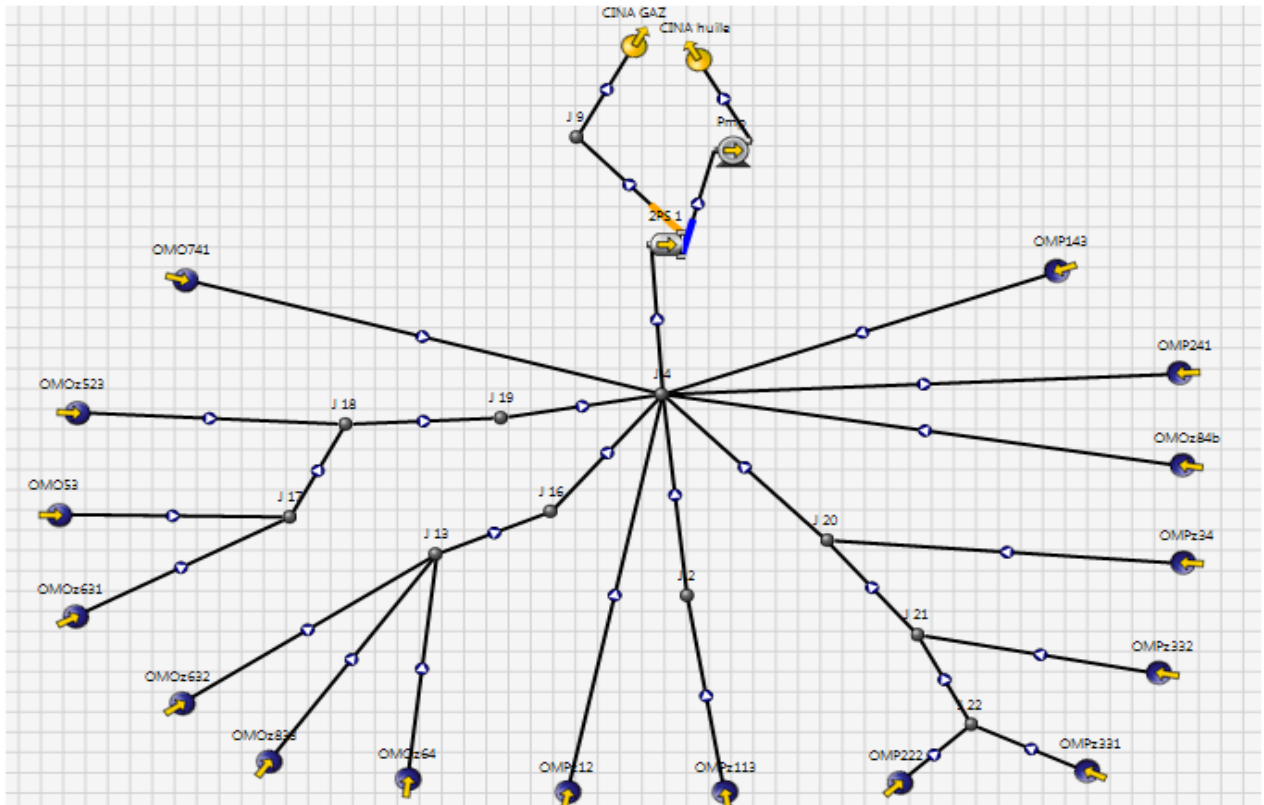


Figure.III.10 : Le modèle de réseau OMP153 PIPSIM2015

III.3.3.2. INSERTION DES DONNEES :

- Puits (source) : On insère la pression de pipe, la température et le nom de chaque puits.

Figure.III.11 : Méthode d'insertion des données d'un puits.

- Flow line : les données nécessaires dans une flow line sont :

-Le diamètre : le logiciel contient des diamètres différents. La rugosité et la dureté sont choisis automatiquement selon le diamètre.

-L'élévation : les valeurs de l'élévation sont obtenues de Google Earth.

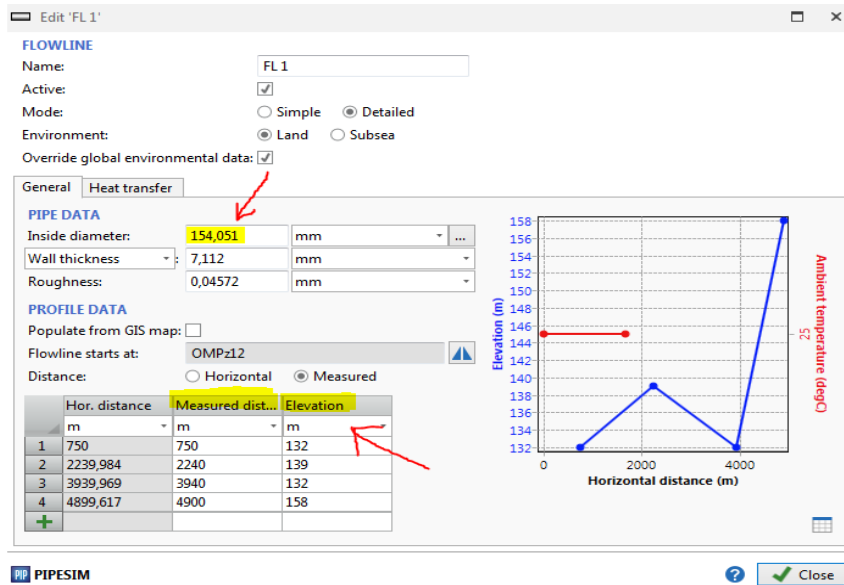


Figure.III.12 : Insertion des données d'un flow line.

- Séparateur : pour la mise en fonction d'un séparateur, on doit introduire le type de fluide à séparer et la pression de séparation.

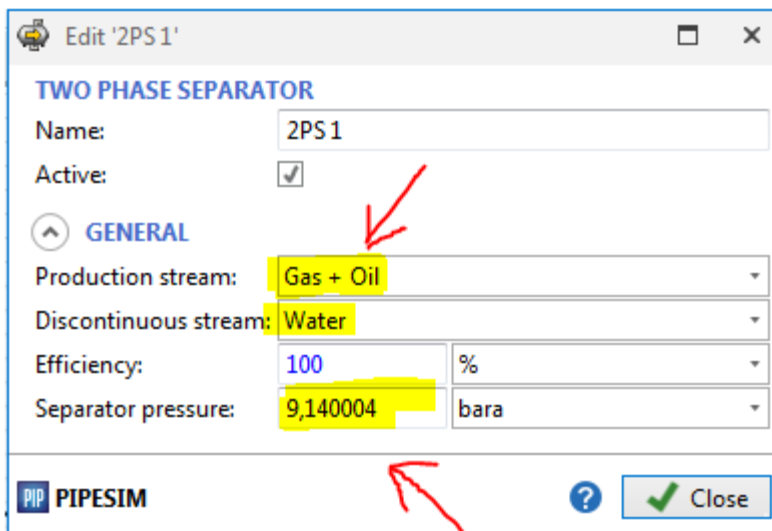


Figure.III.13 : Insertion des données d'un séparateur



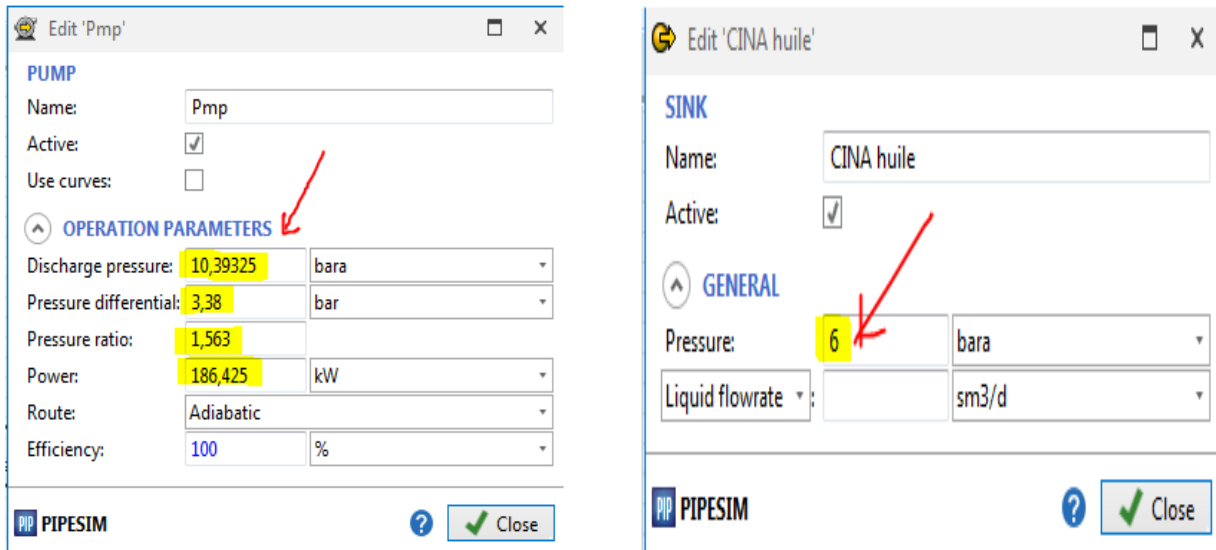


Figure.III.14 : Insertion des données d’une pompe et d’un centre de traitement.

### III.3.4. DATA DE MODELISATION

#### III.3.4.1. LES DONNEES DE JAUGEAGE

Ce sont les données de base de production qui fournissent tous les paramètres de production des puits (Pwh, Pp, Qoil, Qgas, Qwater, GOR...).

#### III.3.4.2. MODELE DU FLUIDE

Le modèle de fluide choisi dans cette simulation est le modèle Black Oil, qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudos constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, ce modèle prédit les propriétés à partir de GOR.

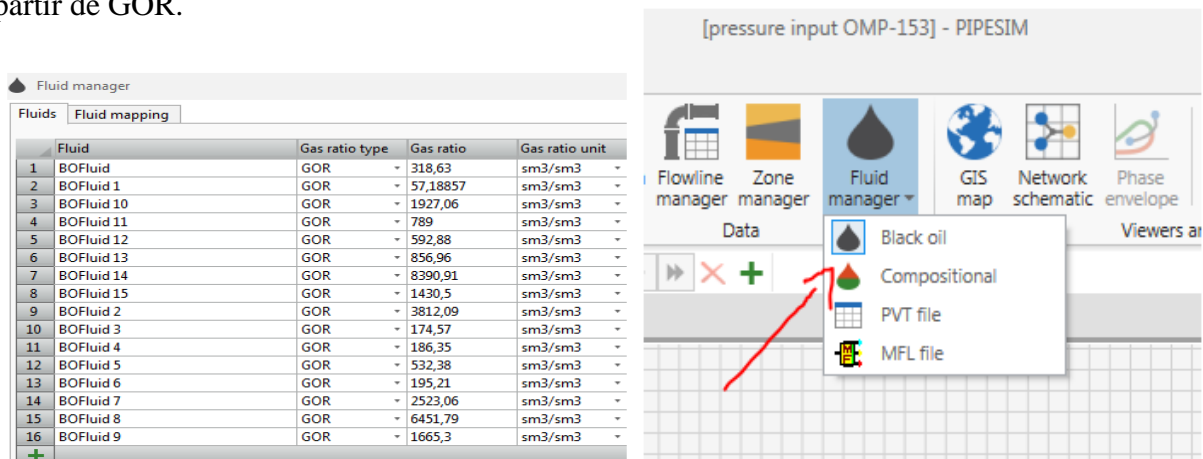


Figure.III.15 : Insertion des données de fluide

III.3.4.3. PROFIL DES PIPELINES :

La carte du réseau de collecte OMP153 est nécessaire pour connaître l'emplacement des puits et des manifolds ainsi que les divers liens entre puits, manifolds, collecteurs et pipelines. Afin de faciliter la tâche une liste de lignes est établie, à l'aide de logiciel Google Earth, les élévations de chaque pipeline sont prises.

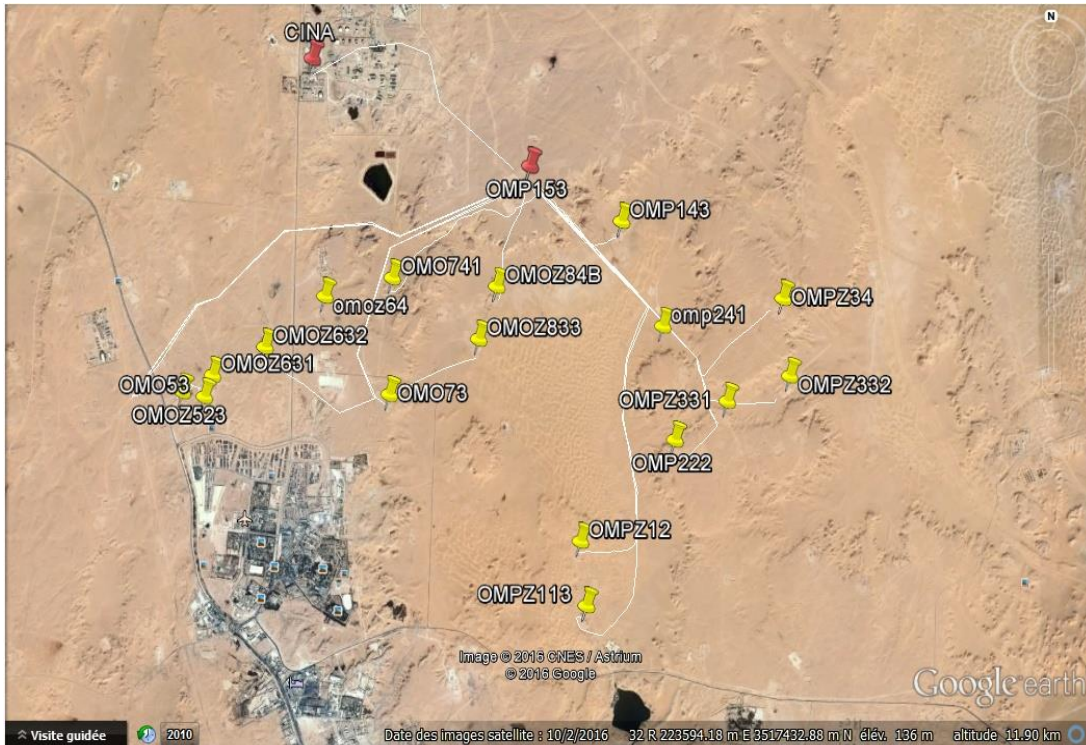


Figure. III.16 : Les puits connectés à l'EPF 153 par Google Earth

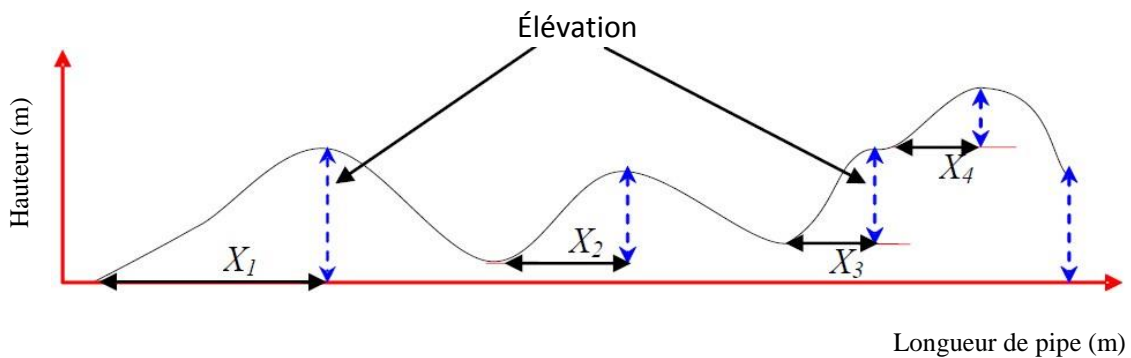


Figure.III.17 : Profile de pipeline

III.3.5. LE CALAGE (MATCHING)

III.3.5.1. PROCEDURE DE MODELISATION ET DE CALAGE

Après avoir saisi toutes les données requises dans le logiciel PIPESIM, une exécution est faite en vue d'obtenir des résultats simulés (débit) par le logiciel à partir des données insérées.

L'objectif du calage est d'ajuster le débit calculé avec celui mesuré, afin de trouver un modèle de base qui reflète le statut actuel du réseau de collecte ; la formule suivante présente les limites d'erreurs de débit.

$$Erreur = \left| \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} \right| \leq 7\%$$

Pour tout puits excédant la limite d'erreur, il est nécessaire de réexaminer les premières données d'entrée. Une fois ce point vérifié, le profil du pipeline et l'efficacité d'écoulement sont réajustés afin de minimiser l'erreur.

L'algorithme montre les différentes étapes suivies dans le programme de pipeline, afin d'établir un modèle mieux adapté au statut actuel du réseau de collecte d'OMP153.

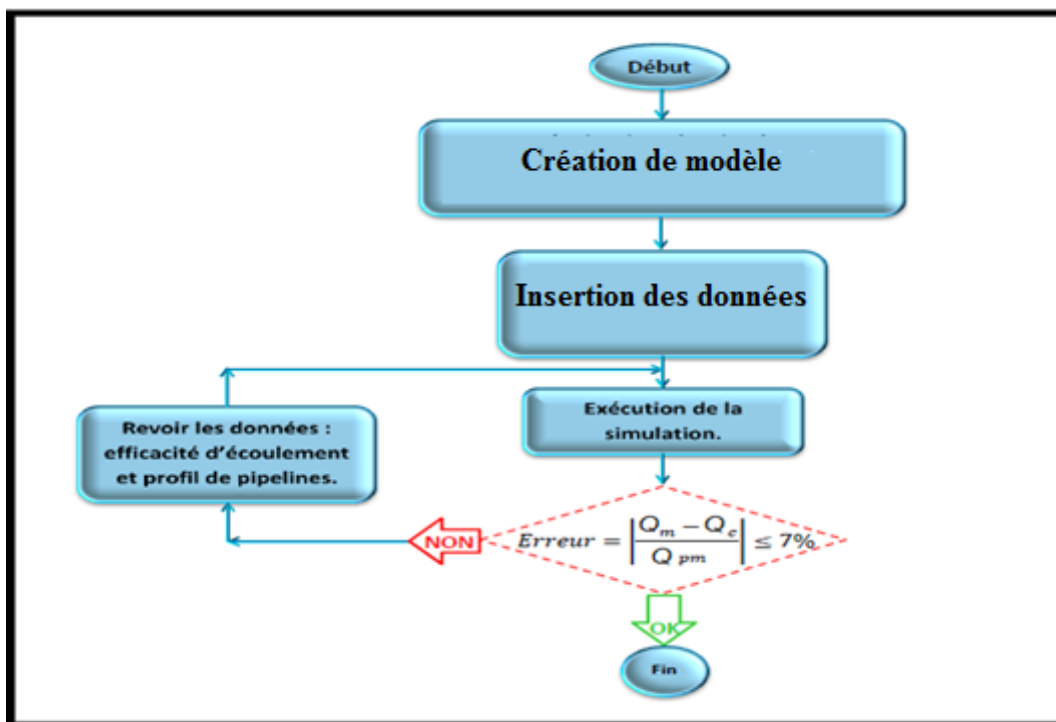


Figure.III.18 : Algorithme de programme PIPESIM

## III.3.5.2. RESULTATS DE MODELISATION :

**Tableau.III.2 : Résultats de modélisation.**

puits	pression bar	Q c m3/h	Qm	Qc-Qm	écart
OMO53	13,00034	1,65	1,24	0,41	0,33064516
OMO741	2,486736	1,28	0,79	0,49	0,62025316
OMOz523	10,09972	9,3	6,2	3,1	0,5
OMOz631	9,09998	2,78	4	-1,22	0,305
OMOz632	14,20003	11,12	6,63	4,49	0,67722474
OMOz64	14,59993	8,23	5,82	2,41	0,41408935
OMOz833	14,39998	19,23	7,22	12,01	1,6634349
OMOz84b	14,87986	1,53	3,93	-2,4	0,61068702
OMP143	12,87969	4,25	1,89	2,36	1,24867725
OMP222	12,27984	1,56	1,56	0	0
OMP241	11,40007	0,14	0,26	-0,12	0,46153846
OMPz113	13,70016	0,69	0,31	0,38	1,22580645
OMPz12	12,09989	3,25	1,8	1,45	0,80555556
OMPz331	14,00008	3,12	1,6	1,52	0,95
OMPz332	13,90011	5,48	3,87	1,61	0,41602067
OMPz34	13,00034	3,25	3,58	-0,33	0,09217877

D'après le tableau le modèle est calé, puisque les écarts sont acceptables (inférieur à 7%).

---

**III.3.6 ANALYSE DES PERTES DE CHARGE**

Le modèle étant calé, on calcule les pertes de charges dans chaque flow line . Il existe des pertes de charge additionnelles (restrictions) dans tous les branches.

D'après ces résultats, on remarque que toutes les branches génèrent relativement de grandes pertes de charges en particulier les branches.

On suppose que ces pertes de charge sont reliés aux dépôts ou à un autre type de restriction inconnu.

III.3.7. ANALYSE DE LA VITESSE DU FLUIDE

Les pipelines du réseau de collecte comprennent différentes tailles, allant de 4 "à 8" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 8 "à 14" pour les collecteurs.

Le modèle du réseau montre que les branches actuelles de pipeline ne sont pas très appropriées pour la production actuelle, sauf pour quelques branches.

Basé sur l'intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide ( $1 \text{ m / sec} < \text{VMF} < 4,0 \text{ m / sec}$ ), pour éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses ( $< 1 \text{ m / sec}$ ), et pour prévenir l'érosion pour les vitesses élevées ( $> 4 \text{ m / sec}$ ), les analyses de la vitesse du fluide dans les pipelines montrent que :

- Les pipelines OMPz84b-MFD153. OMOz632-MFD73 et OMPz331-MFD153 fonctionnent dans l'intervalle recommandé de vitesse de fluide donc on peut les accepter.
- Les autres pipelines fonctionnent à des vitesses inférieures à la limite recommandée, ce qui signifie que ces pipelines sont surdimensionnés, cela est dû au faible GOR dans le flux on cite : OMP143 –MFD153 OMO741-MFD153 OMOz84b-MFD153 OMOz64-MFD 73.

**Tableau.III.3 : Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes**

Pipe	D(in)	Vm (m/s)	ΔP (bar)	Remarque	D optimal (in)	Nouv Vm (m/s)	Nouv ΔP (bar)	Gain m3/h	Résultats
OMP143 – MFD153	4 "	4,56	1,7	Surdimensionne	6"	1.76	0.98	5.15	Optimisé
OMO741-MFD153	6"	0,33	1,5	Surdimensionne	4"	0.66	1.8	0.34	Non optimisé
OMPz84b-MFD153	4"	3,12	0,69	Acceptable	/	/	/	/	/
OMOz84b-MFD153	4"	2,3	2	Surdimensionne	6"	1.03	2.3	2.07	Non optimisé
OMOz84b-MFD153	4"	2,3	2	Surdimensionne	8"	1	0.76	1.27	Optimisé

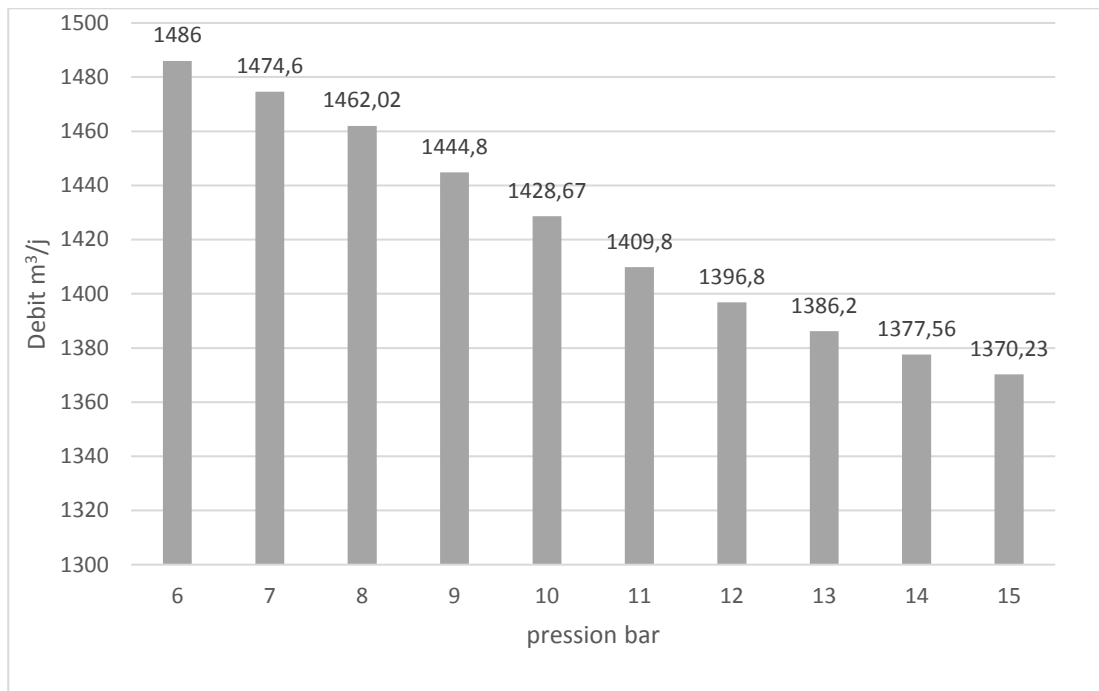
<b>OMOz64- MFD 73</b>	4"	2,6	1,3	Surdimensionne	6"	2.3	0.82	0.12	Optimisé
<b>OMOz632- MFD73</b>	6"	2,01	0,23	Acceptable					
<b>OMPz331- MFD153</b>	8"	1,08	0,88	Acceptable					

### III.3.8 SENSIBILITE SUR LA PRESSION DE SEPARATION

- Dans le cas de base le débit d'huile  $Q_h = 1444.8 \text{ sm}^3/\text{j}$ .
- Si on fait des sensibilités sur la pression de séparation, on enregistre une augmentation de débit d'huile en fonction de la diminution de la pression de séparation comme présente le tableau ci-joint.

**Tableau III.4 : Résultats de la simulation du cas de base par PIPESIM**

<b>Psep (bar)</b>	<b>Q (m<sup>3</sup>/h)</b>
<b>6</b>	<b>1486,72</b>
<b>7</b>	<b>1474,60</b>
<b>8</b>	<b>1462,02</b>
<b>9</b>	<b>1444,80</b>
<b>10</b>	<b>1428,67</b>
<b>11</b>	<b>1409,80</b>
<b>12</b>	<b>1396,80</b>
<b>13</b>	<b>1386,2</b>
<b>14</b>	<b>1377,56</b>
<b>15</b>	<b>1370,23</b>



**Figure.III.19 : Evaluation du débit d'huile en fonction de la pression de séparation**

La pression de séparation optimale est entre 9 et 10 bar puisque :

- Le séparateur installé est désigné pour fonctionner efficacement à une valeur de pression entre 9 et 10 bar.
- Une faible pression de séparation favorise la vitesse de Gas flow, engendrant une érosion des conduites.
- Une pression de séparation inférieure à 9 bar diffuser un débit important mais avec une mauvaise qualité et les objectifs de séparation sont accomplis insuffisamment.

---

### III.3.9 SENSIBILITE SUR LES JONCTIONS

Il est nécessaire de raccorder les puits selon leurs pressions, afin d'éviter le freinage de chacun sur l'autre, les puits ayant des pressions équivalentes doivent être rassemblés dans des jonctions différentes que des puits d'autre range.

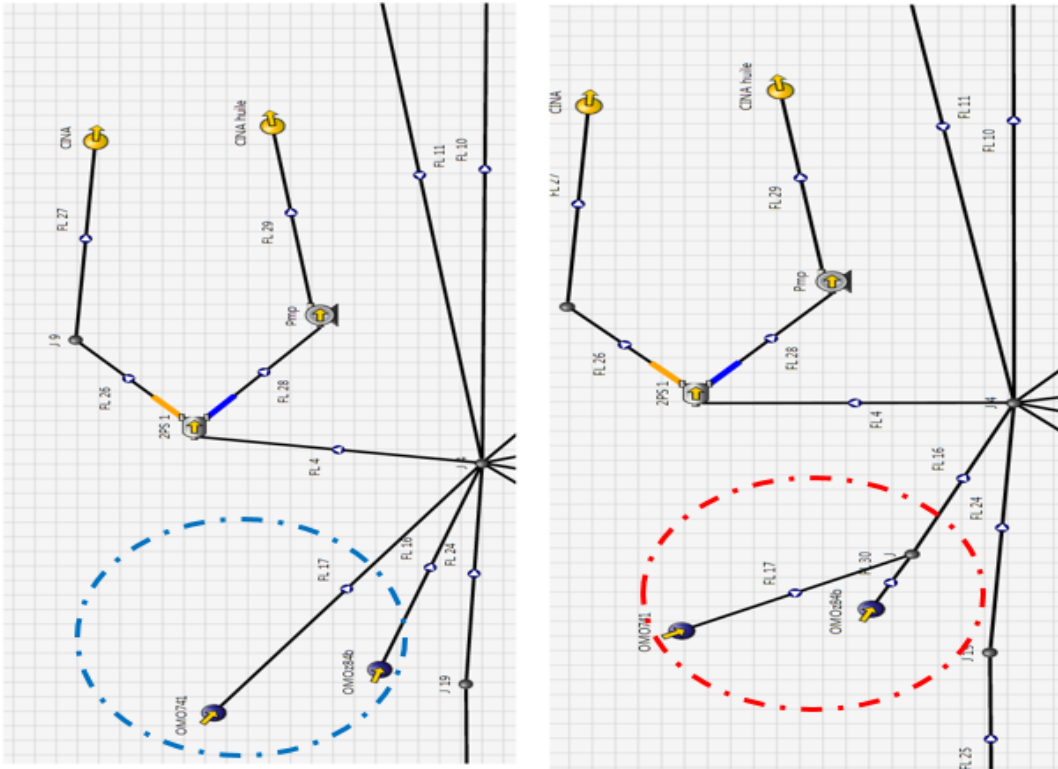


Figure.III.20 : Le puits OMO741 recombé avec OMOz84b

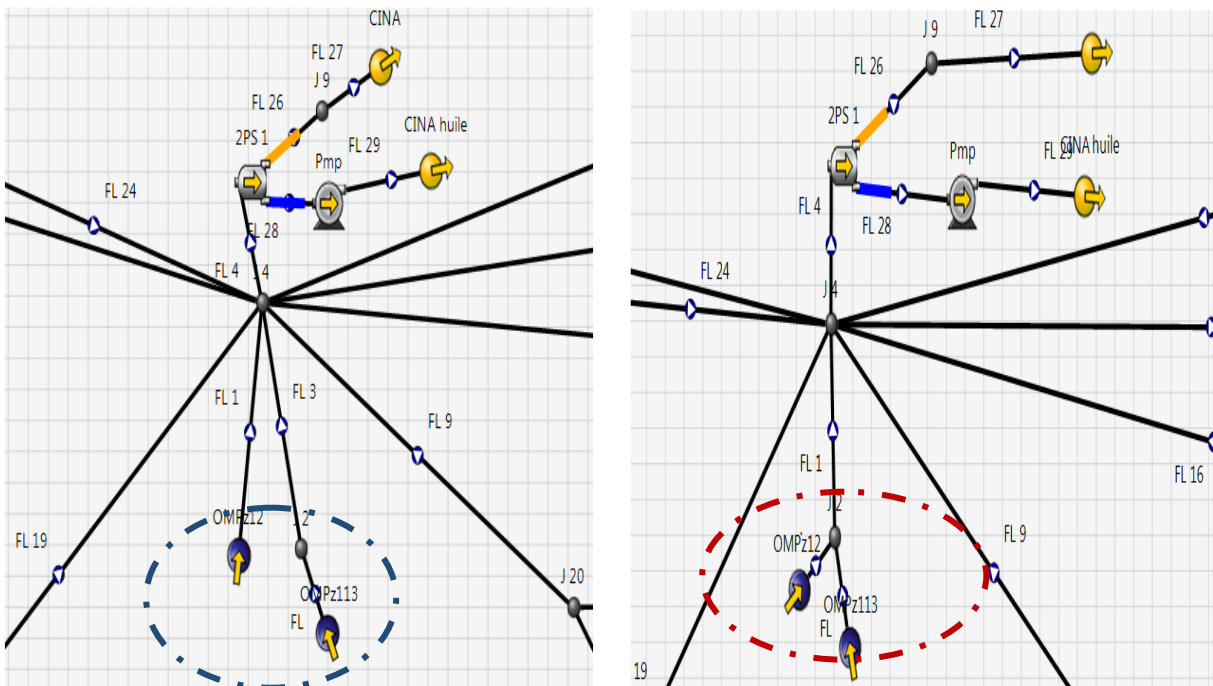


Figure.III.21 : OMPz113 recombine avec OMPz12



Les puits pris (OMO741 – OMOZ84B) et (OMPZ113– OMPZ12) à l'état réel sont indépendants chacun un de l'autre, pour les optimiser on les recombine et on exécute le logiciel,

**Tableau.III.5 : Résultats de changement des jonctions. PIPESIM**

Scenario	L'état initial	L'état final	Débit mesure	Débit résultant	Gain	
OMO741	Indépendant	Combiné	0.79	1.02	0.23	Acceptable
OMOz84b			3.93	6	2.07	
OMPz113	Indépendant	Combiné	0.31	1.2	0.89	Faux
OMPz12			1.8	0.7	-1.1	

Les résultats :

- 1er cas : un gain total 2.3 m<sup>3</sup>/h
- 2eme cas : une perte de production.

### III.4 CONCLUSION

L'étude comparative a montré que l'EPF a un gain considérable et son installation est avantageux. (Une augmentation de débit de 41,9 m<sup>3</sup>/h à 60.2 m<sup>3</sup>/h).

Les résultats obtenus d'optimisation de réseau OMP153 sont :

- La pression de séparation est entre 9 et 10 bar.
- Changements de diamètre des lignes suivant OMOz64-MFD 73 OMOz84b-MFD153 OMP143 –MFD153 sont recommandés à optimiser.
- La recombinaison du puits OMO741 avec OMOz84b est bénéficiant.

# **CONCLUSION GENERALE**

### CONCLUSION GENERALE

L'objectif de cet ouvrage était de mieux comprendre à quoi sert la mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie (EPF) dans une chaîne de production et plus précisément L'OMP153, une analyse comparative basée sur des critères d'évaluation qualitative entre les deux états a identifié les totalités des variations sur la production, en déduisant le gain technique apporté, arrivant à optimiser le système. Tout d'abord le réseau était modélisé par logiciel PIPSIME. Cette démarche a facilité l'optimisation des critères de conception qui pourront par la suite améliorer les écoulements des fluides et faciliter les ouvrages des centres de traitement. Certes, l'objectif a été atteint par une revue des différents facteurs pouvant influencer la performance d'EPF et la production entière. Ces facteurs incluent notamment des pistes d'améliorations pour le système en place (réseau, pipe et séparateur). Depuis ce travail on est arrivé aux conclusions suivantes :

❖ La première partie (l'étude comparative)

- Le débit reste proche d'une valeur moyenne environ de 60.2 m<sup>3</sup>/h, tandis qu'avant l'installation d'EPF, le débit d'ensemble des puits était dans la moyenne de 43,49 m<sup>3</sup>/h (il y'a de gain notable).
- Malgré l'existence d'EPF il y'a des réductions de production dans certains points, sont des champs à optimiser.

❖ La deuxième partie (l'optimisation de réseau)

- Des changements de diamètre des pipes dans quelques points à cause des pertes de charge additionnelles.
- La dénivellation des pipelines fait apparaître le problème de hold up qui peut entraîner un freinage dans la production.
- Les acheminements des puits influent sur la production, alors, en les modifiant on a vécu des variations de débit de production.
- La diminution de la pression de séparation au niveau d'EPF provoque une augmentation de la production.
- La pression de séparation optimale est en fonction des différents paramètres tel que la vitesse des fluides et le volume de séparateur.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] A. HOUPEURT, Cours production, L. MAILHE, collecte - traitement - stockage, 1974.
- [2] Aliev et Ali, "Structure géologique et perspective en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien ". 1971.
- [3] Amata.A, « Caractérisation des gisements de Hassi Messaoud, impacts sur la qualité du réservoir ». IAP Boumerdes,2002.
- [4] Ammour.M "Modélisation et optimisation des performances d'un système de production : Cas d'étude Satellite W1A", IAP,2014.
- [5] Document SONATRACH Hassi Messaoud division production.
- [6] Lakrem et Abbas, " Analyse et diagnostique du réseau de collecte de satellite S1A, Hassi Messaoud" Université Boumerdès, 2012.
- [7] Meriuma.A, "Modélisation analytique de l'estimation géométrique de la bille d'injection". Université Batna, 1996.
- [8] Mimoun et Saada, "Amélioration de la qualité du pétrole brut LDHP " Université Biskra,2012.
- [9] PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide, Schlumberger, 2006.
- [10] Sadaoui et Bougesba "Réseau collecte et installation séparateur et unité pompage au niveau de manifold" Université Ouargla, 2012.
- [11] Y Kouzmine, "L'Espace Saharien Algérien : Dynamique démographiques et migratoires '", Maitrise de Géographie, Université de Franche -Comté, 2003.

# ANNEXES

Tableau A.1 : Paramètres des jaugeages : OMOZ64

Paramètres des jaugeages : OMOZ64							
Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
23/12/2015	21,14	12,08	14	4,71	155,46	0	-
27/03/2016	21,3	14,29	14	3,73	151,71	0	-
22/08/2016	25,1	13,4	14	3,67	392,19	0	-
24/08/2016	20	13,8	17	4,33	457,35	0	-
09/09/2016	27,72	13,76	17	5,88	412,21	0	-
10/09/2016	23,44	13,17	17	5,75	285,34	0	-
12/09/2016	34,6	16,08	17	5,18	633,22	0	-
16/12/2016	19,77	16,04	17	5,84	145,85	0	-
10/01/2017	20,32	16,67	17	5,13	320,69	0	-
09/04/2017	19,1	14,6	17	5,82	195,21	0	-

Tableau A.2 : Paramètres des jaugeages : OMOZ523

Paramètres des jaugeages : OMOZ523							
Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
15/07/2015	24,1	12,7	16	6,67	174,59	0	-
27/10/2015	24	14	16	6,26	369,93	0	-
11/01/2016	25,3	12	16	6,14	353,87	0	-
19/03/2016	24,1	11,9	16	6,42	269,98	0	-
07/07/2016	24,82	12,52	16	7,15	264,1	0	-
19/10/2016	25,27	12,74	16	6,7	330,89	0	-
24/11/2016	25,8	9,6	16	6,12	397,31	0	-
09/01/2017	25,02	11,74	16	6,41	337,65	0	-
18/03/2017	24,9	10,1	16	6,2	321,09	0	-

Tableau A.3 : Paramètres des jauges : OMOZ833

Paramètres des jauges : OMOZ833							
Date	Pression tête	Pression pipe	Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)	GOR	Eau récupérée	Eau injectée
22/03/2015	27	13	22	6,29	682,47	0	-
14/07/2015	27,1	13,9	22	7,83	431,15	0	-
01/11/2015	28,1	13,7	22	6,72	529,4	0	-
11/01/2016	27	14	22	7,23	590,93	0	-
05/04/2016	27,49	13,98	22	7,39	567,01	0	-
11/06/2016	27,4	14	22	6,6	489,38	0	-
29/08/2016	27	13,95	22	7,04	554,81	0	-
08/11/2016	27,99	13,85	22	7,1	536,1	0	-
25/11/2016	27,5	13,7	22	7,35	385,13	0	-
03/03/2017	27,04	13,7	22	7,22	532,38	0	-



Figure.A.1 : Séparateur EPF OMP153



Figure.A.2 : Pompe EPF OMP153



Figure.A.3 : Manifold OMP153



Figure.A.4 : Tête de puits OMOz64

Tableau.A.4 : La somme de production des EPF

Date	HGA	HTFM2	ONI31	OMK71	RAMA	OMP153
01/12/16	23,59	57,00	32,48	88,05	56,60	61,31
02/12/16	22,17	60,08	25,83	86,11	49,19	63,07
03/12/16	22,52	58,45	25,13	89,52	56,20	62,96
04/12/16	19,98	56,95	26,57	85,81	54,71	62,98
05/12/16	18,79	59,93	31,48	85,05	47,47	62,26
06/12/16	21,19	57,36	31,58	85,61	57,24	61,51
07/12/16	19,77	58,90	28,42	88,08	69,55	62,78
08/12/16	19,56	58,74	30,78	81,94	56,91	60,47
09/12/16	19,90	60,44	26,30	80,07	53,82	65,54
10/12/16	20,66	60,57	24,52	83,46	57,07	65,01
11/12/16	19,33	61,38	26,62	84,19	51,37	64,33
12/12/16	17,06	66,47	28,12	84,34	51,90	64,82
13/12/16	16,42	59,20	27,92	81,48	56,67	65,73
14/12/16	20,65	58,53	26,87	81,07	76,52	66,44
15/12/16	17,39	60,75	25,12	81,99	79,94	66,27



16/12/16	19,68	61,68	26,20	82,86	65,86	64,61
17/12/16	16,13	61,48	26,19	85,40	70,30	65,01
18/12/16	18,42	61,04	25,24	87,75	67,13	64,43
19/12/16	14,22	60,41	26,50	85,61	63,80	63,46
20/12/16	15,19	61,26	31,32	83,72	58,23	65,01
21/12/16	16,86	63,96	17,58	84,80	65,42	62,08
22/12/16	16,18	63,33	30,33	82,71	60,10	63,69
28/12/16	15,00	57,91	33,69	84,72	60,71	57,49
29/12/16	15,44	58,40	30,78	85,80	58,28	58,80
30/12/16	15,44	58,40	30,78	83,62	58,95	58,80
31/12/16	16,99	57,68	29,74	80,67	56,24	58,74
01/01/17	17,87	56,89	31,38	81,18	57,50	58,84
02/01/17	19,09	56,36	30,01	84,85	59,62	59,23
03/01/17	16,64	55,88	30,75	84,85	61,41	61,44
06/01/17	12,98	55,58	28,80	84,90	66,16	54,19
09/01/17	13,02	55,01	30,30	81,52	58,20	57,92
25/01/17	20,90	66,60	28,80	81,70	57,80	58,00
26/01/17	20,40	67,60	28,20	80,30	59,10	61,70
27/01/17	21,60	58,30	27,60	83,40	58,70	58,80
12/02/17	17,7	63,4	25	81,2	58,6	59,08
13/02/17	16,85	65,6	26,2	83,1	59,9	60,26
14/02/17	17,8	67,4	32,2	82,1	58,5	63,53
15/02/17	14,5	72,3	31,2	79,5	62,7	61,99
16/02/17	16	72,3	29,3	85,2	58,1	59,22
24/02/17	15,8	72,9	29,6	76,8	53,8	60,66
25/02/17	15,8	72,9	29,6	76,8	53,8	60,6
26/02/17	14,12	74,8	29,2	79,49	59,84	58,74
27/02/17	14,41	73,5	34,1	79,51	58,61	55,72
28/02/17	13,05	73,2	31,3	81,35	57,49	56,99
01/03/17	15,20	72,1	40,3	87,09	53,75	56,34
14/03/17	15,4	63,9	35,0	78,8	41,8	65,2
30/03/17	15,9	71,6	28,5	75,0	34,1	58,1
31/03/17	15,9	71,8	29,2	75,2	29,4	57,2
01/04/17	12,1	70,7	28,1	78,5	31,3	59,5
19/04/17	14,74	73,3	27,6	75,2	31,64	58,30
20/04/17	14,53	74,5	29,6	70,5	14,6	64,33
21/04/17	14,81	74,0	32,3	75,1	34,7	64,62
22/04/17	13,12	73,6	32,0	72,1	37,1	61,19