

**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  
collecte du champ d'Oued Zine à Adrar**

---

**Préparé par :**

**M. DAMRI Tahar.**

**M. KHALI ALI Eljilali.**

**Membres de jury d'évaluation :**

<b>M. SAKMECHE Mounir</b>	<b>Président</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>M. HADJADJ Ahmed</b>	<b>Encadreur</b>	<b>Pr</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>M. KASMI Abdelkarim</b>	<b>Co-encadreur</b>	<b>ING</b>	<b>Sonatrach</b>
<b>M. HADJKOUIDER Mohammed</b>	<b>Examineur</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Adrar</b>

**Année Universitaire : 2021/2022**





## شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذة(ة) : حجاج أحمد  
المشرف مذكرة الماستر الموسومة بـ : Dimensionnement et optimisation du réseau de collecte du champ de Ouled Zineb Adrar

من إنجاز الطالب(ة) : طامسي الطاهر  
و الطالب(ة) : خالي علي الجيلالي  
كلية : العلوم والتكنولوجيا  
القسم : المحروقات والطاقات 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:



طامسي الطاهر

# **Remerciement**

*Avant tout, nous remercions Dieu de nous avoir donné  
Force et patience pour faire le travail Cette note a été  
rendue possible grâce au travail acharné de plusieurs  
personnes, oui*

*C'est une occasion précieuse d'exprimer nos  
remerciements les plus sincères*

*Et notre gratitude à nos parents, père, mère, frère et  
sœur. Et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin.  
Avec nos sincères remerciements à notre gestionnaire  
de mémo*

*Pr. Hadjadj Ahmed, à qui nous exprimons notre  
gratitude*

*Et pour sa confiance dans notre travail et sa patience  
avec nous et pour nous avoir donné beaucoup de  
conseils*

*Et "kasmi AbdelKarim" pour l'aider à réaliser notre  
projet Étude finale*

*Pour l'honneur qui nous est fait d'évaluer ce travail.  
Nous tenons donc à remercier tous les enseignants du  
département*

*Hydrocarbures et énergies renouvelables.*

## Dédicace

Par la grâce de Dieu Tout-Puissant,  
louange à Lui seul, Ses attributs  
sanctifiés, nous avons pu achever ce  
travail.

Et je tiens à préciser que cette  
aventure nous a permis d'acquérir  
beaucoup de connaissances.

J'en profite pour dédier ce travail :

A mes chers parents, ma chère  
mère, à mes frères et sœurs. Pour  
leurs sacrifices et leurs efforts pour  
me rendre heureuse et me soutenir  
dans mon parcours académique, je  
vous aime.

A mes proches et à tous mes amis ;

A tous ceux qui ont contribué  
financièrement et moralement à ce  
travail..

TAHAR ET ELJILALI

# Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclatures	
Introduction Générale : .....	1
Chapitre I : Recherche bibliographique sur le réseau de collecte. ....	3
I.1. Introduction : .....	3
I.2. Historique : .....	3
I.2.a. Histoire de réseau de collecte : .....	3
I.2.b. Histoire de réseau de collecte du pétrole et gaz : .....	4
I.3. Quelques travaux de chercheurs dans le domaine des filières de collecte: .....	5
Chapitre II : Présentation du champ d'ODZ. ....	11
II.1. Introduction : .....	11
II.2. Présentation d'Oued Zine : .....	11
II.3. Analyse géologique : .....	12
II.3.1. Base de données puits : .....	12
II.3.2. Evolution structurale : .....	12
II.3.3. Migration et piégeage des hydrocarbures : (données non disponibles).....	13
II.3.4. Zonation et corrélation réservoir : .....	13
II.3.5. Propriétés et qualité du réservoir : .....	14
II.3.6. Sédimentologie et continuité du réservoir : .....	15
II.4.1. Situation géographique de champ Touat : .....	18
II.4.2. Plan de développement POD -2013 (Profil de production huile): [37].....	21
II.4.3. Etat des réserves au 01/01/2020 : .....	22
II.5. Propriétés des fluides de réservoir : .....	24
II.5.1. Hydrocarbures de réservoir : .....	24
II.5.2. Propriétés de l'eau de formation : .....	27
II.5.3. Annalyse des Aquifers de l'alibien et Barremien : .....	29
Chapitre III : Généralité sur le réseau collecte. ....	31
III.1.Introduction : .....	31
III.1. Définition du réseau de collecte : .....	31
III.2. Classification des conduites : .....	31
III.2.a. Selon leur destination : .....	31
III.2.b. Selon leurs pressions de service : .....	31
III.2.c. Selon le type de mouvement hydraulique : .....	31
III.3. Plans de réseau de collecte : .....	31
III.3.a. Liaison individuelle : .....	31
III.3.b. Liaison par collecteur : .....	33

III.3.c. Collectes enterrées et aériennes :.....	34
III.3.d. Autres types de liaison : .....	34
III.3.e. Accessoires des collectes : .....	35
III.4. Etude de perte de charge : .....	36
III.4.1 Définition de l'Écoulement Multiphasique : .....	36
III.4.2.Variation de la pression le long d'une conduite :.....	38
Chapitre IV : Analyse nodale. ....	42
IV.1 .Introduction : .....	42
IV.2 .Concept de l'analyse nodale :.....	43
IV.3 .Procède d'application de l'analyse nodale : [35] .....	43
IV.4. Paramètres étudiés lors de choix d'un nœud : [35] .....	44
IV.5 .Objectifs de l'analyse nodale : [35].....	44
IV.6. Tubing Performance Curves :.....	45
IV.7. Vertical flow Performance : .....	45
Chapitre V : Présentation du logiciel PIPESIM. ....	47
V.1.Introduction : .....	47
V.2.Présentation du logiciel PipeSim :.....	47
V.3.Utilisé : .....	47
V.4.Fonctionnalités PipeSim : .....	47
V.5.Pipesim offre aux utilisateurs les fonctionnalités suivantes : [38].....	48
V.6. Insertion des données: .....	49
V.8. Conclusion :.....	55
Chapitre VI : Optimisation du réseau de collecte et synthèse des résultats. ....	56
VI.1. Introduction : .....	56
VI.2.Objectif : .....	56
VI.3. Situation actuelle : .....	56
VI.3.a. Plan d'analyse : .....	57
VI.3.b. Analyse des pertes de charge :.....	59
VI.3.c. Analyse de la vitesse du fluide :.....	59
VI.4. Optimisation du système de réseau :.....	59
VI.5. Procédure de modélisation et de calage :.....	59
VI.6. Conception du réseau de collecte :.....	60
VI.6.a. Dans notre étude, nous avons simulé le réseau actuel par : .....	60
VI.6. b. Résultat de modélisation :.....	61
V.6. c. Courbe des résultats : .....	63
VI.7. Système variante :.....	63
VI.7.a. Selon cette variante :.....	63
VI.7.b. résultat de la modélisation : .....	64
VI.7.c. Courbe des résultats : .....	68

VI.7.d.Comparaison entre les deux variantes :.....	69
VI.8. Résultat de l'optimisation des puits : .....	69
VI.9. Conclusion :.....	69
Chapitre VII : Approche technico- économique.....	71
VII.1. Introduction : .....	71
VII.2. couts techniques du projet :.....	71
VII.3. Coût des équipements par jour : .....	72
.VII.4. Cout d'investissement du projet EPF :.....	72
Conclusion générale :.....	74
Recommandations : .....	75
Référence bibliographies : .....	76
Annexe : exemple : descriptif du puits ODZ 10 :.....	79
Résumé : .....	85

# Liste de figures

Figure (II.1) : Schéma montrant la position des tuyaux ODZ. ....	12
Figure (II.2) : Coupe Est-ouest, Ouest Sud-est. [37].....	13
Figure (II.3) : Corrélacion des puits coupe (Est -Ouest- Sud -Est). [37].....	14
Figure (II.4) : Localisation du projet Touat-Huile. [37] .....	17
Figure (II.5) : carte de gisement Touat-Huile. [37].....	18
Figure (II.6) : Situation du champ d'odz par rapport au bloc 353. [37] .....	18
Figure (II.7) : aperçu général sur le chemine de circulation de pétrola brut de notre champ de production jusqu'à la raffinerie. [37] .....	20
Figure (II.8) : Profil de production huile [37]. .....	23
Figure (II.9) : Profil Global du projet Touat Huile (Hist + POD-2013 + POD-2020). .....	24
Figure (III.1) : Schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle. [27].....	32
Figure (III.2) : Liaison individuelle. [27] .....	32
Figure (III.3) : Schéma représentant la liaison par collecteur.....	33
Figure (III.4) : Liaison par collecteur. ....	34
Figure (III.5) : Schéma d'un manifold. ....	36
Figure (III.6) : Ecoulements Diphasiques. [29].....	38
Figure (III.7) : Problème de Liquide Hold-up. [32] .....	41
Figure (IV.1) : Pertes de charge au cours de production. [34].....	42
Figure (IV.2) : Différentes positions possibles des nœuds. [34] .....	43
Figure (IV.3) : le point de fonctionnement d'un puits. [35] .....	45
Figure (V.1) : Méthode d'insertion des données d'un puits. ....	50
Figure (V.2) : Insertion des données d'un flow line. ....	51
Figure (V.3) : Profile en Long de pipeline. ....	51
Figure (V.4) : Insertion des données d'un séparateur three phasique. ....	52
Figure (V.5) : Insertion des données d'une pompe et d'un centre de traitement. ....	52
Figure (V.6) : Insertion des données de fluide.....	53
Figure (V.7) : A revoir PipeSim, nous essayons de développer un schéma similaire à la réalité, nous obtenons ce qui suit. ....	54
Figure (V.9) : dernière étape consiste à lancer la simulation pour extraire les résultats. ....	55
Figure (VI.1) : L'organigramme l'analyse des données. ....	58
Figure (VI.2) : Algorithme de programme PIPESIM.....	60
Figure (VI.3): un schéma similaire à la réalité de réseau collecte de champ ODZ.....	60
Figure (VI.4) : Énoncé représentant la pression en termes de distance. ....	63
Figure (VI.5) : Système variante proposée pour le réseau de collecte. ....	63
Figure (VI.6) : Énoncé représentant la pression en termes de distance. ....	68
Figure (VIII.1) : Tête de puit.....	82
Figure (VIII.2) : Manifold ODZ. ....	82

Figure (VIII.3) : Les pipelines a l'entré de manifold. ....	83
Figure (VIII.4) : Les vannes manuelles.....	83
Figure (VIII.5) : Manifold centrale. ....	84

# Liste des tableaux

Tableau (II.1): POD Phase.....	21
Tableau (II.2) : Etat des réserves. ....	22
Tableau (II.3) : récapitulatif POD-2013.....	23
Tableau (II.4) : caractéristiques des fluides [37]. ....	24
Tableau (II.5) : Données de tests et échantillonnage [37]. ....	25
Tableau (II.6) : PVT d'huile [37].....	26
Tableau (II.7) : Propriétés de l'eau de formation [37].....	27
Tableau (II.8) : Propriétés de l'eau de formation. [37].....	29
Tableau (III.1) : Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charge. ....	39
Tableau (III.2) : le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charge. ....	39
Tableau (III.3) : Les valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement. ....	40
Tableau (VI.1) : Liaisons individuelles Puits – Manifold.....	57
Tableau (VI.2) : les valeurs de Q, T, GOR de chaque puits après l'optimisation. ....	57
Tableau (VI.3) : Résultats de modélisation. ....	61
Tableau (VI.4) : Résultats de modélisation. ....	67
Tableau (VI.5) : débit d'huile avant et après l'optimisation. ....	68
Tableau (VI.6) : Comparaison entre les deux variantes.....	69
Tableau (VII.1) : prix des pipes à raccorder. ....	71
Tableau (VII.2) : Le prix des équipements.....	72
Tableau (VII.3) : Sensibilité du pay out time au prix du brut.....	72
Tableau (VIII.1) : Well test de puit ODZ-10. ....	79
Tableau (VIII.2) : Test jaugeage de puit ODZ-10. ....	80

# Nomenclatures

Symboles	Significations	Unité
CPF	Center production facilite	
D	Diamètre de pipe	in
Fm	Facteur de frottement du mélange	-
GOR	Rapport de gaz sur l'huile	scf/bbl V ft <sup>3</sup> / ft <sup>3</sup>
Hg	Pente de la conduite	
HL	Accélération de la gravité	9,81 m/s <sup>2</sup>
K	Constante déterminée lors du dernier jaugeage	-
MFD	Manifold	-
ODZ	Champ Oued Zien	-
PIPESIM	Pipeline Simulator	-
Pp	Pression de pipe	bar
Pt	Pression de tête	bar
Q	Débit de production	bbl/day
Qcal	Débit calculé	m <sup>3</sup> /jour
Qg	Débit de gaz	m <sup>3</sup>
Qmax	Débit mesuré (donné par opération du jaugeage)	m <sup>3</sup> /h
Qo	Débit d'huile	m <sup>3</sup>
Qw	Débit d'eau	m <sup>3</sup>
T	Température	°C
Vm	Vitesse du mélange	m/s
WC	Pourcentage de l'eau	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
x	Rapport de pression	Pp/Pt
ΔP	Pertes de charges	bar
ΔP/ΔL	Gradient de pression	kg/cm <sup>2</sup> /Km
Pm	Densité du mélange	Kg/m <sup>3</sup>
Ø	Diamètre de la Duse	mm

### Introduction Générale :

Le champ d'Oued Zine est l'un des champs les plus importants au sein de la direction d'exploitation de Touat à Adrar. Ce gisement a été découvert en 1985, sa structure géologique est composée du Tournaisien et le Strunien, Carbonifère inférieur et dévonien supérieur, et des grès éclatés. Ces réservoirs sont situés à une profondeur de 840 mètres. Le tourné a environ 100 mètres d'épaisseur en moyenne et 31 mètres en moyenne pour le Citronnier.

La pression initiale du gisement est de  $76 \text{ kg/cm}^2$ , une nappe globalement inactive et représente des salinités d'eau allant de 70 à 111 g/L dans le Tournaisien et 102 g/L dans le Strunien. La densité de l'huile est d'environ  $0,8 \text{ g/cm}^3$ .

L'exploitation des hydrocarbures gazeux ou liquides implique le parcours d'une succession d'étapes successives coûteuses. Parmi ces étapes, le transport des fluides (effluents) des puits de production vers les installations de surface pour traitement, ainsi que l'expédition du gaz comprimé vers une tour de torche. Ces opérations sont réalisées respectivement à travers un réseau de collecte et un réseau de service.

Au début de l'exploitation du champ, le réseau de collecte des puits fonctionnait avec une capacité normale pouvant recevoir la production du champ, mais, avec le temps et après quatre années d'exploitation, on a enregistré une chute de pression du réservoir, avec une production croissante du gaz, ce qui a causé de nombreux problèmes dans le réseau, et la principale raison de l'augmentation du GOR (ratio gaz/pétrole) est le niveau faible d'huile dans le réservoir. Ainsi, le principal problème du réseau de collecte dans le champ d'Oued Zine consiste dans la recherche d'un moyen économique pour prendre en charge la production de gaz sans pénaliser celle de l'huile. Toute solution proposée pour les installations de surface nécessite des coûts onéreux, d'où la nécessité d'optimiser une étude globale afin de solutionner la présence de deux phases en même temps.

Ce mémoire vise à concevoir un nouveau réseau de collecte de l'unité de pompage (FPF) afin d'orienter et d'optimiser la production incrémentale des huit (8) puits dans des conditions optimales sur les installations de surface ;

- Problématique du travail prévu :

Le champ d'Oued Zine (ODZ) est actuellement caractérisé par un rapport gaz/pétrole élevé (GOR = 1356,70 Std.m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>). La diminution de la pression du réservoir (Pg) n'a pas réduit l'intérêt pour le développement rapide du champ (ajouter une pompe SRP). La conséquence logique d'une telle situation est l'émergence de trois problèmes principaux sur le réseau :

- Capacité du réseau de collecte limité.
- Goulots d'étranglement et une  $\Delta P / \text{Km}$  élevée causant le freinage de la production.
- Fuites et éclatement des conduites (pipes) si le phénomène de corrosion n'est pas pris en charge.

Buts de notre travail :

## Introduction Générale

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- Détermination des valeurs de pertes de charges et les vitesses d'écoulement dans les pipes par le logiciel de pipesim (logiciel de la société Schlumberger utilisé comme outil de travail par la Sonatrach), pour vérifier l'état de conduites constituant le réseau de collecte du champ ODZ.
- Proposition des solutions pour l'optimisation du réseau de collecte.
- Organisation du travail de notre mémoire de master :

Le mémoire commence par une introduction au travail qui consiste dans le contexte d'optimisation du réseau collecte, problématique et objectifs du travail, par la suite nous l'avons partagé comme suit :

Chapitre I : Recherche bibliographique sur le transport des hydrocarbures.

Chapitre II : Présentation du champ d'ODZ.

Chapitre III : Généralité sur le réseau collecte.

Chapitre IV : Analyse nodale.

Chapitre V : Présentation du logiciel PIPESIM.

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

Chapitre VII : Approche technico- économique.

Enfin, ce mémoire se termine par une conclusion rappelant les résultats obtenus à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes pour maintenir le fonctionnement des puits et le réseau de collecte dans les meilleures conditions de performance.

# **CHAPITRE**

## **I**

### **Recherche bibliographique sur le transport des hydrocarbures**

# Chapitre I : Recherche bibliographique sur le transport des hydrocarbures

## I.1. Introduction :

Le gaz ou le pétrole brut (effluent) 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. Ces 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 cette recherche bibliographique qu'on entreprend, ainsi :

## I.2. Historique :

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

Pendant des milliers d'années, des conduites ont été construites 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 des 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 tuyaux 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.

Des gammes de conduites fruites des 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 des racleurs "porcs" pour nettoyer l'intérieur des pipelines et pour effectuer d'autres tâches ; « mise en lots » de différents produits pétroliers dans un oléoduc commun ; puis l'application d'une protection cathodique pour réduire la corrosion et prolonger la

durée de vie du pipeline. Ensuite vient 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 ; ainsi que 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 ou pour forer sous les rivières et les routes pour les traverser puis des machines pour plier les gros tuyaux sur le terrain et l'utilisation des 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].

#### **Différents types :**

Les pipelines peuvent être classés de différentes manières. Dans ce qui suit, ils seront classés en fonction de la marchandise transportée et du type du flux de fluide [2].

#### **I.2.b. Histoire de réseau de collecte du pétrole et gaz :**

Généralement les investissements engagés sur les conduites (pipelines et gazoducs) sont estimés à environ quarante pour cent (40%) de toute l'ingénierie des champs pétrolifères [3]. L'optimisation de la conception peut non seulement réduire l'investissement, mais aussi améliorer l'efficacité de fonctionnement du système.

Habituellement, la disposition du réseau des canalisations permet de maximiser l'utilisation de la collecte et du transport du pétrole et du gaz. Le système comprend l'optimisation de la structure et des paramètres [4]. Les problèmes d'optimisation font référence à la mise en place des problèmes non linéaires qui sont résolues par des approches déterministes et stochastiques [5], dont la solution est très complexe. Ces dernières années, certains astucieux algorithmes d'optimisation tels que ceux génétique basés sur l'intelligence artificielle (AG) ont vu le jour tels que : Algorithme de réseau de neurones artificiels (ANN), colonie de fourmis Algorithme (ACO), algorithme d'essaim de particules (PSO) avec des avantages uniques qui sont largement utilisés dans l'industrie pétrolière gazière et surtout pour améliorer le réseau des canalisations. En 1972, le chercheur, Guoxi Zhang de l'université d'York (USA) a proposé l'algorithme de Steiner [6]. En 1978, Edgar, a utilisé pour la première fois la gamme des couleurs de base généralisés dans la méthode de conception du transport de gaz naturel [7]. En 1990, Simpson, Dandy et Murphy ont introduit l'optimisation par AG dans la conception des réseaux de collecte [8-9]. En 2002, Chu et Min ont utilisé la même technique dans leurs étude du du réseau de distribution du gaz naturel [10].

Durant l'an 1985, le logiciel de conception des réseaux de collecte PipeSim, initialement conçu par une société appelée Baker Jardine a été utilisé pour faire des études d'optimisation du réseau de collecte. Cette compagnie é a été créée pour fournir des logiciels et des services de conseil à l'industrie pétrolière et gazière. En avril 2001, la société Baker Jardine a été rachetée par la compagnie Schlumberger. Cette dernière a investi dans le redéveloppement d'une ingénierie de pointe dans le domaine du pétrole et du gaz. Ce logiciel utilisé par les majorités des compagnies pétrolières permet de résoudre des problèmes des flux complexes en plusieurs étapes, puisque il combine une interface utilisateur graphique (GUI) avec un moteur numérique de calcul qui a fait ses preuves sur le terrain [11].

### **I.3. Quelques travaux de chercheurs dans le domaine des filières de collecte :**

BESSAHRAOUI et al. [12] ; ont étudié l'optimisation de la production dans le champ Hassi Terfa par l'installation d'un séparateur avec une unité de pompage (EPF) au niveau du collecteur HTFM2. Il comporte une introduction générale des réseaux de collectes et séparateurs, une définition d'EPF, une étude comparative (avant et après l'installation) et une optimisation de la production en utilisant le logiciel PipeSim avec l'incorporation d'un EPF.

BARDI et OUBIRA [13] ; ont calculé 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 numériques ont été concluants et conforme au cahier des charges.

GHAMARTALE et al. [14] ; ont étudié l'effet des nano/microparticules sur les températures, diamètre intérieur de la conduite, régime d'écoulement et les pertes de charges à l'aide du logiciel PipeSim.

Les résultats montrent ce qui suit :

- Une microparticule de cuivre avec 0,1 % en poids a provoqué une réduction de la perte de charge.
- Lorsque la température augmente, l'effet des nano/microparticules sur la viscosité et donc la chute de pression est supposée égal à mécanisme dominant.
- La perte de charge diminue, car le diamètre intérieur a augmenté.

- En écoulement totalement laminaire comme viscosité est réduite, la perte de charge diminue aussi.

EMAROV et al. [15] ; 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.

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 dés émulsifiant, réducteurs de viscosité.

OLEKSANDR et al. [16] ; ont implémenté dans le logiciel PipeSim un modèle d'un écoulement multiphasique afin d'évaluer l'efficacité des calculs d'ingénierie dans le processus de la production, la collecte et le transport des produits d'hydrocarbures, ainsi que pour déterminer l'état actuel du système "bottomhole - GPF" et l'efficacité de la mise en œuvre des activités de trois systèmes de collecte de gaz distincts du champ de pétrole et de gaz à condensat d'Opishnia (Russie). Parmi les résultats, on peut retenir ce qui suit ;

1-Premièrement, les auteurs ont créé des modèles dynamiques flexibles (P-) pour chaque puits en utilisant des courbes de condensation des hydrocarbures lourds et de l'humidité, formation d'hydrates et formation de glace.

Les modèles de puits et les réseaux de transport de gaz ont été connectés aux points de contrôle (notamment le GPF) conformément au point de contre-pression sélectionné. A l'issue de cette étape, les modèles ont été calibrés selon les données des études industrielles et les modes de fonctionnement actuels des puits de gaz avec le système de collecte.

2-Une analyse nodale est effectuée pour obtenir le point d'intersection des courbes d'afflux et les courbes de débit en fonction du mode de fonctionnement technologique actuel ou simulé. Les graphiques de pression et de température (profil P-T) sont tracés le long de la profondeur du puits de forage, et de la conduite inter-champs. La structure de l'écoulement polyphasique est déterminée, le volume de liquide dans le puits de forage aussi.

3-Afin d'optimiser le système de production, de collecte et de transport du gaz, la réaction des puits (productivité du gaz, du condensat et de l'eau) est évaluée pour réduire la pression de travail dans le système de transport de gaz (modification de la contre-pression dans le système).

BELALIT et BENACHOUR [17] ; ont élaboré un modèle de réseau collecte pour évaluer et étudier la performance de système de production, proposition des solutions pour optimisation du système intégré. L'état des pipes constituant le réseau de collecte dans le

champ d'Hassi-Messaoud a été vérifié en calculant les valeurs des pertes de charges. Les résultats obtenus montrent que 44 collecteurs sont stables, 9 collecteurs sont en situation d'hold up, 10 collecteurs sont sous dimensionnés. Le modèle élaboré constitue un outil efficace pour l'optimisation du réseau de collecte d'Hassi Messaoud. Il permet ainsi l'activation, l'analyse et l'amélioration des performances des collecteurs de production.

ROMEROM [18] ; 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.

ROMERO et al. [19] ; ont simulé l'écoulement multiphasique dans les pipelines de transport de pétrole afin de déterminer la viabilité économique de la production dans les champs pétrolifères. Ils ont présenté la modélisation mathématique et numérique de l'écoulement d'huile diphasique dans un pipeline terrestre partiellement immergé. Le comportement biphasique de l'huile lourde (13,2 °API) est traduit par la corrélation de Dukler. La viscosité de l'huile est dépendante de la température et de la densité API du pétrole d'après la corrélation d'Hossain.

FANG FANG LI et al. [20] ; ont analysé un réseau de canalisations de collecte et de transfert du système pétrole-gaz. Basé sur l'analyse de méthodes d'optimisation, tout d'abord, quelques classiques algorithmes sont introduits, par la suite, un modèle de topologie générale et classification d'optimisation de l'aménagement du réseau d'oléoducs sont introduit systématiquement.

ALPANDI et al. [21] ; ont traité de la quantité d'eau de production qui sort avec le pétrole brut lors de la production du puits par une étude de simulation menée à l'aide du logiciel PipeSim pour prédire le modèle d'écoulement et la chute de pression du pétrole brut et de l'écoulement de l'eau dans les conduites horizontales et inclinés.

MECHERNENE [22] ; a étudié les causes des ruptures des pièces ou des structures en service sont multiples et d'importance diverses. Parmi celles-ci, l'endommagement par fatigue qui peut se produire dans toutes les pièces soumises à des vibrations périodiques d'effort. Le comportement en fatigue des pipelines dépend de plusieurs paramètres de

nature métallurgiques, des propriétés mécaniques et des conditions de service caractérisé par la pression mise en œuvre.

Du point de vue numérique, la propagation de fissure est un problème complexe puisqu'il nécessite de suivre la géométrie de la fissure au cours du temps. De plus, l'augmentation des contraintes de travail, et l'allègement des canalisations qui à partir d'une conception plus efficace et des taux de travail plus élevés produit des amplitudes de contraintes variables plus importantes qui conduisent à s'intéresser sérieusement au phénomène de fatigue. En effet, de nos jours, la fatigue est responsable d'au moins 90% de toutes les ruptures en service dues à des causes mécaniques.

ISSASFA [23] ; 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.

VERCUEIL [24] ; dans ce document, on apprend les différents types de canalisations utilisés dans le domaine pétroliers et gaziers et comment on les pose. Ainsi, comme pour l'ensemble des opérations d'extraction, la construction et l'entretien des gazoducs et des oléoducs perturbent souvent des paysages et des milieux sensibles. Une large voie, la « piste de pose », est dégagée à travers forêts, zones humides ou écosystèmes fragiles, ce qui augmente l'emprise au sol de l'ouvrage. L'hydrographie des lieux est perturbée et les risques d'accident technologique sont importants : ruptures, voire explosions, suivies de fuites plus ou moins graves et maîtrisables. Leur maintenance, l'entretien des stations de compression et de pompage qui en jalonnent le parcours, exigent aussi la réalisation de routes d'accès qui réduisent ou fragmentent davantage les habitats naturels.

PIERRE [25] ; ont publié un état de l'art sur l'historique de l'utilisation des canalisations dans le domaine l'industrie pétrolières et gazières. C'est aux États-Unis en 1865 que fut utilisée, pour la première fois, une conduite pour évacuer la production d'un gisement. Depuis lors, l'emploi de ce mode de transport des hydrocarbures liquides ou gazeux s'est généralisé, d'abord aux États-Unis, puis dans le reste du monde.

À l'heure actuelle, le réseau mondial en service atteint plus de 1 million de kilomètres de conduites, dont près des trois quarts sont utilisées au transport du pétrole brut et le reste au transport des produits finis. Les plus importants pipelines se trouvent, pour le transport du pétrole brut, en ex-U.R.S.S. où le plus long avoisine les 5 000 kilomètres pour un diamètre de 48 pouces (environ 122 cm). En ce qui concerne les produits finis, le plus long est installé aux États-Unis (Baton Rouge - Grennsboro) et mesure 6 350 kilomètres. Les débits les plus importants se trouvent au Moyen-Orient, tel le Sumed (Suez-Méditerranée), qui peut atteindre 120 Mt/an.

Les grands réseaux de pipelines sont destinés à couvrir plusieurs types de besoins :

- dans les pays à la fois grands producteurs et grands consommateurs, la fonction essentielle du pipeline est de relier les gisements de pétrole aux raffineries (cas des États-Unis et de l'ex-U.R.S.S.) ;
- dans les pays grands producteurs et exportateurs, le rôle des conduites est principalement de transporter le pétrole brut depuis les gisements jusqu'à des terminaux de chargement pour navires pétroliers ; c'est le cas, notamment, de l'Afrique du Nord, de l'Alaska et du Moyen-Orient, où certains pipelines aboutissent à des ports situés dans des pays étrangers aux pays producteurs d'origine. Diverses considérations stratégiques peuvent également intervenir dans le choix des tracés. C'est ainsi qu'en 2003, qu'un pipeline reliant Doba au Tchad au terminal de Kribi au Cameroun a été mis en service pour acheminer le pétrole tchadien jusqu'à l'Atlantique. Depuis 2005, un pipeline de 1 768 kilomètres relie Bakou, situé en Azerbaïdjan sur la mer Caspienne, à Ceyhan en Turquie sur la Méditerranée, via Tbilissi en Géorgie (pipeline BTC). Il a été réalisé par un consortium regroupant 11 compagnies pétrolières, avec un coût de 3 milliards de dollars, compte tenu des difficultés rencontrées (passage à 2 800 mètres d'altitude notamment). Il évite en particulier que le pétrole évacué transite par la mer Noire, le détroit du Bosphore étant déjà très encombré par le trafic maritime ;
- dans les grandes régions consommatrices, les pipelines servent principalement à alimenter les raffineries situées dans l'intérieur à partir des ports d'importation du pétrole brut ; c'est le cas, en Europe, du pipeline sud-européen, construit en 1962 pour relier Fos-sur-Mer à Karlsruhe ; il dessert au total cinq raffineries situées en France, en Suisse et en Allemagne ;
- dans des régions intermédiaires, le pipeline permet de raccourcir économiquement les routes maritimes ; c'est le cas du Sumed (Suez-Méditerranée) ou du T.I.P. (Trans-Israël Pipeline).

Il convient de signaler également la particularité des pipelines immergés, destinés à relier les puits de pétrole offshore aux ports de chargement ou aux zones de consommation (à cet égard, citons le réseau très dense de la mer du Nord).

Le développement considérable du transport par pipeline a été une des réponses aux nombreux besoins entraînés par l'accroissement de la consommation des hydrocarbures, d'abord pour des raisons économiques, puis du fait des avantages spécifiques qu'il présente (parfaite adaptation au transport de produits liquides, pertes d'énergie minimales, optimisation de tracé, faible sensibilité au relief et aux conditions géographiques et climatiques, emprise au sol presque nulle et adaptation à l'automatisme).

BOURAS et MECHALIKH [26] ; 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.

# **CHAPITER**

## **II**

### **Présentation du champ d'ODZ**

## Chapitre II : Présentation du champ d'ODZ.

### II.1. Introduction :

Le champ de Touat est une association entre Sonatrach et la Société nationale pétrolière de Chine (CNPC) sur une durée de contrat de 20 ans. Il sera développé en deux phases (phase 1 et phase 2) pour répondre aux capacités de production suivantes :

Traitement du pétrole : 2000 m<sup>3</sup>/j

Gaz associé : 120000 m<sup>3</sup>/j

Les installations centrales de traitement (CPF) traiteront le pétrole brut de FPF-OUT et FPF-HAS et d'exporter l'huile transformé vers la raffinerie SORLACHIN.

Le gaz associé sera également transformé et utilisé comme gaz combustible pour les générateurs de gaz naturel et les chauffe-eau. Les excédents de gaz associés seront évacués.

L'association continue jusqu'à l'année 2014 après le retrait de la société CNPC, à janvier 2015 Sonatrach a continué les travaux de développement et l'exploitation des autres champs qui restent sous le nom de projet qui change de OC- Touat vers la direction exploitation Touat (Touat huile) qui s'accorde à la direction régionale - Hassi R'mel - la division de production (DP) [37].

### II.2. Présentation d'Oued Zine :

Le gisement d'Oued Zine est situé au Sahara Algérien, dans la wilaya d'Adrar à l'extrême Sud-Est de la cuvette de Sbaa. Il est à environ 12 Km de Hassi illatou, non loin du vaste môle que constitue la Voûte d'Azzene (Bloc 353). Ce gisement a été découvert en 1985, par le forage du puits d'exploration ODZ-1 qui a donné de l'huile au niveau du Tournaisien, Grès de Sbaa et Strunien, 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.

Le Tournaisien et le Strunien, d'âge respectif, le Carbonifère inférieur et le Dévonien supérieur, correspondent aux grès intercalés. Ces réservoirs se situent à une profondeur moyenne de 840 mètres. L'épaisseur est de l'ordre de 100 mètres en moyenne pour le Tournaisien et 31 mètres en moyenne pour le Strunien. La pression initiale du gisement est de l'ordre de 76 kg/cm<sup>2</sup>, l'aquifère globalement inactif, présente une eau de salinité allant de 70 à 111 g/l au Tournaisien et 102 g/l au Strunien. La densité de l'huile est de l'ordre de 0.8 g/cm<sup>3</sup>.

puits (ODZ-5, ODZ-8, ODZ-10, ODZ-11, ODZ-12, ODZ-13) en production avec. ODZ-1Bis, ODZ-14 Et ODZ-9.

La société nationale, Sonatrach a soumis un plan de développement du gisement de Oued Zine à l'Agence ALNAFT, pour approbation du permis d'exploitation pour une durée de 20 ans à compter de : janvier 2015.

Les informations dont nous parlerons dans la suite ne concernent que les puits suivants, leurs noms : ODZ-1bis, ODZ-5, ODZ-1 et ODZ-2, et cela est dû au manque de données suffisantes par la source (la Direction d'Exploitation Touat Adrar) [37].

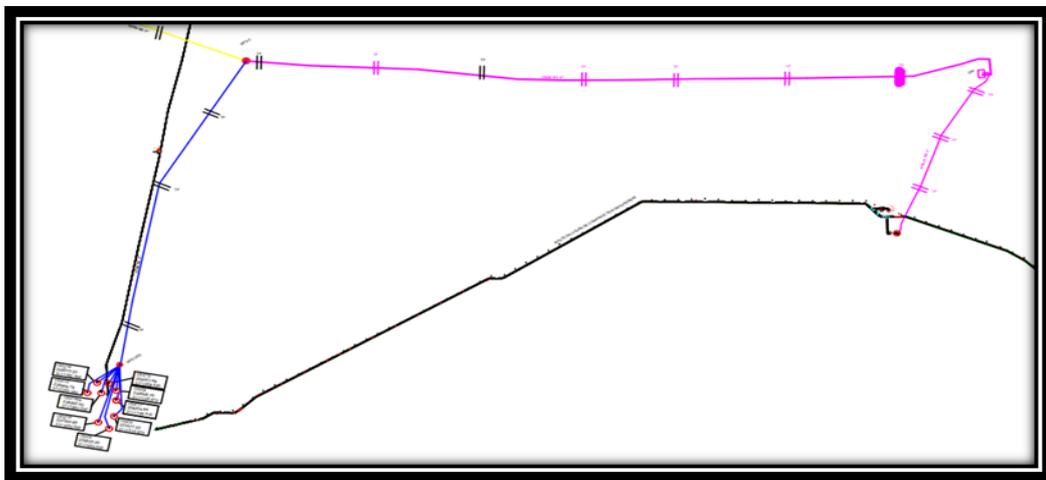


Figure (II.1) : Schéma montrant la position des tuyaux ODZ.

### II.3. Analyse géologique :

#### II.3.1. Base de données puits :

La description géologique du champ d'Oued Zine est basée sur les formations traversées par les sondages ODZ-1, ODZ-2 et ODZ-1Bis.

#### II.3.2. Evolution structurale :

La configuration structurale de la région où est située la culmination d'Oued Zine est présentée sur la carte (figure ci-dessous) en isochrones au toit de l'Ordovicien. Les flancs de la structure sont faillés. Les failles sont orientées des flancs Nord et Sud et ont un rejet d'environ 200 m.

Dans le flanc de la structure, les dépôts du Dévonien Inférieur sont presque tout à fait érodés, et font entre 28 m à ODZ-2 à 35,5 m à ODZ-1bis et 34 m à ODZ-1. Au niveau de l'horizon sismique correspondant au toit de l'Ordovicien, la surface fermée est de 55Km<sup>2</sup>, avec une fermeture verticale de l'ordre de 210 ms en temps simple.

**II.3.3. Migration et piégeage des hydrocarbures : (données non disponibles).**

**II.3.4. Zonation et corrélation réservoir :**

Une coupe de corrélation puits à puits, de direction Est-Ouest- Sud-Est et passant par les puits : ODZ-1Bis, ODZ-5, ODZ-1 et ODZ-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 voir Figure (II.2).

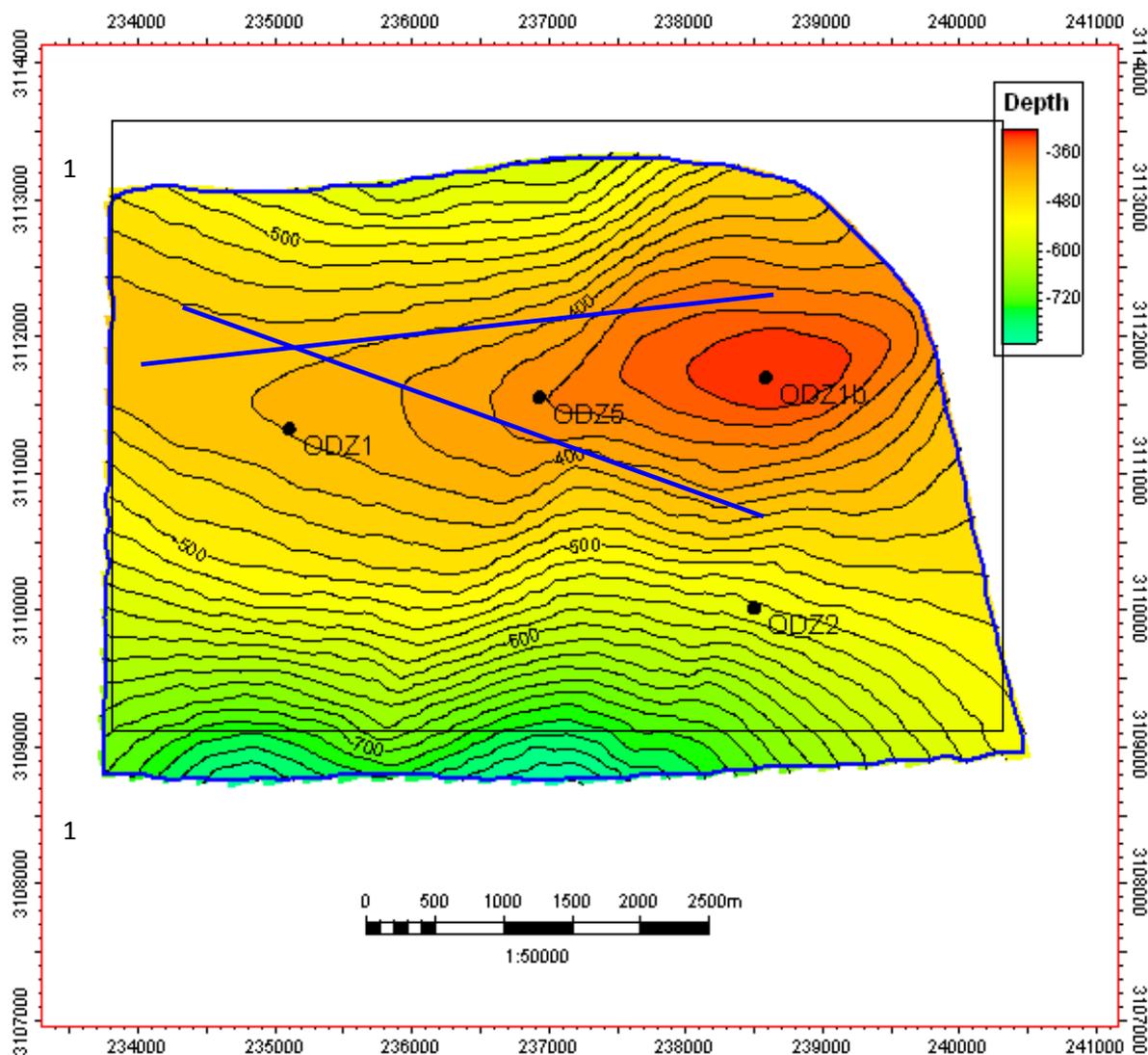


Figure (II.2) : Coupe Est-ouest, Ouest Sud-est. [37]

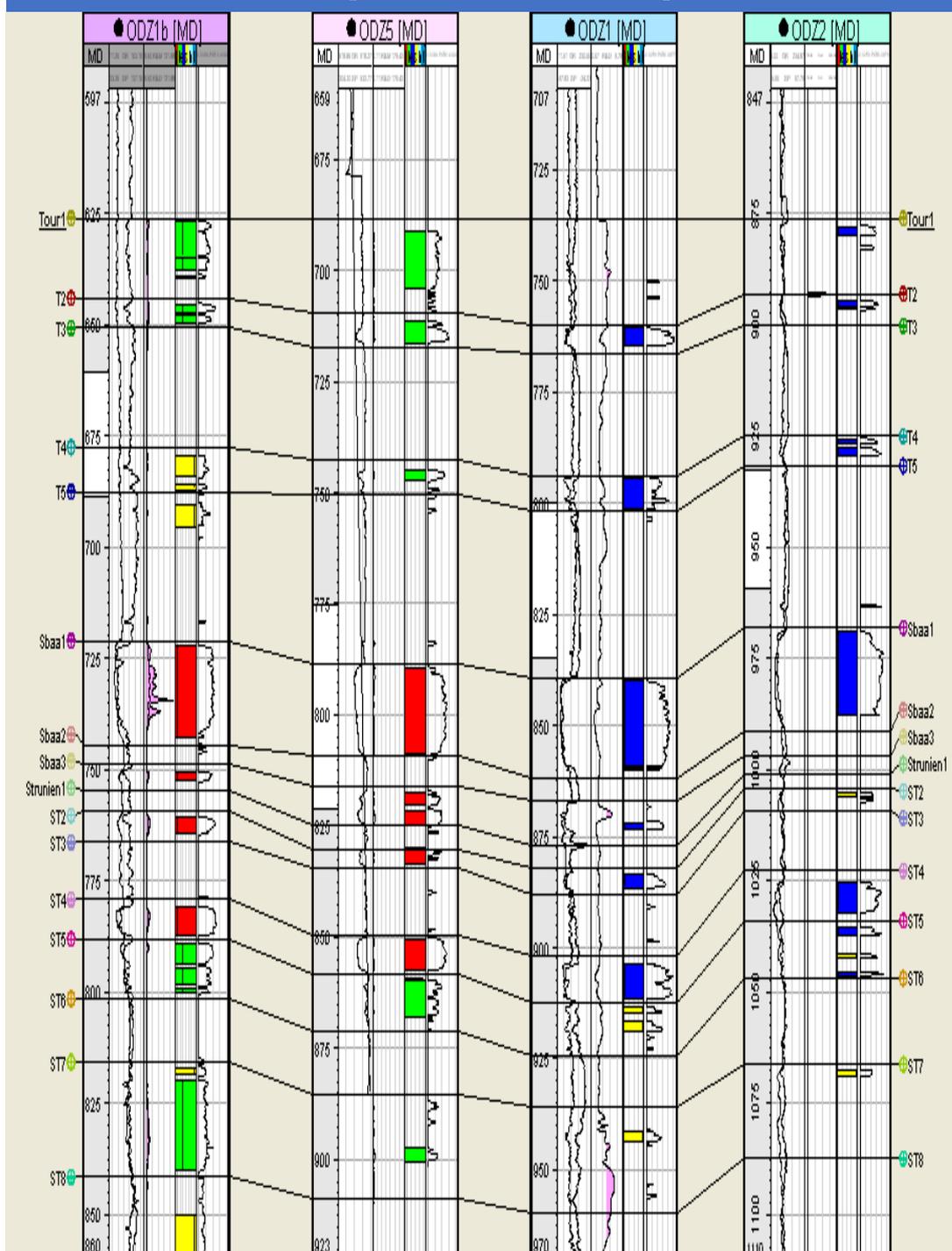


Figure (II.3) : Corrélation des puits coupe (Est -Ouest- Sud -Est). [37]

### II.3.5. Propriétés et qualité du réservoir :

Le Carbonifère inférieur (Tournaisien, Grés de Sbaa) et le Dévonien supérieur (Strunien) sont considérés comme réservoir d'huile et de gaz .Les grés de ces formations présentent de bonnes caractéristiques de réservoir (A moy 6.6% à 11.7%, Sw 5.3% à 40.03%).

La structure d'Oued Zine est complexe, avec apparition de cisaillements, de failles inverses etc. ...

Ces accidents peuvent jouer un rôle dans les variations du faciès, la migration et la conservation d'hydrocarbures.

### **II.3.6. Sédimentologie et continuité du réservoir :**

La colonne stratigraphique traversée par les sondages est décrite comme suit :

#### **Continental intercalaire :**

Calcaire blanc, gréseux et graveleux passant à grés calcaire moyen à grossier sub-anguleux à arrondi ; sable translucide à jaunâtre grossier et graveleux sub-anguleux à arrondi passant à moyen bien classé ; grés beige ; jaunâtre, rougeâtre, gris fin à moyen plus ou moins consolidé avec passées d'argile brun rouge tendre, silteuse sableuse et parfois carbonatée. Passées de dolomie gris claire, gréseuse, crypto cristalline dure.

#### **Dogger argileux :**

Alternance d'argile brun rouge tendre silteuse, pyriteuse et de grés vert tendre dolomitique et grés blanc rougeâtre et beige jaunâtre très fin à fin sub-anguleux à arrondi à ciment argilo-dolomitique et à ciment calcaire moyennement consolidé. Présence de suintement d'huile dans les grés.

#### **Paléozoïque :**

##### **1-Carbonifère :**

- **Namurien :** Argiles grises noires indurées, silteuse, micacée pyriteuse, fossilifère avec intercalations de siltstones argileux, passées de grés fins à très fins micacés.
- **Tournaisien :** Complexe argilo-gréseux constitué d'argile gris à noire silteuse, micacée, pyriteuse et de grés blanc très fin à fin siliceux sub-anguleux, sub-arrondi.
- **Grés de SBAA :** Alternance de grés blancs fins à très fins sub-anguleux, glauconieux, friable, micacés et parfois pyriteux et d'argile gris noire indurée, silteuse et des passées de siltstones gris vert fins.

##### **2-Devonien supérieur :**

- **Strunien :** Alternance de grés beige très fin à fin, bien consolidés, micacés et pyriteux, passées de siltstones gris foncés moyennement durs et d'argile gris verdâtre indurée silteuse.
- **Famenien:** Argile gris noirs à noire tendre à indurée, feuilletée silteuse, micacés localement pyriteuse et fossilifère avec fines intercalations de siltstones gris beige argilo micacés durs, traces de calcaire blanchâtre crayeux fossilifère, présence de calcite.

- **Frasnien:** Intercalation de calcaire blanchâtre localement argileux et pyriteux, fossilifère et d'argile gris foncée à gris claire parfois noire tendre à indurée, feuilletée silteuse, micacée, fossilifère (débris de crinoïdes) localement pyriteuse.

### **3-Devonien moyen :**

- **Givetien :** Argile gris foncée à noire, indurée, micacée, passées de calcaires microcristallin gris blancs à noirs argileux, pyriteux compact et fossilifère, grès blancs à noirs argileux.

### **4-Devonien inférieur :**

- **Gédinnien :** Alternance de grès blancs très fins, argile gris foncée, micacée, passées de siltstones gris clair et calcaire blanc microcristallin, trace de pyrite.

### **5-Gothlandien :**

- **Gothlandien:** Argile gris claire à gris foncée, indurée à tendre, silteuse feuilletée et micacée ; rares passées de siltstones gris bruns et gris clairs trace de grès blancs et de calcaire blanc moucheté, tendre et de calcite microcristalline.

### **6-Cambro-Ordovicien :**

- **Ordovicien :** Grès blanc à beige fin à moyen, sub-anguleux à sub-arrondis, siliceux à quartzitiques moyennement classés, pyriteux et micacés.
- **Cambrien :** Grès blancs, moyens à grossier, moyennement consolidés, sub-anguleux, rarement sub- & arrondis, quartzitique. Présence de silice amorphe, trace de pyrite.

## **II.4. Développement de la région :**

Le plan de développement préliminaire de 2005 prévoit la mise en production des champs de Touat (10 périmètres) en deux phases (phase 1 et phase 2) pour assurer un plateau de production de 12.500 baril/jour, soit 2000 m<sup>3</sup> (1600 tonne/jour) de brut sur 20 ans.

### **Généralité :**

- Bassin : Sbaa.

10 périmètres en exploitation.

Objectifs pétroliers : Ordovicien (OTRA, FOKE), Gédinnien (FOK), Namurien (LT), Strunien (LT, LTNE), Tournaisien (TOT, ODZ) et Grès de Sbaa (DECH, DECHW, ODZ).

- Effluent : Huile.
- Phase 1 : Allant de la 1ère à la 6ème année :

Développement des sept champs situés dans la partie du bassin de SBAA en deux parties :

- Phase 1.1 : les champs de :

Otra, Hassi Illatou et Sbaa.

- Phase 1.2 : les champs Nord :

Oued Zine, Foukroun, Foukroun Est et Hassi Ilatou NE.

- Phase 2 : allant de la 7ème à la 20ème année :

Développement des trois champs situés dans la partie Ouest du bassin de SBAA :

Touat, Decheira et Decheira West [37].

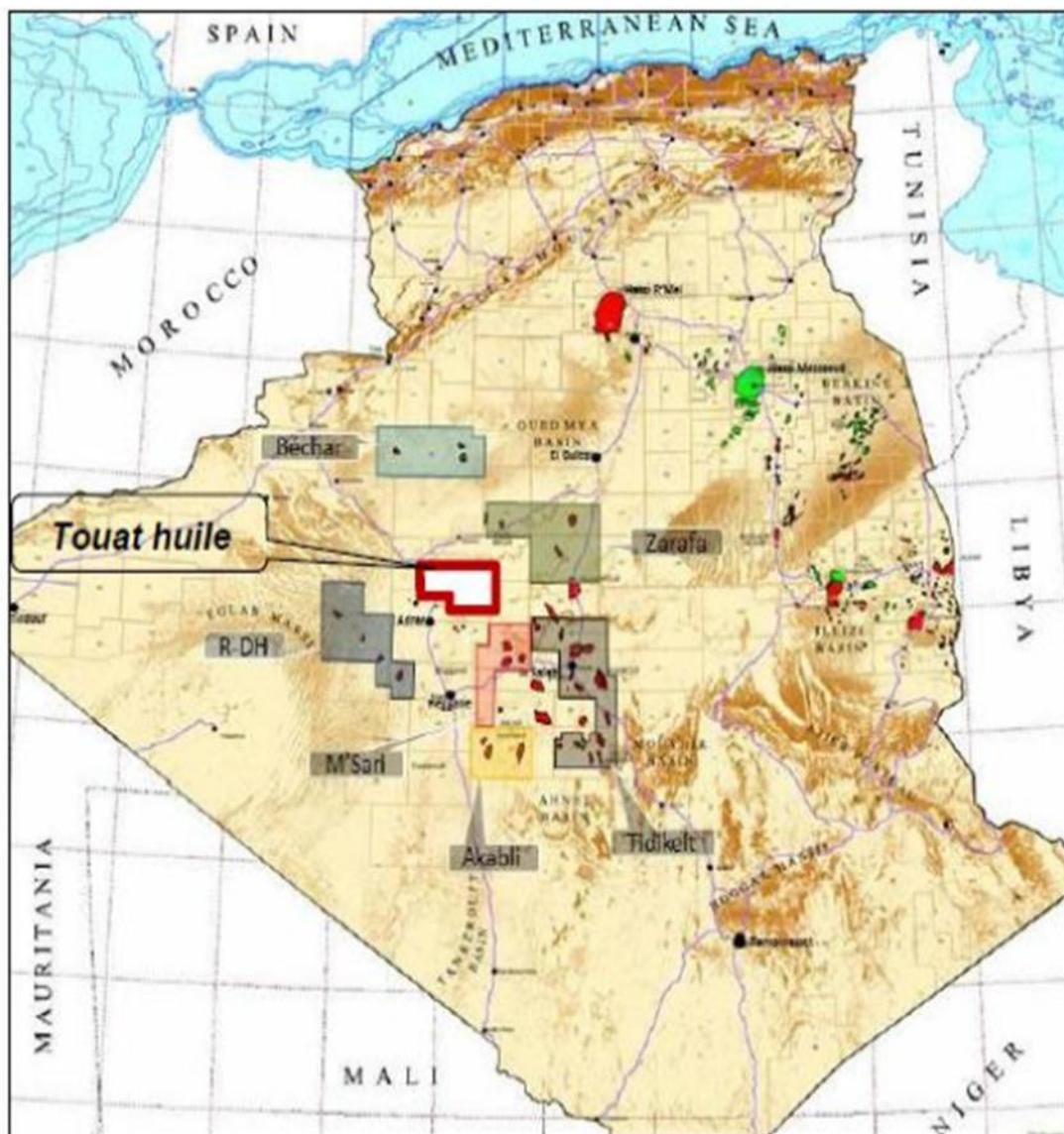


Figure (II.4) : Localisation du projet Touat-Huile. [37]

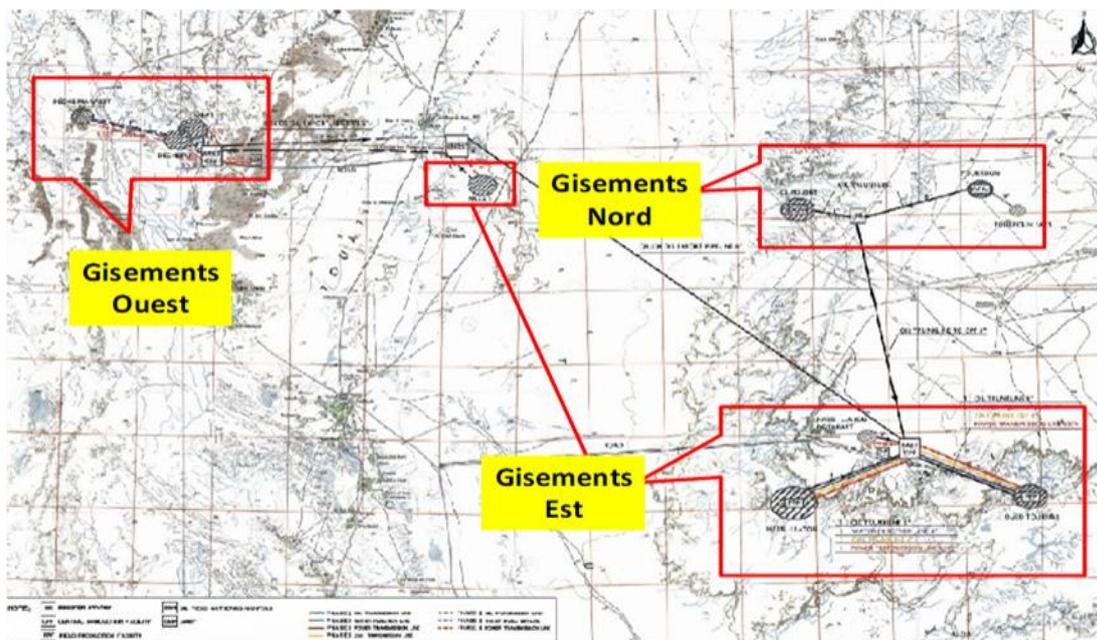


Figure (II.5) : carte de gisement Touat-Huile. [37]

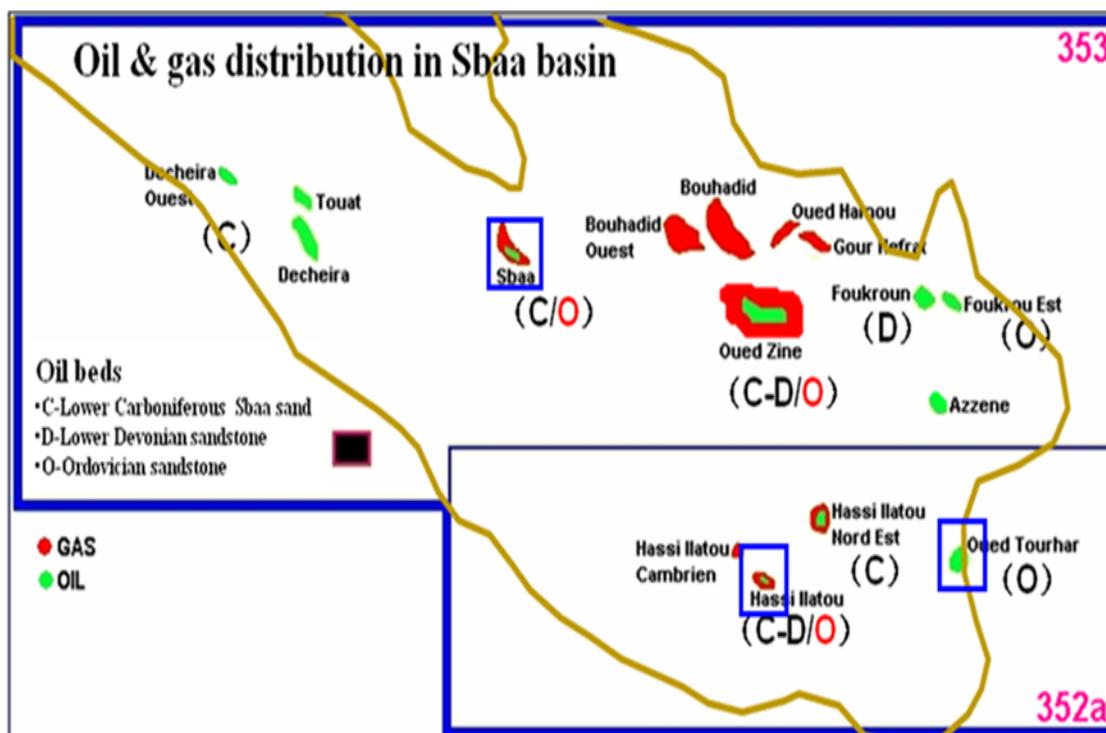


Figure (II.6) : Situation du champ d'odz par rapport au bloc 353. [37]

#### II.4.1. Situation géographique de champ Touat :

- La Direction Exploitation Touat, fait partie de la Division Production de l'activité Exploration Production du groupe Sonatrach. Elle se trouve à 1000 Km au sud-ouest d'Alger et à 130 Km au sud-est du chef-lieu de la commune d'Adrar. Wilaya d'Adrar.

- Elle est constituée de différents champs de production de brut.
- Champs : HASSI ILLATOU, OTRA : SBAA, OUED ZINE, FOUKROUN, FOUKROUN EST, TOUAT, DÉCHIRA.
- La production de ces champs est acheminée et traitée au niveau de quatre unités opérationnelles.
- Centre de Production Brut « CPF ».
- 03 Unités de Séparation de brut « FPF SBAA, OTRA, HLI ».
- Il existe dix (10) champs en générales 07 en exploitation et l'exploration et l'exploitation dans l'avenir.
- Les 07 champs Sous exploitation :
  - Oued Tourhar (OTRA).
  - Hassi Illatou (HLTD).
  - Hassi Illatou Nord Est (HLT NE).
  - Sbaa.
  - Oued Zine (ODZ).
  - Foukroune (FOK).
  - Foukroune Est.
- Les autres qui restent à l'avenir :
  - Decheira (DCH), Decheira West, Touat.
- L'emplacement des unités de traitement :
  - L'ensemble des installations de production est dans le désert du Sahara à une distance de 83 km à l'est de la ville d'Adrar. Le CPF est sur le plateau entre les deux FPF, FPF-Hassi illatou est à 18,7 km à l'ouest de CPF, FPF-OTRA est à 19.5 km à l'est de CPF.
- Données Générales du Projet :

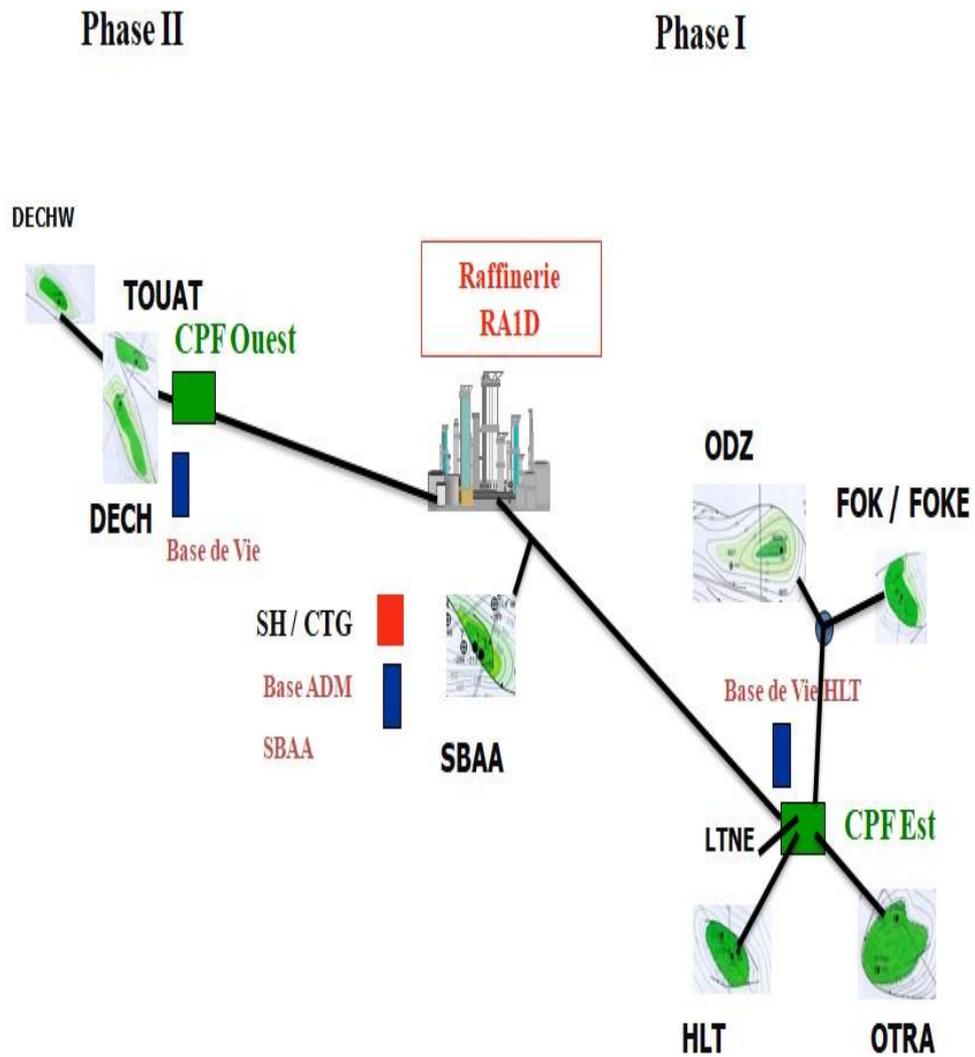


Figure (II.7) : aperçu général sur le chemine de circulation de pétrola brout de notre champ de production jusqu'à la raffinerie. [37]

- Quelque paramètre des puits qui sont entraient d'exploitation : [37]

Nom de champ	Nombre de puits	La capacité de production par jours	La profondeur des puits	La distance entre les puits et le CPF
HLT	9 Producteurs 3 Injecteurs 7 fermé	80-110 m <sup>3</sup> /j	LT 1100-1200 m LTZ 1400-1500 m	19 km
HLTNE	1Producteurs	45-60 m <sup>3</sup> /j	LT2765 m	8 km
OTRA	11 Producteurs 3 Injecteurs 0 fermé	800-1000 m <sup>3</sup> /j	OTRA 1100-1200 m OTRAZ 1400-1500 m	20 km
SBAA	3 Producteurs	100-130 m <sup>3</sup> /j	SBAA 1100-1200 m	90 km
ODZ	7 Producteurs 2 fermé	150-180 m <sup>3</sup> /j	ODZ 630-665 m	45 km
FOK	5 Producteurs 1 Injecteurs	10-50 m <sup>3</sup> /j	FOK 1350-1450 m	40 km
FOKE	1 Producteurs	2-10 m <sup>3</sup> /j	FOKE 800-850 m	47 km

#### II.4.2. Plan de développement POD -2013 (Profil de production huile): [37]

- POD initial phase 1.1 a été approuvée par ALNAFT en date du 05 Mai 2010 (cf.n°398/ALNAFT/DEH/2010).

- POD initial phase 1.2 a été approuvée par ALNAFT en date du 11 avril 2012 (cf.n°502/ALNAFT/DEH/2012).

- POD initial phase 2 a été approuvée par ALNAFT en date du 17 juin 2013 (cf.n°779/ALNAFT/DEH/2013).

Tableau (II.1): POD Phase.

POD Phase I et II						
	Structure	Totales Puits	Puits existants	Type de puits		Nouveaux puits ( en cours de développement)
				PPH	PIE	
Phase 1.1	OTRA	16	14	12	4	2
	SBAA	4	4	3	1	0
	HLT	19	19	19	0	0
Phase 1.2	FOK	7	2	4	3	5
	FOKE	1	1	1	0	0
	ODZ	9	4	4	5	5
	HLNE	1	1	1	0	0
Phase 2	DECH	19	2	11	8	17
	DECHW	5	1	3	2	4
	TOT	6	1	4	2	5

#### II.4.3. Etat des réserves au 01/01/2020 :

Tableau (II.2) : Etat des réserves.

Total Région	Huile (Millions m <sup>3</sup> )
Volume en Place	44.45
Réserves	11.55
Production Cumulée	5.98
Réserves restantes	5.57
Taux de récupération (%)	25.94

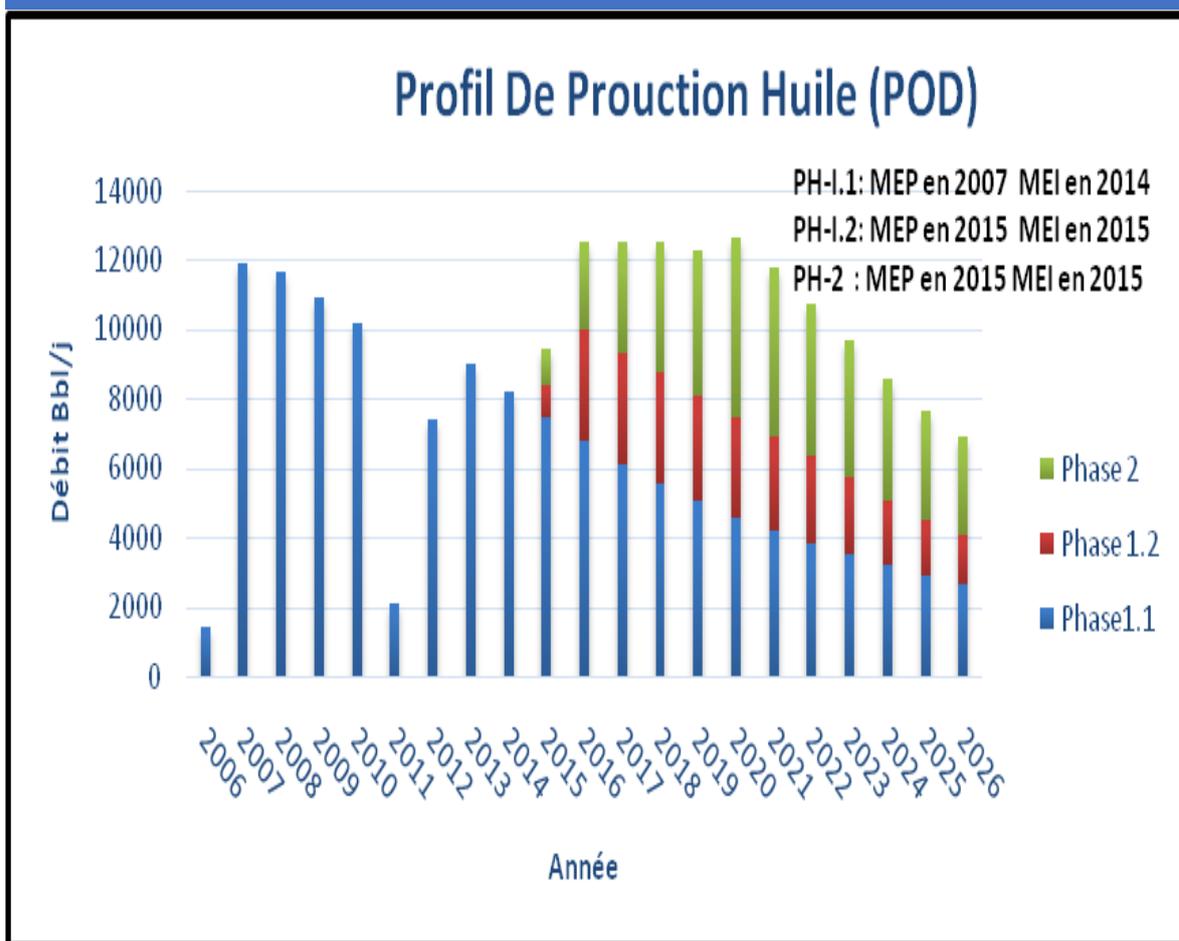


Figure (II.8) : Profil de production huile [37].

Tableau (II.3) : récapitulatif POD-2013.

POD2013	Phases	Phase 1.1			Phase 1.2				Phase 2		TOT	
	Structure	OTRA	HLT	SBAA	ODZ	FOK	FOKE	LTNE	DECH	DECHW		
	OOIP(2P)MMm3	14.21	5.75	2.26	3.62	4.25	0.06	0.59	8.3	1.95		3.46
	CumuleMMm3	5.85	0.81	0.75	0.85	0.77	0.02	0.03	1.45	0.40		0.63
	RF(%)20ans	41.14%	14.07%	32.97%	23.53%	18.17%	26.54%	5.67%	17.46%	20.33%		18.18%

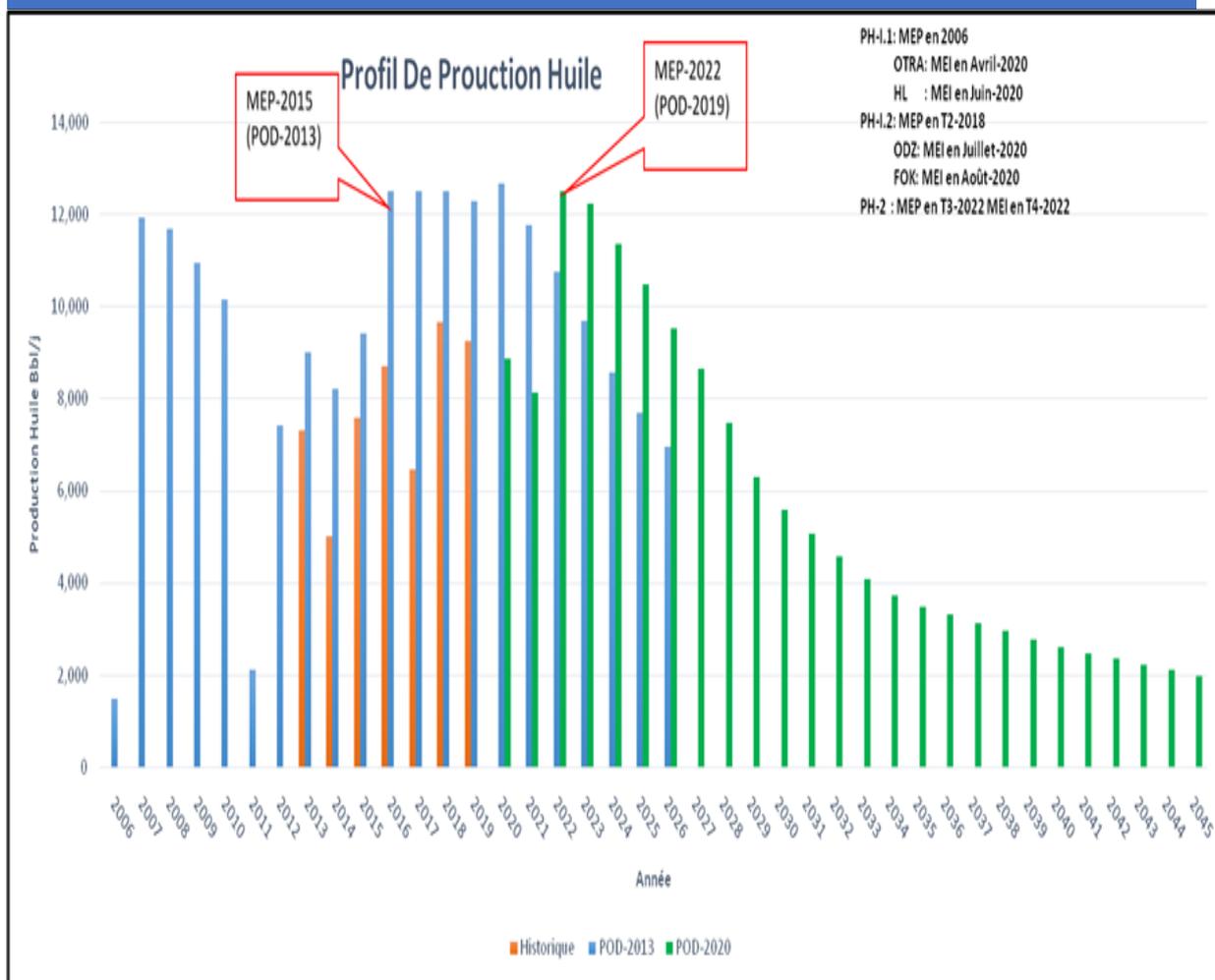


Figure (II.9) : Profil Global du projet Touat Huile (Hist + POD-2013 + POD-2020).

## II.5. Propriétés des fluides de réservoir :

### II.5.1. Hydrocarbures de réservoir :

Les résultats d'analyse des huiles, qui consiste à déterminer la nature et la qualité de ce produit, ainsi que le rendement en différentes fractions pétrolières ; sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Les caractéristiques physico-chimiques ont été déterminées sur l'échantillon du test N° 29, étage Strunien (puit ODZ-1Bis) selon les normes Françaises AFNOR. [37].

Tableau (II.4) : caractéristiques des fluides [37].

<b>CARACTERISTIQUES</b>	<b>BRUT ODZ-1BIS TEST N°29</b>
DENSITE A 15°	0.8283
DENSITE ° API	39.4
TENEUR EN EAU PAR EXTRACTION, % VOL	0
TENEUR EN EAU ET SEDIMENTS, % VOL	0.02
TENEUR EN CHLORURES, mg/l	49
TENEUR EN SOUFRE, %Pds	0.06
TENEUR EN ACIDITE, mg KOH/g	0.384
VISCOSITE CINEMATIQUE EN Cst à	
20°C	8.86
37.8°C	5.05
50°C	4.31
POINT DE CONGELATION, °C	-30
TENEUR EN ASPHALTENES, %Pds	0.06
FACTEUR DE CARACTERISATION, K UOP	11.9
POID MOLECULAIRE	202

#### **II.5.1.a. Données de tests et échantillonnage.**

Les intervalles testés sur les puits ODZ-1, ODZ-1bis et ODZ-2 ont donné les résultats suivants :

Tableau (II.5) : Données de tests et échantillonnage [37].

Well Test Data											
Reservoir	Well	Top	Bottom	Thickness	Production	Production	Gas production	GOR	Density	Results	Remarks
		m	m	m	m <sup>3</sup> /d		m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>			
Tournaisien	OD Z-1bis	63 3.2	652. 5	19.3	2.1	0.11			0.8		
		63 6	662. 5	26.5	2	0.08			0.8		
		78 7.9	796	8.1	60.7 2		45672	752			
		..								gas	many zones
	OD Z-2	21 56	221 2	56		0.00	27696 0		0.60 5		Gas

### II.5.1.b. Résultats des études PVT :

Il en est de même pour les densités de l'huile (voir tableau 11) où la valeur est de 0.828 et le FVF 1.131 à l'exception du puit ODZ-1bis où le FVF est de 0.131, cette valeur est représentative au vu des résultats de test de production où le GOR est égal à 45 ce qui correspond à du gaz.

Tableau (II.6) : PVT d'huile [37].

<b>puits</b>	<b>réservoir</b>	<b>Densité</b>	<b>Pression initiale Kg/cm<sup>3</sup></b>	<b>T Initiale °C</b>	<b>FVF de l'huile Vol/Vol</b>	<b>Rsi v/v</b>	<b>P de Bulle Kg/cm<sup>3</sup></b>	<b>viscosité</b>
<b>ODZ-1</b>	<b>Grés de Sbaa</b>	<b>0.828</b>	<b>76</b>	<b>51</b>	<b>1.131</b>	<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>
	<b>Strunien</b>					<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>
<b>ODZ- 1BIS</b>	<b>Grés de Sbaa</b>	<b>0.828</b>	<b>76</b>	<b>51</b>	<b>0.131</b>	<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>
	<b>Strunien</b>					<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>
<b>ODZ-2</b>	<b>Grés de Sbaa</b>	<b>0.828</b>	<b>76</b>	<b>51</b>	<b>1.131</b>	<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>
	<b>Strunien</b>					<b>45</b>	<b>76</b>	<b>2.7</b>

#### **II.5.1.c. Test de miscibilité pour l'huile :**

Dans le rapport des caractéristiques de l'huile, le test de miscibilité n'a pas été reporté (ou effectué). En revanche, l'huile de ODZ est classée dans la catégorie des bruts intermédiaires paraffinés, suivant la classification de Lane et Garton qui est basée sur la densité de deux fractions clefs de la distillation.

De faible teneur en soufre et en asphaltées, cette huile présente un rendement en produit bruts blancs de 45.69 %Pds, 49.33 %Vol.

En comparaison avec l'huile de Hassi Messaoud, on constate un rendement supérieur en kérosène et en résidu.

#### **II.5.2. Propriétés de l'eau de formation :**

##### **II.5.2.a. Données de tests et échantillonnage :**

La résistivité de l'eau de formation a été déterminée par les analyses de laboratoire sur un échantillon du puit ODZ-2.

Elle a été estimée à 0.05 oh mm pour le Tournaisien, le Strunien et les grés de Sbaa. Les autres propriétés de cette eau sont résumées dans les tableaux -13 et 14.

Tableau (II.7) : Propriétés de l'eau de formation [37].

Cations	Mg/l	milliéquivalents	r%
Ca <sup>++</sup>	5892	294.6	9.18
Mg <sup>++</sup>	4694	386	12.03
K <sup>+</sup>	290	7.4	0.23
Li <sup>+</sup>	traces		
Na <sup>+</sup>	21300	926.1	28.86
Total	32176	1614.1	50.30

Anions	Mg/l	milliéquivalents	r%
Cl <sup>-</sup>	55668	1570.0	48.93
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-	-	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	243	4.0	0.12
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	992	20.7	0.65
Total	56903	1570	49.70

### II.5.2.b. Résultats des études de laboratoire :

Propriété de réaction : [37]

ALCALINS	29.09	S1	58.18
ALCALIN TERREUX	21.21	S2	40.98
ACIDES FORTS	49.58	S3	/
ACIDES FAIBLES	0.12	S4	1.44

Indice :

Tableau (II.8) : Propriétés de l'eau de formation. [37]

SULFURIQUE	0.0132
ECHANGE BASE	0.4054
ALCALINOFERREUX	1.31
ALCA/ALC-FERR	1.37
ALCALINS	125.5

### II.5.3. Analyse des Aquifers de l'alibien et Barremien :

Le Continental Intercalaire occupe les formations continentales du Crétacé inférieur Saharien (Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien). L'aquifère est continu du nord au sud, depuis l'Atlas Saharien jusqu'au Tassili du Hoggar, et d'ouest en est, depuis la vallée du Guir et de la Saoura jusqu'au désert Libyen.

Les roches sont des argiles brunes rouges, grises à gris sombre, légèrement carbonatées, avec des passées de dolomites blanches, de sable jaune à blanc, fins à moyens, siliceux, pyriques.

#### II.5.3.a. Données de tests et échantillonnage :

La prise d'échantillons de l'eau de Touat montre que l'eau a une légère tendance à être pétrifiées et une potabilité chimique passable.

Classification :

- Classification de Shaller Berkaloff : eau sulfate sodique.
- Classification de piper : eau chlorurée et sulfatée calcique et magnésienne.
- Classification de palmer : eau du type III.
- Classification de Sullin : eau sulfate sodique.

#### II.5.3.b. Résultats des études de laboratoire :

L'analyse chimique de l'eau de Touat a donné les résultats suivants :

- pH d'analyse =7.99
- pH d'équilibre à 118°=7.95
- Le résidu sec à 110°=0.99g/l
- La conductivité à 25°=1.02ms/cm
- La résistivité à 25°=9.8
- Le total de salinité à exprimer hors du Na Cl à 15°=0.58g/l
- Chlorures à exprimer hors du Na Cl=0.228g/l.

Les résultats de l'analyse chimique sont acceptables avec un pourcentage d'erreur de 0.46%.

# **CHAPITRE**

## **III**

### **Généralité sur le réseau collecte**

## **Chapitre III : Généralité sur le réseau collecte.**

### **III.1.Introduction :**

Nous devons transporter les effluents bruts collectés en surface et les envoyer vers les centres de traitement au moyen d'un réseau de tubes équipés d'accessoires appelé filet de collecte.

Ce dernier transmet toujours un écoulement poly phasique si bien que les lois d'écoulement sont complexes et la perte de charge est élevée. Il est calculé de plusieurs manières, telles que l'utilisation de divers algorithmes avancés.

### **Premier partie :**

#### **III.1. Définition du réseau de collecte :**

Le réseau de collecte constitue l'ensemble des tuyauteries et accessoires de conduite, reliant les puits aux centres de traitements, via les stations satellites et les manifolds.

#### **III.2. Classification des conduites :**

Elles peuvent être classées comme suite :

##### **III.2.a. Selon leur destination :**

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

##### **III.2.b. Selon leurs pressions de service :**

- À basse pression : 0-6 bars.
- À pression moyenne : 6-16 bars.
- À haute pression : > 16 bars.

##### **III.2.c. Selon le type de mouvement hydraulique :**

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

### **III.3. Plans de réseau de collecte :**

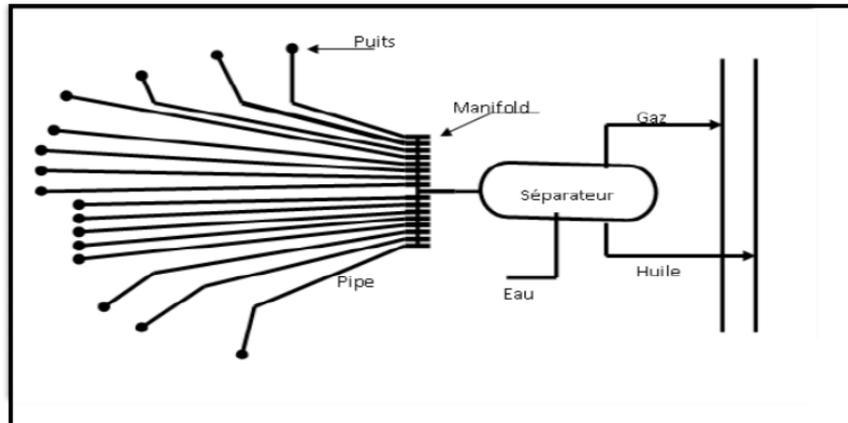
Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte, on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

#### **III.3.a. Liaison individuelle :**

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

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

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand



gisement et des puits nombreux.

Figure (III.1) : Schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle. [27]

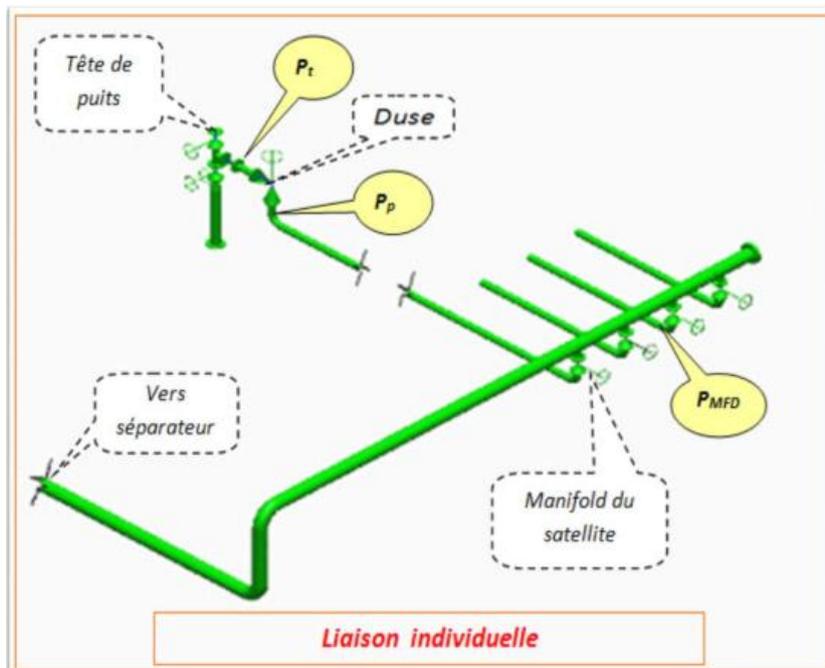


Figure (III.2) : Liaison individuelle. [27]

**III.3.b. 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 courtes 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 plus part des cas on double le collecteur par une ligne de test.

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est assez éloigné. Il faut en outre savoir que la formule de collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

Handicap financier :

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

Handicap techniques :

La capacité des conduites doit être calculée sur les données prévisionnelles d'où le risque d'erreurs d'estimation.

La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau. [27].

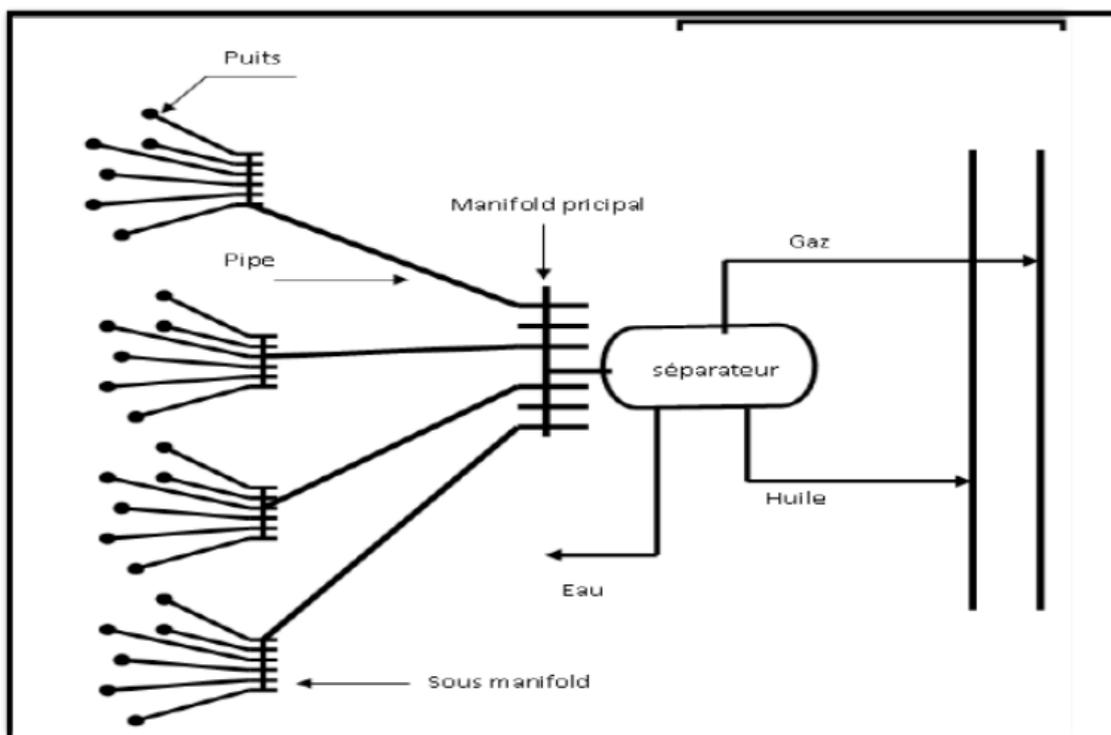


Figure (III.3) : Schéma représentant la liaison par collecteur.

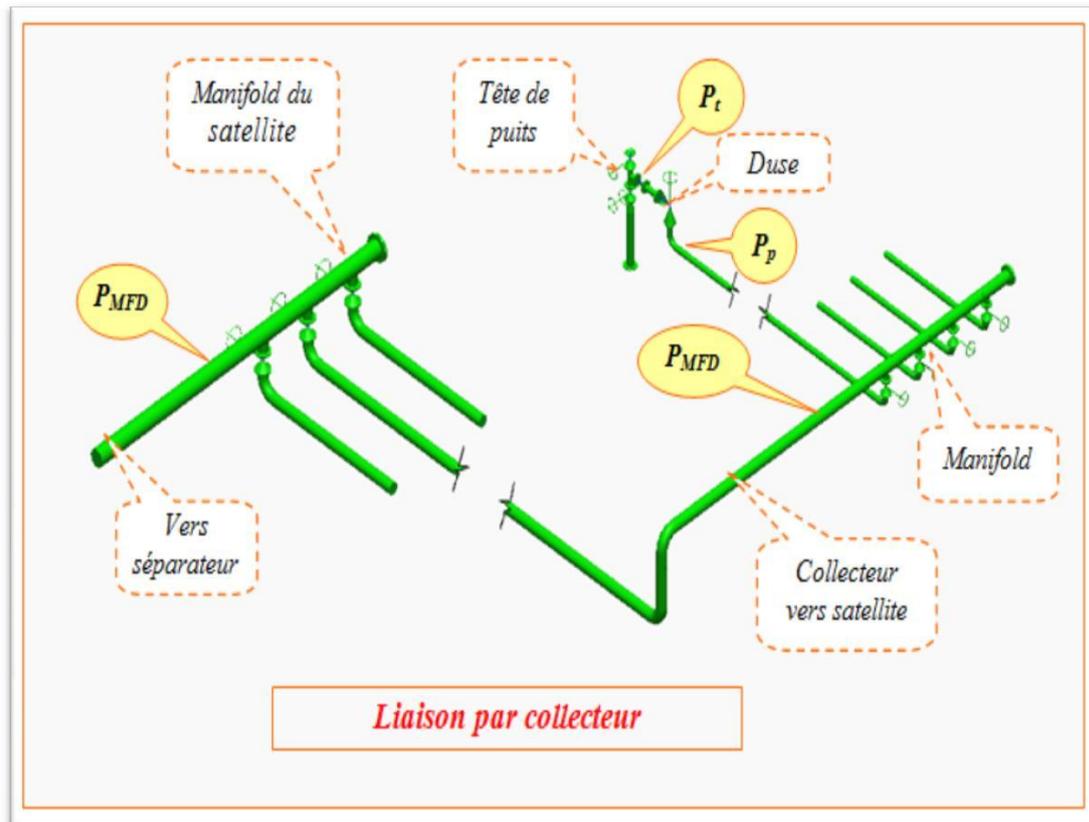


Figure (III.4) : Liaison par collecteur.

### III.3.c. Collectes enterrées et aériennes :

Les règlements de sécurité imposent en général d'enterrer les conduites, il est parfois possible de laisser certaines lignes à la surface de sol, en zone désertique notamment.

On économise ainsi des dépenses de génie civil et souvent de revêtement.

L'inconvénient est que le tube non abrité à des grands écarts de température qui modifiant sans cesse l'équilibre polyphasique des fluides transportés, nuisent à la qualité de traitement.

Des refroidissements importants favorisent en outre les dépôts de paraffine ou les sels et dans les conduites de gaz, amorcent parfois un processus de formation d'hydrates.

### III.3.d. Autres types de liaison :

Dérivés des systèmes précédents, on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires :

Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on s'aide même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin.

Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est

ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un effectif relativement élevé ou une automatisation poussée. [27]

### III.3.e. 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.
- Installation de purgeurs de gaz automatiques sur les points hauts du parcours.
- Installation de surface de sécurité dans le cas de pression statique en tête de puits plus élevée à cause de leur gros débit potentiel.
- **Les manifolds :**

Afin de diriger l'effluent des puits dans des directions désirées et utiles, on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettent d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Un manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, présenter tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits. [28]

Chaque ligne lie un puits à un manifold comportant les éléments suivants :

#### a-Sortie puits :

A la sortie de chaque puits sur la ligne d'effluent, sont installés des prises de température et de pression, des vannes d'isolement et une gare racleur équipée d'une ligne de torche avec des vannes et un système de sécurité comporte un disque d'éclatement taré à une pression donnée (en cas d'augmentation de pression dans le pipe).

#### a-Arrivée au manifold :

Pour chaque ligne de puits, un dispositif uniforme de raccordement est prévu, sur chaque arrivée : vanne d'isolement, clapet anti-retour, manomètre, thermomètre et vannes de raccordement.

Le système des vannes prévu à l'arrivée au manifold permet de relier chaque ligne à l'une ou l'autre des transversales suivantes :

- Le collecteur principal de production.

- Le collecteur principal de teste.
- Le collecteur de torche.

Ce dispositif est constitué de 2 à 3 lignes transversales :

- Pour sélectionner les puits à basse pression (BP).
- Pour sélectionner les puits à moyenne pression (MP).
- Pour sélectionner les puits à haute pression (HP). [28]

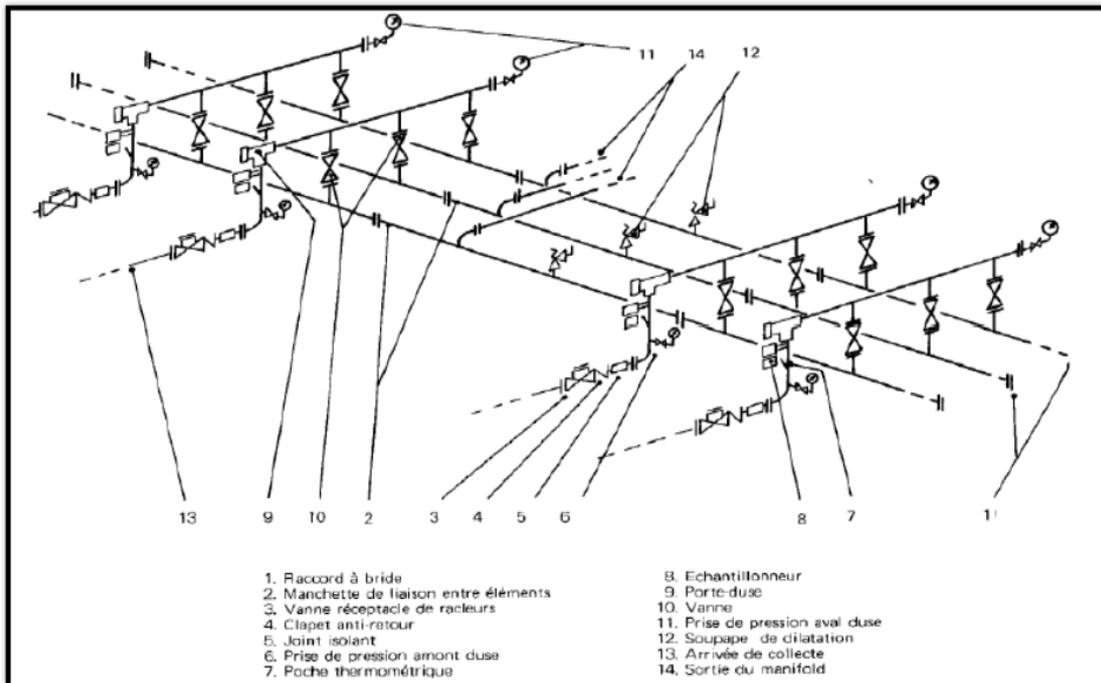


Figure (III.5) : Schéma d'un manifold.

## Deuxième partie :

### III.4. Etude de perte de charge :

#### III.4.1 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. [27]

**III.4.1.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.

**III.4.1.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.

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.

**III.4.1.b 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.

**III.4.1.c Ecoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow) :**

Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi la 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.

**III.4.1.d Ecoulement 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 centrale.

**III.4.1.e Ecoulement 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.

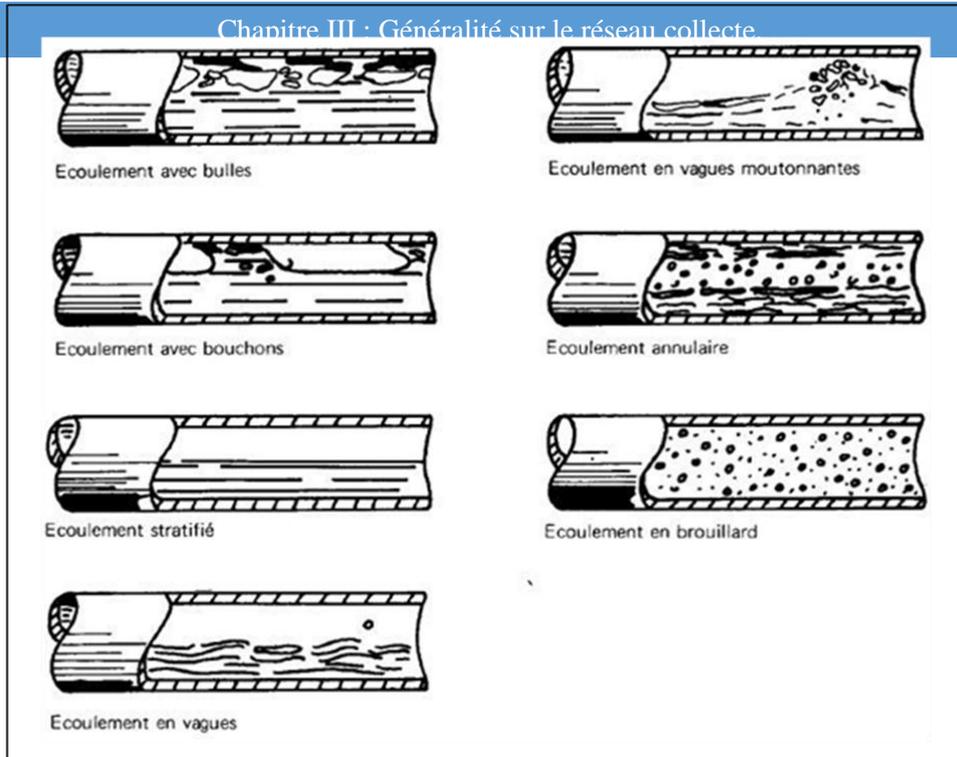


Figure (III.6) : Ecoulements Diphasiques. [29]

### III.4.2. 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 termes : [30]

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{total}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \quad (\text{III.1})$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est écrite comme suite

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

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite : [30]

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

(III.3)

Où :

**D<sub>m</sub>** : Densité du mélange [Kg/m<sup>3</sup>]

**P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub>** : Pression de pipe [bar]

**V<sub>m</sub>** : Vitesse du mélange [m/s]

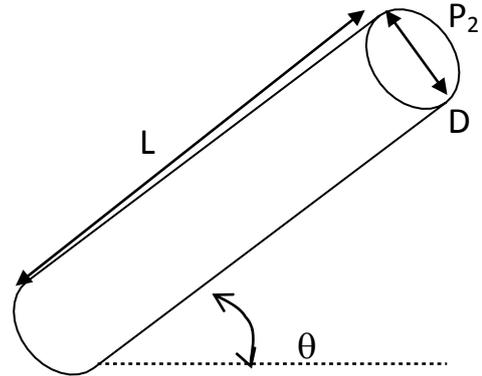
**D** : Diamètre de la pipe [m]

**g<sub>c</sub>** : Facteur de conversion.

**f<sub>m</sub>** : Facteur de frottement du mélange. Il est fonction P1 de Re, g<sub>c</sub>, D.

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

**θ** : Angle d'inclinaison de la conduite.



Dans le tableau suivant, on a présenté 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 charge.

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

Tableau (III.2) : le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charge.

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

La valeur calculée d'HL (0) doit être : HL (0) ≥ λL

Le facteur de correction du HOLD UP dû à l'effet de l'inclinaison du pipe est donné par :

$$\Psi = 1 + C [\sin (1.8\phi) - 0.333 \sin^3 (1.8\phi)] \quad (III.4)$$

Où :

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

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

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

(III.5)[32]

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) : Les valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement.

Régime	D	E	f	g
d'écoulement				
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 :

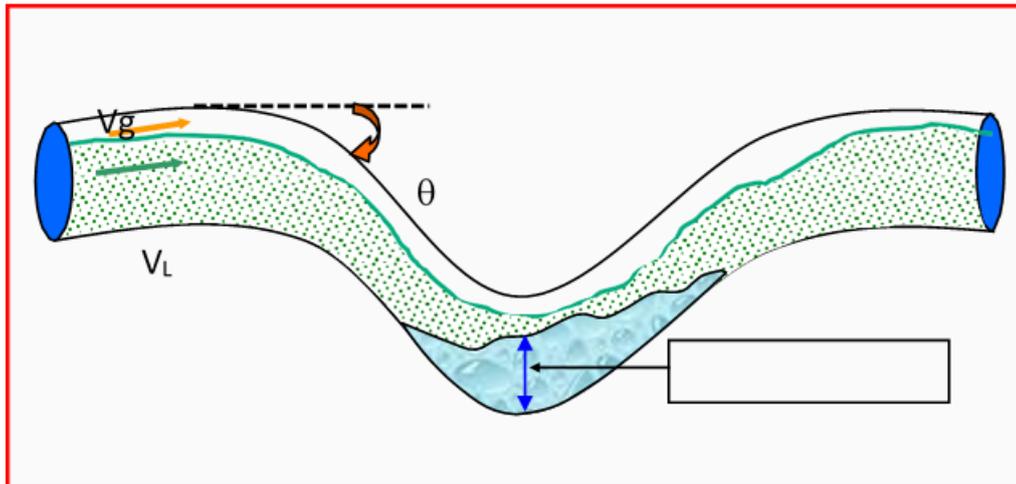
$$A = L3 - NFR / L3 - L2$$

$$B = 1 - A$$

Une fois HL (0) est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit : [27]

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

(III.6)



Tel que :  $H_g = 1 - H_L$

Figure (III.7) : Problème de Liquide Hold-up. [32]

Méthode de calcul de la production d'huile au niveau des puits :

La formule de calcul de débit d'huile d'un puit est la suivant :

$$Q_{cal} = \frac{P_t \cdot \varnothing^{1.8} \cdot F(x)}{1000 K} \quad (III.6)$$

Avec :

$Q_{cal}$  : Débit calculé.

$P_t$  : pression de tête.

$P_p$  : pression de pipe.

$\varnothing$  : diamètre de la Duse.

$(x)$  : fonction du rapport  $(P_p/P_t)$ .

$(x) = 2,667 \cdot P_p/P_t \sqrt{(1 - P_p/P_t)}$ , Si  $P_p/P_t \geq 0,75$ ,

$(x) = 1$ , Si  $P_p/P_t \leq 0,75$ .

$K$  : coefficient de jaugeage.

$Q_{max}$  : le débit mesuré (donné par l'opération du jaugeage). [33]

# CHAPITRE

IV

**L'analyse  
nodale**

## Chapitre IV : Analyse nodale.

### IV.1 Introduction :

Un puits peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface. Cette interface est nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

Pour une production optimale, le choix de la complétion d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entré dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir Bottom Hole Following pressure -  $P_{wf}$ ) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure -  $P_{whf}$ ). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La figure (IV.1) représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production. [15]

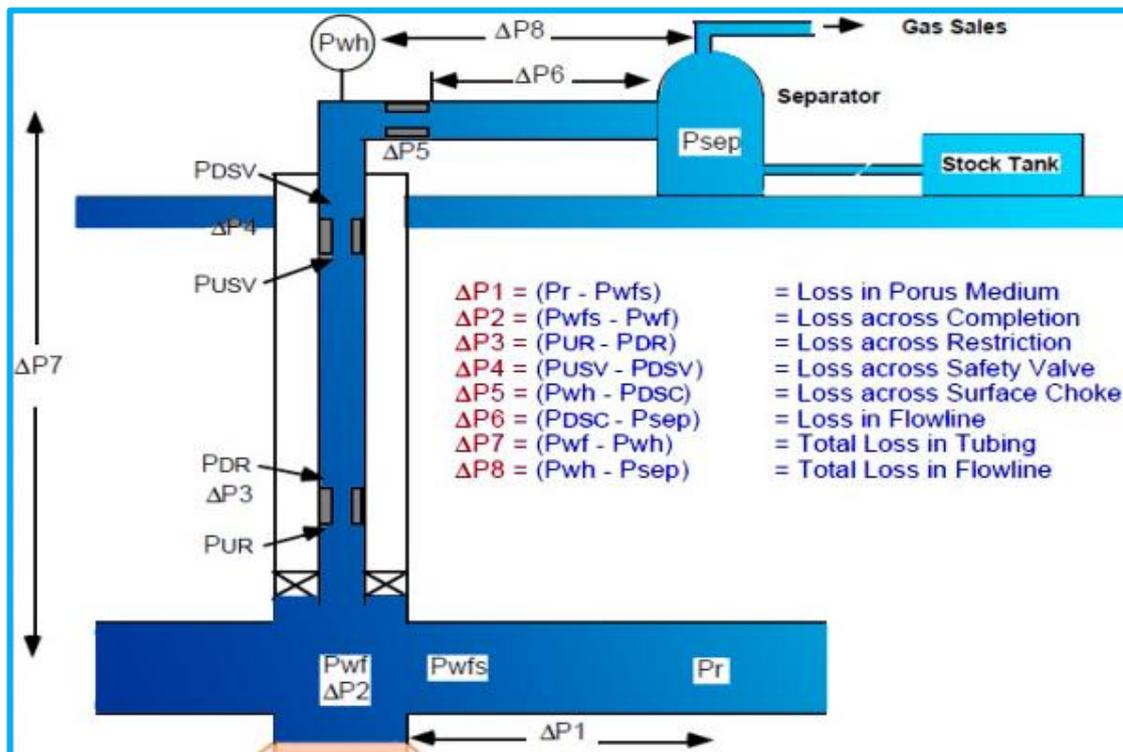


Figure (IV.1) : Pertes de charge au cours de production. [34]

L'écoulement de fluide se fait en trois phases :

- Ecoulement dans le milieu poreux.
- Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (tubing).
- Ecoulement dans les pipes horizontales.

#### IV.2 .Concept de l'analyse nodale :

Dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculé en fonction de débit .les deux extrêmes nœud dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur , on appelle les pressions dans ces nœud ,le pression moyenne de réservoir  $r$  et le pression de séparateur  $P_{sep}$  respectivement, les deux autre nœud importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3),où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël .

Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la figure 1.2.) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves) ...etc.

Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression : [34]

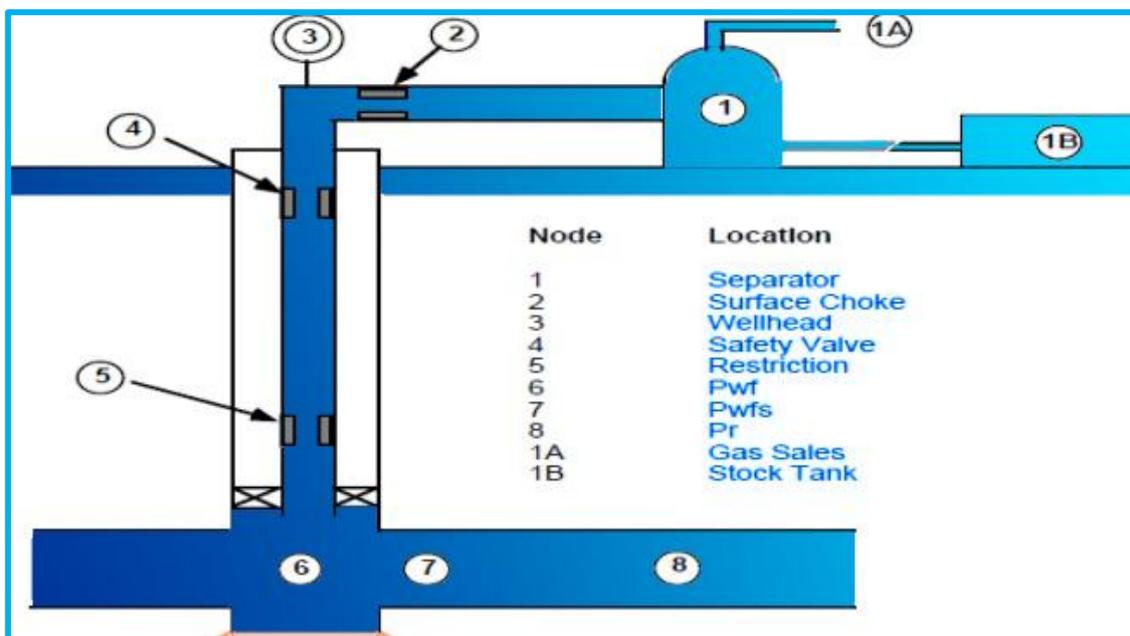


Figure (IV.2) : Différentes positions possibles des nœuds. [34]

#### IV.3 .Procède d'application de l'analyse nodale : [35]

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
2. Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
3. Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
4. Calculez le cas et vérifiez le rendement graphiquement.
5. Interprétez le rendement basé sur le type du cas. Examinez les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduites.
6. Ajustez l'entrée et calculez encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.
7. Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas.

#### **IV.4. Paramètres étudiés lors de choix d'un nœud : [35]**

Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

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

#### **IV.5. Objectifs de l'analyse nodale : [35]**

- Déterminer le débit optimum d'un puits à se prendre en considération les dimensionnements de la complétion.
- Vérifier chaque composante dans le système puits.
- Permet d'identifier rapidement les manières avec lesquelles on peut augmenter les taux de production.
- Déterminer le point de fonctionnement d'un puits, ce point représente l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'I R et la courbe de l'Out flow.

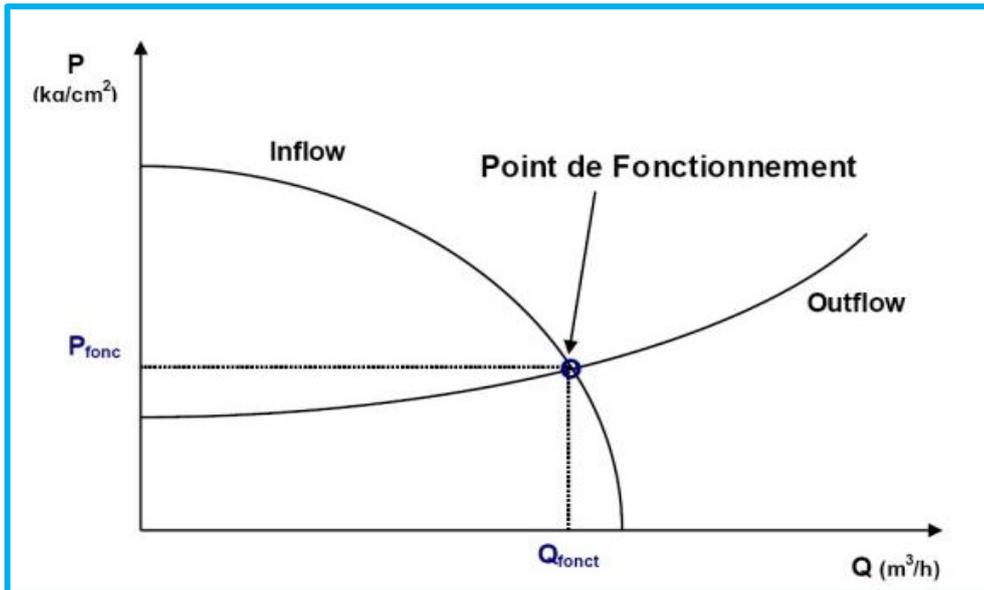


Figure (IV.3) : le point de fonctionnement d'un puits. [35]

#### IV.6. Tubing Performance Curves :

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

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges. [36]

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

Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits  $P_{wf}$  pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue. [35]

#### IV.7. Vertical flow Performance :

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

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

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrées dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides. [35]

# **CHAPITRE**

**V**

**Présentation du  
logiciel PipeSim**

## Chapitre V : Présentation du logiciel PIPESIM.

### V.1.Introduction :

Le logiciel de PipeSim a été développé à l'origine par une société appelée Baker Jardine. Elle a été créée en 1985, pour fournir des logiciels et des services de conseil à l'industrie pétrolière et gazière et en avril 2001, elle a été rachetée par Schlumberger.

Cette dernière a investi dans le redéveloppement d'une ingénierie des hydrocarbures de pointe basée sur des outils numériques capable de garantir leur capacité à résoudre des problèmes d'écoulement difficiles à entreprendre conventionnellement. Le logiciel PipeSim utilise une interface utilisateur graphique (GUI) en plus d'un moteur de calcul cuirassé par des algorithmes différents qui a montré son efficacité sur des exemples réels [38].

### V.2.Présentation du logiciel PipeSim :

PipeSim est un logiciel de calcul de dynamique des fluides (CFD) qui permet de reproduire avec ponctualité le comportement de différents fluides (liquides et gaz). Il fournit une assurance de flux aux installations qui traitent du pétrole, de l'eau et d'autres fluides en simulant leurs performances pendant le transport et le stockage, Le système offre également des intégrations avec une gamme de solutions logicielles externes, unifiant plusieurs flux de travail sur un seul écran, PipeSim est disponible pour une installation sur les postes de travail PC.

### V.3.Utilisé :

PipeSim est utilisé par des entreprises et d'autres organisations dans une variété d'industries à travers le monde, telles que la construction, la production de pétrole et de gaz, le transport, l'exploitation minière, l'ingénierie, la fabrication, la géochimie et la géologie. [38]

### V.4.Fonctionnalités PipeSim :

- **Logiciel de simulation** : pipeSim est équipé d'une sélection de simulations d'écoulement qui permettent de maximiser l'efficacité du transport des fluides, y compris le transfert de chaleur et les écoulements multiphasiques. il offre les moyens de reproduire comment des fluides tels que l'huile, l'eau et les gaz agiront à la fois en transit et au repos, favorisant une expérience de travail plus sûre à tous les niveaux. ces capacités d'expérimentation numérique exhaustives atténuent le nombre de blocages coûteux et chronophages qui peuvent ralentir l'activité, y compris les modèles mécanistes d'ansari, xiao et olga-s.

- **Optimisation de la puissance** : il permet de reproduire la consommation d'énergie des conceptions afin d'obtenir une optimisation énergétique efficace avant de commencer la production de nouveaux composants.
- **Corrosion** : il est livré avec une boîte à outils de simulation d'érosion pratique qui prédit avec précision comment la corrosion pourrait affecter des constructions. en entrant une série de facteurs de risque dans le système ; il calculera ensuite automatiquement les probabilités d'érosion et présentera les résultats d'une manière visuellement agréable et complète.
- **Intégration du flux de travail** : le système permet d'élargir le champ d'action grâce à la prise en charge de l'intégration par des tiers. il est en mesure d'unifier les flux de travail avec des applications et des produits tels que des solutions logicielles de simulation, des programmes de surveillance, des systèmes de gestion de données. une liste complète des intégrations est disponible sur le site web du produit.
- **Vidéotheque** : le fournisseur a créé une série de vidéos de formation qui aident à se mettre à niveau. Il comprend des didacticiels vidéo pour l'importation de fichiers, la modélisation et l'automatisation du flux de travail. Ces ressources assistent à mieux comprendre le logiciel et à tirer le meilleur parti du produit.
- **Formation complémentaire** : l'application permet aux utilisateurs d'améliorer leur retour sur investissement (roi) grâce à des formations dédiées. ceux-ci sont personnalisés et aident à adapter le produit à des objectifs.

#### **V.5.Pipesim offre aux utilisateurs les fonctionnalités suivantes : [38]**

- Modélisation rigoureuse des écoulements multiphasiques Pétrole, Gaz et Condensats.
- De nombreuses options de modélisation d'écoulement multiphasique.
- Prédiction avancée des PVT et des propriétés physiques.
- Interface graphique Windows efficace et productive.
- Puissantes fonctionnalités de résultats : rapports et graphiques.

#### **Et permet de modéliser les systèmes suivant :**

- Puits de production, y compris la conduite d'écoulement et l'équipement de traitement.
- Complétion horizontale.
- Installations de surface.
- Puits d'injection.

**Procédure de modélisation :**

Généralement, la modélisation d'un réseau de collecte s'effectue en plusieurs étapes à savoir :

- Construction de PFD (Pipe Flow Diagramme) du réseau de collecte.
- Collecte des données relatives aux puits ( $Q_h$ ,  $Q_g$ ,  $P_p$ , GOR, WC ...etc.).
- Collecte des données relatives au fluide (PVT).
- Collecte les données relatives aux lignes de collecte et collecteur.
- Construction du modèle Pipesim.
- Calibration du modèle Pipesim (Choix des corrélations).
- Lancement des calculs.

**V.6. Insertion des données:**

- Le puits (source) : On saisit trois points de pression en termes de débit de liquide pour que ces points soient pris avec un décalage horaire d'une semaine ou d'un mois, et on met un nom pour chaque puits.

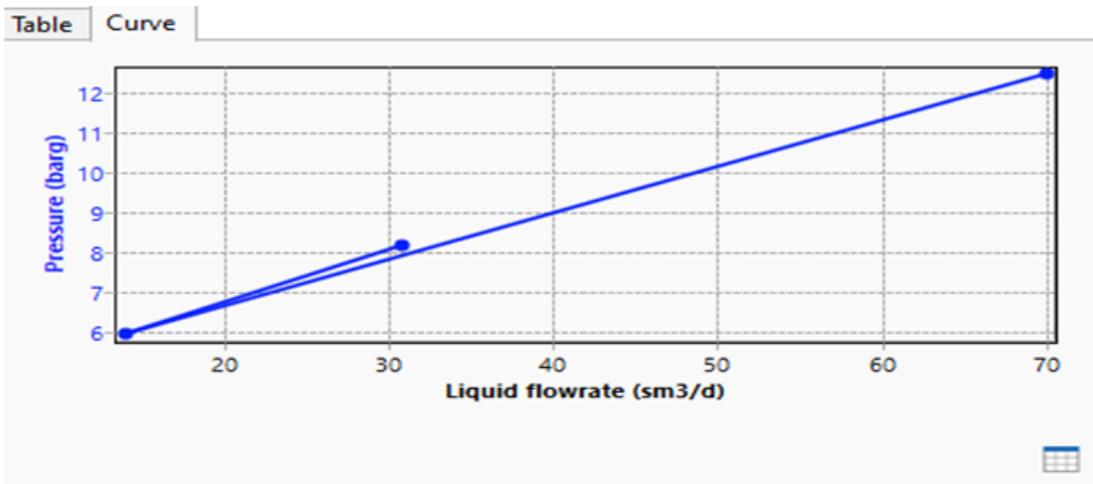
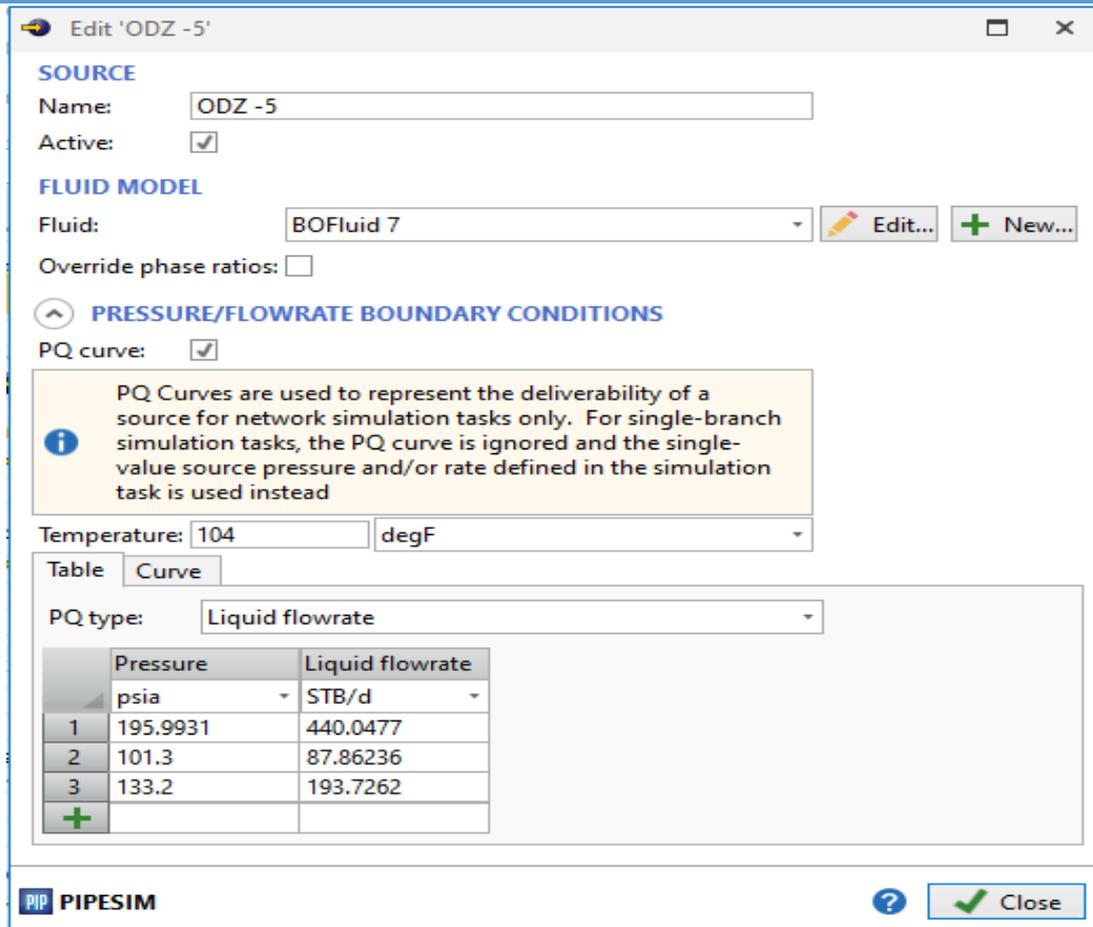


Figure (V.1) : Méthode d'insertion des données d'un puits.

- **Flow lines :**

Les données nécessaires pour construire une flow line sont les suivants :

- Diamètre : Le logiciel contient des diamètres différents. La rugosité et la dureté sont choisies automatiquement selon le diamètre.
- Distance : La longueur de la conduite est introduite systématiquement (chaque tuyau séparément de la source au collecteur et du collecteur à l'unité de traitement).

- Élévation : Les valeurs de l'élévation sont obtenues en utilisant l'application Google Earth.

The screenshot shows the 'Edit 'FL5'' window in PIPESIM. It is divided into several sections for data entry:

- FLOWLINE:** Name: FL5; Flow type: Pipe; Mode: Simple; Environment: Land; Override global environmental data:
- PIPE DATA:** Inside diameter: 3.834 in; Wall thickness: 0.083 in; Roughness: 0.0018 in
- PROFILE DATA:** Rate of undulations (1/1000): 1; Horizontal distance: 10251.51 ft; Elevation difference: 980.9711 ft; Flowline starts at: Ck
- LAND HEAT TRANSFER DATA:** U Value type: Insulated; Heat transfer coefficient: 0.2 Btu/(h.degF.ft<sup>2</sup>); Inside film coefficient: Include

On the right, a graph plots 'Elevation (ft)' on the y-axis (0 to 1000) against 'Horizontal distance (ft)' on the x-axis (0 to 10000). A blue line with markers shows a linear increase in elevation from 0 to approximately 980 ft. A horizontal red line is drawn at 500 ft elevation, labeled '09' on the right, representing the ambient temperature in degrees Fahrenheit.

Figure (V.2) : Insertion des données d'un flow line.

**Élévation :**

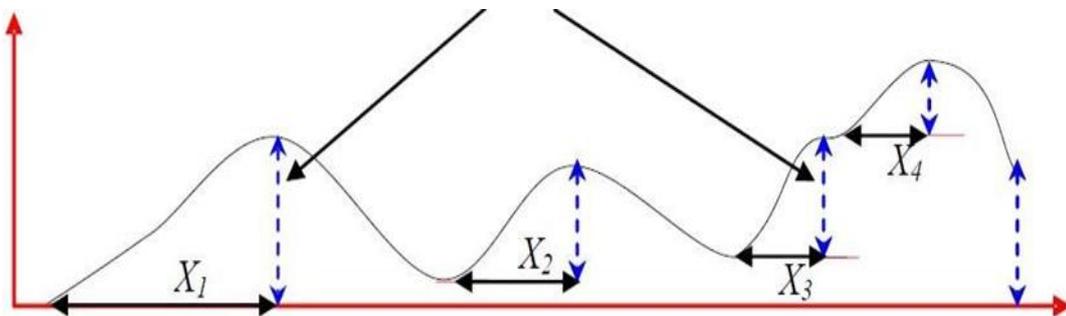


Figure (V.3) : Profile en Long de pipeline.

- Séparateur :

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

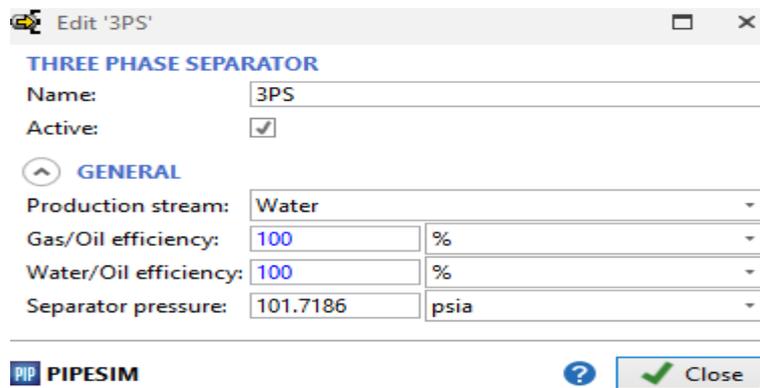


Figure (V.4) : Insertion des données d'un séparateur three phasique.

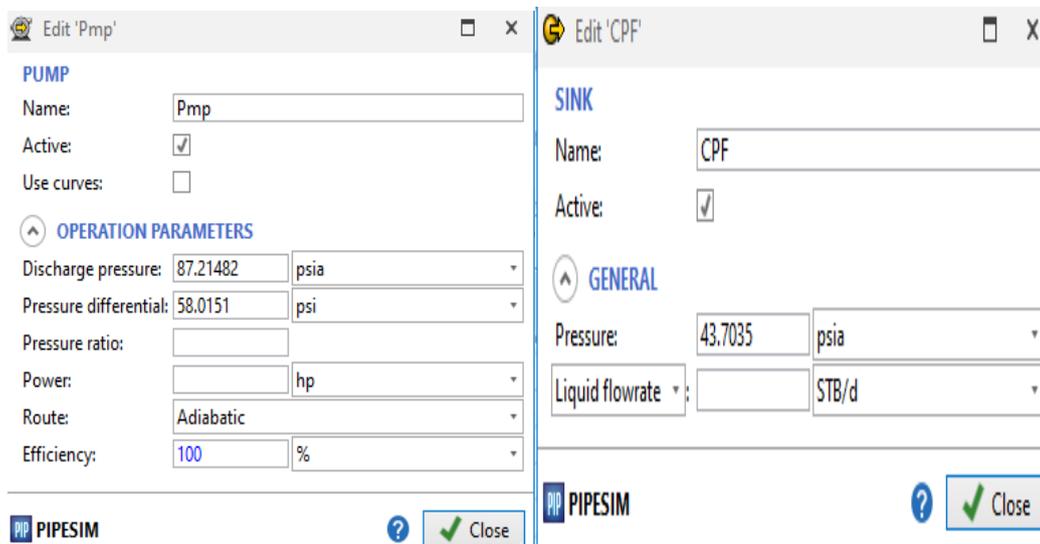


Figure (V.5) : Insertion des données d'une pompe et d'un centre de traitement.

### Données de mesure :

Ce sont les données de base de la production des puits tels que le  $P_{wh}$ ,  $P_p$ ,  $Q_{oil}$ ,  $Q_{gas}$ ,  $Q_{water}$ ,  $GOR$ ....

### Modèle 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 du  $GOR$ .

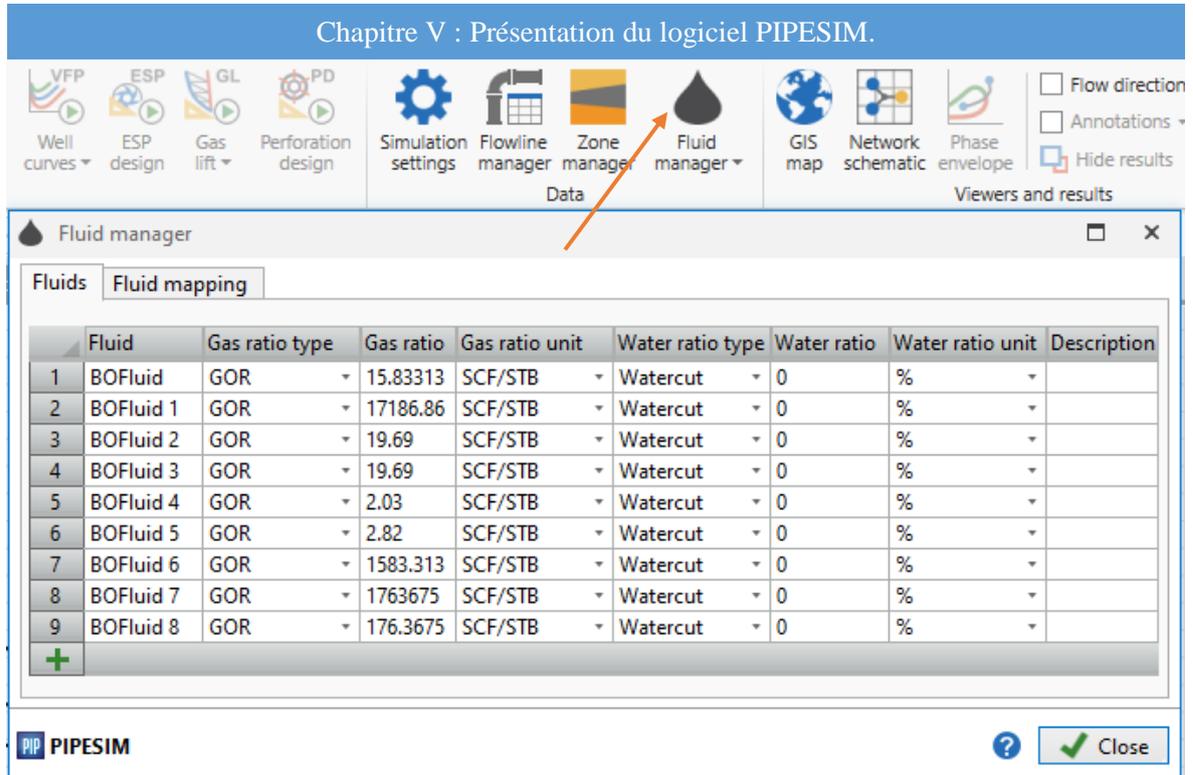


Figure (V.6) : Insertion des données de fluide.

### V.7. Profil des pipelines :

Une carte du réseau est nécessaire pour connaître l'emplacement des puits et des collecteurs en plus des différences entre les puits, les collecteurs, les jauges et les lignes. Pour faciliter la tâche, une liste de lignes a été créée, des tuyaux ont été développés.

Champ d'exemple ODZ :

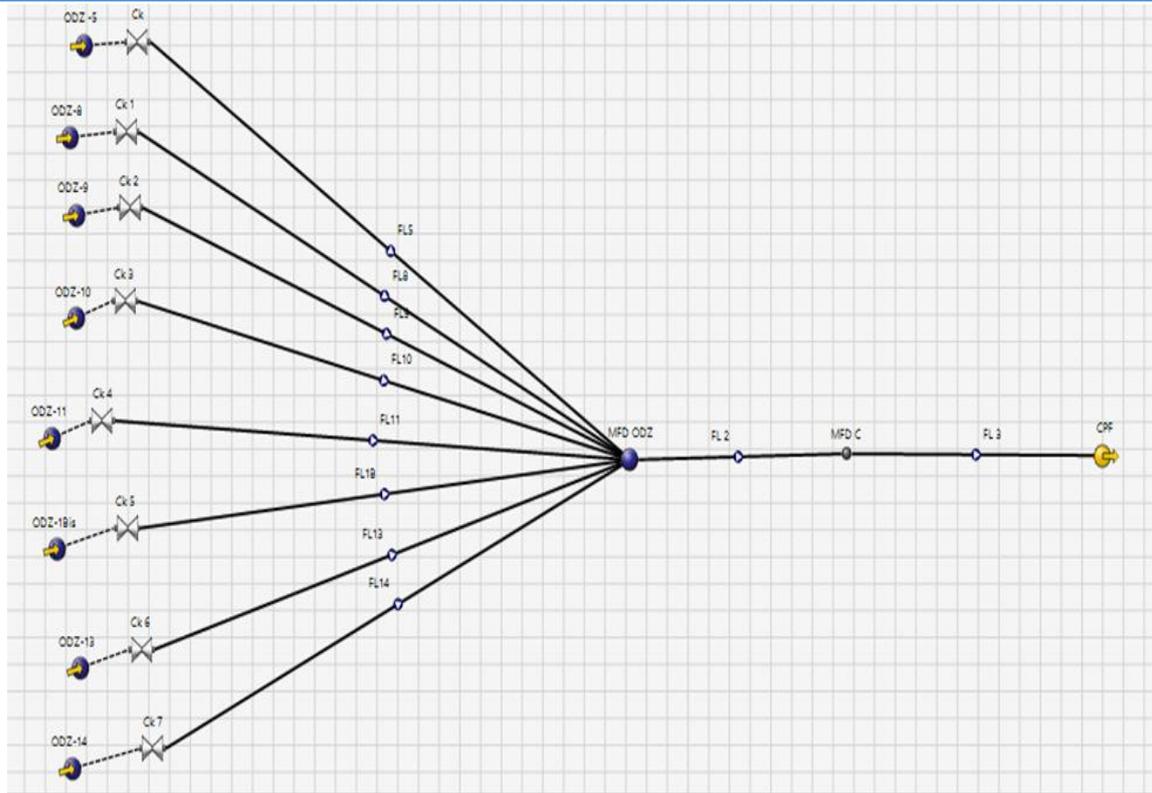


Figure (V.7) : A revoir PipeSim, nous essayons de développer un schéma similaire à la réalité, nous obtenons ce qui suit.

- Après avoir rempli les données complètes, le bouton RUN apparaît, on appuie dessus, le programme commence à simuler et à calculer tout ce qui peut être calculé pour obtenir un résultat montrant les défauts des consultes de collecte étudiés.

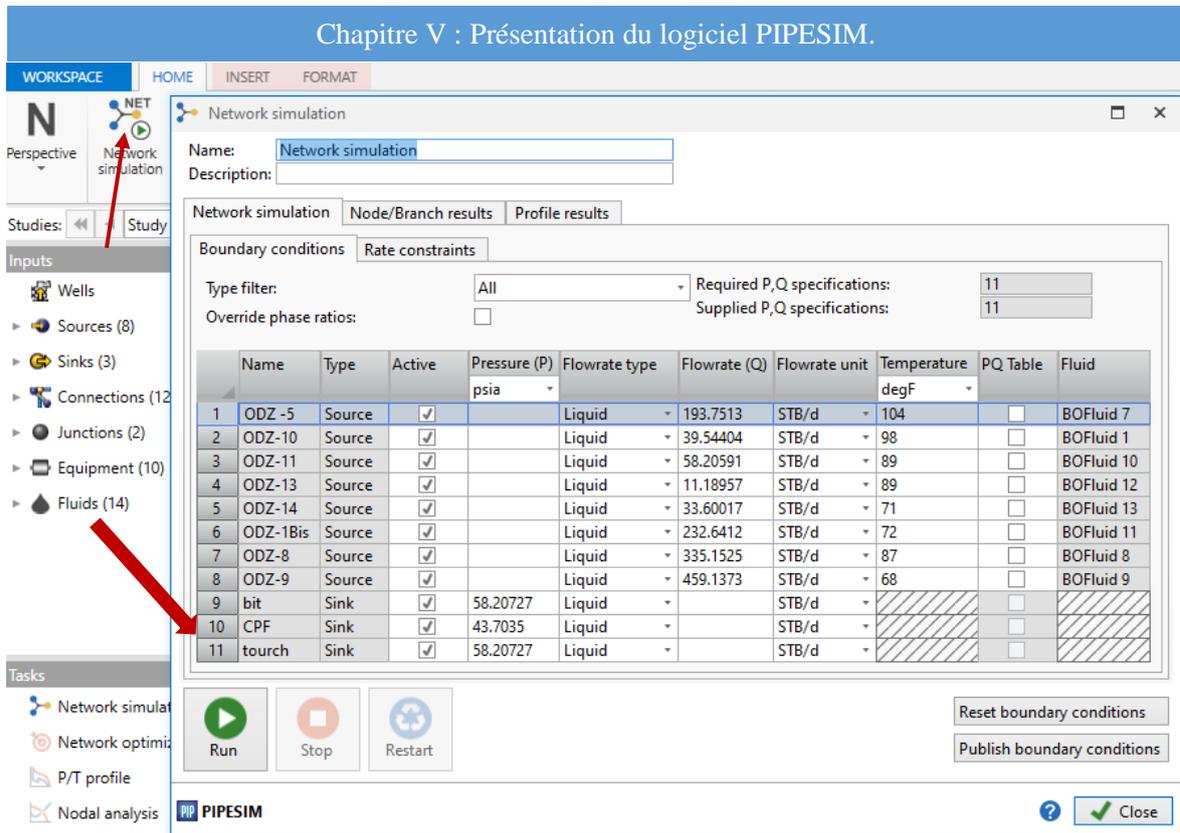


Figure (V.9) : dernière étape consiste à lancer la simulation pour extraire les résultats.

## V.8. Conclusion :

Ce logiciel PipeSim nous permet de simuler les performances de fluides tels que l'huile, l'eau et d'autres gaz, à la fois pendant le transport et au repos, nous permettant d'assurer une sécurité maximale. Cela nous permet également de prédire avec précision les coûts énergétiques ainsi que de calculer les effets que la corrosion que peut avoir sur nos canalisations.

# **CHAPITRE**

## **VI**

**Optimisation du  
réseau de collecte et  
synthèse des résultats**

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

### **VI.1. Introduction :**

L'objectif principal de la modélisation du réseau de collecte d'ODZ est de reproduire un modèle du réseau actuel tel qu'il est dans la réalité pour faire par la suite une analyse détaillée des paramètres de production de chaque ligne de collecte. Cette analyse consiste à localiser les collecteurs surdimensionnés (problèmes de corrosion) ou sous-dimensionnés (problèmes d'érosion + augmentation de la pression au niveau des manifolds) moyennant le logiciel Pipesim2020.

### **Procédure de modélisation :**

Généralement, la modélisation d'un réseau de collecte s'effectue en plusieurs étapes à savoir :

Construction de PFD (Pipe Flow Diagramme) du réseau de collecte.

Collecte des données relatives aux puits ( $Q_h$ ,  $Q_g$ ,  $P_p$ , GOR (gas oil ratio), WC ...etc.).

Collecte des données relatives au fluide (PVT).

Collecte les données relatives aux lignes de collecte et collecteur.

Construction du modèle Pipesim.

Calibration du modèle Pipesim (Choix des corrélations).

Lancement des calculs.

### **VI.2.Objectif :**

Dans notre étude, nous avons simulé le réseau actuel avec une variante du réseau collecteur à partir du réseau actuel, et cela a été fait en ajoutant une unité FPF (séparateur triphasique et pompe ou station de pompage) pour augmenter le rendement.

### **VI.3. Situation actuelle :**

Parmi les huit puits de la chaîne inférieure, le collecteur MFD ODZ est connecté au collecteur principal MFD C à partir d'un trou de 6 pouces de diamètre et le collecteur MFD Ceste connecté au collecteur CPF à partir de trou de 8 pouces de diamètre, comme illustré à la Figure (VI.1).

Tableau (VI.1) : Liaisons individuelles Puits – Manifold.

Puits	Manifold	Longueur(m)	Diamètre
ODZ-1Bis	MFD ODZ	1609.02	4"
ODZ -5		3124.66	4"
ODZ-8		1297.42	4"
ODZ-9		2579.1	4"
ODZ-10		2862.13	4"
ODZ-11		1748.85	4"
ODZ-13		1045.44	4"
ODZ-14		1277.45	4"

Manifold a manifold	Longueur(m)	Diamètre
MFD ODZ - MFD C	15000	6"
MFD C – CPF	27000	8"

### VI.3.a. Plan d'analyse :

L'outil choisi pour ce travail est le logiciel « pipesim » et les étapes à suivre pour L'analyse des données sont :

#### Etape 1 :

- Collecte des données la pression, température, GOR, débit d'huile, débit de gaz (P, T.GOR, Q) .
- Données la longueur et Inside diamètre (L, ID) .

**Etape 2 :** Injection des données dans le Pipesim pour déterminer la perte de charge et la vitesse pour détecter les pipes stables, sous dimensionnée, sur dimensionnée, hold up.

**Etape 3 :** Créé les scénarios pour soulage le réseau.

Tableau (VI.2) : les valeurs de Q, T, GOR de chaque puits après l'optimisation.

Puits	Débit après l'optimisation (m <sup>3</sup> /j)	Température (°c)	GOR sm <sup>3</sup> / sm <sup>3</sup>
ODZ-1Bis	36.98681	22.222	8.410063
ODZ-5	30.80379	40	12.26004
ODZ-8	53.2846	30.55556	55.09937
ODZ-9	72.99743	20	2912.059
ODZ-10	6.263481	36.66667	55.09937
ODZ-11	9.254015	31.66667	2912.059
ODZ-13	1.779068	31.66667	24.37046
ODZ-14	5.341973	21.66667	423.0946

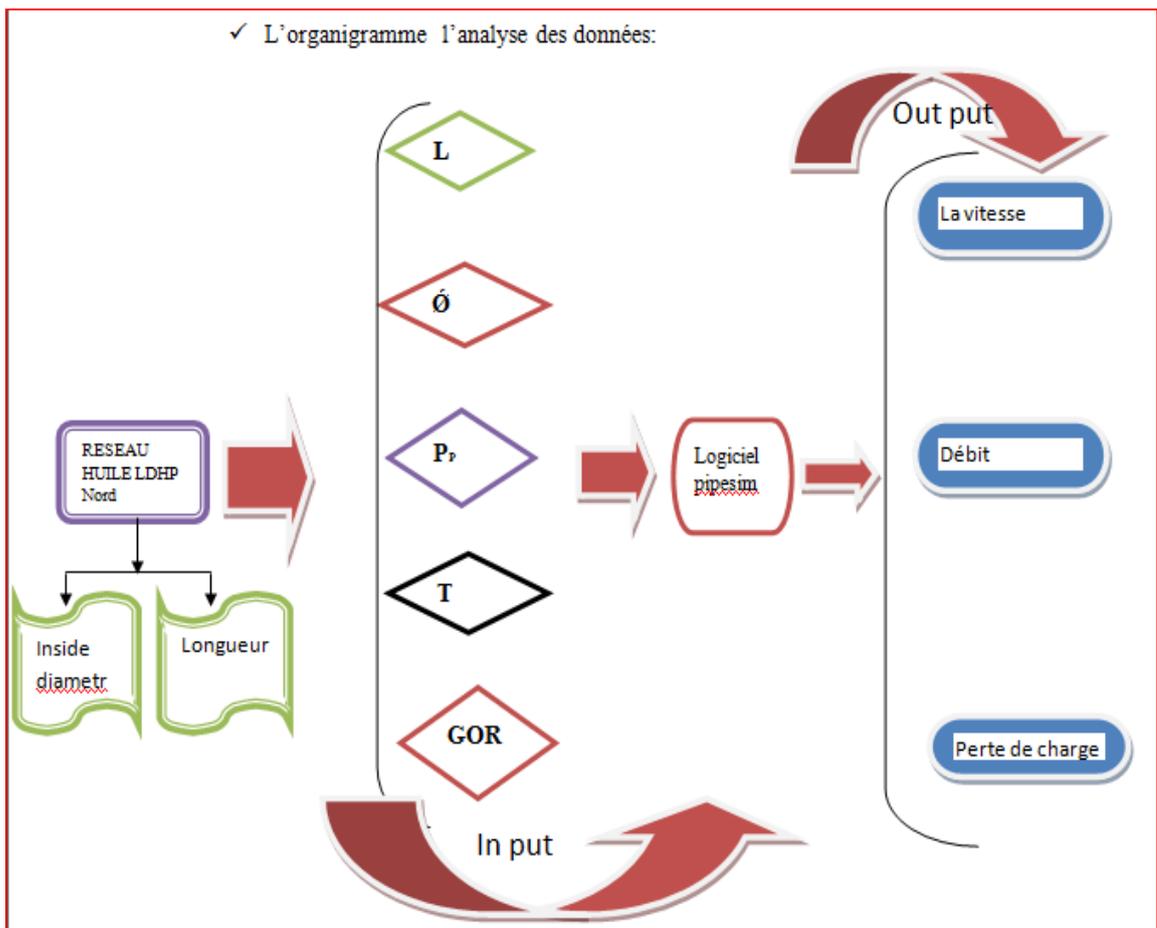


Figure (VI.1) : L'organigramme l'analyse des données.

**VI.3.b. 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 des 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. [39]

**VI.3.c. Analyse de la vitesse du fluide :**

Les pipelines du réseau de collecte comprennent différentes tailles, allant de 4 " à 6" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 6" à 8" 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 ( $1.5 \text{ m/s} < V < 4,7 \text{ m/s}$ ) Éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses ( $< 1.5 \text{ m/s}$ ) Prévenir l'érosion pour les vitesses élevées ( $> 4.7 \text{ m/s}$ ), les analyses de la vitesse du fluide

**VI.4. Optimisation du système de réseau :**

La modélisation de réseau consiste à collecter les données nécessaires pour avoir une conception sur le réseau, puis ajuster ce modèle avec les modèles des puits pour obtenir un scénario d'optimisation de réseau et une conception de raccordement des lignes entre eux. Changement diamètre de pipe pour optimiser les pertes de charge dans les canalisations Selon  $0 \leq \Delta P \leq 1 \text{ bar/km}$  respecter les vitesses minimum et maximum (de 1,5 à 4,7 m/s).

**VI.5. 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 des données insérées.

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

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

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

(VI.1)

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

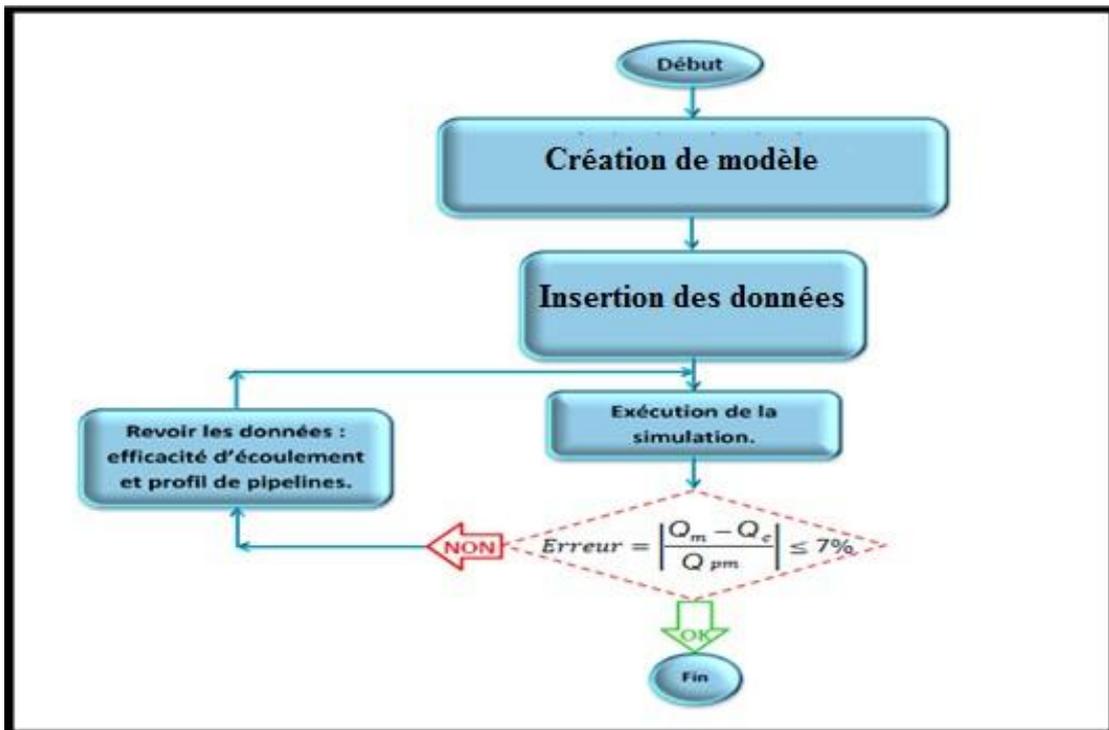


Figure (VI.2) : Algorithme de programme PIPESIM.

## VI.6. Conception du réseau de collecte :

### VI.6.a. Dans notre étude, nous avons simulé le réseau actuel par :

Cette simulation, comme le montre la figure V.1, consiste à connecter tous les puits via des connexions individuelles au collecteur MFD ODZ, puis à connecter le MFD ODZ au MFD C et enfin à connecter le MFD C au centre de traitement principal CPF.

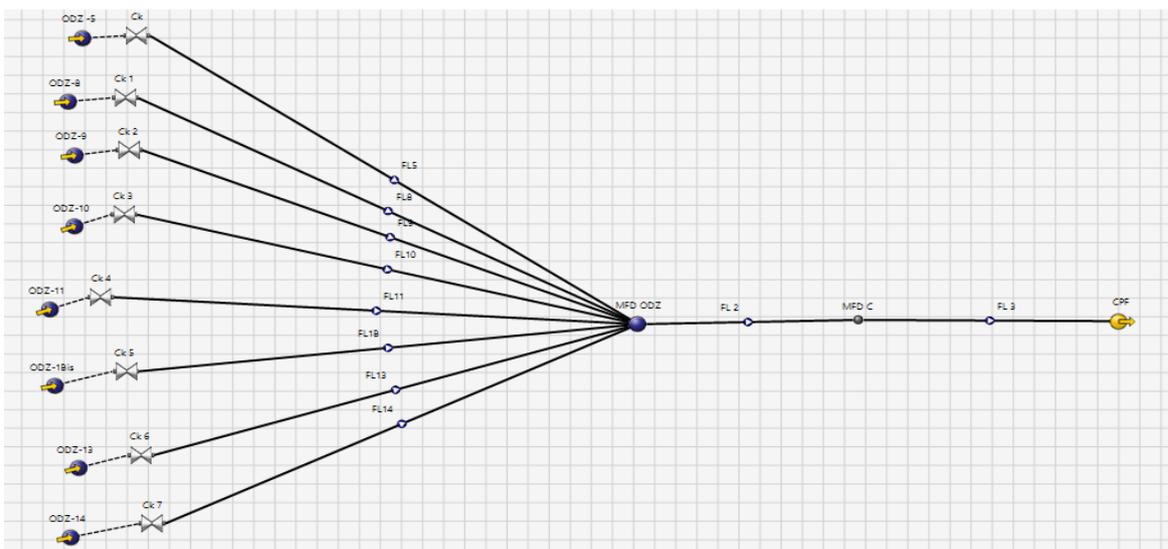


Figure (VI.3): un schéma similaire à la réalité de réseau collecte de champ ODZ.

**VI.6. b. Résultat de modélisation :**

Tableau (VI.3) : Résultats de modélisation.

Nome	Type	Pression (bar <sub>g</sub> )	Température (deg C)	Taux d' liquid sm <sup>3</sup> /d	Taux d' huile sm <sup>3</sup> /d	Taux d' eau sm <sup>3</sup> /d	Taux d' gaz sm <sup>3</sup> /s	GOR sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Wcut %	rapport gaz/pétrole	Situe-conde) sm <sup>3</sup> /d	débit taux d'gaz (in- Situe-conde) sm <sup>3</sup> /d	débit wcut %
<b>Ck</b>	Choke	6.475539	15.55583	1.141369	1.141369	0	0.04043848	3061.135	0		0.005379561	0	
<b>Ck 1</b>	Choke	6.459691	15.55601	0.4263817	0.4263817	0	0.01510662	3061.135	0		0.002013993	0	
<b>Ck 2</b>	Choke	6.499749	15.55646	1.214603	1.214603	0	0.04303314	3061.135	0		0.005705932	0	
<b>Ck 3</b>	Choke	6.479539	15.5562	1.143054	1.143054	0	0.04049819	3061.135	0		0.00538458	0	
<b>Ck 4</b>	Choke	6.486559	44.96453	0.4433091	0.4433091	0	0.01570636	3061.135	0		0.002309559	0	
<b>Ck 5</b>	Choke	7.164608	42.11619	9.691383	9.691383	0	0.3433638	3061.135	0		0.04581044	0	
<b>Ck 6</b>	Choke	6.490645	44.89498	1.217706	1.217706	0	0.0431431	3061.135	0		0.006339078	0	
<b>Ck 7</b>	Choke	6.781577	41.56682	7.193362	7.193362	0	0.2548594	3061.135	0		0.03563571	0	
<b>MFD ODZ</b>	Junction	6.457352	26.73265	18.54576	18.54576	0	0.6570727	3061.135	0		0.09120268	0	
<b>CPF</b>	Sink	0.0002793071	15.55353	14.6024	14.6024	0	0.5173603	3061.135	0		0.5168238	0	
<b>ODZ -5</b>	Source	5.000013	15.47491	1.141369	1.141369	0	0.04043848	3061.135	0		0.006723574	0	

<b>ODZ-10</b>	Source	5.000013	15.47506	1.143054	1.143054	0	0.04049819	3061.135	0	0.006733507	0
<b>ODZ-11</b>	Source	6.999837	45	0.4433091	0.4433091	0	0.01570636	3061.135	0	0.002159725	0
<b>ODZ-13</b>	Source	8.000266	45	1.217706	1.217706	0	0.0431431	3061.135	0	0.005263735	0
<b>ODZ-14</b>	Source	51.99985	45	7.193362	7.193362	0	0.2548594	3061.135	0	0.004813612	0
<b>ODZ-1Bis</b>	Source	45.00029	45	9.691383	9.691383	0	0.3433638	3061.135	0	0.007587039	0
<b>ODZ-8</b>	Source	6.000097	15.53064	0.4263817	0.4263817	0	0.01510662	3061.135	0	0.002148376	0
<b>ODZ-9</b>	Source	4.799996	15.46335	1.214603	1.214603	0	0.04303314	3061.135	0	0.007404694	0

**V.6. c. Courbe des résultats :**

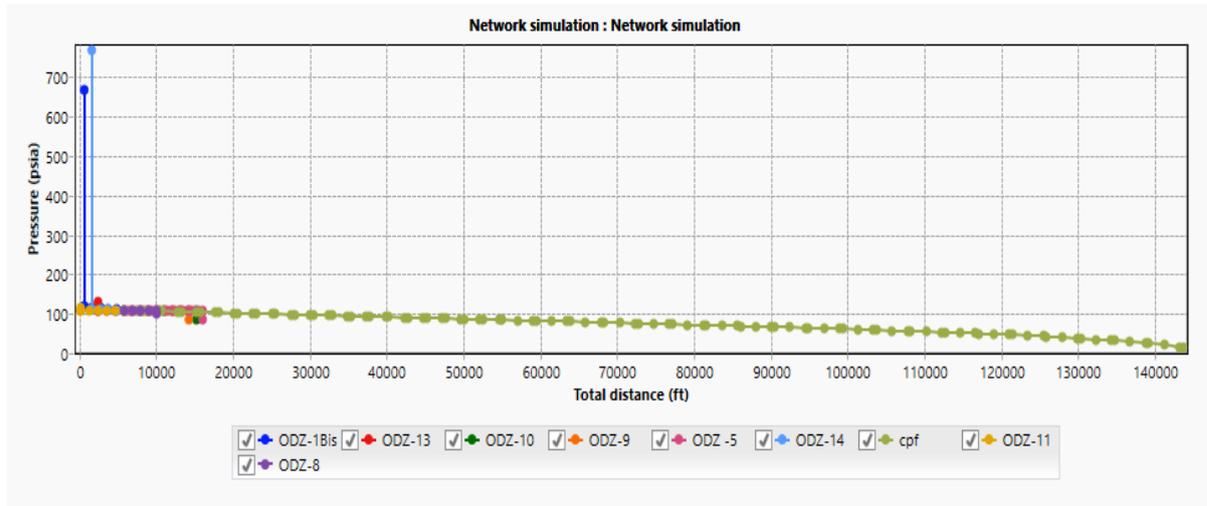


Figure (VI.4) : Énoncé représentant la pression en termes de distance.

**VI.7. Système variante :**

**VI.7.a. Selon cette variante :**

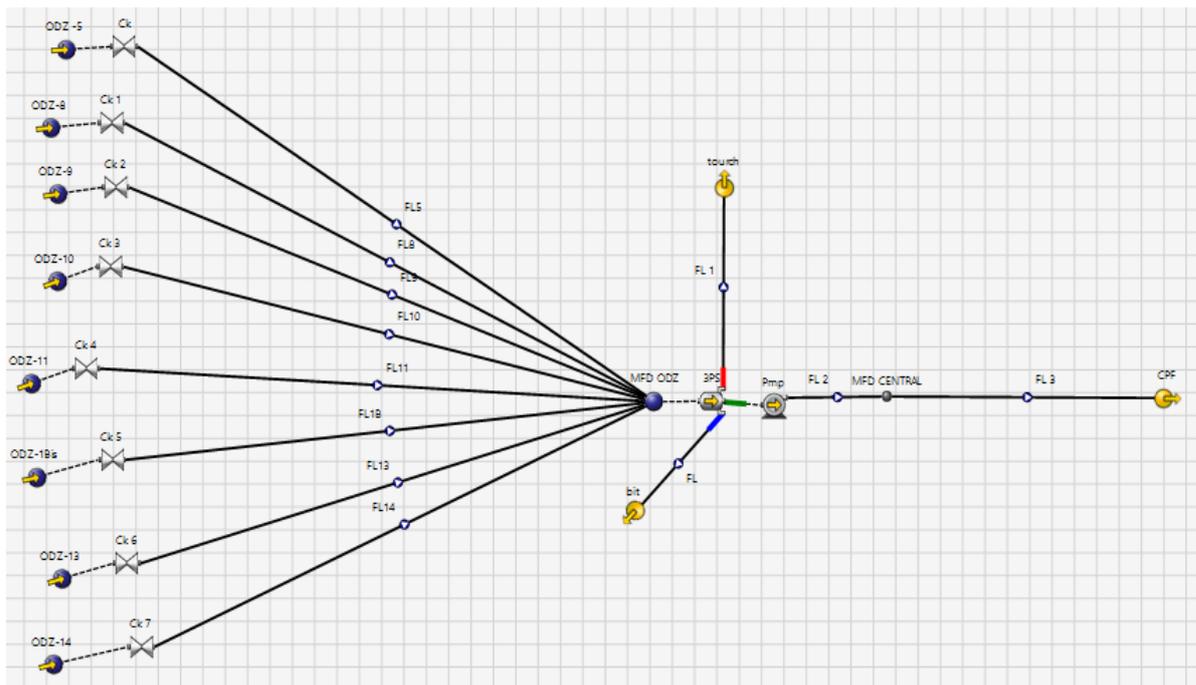


Figure (VI.5) : Système variante proposée pour le réseau de collecte.

VI.7.b. résultat de la modélisation :

Nome	Type	Pression (barg)	Température (deg C)	Taux d' liquid sm <sup>3</sup> /d	Taux d' huile sm <sup>3</sup> /d	Taux d'eau sm <sup>3</sup> /d	Taux d'gaz sm <sup>3</sup> /s	GOR sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Wcut %	débit taux d'gaz (in-Situe-conde) sm <sup>3</sup> /d	débit wcut %
Ck	Choke	28.37187	40.04164	30.80379	30.80379	0	0.004371014	12.26004	0	0	0
Ck 1	Choke	25.7928	30.22611	53.2846	53.2846	0	0.04516284	73.23072	0	0.001233446	0
Ck 2	Choke	25.85559	19.65805	72.99743	72.99743	0	0.0327894	38.80965	0	0.0005496673	0
Ck 3	Choke	28.35672	36.66363	6.286994	6.263481	0.02351336	0.003994373	55.09937	0.374	8.767036E-05	0.3538153

CK 4	Choke	8.817943	27.83805	9.254015	9.254015	0	0.3119009	2912.059	0	0.03279771	0
CK 5	Choke	31.00737	22.23718	36.98681	36.98681	0	0.003600247	8.410063	0	0	0
CK 6	Choke	29.35621	31.66663	1.779068	1.779068	0	0.0005018138	24.37046	0	1.318782E-06	0
CK 7	Choke	17.27588	21.65614	5.341973	5.341973	0	0.02615926	423.0946	0	0.001372731	0
MFD ODZ	Junction	6.000097	18.14368	216.7347	216.7112	0.02351336	0.4284796	170.8294	0.01084891	0.05984683	0.0107294
bit	Sink	2.999981	15.58254	0.02351336	0	0.02351336	0	0	100	0	100
CPF	Sink	7.007155	169.9442	216.7112	216.7112	0	0.01187771	4.735491	0	0.0007016524	0

<b>Tourch</b>	<b>Sink</b>	2.999981	16.44108	0	0	0	0.4166019	1.781269E+30	0.01084891	0.1047006	0
<b>ODZ-5</b>	<b>Source</b>	28.98368	40	30.80379	30.80379	0	0.004371014	12.26004	0	0	0
<b>ODZ-10</b>	<b>Source</b>	28.41422	36.66667	6.286994	6.263481	0.02351336	0.003994373	55.09937	0.374	8.738557E-05	0.3537833
<b>ODZ-11</b>	<b>Source</b>	62.15028	31.66667	9.254015	9.254015	0	0.3119009	2912.059	0	0.00448	0
<b>ODZ-13</b>	<b>Source</b>	29.35679	31.66667	1.779068	1.779068	0	0.0005018138	24.37046	0	1.318462E-06	0
<b>ODZ-14</b>	<b>Source</b>	17.42556	21.66667	5.341973	5.341973	0	0.02615926	423.0946	0	0.001360714	0
<b>ODZ-1Bis</b>	<b>Source</b>	31.23091	22.22222	36.98681	36.98681	0	0.003600247	8.410063	0	0	0

<b>ODZ-8</b>	<b>Source</b>	30.9515	30.55556	53.2846	53.2846	0	0.04516284	73.23072	0	0.0009482245	0
<b>ODZ-9</b>	<b>Source</b>	30.99565	20	72.99743	72.99743	0	0.0327894	38.80965	0	0.0003552283	0
<b>3PS (separator)</b>	<b>Three phase separator</b>	6.000097	18.14368	0	0	0	0.4166019	1.781269E+30	0.01084891	0.05984683	0

Tableau (VI.4) : Résultats de modélisation.

**VI.7.c. Courbe des résultats :**

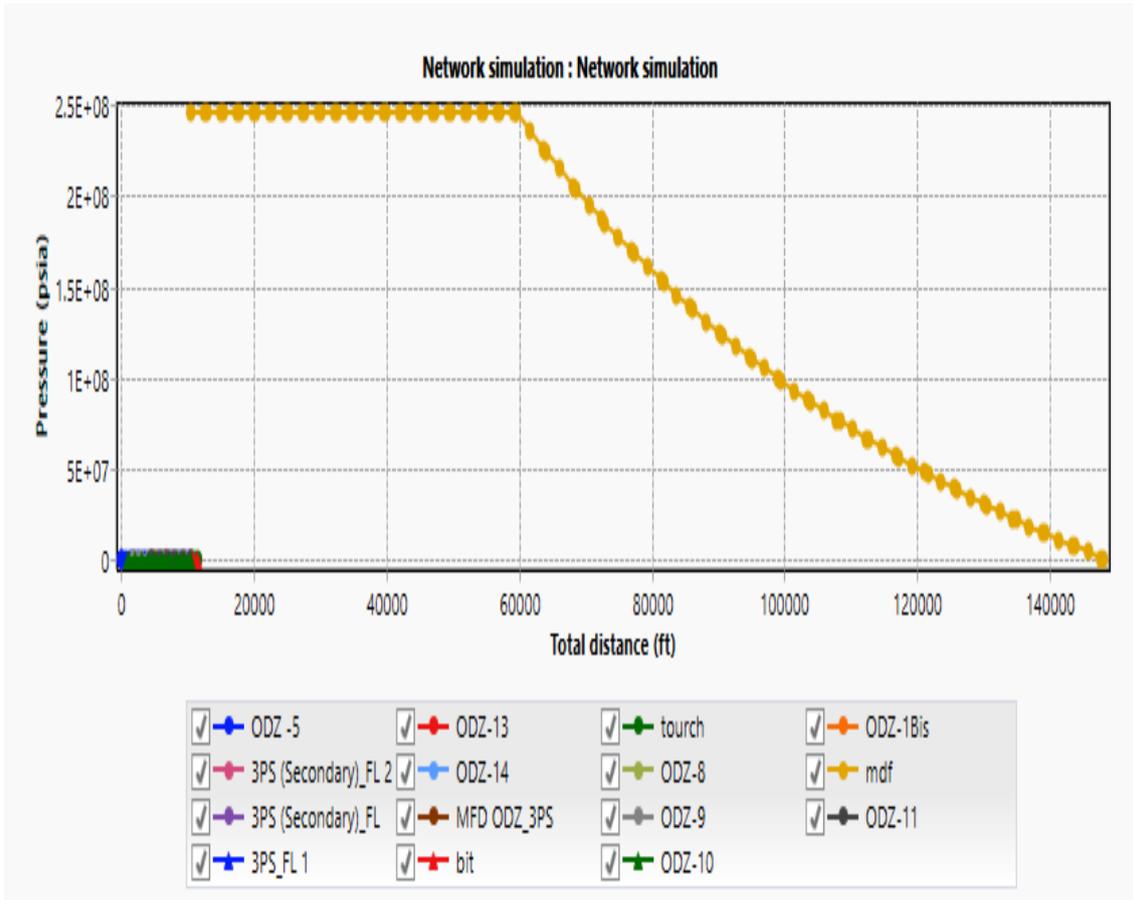


Figure (VI.6) : Énoncé représentant la pression en termes de distance.

Tableau (VI.5) : débit d'huile avant et après l'optimisation.

Puits	Avant l'optimisation		Après l'optimisation	
	Débit (m <sup>3</sup> /j)	Pression (Bars)	Débit (m <sup>3</sup> /j)	Pression (Bars)
<b>MFD ODZ</b>	<b>18.54576</b>	<b>6.457352</b>	<b>216.7112</b>	<b>6.000097</b>
<b>CPF</b>	<b>14.6024</b>	<b>0.0002793071</b>	<b>216.7112</b>	<b>7.007155</b>

**VI.7.d. Comparaison entre les deux variantes :**

Tableau (VI.6) : Comparaison entre les deux variantes.

Débit total d'huile avant l'optimisation (m <sup>3</sup> /j)	Débit total d'huile après l'optimisation (m <sup>3</sup> /j)
14.6024	216.7112

D'après les figures ci-dessus, on peut voir clairement que les deux variantes du réseau de collecte donnent pratiquement le même débit total. Donc, pour décider laquelle de ces deux variantes on choisit, on fait appel à un autre critère qui est le critère technico-économique. D'après ce critère, on choisit la deuxième variante car elle est plus simple et elle comporte moins de matériaux tubulaires donc moins coûteuse.

**VI.8. Résultat de l'optimisation des puits :**

<b>Débit d'huile des puits avant l'optimisation (m<sup>3</sup>/ j)</b>	<b>Débit d'huile des puits après l'optimisation (m<sup>3</sup>/ j)</b>
14.6024	216.7112

**VI.9. Conclusion :**

L'étude comparative a montré que l'EPF a un gain considérable et sa mise en place est avantageuse. (Augmentation du débit de 14.6024 m<sup>3</sup>/d à 216.7112 m<sup>3</sup>/d).

Les résultats obtenus pour l'optimisation de réseau ODZ sont :

- Pression de séparation est entre 6 et 5 bar.
- Changements de diamètre des lignes suivant : Odz 8 - MFD ODZ - ODZ 1Bis - ODZ 9 -MFD.

# **CHAPITRE**

## **VII**

### **Approche technico- économique**

## Chapitre VII : Approche technico- économique.

### VII.1. Introduction :

Pour résoudre un problème technique industriel, un grand nombre de contraintes de différentes natures doivent être prises en compte : techniques, financières, juridiques, humaines...etc.

Dans tous les cas, nous tenons compte des coûts de la solution proposée et du délai de réalisation.

Le rôle de l'ingénieur est d'apporter une réponse quantitative et qualitative à tout problème qui lui est posé. Vu la complexité du problème de la technique industrielle, son art consisterait à :

- Poser les bonnes questions pour mieux les clarifier.
- Choisir un mode de décision qui conduit, selon les règles de l'art, à une solution au moindre coût et dans les délais les plus courts.

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.[1]

### VII.2. couts techniques du projet :

Le coût technique total du projet inclut le CAPEX et l'OPEX : [1]

- ✓ 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 tiennent compte de la perte de production due à la suspension temporaire de quelques puits.

## Chapitre VII : Approche technico - économique.

		Diamètre (in)	Longueur (m)	Prix (fourniture +pose) (\$/m) [37]	Le prix(\$)
<b>FL-01</b>	<b>ODZ-1Bis</b>	4	1609.02	46	74014.92
<b>FL-05</b>	<b>ODZ-5</b>	4	3124.66	46	143734.36
<b>FL-08</b>	<b>ODZ-8</b>	4	1297.42	46	59681.32
<b>FL-09</b>	<b>ODZ-9</b>	4	2579.1	46	118638.60
<b>FL-10</b>	<b>ODZ-10</b>	4	2862.13	46	131657.98
<b>FL-11</b>	<b>ODZ-11</b>	4	1748.85	46	80447.1
<b>FL-13</b>	<b>ODZ-13</b>	4	1045.44	46	48090.24
<b>FL-14</b>	<b>ODZ-14</b>	4	1277.45	46	58762.70
<b>MFD ODZ</b>	<b>Séparateur</b>	6	15000	58	870000
<b>Séparateur</b>	<b>CPF</b>	8	27000	67	1809000
<b>Le cout total</b>					3394027.22

### 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 877070,21 DA

La pompe : 5673.6 \$USA826342, 82 DA

Tableau (VII.2) : Le prix des équipements

Les équipements	Prix (DA/jour)	Prix (\$/jour)
<b>Le cout total de l'unité de Séparateur + pompe</b>	1703413.03	11695.49

D'après les tableaux (VII.1) et (VII.2), on peut voir que l'investissement total dans les pipelines est estimé à 3,39 millions de dollars, plus 1 695,49 \$ par jour pour mettre en œuvre le projet.

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

Le prix de location d'une installation FPF avec toutes les options (séparé, installé, pompe, pression) est de 11 695,49 \$ par jour. Ce montant comprend tous les coûts nécessaires à la mise en œuvre de ce projet. Sur la base des gains de production calculés dans l'option du chapitre VI ou la deuxième variable, nous effectuons une sensibilité sur les gains de prix du pétrole brut.

Tableau (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)
9,029	216.7112	1363.073	140,00	190830.22	13,81
9,029	216.7112	1363.073	124,00	169021.052	17,49
9,029	216.7112	1363.073	100,00	136307.3	23,02
9,029	216.7112	1363.073	90,00	122676.57	25,57

D'après les résultats présentés dans le tableau (VII.2), on constate que la baisse du prix du pétrole brut affecte directement le délai de paiement :

La période de rétablissement ne devrait être que de 13 jours pour le cas estimé le plus probable (prix actuel du pétrole brut).

Cette période devrait être d'environ 25 jours pour le cas pessimiste estimé.

En général, le délai de remboursement de 17 jours est une estimation moyenne et pour le gain de production indiqué dans le tableau (VII.3), le délai de paiement est très court, ce qui est normal au regard du montant de l'investissement (3,39 millions de dollars) des instruments et l'investissement quotidien s'élève à 695,49 11 dollars pour augmenter la production. [1]

### Conclusion générale :

L'objectif de ce travail était la prise en charge du rajout de huit puits et leur raccordement avec des unités de surface. Ainsi, on a commencé par comprendre le fonctionnement du réseau de collecte avec la possibilité d'utiliser une installation de séparation avec unité de pompage (FPF) dans le champ d'Oued Zine (ODZ).

Une analyse comparative basée sur des critères d'évaluation qualitatifs entre le réseau actuel et ceux des scénarios proposés a montré des écarts de production, ce qui nous permis de penser à propositions techniques pour améliorer le système et obtenir des gains.

En effet, un scénario a été proposé, une séparation décentralisée au champ ainsi qu'une unité de pompage FPF au centre MFD ODZ du réseau de collecte.

Pour y parvenir, nous avons modélisé le réseau existant et proposé d'utiliser PipeSim, qui est devenu un outil incontournable pour résoudre les problèmes de communication entre les puits et les installations de surface à travers les réseaux de collecte.

Notre but est obtenu puisqu'on a revu les différents facteurs pouvant affecter la performance d'EPF et de l'ensemble de la production. Ils comprennent notamment les points d'amélioration du système appliqué (grille, tuyau, séparateur). Ainsi, nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

- ❖ La première partie (l'étude comparative)
  - Le débit reste proche d'une valeur moyenne environ de 14.6024 m<sup>3</sup>/j, tandis qu'avant l'installation de l'EPF, le débit d'ensemble des puits était dans la moyenne de 216.7112 m<sup>3</sup>/j (il y'a un gain notable).
  - Malgré l'existence d'EPF il y'a des réductions de production dans certains points, dans le champ qui reste à optimiser.
- ❖ La deuxième partie (l'optimisation de réseau)
  - Des changements de diamètre des conduites pour réduire les pertes de charge additionnelles.
  - La dénivellation des conduites fait apparaitre le problème du hold up qui peut entrainer un freinage dans la production.
  - Les acheminements des puits influent sur la production, alors, en les modifiant on a vécu des variations de débit de production.
  - La diminution de la pression de séparation au niveau d'EPF provoque une augmentation de la production.

- La pression de séparation optimale est en fonction des différents paramètres tels que la vitesse des fluides et le volume de séparateur.

Enfin, le montant du profit quotidien de la vente de pétrole au quotidien couvre mal les coûts de forage et d'équipage, nous devons donc améliorer les pipelines de transmission pour devenir efficaces.

### **Recommandations :**

Selon nos observations sur site nous avons pu proposer ce qui suit ;

- Modifier le diamètre de la canalisation pour le ballast ODZ-11 de 4" à 6".
- Commencer un levé topographique pour vérifier le changement d'élévation.
- Vérifier périodiquement l'épaisseur de la paroi des conduites.
- Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les collecteurs.
- Installer l'installation testée au sixième chapitre (pompe, filtre, incinérateur, cuve...)

## Référence bibliographies :

- [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 Boumerdes.
- [2] : <https://www.britannica.com/technology/pipeline-technology>.
- [3] : J. Leng et Y. Liu, (2002) l'optimisation de la topologie du pétrole et du gaz réseau de collecte et de transport basé sur le neurone network technique, daqing petroleum institute .
- [4] : J. Dim et Y. Liu the layout optimal design of annular oil & réseau de canalisations de collecte et de transport de gaz ,daqing institut du pétrole.
- [5] : H. Yang, (2010) optimal layout of oil-gas gathering and transportation réseau de pipelines compte tenu des dépenses d'exploitation, dalian université de technologie.
- [6] : S.K. Hang, la génération de l'arbre minimal avec un steiner topologie, journal de l'association de l'informatique machines.
- [7]: T.F. Edgar et D.M. Himmelblau et T.C. Bickel (1978), optimal design of gas réseaux de transmission. Society of petroleum engineering journal.
- [8] : L.J. Murphy et A.R. Simposon (1992), algorithmes génétiques en pipeline optimisation du réseau, department of civil and environment engineering.
- [9] : A.R. Simposon, L.J. Murphy, et G.C. Dandy (1993), pipe optimization using genetic algorithms. conf of waterres. planification et manag.
- [10] : E.T.S. Chan, et S.H. Chung (2004), optimisation génétique multicritères pour les problèmes de réseau de distribution. Revue internationale de technologie de fabrication avancée,
- [11] : Li.S. Zhang et R. Meng (1998), pipeline layout optimization of large gasfield gathering, planification et conception pétrolières.
- [12] : I. Bessahraoui, et I. Nedjar, et A. Malki (2020). Optimisation de réseau de collecte champ htf au niveau du mfd htf m2 par la mise en place d'un system de production cpf, université Kasdi-Merbah Ouargla.
- [13] : S. Bardi, et A. Oubira (2019), Modélisation et optimisation du réseau de collecte du champ sud de Hassi Messaoud « cas du satellite E2A » d'université Kasdi-Merbah Ouargla, faculté.
- [14] : A. Ghamartale, et R. Saboori, et R. Sabbaghi (2015), The effect of micro/nanoparticles on pressure drop in oil pipeline Shiraz University.
- [15] : S.D. Emarov , et V.U. Mayya , et A.M. Kunakova , et F.G. Usmanova . Simulate flow and select a pressure reduction method using pipesim software in an oil recovery system. Russia I tom university, Russia.
- [16]. F. Oleksander, et M. Victor, et M. Bratakh, et M. Savchuk et S. Tarwat (2018), efficiency evaluation of implementation of optimization methods of operation modes of the

## Référence bibliographies

"plast - gas pipeline" system by the methods of mathematical modeling. «Eureka : physics and engineering».

- [17] : A. Belalit, et A. Benachour (2018). Optimisation de réseau de collecte ldhp z-cina champs hmd université Kasdi-Merbah Ouargla.
- [18] : O.Romerom (2015). Influence of heat transfer on two-phase flow behavior in onshore oil pipelines, ingeniería e investigación vol.
- [19] : O.J. Romero, I.B. Pereira et H.C. Saad (2015), ; escoamento bifásico óleo-água em dutos terrestres. universidade federal do espírito santo – ufes.
- [20] : LI. Fangfang, et Q. liu, et X. Guo, et J. Xiao (2015) ; a survey of optimization method for oil-gas pipeline network layout. University fushun, china,
- [21] : A H Alpandi, et A H Mazeli, et A Sidek, et H.Husin, et R.Junin et M.Z.Jaafar (2021) ; flow pattern, pressure drop and inclination analysis on liquid-liquid two phase flow of waxy crude oil in pipelines using pipesim, university teknologi petronas Malaysia.
- [22] : [Http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/3809/1/msgm3.pdf](http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/3809/1/msgm3.pdf).
- [23] : [Https://dspace.univ-guelma.dz/jspui/bitstream/123456789/349/1/mémoire%20de%20magister\\_issasfa%2012%20sep%202010.pdf](https://dspace.univ-guelma.dz/jspui/bitstream/123456789/349/1/mémoire%20de%20magister_issasfa%2012%20sep%202010.pdf).
- [24] : J. Vercuil (2005), «politique et géopolitique du pétrole russe» et «les hydrocarbures en russie, entre promesses et blocages».
- [25] : H. Pierre, capitaine au long cours, directeur général de la société maritime british petroleum. georges wessels : ancien président de la compagnie nationale de navigation.
- [26]. B. Khaled, et M. Farouq(2017), 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.
- [27]. Z. Kamel (2002) Mémoire de projet d'induction : étude d'installation d'une unité de pompe à W2A.
- [28]. Sonatrach extraction des liquides des gaz associés Hassi Messaoud et séparation d'huile rapport hydraulique en régime permanent pour les canalisations, (2009) saipem contracting Algérie.
- [29]. A. Houpeurt, cours production, mailhe, collecte, traitement, stockage.
- [30]. S. Khaled, et A. Bougesba (2012), mémoire fin d'étude master : réseau collecte et installation séparateur et unité pompage de niveau manifold.
- [31]. B. Khaled, et M. Farouq, Mémoire fin d'étude master : 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
- [32]. Baker, (1954) designing for simultaneous flow of oil and gas. Oil and gas.

[33] : Zaidi Naceur, mémoire de projet d'indication, étude bilan matière comparative entre EP/EXP de champ sud.

[34]: Production optimization using nodal analysis, (1999) beggs, h. d, edition ogci.

[35]: The technology of artificial lift methods, (1977) kermit brown, pennwellbooks publishing company.

[36] : Le puits active par gaz lift (2007) total.

[37] : La direction d'exploitation Touat Adrar.

[38] : <https://www.slb.com>

[39] : API gaz lift manuel book 6 of the vocational training series third edition, (1994).

**Annexe : exemple : descriptif du puits ODZ 10 :**

Tableau (VIII.1) : Well test de puit ODZ-10.

DIRECTION  WL / WT		COMPAGNIE : Sonatrach		PUITS : ODZ 10			Calcul DES Débits de Liquide							
		CHAMP : ODZ		Reported by : BOUSBIA SALAH H										
		PAYS : Algerie		Type De Test : Jaugeage										
Date: 22-08-2020		CONDITIONS DE BASE: 14,75 PSI A 60°F						Separateur:442						
ETALONNAGE DES COMPTEURS D'HUILES				RETRAIT DE L'HUILE			DENSITE DE L'HUILE							
				VOLUME DU COMPTEUR		CC	COULEUR:							
COMPTeur APRES				HEURES	TEMP.	RECUP	%	OBSER	TEMP	corrigee	groupe			
BARRELS					°F	CC	RECP	°API	°F		2			
TEST TANKS AVANT								47.8	93.2	0.789				
TEST TANKS APRES														
BARRELS														
FACTEUR:														
TEMPS		DUSE		SEPARATEUR						STOCK TANK				
DATE	TEMPS	PRESS tete	PRESS Ligne	TEMP. sep °F	BAC			FACTOR	FACTOR	VCF	DENSITE	BS	DEBIT	DEBIT
ET	CUMULE				INITIAL	INITIAL	RECUP	DE	DE		HUILE	&w	HUILE	HUILE
HEURES	HEURE				BAC 1	BAC 2	CM	TEMP.	bac		FACTOR	API/60°F	%	M3/H
PASSAGE SUR SEPARATEUR:				7:00										
DEBUT COMPTAGE:				7:45										
FIN DE TEST:				13:45										
					65.0									
8:45	1	160.3	/	85	67.0	/	2.0	0.9877	0.200		0.802		0.395	9.48
9:45	2	118.2	/	90	68.0	/	1.0	0.9847	0.200		0.802		0.197	4.73
10:45	3	97.0	/	96	68.5	/	0.5	0.9818	0.200		0.802		0.098	2.36
11:45	4	152.2	/	100	69.5	/	1.0	0.9798	0.200		0.802		0.196	4.70
12:45	5	136.1	/	101	71.0	/	1.5	0.9793	0.200		0.802		0.294	7.05
13:45	6	141.7	/	101	73.0	/	2.0	0.9792	0.200		0.802		0.392	9.40
											<b>DEBIT HUILE MOYEN</b>		<b>0.262</b>	<b>6.29</b>

Tableau (VIII.2) : Test jaugeage de puit ODZ-10.

<b>DIRECTION W.L / W.T</b>			
Champ:	ODZ		
PUTS :	ODZ 10		
Type De Test :	Jaugeage		
<b>RESULTATS PRINCIPAUX</b>			
Date :			22-08-2020
Duse :			Sans duse
Pression Tete : (psi)			134.3
Pression Ligne : (psi)			70.9
Debit GAZ (M3/J)			96
Debit GAZ (M3/h)			4
Pression de separation (PSI)			45.9
Diametre de Systeme en pouce			2.900
Diametre d'orifice en pouce			0.250
Debit Huile (M3/J)			6.287
Debit Huile (M3/h)			0.262
Densite GAZ : (air = 1)			1.010
Densite huile : Sp.gr/ 15°C			0.802
G . O . R formation :(M3/M3)			15.33
volume EAU (m3/j)			1.60
Salinity eau %			9.40
BSW ( eau ) %			0.50
BSW ( Sidément ) %			0.00
W CUT %			0.00
Observation	Du 07h45 Au 13h45 , nous avons calculé 400 Litres d'eau		
*results are the average records at the end of each period *standards conditions 14.73 psi and 60oF			





Figure (VIII.1) : Tête de puit.

Figure (VIII.2) : Manifold ODZ.



Figure (VIII.3) : Les pipelines a l'entré de manifold.



Figure (VIII.4) : Les vannes manuelles.



Figure (VIII.5) : Manifold centrale.

**ملخص:**

يهدف عملنا إلى دراسة وإمكانية تحسين الإنتاجية في حقل واد الزين من خلال وضع وحدة فصل ووحدة ضخ (FPF)، هذا العمل يعتمد على معطيات شبكة التجميع واحتياجات وحدة الضخ التي نريد اضافتها.

ومن ثم نقوم بنمذجة ما لدينا وكذا تحسين الإنتاجية لشبكة التجميع باستخدام برنامج PIPESIM. وقد كانت النتيجة ايجابية من ناحية زيادة تدفق البترول من 14.6024 (m<sup>3</sup>/j) الى 216.7112 (m<sup>3</sup>/j) وارباح قدرت ب 494331150 (DA) لليوم الواحد. **كلمات مفتاحية:** برنامج PipeSim، شبكة، نمذجة، تحسين، مجمع الصمامات، التدفق.

**Résumé :**

Notre travail vise à étudier et la possibilité d'améliorer la productivité dans le champ Oued El-Zein par la mise en place d'une unité de séparation et d'une unité de pompage (FPF), ce travail dépend des données du réseau de collecte et des besoins de l'unité de pompage qui Nous voulons l'ajouter.

Ensuite, nous modélisons ce que nous avons et améliorons le débit du réseau d'agrégation à l'aide du logiciel PIPESIM.

Le résultat a été positif en termes d'augmentation du débit de pétrole de 14,6024 (m<sup>3</sup>/j) à 216,7112(m<sup>3</sup>/j) et les bénéfices étaient estimés à 494331150 (DA) par jour.

**Mots-clés :** programme PipeSim, réseau, modélisation, optimisation, mfd.

**Abstract:**

Our work aims to study and the possibility of improving productivity in the Oued El-Zein field by setting up a separation unit and a pumping unit (FPF), this work depends on the data of the collection network and the needs of the pumping unit that we want to add it.

Then we model what we have and improve the throughput of the aggregation network using PIPESIM software.

The result was positive in terms of increasing the flow of oil from 14.6024 (m<sup>3</sup>/j) to 216.7112(m<sup>3</sup>/j), and profits were estimated at 494331150 (DA) per day.

**Keywords:** PipeSim program, network, modeling, optimization, mfd.