

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Ahmed Draïa Adrar**



**Faculté des Sciences et de la Technologie**

**Département d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables**

**Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en :**

**Filière : Génie des Procédés**

**Spécialité : Génie Chimique**

**Thème :**

---

**Dimensionnement et optimisation du réseau de collecte  
du champ de Foukroun à Adrar**

---

**Préparé par :**

**Ben Athmane Radhwan**

**Keddari Abderrehmane**

**Membres de jury d'évaluation :**

<b>M. HADJ KOUIDER Mohammed</b>	<b>Président</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>Pr: HADJADJ Ahmed</b>	<b>Encadreur</b>	<b>Pr</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>M. KASSMI Abdelkarim</b>	<b>Co-encadreur</b>	<b>ingenieur</b>	<b>Sonatrach</b>
<b>M. SAKMECHE Mounir</b>	<b>Examineur</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Adrar</b>

**Année Universitaire : 2021/2022**



## شهادة الترخيص بالإيداع

14 جوان 2022

انا الأستاذ(ة): حجاج أحمد  
المشرف مذكرة الماستر الموسومة بـ: Démontagement et optimisation de réseau de collecte du champ de Foukroun à Adrar

من إنجاز الطالب(ة): بن عثمان رضوان

و الطالب(ة): قداري عبد الرحمان

كلية: العلوم والتكنولوجيا

القسم: المحروقات والطاقة المتجددة

التخصص: هندسة كيميائية

تاريخ تقييم / مناقشة: 6 جوان 2022

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم / المناقشة، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها.  
و بإمكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والالكترونية (PDF).

- امضاء المشرف:

ادرار في: ..... 14 جوان 2022

مساعد رئيس القسم:



امضاء المشرف:  
حجاج أحمد

# *Remerciement*

*Nous remercions «الله» «tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

*On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire de fin d'étude.*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur*

*Pr : Hadjadj Ahmed, mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.*

*Nous n'oublierons pas de remercier tous les Enseignants de notre département Hydrocarbure, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.*

*Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

# *Dédicace*

*C'est grâce à ALLAH, à Lui Seul la louange, que nous avons pu finir ce travail ;*

*Et je tiens fermement à signaler que cette aventure nous a permis d'apprendre énormément de connaissances.*

*Comme je saisis cette occasion pour dédier cette œuvre :*

*À mes chers parents pour leurs sacrifices et leurs efforts consentis;*

*À mes frères et mes sœurs;*

*Aux membres de ma grande famille paternelle maternelle et mes alliés;*

*A tous mes amis; A tous ceux qui ont contribué à mon savoir et mon bonheur...*

## Résumé:

Notre travail vise à étudier l'optimisation de la production dans le champ de Foukroun par l'installation d'un séparateur avec une unité de pompage au niveau du manifold FOK avec l'entrée en production de nouveaux puits de production. L'étude entreprise a permis l'optimisation du réseau de collecte et les installations de surface existantes sur le champ et celle proposée dans le cadre de notre solution. Des études comparatives (avant et après l'installation) et d'optimisation de production avec un EPF à l'aide de logiciel PipeSim ont été proposées afin de pouvoir transporter le brut des nouveaux puits vers les installations de surface dans les bonnes conditions.

Les Mots-clés : Pression de pipe, Pression de tête du puits, Collecte, Manifold, Modélisation, Débit, GOR, Séparateur, Pompe.

## ملخص:

يهدف عملنا إلى دراسة تحسين الإنتاج في حقل فكرون من خلال تركيب فاصل مع وحدة ضخ على مستوى مشعب FOK مع دخول آبار الإنتاج الجديدة حيز الإنتاج. سمحت الدراسة التي تم إجراؤها بتحسين شبكة التجميع والتركيبات السطحية الحالية في الميدان والتي تم اقتراحها كجزء من حلنا. تم اقتراح دراسات مقارنة (قبل وبعد التثبيت) وتحسين الإنتاج باستخدام EPF باستخدام برنامج PipeSim من أجل التمكن من نقل النفط الخام من الآبار الجديدة إلى المرافق السطحية في ظروف جيدة. كلمات مفتاحية : ضغط الأنبوب، ضغط رأس البئر، تجميع، مجمع الصمامات، تصميم، التدفق، نسبة الغاز من زيت الشبكة، فاصل، مضخة..

## Summary

Our work aims to study the improvement of production in the Fakroun field by installing a separator with a pumping unit at the level of the FOK manifold with the entry of new production wells into production. The study carried out allowed optimization of the current in-field collecting network and surface installations which were proposed as part of our solution. Comparative studies (before and after installation) and production optimization with EPF using PipeSim software are proposed in order to be able to transport crude oil from new wells to surface facilities under good conditions.

Keywords: GOR, Separator, Pump, Pipe pressure, Wellhead pressure, manifold, collect. Modélisation....

## LISTE DES FIGURES

---

### LISTE DES FIGURES

Figure II.1-Situation du champ de Foukroun par rapport au bloc 353 .....	11
Figure II.2- Ligne sismique 92-SBA-52 .....	14
Figure II.3-Carte en isobathes au toit du Gedinnien.....	15
Figure II-4 Carte en isopaques du Gedinnien .....	15
Figure II-5-Coupe Est-ouest .....	16
Figures II-6- Corrélation des puits coupe (Est –Ouest) .....	17
Figures II-7-Situation du puits FOK-3 .....	20
Figures II-8- Situation du puits, FOK-4z.....	21
Figures II-9- Situation du puits FOK-5Z .....	22
Figures II-10- Situation du puits FOK-6Z .....	24
Figure III. 1. Liaison individuelle.....	27
Figure. III.2: Schéma représente la liaison par ligne individuelle .....	28
Figure. III.3: Schéma représentant la liaison par collecteur .....	29
Figure III. 4. Liaison par collecteur. ....	29
Figure III-5- Manifolds du champ de Foukron.....	31
Figure III-6- Pompe de puits à pétrole.....	32
Figure III-7-Ecoulements Diphasiques.....	34
Figure III-8-: Problème de Liquide Hold-up [7].....	38
Figure. III-9- : Vue d'un séparateur triphasique horizontale [8] .....	40
Figure IV.1. Perte de charge dans un système de production.....	43
Figure IV.2. Différentes positions des nœuds .....	44
Figure IV.3. Point de fonctionnement .....	45
Figure V.3 Optimisation PipeSim Gas Lift .....	52
Figure.V.4 Courbe des performances de conception et de production de puits .....	53
Figure VI.1: Plan d'analyse du travail.....	54
Figure.VI: 2.Modèle de réseau de Foukroun par PipeSim .....	55
Figure VI.3 : Méthode d'insertion des données d'un puits .....	56
Figure VI.4: Insertion des données d'un flow line. ....	56
Figure VI.5: Insertion des données d'un séparateur .....	57
Figure VI.6 : Insertion des données d'une pompe et d'un centre de traitement. ....	57
Figure VI.7: Insertion des données de fluide.....	58
Figure. VI.8 : Puits connectés à par réseau de collecte de champ de Foukroun Google Earth .....	59
Figure.VI.9 : Profile de la conduite [9].....	59
Figure VI.10:Organigramme l'analyse des données .....	61
Figure VI.11:Organigramme de la modélisation .....	62

## LISTE DES FIGURES

---

Figure.VI.12: Algorithme de programme PipeSim .....	63
Figure.VI.13.Gradient de pression dans la ligne FOK8Z .....	65
Figure.VI.14.Gradient de pression dans la ligne FOK5Z .....	66
Figure.VI.15.Gradient de pression dans la ligne FOK3 .....	66
Figure.VI.16.Gradient de pression dans la ligne FOKE1 .....	66
Figure.VI.17.Gradient de pression dans la ligne ODZ .....	67
Figure.VI.18. Gradient de pression dans la ligne FOK6Z .....	67
Figure.VI.19.Gradient de pression dans la ligne FOK4Z .....	67
Figure Annexe 1 : Modèle de réseau de collecte du champ de Foukroun par logicielle PipeSim .....	80
Figure annexes 2: Séparateur de production.....	80
Figure annexes 3 : Pompes d'expédition .....	81
Figure annexes 4 :Pompe monophasique .....	81
Figure annexes 5:Pompe multiphasique .....	81

## LISTE DES TABLEAUX

---

### LISTE DES TABLEAUX

Tableau II. 1- Coordonnées des puits .....	12
Tableau II. 2- Coordonnées géographiques et UTM du Périmètre d'exploitation du gisement de Foukroun	16
Tableau II.3- Lignes sismiques .....	13
Tableau II.4 : Données du puits FOK03Z .....	19
Tableau II.5: Données du puits FOK-6Z .....	23
Tableau III-1-: Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges: .....	35
Tableau III--2: Valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement .....	37
Tableau III-3- : Valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement.....	37
Tableau III.4.Caractéristiques de séparateur .....	41
Tableau III.5.Capacité de séparateur .....	41
Tableau.VI.1 : Résultats de modélisation. ....	63
Tableau VI.2: Résultats obtenus avants l'installation séparateur et la pompe.....	64
Tableau VI.3: Résultats obtenus après l'installation séparateur et la pompe .....	65
Tableau VI.4 : Résultats de la simulation par PipeSim .....	69
Tableau VII. 1: Prix des pipes à raccorder .....	71
Tableau VII. 2: Prix des équipements.....	72
Tab.VII.3. Sensibilité du pay out time au prix du brut.....	73

## LISTE DES ABREVIATIONS

---

### LISTE DES ABREVIATIONS

**DA** : Dinar Algérien.

**ESP** : Pompes Electriques Submersibles.

**GL**: Gaz Lift

**GOR** : Rapport de gaz sur l'huile [scf/bbl V 3 ft / f]

**H<sub>L</sub>**: Hold-up liquid.

**H<sub>g</sub>**: Hold-up gaz.

**HP** : haute pression [bars]

**MFD**: Manifold.

**Pt**: Pression de tête [atm]

**PVT**: Pression, Volume, Température.

**ΔP** : Perte de charge [bar]

**PipeSim** : Pipeline Simulator

**Q<sub>w</sub>** : Débit d'eau [m<sup>3</sup>/h]

**Q<sub>h</sub>** : Débit d'huile [ m<sup>3</sup>/h]

**\$ usa** : Dollar Américaine

**WOR**: Rapport eau-huile [m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.]

## TABLE DES MATIERES

---

### TABLE DES MATIERES

<b>Remerciements</b> .....	<b>I</b>
<b>Dédicace</b> .....	<b>II</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>V</b>
<b>Symboles– Notion – Abréviations</b> .....	<b>VI</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>chapitre I : Etude bibliographique</b> .....	<b>3</b>
I.1. Introduction : .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
I.2. Historique : .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
I.2.a. Histoire de réseau de collecte : .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>Chapiter II : Présentation de champ de Foukroun</b> .....	<b>10</b>
II.1. Introduction : .....	<b>11</b>
II-1.1Travaux de recherche : .....	<b>12</b>
II.2. Perimetre d’exploitation.....	<b>12</b>
II.3. Geophysique, geologie et petrophysique .....	<b>13</b>
II. 3.1 Introduction.....	<b>13</b>
II. 3.2 Evaluation geophysique .....	<b>13</b>
II. 3.3 Analyse geologique.....	<b>16</b>
II. 3.4 Analyse petrophysique et speciales sur carottes .....	<b>19</b>
II.4 .Information sur les puits (FOK-3 /FOK-4Z /FOK-5Z / FOK-6Z /FOK-E1).....	<b>19</b>
<b>Chapiter III : Généralités sur les réseaux de collectes</b> .....	<b>25</b>
Historique: .....	<b>26</b>
III.1-Généralités sur les réseaux de collectes: .....	<b>26</b>
III.1.1.Introduction : .....	<b>26</b>
III.1.2 Particularités des lignes de collectes : .....	<b>26</b>
III.1.3 Classification des conduites : .....	<b>26</b>
III.1.4.Plans du réseau de collecte : .....	<b>27</b>
III.1.5 Accessoires des collectes : .....	<b>29</b>
III.1.6 Manifolds:.....	<b>30</b>
III.2 Généralités sur les pompes : .....	<b>32</b>
III.2.1 Introduction : .....	<b>32</b>
III.2.2 Type des pompes : .....	<b>32</b>
III.3 Etude de perte de charge.....	<b>33</b>

## TABLE DES MATIERES

---

III.3.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique : .....	33
III.3.2 Variation de la pression le long d'une conduite : .....	34
III.3.3 Liquid Hold-up : .....	36
III.3.4 Méthode de calcul de la production d'huile au niveau des puits: .....	38
III.4 Séparateur : .....	39
III.4.1 Introduction : .....	39
III.4.2 Objectifs de separation .....	40
III.4.3. Estimation de la capacité des séparateurs : .....	40
III.4.4 Caractéristiques des séparateurs .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>Chapiter IV : Analyse Nodale</b> .....	42
IV.1. Introduction .....	43
IV.2. Conception de l'analyse nodale .....	43
IV.3. Procédure, Objectif et application de L'analyse Nodale : .....	44
IV.3.1. Procédure: .....	46
IV.3.2. Objectifs .....	46
IV.3.3. Application .....	46
<b>Chapiter V : Présentation de PipeSim</b> .....	47
V.1. Le logiciel PipeSim : .....	48
V.2. Module d'optimisation PipeSim Gas Lift .....	50
<b>chapiter VI : Optimisation du réseau de collecte et synthèse des résultats</b> .....	<b>52</b>
VI-1-Introduction : .....	53
VI.2 Aperçu sur le logiciel d'optimisation Pipesim: .....	53
VI.2.1 Fonctionnement du logiciel : .....	54
VI.2.2 Plan d'analyse: .....	54
VI.3 Modélisation de réseau de collecte .....	55
VI.4 Procédure de simulation .....	55
VI.4.1 Création de réseau : .....	55
VI.4.2 Insertion des données : .....	55
VI.5 Data de modélisation .....	57
VI.5.1 Données de jaugeage .....	57
VI.5.2. Modèle du fluide .....	57
VI.5.3. Profil des pipelines : .....	58
VI.5.4 Calage .....	59
VI.6 Procédure de modélisation et de calage .....	62
VI.7 Résultats de modélisation : .....	63
VI.7.1 Gradient de pression dans les lignes de collecte sous dimensionnés .....	65

## TABLE DES MATIERES

---

VI.8 : Optimisation de réseau de collecte du champ de foukroun.....	68
VI.8.1 Analyse des pertes de charge.....	68
VI.8.2. Analyse de la vitesse du fluide .....	68
VI.9 Sensibilité sur la pression de separation.....	69
VI.10 Sensibilité sur les jonctions .....	69
Conclusion .....	69
<b>Chapitre VII: Approche technico- économique.....</b>	<b>70</b>
VII.1 Introduction .....	71
VII.2 Coûts techniques du projet.....	71
VII. 3 Coût des équipements par jour .....	72
VII.4. Coût d'investissement du projet EPF : .....	72
Conclusion générale.....	74
References bibliographiques.....	76
Annexes .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

**INTRODUCTION  
GÉNÉRALE**

### Introduction générale

Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production et donc 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 désuète 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, dont, on peut citer par exemple ;

- 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 des canalisations entre chaque puits qui peuvent entraîner des freinages des puits à faible pression.
  - Dimensionnement non optimisé des conduites et des séparateurs ainsi que d'autres éléments auxiliaires (pompes et compresseurs)

Tous ces problèmes nécessitent des études approfondies, pour pouvoir améliorer la production en vue d'une meilleure récupération des réserves avec les moyens les plus économiques, ainsi, la compagnie Algérienne Sonatrach a opté pour des installations de surface EPF (Early Production Facilities) comme solution au problème de pertes de charge dans ce réseau. L'investissement d'une telle installation demande un budget très important d'où la nécessité de faire une étude rigoureuse. Et dans le cadre de notre stage de fin d'étude de master, que nous avons réalisé à Oued Foukroun, nous avons étudié la raccordement de nouveau puits aux installations de surface à travers l'utilisation des EPF.

#### **Objectifs de notre travail de stage :**

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- Détermination des valeurs de pertes de charges et les vitesses d'écoulement dans les conduites en utilisant le logiciel PipeSim, pour vérifier l'état des canalisations constituant le réseau de collecte dans les champs de Foukroun.
- Proposition des solutions pour l'optimisation du réseau de collecte.

#### **Méthodologie du travail :**

La méthodologie qu'on va suivre pour arriver à notre but est la suivante :

- Définition GOR, les pressions, débit, température, Water-cut.
- Présentation d'un plan d'analyse des données conforme aux objectifs de notre travail.
- Confection d'un modèle Puits-Réseau de collecte à l'aide du logiciel PipeSim.

## **Introduction générale**

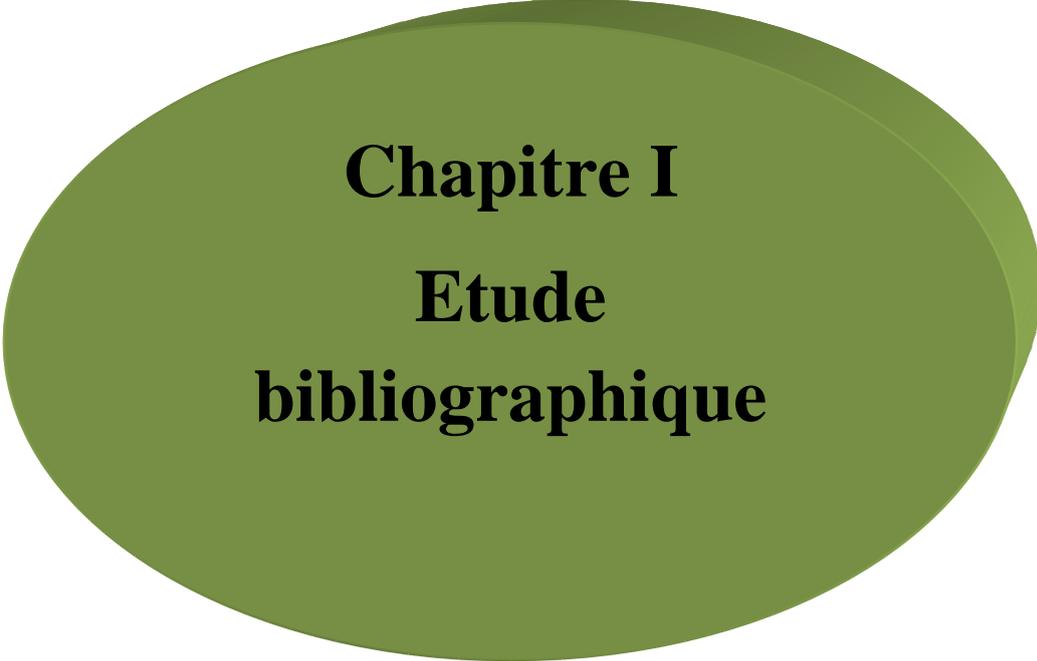
---

- Simulation et obtention des résultats.
- Etude économique

### **Organisation du mémoire :**

Ce mémoire de master est ainsi divisé comme suit ;

Après une introduction, nous présentons le premier chapitre qui décrit l'état de l'art sur les réseaux de collecte en Algérie et dans le monde. Le deuxième chapitre est consacré à la présentation du champ de Foukroun. Le troisième chapitre, est réservé à l'étude théorique et des généralités sur le réseau de collecte. Le quatrième chapitre décrit la technique de calcul utilisé par le logiciel PipeSim et qui consiste dans l'analyse nodale. Le cinquième chapitre expose la nomenclature et la procédure d'utilisation du logiciel PipeSim. Quand au sixième chapitre, il s'agit bien de notre travail entrepris qui consiste dans la simulation et l'optimisation du réseau de collecte puis synthèse des résultats. Et en dernier chapitre (septième), une approche économique du problème est faite.



**Chapitre I**  
**Etude**  
**bibliographique**

# Chapitre I :Etude bibliographique

---

## I.1. Introduction :

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies d'accessoires 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 classés selon les différentes méthodes que nous avons identifiées selon notre recherche bibliographique ; ainsi :

## I.2. Historique :

### I.2.a. Histoire de réseau de collecte :

Pendant des milliers d'années, des conduites ont été construits dans diverses parties du monde pour acheminer l'eau destinée à la consommation et à l'irrigation. Cela inclut l'utilisation ancienne en Chine de tuyaux en bambou creux et l'utilisation d'aqueducs par les Romains et les Perses. Les Chinois ont même utilisé des tuyaux de bambou pour transmettre le gaz naturel afin d'éclairer leur capitale, Pékin, dès 400 avant notre ère.

Une amélioration significative de la technologie des conduites a eu lieu au 18<sup>ème</sup> siècle, lorsque les tuyaux en fonte ont été utilisés dans le commerce. Une autre étape importante a été l'avènement au 19<sup>e</sup> siècle des canalisations en acier, qui ont considérablement augmenté la résistance des conduites de toutes tailles. Le développement de conduites en acier à haute résistance a permis de transporter du gaz naturel et du pétrole sur de longues distances. Au départ, tous les tuyaux en acier devaient être filetés ensemble. C'était difficile à faire pour les gros tuyaux, et ils étaient susceptibles de fuir sous haute pression.

L'application de la soudure pour joindre les tuyaux dans les années 1920 a permis de construire des canalisations étanches à haute pression et de grand diamètre. Aujourd'hui, la plupart des tuyauteries à haute pression sont constituées de tuyaux en acier avec des joints soudés.

Ensuite, il y'a eu d'autres gamme de conduites qui dans les innovations majeures depuis 1950 incluent l'introduction de conduites sous pression en fonte ductile et en béton de grand diamètre pour l'eau, utilisation de tuyaux en polychlorure de vinyle (PVC) pour les égouts, utilisation de "porcs" pour nettoyer l'intérieur des pipelines et pour effectuer d'autres tâches ; « mise en lots » de différents produits pétroliers dans un oléoduc commun ; application d'une protection cathodique pour réduire la corrosion et prolonger la durée de vie du pipeline ; l'utilisation de technologies de l'ère spatiale telles que les ordinateurs pour contrôler les pipelines et les stations à micro-ondes et les satellites pour communiquer entre le siège et le terrain ; et de nouvelles technologies et de vastes mesures pour prévenir et détecter les fuites de pipelines. De plus, de nombreux nouveaux dispositifs ont été inventés ou produits pour faciliter la construction de pipelines. Il s'agit notamment de grandes flèches latérales pour poser des tuyaux, de machines

## Chapitre I :Etude bibliographique

---

pour forer sous les rivières et les routes pour les traverser, de machines pour plier de gros tuyaux sur le terrain et de rayons X pour détecter les défauts de soudure. Le système de collecte et de transmission du réseau d'oléoducs et de gazoducs joue un rôle important dans la production des champs pétrolifères [2].

La recherche bibliographique qu'on a réalisée nous a amené à synthétiser les différentes technologies utilisées dans le domaine des compteurs des hydrocarbures ces dernières années et on les a décrits comme suit:

**Bessahraoui, et al.** [11] ont optimisé de la production dans le champ Hassi Tarfa par l'installation d'un séparateur avec une unité de pompage (EPF) au niveau du collecteur HTFM2. à l'aide de logiciel PipeSim.

**Belalit et Benachour** [12], ont élaboré un modèle de réseau collecte t pour évaluer et étudier la performance de système de production et proposition des solutions pour optimisation de réseau de collecte. L'état des canalisations constituant le réseau de collecte dans les champs de Hassi Messaoud a été vérifié en calculant les pertes de charges et les vitesses d'écoulement dans les pipes à l'aide de PipeSim. En gros 63 collecteurs appartenant au champ HMD ont été sélectionné. Les résultats obtenu montrent 44 collecteurs sont stables, 9 collecteurs sont en hold up H, 10 collecteurs sont sous dimensionnés. Le modèle réalisé constitue un outil efficace pour l'optimisation du réseau de collecte dans le champ de Hassi Messaoud. Il permet ainsi l'activation, l'analyse et l'amélioration des performances des collecteurs de production

**David Coudert** [13], A présenté une thèse de doctorat qui porte l'implantation d'un model des réseaux de collectes en gérant des informations à travers bases des données a distance. Ce type de réseaux présente l'avantage de permettre un déploiement facile et rapide à des coûts relativement faibles tout en offrant des capacités pouvant aller jusqu'à 1Gbps sur des liens d'une centaine de kilomètres.

**Herihiri, et Dekhili** [14] L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « l'analyse nodale ». Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production ,en outre peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz Dans ce mémoire, nous utiliserons cette approche dans le but d'optimiser la production du réservoir de la série inférieure du gisement de Hassi R'mel.

## Chapitre I :Etude bibliographique

---

**Mohellebi et al.** [15], ont étudié de réseau de collecte du champ d'Hassi-Messaoud, qui représente l'une des réserves pétrolières les plus importantes de l'Algérie, ce champ comprend plus de 800 puits productifs dont le taux de récupération varie entre faible et bon, certains puits vu les réserves dont ils disposent au fond, sauf que la pression de réservoir ne permet pas de produire naturellement avec un débit considérable. Les auteurs ont eu recours à la mise en place d'une pompe ESP qui dépend essentiellement de la bonne sélection des puits candidats. Afin d'évaluer le potentiel des puits, la modélisation a été faite par le logiciel PipeSim qui peut prédire le comportement futur du puits et tenir compte des variables qui influencent sur la productivité.

**Gharbi et Zerizer** [16], ont simulé la situation actuelle du réseau existant au champ de Haouda Berkaoui et ils ont optimisé le fonctionnement du réseau toute en injectant par l'utilisation du gaz lift, les duses utilisées et les flowlines (lignes) existants dans le cas où la production de pétrole à HBK sont sous dimensionnés d'après l'étude de la simulation.

**Hemam et Daikh** [17], ont étudié la situation du champ d'Hassi-Messaoud après 50 années d'exploitation, et ils ont enregistré une chute de pression du réservoir. Afin de pouvoir maintenir le plateau de production, les ingénieurs ont utilisé la technique d'injection d'eau ou de gaz lift, ce qui a engendré de nombreux problèmes dans le réseau de collecte implique une perturbation de productivité due à la variation énergétique de l'écoulement au niveau de la dusse causée par les fluctuations des pressions de pipe. Cette pression est même la seule variable capable de modifier le débit produit. Ainsi, l'étude du problème au niveau de manifold OMP73, a permis de présenter variantes pour choisir la meilleure ; soit une mise en place un séparateur, ou une pompe multiphasique.

**Laib et Babahenini** [18], ont confirmé que la production d'un gisement d'hydrocarbure n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter. Concernant ce cas d'étude (HDZ) et malgré sa grande quantité des réserves en place et qui actuellement équivalente à 56 Mm<sup>3</sup> mais hélas, les puits de ce champ donne juste un pourcent (1%) de la production attendu à cause de certains problèmes d'exploitation. Cette étude présente une méthode de simulation à l'aide du PipeSim pour surveiller et contrôler le réseau de collecte d'HDZ qui connaît plusieurs problèmes dont le plus important est l'augmentation des pertes de charge. D'où, la proposition d'un modèle de réseau de collecte qui répond à la performance des puits et qui comporte une installation d'un EPF, ce dernier donne un gain de production égale à 53%.

**Alpandi et al.** [19], les auteurs traitent de l'eau de production qui sort avec le pétrole brut lors de

## Chapitre I :Etude bibliographique

---

la production du puits. Ainsi, il doit être correctement comptabilisé car il affecte la productivité du pétrole brut et l'efficacité de la séparation en raison des émulsions entre le pétrole brut et l'eau. Puis, une étude de simulation a été menée à l'aide de PIPESIM pour prédire le modèle d'écoulement et la chute de pression du pétrole dans les canalisations horizontales et inclinées.

**Bouchama, et al.** [20], ont pris en charge la modélisation intégrée (Puits-Réseau) qui consiste à collecter des données fournies par les différentes structures à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockages. Puis la création d'un modèle du puits qui consiste dans l'étude de leurs performances ; la modélisation de réseau consiste à collecter les données nécessaires pour avoir une conception du réseau, puis, intégrer ce modèle avec celui des puits pour obtenir une optimisation de production

**Aïd Abdelkader** [21], a affirmé que l'exploitation des Hydrocarbures comprend une série d'étapes successives de développement coûteux. Parmi elles, le transport des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement. Mais il y'a toujours des obstacles tels que l'éloignement des puits par rapport au centre de traitement. Le travail de l'auteur a pour but d'évaluer le gain de production des puits à faibles potentiels qui sont raccordés à l'EPF dans l'objectif de diminuer les pertes de charge dans le réseau afin d'améliorer la récupération. La démarche consiste à obtenir des potentiels des puits, ensuite procéder à la modélisation et simulation du réseau de collecte en utilisant le logiciel PipeSim. L'étude comparative (avant et après l'installation) permet de déterminer toute variation de la production du champ HTF.

**Ammour et Mahfoud**, [22] a étudié l'exploitation du champ d'Hassi-Messaoud, le fluide ou l'effluent (pétrole) était sous un seul état (monophasique), mais avec le temps, la pression de la formation a baissé et par conséquent le changement des paramètres pétrophysiques principalement la pression et la température ainsi que le volume a conduit vers l'apparition d'autres phases telles que l'eau et du gaz. L'observation a été faite avec l'augmentation progressive du GOR (Gas Oil Rate : Rapport Pétrole Gaz). Par conséquent, l'écoulement dans les conduites devient polyphasique et sa simulation change complètement car les équations fondamentales qui régissent le phénomène doivent être revues. En effet, l'augmentation du GOR est due à l'injection du gaz pour le maintien de pression dans presque toutes les zones du champ d'Hassi-Messaoud qui présentent une forte déplétion où la plus part des puits producteurs ont connus récemment des percés de gaz. Dans la partie nord du champ, plus de 80% des puits sont équipés d'un système de gaz lift, et par conséquent plus de gaz injecté ce qui nécessite une étude d'optimisation avec le système en entier. Alors les réseaux de collecte et de distribution qui ne sont pas dimensionnés pour transporter ce mélange liquide /gaz ce qui a créé malheureusement des perturbations dans le réseau et pénaliser la production d'huile.

## Chapitre I :Etude bibliographique

---

Des systèmes de prévention ont été prévus tels qu'une séparation avancée sur le champ pour se débarrasser de l'excès de gaz tels que les EPF (Early Production Facilities) ou un torchage drastique au niveau des séparateurs mais sans succès, les résultats n'étaient pas satisfaisants.

D'où ce travail qui entre le cadre de ce qu'on appelle le Flow Assurance (garantie d'écoulement) dans le jargon pétrolier et on œuvrera à comprendre les trajectoires d'écoulement polyphasique qui se passent dans le réseau de collecte qui relie les puits entre eux. Ce type d'écoulement est caractérisé par des écoulements de fluides irréguliers car la présence des bouchons de gaz ainsi que l'eau provoque des goulots d'étranglements qui ne garantissent pas un écoulement fluide de l'huile (pétrole) provoquant ainsi des instabilités dans le système puits/réseau de collecte.

**Belalit et Benachour**, [23], ont élaborés un modèle de réseau collecte pour évaluer et étudier la performance du système de production et de proposer des solutions pour l'optimisation du réseau de collecte. L'état des canalisations constituant le réseau de collecte dans le champ d'Hassi Messaoud a été vérifié en calculant les valeurs des pertes des charges, vitesses d'écoulement dans les conduites par le PipeSim. En gros, 63 collecteurs appartenant au champ d'HMD ont été sélectionnés et les résultats obtenus montrent que 44 collecteurs sont stables, 9 collecteurs sont en hold up, et 10 collecteurs sont sous dimensionnés. Le modèle élaboré constitue un outil efficace pour l'optimisation du réseau de collecte dans le dit champ. Il permet ainsi l'activation, l'analyse et l'amélioration des performances des collecteurs de production.

**Romerom et al.** [25], ont utilisé des outils de calcul pour la simulation numérique de l'écoulement biphasique dans les conduites pour déterminer la faisabilité technique de l'exploitation des champs pétrolifères. Ils ont présenté la modélisation numérique de l'écoulement biphasique dans une canalisation partiellement immergée dans une rivière. La corrélation de Dukler est utilisée pour modéliser la présence de plus d'une phase fluide.

**Bardi et Oubira**, [26], ont travaillé sur le réseau de collecte du satellite E2A (champ sud d'Hassi Messaoud), afin d'analyser l'état actuel des lignes de collectes et les collecteurs en terme de dimensionnement par rapport aux recommandations en vigueur de la SONATRACH, et proposer par la suite des solutions en fonction des résultats obtenus. Avec le code PipeSim un modèle du réseau actuel a été établi avec une grande précision. Les résultats de l'optimisation ont été concluants et conforme aux attentes.

**Emarov et al.** [27], ont calculé un procédé hydraulique et ont déterminé l'influence de la viscosité, de la température et la teneur en eau du fluide sur la stabilité de l'écoulement.

## Chapitre I :Etude bibliographique

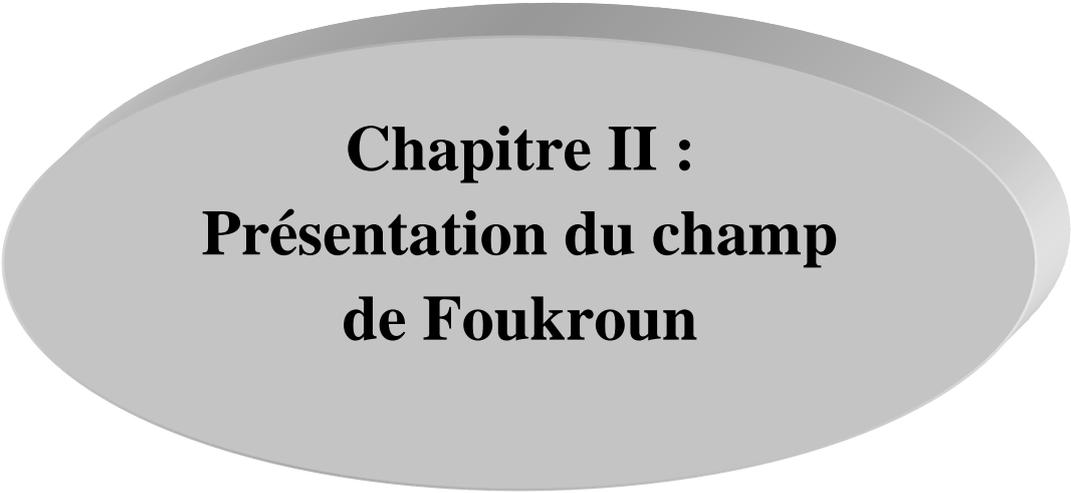
---

Des recommandations ont été faites sur la nécessité de sélectionner des réactifs pour la réduction de la pression, tels que comme les émulsifiants, inhibiteurs de dépôts bitume-résine-paraffine à effet des émulsifiant, réducteurs de viscosité.

**Romerom et al.** [28] ; ont déterminé la faisabilité technique de l'exploitation des champs pétrolifères en utilisant un outil de calcul pour la simulation numérique de l'écoulement biphasique dans les conduites. Ils ont employé la corrélation de Dukler utilisée pour modéliser la présence de plus d'une phase de fluide qui dépend de la viscosité avec la température et de la qualité API de l'huile transportée.

**Bouras et Mechalikh** [29] ; ont étudié l'optimisation de la production dans le champ Nord d'Hassi Messaoud par la mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie au niveau du manifold OMP153 (EPF). Une étude comparative (avant et après l'installation) et une étude d'optimisation de production avec un l'EPF à l'aide de logiciel PipeSim, représente le contenu de cette étude.

**Issasfa** [30] ; a analysé dans son article, la qualité de réparation des pipelines destinés au transport des hydrocarbures. L'objectif de cette étude est de réduire les ruptures (ou les éclatements) des tubes dont les conséquences sont souvent désastreuses. L'introduction des matériaux composites dans la réparation des pipelines est une technique nouvellement introduite et qui est encore mal connue. L'étude présentée porte sur deux aspects, expérimentale et théorique de simulations. Les essais expérimentaux de traction, pliage, permettent de caractériser le matériau utilisé à savoir le X70.



**Chapitre II :  
Présentation du champ  
de Foukroun**

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

### II.1.Introduction :

Le Gisement de Foukroun est Situé dans le Sahara Algérien, au Sud-Est de la cuvette de Sbaa, non loin du vaste môle que constitue la Voûte d'Azzene (Bloc 353). **fig.II.1** Il a été découvert en 1992, par le forage du puits d'exploration FOK-1 qui a donné de l'huile au niveau du Gedinnien, deux autres puits ont été forés pour confirmer la structure du gisement. Il entre dans le cadre du contrat signé entre Sonatrach et la société Chinoise CNPC, en juillet 2003, pour l'appréciation, le développement et l'exploitation des gisements de pétrole brut, situés dans le périmètre de Touat.

Les séries stratigraphiques traversées par les sondages FOK-1,2 et 3 sont comprises essentiellement de dépôt clastique. On rencontre de la base à la surface : le Cambrien, l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien, le jurassique et le Crétacé. Le Carbonifère est entièrement érodé. Le Dévonien inférieur qui présente la zone d'intérêt dans le champ de Foukroun est composé d'environ 90 m de Grés intercalées d'argiles. La pression initiale du gisement est de l'ordre de  $66 \text{ kg/cm}^2$ , l'aquifère présente une eau de salinité très élevée : 196 g/l et un  $\text{pH} = 6.35$ . La densité de l'huile est de l'ordre de  $0.81 \text{ à } 0.83 \text{ g/cm}^3$ .

Vue l'architecture du réservoir et l'intercalation des couches par les argiles, le développement du champ de Foukroun se fera par des puits verticaux. L'évaluation des volumes d'huile en place à l'état initial et actuel, les données acquises, ainsi que les travaux de simulation réalisés, ont permis de définir le plan de développement du gisement. La société nationale Sonatrach soumet le plan de développement du gisement de Foukroun auprès de l'agence ALNAFT pour l'obtention du permis d'exploitation pour une durée de 20 années.

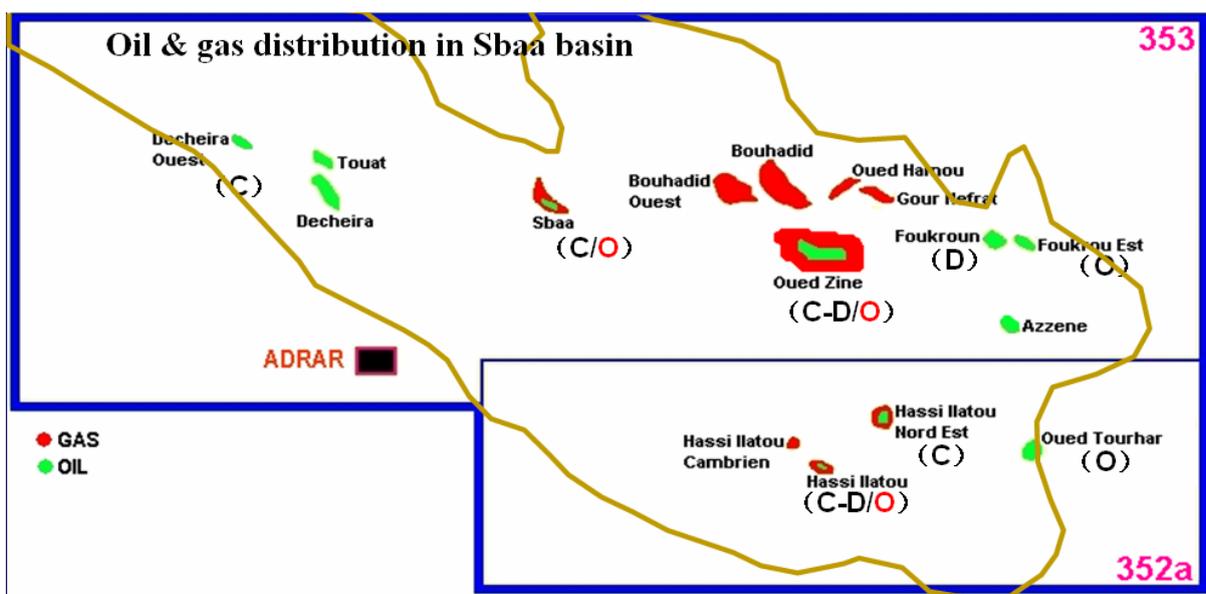


Figure II.1-Situation du champ de Foukroun par rapport au bloc 353

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

### II-1.1 Travaux de recherche :

#### II.1.1.1 Puits de découverte :

Le puits FOK-1, a été foré en 1992 avec une profondeur totale de 1531 m, le puits FOK-2, a été foré en 1996 avec une profondeur totale de 1906 m dans l'Ordovicien et le puits FOK-3, a été foré en 2005 avec une profondeur totale de 1499 m dans le Silurien.

Les données disponibles pour ces puits sont :

- Log diagraphiques
- Résultats de tests
- Analyse de carottes
- Rapport de la complétion

**Tableau II. 1- Coordonnées des puits**

PUITS	COORDONNEES	TD (M)	TYPE DE FORAGE	ZS	ZT
	UTM (M)			M	M
FOK-1	X=258754 E Y= 3115244 N	1540	Exploration	388.11	393.31
FOK-2	X= 259837.29 Y= 3114760.83	1906	Exploration	389.613	397.263
FOK-3	X=258299E Y=3115430 N	1499	Evaluation	386.778	392.778

### II.2. Périmètre d'exploitation

Le périmètre d'exploitation du champ de Foukroun proposé et dénommé "Périmètre du gisement de Foukroun ", est défini par les limites du gisement. Les coordonnées des points définissant ce périmètre inclus dans le contrat sont consignées dans le Tableau 2. La superficie proposée pour le Périmètre d'Exploitation est de 10 km<sup>2</sup>.

La zone du Périmètre d'exploitation est délimitée par des méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur.

Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clark 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord.

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

**Tableau II. 2- Coordonnées géographiques et UTM du Périmètre d'exploitation  
Du gisement de Foukroun**

SOMMET	Coordonnées UTM (m) Z31		Coordonnées géographiques	
	X	Y	Latitude	Longitude
1	254522.127	3117945.911	28° 10' 00" N	0° 30' 00" E
2	262707.479	3117780.028	28° 10' 00" N	0° 35' 00" E
3	262597.175	3112238.711	28° 07' 00" N	0° 35' 00" E
4	254408.011	3112404.401	28° 07' 00" N	0° 30' 00" E

### II.3. Géophysique, géologie et pétrophysiques

#### II. 3.1 Introduction

Les données que nous utiliserons dans ce rapport, sont pour la plupart des paragraphes, celles des sondages FOK-1 et FOK-2, qui se trouvent dans la partie centrale de la cuvette de SBAA, situé au Sud Est de Timimoune. Dans cette zone, s'individualisent des culminations mises en évidence par les travaux sismiques effectués par la SONATRACH.

Le sondage FOK-1, implanté sur l'une de ces culminations, se situe sur le point de tir 106A du profil sismique 91SBA-52 sur une structure de direction Nord ouest Sud Est dont les flancs sont faillés. Le sondage FOK-2 se situe sur le point de tir 114A du profil sismique 91SBA-49 sur une structure anticlinale de direction Nord ouest Sud Est dont les flancs sont également faillés.

#### II. 3.2 Evaluation géophysique

##### II. 3.2.1 Base de données sismiques

Le champ de FOUKROUN a été recouvert par 18 lignes sismiques (2D), dont 6 ont été retraitées et 5 acquises en 2004. Voir tableau ci-dessous

**Tableau II.3- Lignes sismiques**

LIGNES SISMIQUES	LIGNES RETRAITEES	NOUVELLES LIGNES SISMIQUES
91SBA-49	91SBA-49	04-SBA-10
91SBA-50	91SBA-50	04-SBA-11
91SBA-52	91SBA-52	04-SBA-12
92SBA-122	92SBA-122	04-SBA-13
70TIM-14	70TIM-14	04-SBA-14

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

### II.3.2.2 Horizons sismiques

La ligne sismique 92-SBA-52 de direction NORD EST-SUD OUEST, passant par le puits FOK-1, a permis de définir les horizons suivants :

La Discordance Hercynienne, le Frasnien, le Dévonien, le Silurien et enfin l'Ordovicien.

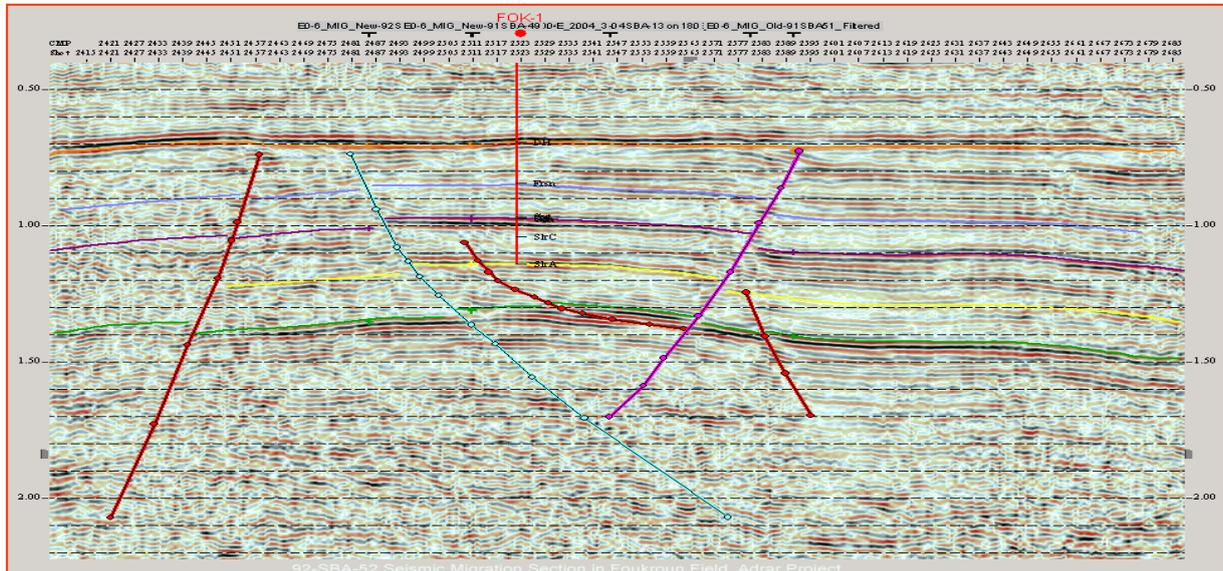


Figure II.2- Ligne sismique 92-SBA-52

### II.3.2.3 Calibration puits sismique

Le calage des puits a permis de définir les horizons

La Discordance Hercynienne en orange à environs 0.7s

Le Frasnien en violet à environs 0.85→1 s

Le Dévonien en mauve à environs 0.97 s

Le Silurien A en jaune à 1.125 →1.3 s

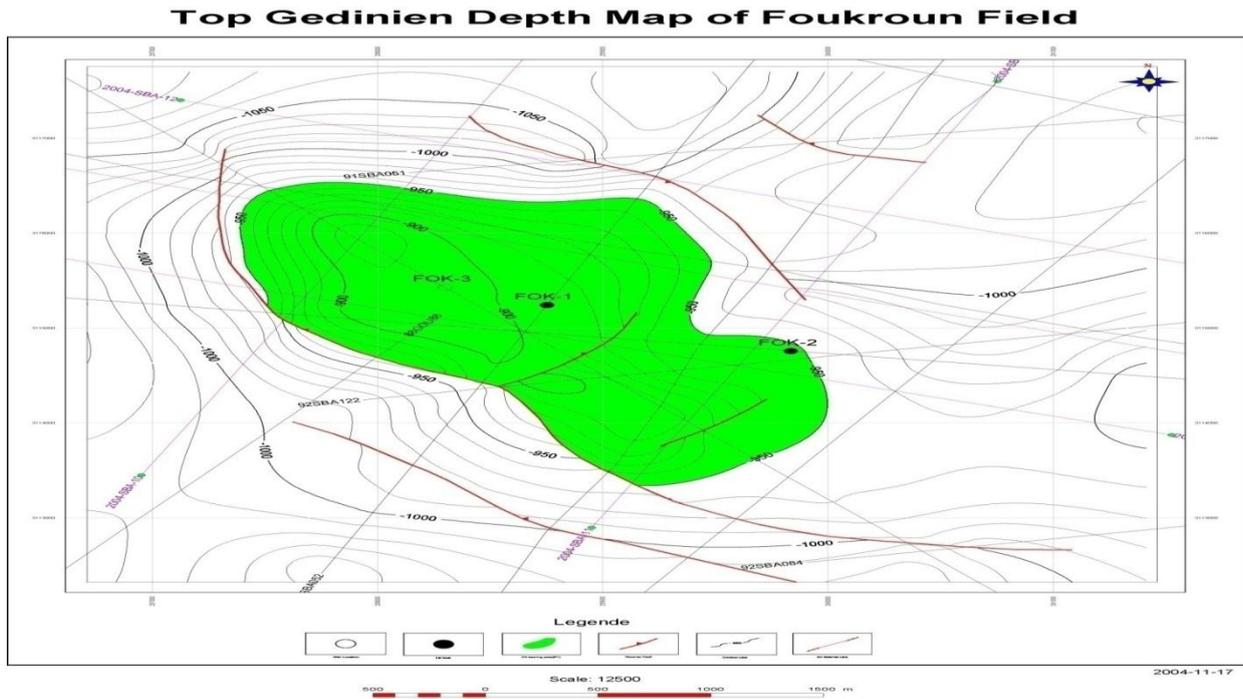
Et enfin

L'Ordovicien en vert à 1.3 →1.4s (voir fig.II.2)

### II.3.2.4 Interprétation sismique cartes en isochrones (Données non disponibles)

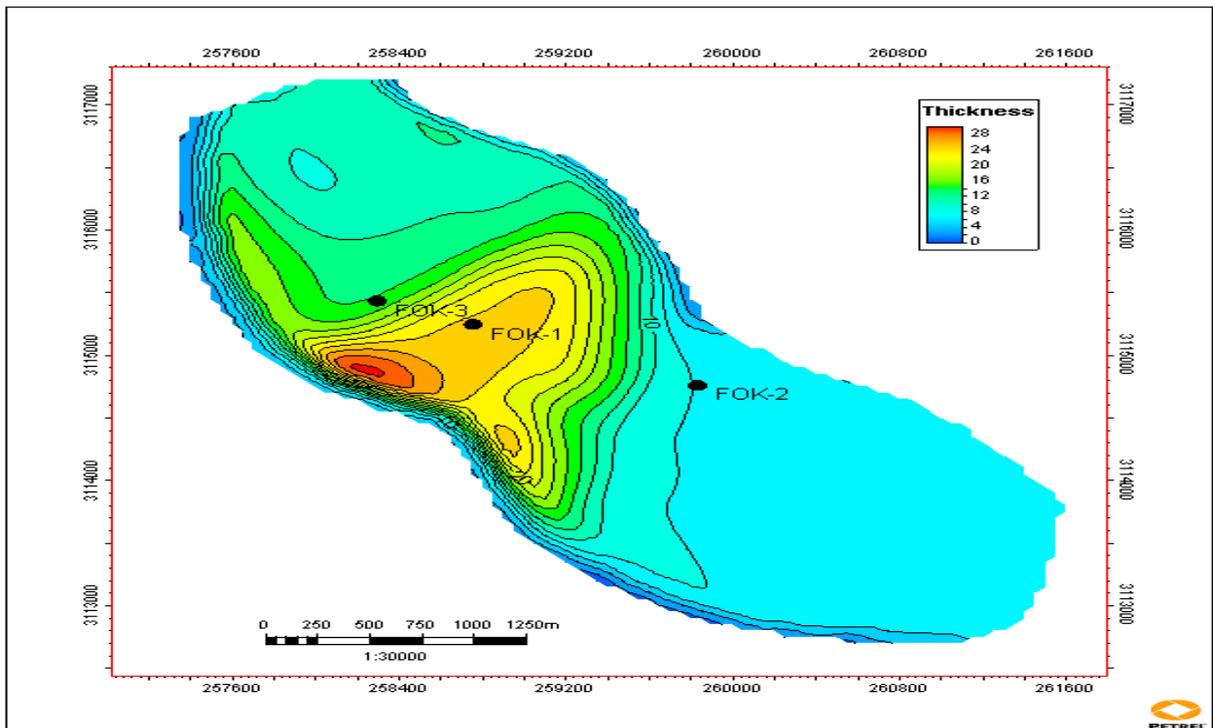
### II. 3.2.5 Conversion temps profondeur –cartes en isobathes

La carte en isobathes au toit du Gedinnien est représentée ci-dessous, cette carte confirme la structure du champ de Foukroun, c'est une structure, de direction NO-SE d'amplitude verticale de 60 m (courbe -950m) coupée par une faille de direction SO-NE qui sépare le champ en deux blocs. (fig. 3, l'interprétation de cette carte est incluse dans la partie géologie.



**Figure II.3-Carte en isobathes au toit du Gedinnien**

Une carte en isopaques a été établie pour le Gedinnien, les épaisseurs de ce réservoir varient entre 0.6 et 31 mètres on retrouve le maximum au sommet de la structure et le minimum au niveau du puits FOK-2. On remarque un amincissement des couches dans la direction de la faille (sud est - nord ouest) ce qui se traduit par un biseau.



**Figure II-4 Carte en isopaques du Gedinnien**

### II.3.2 .6 Incertitudes géophysiques :

La cartographie est faite sur la base de la sismique 2D, qui est moins précise que la sismique 3D. Le nombre des puits est limité (deux puits) pour faire la conversion temps profondeur adéquate.

## II. 3.3 Analyse géologique :

### II. 3.3.1 Base de données puits

La description géologique du champ de Foukroun est basée sur les formations traversées par les sondages FOK-3

### II.3.3.2 Evolution structurale

La structure de Foukroun est un anticlinal faillé de direction NO-SE, avec une fermeture maximum du Gedinnien de 7.54 Km<sup>2</sup> et un OOIP délimité par des failles inverses des cotés Est et Ouest. Ses parties Nord et Sud sont rapprochés obliquement et séparés par une faille centrale. La faille dans la partie centrale divise l'anticlinal en deux blocs : le bloc faillé de FOK-1 et le bloc faillé de FOK-2. La fermeture maximale de la zone du Gedinnien est de 4.27 KM<sup>2</sup>, sa fermeture verticale est d'environ 130m dans le Gedinnien supérieur, sa zone pétrolifère est de 3.27 km<sup>2</sup>, sa fermeture verticale est d'environ 65m dans le Gedinnien supérieur. Trois puits ont déjà été forés dans cette structure.

### II.3.3.3 Migration et piégeage des hydrocarbures

### II.3.3.4 Zonation et corrélation réservoir

Une coupe de corrélation puits à puits, de direction Est–Ouest passant par les puits FOK-1et FOK-2 a été réalisée dans le but de définir l'aspect géologique ainsi que l'extension des réservoirs à l'échelle locale, ce qui permet d'avoir une idée sur la continuité et l'évolution des réservoirs.

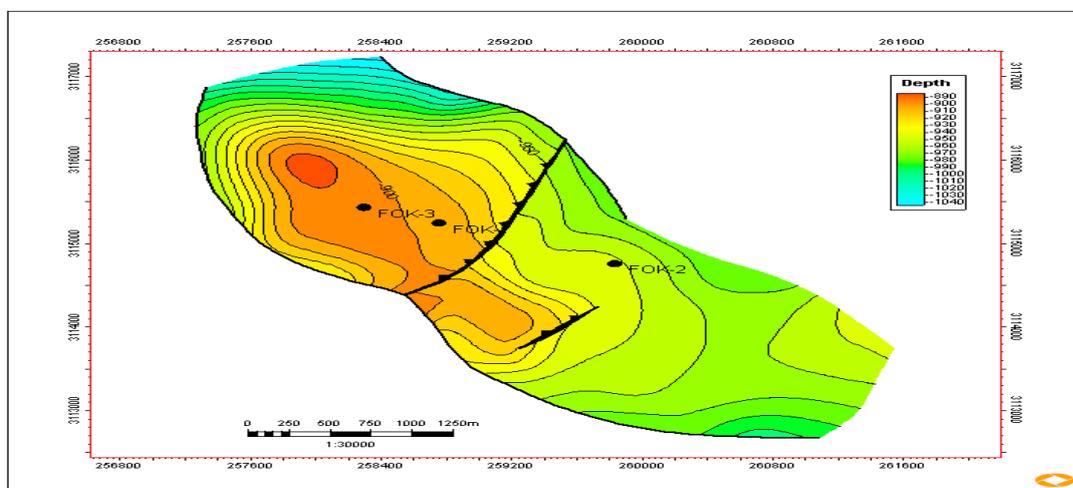
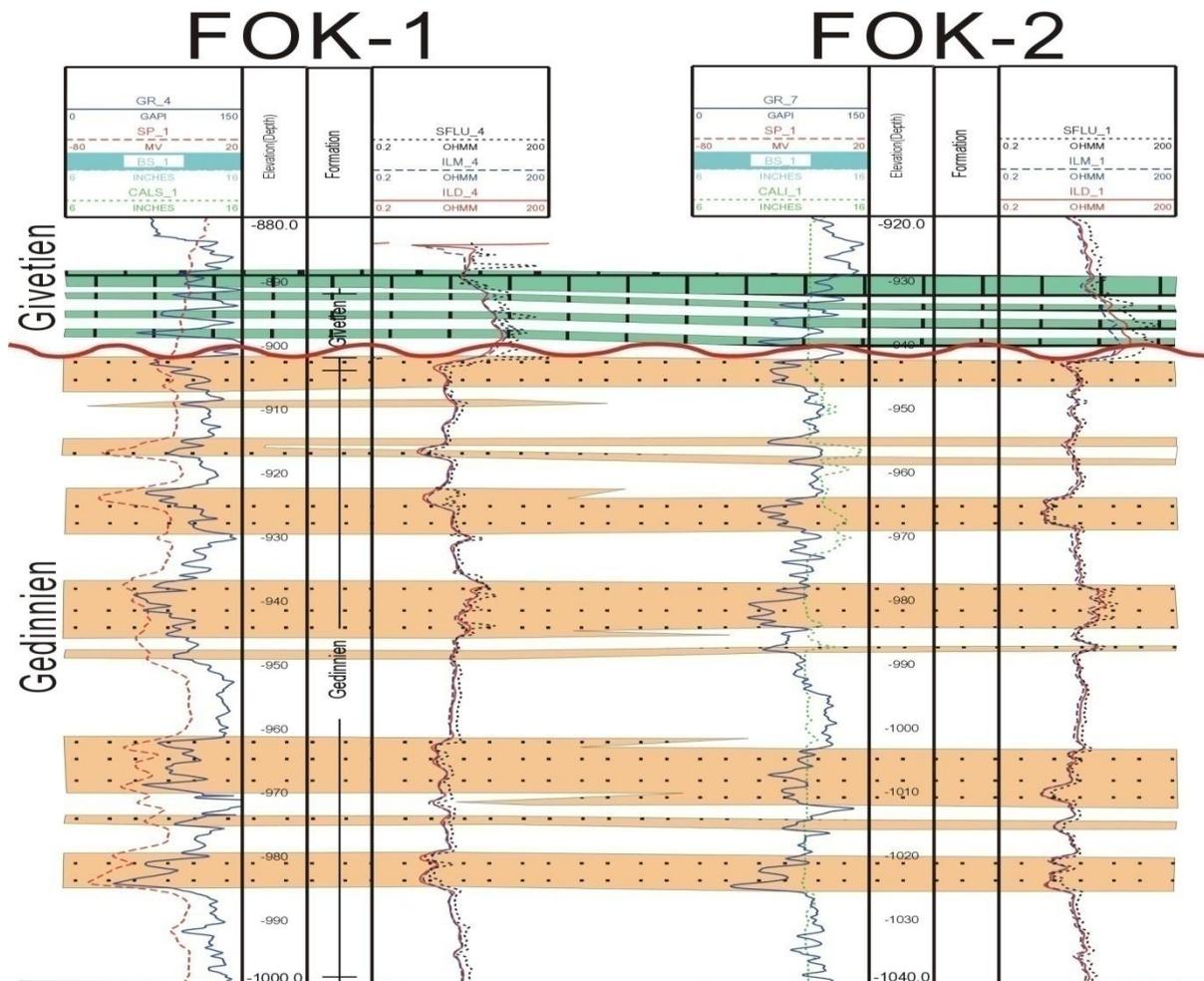


Figure II-5-Coupe Est-ouest



**Figures II-6- Corrélation des puits coupe (Est –Ouest)**

Analyse :

- les limites des différentes couches sont bien marquées par la corrélation.
- on remarque une continuité latérale des épaisseurs des couches gréseuses.

### II.3.3.5 Propriétés et qualité du réservoir

Les réservoirs du champ de Foukroun sont les grés du Gedinnien. Ceux sont des grés gris blancs, sub angulaires à arrondis.

Les 142 carottes prélevées dans le Gedinnien ont montré une porosité de 9 à 15% avec un maximum de 22% et une perméabilité de 0.1 à 50 md avec un maximum de 138 md. La densité du fluide est de 0.81 à 0.83g/cm<sup>3</sup>. D'une façon générale le Gedinnien de Foukroun présente, de bonnes qualités de réservoir, ceci est confirmé par les résultats de test de puits effectués sur FOK-1 où l'on note un indice de productivité de 6 m<sup>3</sup>/d/atm et un Q0 de 52.6 m<sup>3</sup>/j.

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

---

### II. 3.3.6 Sédimentologie et continuité du réservoir

La série sédimentaire traversée par le sondage FOK-2 est constituée de terrains paléozoïques. Elle a été marquée par deux discordances majeures (Hercynienne et Frasnienne) qui ont affecté respectivement les formations du paléozoïque (Dévonien, Couvinien, Emsien et siegénien), et du paléozoïque (Carbonifère) et Mésozoïque. L'épaisseur de la série sédimentaire traversée par FOK-2 est de 1906m

#### **Continental Intercalaire**

Au sommet, il y a du calcaire blanc/ jaunâtre, de la dolomite jaune, et des argiles marrons. Dans la majeure partie, la roche est blanche à marron sableuse. Il y a intercalation de roche argileuse marron.

#### **Famennien**

La roche est composée de silts gris, Argileux micacés, existence de sable blanc fin.

#### **Frasnien**

La roche est grise/ noire, silteuse, micacée, avec un peu de dolomite microcristalline jaune.

#### **Frasnien "basal"**

La roche est dolomitique argileuse.

#### **Givetien**

La roche est argileuse, microcristalline calcaire, mixée avec des grès argileuses.

#### **Siegenien**

La roche est argileuse mélangée avec du calcaire

#### **Gedinnien**

Il est composé d'une alternance d'argile grise à gris-noir, siliceuse, finement micacée, feuilletée, indurée .Et de grès gris brun à gris blanc parfois gris verdâtre, fin à moyen, mal classé, sub-anguleux à sub-arrondi, moyennement dur à friable, localement pyriteux.

#### **Silurien "carbonate"**

C'est un ensemble composé essentiellement d'une argile : noire à gris noir parfois grise à gris brun devenant gris foncé à partir de 1700m, feuilletée, indurée, localement pyriteuse et fossilifère et quelques passés de grès : gris brun à gris blanc parfois verdâtre, fin à moyen, argileux, sub-anguleux à sub-arrondi, moyennement dur à friable, localement pyriteux au sommet de l'étage et de calcaire : blanc à gris blanc parfois gris brun, micro-cristallin parfois argileux, tendre à dur vers la base de la formation .

#### **Ordovicien**

Il est composé de grès bruns à granulométrie variable, siliceux à silico-quartzitique, moyennement dur à dur, rarement argileux micacé pyriteux et blanc, fin quartzitique.

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

### II. 3.4 Analyse pétrophysiques et spéciales sur carottes

#### II.3.4.1 Moyennes petro physiques par puits :

Les résultats de l'analyse des diagraphies effectués dans les sondages FOK-1, FOK-2 et FOK-3 se présentent comme suit :

Les puits FOK-1 et FOK-3 présentent des niveaux des hydrocarbures (huile ou le puits FOK-2 les niveaux G1, G3 et G4 présentent des hydrocarbures, les niveaux G2, G5 et G6 sont aquifères.

Les valeurs petro physiques moyennes sont consignées dans le tableau 4. Les résultats obtenus par les diagraphies sont confirmés par les tests de formation effectuée.

### II.4 .Information sur les puits (FOK-3 /FOK-4Z /FOK-5Z / FOK-6Z /FOK-E1)

#### 1. FOK 3:

##### 1.1. But de workover:

Le Snubbing sur puits FOK-3 réalisé a pour but :

- Remonté kill string
- Descente Tubing et pompe SRP

##### 1.2. Données du puits

###### a. Généralité& Historique :

Le puits Foukroun 03 est un puits d'appréciation localisé dans le bassin de SBAA, **Block** 353foré en 2005 dont l'objectif est d'apprécier :

- La distribution des grés du réservoir **Gedinien**.
- Explorer la possibilité des réserves d'huile dans la formation de **Gedinien**.

Ce puits est programmé pour atteindre une profondeur totale de **1480** m dans la formation de **Gedinien**. La profondeur atteinte est **1499,5** m.

**Tableau II.4 : Données du puits FOK03Z**

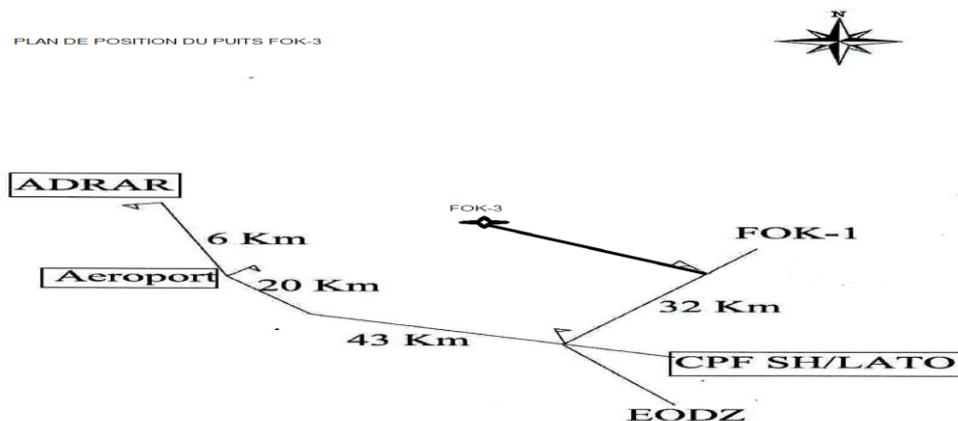
Operator	OC TOUAT SONATRACH – CNPC
Well Name	Foukroun-3
Abbreviation	FOK-3
Well Type	Appraisal Well
Field	Foukroun
Block	353

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

Basin	SBAA Basin
Structure	FOUKROUN Anticline
Latitude	28°08'40 .81N
Longitude	00°32'2025E
Coordinates	X = 258299 mE                      Y = 3115430 Mn KB = 392.778 mGL = 386.778 m
Well objective	Gedinian
Spud Date	May, 31 <sup>st</sup> , 2005
TD Date	June, 17 <sup>th</sup> , 2005
Rig Release Date	June, 22 <sup>nd</sup> , 2005
Total depth	1499,5 m
Well Status	To be completed
TD	0M

### **b. Situation du puits :**

Le puits FOK-3 est situé à environ 100 Km à l'est de la wilaya d'ADRAR et 50 Km au Nord-ouest du CPF (hassi illatou ).



**Figures II-7-Situation du puits FOK-3**

## **2.FOK-4z**

### **2.1. But de work over :**

Le Work over sur puits FOK-4z sera réalisé a pour but :

- Remontée de la complétion (pompe, tubing, Sucker Rod et accessoires)
- Vérification et inspection de la pompe après la remonté.

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

- Changement et remplacement des équipements endommagés.
- Reprise de la production du puits .

### 2.2. Données du puits

#### a. Généralité & Historique :

Le puits FOK-4z est un puits de développement situé dans le champ de Foukroun qui fait partie de la cuvette de Sbaa, foré en Février-Avril 2017 par l'appareil ENTP (TP-228), dont l'objectif :

- Développement de réservoir du Dévonien inférieur (Gédinien).
- Complétion et mise en production afin d'alimenter la raffinerie de Sbaa.

Ce puits a atteint une profondeur totale de 1484m dans la formation du Silurien.

**-Novembre 2017 :** Une opération de Work-Over a été réalisée pour le but de perforation et tester le réservoir du Gédinien .

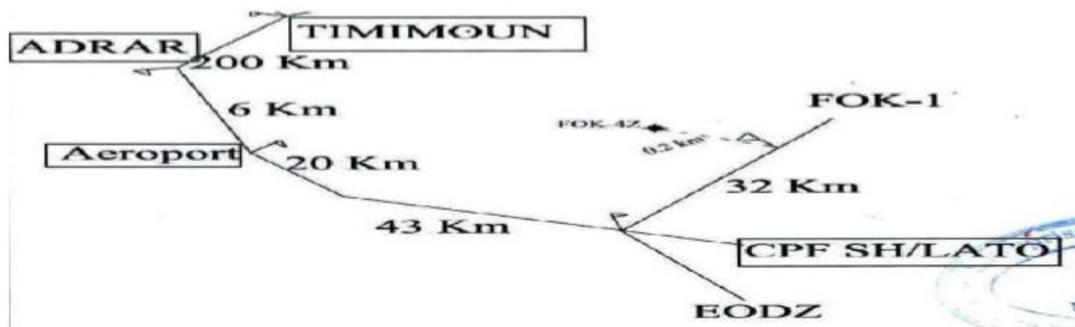
**-Octobre 2019 :** Après la mise en service du puits FOK-4z en 13/11/2018, une intervention a été effectuée pour remonter kill string 2'' 7/8 et descente Tubing 3'' 1/2 N.VAM et pompe SRP 44 mm .

**-Décembre 2020 :** Une opération de Work-Over a été réalisée pour le but de remontée la complétion (pompe, tubing, sucker rod et accessoires) /changement et remplacement des équipements défectueux.

#### b. Situation du puits :

Le puits FOK-4z est situé à l'Est du périmètre de Touat Huile, sur le bloc 353. Il est situé à :

- 355 m au Nord-nord-ouest du puits FOK-3.
- 800 m au Nord-ouest du puits FOK-1



Figures II-8- Situation du puits, FOK-4z

### 3. FOK 5Z:

#### 3.1. But de work-over :

Le Work-Over du puits FOK-5z réalisé a pour but :

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

-Remontée de la complétion suspendue - complétion du puits avec pompe SRP

### 3.2.Données du puits :

#### **a. Généralité & Historique :**

Le forage FOK-5Z est implanté à 700m de la faille majeure dans une position structurale relativement haute, favorable à sa reprise en horizontal après l'avoir foré en vertical et acquis un maximum de données.

Cette structure est bordée par deux failles inverses, l'une est orientée NNW- SSE dont le rejet maximale atteint les 100 m et l'autre orientée Nord-Est Sud-Ouest de même envergure. La structure est subdivisée en deux compartiments grâce à une faille Nord-Sud qui isole le puits FOK-2 des autres puits existants.

Le puits FOK-5Z a été implanté sur la culmination de Foukroun, suite aux résultats encourageants obtenus dans le réservoir Gédinnien.

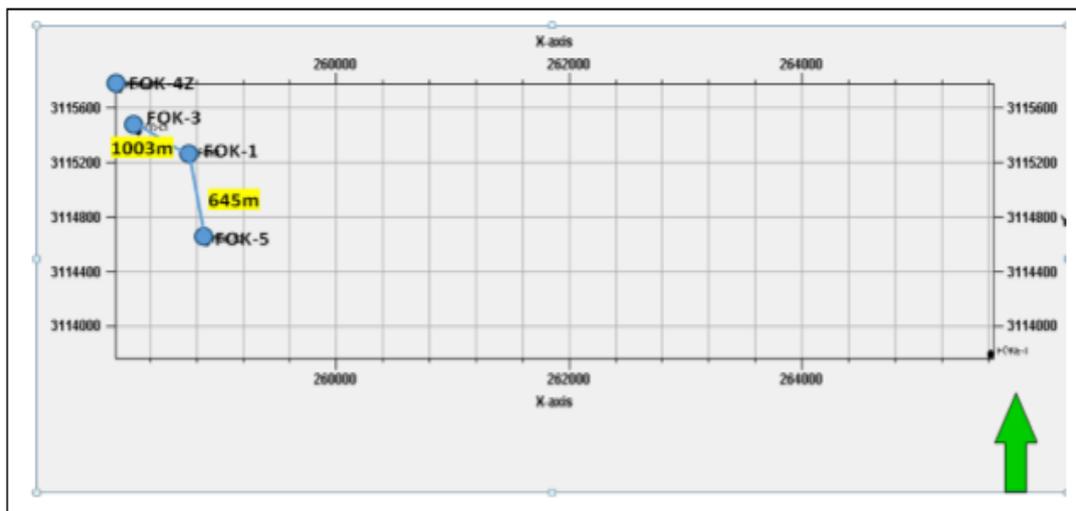
#### **b. Objectif du Sondage :**

Les objectifs pétroliers du forage FOK-5Z restent principalement le développement des réserves d'huile du Gédinnien pour l'alimentation de la raffinerie d'Adrar.

#### **c. Situation du puits :**

Le puits FOK-5Z est situé à l'Est du périmètre de Touat Huile, sur le bloc 353. Il est situé à :

- 1003.5m au Sud-est du puits FOK-3 .
- 645 m au Sud du puits FOK-1.



Figures II-9- Situation du puits FOK-5Z

## 4. FOK 6Z

### **4.1. But de work-over:**

Le Work-Over du puits FOK-6z réalisé a pour but :

## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

---

- Remontée de la complétion suspendue
- Complétion du puits avec pompe SRP« insert »

### 4.2. Données du puits :

#### a. **Généralité& Historique** :

Le forage du puits FOK-6Z est implanté à 500m de la faille qui se trouve à l'Est dans une position structurale relativement haute, favorable à sa reprise en horizontal après l'avoir foré en déviée et acquis un maximum de données.

Cette structure est bordée par deux failles inverses, l'une est orientée NNW-SSE dont le rejet maximale atteint les 100 m et l'autre orientée NE-SW de même envergure. La structure est subdivisée en deux compartiments grâce à une faille N-S qui isole le puits FOK-2 a des autres puits existants. Le puits FOK-6Z est implanté sur la culmination de Foukroun, suite aux résultats encourageants obtenus dans le réservoir Gédinnien. Ce dernier a été traversé par les puits voisins FOK-1, FOK-2, FOK-3 et FOK-4Z.

#### b. **Objectif du Sondage** :

Les objectifs pétroliers du forage FOK-6Z restent principalement le développement des réserves d'huile du Gédinnien pour l'alimentation de la raffinerie d'Adrar suivent le tableau **II.5**

**Tableau II.5: Données du puits FOK-6Z**

Operateur	ENTP
Appareil	TP 228
Sondage	FOUKROUN-6Z
Sigle	FOK-6z
Lieu	FOUKROUN-6Z / Adrar
Type de sondage	Développement
Block	353
Bassin	Bassin de SBAA
Objectif	Gédinnien
Début de forage	09/05/2017
Fin de forage	11 /06/2017
Types de puits	Horizontal
Profondeur finale (diag)	1474

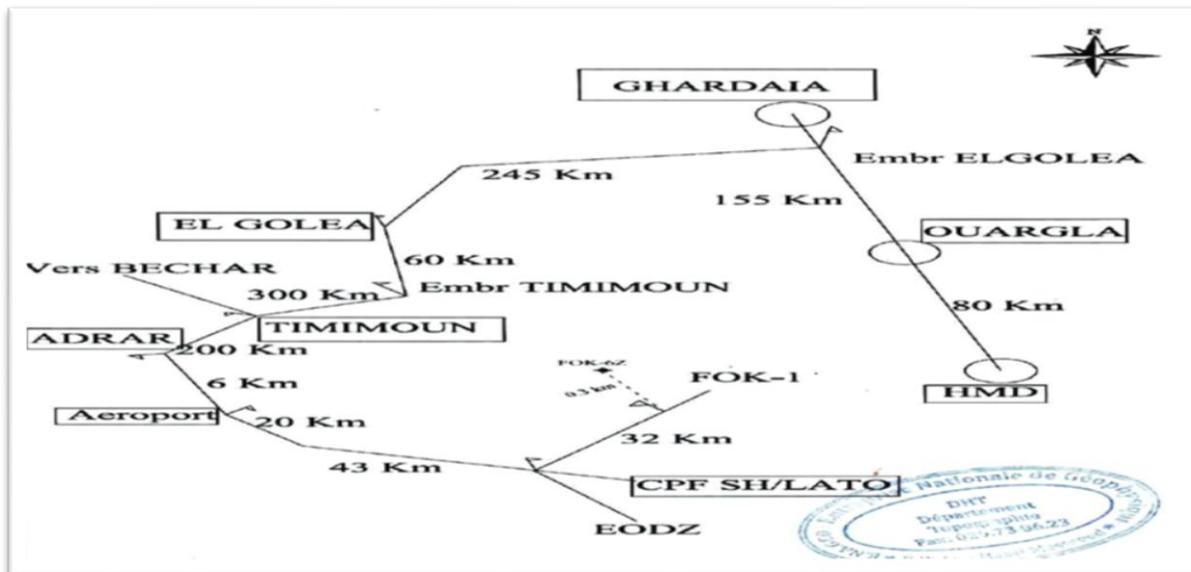
## Chapitre II : Présentation du champ de Foukroun

### c. Situation du puits :

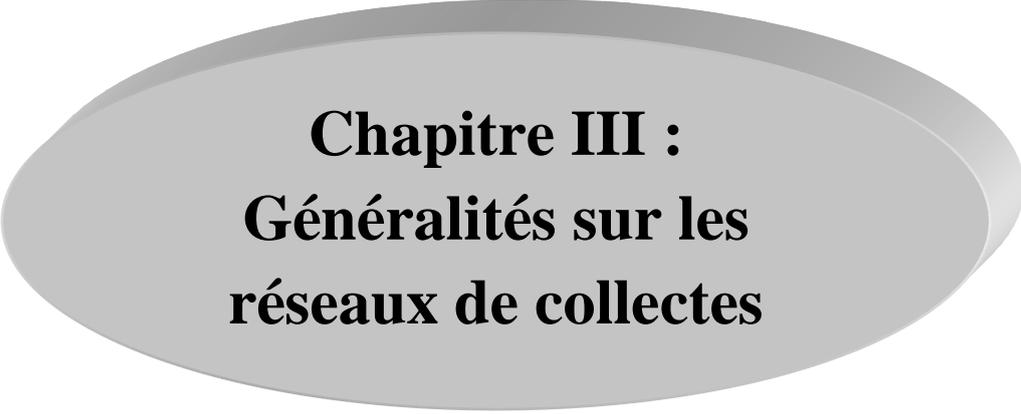
Le puits FOK-6Z est situé à l'Est du périmètre de Touat Huile, sur le bloc 353. (W. Adrar).

Il est situé à :

- 591.6 m au Nord du puits FOK-1.
- 624 m au Nord-Est du puits FOK-3.
- 868 m à l'Est du puits FOK-4Z.



Figures II-10- Situation du puits FOK-6Z



**Chapitre III :  
Généralités sur les  
réseaux de collectes**

### **III. 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.

#### **III.1-Généralités sur les réseaux de collectes:**

##### **III.1.1.Introduction :**

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires affectés au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement. Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement.

##### **III.1.2 Particularités des lignes de collectes :**

Elles transportent presque toujours un effluent poly-phasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours de perte de charge importante. Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huiles à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand des conditions anormales apparaissent. [10]

##### **III.1.3 Classification des conduites :**

Elles peuvent être classées comme suite :

###### **III.1.3.1 Selon leur destination :**

- Conduites d'huile.
- Conduites de gaz.
- Conduites d'eau.

###### **III.1.3.2 Selon leur pression de service :**

- Basse pression : 0-6 bars.
- Moyenne pression : 6-16 bars.
- Haute pression : > 16 bars.

###### **III.1.3.3. Selon le caractère du mouvement hydraulique :**

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

### III.1.4. Plans du réseau 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.1.4.1 - Liaison individuelle

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement.

#### III.1.4.1-1 Avantages techniques :

- Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.
- Vérification de fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée.
- Rapidité de passage en essai avec éventuelle possibilité de modification du régime d'écoulement par l'intervention au manifold.
- Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée.
- Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.

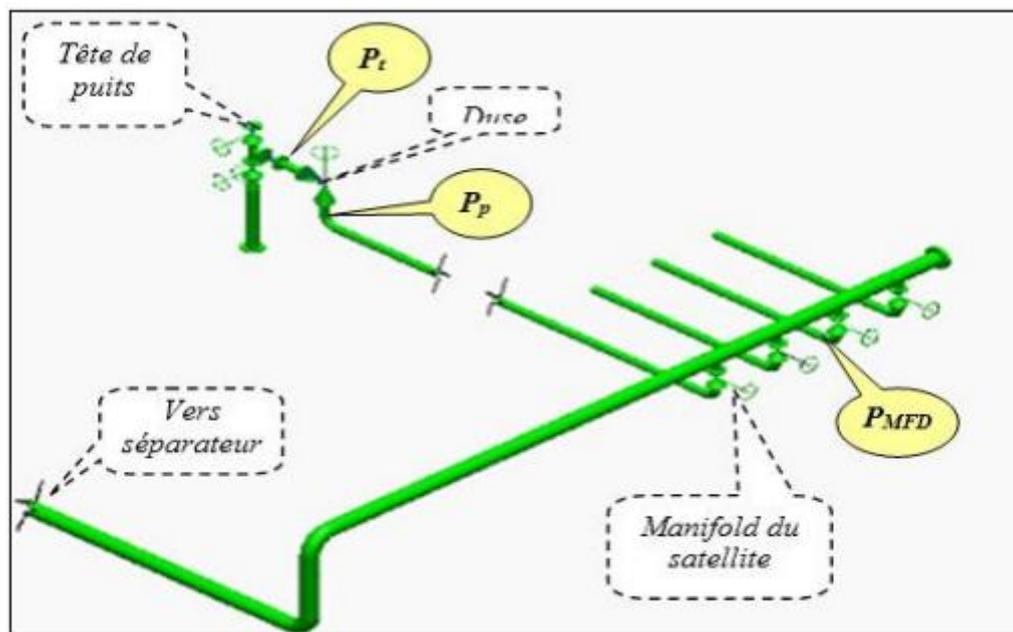


Figure III. 1. Liaison individuelle

#### III.1.4.1.2. Inconvénients :

- L'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

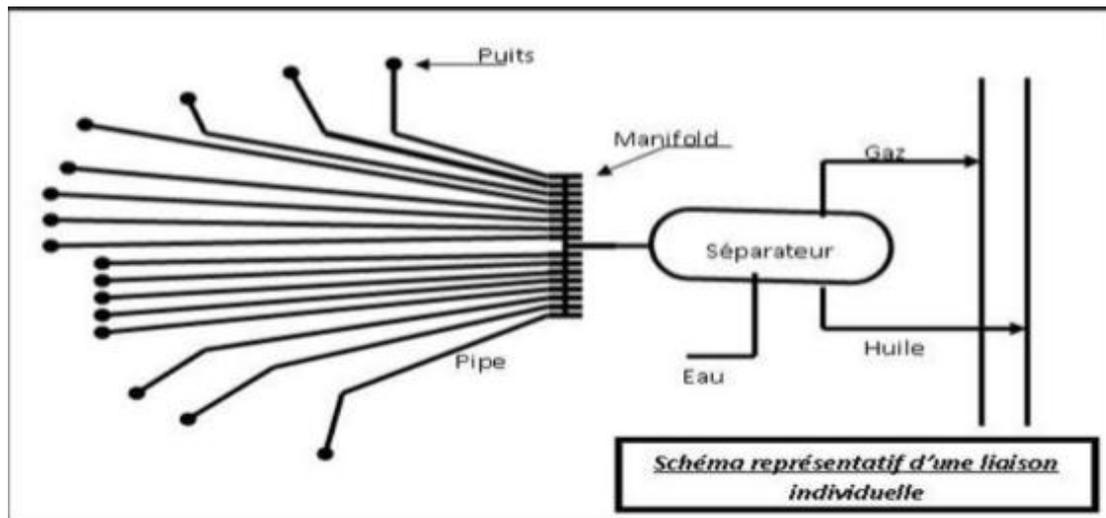


Figure. III.2: Schéma représente la liaison par ligne individuelle

#### III.1.4.2-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. Le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux le centre de traitement éloigné. Ceci n'est plus vrai pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est souvent préférable. Il faut en outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que technique :

##### III.1.4.2.1 - Inconvénients financiers :

Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement est engagé avant le champ n'ait rien produit .

##### III.1.4.2.2-Inconvénients techniques :

- La production entière peut être polluée par celle d'un émettant de l'eau.
- L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai ; perte de temps gênantes quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.
- La conduite et la surveillance de l'exploitation impose des navettes fréquentes du personnel entre les Manifolds et le centre de traitement ce qui entraîne une augmentation des frais d'exploitation.

Cet ensemble de considérations explique que dans un cas litigieux, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la liaison individuelle, même si celle-ci revient un peu plus cher. [10]

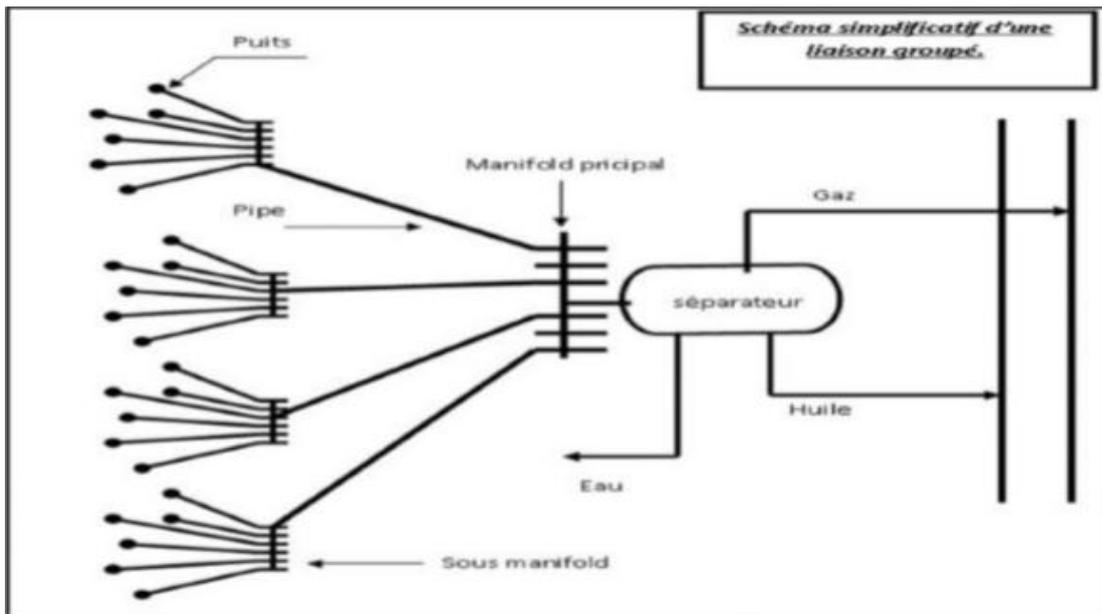


Figure. III.3: Schéma représentant la liaison par collecteur

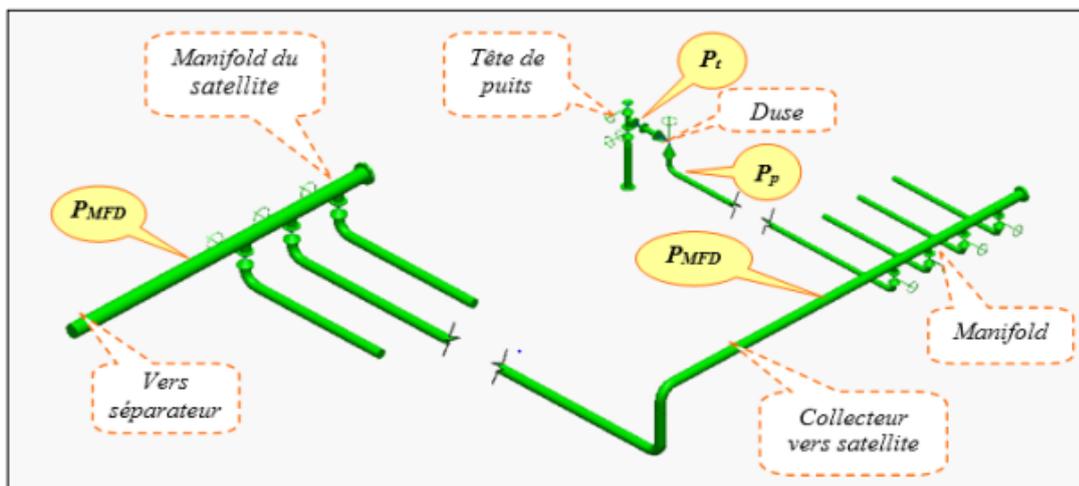


Figure III. 4. Liaison par collecteur.

### III.1.5 Accessoires des collectes :

- Les joints isolants : pour isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent.
- Les racleurs ou « go devils » sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide ; Les gares-racleurs sont des circuits composant des dispositifs permettant l'envoi ou la réception des racleurs dans un conduite en service sans interrompre son fonctionnement.
- Des vannes de trois sortes : Les vannes montées en ligne placées aux extrémités de la conduite, vannes des manifolds et des vannes auxiliaires de soutirage ou de purge. Le plus important sont les duses.

- Installation de purgeurs de gaz automatiques sur les points hauts du parcours.
- Installation de surface de sécurité dans le cas de pression statique.

**III.1.6 Manifolds:**

Par raison de commodité, on assemble les vannes sur des manifolds qui doivent permettre "d'aiguiller" la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livrés en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées ou même plus, l'encombrement n'étant limité que par les possibilités de transport. Sur les installations permanentes, on utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers les divers postes desservis sont réalisées par intercalation, entre deux éléments successifs, de manchettes portant les piquages voulus. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties au point le plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés, porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et du matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir



NOTES :  
 1- TOUTES LES DIMENSIONS SONT EN MILLIMETRE  
 2- COTES A VERIFIER SUR SITE

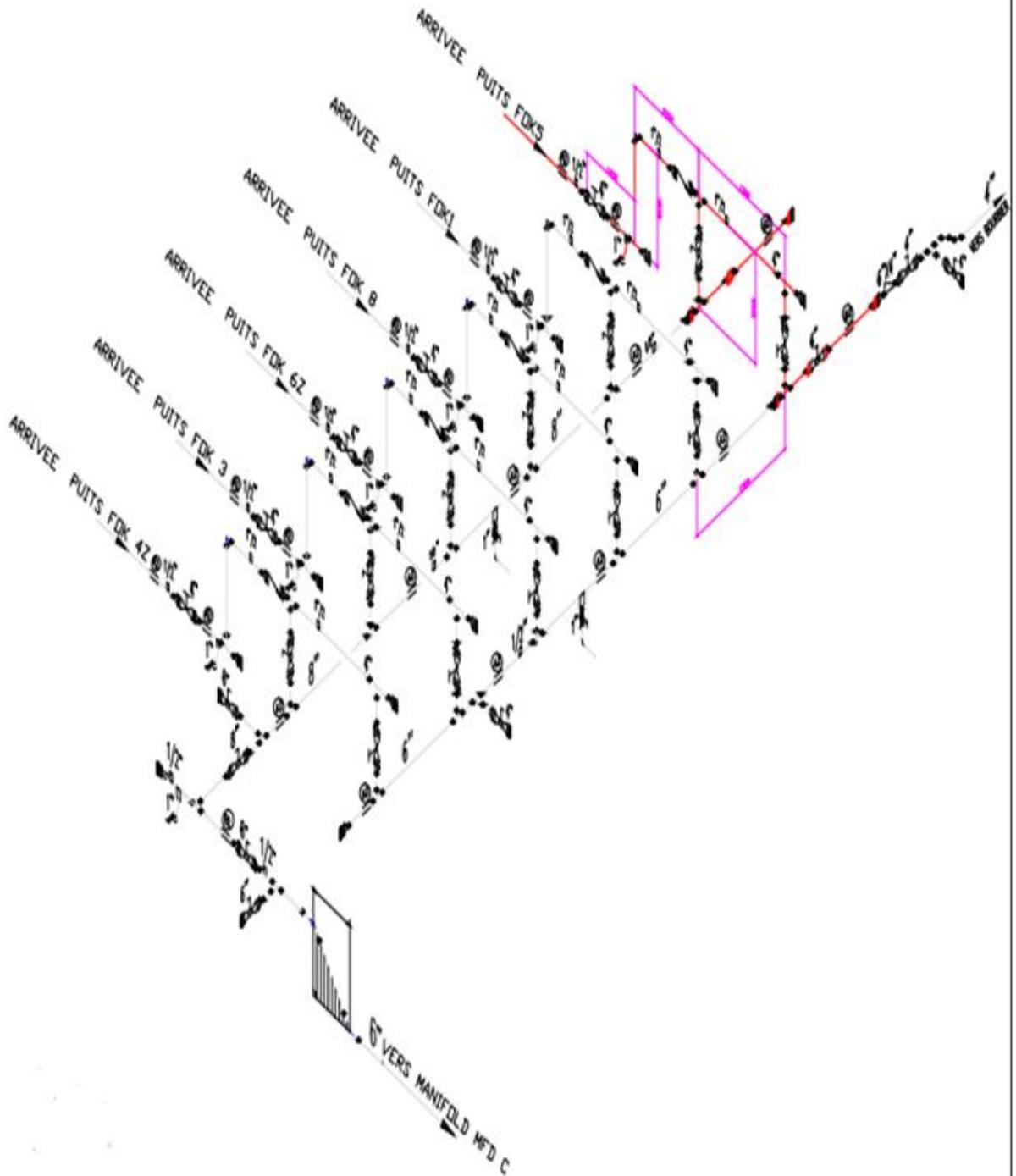


Figure III-5- Manifolds du champ de Foukron

## III.2 Généralités sur les pompes :

### III.2.1 Introduction :

Une Pompe est une machine hydraulique tournante qui transforme l'énergie cinétique en énergie de pression, suivant un mouvement de rotation, ou de translation. Autrement dit, ce sont des appareils mécaniques servant à véhiculer des liquides d'un point A, à un point B. Elles permettent, notamment, de prendre un liquide à la pression  $P_1$  et de le porter à la pression  $P_2$  (avec  $P_2 > P_1$ ). Pour véhiculer un liquide d'un endroit à un autre, la pompe doit fournir une certaine pression appelée hauteur manométrique totale, cela dépend des conditions d'aspiration et de refoulement.



Figure III-6- Pompe de puits à pétrole

### III.2.2 Types des pompes :

On distingue plusieurs types de pompes. On peut citer :

- Pompes monophasiques.
- Pompes multiphasiques.

#### III.2.2.1 Pompes monophasiques [6]

Ce sont des pompes centrifuges où le rotor entraîne dans son mouvement un liquide qui est rejeté à la périphérie par la force centrifuge. Une particule du liquide prise isolément suit une trajectoire constamment située dans un plan perpendiculaire à l'axe de rotation. Elle transporte une seule phase de fluide.

#### III.2.2.2 Pompe multiphasique [8]

Les pompes multiphasiques sont des pompes centrifuges spéciales capables de pomper un ensemble de flux de produits (plusieurs phases), solide, air et liquide. Ce type de pompes est soumis à des exigences très élevées, elles doivent ; à cause de l'inévitable contamination des liquides par des particules en suspension ; très bien résister à l'usure. Les pompes multiphasiques

sont excellentes pour une utilisation dans des unités de flottation. Elles peuvent en outre servir dans d'autres processus où apparaissent des mélanges gaz/liquide et solide grâce à la compression de ces trois phases, cette pompe, est un moyen de booster du pétrole du puits vers l'usine de traitement sans aucun torchage pour améliorer la production du gisement, elles sont conçues généralement pour des puits à faible pression.

### **III.3 Etude de perte de charge :**

#### **III.3.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique :**

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...). Dans notre étude, l'écoulement multiphasique est assimilé à un écoulement diphasique, se composant d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. Les pertes de charge sont différentes suivant le type d'écoulement. [3]

##### **a. Ecoulement avec bulle (BUBBLE flow) :**

Le gaz, en petites quantités (GOR très faible), se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite pipe 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 bouchon (PLUG flow) :**

La phase gazeuse croit. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite, l'écoulement se fait par alternance de bouchons de liquide et de gaz.

##### **c. Ecoulement stratifié (STRATIFIED flow) :**

Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.

##### **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 (vagues) apparaissent sur l'interface.

##### **e. Ecoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow) :**

Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi du pipe et 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. Écoulement annulaire (ANNULAR flow) :**

La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie central.

**g. Écoulement brouillard (SPRAY flow) :**

L'importance de la phase liquide est faible de celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voir sa totalité est entraînée sous forme de brouillard.

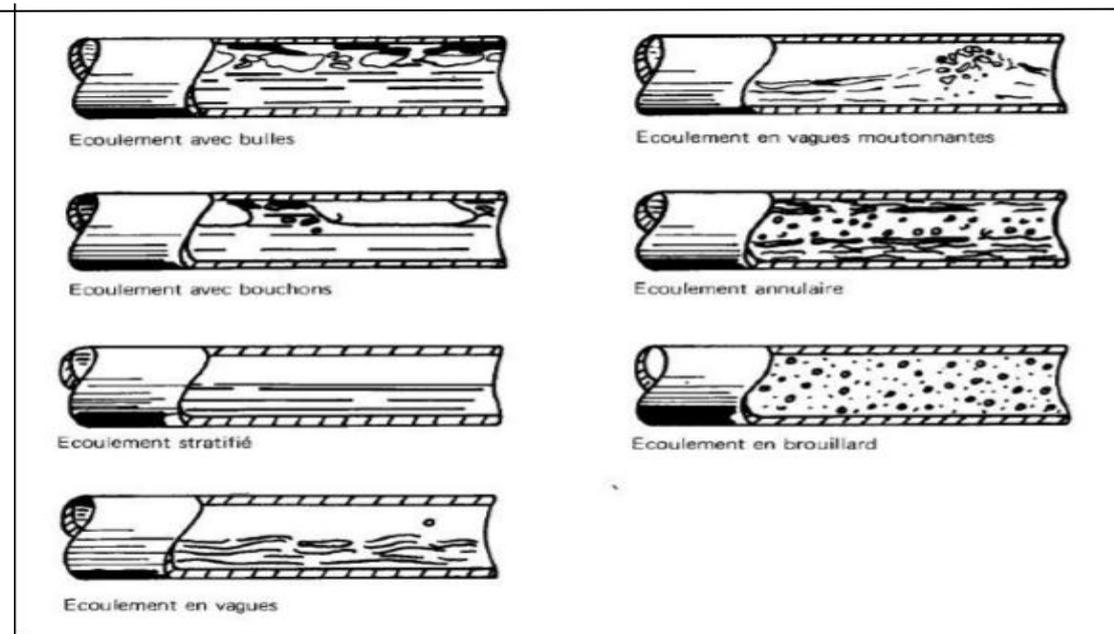


Figure III-7-Ecoulements Diphasiques

**III.3.2 Variation de la pression le long d'une 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 terme suivants :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \dots\dots\dots(1)$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est :

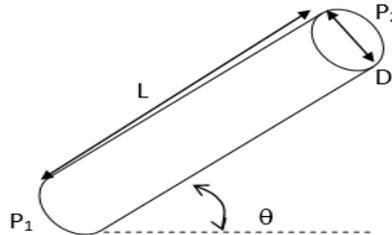
$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2 g_c \cdot D} + \frac{\rho V \cdot dV}{g_c \cdot dl} \dots\dots\dots(2)$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c \cdot D} + \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \dots\dots\dots(3)$$

où :

$\rho_m$  : la densité du mélange [Kg/m<sup>3</sup>]



P1,P2 : pression de pipe [bar]

Vm : Vitesse du mélange [m/s]

D : Diamètre de la pipe [m] gc : facteur de conversion .

fm : Facteur de frottement du mélange. Il est fonction de Re, D .

g : Accélération de la gravité (9,81 m/s<sup>2</sup>).

theta : Pente de la conduite .

Dans le tableau suivant, on présente le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

**Tableau III-1-: Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges:**

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

Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasique pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe, ce terme est proche de zéro. Mais on doit cependant en tenir compte dans certain écoulement à grande vitesse (cas de basse pression et GOR élevé)

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \dots\dots\dots(4)$$

Le terme d'élévation où gravité est indépendant du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Il faut dire aussi que pour un même débit massique de fluide à l'entrée, la proportion de gaz et liquide va varier tout le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up ( $\rho_s = \rho_l HL + \rho_g Hg$ ).

Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz. Par contre, il est important pour un écoulement permanent de liquide et prépondérant aux faibles débits.

$$\left( \frac{dP}{dl} \right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta \quad \dots\dots\dots(5)$$

Le terme de friction due aux forces de frottements:

$$\left( \frac{dP}{dl} \right)_{\text{friction}} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} \quad \dots\dots\dots(6)$$

**III.3.3 Liquide de 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 des conduits et par conséquent, les perte de charges augmentent dans la conduite. Le liquide hold up : Le liquide hold up (taux de présence locale de liquide dans la conduite) est calculé pour chaque type d'écoulement comme suit : [7]

$$H_L(\phi) = \psi H_L(0) \quad \dots\dots\dots(7)$$

ou:

$\psi$ : facteur d'inclinaison:

$H_L(0)$  : le liquide hold up dans un pipe horizontale, il est calculé par la formule suivante:

$$H_L(0) = a \lambda_L^b / N_{FR}^c \quad \dots\dots\dots(8)$$

Où:

$\lambda$ :  $0.34Re^{-0.25}$

a, b et c sont déterminés pour chaque régime d'écoulement à l'aide du tableau suivant :

**Tableau III--2: Valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement**

Régime d'écoulement	a	b	c
Ségrégation	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	0.1065	0.5824	0.0609

La valeur calculée de HL (0) doit être :  $HL(0) \geq \lambda L$

le facteur de correction du hold up dû à l'effet de l'inclinaison de la conduite est donné par:

$$\Psi = 1 + C [\sin(1.8\phi) - 0.333 \sin^3(1.8\phi)]$$

Où:

$\phi$ : l'angle du pipe par rapport à l'horizontal.

e, f et g sont donnés par le tableau suivant.

$$C = (1 - \lambda_L) \ln [d L^e N_{LV}^f N_{FR}^g]$$

Où:

$\lambda_L$  : grand changement dans le pseudo holdup nécessaire pour correspondre à la chute de pression observée. .

NLV : Numéro de vitesse du liquide.

NFR: Gas flow rate, Mscf/D

**Tableau III-3- : Valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement**

Régime d'écoulement	d	e	f	g
Ségrégation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribué	Pas de correction		$c=0, \Psi=1, HL \neq f(\phi)$	
Tout régime	4.70	-0.3692	0.1244	0.5056-

Donc la même équation est utilisée pour calculer le hold up pour chaque régime, seuls les coefficients et les exposants utilisés diffèrent d'un régime à un autre.

Quand le régime d'écoulement est transitoire, le hold up doit être calculé en utilisant à la fois les équations du régime intermittent et celui en ségrégation en introduisant deux facteurs A et B :

$$HL(\text{transition}) = A \times HL(\text{ségrégation}) + B \times HL(\text{intermittent})$$

Où :

$$A = L3 - NFR / L3 - L2$$

$$B = 1 - A$$

Une fois HL (0) est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit : [3]

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots\dots\dots(9)$$

Tel que :  $H_g = 1 - H_L$

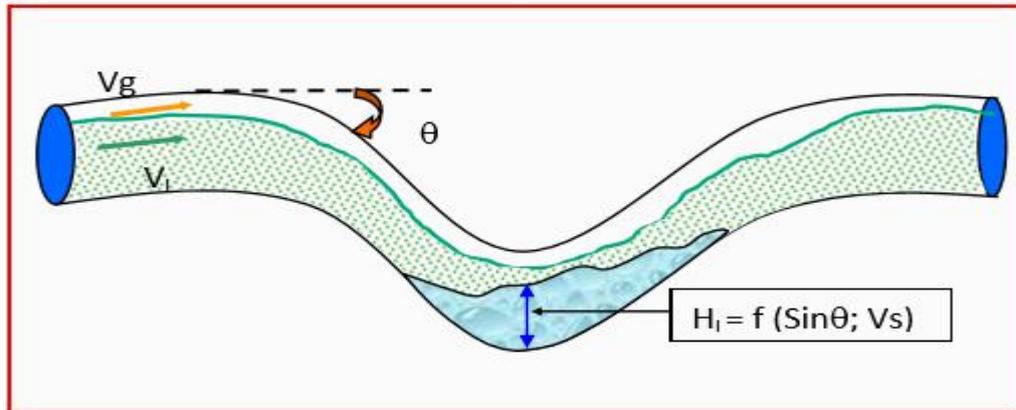


Figure III-8-: Problème de Liquide Hold-up [7]

**III.3.4 Méthode de calcul de la production d’huile au niveau des puits:**

La formule de calcul de débit d’huile d’un puits est la suivant:

$$Q_{cal} = \frac{P_t \cdot \varnothing^{1.8} \cdot F(x)}{1000 K}$$

Avec:

Qcal : Débit calculé.

Pt : Pression de tête.

Pp : Pression de pipe.

Ø : Diamètre de la duse.

(x) : Fonction du rapport (Pp/Pt).

(x) = 2,667.PP/Pt√((1- PP/Pt)) , Si PP/Pt ≥ 0,75,

(x) = 1 , Si PP/Pt ≤ 0,75

K : Coefficient de jaugeage.

Qmax : Débit mesuré (donné par l’opération du jaugeage). [10]

**III.4 Séparateur :****III.4.1 Introduction :**

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 utilisés.

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.

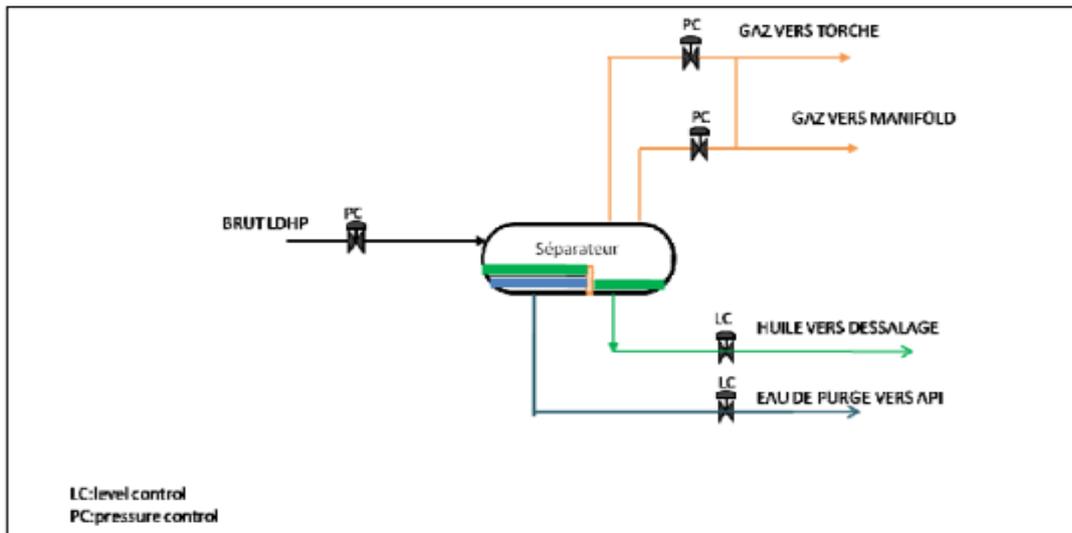


Figure. III-9- : Vue d'un séparateur triphasique horizontale [8]

### III.4.2 Objectifs de la séparation

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.
- BSW (Basic and Sediment Water).
- Salinité.
- Tension de vapeur [8].

### III.4.3. Estimation de la capacité des séparateurs :

Les capacités des séparateurs gaz / huile varient selon les facteurs suivants:

1. Dimension de séparateur (diamètre, longueur).
2. Niveau du liquide maintenu dans le séparateur.
3. Tendance de l'huile au moussage (temps de rétention).
4. Arrangement interne de séparateur.
5. Pression et la température de travail.
6. Caractéristique physiques et chimiques du fluide.
7. Variation de GOR....etc. [7]

### III.4.4 Caractéristiques de séparateur

L'installation d'un séparateur avec sa pomperie dans le manifold du champ de Foukron va permettre l'augmentation de débit dont l'huile est pompée vers CPF directement. Comme indique les tableaux ci-dessous :

**Tableau III.4. Caractéristiques de séparateur**

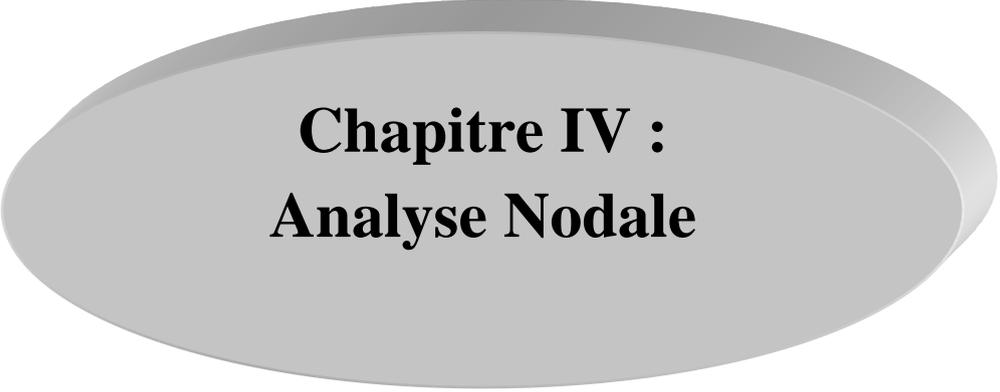
Séparateur	Type	Dimensions		
		Long(ft)	Diam(inch)	Volume(cft)
<i>FOK</i>	HORIZONTAL	30	84	1155

**Tableau III.5. Capacité de séparateur**

Séparateur	Conditions de référence				Capacité actuel			
	P(bar)	T(°C)	Qh(m <sup>3</sup> /h)	Qg(m <sup>3</sup> /h)	Qh(m <sup>3</sup> /h)	Qg( m <sup>3</sup> /h)	%H	%G
<i>FOK</i>	10	50	324	34000	57.76	31426.1	17.83	92.43

Tels que:

- Qg: représente le débit de gaz en amont de séparateur.
- %H = (Qh actuel/Qh)\*100
- %G = (Qg actuel/Qg)\*100



**Chapitre IV :**  
**Analyse Nodale**

### IV.1. Introduction

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les équipements de fond et dans les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent se déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent. La figure(IV.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

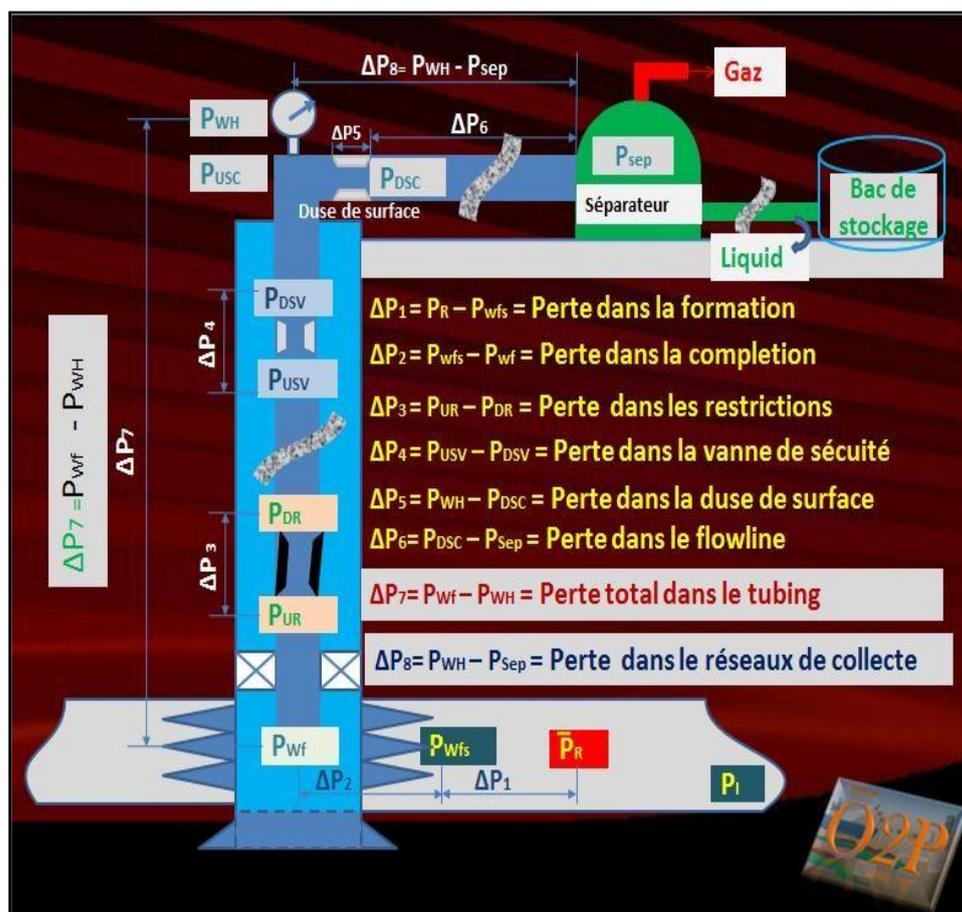


Figure IV.1. Perte de charge dans un système de production

### IV.2. Conception de l'analyse nodale

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des

différentes parties de notre système; ces parties sont définies par des équations ou corrélations. La figure (IV.2) montre l'emplacement des plusieurs nœuds. Les nœuds sont classés comme des nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existant à travers lui peut être représenté par quelques fonctions mathématiques ou physiques.

On note que dans le système, il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit ; ces pressions sont  $P_r$  et  $P_{sep}$  ou la pressions entête de puits  $P_t$  si le puits est contrôlé par une duse. Le choix des différents composants est très important, mais à cause de l'interaction entre eux, un changement dans la chute de pression dans un composant peut changer le comportement de la pression dans tous les autres, donc nous pouvons optimiser la performance du système dans le chemin le plus économique en isolant l'effet de chaque composant sur la performance du système totale.

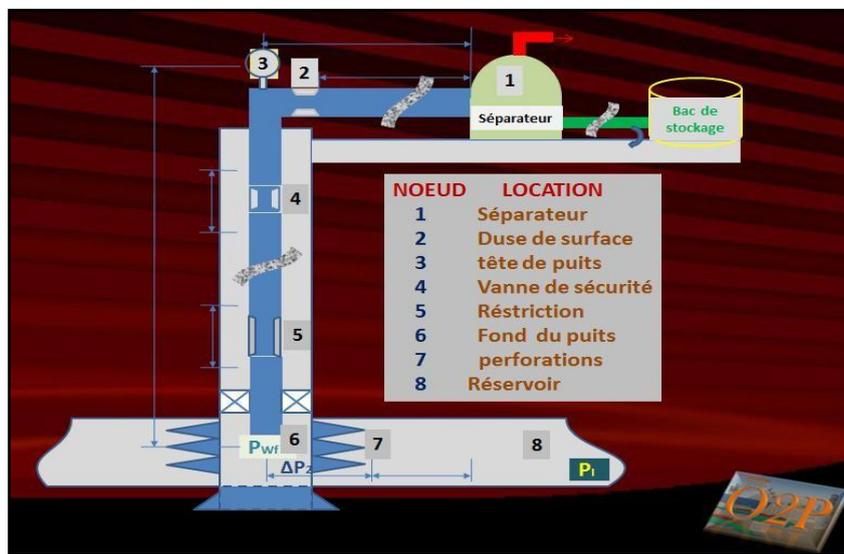


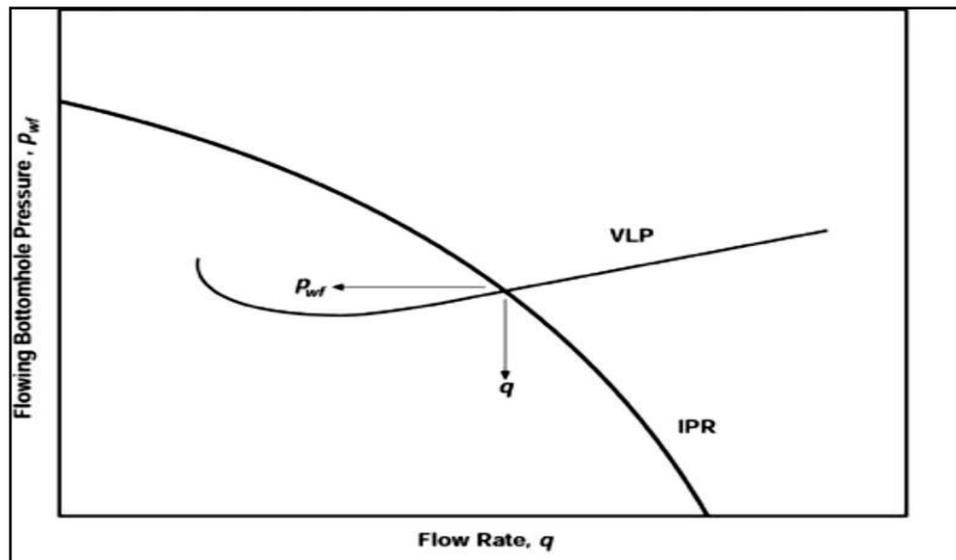
Figure IV.2. Différentes positions des nœuds

### IV.3. Procédure, objectif et application de L'analyse nodale

#### IV.3.1.Procédure:

L'analyse nodale est appliquée aux systèmes physiques pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres.

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure IV.3. Tous les composants en amont du nœud composent la section in flow, alors que la section out flow se compose de tous les éléments en aval du nœud.



**Figure IV.3. Point de fonctionnement**

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

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

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

- Inflow:  $P_{node} = P_r - \Delta p$
- Outflow:  $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$  ou  $P_{node} = P_t + \Delta p$

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

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression d'un nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante.

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

La procédure est la suivante :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.

- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir, les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

### **IV.3.2. Objectifs**

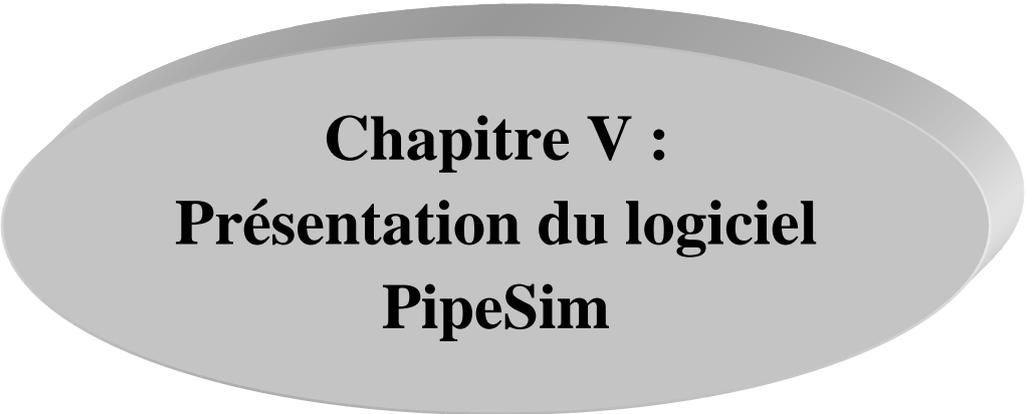
Les objectifs de l'analyse nodale sont:

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex: Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et les ingénieurs de reconnaître rapidement des chemins d'augmenter des taux de la production.

### **IV.3.3. Application**

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à l'écoulement naturel et aux puits d'ascenseur artificiel (ex : Gas lift), si l'effet de la méthode d'ascenseur artificielle sur la pression peut être exprimé comme une fonction de débit. La procédure peut aussi être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont d'optimisation des:

- Dimensions du tubing.
- Dimensions du flow lines.
- Gravel pack.
- Diamètre de la duse
- Equipement d'ascenseur artificiel.
- Effet de la densité des perforations.



**Chapitre V :**  
**Présentation du logiciel**  
**PipeSim**

**V.1.Le logiciel PipeSim** est un logiciel de simulation d'écoulement multiphasique en régime permanent utilisé pour la conception et l'analyse des systèmes de production de pétrole et de gaz. Les outils tels que les logiciels PipeSim modélisent l'écoulement multiphasique du réservoir à la tête de puits. Il analyse également les performances des lignes d'écoulement et les installations de surface pour générer une analyse complète du système de production. Avec des techniques de modélisation avancées telle l'analyse nodale, l'analyse PVT, le gas lift et la modélisation de l'érosion et de la corrosion, le logiciel PipeSim, nous aide à optimiser les opérations de production et d'injection.

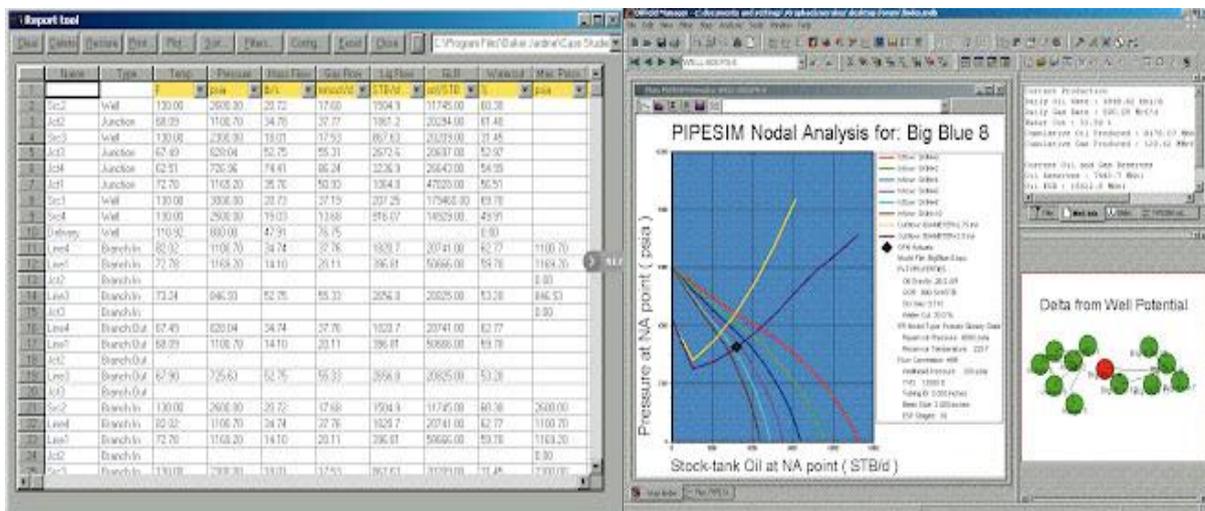


Figure V.1 Modélisation avancées telle l'analyse nodale

Le logiciel PipeSim, fournit un groupe intégré d'outils rigoureux de modélisation multiphasique du pétrole et du gaz pour les puits, les canalisations et les réseaux de production. C'est un logiciel de simulation de l'écoulement multiphasique en régime permanent pour modéliser les puits, les canalisations et les systèmes de production. Il comprend ;

- Module réseau : offre une simulation de réseau multiphase rigoureuse pour les systèmes de production/distribution complexes.
- Module d'optimisation (GOAL) : Simulateur d'allocation et d'optimisation de Gas lift à l'échelle du champ. à l'usage des ingénieurs et des opérateurs.
- Module Field Planning Tool (FPT) : grâce aux capacités de modélisation du cycle de vie et de la production des réservoirs.
- HoSim est un simulateur sophistiqué de performances de puits horizontaux et multilatéraux.

- ProdMan gère les données d'exploitation des champs pétroliers et gaziers. Les modèles de système de production PipeSim ainsi que les liens automatisés avec les bases de données de production et SCADA assurent la surveillance, le diagnostic,

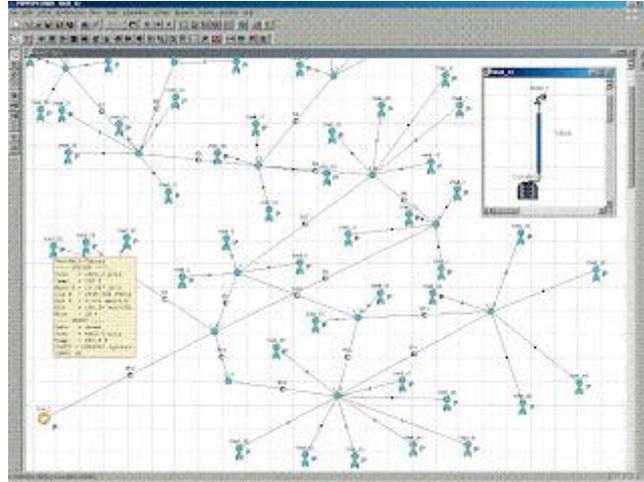


Figure. V.2 Modèle du réseau de collecte

### Nouveautés dans la version nouvelle de PipeSim

- Améliorations des performances de simulation - minimum 1,5 fois plus rapide.
- Améliorations du contrôle de l'analyse nodale.
- Introduction de Multiflash CPA et CSMA équation d'état (EOS).

### Nouveaux modules

- Advanced Gas EOS Module avec des modèles de haute précision pour les composants purs et les mélanges.
- Module de pompe de surpression multiphase avec de nouvelles méthodes de calcul et le catalogue Framo.
- PVT Toolbox EOS Module un nouveau moteur commun pour les simulateurs Schlumberger.

### Améliorations à

- Intégration OLGA-S.
- Conception de pompe à tige et module de diagnostic.
- Module de dépôt de cire.

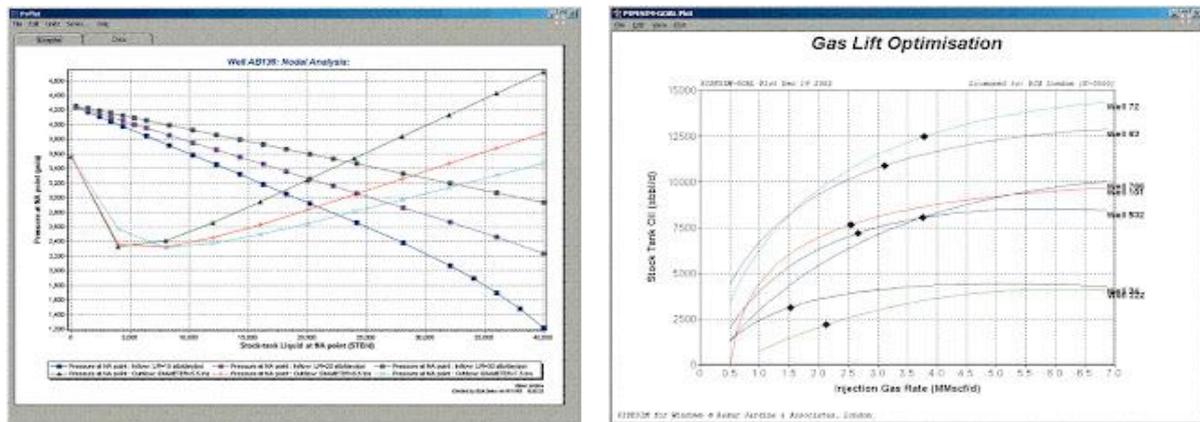


Figure V.3 Optimisation PipeSim Gas Lift

## V.2. Module d'optimisation PipeSim Gas Lift

Le logiciel de simulation et d'optimisation PipeSim fournit des solutions à l'échelle réelle en utilisant un algorithme pour identifier la meilleure répartition du gaz d'injection du gas lift dans le système de production. Des contraintes complexes telles que la capacité de traitement de l'eau et du gaz peuvent être incluses dans le modèle à tout moment. Le solveur d'optimisation est conçu pour être utilisé dans les opérations quotidiennes et peut fournir une portance artificielle dans de grands champs en quelques secondes seulement.

Le modèle du système peut être intégré aux bases de données de production et aux systèmes SCADA pour une optimisation de la production en temps réel à l'aide des dernières données fournies par le système de diagnostic en temps réel des puits et des installations ProdMan.

### Avantages

- Maximisez la production à partir du gaz de levage disponible limité.
- Augmentez les ventes de gaz en identifiant les besoins du système d'extraction de gaz.
- Module d'analyse de réseau PipeSim.

Pour une analyse complète du système, le logiciel PipeSim peut être mis à niveau pour modéliser des réseaux complexes pouvant inclure des boucles, des lignes parallèles et des croisements. C'est un algorithme de solution robuste qui peut modéliser les réseaux de collecte, de distribution et d'injection. Il donne une compréhension détaillée de la thermo-hydraulique du système qui est essentielle à la conception de la conduite d'écoulement et aux problèmes d'assurance de l'écoulement, en particulier pour les systèmes multiphasiques complexes.

### Avantages

- Identifie les goulots d'étranglement et les contraintes de production.
- Évalue les avantages des nouveaux puits, des pipelines supplémentaires, de la compression, etc.

- Calcule la dérivabilité à partir des systèmes de collecte sur le terrain.
- Prédit les profils de pression et de température à travers des voies d'écoulement complexes.
- Facilite la planification du développement sur le terrain.
- Résout les réseaux de fond rencontrés dans les puits multilatéraux.

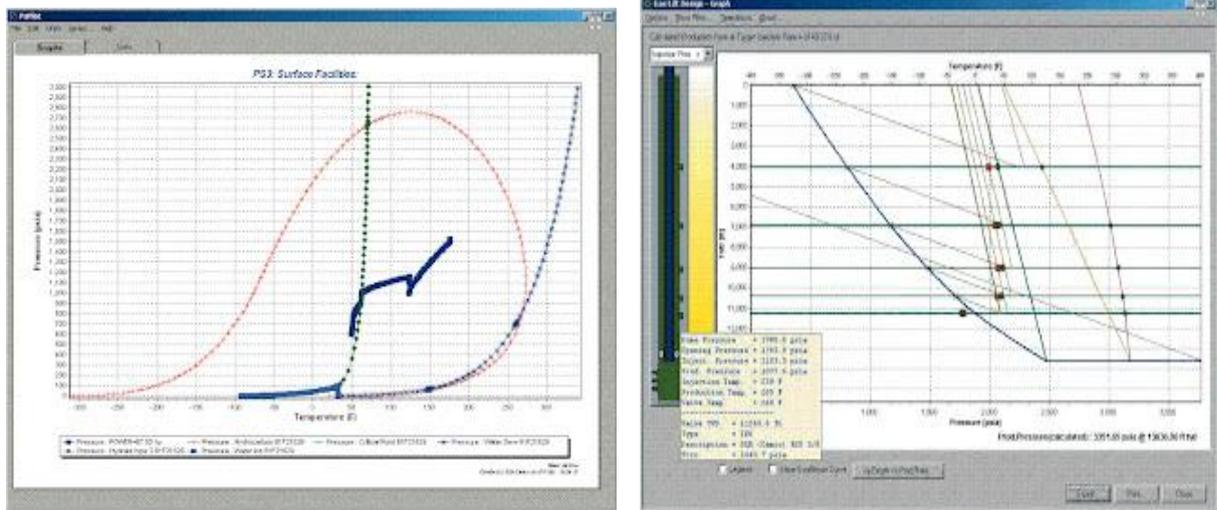


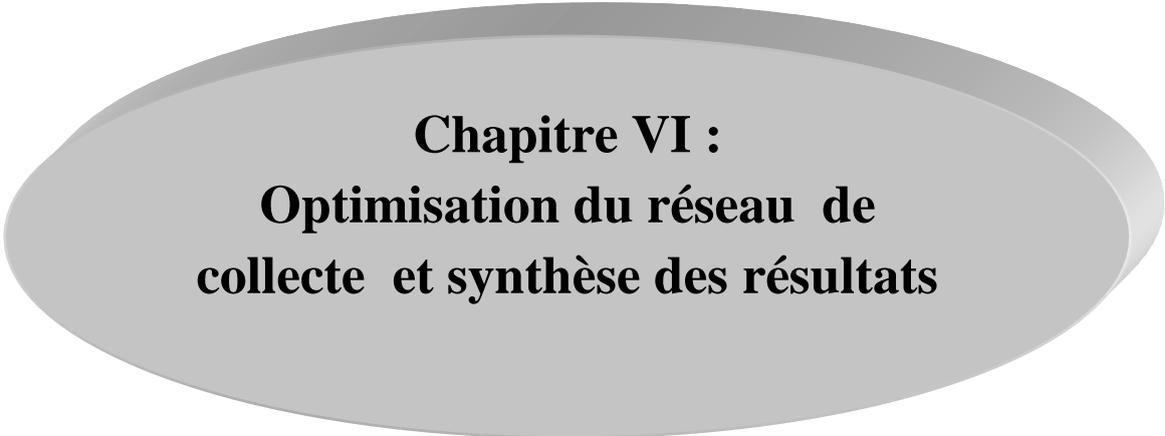
Figure .V.4 Courbe des performances de conception et de production de puits

### V.3 .Analyse des performances de conception et de production de puits

Le logiciel PipeSim modélise non seulement l'écoulement multiphasique du réservoir à la tête de puits, mais prend également en compte les performances des conduites d'écoulement et des installations de surface pour une analyse complète du système de production.

#### Avantages

- Effectue une analyse nodale complète à tout point du système hydraulique à l'aide de plusieurs paramètres de sensibilité.
- Conçoit de nouveaux et analyse les puits verticaux, horizontaux et multilatéraux existants.
- Conçoit des systèmes de levage à gaz et ESP en matière de levage artificiel.
- Se connecte au logiciel OFM pour identifier les candidats pour une étude plus approfondie ou un traitement correctif
- Génère des tables VFP pour l'entrée dans les modèles de système de simulation de réservoir ECLIPSE.



**Chapitre VI :**  
**Optimisation du réseau de**  
**collecte et synthèse des résultats**

### VI-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 PipeSim 2020.

### VI.2 Aperçu sur le logiciel d'optimisation PipeSim:

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

- ✓ La définition des points de fonctionnement des puits Qliq, Pwf (le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP). L'étude de sensibilité des points de fonctionnement par la variation des paramètres :
- Les paramètres des fluides : la densité d'huile, le water-cut, le GOR.
- Les paramètres du réservoir : la pression, température, perméabilité et l'épaisseur du réservoir, le Skin aux abords du puits, son rayon, le rayon de drainage.
- ✓ 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.

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 et simuler l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité du 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 composante 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.

Le PipeSim comporte deux modèles

- **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 tout un réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits.

### VI.2.1 Fonctionnement du logiciel :

Après le choix et la construction du modèle du puits :

- Introduire les paramètres du puits: Pp, PipeSim Pt, T, Q.
- Introduire les paramètres obtenus à partir de la carte : la longueur et le diamètre intérieur du PIPE(FLOWLINE)
- Introduire le type du fluide : Black oil dans notre cas avec ces paramètres GOR, Water-cut, API et les caractéristiques du point de bulle.
- Modélisation des puits (flow correlations matching) : dans cette étape le logiciel va construire un modèle à partir des données introduites (Input data) et il nous propose plusieurs corrélations pour le modèle construit et c'est à nous de choisir la meilleure corrélation qui s'adapte bien à notre cas.[5]

### VI.2.2 Plan d'analyse:

L'outil choisi pour ce travail « le PipeSim » et les étapes à suivre pour L'analyse des données

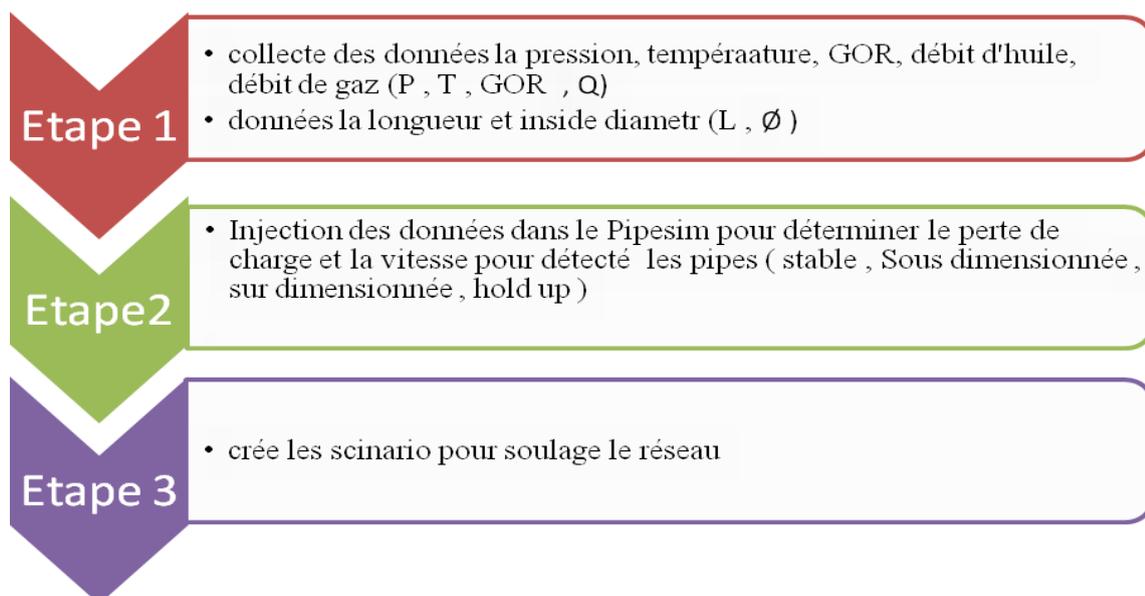


Figure VI.1: Plan d'analyse du travail.

### VI.3 Modélisation de réseau de collecte

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 de Foukroun. Ce modèle sera utilisé comme un outil de simulation et optimisation.

### VI.4 Procédure de simulation

#### VI.4.1 Création de réseaux :

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).

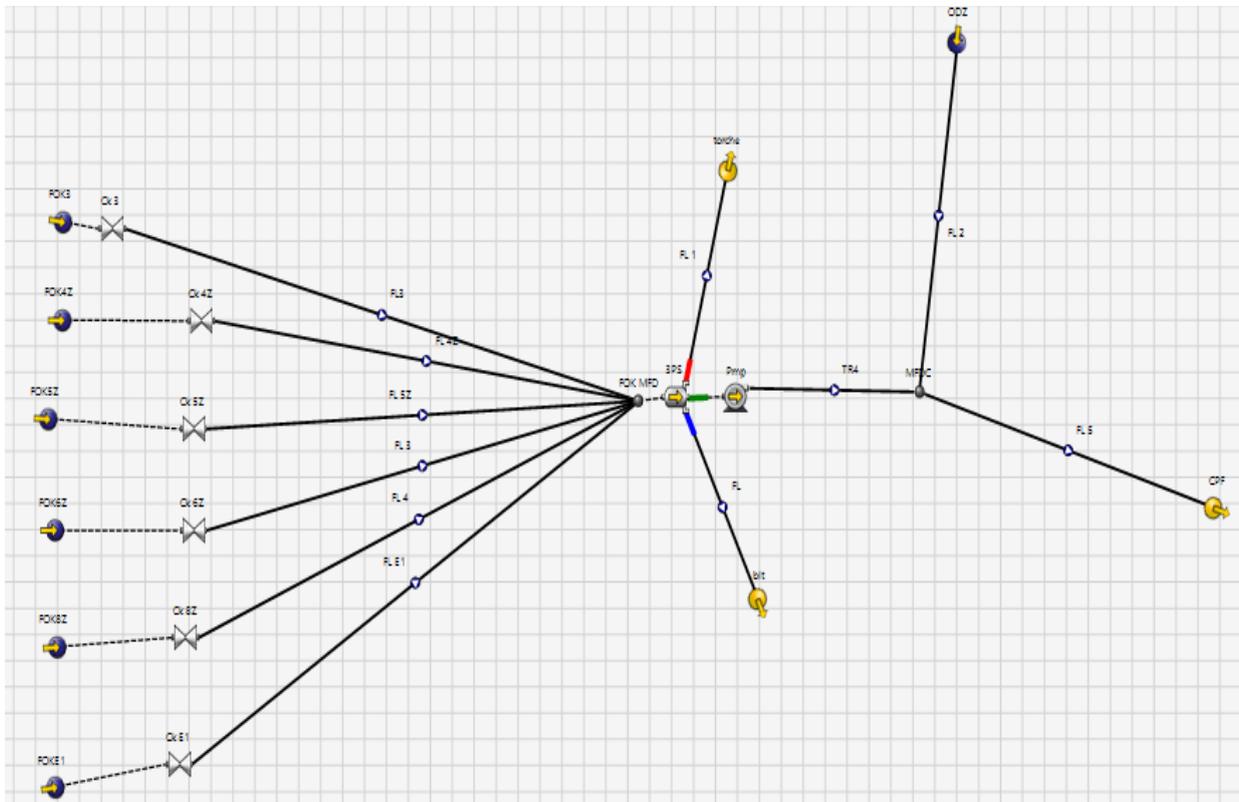


Figure.VI: 2.Le modèle de réseau de Foukroun par PipeSim

#### VI.4.2 Insertion des données :

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

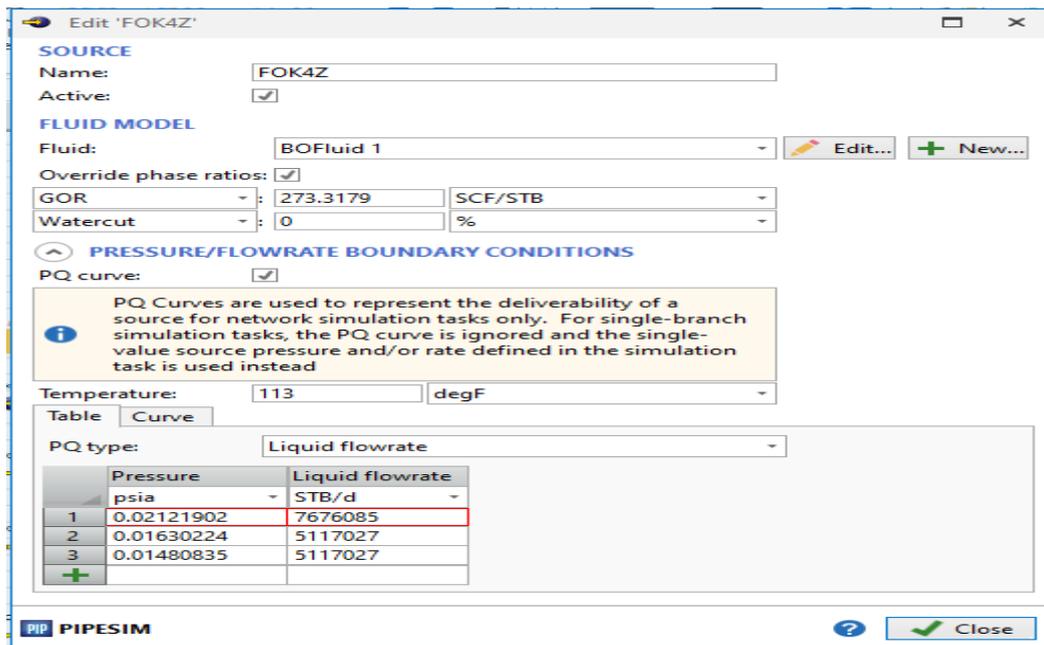


Figure VI.3 : Méthode d'insertion des données d'un puits

• **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.

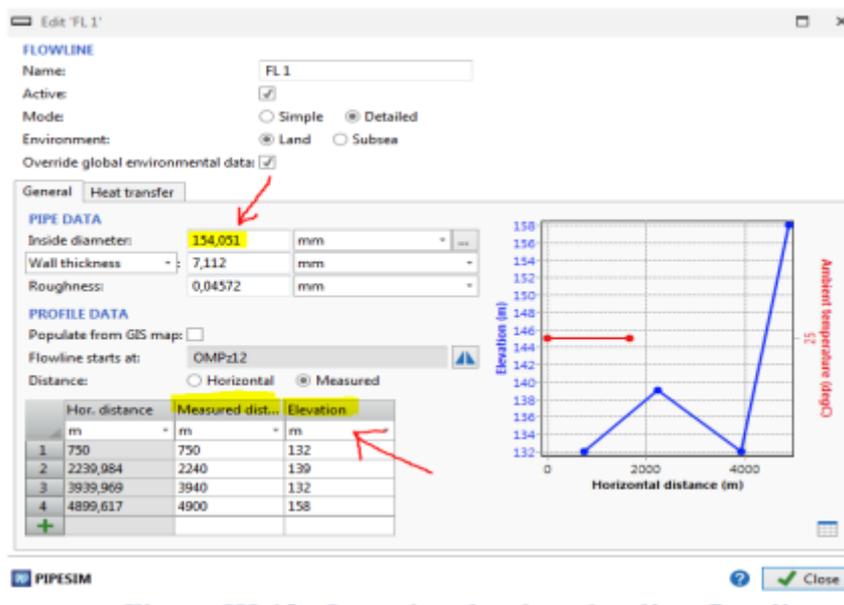


Figure VI.4: Insertion des données d'un flow line.

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

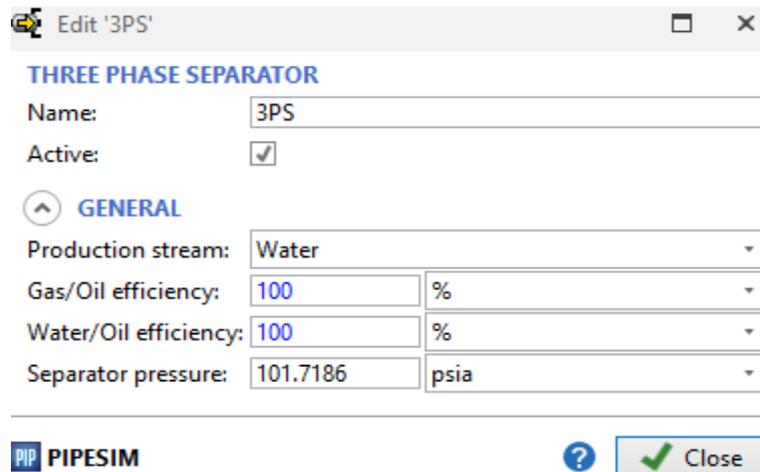


Figure VI.5: Insertion des données d'un séparateur

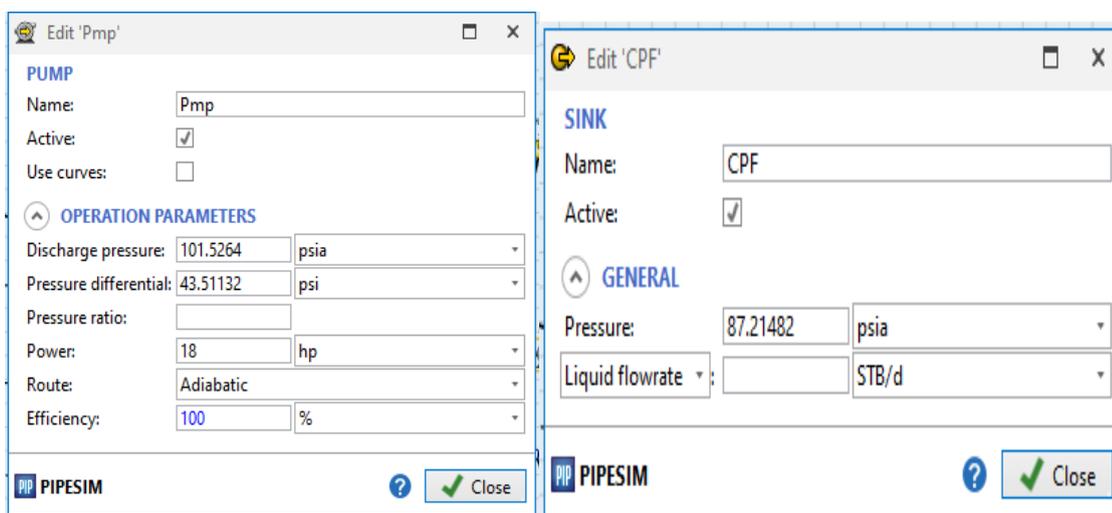


Figure VI.6 : Insertion des données d'une pompe et d'un centre de traitement.

## VI.5 Données de modélisation

### VI.5.1 Donne 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...).

### VI.5.2. Modèle 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.

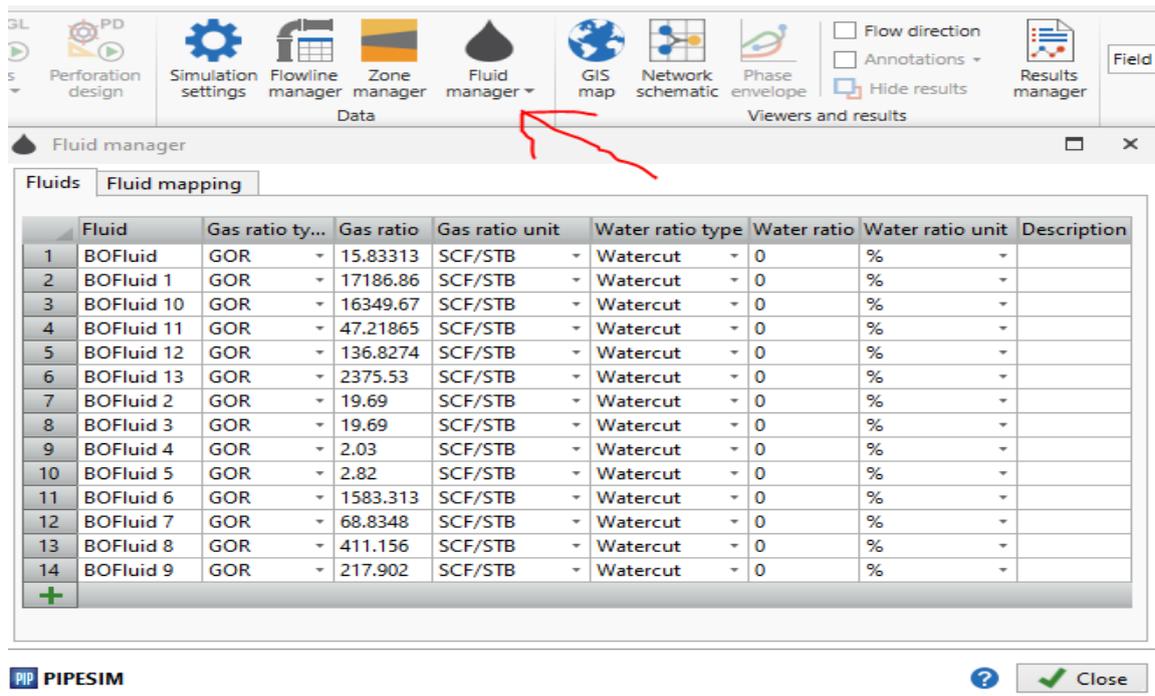


Figure VI.7: Insertion des données de fluide

### VI.5.3. Profil des canalisations :

La carte du réseau de collecte de champ de Foukroun 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.

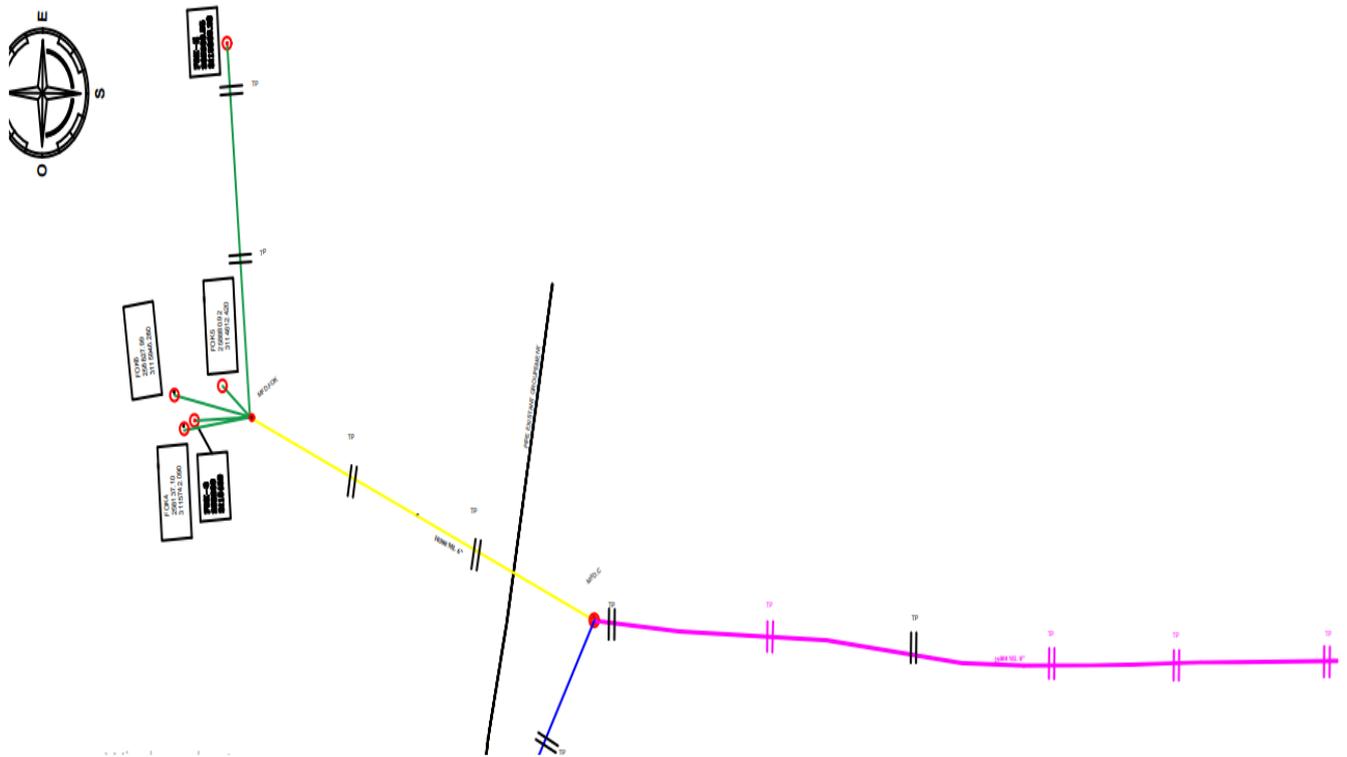


Figure. VI.8 : Puits connectés à par réseau de collecte de champ de Foukroun Google Earth

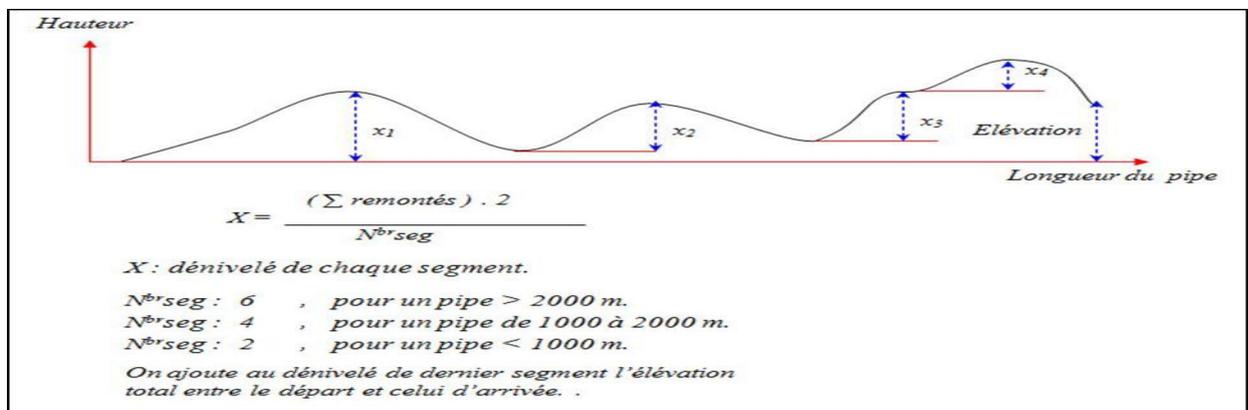


Figure.VI.9 : Profil de la conduite [9]

### VI.5.4 Calage :

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte avec le moins d'itérations possibles. On a pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée  $P_{pm}$  et la valeur calculée  $P_{pc}$  ne doit pas dépasser 7%. C'est à dire :

$$Ecart = \left| \frac{P_{Pm} - P_{Pc}}{P_{Pm}} \right| \leq 7\%$$

Tout puits qui présente un écart dépassant cette limite doit être revue. En premier lieu, il faut revoir les données entrées. Une fois qu'il a été confirmé que les pressions enregistrées, les différents débits, les profils de niveau, les longueurs et les dimensions de ligne sont corrects, le calage de  $P_{Pc}$  au  $P_{Pm}$  se fait par les ajustements de l'efficacité d'écoulement et de la rugosité du PIPE.

### VI.5.4.1 : Efficacité d'écoulement:

On prend l'efficacité comme un facteur englobant les autres paramètres reliés à la perte de charge, elle a une relation proportionnelle avec la  $P_{Pc}$ . Par défaut, elle est égale à 100% pour tous les pipelines. Toute modification apportée sur sa valeur nous donne une idée sur l'état du PIPE.

90% < Eff < 100 %

pipe en bon état.

60% < Eff < 90 %

acceptable sous réserve.

Eff < 60% on a un problème, bouchage du PIPE où réplique d'un autre pipe (freinage) dans le cas d'une jonction.[4]

- La rugosité est égale à "0,0018" pour un nouveau pipe et ne dépasse pas "0,02" pour un vieux pipe.
- L'intervalle de taux d'ondulations (rate of Ondulations) [10-1000] : Si PPC > PPM Doit être réduite le taux d'ondulation de pipe.

Si PPC < PPM Doit être augmenté le taux d'ondulation de pipe.

- Le profil d'élévation c'est un facteur influent sur les pertes de charge.

Elévation: exemple Profil d'élévation des Puits FOK-4Z ----- MFD FOK

## Chapitre VI : Optimisation du réseau de collecte et synthèse des résultats

11,4m-13,8m=-2,4m la différence d'élévation

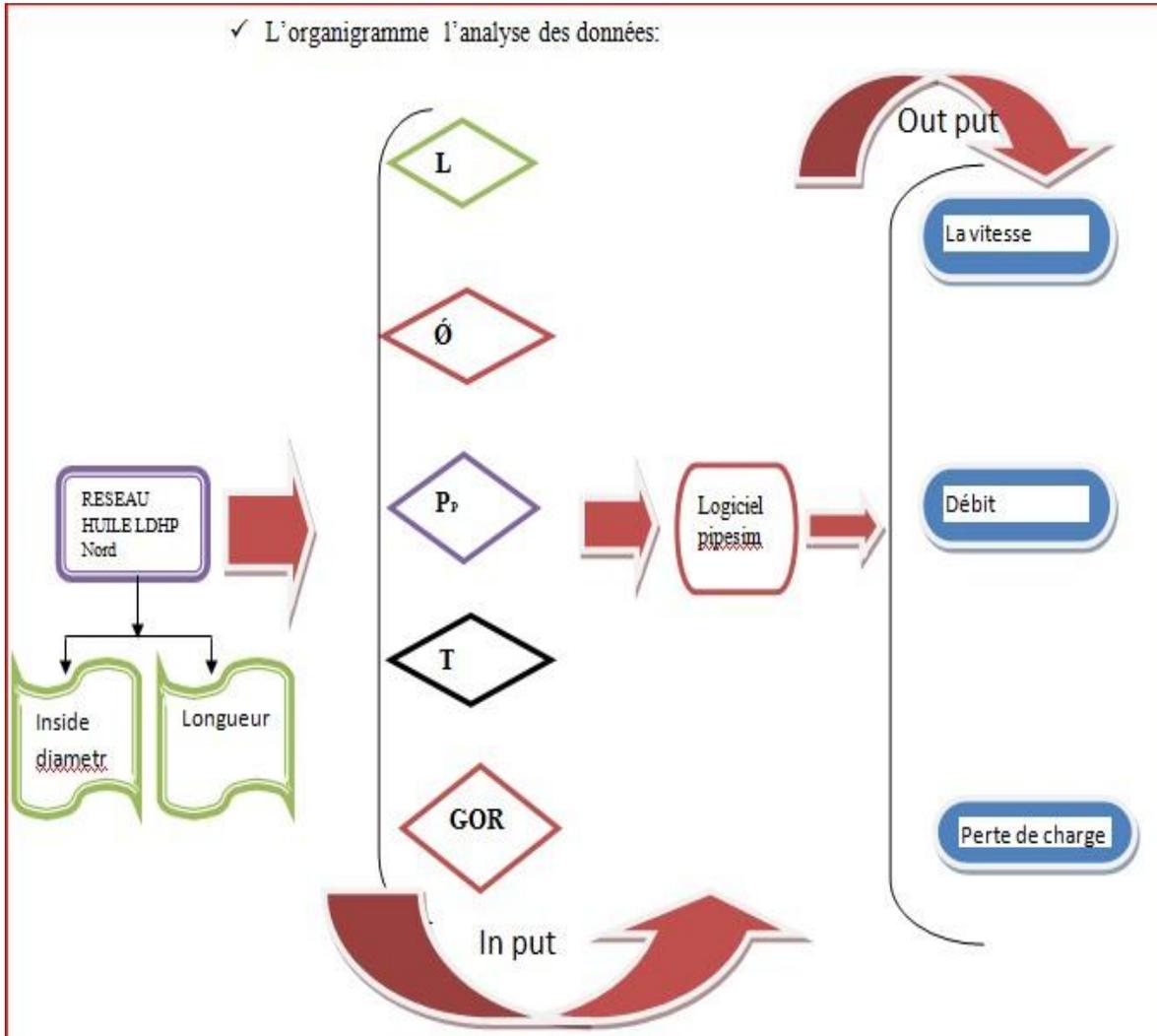


Figure VI.10: Organigramme l'analyse des données

VI.5.4.2 Organigramme de la modélisation:

L'organigramme suivant résume la procédure de modélisation suivie:

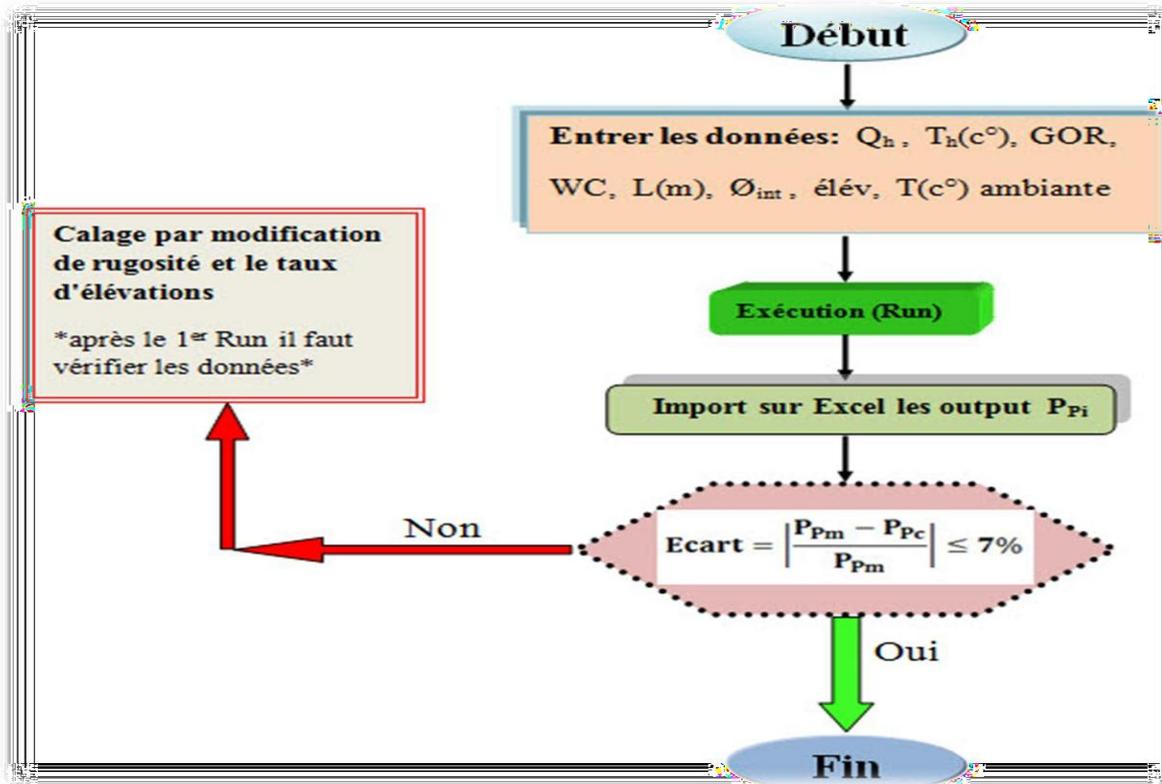


Figure VI.11:L'organigramme de la modélisation

VI.6 Procédure de modélisation 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 les données insérées.

L'objectif du calage est d'ajuster le débit calculé avec celui mesurée, 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.

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

(1)

Pour tout puits excédant la limite d'erreur, il est nécessaire de réexaminer les premières données d'entrée. Une 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 de Foukron. Fois ce

## Chapitre VI : Optimisation du réseau de collecte et synthèse des résultats

point vérifié, le profil du pipeline et l'efficacité d'écoulement sont réajustés afin de minimiser l'erreur.

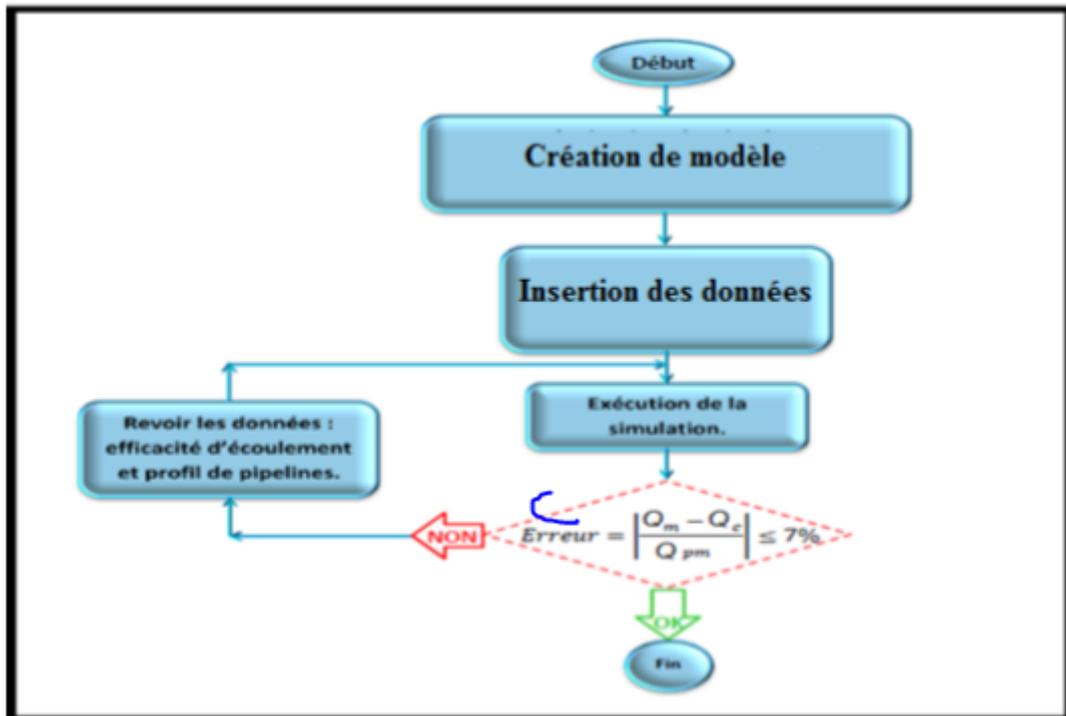


Figure.VI.12: Algorithme de programme PipeSim

### VI.7 Résultats de modélisation :

Tableau.VI.1 : Résultats de modélisation.

	Name	Types	Pressure (psia)	Temperature (deg f)	St liquid rate sm <sup>3</sup> /d	St oil rate sm <sup>3</sup> /h	St gaz rate sm <sup>3</sup> /d	St gor scf/bbl	fl gaz rate mmcf/d
1	Ck 3	Choke	73.52579	112.9849	4.769619	0.1987341	162.170	190.9	0.001150641
2	Ck 4Z	Choke	76.457	112.3538	31.99937	1.333307	1557.74	273.32	0.01085791
3	Ck 5Z	Choke	73.47557	112.9947	4.999992	0.208333	48.6001	54.574	0.0002690313
4	Ck 6Z	Choke	73.59915	112.9903	3.815695	0.1589873	129.736	190.9	0.0009194828
5	Ck 8Z	Choke	74.17163	112.5514	29.99931	1.249971	1019.99	190.9	0.007159
6	Ck E1	Choke	75.91096	112.9491	16.00048	0.6666868	155.525	54.574	0.0008175403
7	Pmp	Generic	108.2702	73.15046	91.58448	3.81602	278.099	17.048	0

## Chapitre VI : Optimisation du réseau de collecte et synthèse des résultats

		pump						85	
<b>8</b>	FOK MFD	Junction	73.32248	73.44005	91.584	3.81602	3073.77	188.43 74	0.02011084
<b>9</b>	MFDC	Junction	107.1387	61.30473	351.865	14.66105	278.0989	4.43752 3	0
<b>10</b>	CPF	Sink	87.215	60.17916	351.865	14.66105	278.0989	4.43752 3	0
<b>11</b>	Torche	Sink	72.519	62.17917	0	0	2795.672		0.01989186
<b>12</b>	FOK3	Source	75.1456	113	4.76961	0.1987341	162.1706	190.9	0.00112256
<b>13</b>	FOK4Z	Source	147.6259	113	31.999	1.333307	1557.741	273.32	0.00512642
<b>14</b>	FOK5Z	Source	74.04315	113	4.99999	0.208333	48.60014	54.574	0.00026580
<b>15</b>	FOK6Z	Source	74.63825	113	3.81569	0.1589873	129.7365	190.9	0.00090499
<b>16</b>	FOK8Z	Source	123.0493	113	29.9993	1.249971	1019.999	190.9	0.00394016
<b>17</b>	FOKE1	Source	81.3548	113	16.0004	0.6666868	155.5254	54.574	0.00073034
<b>18</b>	ODZ	Source	188.74	113	260.280	10.84503	0	0	0
<b>19</b>	3PS	Three phase separator	73.32248	73.44005	0	0	2795.672		0.02011084

Les résultats numériques sont présentés sur le tableau ci-dessous :

**Tableau VI.2: Les résultats obtenus avant l'installation séparateur et la pompe**

<b>PUITS</b>	<b>Q(m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Pt (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Pp (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Pt-Pp (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Observation</b>
FOK-03	1.52	27.25	26.5	0.75	Ouvert
FOK-4Z	2.13	20.7	18.4	2.3	Ouvert
FOK-5Z	2.35	35.4	28.8	4.6	Ouvert
FOK-6z	1.24	19.25	18.5	0.75	Ouvert
FOK-8Z	0	Faible	-	0	Fermé
FOK-E1	2.76	33	27.5	5.5	Ouvert

**Tableau VI.3: Résultats obtenus après l'installation séparateur et la pompe**

PUITS	Q(m <sup>3</sup> /h)	Pt (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Pt-Pp (kgf/cm <sup>2</sup> )	Observation
FOK-03	2.18	30	28.5	1.5	Ouvert
FOK-4Z	3.58	26.7	23.4	3.3	ouvert
FOK-5Z	4.21	39.4	30.8	8.6	ouvert
FOK-6Z	1.98	25.25	24.25	1	ouvert
FOK-8Z	0	Faible	-	0	Fermé
FOK-E1	3.5	36	29.5	6.5	ouvert

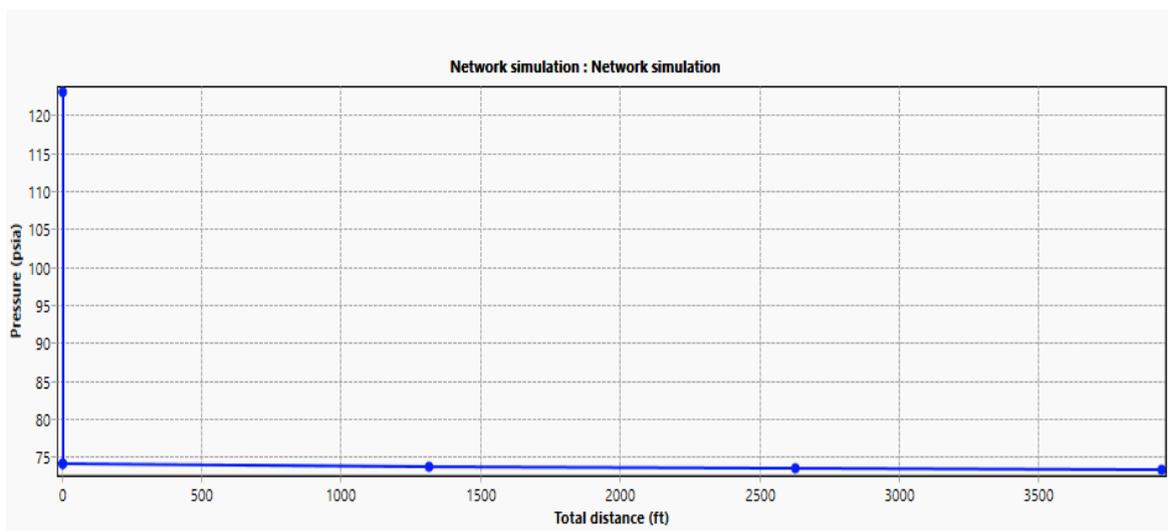
**Analyse du tableau :**

Tableau exprime les différents résultats obtenus par le PipeSim pour des données enregistrées après l'installation de séparateur et pompe. On remarque que la variation de pression est presque nul pour la plupart des puits du

- Champ (0 à 8.6 (kgf/cm<sup>2</sup>)) en plus de ça il existe un(1) puits fermés à cause de l'égalisation des pressions (Pt-Pp=0 pour FOK-8Z).

Le débit de huile avant l'installation < le débit des huile après l'installation de séparateur et pompe.

**VI.7.1 Gradient de pression dans les lignes de collecte sous dimensionnés**



**Figure.VI.13.Gradient de pression dans la ligne FOK8Z**

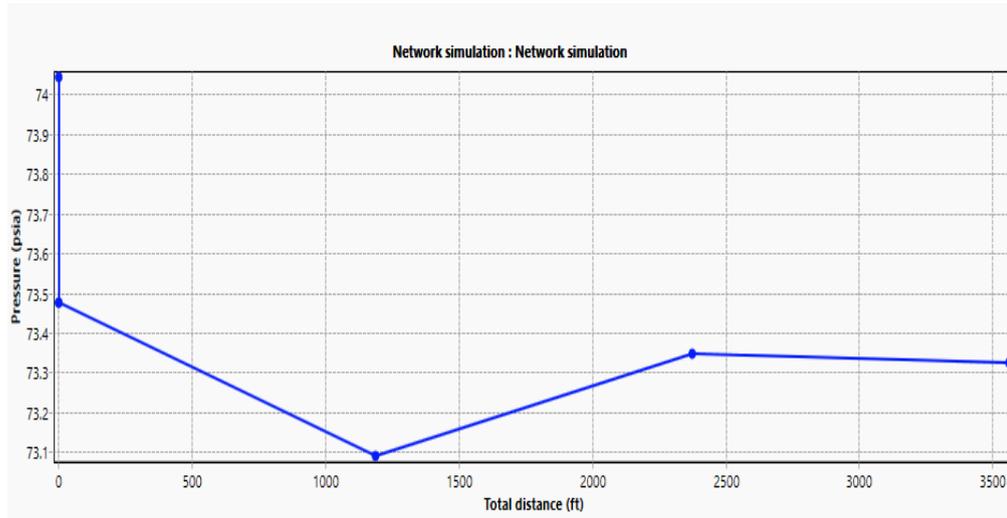


Figure.VI.14.Gradient de pression dans la ligne FOK5Z

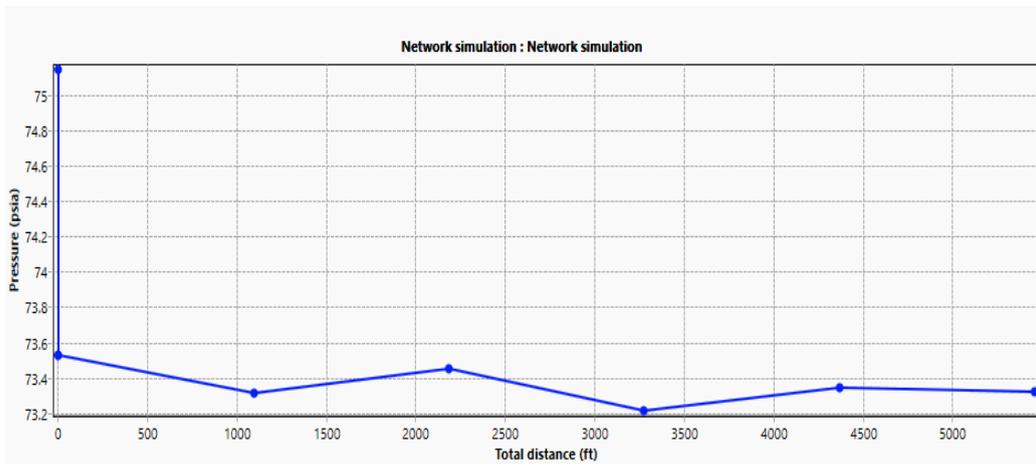


Figure.VI.15.Gradient de pression dans la ligne FOK3

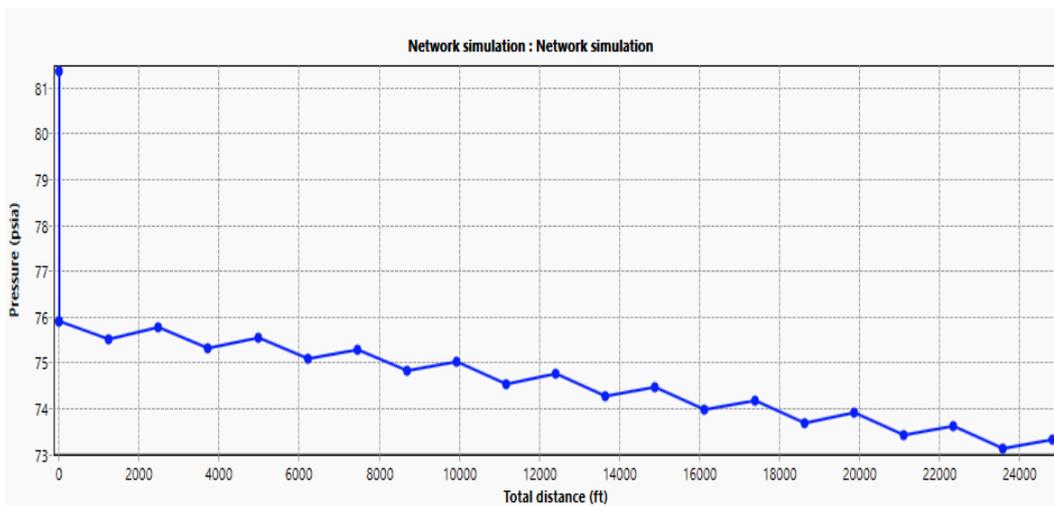


Figure.VI.16.Gradient de pression dans la ligne FOKE1

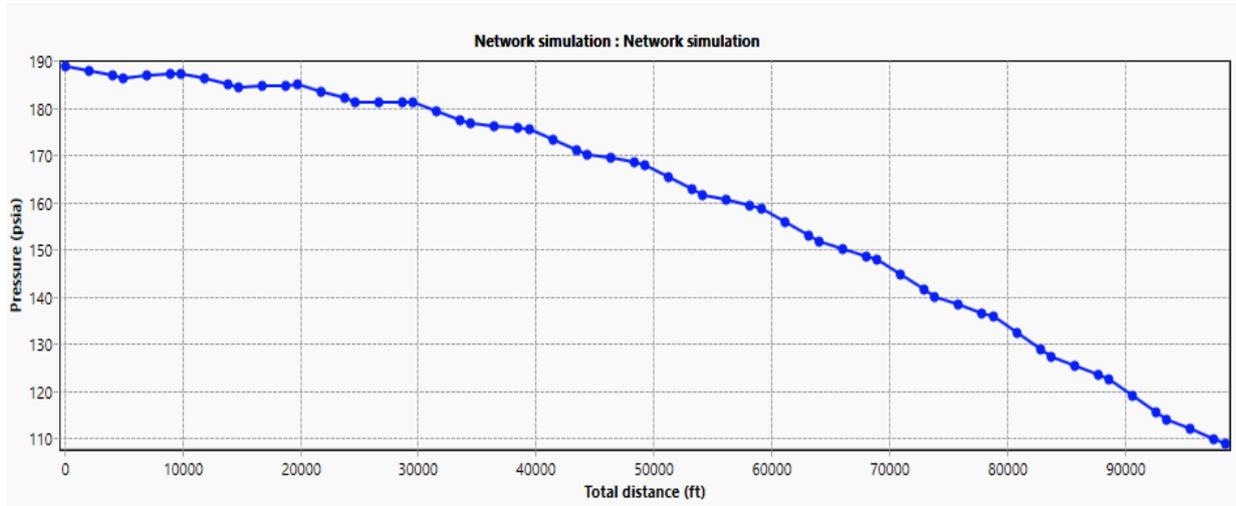


Figure.VI.17. Gradient de pression dans la ligne ODZ

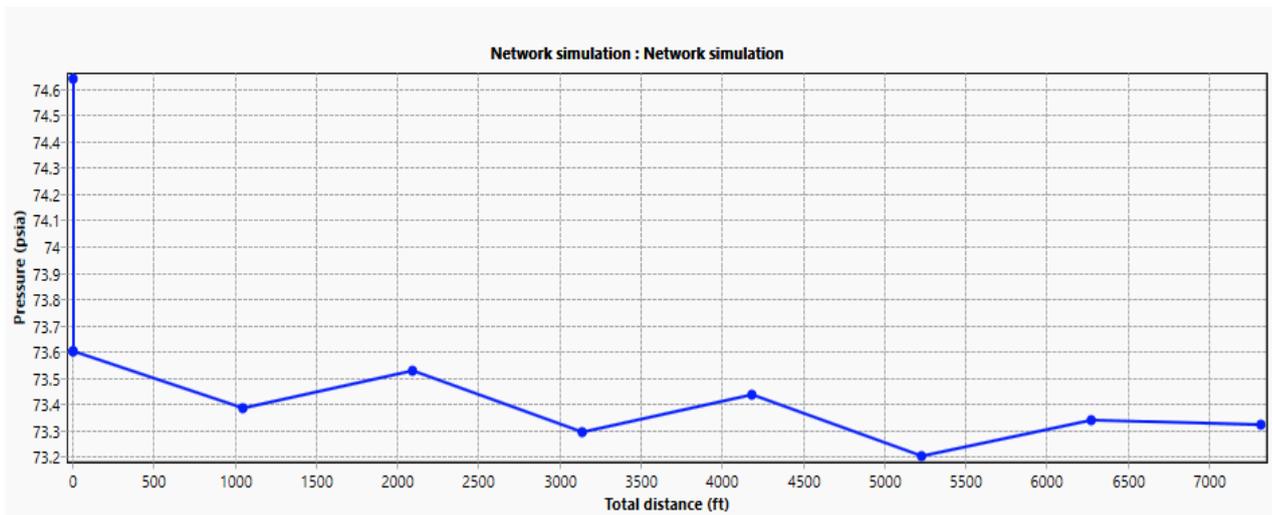


Figure.VI.18. Gradient de pression dans la ligne FOK6Z

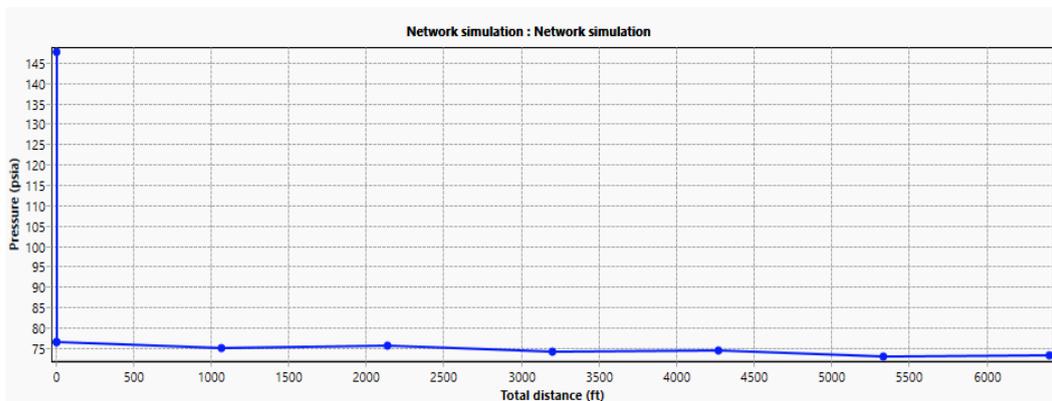


Figure.VI.19. Gradient de pression dans la ligne FOK4Z

### VI.8 : Optimisation de réseau de collecte du champ de Foukroun

#### VI.8.1 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 toutes 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 reliées aux dépôts ou à un autre type de restriction inconnu. [3]

#### VI.8.2. 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 Fok 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 : FL3-FL4Z – FL5Z – FL6Z –FL8Z –TR4- MFD FOK.

Branche	$\Delta p(\text{bar})$	V(m/s)	Remarque
FL3	1.0635	2.58	Acceptable
FL 4Z	0.4299	2.03	Acceptable
FL 5Z	1.6776	4.33	Acceptable
FL 6Z	0.6521	2.28	Acceptable
FL 8Z	0.9469	3.31	Acceptable
FL 1	0.8339	3.47	Pipe stable
TR4	2.7379	5.89	Sous dimensionnée

### VI.9 Sensibilité sur la pression de séparation

- le débit d'huile  $Q_h = 1444.8 \text{ m}^3/\text{j}$ .
- 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 VI.4 : Résultats de la simulation par PipeSim**

Psep (bar)	Q (m <sup>3</sup> /h)
7	1474,60
8	1462,02
9	1444,80
10	1428,67
11	1409,80

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 bars.
- Une faible pression de séparation favorise la vitesse de Gas flow, engendrant une érosion des conduites.
- Une pression de séparation inférieure à 9 bars diffuser un débit important mais avec une mauvaise qualité et les objectifs de séparation sont accomplis insuffisamment.

### VI.10 Sensibilité 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.

### Conclusion

L'étude comparative a montré que le séparateur et pompe 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).

## **Chapitre VII:**

### **Approche technico- économique**

## Chapitre VII: approche technico- économique

### VII.1 Introduction

La résolution d'un problème technique industriel doit tenir compte d'un grand nombre de contraintes de natures différentes : technique, financières, juridiques, humaines...etc.

Dans tous les cas, elle doit prendre en compte les couts de la solution proposée et son délai de réalisation.

Le rôle de l'ingénieur est d'apporter une réponse chiffrée à tout problème qui lui est posé. Compte tenu de la complexité du problème technique industriel, son art consistera à :

- Poser les bonnes questions pour mieux les préciser.
- Choisir la méthode de résolution conduisant dans le respect des règles de l'art à la solution de moindre cout et de meilleurs délais.

Bien que les considérations économiques ne suffisent pas pour justifier des décisions dans des projets réels, l'analyse économique peut être utilisée pour assister le processus de prise de décisions rationnelles, et de savoir si l'option technique sera rentable pour l'entreprise ou non, afin d'attribuer le nécessaire budget pour le nouveau projet.

### VII.2 Couts techniques du projet

Le coût technique total du projet inclut le CAPEX et l'OPEX:

- CAPEX (Capital expéditeurs) : Les dépenses en immobilisations se composent du coût de l'équipement et du coût de toute l'œuvre.
- OPEX (Operating expéditeurs):Dépenses de fonctionnement tient compte de la perte de production due à la suspension temporaire de quelques puits.

**Tableau VII. 1: Prix des canalisations à raccorder**

		Diameter(in)	Longueur (m)	Prix (fourniture+pose) (\$/m) [9]	Le prix(\$)
FL-03	FOK-03	4	1663	46	76498
FL-4Z	FOK-4Z	4	1950	46	89700
FL-5Z	FOK-5Z	4	1085	46	49910
FL-6Z	FOK-6Z	4	2230	46	102580
FL-8Z	FOK-8Z	4	1700	46	78200
FL-E1	FOK-E1	4	7562	46	347852
MFD FOK	Séparateur	6	70	58	4060
<b>Le cout total</b>					<b>748800</b>

## Chapitre VII: approche technico- économique

---

### VII. 3 Coût des équipements par jour :

C'est le coût nécessaire pour louer par jour les équipements qui composent l'CPF (comme la pompe, l'unité de séparateur).

Les prix de séparateur : 6021.89 \$USA            877070,21DA

Les de pompe : 5673.6 \$USA            826342, 82DA

**Tableau VII. 2: Prix des équipements**

Les équipements	Prix(DA/jour)	Prix (\$/jour)
<b>Le cout total de l'unité de Séparateur + pompe</b>	<b>1703413.03</b>	<b>11695.46</b>

D'après le tableau (VII.1) , on constate que l'investissement total du changement des pipelines est estimé à environ 4.36 millions de dollar, ce montant comprend à la fois tous les coûts du CAPEX et de l'OPEX nécessaires pour réaliser le projet.

### VII.4. Cout d'investissement du projet EPF :

Le prix de location d'une installation de l'EPF avec toutes options (Séparation, stabilisation, pompage, compression) est estimé à 21000 \$/j. Ce montant comprend à la fois tous les coûts nécessaires pour réaliser ce projet. En se basant sur l'option 3 et sur le gain en production calculé dans le chapitre 3, on fait une sensibilité sur le gain au prix du brut.

## Chapitre VII: approche technico- économique

---

Tab.VII.3. Sensibilité du pay out time au prix du brut

Gain de production			Prix du brut	Gain	Pay out time
(m3/h)	(m3/day)	(bbl/day)	(\$/bbl)	(\$/day)	(day)
9,55	229.2	1441.625	100,00	144162.5	23,02
9,55	229.2	1441.625	90,00	129746.25	25,57
9,55	229.2	1441.625	70,00	100913.75	32,88
9,55	229.2	1441.625	50,00	72081.25	46,03

D'après les résultats présentés dans le tableau (VII.2), on constate que la diminution du prix du brut affecte directement le pay out time:

- La période de récupération devrait être seulement de 23 jours pour le cas le plus probable estimé (prix actuel du pétrole brut).
- Cette période est prévue environ 46 jours pour le cas pessimiste estimé.

En général, le pay out time est trop court, ce qui est normal en ce qui concerne le montant d'investissement (4,36 millions de dollars) et le gain de production.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

L'objectif de ce travail de mémoire de master était de se familiariser avec le domaine pétrolier et gazier particulièrement 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 au niveau du réseaux de collecte en utilisant un outil de simulation tel que le PipeSim. On a proposé dans le cadre de ce travail un model intégré puits-réseau de collecte qui nous permet d'avoir des solutions probantes pour notre compagnie national, ainsi nous sommes arrivés aux conclusions suivantes ;

- Notre étude consiste à améliorer la production afin d'avoir une marge pour prolonger le plateau de production.
- Pour le réseau de collecte, il est indispensable de vérifier les vitesses d'écoulement et les pertes de charge des conduites.
- Des changements de diamètre des canalisations dans quelques segments à cause des pertes de charge additionnelles.
- La pression de séparation optimale est en fonction des différents paramètres tels que la vitesse des fluides et le volume de séparateur.
- Pour ce qui concerne notre étude techno-économique, on peut dire que notre proposition technique d'une décentralisation de la séparation est une option gagnante, puisqu'on a obtenu des gains intéressants dans la production même en considérant des cas pessimiste (chute du prix de brut)

Les constatations issues de cette étude nous ramènent à recommander ce qui suit :

- Mise en place d'une pomperie avec un séparateur au niveau de manifold
- Mise à niveau des canalisations pour satisfaire les conditions cinétique et potentielle, il est recommandé de changer les diamètres des conduites de 4" à 6" et un autre à 8".
- Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds.
- Évitez de lier les conduites entre eux et réaliser des liaisons individuelles surtout pour les puits dont les conditions de production diffèrent considérablement.

**REFERENCES**  
**BIBLIOGRAPHIQUES**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

### REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] M. Larkem et L.Abbas (2012). Analyse et diagnostique du réseau de collecte du satellite S1A (champ sud HMD). Mémoire d'ingénieur d'état. Université de Boumerdas.
- [2].<https://www.britannica.com/technology/pipeline-technology>.
- [3] Sonatrach extraction des liquides des gaz associant Tout huile et séparation d'huile ; Rapport technique
- [4]. S. Khaled, et B. Abdennour. Réseau collecte et installation séparateur et unité&4/ Pompape de niveau manifold. Mémoire de master:
- [5] S. Chafia, et H. Chafiq... 23/ 05 /2016. Etude et évaluation de Skin à partir d'une interprétation de tests de puits dans le champ de Hassi-Messaoud (MD119, MD634, MD227, OMPZ812, HGA1). Mémoire de master.
- [7] L. Mailhe (1994). Collecte-Traitement-Stockage. Cours de production. Tome 13. Editions technique.
- [8] Mimoun et Saada (2012), "Amélioration de la qualité du pétrole brut LDHP " Université Biskra.
- [9] Document Sonatrach (2019)
- [10] KEN Arnold, M. Stewart (1999). Surface production opération (design of oil Handling Systems and Facilities), second édition, volume2, Gulf publishing company, Houston, TX.
- [11]. B. Islam, et N. Ilies, et M. Abdenour (2020). Optimisation de réseau de collecte champ HTF au niveau du MFD HTFM2 par la mise en place d'un system de production EPF. Mémoire de master. Université Kasdi Merbah - Ouargla
- [12] B.Abdelghani, et B.Abdelhadi (2018) Optimisation de réseau de collecte LDHP Mémoire de master. Université Kasdi Merbah - Ouargla
- [15] M.Zaki et B.Aymen et L. Yacine (2019) Sélection et modélisation des puits pour la pompe ESP Etude de cas : champs de Hassi Messaoud Mémoire de master. Université Kasdi Merbah - Ouargla
- [17] H. Nassira et D. Imane. Aménagement sur le réseau de collecte pour améliorer la production (Cas de manifold OMP73). Mémoire fin d'étude master. Université Kasdi Merbah - Ouargla
- [19] A H Alpandi, A H Mazeli, A Sidek, H Husin, R Junin and M Z Jaafar; Flow pattern, pressure drop and inclination analysis on liquid-liquid two phase flow of waxy crude oil in pipelines using PipeSim.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

[25] Influence of heat transfer on two-phase flow behavior in onshore oil pipelines. Ingeniería e Investigación vol. 36 n. ° 1, april - 2016 (14-22) Reçu : 28 juin 2015 , Accepté : 23 février 2016.

[26] B.Saadia, O. Aissa. Modélisation et optimisation du réseau de collecte du champ sud de Hassi Messaoud « cas du satellite E2A » Mémoire fin d'étude master.

[27] Emarov Dmitriy Dr. Mayya V. Uspenskaya, Anisa M. Kunakova

[28] Influence of heat transfer on two-phase flow behavior in onshore oil pipelines.

Ingeniería e Investigación février 2016. <http://dx.doi.org/10.15446/ing.investig.v36n1.51570>.

[29] B. Khaled, M.Farouq. 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. Mémoire de master.

# **ANNEXES**





**Figure annexes 3 : pompes d'expédition**



**Figure annexes 4 : pompe monophasique**



**Figure annexes 5: pompe multiphasique**