

N° Série : .../2024 Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

SAHRAOUI Hadjar, MILOUD ABID Maissa, ACHOUR Abd El Raouf

-THEME-

**ETUDE ET DEVELOPEMENT DE RACCORDEMENT DES
PUITS DE CHAMP NEZLA NORD AU NIVEAU DE LA
REGION DE GASSI-TOUIL (simulation par le logiciel PIPSIM)**

Soutenue le : 09/ 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mme. MAHDADI Naouia	(MAA)	Univ.Ouargla
Examineur : Mr. MILOUDI Mustapha	(MAA)	Univ.Ouargla
Rapporteur : Mr. ZERROUKI Ali	(MCA)	Univ.Ouargla
Co – Encadrant : Mr. ATLILI Elhadi	(MCA)	Univ.Ouargla

Année universitaire :

2023/2024



Remerciements

Nous remercions tout d'abord dieu le tout puissant qui nous à éclairer le bon chemin.

*Nous tenons à exprimer nos profonds remerciements à **Mr.ATLILI Elhadi et Mr. ZERROUKI Ali**, qui nous a fourni le sujet de ce mémoire et nous a guidés de ses précieux conseils, pour leurs confiances et disponibilité constante tout au long de ce travail.*

*Nos remerciements le plus sincères vont a : **Mr.DAHEM Mohamed lamine** ingénieur réservoir à GASSI Touil pour tous ses efforts, sa riche formation et le partage de sa carrière professionnelle.*

*Nos remerciements vont également à **Mr A. ABBOU, Mr I. HATHET, Mr A. BEN CHAABEN, Mrs A. TOUAM, Mr A.BOUGOUFA** pour ses informations académiques et professionnelles ses aides durant la préparation de ce mémoire et Pour leurs efforts et le partage de leurs expériences.*

Nos vifs remerciements s'adresse à tous nos professeurs d'UNIVERSITE KASDI MARBAH et tous les enseignements de la filière hydrocarbures.

Enfin nous remercions tous ce qui contribuer de près ou de loin à la réalisation de ce Modeste travail

Raouf, Maissa et Hadjar



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail ;

A mon très cher papa qui m'a tout donné, sans rien en retour, pour l'éducation qu'il m'a prodigué ; avec tous les moyens, pour son amour paternel, son soutien inconditionnel tout au long de mes études, et pour la confiance qu'il m'a toujours témoignée.

A ma très chère mère pour ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie jeunesse sacrifiée pour me permettre d'être parmi les meilleurs, ma chère mère qui m'a encouragé et soutenu dans mes moments les plus difficiles.

A mes chères sœur ; Manel et Fatna pour leurs encouragements permanents au long de mon parcours universitaire

A ma binôme et ma sœur Maissa qui d'être toujours là pour moi, dans les bons comme dans les mauvais moments. Et pour tous ces encouragement pour réaliser ce projet et pour tout sa famille spécialement Habouba et Rachid

A mes chers petits frères ; Mohamed et Mnaouer, mes neveux pour toute l'ambiance dont vous m'avez entourée.

A mes chère Rachida, Chaimaa, Narimen, Noor, Loubna, Ibrahim, Raouf pour leur encouragement dans mes moments les plus difficiles et tous les souvenirs qu'on a partagés, les meilleurs et les plus agréables.

A toute ma famille sans exception.

A toute personne m'ayant aidé de près ou de loin et à tous ceux qui m'ont encouragé dans ma vie.

Hadjar



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail ;

A ma plus chère maman Mme.Djamila Benmansour l'héroïne

De ma vie, aucune dédicace ne serait exprimé l'amour l'estime et le

Respect que j'ai eu pour vous je tiens à honorer la femme que vous êtes.

*A mon chère Rachid le père, le frère, et l'ami qui n'a pas hésité de me donner tous ce que je veux et
ressens besoin.*

A ma chère Habouba la copine de cœur, pour son soutien morale et son amour.

*A mes adorables sœurs Hind, Meriem, Nour, Nadaa et Imene et à mes frères Nadjib et Abd Samie les
flammes de mon cœur que dieu les protège*

A mes oncles et mes tantes pour tous le soutien et pour l'amour qu'ils ma réservent

*A mes chères amis : Rachida, Narimane, Chaima, Loubna, Nour et Ibrahim pour nos souvenirs
inoubliables.*

A Mon binôme Achour Abdrraouf pour l'ambiance et l'aide qu'il m'a accordé pour réaliser ce travail.

*Spécialement à ma binôme et ma sœur je te dire merci pour chaque seconde on a passé ensemble
« Hadjar SAHRAOUI » et a toute sa famille.*

Et à toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

Maissa



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail ;

À Allah de m'avoir donné la patience et le courage durant ces années d'études et de m'avoir accordé tout ce que j'ai, notamment la chance d'avoir mes proches autour de moi, aujourd'hui.

Pour la bougie qui s'est brûlée pour éclairer mon chemin, pour celle qui était et qui restera toujours les piliers primordiaux de ma vie

Ma mère Khadidja

Pour ce lui a sacrifié trop de choses dans sa vie pour me voir ce que je suis aujourd'hui

Mon père Belkacem

Pour mon frère Chouki et ma sœur Amel, j'espère que nous resterons unis à jamais et surtout Pour la fleur de notre jardin Ouness

À vous, Maissa et Hajer mes collègues qui ont sacrifié leur temps pour accomplir ce modeste travail.

Merci pour votre aide, votre soutien, votre ambiance et vos fous rires.

Pour tous mes amis : Sif Eddine, Mouiz , Hemzaa , Oussama , Ferradi , Ahmed , Akram ,Moubarek, Kimouu , Yahia qui m'ont aidé à supporter la souffrance de la résidence par la création de bon moments inoubliables et mémorables.

Mes tantes, mes oncles, et toute ma grande famille.

Raouf

Résumé

L'étude du réservoir depuis la découverte d'une couche productive, vise à établir un projet de développement qui cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures au sein de la couche productive et dans le cadre d'une politique économique donnée.

Actuellement, Nezla Nord se présente comme un champ intéressant à ré exploité vu la quantité importante des réserves restantes en place, malgré sa fermeture en 1982 suite aux nombreux problèmes qui ont intervenu à cause de la mal exploitation à l'époque et au non rentabilité

On s'est intéressé dans ce mémoire à étudier la possibilité et la rentabilité de reprise de champ de Nezla nord, par l'étude de la performance du système. L'objectif principal de cette étude est d'optimiser et simuler par le logiciel PIPESIM un système de raccordements de quatre (4) puits de ce champs, en minimisant d'une part, les pertes de charge par l'utilisation de la technique de l'analyse nodale et d'autre part en étudiant la possibilité de reprise des deux réservoirs d'huiles de gisement de NZN par une étude technico-économique.

Mot clés : Nezla Nord, optimisation, simulation, raccordements, PIPESIM, analyse nodal, perte de charge, étude technico-économique.

Abstract

Since the discovery of a productive layer the study of the reservoir, aims to establish a development project, which will seek to optimize the recovery of hydrocarbons within the productive layer and within the framework of a given economic policy.

At present, Nezla Nord is an interesting field to re-exploit because the large quantity of reserves remaining in place, despite its closure in 1982 following the numerous problems that arose due to poor exploitation at the time and the lack of profitability.

This dissertation investigates the feasibility and profitability of reclaiming the Nezla North field, by studying the system's performance. The main objective of this study is to optimize and simulate, using PIPESIM software, a system of connections for four (4) wells in this field, minimizing losses by using the nodal analysis technique, and studying the possibility of reclaiming the two reservoirs of oil from the NZN field by means of a technico-economic study.

Key words: Nezla Nord, optimization, simulation, connections, PIPESIM, nodal analysis, load loss, technical and economic study

ملخص

تهدف دراسة المكامن منذ اكتشاف الطبقة الإنتاجية إلى وضع مشروع تطوير يهدف إلى تحقيق الاستخلاص الأمثل للمواد الهيدروكربونية داخل الطبقة الإنتاجية وفي إطار سياسة اقتصادية معينة.

يعتبر حقل نزلة الشمالي حقلًا مثيّرًا للاهتمام لإعادة استغلاله نظرًا للكمية الكبيرة من الاحتياطيات المتبقية فيه، بالرغم من إغلاقه في عام 1982 بعد المشاكل العديدة التي نشأت فيه بسبب سوء الاستغلال في ذلك الوقت وانعدام الربح.

تبحث هذه الأطروحة في جدوى وربحية استرجاع حقل النزلة الشمالي من خلال دراسة أداء النظام. الهدف الرئيسي من هذه هو تحسين ومحاكاة نظام التوصيلات لأربعة (4) آبار في هذا الحقل باستخدام برنامج الباييسيم، وتقليل انخفاض الضغط باستخدام تقنية التحليل العقدي، وإجراء دراسة فنية واقتصادية لإمكانية استرداد كميات النفط من حقل نزلة الشمال.

الكلمات المفتاحية: التحسين الأمثل، المحاكاة، التوصيلات، التحليل العقدي، انخفاض لضغط، دراسة فنية واقتصادية

PIPESIM، Nezla Nord

Table des matières

Remerciement I

Dédicas II

Résumé III

Liste des figures IV

Liste des tableaux XI

Symboles – notions – abréviations XII

Introduction général1

Chapitre I : Ecoulements dans les conduites

I.1 Introduction3

I.2 Equations de base4

I.2.1 Equation générale de l'énergie4

I.2.2 Cas d'un écoulement monophasique7

I.2.3 Cas d'un écoulement diphasique8

I.2.3.1 Les variables d'un écoulement diphasique8

I.3 Régimes d'écoulement diphasique11

I.3.1 Ecoulement vertical (dans le tubing)12

I.3.1.1 Ecoulement à bulles (Bubble flow)12

I.3.1.2 Ecoulement à poches de gaz ou à bouchons de liquide (Slug flow)12

I.3.1.3 Ecoulement transitoire (Transition flow)12

I.3.1.4 Ecoulement annulaire (Annular flow)12

I.3.2 Ecoulement horizontal (dans les pipelines)13

I.3.2.1 Ecoulement en bulles (Bubble flow)13

I.3.2.2 Ecoulement en bouchons (Plug flow)13

I.3.2.3 Ecoulement stratifié (Stratified flow)13

I.3.2.4 Ecoulement en vagues (Wavy flow)13

I.3.2.5 Ecoulement en vagues moutonnantes (Slug flow)	13
I.3.2.6 Ecoulement annulaire (Annular flow)	14

Chapitre II : Analyse Nodale

II.1 Introduction	15
II.2 Analyse nodale	15
II.2.1 Analyse des pertes de charge	15
II.2.2 principe et concept de l'analyse nodale	17
II.2.3 Procédé d'application	21
II.2.4 L'objective de l'analyse nodale	21
II.3 Les pertes de charge	22
II.3.1 Perte de charge dans le tubing	23
II.3.2 perte de charge dans le réseau de collecte	24
II.3.3 Méthodes de calcul des pertes de charge	24
II.3.4 Les différents modèles de calcule les pertes de charge	25
II.3.4.1 Modèle homogène	25
II.3.4.2 Modèle de glissement	25
II.3.4.3 Modèle généralisé	25
II.3.5 Les corrélations des pertes de charge	25

Chapitre III : Optimisation et dimensionnements des tubings et des collectes

III.1 Introduction	27
III.2 Présentation de la région de Gassi Touil	27
III.2.1 Localisation de Gassi Touil	28
III.2.2 Historique de champ Gassi Touil	29
III.3 Présentation de champs NEZLA NORD	30
III.3.1 Situation géographique du champ	30
III.3.2 Découvert est description	30
III.3.3 État actuel de champ	31

III.3.4	Caractéristiques pétro-physiques	32
III.3.5	Données de réservoirs	32
III.4	Point de situation sur les puits de champ	33
III.4.1	liste des puits	33
III.4.2	Positionnement des puits	34
III.4.3	Problèmes d'exploitation des puits de NEZLA NORD	34
III.4.4	reprise des puits	34
III.5	Aperçu sur le logiciel PIPESIM	35
III.6	optimisation des tubings	36
III.6.1	état proposé	36
III.6.2	Etude des In Flow performance Relationship / Vertical lift Performance.....	36
III.6.2.1	Les données nécessaires pour tracer les IPR	36
III.6.2.2	Les données nécessaires pour tracer les VLPs	37
III.6.2.3	Choix de la corrélation des écoulements verticaux.....	38
III.6.3	Choix du diamètre des tubings	40
III.6.3.1	Traçage du Vertical lift performance (VLPs) des puits pour plusieurs diamètres	40
III.6.3.2	Choix des diamètres optimums	42
III.7	Modélisation de réseau de collecte de NEZLA Nord	43
III.7.1	état proposés	43
III.7.2	Optimisation des collectes puits-manifold (flow line) -manifold-CPGTL trunk line.....	44
III.7.3	Choix du diamètre des collectes	45
III.7.3.1	Diamètre des flow line	45
III.7.3.2	Diamètre des trunk line	48
III.8	Optimisation des débits de production	50
III.8.1	Contraintes de production	50
III.9	Analyse des résultats	53
III.10	approche technico-économique	54

III.10.1 Coûts techniques du projet	54
III.10.2 Payout des opérations	56
Conclusion générale	57
Recommandation.....	58
ANNEXES.....	59

Liste des figures

Figure I.1 : Principe de conservation de l'énergie.....	5
Figure I.2 : Régime des écoulements verticaux.	13
Figure I.3 : Régime des écoulements horizontaux.....	14
Figure II.1 : Système de production simple.	16
Figure II.2 : Les pertes de charges dans le système de production.	17
Figure II.3: Les différentes positions des nœuds.	18
Figure II.4: Détermination de la capacité d'écoulement	20
Figure III.1: Les champs de la région de gassi touil	28
Figure III.2 : Localisation de GASSI Touil.....	29
Figure III.3 : Situation géographique du champ NEZLA NORD	30
Figure III.4 : Graphe de la récupération d'huile dans les deux reservoir	32
Figure III.5 : Positionnement des puits du champ NEZLA NORD.....	34
Figure III.6 : Modèle puits de la zone NEZLA Nord	36
Figure III.7 : IPR vs VLP du puits NZN4.....	37
Figure III.8 : Data matching pour le puits NZN4	39
Figure III.9 : Le choix de la corrélation pour le puits NZN4	39
Figure III.10 : VLPs suivant différents diamètres pour le puits NZN4	40
Figure III.11 : Le débit en fonction du diamètre pour le puits NZN2.....	41
Figure III.12 : Le débit en fonction du diamètre pour le puits NZN4.....	41
Figure III.13 : Comparaison entre débit optimisé et non optimisé des puits	43
Figure III.14 : Le réseau de collecte (modèle source) de la zone NEZLA Nord.....	43
Figure III.15 : Schéma de raccordement	44
Figure III.16 : comparaison de perte de charge pour des différents diamètres de flow line	46
Figure III.17 : Comparaison des EVRs (Erosional Velocity Ratio) des puits de différents diamètres de flow line	47
Figure III.18 : Comparaison des pertes de charge des puits de différents diamètres de trunk line.....	49
Figure III.19 : comparaison des EVRs des puits de différents diamètres de trunk line.....	50
Figure III.20 : Comparaison entre la production d'huile optimisée et non optimisé	51

Liste des tableaux

Tableau II.1: Classification des corrélations de calcule des pertes de charges dans tubing.	26
Tableau II.2: Classification des corrélations de calcul des pertes de charges dans réseau de collectes.....	26
Tableau III.1: Date de découverte et mise en production de champs Nezla nord.....	31
Tableau III.2 : Les caractéristique petro-physique de Nezla nord.....	32
Tableau III.3 : Les données de réservoir de Nezla nord.....	32
Tableau III.4 : Liste des puits	33
Tableau III.5 : Les données nécessaires pour tracer IPR.....	36
Tableau III.6 : Les données nécessaires pour tracer VLP.....	37
Tableau III.7: Les diamètres choisis pour optimisation des tubings.....	40
Tableau III.8 : Résultat des débits obtenus suivant le diamètre des tubings.....	42
Tableau III.9 : Résultat des débits actuelle et maximum	42
Tableau III.10: Les données des collectes	45
Tableau III.11: Débit des puits en fonction des diamètres du pipe	45
Tableau III.12 : Perte de charge des puits en fonction des diamètres du pipe	46
Tableau III.13: EVR des puits en fonction des diamètres du pipe	47
Tableau III.14: Débit des puits en fonction des diamètres du pipe	48
Tableau III.15: Perte de charge des puits en fonction des diamètres du pipe	48
Tableau III.16: EVR des puits en fonction des diamètres du pipe	49
Tableau III.17 : Diamètre des duses choisi pour chaque puits	50
Tableau III.18 : Comparaison entre la production optimisé et non optimisé	51
Tableau III.19: Les resultats de debits de plusieurs scénarios	52
Tableau III.20 : Devis quantitatif et estimatif de raccordements des puits NEZLA Nord huile	54
Tableau III.21: les prix de projet de raccordement	56

Liste des Abréviations

CP : Usine du traitement d'huile (centre de production)

NZ : Champs du Nezla

NZN : Champs du Nezla nord

GTL : Gassi Touil

TAGS : Trias argilo-gréseux supérieur.

TAGI : Trias argilo-gréseux inférieur.

QH: Quartzite Hamra.

MF: Manifold.

HMD : Hassi Messaoud

J : Jonction

Fl : Flow line

TL : trunk line

EVR : Erosional Velocity Ration

IPR: Inflow performance Relationship.

VLP: Vertical Lift Performance.

WOR : Water Oil Ratio

GOR: Gaz Oil Ratio

OD: Outside Diameter (diamètre externe)

RN: Route Nationale

Notions et Symboles

ΔP_f : est la perte de charges linéaires(en mètre).

λ : Coefficient de perte de charge (nombre sans dimension).

L : Est la longueur de conduite (en mètre).

g : L'accélération de la pesanteur (en m/s²)

U : Vitesse moyenne du fluide (en m/s).

D : Diamètre intérieur du tube (en m)

ξ : coefficient de pertes charges singulières

f : est le facteur de friction de la conduite.

Δp_{tubing} : Perte de charge totale dans le tubing.

p_{wf} : Pression de fond dynamique.

p_{wh} : Pression de tête dynamique.

P_b : Pression de bulle

P_e : Pression de drainage

P_r ou PR : Pression du réservoir

θ : Inclinaison du puits par rapport à la verticale

ρ_s : Est la masse spécifique du mélange gaz-liquide dans le tronçon de la conduite.

\bar{P}_r : Pression moyenne du réservoir

P_{sep} : Pression de séparation

Q : ou q Débit q_o Le débit d'huile

q_w : Le débit d'eau

q_g : Le débit de gaz

WOR : Water Oil Ratio

Z : Elévation

ΔP : pertes de charge

Δp_{fl} : Chute de pression dans le réseau de collecte

Δp_{choke} : Chute de pression dans la duse de surface

Δp_{tubing} : Chute de pression dans le tubing

Δp_{sssv} : Chute de pression dans la vanne de sécurité de subsurface

Δp_{rst} : Chute de pression dans d'autres restrictions.

ϵ : Rugosité

\emptyset : Porosité

\emptyset_{moy} : Porosité moyenne

λ_{g} : No-slip Gas Holdup

λ_{L} : No-slip Liquid Holdup

μ : Viscosité

μ_{o} : la viscosité de l'huile

ρ_{g} : La densité du gaz

ρ_{L} : La densité du liquide

ρ_{air} : Densité de l'air

ρ_{w} : Densité de l'eau

σ_{o} : la tension superficielle de l'huile

σ_{w} : la tension superficielle de l'eau

σ_{L} : La tension interfaciale liquide-gaz in-situ

Θ : Angle d'inclinaison

$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right) r$: Le gradient de pression pour un rayon r (cm^2/s)

pV : Énergie de compression ou d'expansion

$mv^2/2gc$: Énergie cinétique

mgZ/gc : Énergie potentielle

Introduction générale

Introduction général

L'Algérie est un pays riche en pétrole et en gaz, et son économie repose principalement sur les revenus générés par la vente de ces ressources, ce qui la rend étroitement liée sur le plan économique à cette matière.

L'exploitation d'un champ à la découverte nécessite l'installation de plusieurs équipements de puits et de surface assurant l'acheminement du brut depuis le réservoir jusqu'au centre de traitement. Comme ces équipements ne sont pas installés arbitrairement, on doit les installer de telle façon à résoudre pratiquement tous les problèmes qui peuvent surgir durant l'exploitation du champ. Ainsi, on doit optimiser de telle façon à permettre le puits de fonctionner avec le régime le plus rationnel.

Le champ Nezla Nord se présente comme un champ intéressant à exploiter vu la quantité importante des réserves restantes en place, malgré sa fermeture en 1982 suite aux nombreux problèmes qui ont intervenu à cause de la mal exploitation à l'époque et à la non rentabilité, et surtout avec la nouvelle politique de Sonatrach qui s'intéresse à étudier la rentabilité de chaque périmètre à part, On s'est intéressé à étudier la possibilité et la rentabilité de reprise de ce champ.

Actuellement, quatre puits sont disponibles pour l'exploitation dans de champs, avec une production estimée à une moyenne de $300 \text{ Sm}^3/\text{d}$ par jour de brut et $200\,000 \text{ Sm}^3/\text{d}$ de gaz associé. Le brut produit par ces puits est transporté par des citernes jusqu'au centre de production d'huile de Gassi-Touil, situé à plus de 50 km de distance, tandis que le gaz associé est simplement torché.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser et simuler par le logiciel PIPESIM un système de raccords de ces quatre (4) puits du champ de NEZLA Nord en minimisant d'une part les pertes de charge par l'utilisation de la technique de l'analyse nodale et d'autre part en étudiant la possibilité de reprise des deux réservoirs d'huiles de gisement de NZN par une étude technico-économique, pour monter la rentabilité de ce projet. Parce que ce mode d'exploitation comporte des risques significatifs, tant en ce qui concerne le transport des hydrocarbures liquides que le torchage du gaz. Non seulement cela entraîne une perte de production, mais cela a également un impact néfaste sur l'environnement.

Pour réaliser ce travail le mémoire est structuré de la façon suivante :

- le premier chapitre est réservé aux écoulements dans les conduites horizontaux et verticaux de l'effluent hydrocarbure qui déplace depuis le réservoir jusqu'en surface à travers un système de conduites accompagné de pertes d'énergie sous forme de perte de charge
- le deuxième chapitre est focalisé sur l'analyse nodale pour évaluer un système de production complet afin d'analyser des problèmes de ce système et pour améliorer la performance du puits

- Pour le dernier chapitre a pour objectif principal de présenter la région de GASSI Touil et les champs de NEZLA NORD et collecte des données et l'analyse de l'état des puits pendant l'exploitation et après la fermeture en précisant tous les problèmes qui ont causé la fermeture de chaque puits
- Une étude d'optimisation et dimensionnements des collectes et des tubings afin de minimiser le maximum de perte de charge
- Etude économique sur la rentabilité de la reprise de ce gisement
- Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion, proposition des solutions et des recommandations pour les puits existant et le gisement

Chapitre I

Ecoulement dans les

conduites

I.1 Introduction

Le déplacement de l'effluent d'hydrocarbure depuis le réservoir jusqu'en surface se fait à travers un système de conduites, notamment le milieu poreux, le tubing et le réseau de collecte en surface. Cet écoulement est systématiquement accompagné de pertes d'énergie du fluide. Ces pertes peuvent survenir soit en amont, soit en aval du nœud. Dans de nombreux cas, la pression sélectionnée au nœud est la pression de fond dynamique (PWF). Le calcul de cette pression pour l'écoulement sortant (outflow) est formulé comme suit :

$$p_{sep} + \Delta p_{fl} + \Delta p_{choke} + \Delta p_{tubing} + \Delta p_{sssv} + \Delta p_{rst} = p_{wf} \dots \dots Eq. (I - 1)$$

Où :

p_{sep} : Pression du séparateur ;

Δp_{fl} : Chute de pression dans le réseau de collecte ;

Δp_{choke} : Chute de pression dans la duse de surface ;

Δp_{tubing} : Chute de pression dans le tubing ;

Δp_{sssv} : Chute de pression dans la vanne de sécurité de subsurface ;

Δp_{rst} : Chute de pression dans d'autres restrictions. [1]

Toutes ces chutes de pression sont en fonction du débit de production et des caractéristiques des composants.

Dans le cas d'un écoulement monophasique, que ce soit du gaz ou du liquide, l'estimation des pertes de charge est simple (connaissant les dimensions des conduites). Cependant, la majorité des puits producteurs d'huile ou de gaz sont des écoulements de nature polyphasique. C'est-à-dire qu'il y a toujours une fraction de gaz qui est produite par un puits d'huile et une fraction de liquide (eau, condensat) qui est produite par un puits de gaz.

Le calcul du gradient de pression (pression par distance : $\Delta P/L$) le long d'une conduite nécessite de connaître la température au niveau de chaque point de celle-ci, donc les méthodes permettant d'estimer les pertes de chaleur ou de température doivent être disponibles.

L'analyse d'un système d'écoulement polyphasique nécessite de bien connaître et de comprendre le phénomène physique et les équations théoriques nécessaires. [2]

I.2 Equations de base :

Les pertes de charge qui se produisent lors des écoulements diphasiques peuvent être calculées, si tous les changements d'énergie des fluides peuvent être prédits. Alors, l'équation de base du gradient de pression va être dérivée afin qu'elle soit applicable et adaptable pour l'écoulement de n'importe quel fluide dans n'importe quel système de conduites (horizontale, verticale ou inclinée). [2]

I.2.1 Equation générale de l'énergie :

C'est la base théorique pour la plupart des équations d'écoulement des fluides, basé sur l'équilibre ou la conservation de l'énergie entre deux points dans un système.

L'équation d'énergie est développée d'abord, en utilisant des principes de la thermodynamique. Elle est modifiée selon une forme d'équation de gradient de pression. L'équation se base sur le principe suivant : [3]

L'énergie d'un fluide qui entre dans un volume de contrôle ajouté au travail réalisé ou subi par ce fluide et la quantité de chaleur reçue par le fluide ou cédée (les différents échanges d'énergie) doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle. Ce principe est illustré par la figure (I - 01). [2]

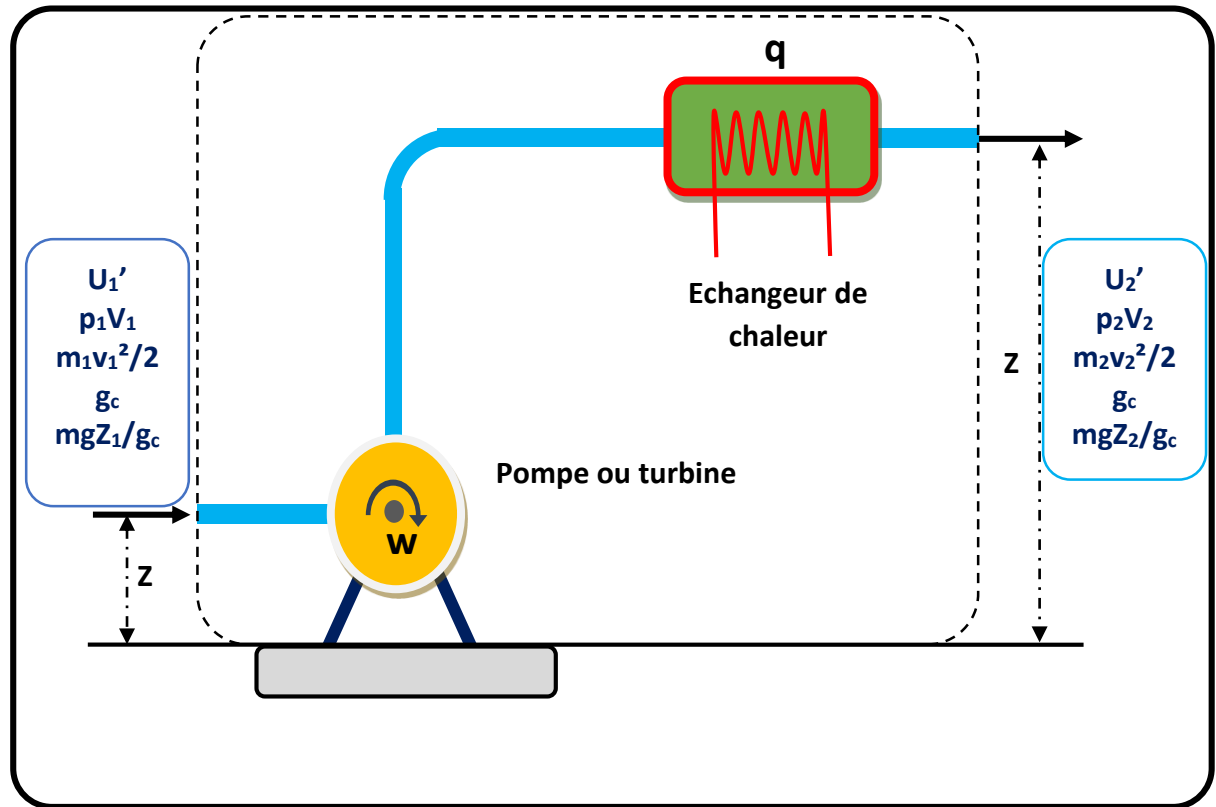


Figure I.1 : Principe de conservation de l'énergie. [1]

En considérant le régime permanent, l'expression de conservation d'énergie s'écrit comme suit :

$$U_1' + p_1V_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgZ_1}{g_c} + q' + W'_s = U_2' + p_2V_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgZ_2}{g_c} \dots Eq. (I-2)$$

Où :

U : Énergie interne ;

pV : Énergie de compression ou d'expansion ;

$mv^2/2g_c$: Énergie cinétique ;

mgZ/g_c : Énergie potentielle ;

q' : Chaleur reçue par le fluide ;

W'_s : Travail subi par le fluide du milieu environnant.

En divisant l'équation (I-2) par m , on obtient l'expression de l'énergie par unité de masse qui s'écrit sous sa forme différentielle comme suite :

$$dU + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{vdv}{g_c} + \frac{g}{g_c}dZ + dq + dW_s = 0 \dots Eq. (I-3)$$

Cette forme d'équation est difficile à appliquer à cause du terme de l'énergie interne. Elle est généralement convertie en équation d'équilibre de l'énergie mécanique en utilisant des relations thermodynamiques.

La thermodynamique donne :

$$\left. \begin{aligned} dU &= dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \\ dh &= TdS + \frac{dp}{\rho} \end{aligned} \right\} dU = TdS + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \dots Eq. (I-4)$$

Où :

- **h** : enthalpie ;
- **S** : entropie ;
- **T** : température.

En substituant l'équation (I-4) dans l'équation (I-1) et en simplifiant, on aura le résultat suivant :

$$TdS + \frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dq + dW_s = 0 \dots Eq. (I-5)$$

Pour un processus irréversible :

$$dS \geq \frac{-dq}{T}$$

$$TdS = -dq + dL_w$$

Où : dL_w représente les pertes dues à l'irréversibilité (comme la friction).

En utilisant cette relation et en supposant qu'aucun du travail n'est réalisé par le fluide, l'équation (I-5) devient :

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dL_w = 0 \dots Eq. (I-6)$$

Si on considère une pipe inclinée d'un angle θ par rapport à l'horizontale, comme dans la figure(I-3), alors :

$$dZ = dL \sin \theta$$

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dL \sin \theta + dL_w = 0$$

En multipliant l'équation par ρ/dL , ça donne :

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \rho \frac{dL_w}{dL} = 0 \dots Eq. (I-7)$$

L'équation (I-7) peut être résolue pour le gradient de pression, et si la chute de pression est considérée dans le sens de l'écoulement :

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin\theta + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f \dots \dots Eq. (I - 8)$$

Où :

$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \rho \frac{dL_w}{dL}$: est le gradient de pression du cisaillement visqueux ou aux pertes par friction. [2]

I.2.2 Cas d'un écoulement monophasique :

L'équation du gradient de pression est applicable pour différents types de fluides et différentes inclinaisons de la conduite est :

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\rho g \sin\theta}{g_c} + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \dots Eq. (I - 9)$$

Avec : f : est le facteur de friction de la conduite.

f : est fonction de la rugosité relative et du nombre de Reynolds, $f = f\left(\frac{\varepsilon}{d}, N_{Re}\right)$

ε : la rugosité absolue de la paroi interne de la conduite ;

d : le diamètre de la conduite.

Ce gradient de pression peut être considéré comme étant la somme de trois termes distincts :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} \dots Eq. (I - 10)$$

Avec :

- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{\rho g \sin\theta}{g_c}$, les pertes de charge dues à l'énergie potentielle (changement de l'élévation du fluide) ;
- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d}$, les pertes de charge dues à la friction (frottements) ;
- $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dL}$, les pertes de charge dues au changement de l'énergie cinétique du fluide (perte de charge due à l'accélération).

Cette équation est applicable pour un écoulement permanent, unidimensionnel pour lequel f , ρ et v sont connus. La connaissance de ces paramètres présente un problème pour un écoulement diphasique, où f est fonction d'autres variables autres que le nombre de Reynolds et la rugosité relative.

Pour mieux comprendre l'équation du gradient de pression pour un écoulement monophasique, il est nécessaire d'introduire quelques aspects pour chacun de ses termes :

- Le changement de l'élévation du fluide (terme hydrostatique) est nul que pour un écoulement horizontal. Il ne l'est pas pour un écoulement vertical ou incliné, d'un fluide compressible ou incompressible, en régime permanent ou transitoire.
- Les pertes de charge par friction sont présentes dans tous types d'écoulements, pour n'importe quel angle d'inclinaison. Ils causent souvent une chute de pression dans la direction de l'écoulement. Pour un écoulement laminaire, les pertes par friction sont proportionnelles de manière linéaire à la vitesse du fluide v .
- ✓ Le changement de l'énergie cinétique ou le terme d'accélération est nul pour une section de passage du fluide constante, pour un fluide incompressible. Cependant, si le fluide subit un changement de vitesse, comme dans le cas d'un écoulement compressible, il y aura une chute de pression dans le sens de l'augmentation de la vitesse. [3]

I.2.3 Cas d'un écoulement diphasique :

La présence d'une seconde phase dans un écoulement rend l'analyse de l'équation de gradient de pression plus compliquée. Les deux fluides peuvent se séparer à cause de la différence de densité. Ils peuvent s'écouler à deux vitesses différentes. De ce fait, une surface de contact (rugueuse) peut avoir lieu entre la phase liquide et gazeuse. Les propriétés des fluides, telles que la masse spécifique, la vitesse et la viscosité, qui sont relativement simples à trouver pour un seul fluide deviennent difficiles à déterminer. [2]

Avant de modifier l'équation de gradient de pression pour un écoulement diphasique, il est nécessaire de définir certaines variables propres à l'écoulement d'un mélange liquide-gaz ainsi que les méthodes d'évaluations. [1]

I.2.3.1 Les variables d'un écoulement diphasique :

Pour calculer le gradient de la pression il est nécessaire de déterminer les paramètres d'écoulement telle que la vitesse et certaines propriétés de fluide tels que : la viscosité, la densité et la tension interfaciale.

I.2.3.1.1 Le Liquide Holdup :

Le liquide holdup HL est défini comme la proportion de liquide dans une partie de la conduite au temps t , et :

$$HL = \frac{\text{Volume de liquide d'un élément du pipe}}{\text{Volume de l'élément du pipe}} \dots \dots Eq. (I - 11)$$

- ✓ La valeur du Liquide Holdup varie de zéro pour l'écoulement d'une phase gazeuse à 1 pour une phase liquide. Il peut être mesuré expérimentalement par diverses méthodes telles que la résistivité, les densimètres nucléaires ou le piégeage d'un segment de fluide entre des vannes à fermeture rapide. Sa valeur ne peut être déterminée analytiquement mais est calculée à l'aide de corrélations empiriques, dépendant de facteurs tels que les propriétés des liquides et des gaz, la géométrie de l'écoulement et le diamètre de la conduite. [2]

I.2.3.1.2 No-Slip Liquid Holdup (conditions de non glissement) :

Il est défini comme le rapport du volume du liquide dans un élément de la conduite qui peut exister, si le gaz et le liquide circulent à une même vitesse. Il est exprimé comme suit : [2]

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \dots \dots Eq. (I - 12)$$

Où : q_g et q_l sont le débit du gaz et du liquide.

Ou calculer directement tel que :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots \dots Eq. (I - 13)$$

I.2.3.1.3 La masse spécifique du mélange :

Les équations des écoulements des fluides requièrent la connaissance de la masse volumique des fluides pour évaluer les changements d'énergie potentielle et cinétique. Les variations de pression et de température affectent la masse spécifique, elles nécessitant une équation d'état prenant en compte les conditions de l'écoulement. Cependant, les équations d'état sont généralement disponibles uniquement pour les liquides. Lorsque deux liquides immiscibles, comme l'eau et l'huile s'écoulent simultanément, la définition de la masse spécifique devient plus complexe. De plus, évaluer la masse spécifique d'un mélange gaz-liquide en écoulement est difficile en raison de la séparation gravitationnelle des phases et du glissement entre elles. [2]

A partir des masses spécifiques des deux fluides et leurs débits. On peut estimer la masse spécifique d'un mélange huile-eau ; supposant qu'il n'y a pas de glissement entre eux :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots \dots Eq. (I - 14)$$

Où :

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \dots \dots Eq. (I - 15)$$

Et :

$$f_w = 1 - f_o \dots \dots Eq. (I - 16)$$

I.2.3.1.4 La vitesse superficielle :

C'est la vitesse à laquelle le fluide semble se déplacer si toute la section transversale de la conduite était remplie uniquement de ce fluide ; plusieurs corrélations de l'écoulement diphasiques sont basées sur cette variable.

La vélocité superficielle du gaz est calculée en divisant le débit de gaz par la section transversale de la conduite (A) :

$$v_{sg} = \frac{q_{sg}}{A} \dots \dots Eq. (I - 17)$$

En raison de la présence de liquide, la section réelle du passage du gaz est réduite, ce qui entraîne une vélocité réelle du gaz calculée en divisant le débit de gaz par le produit de la section transversale (A) et le gas holdup :

$$v_g = \frac{q_{sg}}{H_g A} \dots \dots Eq. (I - 18)$$

De manière similaire, les vélocités superficielles réelles de la phase liquide sont calculées en utilisant les débits de liquide et la section transversale de la conduite (A), ainsi que le liquide holdup HL :

$$v_{sL} = \frac{q_{sL}}{A} \dots \dots Eq. (I - 19)$$

$$v_L = \frac{q_{sL}}{H_L A} \dots \dots Eq. (I - 20)$$

La vitesse du mélange des deux phases V_m est déterminée en utilisant le débit total et la section transversale de la conduite. Elle est égale à la somme des vitesses superficielle du liquide et du gaz :

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \dots \dots Eq. (1 - 21)$$

La vitesse de glissement (slippage) V_s est la différence entre la vitesse réelle du gaz et celle du liquide. Elle est calculée en utilisant les vitesses réelles et les holdups des deux phases :

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \dots \dots Eq. (1 - 22)$$

[2]

I.2.3.1.5 La viscosité du mélange :

La viscosité du mélange huile eau est calculée en utilisant les fractions de l'huile et de l'eau s'écoulant dans le mélange :

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots \dots Eq. (1 - 23)$$

Cette équation n'est pas valable si une émulsion d'huile dans l'eau sera formée.

On peut estimer les viscosités du gaz naturel, de l'huile brute et de l'eau empiriquement. [2]

I.2.3.1.6 La tension interfaciale :

Elle est définie comme une propriété physique qui décrit la force par unité de longueur nécessaire pour maintenir l'interface entre deux phases immiscibles d'un fluide. Elle est en fonction de la température et de la pression, ainsi que d'autres propriétés des fluides telles que la densité du gaz, de l'huile et la quantité du gaz dissous dans l'huile.

Lorsque la phase liquide contient de l'eau et de l'huile, on prend en considérations les facteurs du débit fractionnaires :

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \dots \dots Eq. (1 - 24)$$

Avec :

σ_o : La tension superficielle de l'huile.

σ_w : La tension superficielle de l'eau. [2]

I.3 Régimes d'écoulement diphasique :

Il représente deux fluides de propriétés physiques différentes (no miscible) s'écoulent simultanément dans une conduite, exemple : d'eau avec les bulles de gaz ou avec des particules

sédiments et écoulement de gaz avec des particules de goutte liquide. Les corrélations permettant la prédiction des pertes de charge exigent la connaissance du régime d'écoulement.

La principale différence entre les systèmes à écoulement biphasé dans les canaux verticaux et horizontaux est la diversité des effets de la force de gravité [4]

I.3.1 Écoulement vertical (dans le tubing) :

I.3.1.1 Écoulement à bulles (Bubble flow) :

De petites bulles séparées sont distribuées (généralement de taille uniforme) dans une phase liquide continue. Les bulles ont tendance à se déplacer en haut du tube à vitesses différentes et elles ont un faible effet sur le gradient de pression. Lorsque la vitesse du gaz augmente, le nombre de bulles augmente jusqu'à ce que la section transversale du tube soit complètement remplie

I.3.1.2 Écoulement à poches de gaz ou à bouchons de liquide (Slug flow) :

Dans ce régime, la phase gazeuse est plus importante et elle peut prendre une forme plus régulière à cause de la coalescence des petites bulles de diamètre quasi équivalent de celui de tubing. Elles forment ainsi des poches de gaz qui remplissent presque toute la section du tubing. La phase liquide (un film de liquide) entourant les poches de gaz, qui est encore continue, il peut s'écouler vers le bas pour de faibles vitesses. Les deux phases liquide et gazeuse ont un effet sur le gradient de pression.

I.3.1.3 Écoulement transitoire (Transition flow) :

C'est l'étape pour laquelle la phase liquide devient discontinue, et la phase gazeuse devient continue. Le liquide peut être entraîné par le gaz. Bien que l'effet du liquide soit significatif, l'effet de la phase gazeuse est prédominant sur le gradient de pression.

I.3.1.4 Écoulement annulaire (Annular flow) :

Il se produit généralement par des débits d'air important. Dans ce système d'écoulement, la paroi interne du tubing est en contact avec un film de liquide, tandis que le gaz se déplace à travers le cœur du tube tout en piégeant les gouttelettes de liquide. Tout comme des petites bulles de gaz sont piégées dans la partie liquide [5]

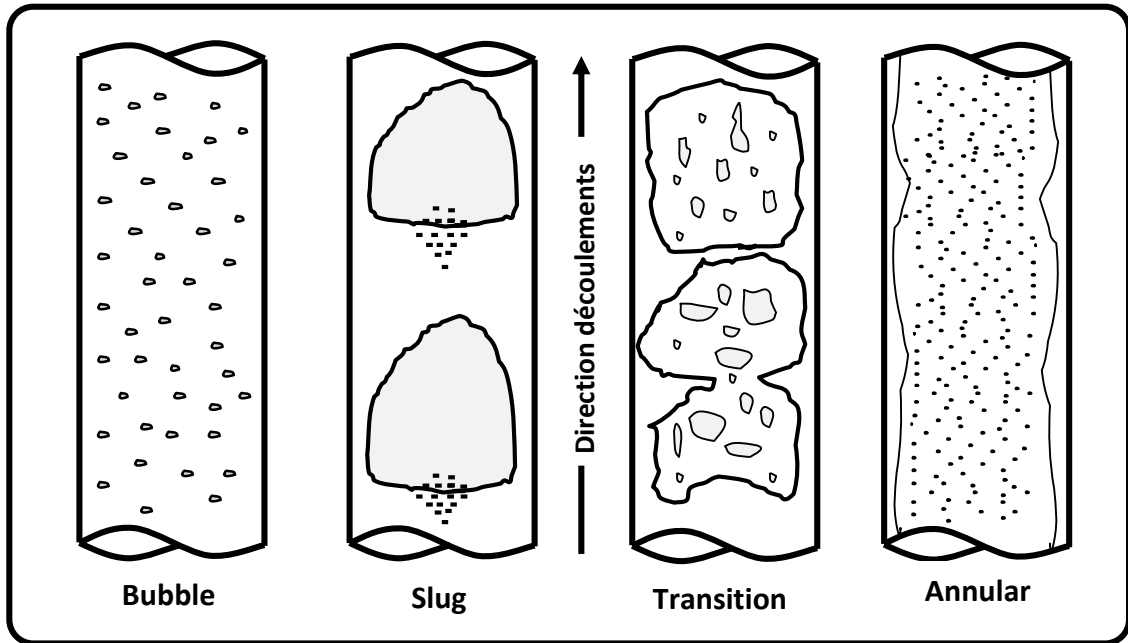


Figure I.2 : Régime des écoulements verticaux. [1]

I.3.2 Écoulement horizontal (dans les pipelines) :

Lorsque du liquide et du gaz s'écoulent à travers une conduite horizontale. La figure II.03 montre les différentes allures que peut prendre un écoulement liquide-gaz dans une conduite horizontale.

Le type du régime d'écoulement dépend principalement des vitesses superficielles des deux phases, de la géométrie du système et des propriétés du mélange. [1]

I.3.2.1 Écoulement en bulles (Bubble flow) : A de très faibles GOR, le gaz tend à former des petites bulles qui montent vers la partie haute de la conduite.

I.3.2.2 Écoulement en bouchons (Plug flow) : Quand le GOR augmente, les bulles de gaz deviennent plus importantes et se forment des bouchons en haut de la conduite.

I.3.2.3 Écoulement stratifié (Stratified flow) : Ces bouchons deviennent plus longs avec l'augmentation de la quantité de gaz jusqu'à ce que les deux phases s'écoulent en stratification.

I.3.2.4 Écoulement en vagues (Wavy flow) : L'augmentation du GOR au-delà de ce point, l'interface liquide-gaz est agitée par des vagues (ondulations) bidimensionnelle ou tridimensionnelle.

I.3.2.5 Écoulement en vagues moutonnantes (Slug flow) : Ces ondulations deviennent plus importantes quand la quantité de gaz augmente, jusqu'à ce que les crêtes de ces ondulations touchent le toit de la conduite et forment des bouchons de liquide qui seront poussés vers l'aval par le gaz derrière eux.

I.3.2.6 Écoulement annulaire (Annular flow) : L'augmentation du GOR donne au liquide un mouvement centrifuge et donne naissance à l'écoulement annulaire, le film de liquide est plus épais en bas de la conduite sous l'effet de gravitation. [4]

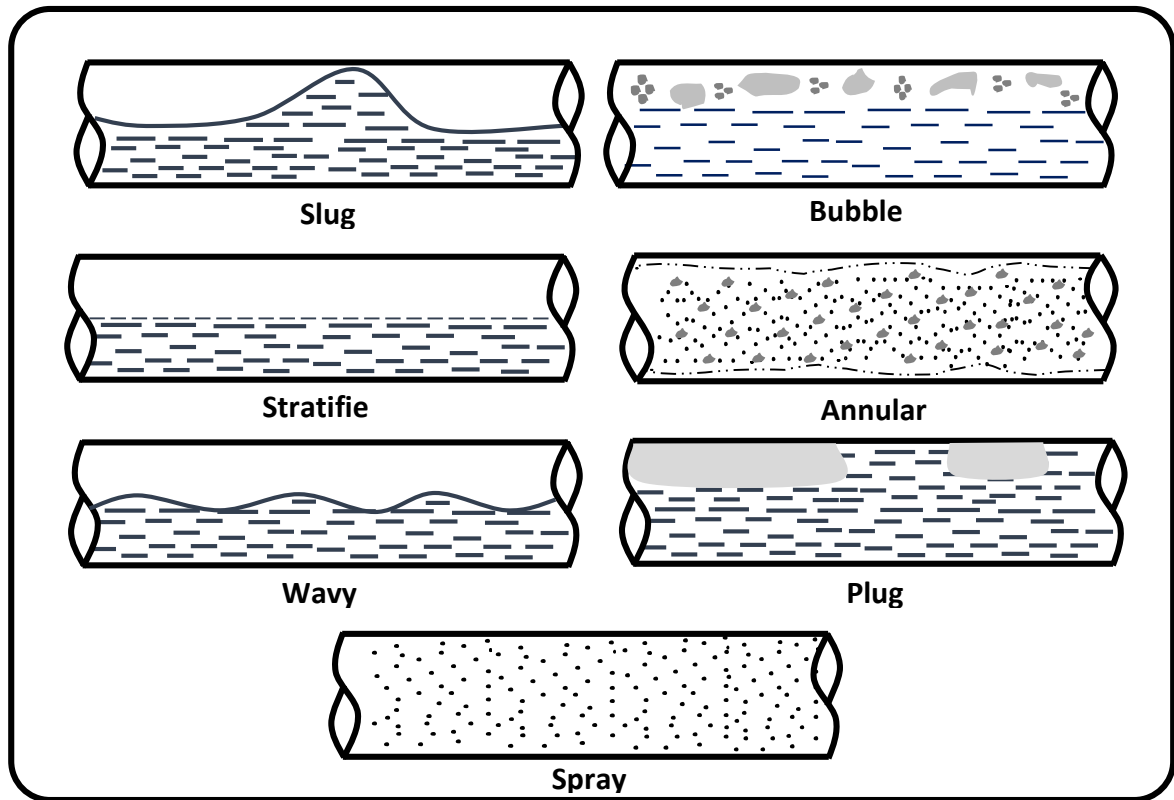


Figure I.3 : Régime des écoulements horizontaux. [1]

Chapitre II

Analyse nodale

II.1 Introduction

L'effluent d'hydrocarbure suit un chemin depuis le réservoir jusqu'au centre de traitement à travers un système des conduites verticaux et horizontaux. Le long du chemin des pertes d'énergies se présente sous forme des pertes de charges, une optimisation est donc nécessaire a appliqué de sorte que la récupération d'hydrocarbure est maximale par l'analyse nodale de ce système qui permet d'évaluer et de garantir un acheminement avec un minimum de perte. [1]

II.2 Analyse nodale :

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. [5]

II.2.1 Analyse des pertes de charge :

Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de l'effluent hydrocarbure du réservoir à la surface ; de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. La figure (II.1) montre un système de production simple, ce système se compose de trois phases :

- ✓ Ecoulement dans le milieu poreux.
- ✓ Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
- ✓ Ecoulement dans les pipes horizontales. [6]

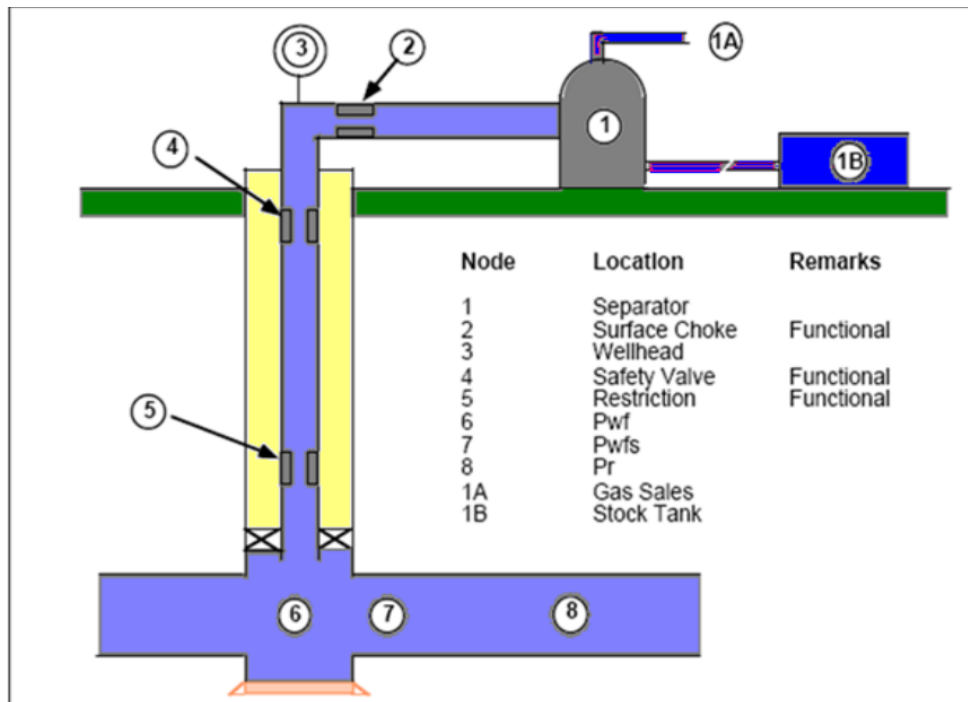


Figure II.1 : Système de production simple. [2]

La chute de pression totale dans le système entier égale à la différence entre la pression du réservoir et la pression de séparation : $\Delta p_{totale} = \bar{p}_R - p_{sep}$

Avec : \bar{p}_R et p_{sep} sont respectivement : la pression moyenne du réservoir et la pression de séparation.

Cette chute de pression est la somme des pertes ayant lieu dans les différentes parties du système de production.

La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production qui sera contrôlé par les composantes choisies. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes sont très importants, mais en raison de leurs interactions, un changement de la chute de pression dans l'une des composantes peut affecter le comportement du fluide et la chute de pression dans toutes les autres.

C'est pour cela que le système de production (réservoir + puits + collectes de surface) doit être analysé comme étant une seule unité. L'analyse de chaque partie séparément ne conduit pas aux bons résultats. [7]

La production d'un puits peut souvent être limitée par la performance d'un seul composant du système. Si l'effet de chaque composant sur la performance du système peut être isolé, alors la performance de celui-ci peut être optimisée de la manière la plus économique.

La figure (II.2) montre les différentes pertes de charge qui peuvent être engendrées dans le système de production :

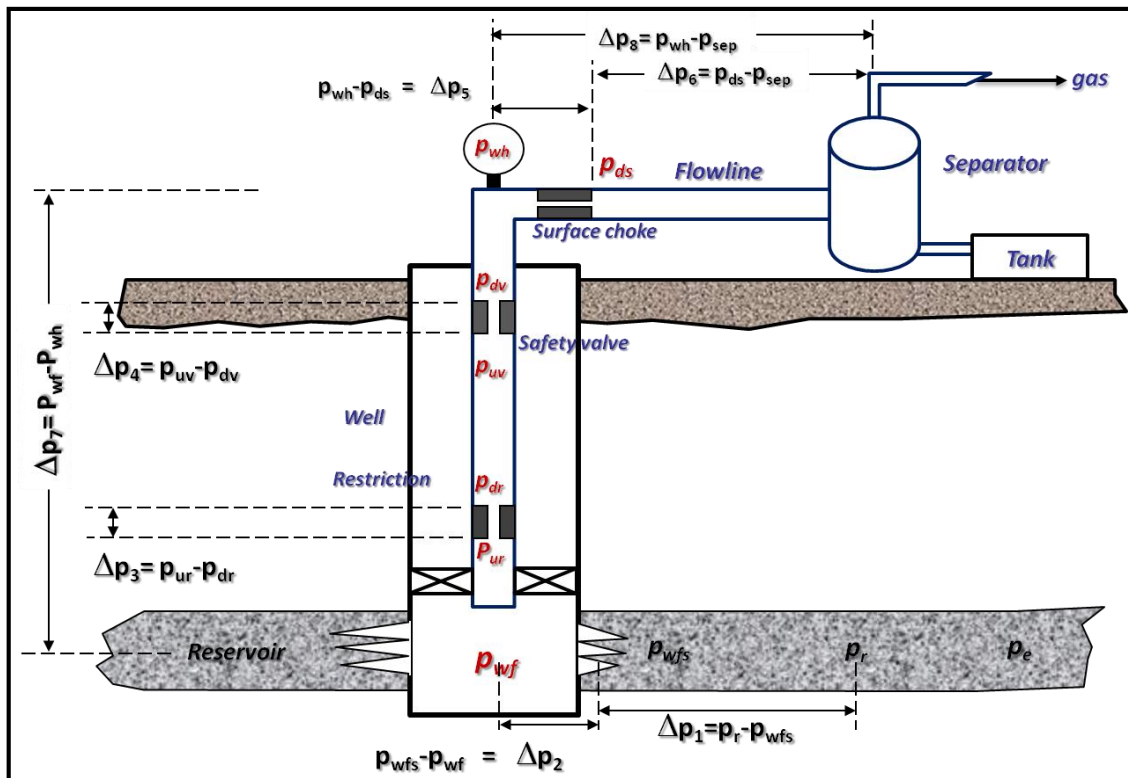


Figure II.2 : Les pertes de charges dans le système de production. [3]

- $\Delta p_1 = p_R - p_{wfs}$: Pertes dans le milieu poreux ;
- $\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$: Pertes à travers de la complétion (perforations) ;
- $\Delta p_3 = p_{ur} - p_{dr}$: Pertes à travers les restrictions ;
- $\Delta p_4 = p_{usv} - p_{dsv}$: Pertes à travers la vanne de sécurité ;
- $\Delta p_5 = p_{wh} - p_{dsc}$: Pertes à travers la duse de surface ;
- $\Delta p_6 = p_{dsc} - p_{sep}$: Pertes dans les conduites de surface ;
- $\Delta p_7 = p_{wf} - p_{wh}$: Pertes totales dans le tubing ;
- $\Delta p_8 = p_{wh} - p_{sep}$: Pertes totales dans les collectes. [8]

II.2.2 principe et concept de l'analyse nodale :

Depuis plusieurs années, le concept d'analyse systémique, connu sous le nom d'"analyse nodale", a été utilisé pour évaluer les performances des systèmes composés de multiples unités interagissant entre elles. Cette méthode est couramment employée dans l'analyse de circuits électriques, de réseaux complexes de pipelines et de systèmes de pompage centrifuge. Son application initiale aux puits de

production pétrolière a été suggérée par Gilbert en 1954 et ultérieurement discutée par Nind en 1964 et Brown en 1978.

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par les différentes équations ou corrélations. La figure II.3 montre les emplacements des divers nœuds.

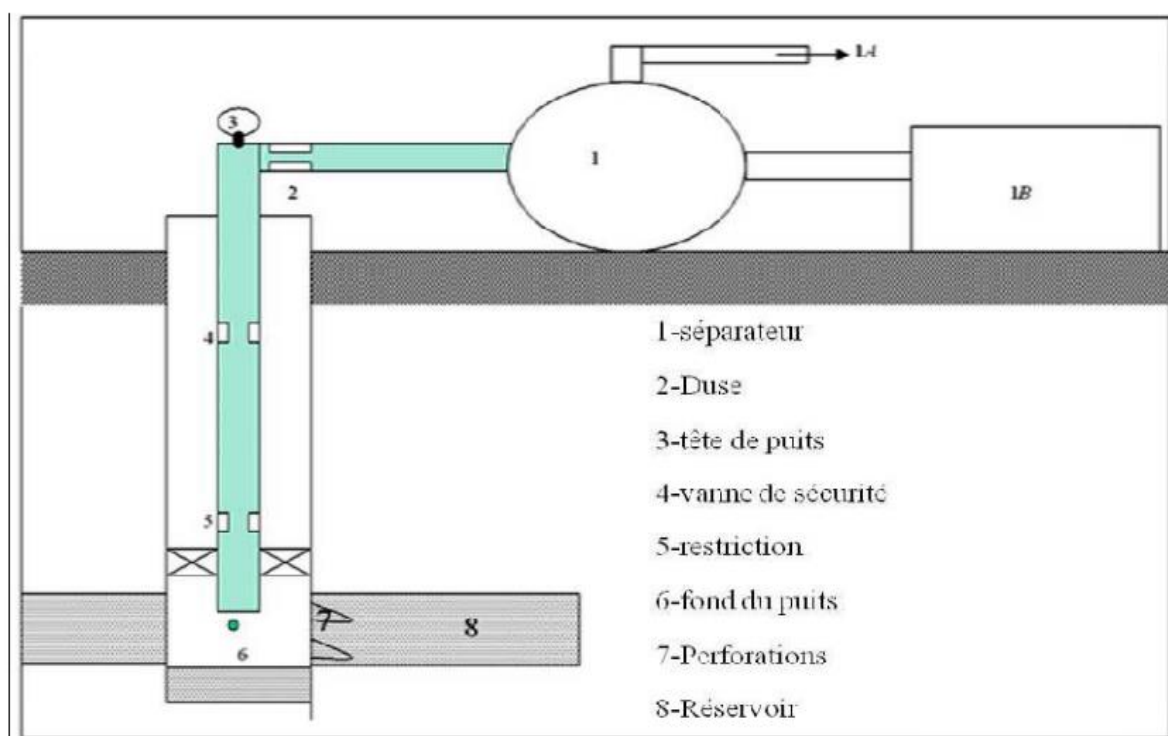


Figure II.3 : Les différentes positions des nœuds. [6]

Le nœud peut être sélectionné n'importe où dans le système production :

Séparateur : La sélection des nœuds au niveau séparateur permet d'étudier les effets des séparateurs, telles que la pression de séparation sur le fonctionnement du puits.

La duse : cette position nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production

Tête de puits : la sélection de nœuds au niveau du tête du puits permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte dans la performance du puits.

Fond du puits : le nœud au fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.

Au niveau des perforations : le nœud au niveau des perforations permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

Réservoir : le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits. [7]

La procédure consiste à choisir un point de division ou un nœud dans le système et à le diviser au niveau de ce point en deux parties : la partie amont et la partie aval.

Tous les composants qui se trouvent en amont du nœud choisi sont désignés par la section Inflow, tandis que la section Outflow comporte tous les composants qui se trouvent en aval de ce nœud. Le débit de l'effluent circulant dans le système peut être déterminé lorsque les exigences suivantes sont satisfaites :

- Le débit entrant vers le nœud est égale au débit sortant ;
- Une seule pression peut exister au niveau du nœud.

Durant le fonctionnement du puits, deux pressions restent constantes et ne dépendent pas du débit. L'une est la pression moyenne du réservoir \bar{p}_R , l'autre est généralement la pression de séparation $p_{sép}$ (ou la pression de tête p_{wh} si le puits est contrôlé par une duse de surface).

Une fois que le nœud soit choisi, la pression au niveau de celui-ci est calculée à partir des deux directions (amont et aval) en commençant par les pressions fixes (\bar{p}_R et $p_{sép}$) :

- Ecoulement entrant vers le nœud (Inflow) : $\bar{p}_R - \Delta p_{(amont)} = p_{noeud}$
- Ecoulement sortant du nœud (Outflow) : $p_{sep} + \Delta p_{(aval)} = p_{noeud}$

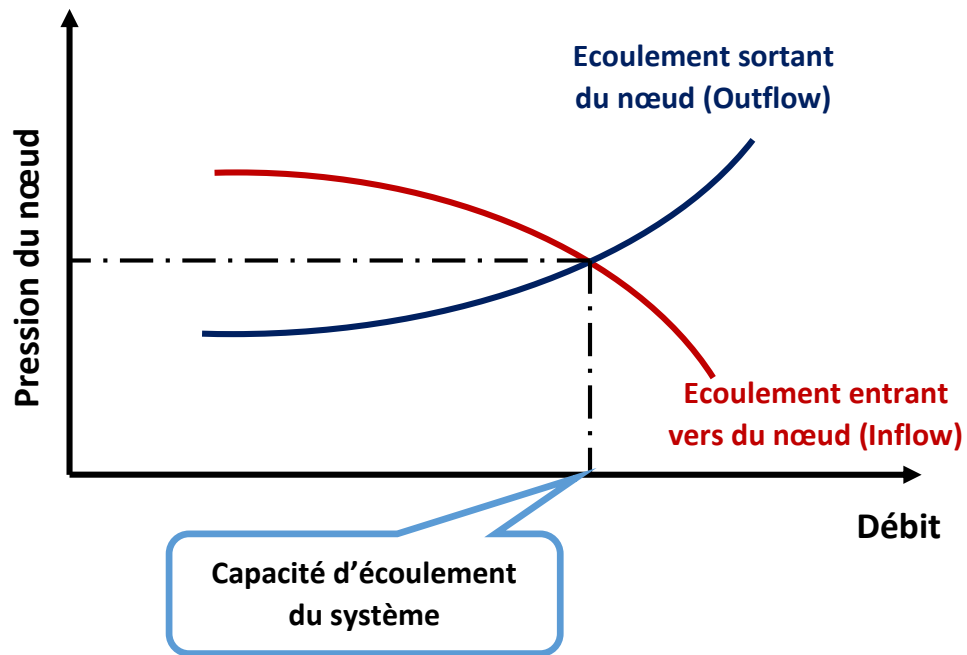


Figure II.4 : Détermination de la capacité d'écoulement . [7]

Les pertes de charge Δp dans les divers composants varient en fonction du débit d'écoulement. Ainsi, la représentation graphique de la pression du nœud en fonction du débit donne naissance à deux courbes. L'intersection de ces courbes représente le point de fonctionnement du système qui satisfait les deux critères mentionnés précédemment. Cette procédure est visualisée dans la figure II.4.

Si un changement est fait dans l'un des composants amont, seule la courbe Inflow change (La courbe Outflow reste la même). Cependant, si l'un des composants aval est modifié, la courbe Outflow change et la courbe Inflow reste la même. Si l'une ou l'autre des courbes est modifiée, leur point d'intersection sera décalé, entraînant de nouvelles conditions de pression et de débit au niveau du nœud spécifié. Le décalage des deux courbes peut aussi se produire dans le cas où les pressions fixes (\bar{p}_R et $p_{sép}$) ou l'une d'elles présente un changement (déplétion du réservoir ou changement de la pression de séparation). [1]

Remarque :

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits dépendent des équipements de fond ainsi que des caractéristiques des conduites, telles que leur diamètre et leur rugosité. Cependant, elles sont

également étroitement liées à la structure de l'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations. [9]

II.2.3 Procédé d'application :

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

- Établir un objectif spécifique pour le cas, tel que la détermination du diamètre du tubing à utiliser dans le puits.
- Identifier le type d'analyse requis pour résoudre le problème, comme une analyse systémique.
- Sélectionner les composants du système à analyser (réservoir, puits, complétion, et schéma d'écoulement), ainsi que les corrélations nécessaires.
- Effectuer les calculs appropriés et vérifier les performances graphiquement.
- Interpréter les résultats en fonction du type de cas. Examiner les résultats obtenus en les comparant aux données d'entrée.
- Ajuster les paramètres d'entrée et recalculer pour améliorer la qualité des résultats.
- Répéter les étapes de 1 à 6 pour d'autres cas d'études. [7]

II.2.4 L'objectif de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est une méthode polyvalente qui peut être employée pour examiner divers problèmes rencontrés dans les puits de production d'huile et de gaz. Elle est adaptée aussi bien aux puits producteurs qu'aux puits injecteurs (d'eau ou de gaz) en ajustant les formulations de l'Inflow et de l'Outflow. Voici quelques exemples illustrant les différentes objectifs et applications possibles de cette approche :

- Sélectionner le diamètre des tubings ;
- Déterminer les dimensions des collecteurs de surface ;
- Choisir le diamètre de la duse ;
- Détermination de design de gaz lift, de pompage et autres ;
- Évaluer la stimulation des puits ;
- Sélectionner la taille de la vanne de sécurité sub-surface ;
- Étudier l'effet de la densité des perforations ;
- Examiner un système existant pour détecter des anomalies dans l'écoulement ;
- Analyser l'impact de la compression dans les puits à gaz ;
- Prédire l'incidence de la déplétion du réservoir sur la capacité de production [6]

II.3 Les pertes de charge :

Le déplacement des fluides à travers n'importe quelle installation est toujours accompagné de frottements, principalement engendrés par la rugosité des conduites. Ces forces cumulées sont désignées sous le terme de pertes de charge ou de pression. [1]

D'une autre manière elles sont principalement causées par la conversion irréversible de l'énergie mécanique du flux en chaleur lors de déplacement de fluide. Cette transformation d'énergie est due à la viscosité moléculaire et turbulente du fluide en mouvement. [10]

On distingue deux types de pertes de charges :

a. Pertes de charge linéaires (régulières)

Sont aussi appelées «pertes de charge par frottement». Elles correspondent à une perte de pression dans une installation, due aux frottements des fluides dans les tuyauteries, cuivre, acier. Caractérisée par :

1. Son diamètre (section) est petit ;
2. Sa rugosité est élevée. En effet, tous ces gains de matière créent des turbulences et donc un écoulement désordonné de fluide, ce qui augmente les pertes. Il faudra donc prendre en considération la matière de la canalisation ;
3. Sa longueur est importante. Il est plus difficile au fluide de traverser une grande distance qu'une petite distance ;
4. La vitesse du fluide est grande (création de turbulences).

$$\Delta Pf = \lambda \frac{L}{D} g \frac{U^2}{2} \text{ (Pa)}$$

ΔPf : est la perte de charges linéaires(en mètre).

λ : Coefficient de perte de charge (nombre sans dimension).

L : Est la longueur de conduite (en mètre).

g : L'accélération de la pesanteur (en m/s²)

U : Vitesse moyenne du fluide (en m/s).

D : Diamètre intérieur du tube (en m)

A. Pertes de charges localisées (singulières)

Les pertes de charge singulières sont essentiellement dues aux accidents de canalisation, telle que (vanne, coude, changement de section,...) c'est-à-dire toute modification géométrique de la conduite.

1. La nature de l'obstacle caractérisée par : ζ (coefficient de pertes charges singulières) ;
2. D'un coefficient proportionnel au carré de la vitesse du fluide : $\gamma v^2/2g$. [10]

II.3.1 Perte de charge dans le tubing :

L'un des éléments important dans tout système de production est le tubing. Environ 80% des pertes de pression surviennent lors du déplacement des fluides du fond du puits vers la surface. La perte de charge totale dans le tubing et exprimée par :

$$\Delta p_{tubing} = p_{wf} - p_{wh}$$

Δp_{tubing} : Perte de charge totale dans le tubing.

p_{wf} : Pression de fond dynamique.

p_{wh} : Pression de tête dynamique.

L'équation du gradient de pression qui s'applique à l'écoulement d'un fluide dans une conduite de n'importe quelle inclinaison est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho g \sin \theta}{g_c} + \frac{f \rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \dots \dots Eq. (II - 01)$$

Si l'angle par rapport à la verticale est utilisé, l'équation devient :

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho g \cos \theta}{g_c} + \frac{f \rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \dots \dots Eq. (II - 02)$$

Où :

θ : Inclinaison du puits par rapport à la verticale

L'équation (II - 01) est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement, elle est exprimée comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots \dots Eq. (II - 03)$$

La densité des huiles est généralement beaucoup supérieure à celle des gaz et puisque la composante hydrostatique dépend de la rétention de liquide, le paramètre plus important qui doit être évaluée est la rétention de liquide (liquid holdup), dans l'autre côté dans les puits à gaz, le gaz se déplace habituellement à une vitesse relativement élevée, qui génère plus de friction dans la conduite. Il est donc essentiel de bien évaluer la rugosité de la pipe pour obtenir le facteur de friction.

II.3.2 perte de charge dans le réseau de collecte :

Le calcul des pertes de pression qui se génèrent dans les pipelines sont requises dans l'industrie pétrolière pour concevoir le réseau de collecte, regrouper les lignes ou déterminer les distances des pipelines.

La chute de pression dans le réseau de collecte, représentée par $\Delta p_6 = p_{DSC} - p_{sep}$ comme illustré dans la figure II-02, peut être négligeable pour un petit réseau, mais elle peut représenter une part significative de 20% jusqu'à 30% de de la perte totale $\overline{p_R} - p_{sep}$ où la distance entre la tête de puits et le séparateur peut être de plusieurs kilomètres. [7]

L'équation générale du gradient de pression pour l'écoulement à travers les pipelines souligne l'importance d'avoir une corrélation fiable pour le calcul du facteur de friction.

II.3.3 Méthodes de calcul des pertes de charge :

Les pertes de charge dans les conduits sont calculées par la formule suivant

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots \dots Eq. (II - 03)$$

A. Perte de charge du à l'élévation :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \sin\theta \dots \dots Eq. (II - 4)$$

Avec : ρ_s est la masse spécifique du mélange gaz-liquide dans le tronçon de la conduite.

B. Perte de charge du aux frictions :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{(f \rho v^2)_f}{2 g_c d} \dots \dots Eq. (II - 5)$$

Où : f , ρ et v sont définis différemment par les auteurs.

C. Perte de charge due à l'accélération :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{(\rho v dv)_k}{g_c dL} \dots \dots Eq. (II - 6)$$

II.3.4 Les différents modèles de calcul des pertes de charge :

Il existe trois modèles analytiques simples qui prennent en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations. Ces modèles sont :

II.3.4.1 Modèle homogène :

Ce modèle ne tient pas compte du holdup du liquide pour le calcul de la densité, il considère une même vitesse d'écoulement pour le gaz et le liquide (il ne tient pas compte de l'effet de glissement entre les phases). Il a des domaines de validité assez réduits.

II.3.4.2 Modèle de glissement :

Il est considéré plus précis que le précédent. Il tient compte du glissement entre les deux phases, (liquide et gazeuse). Le régime d'écoulement est pris en compte, la masse volumique est calculée en fonction du holdup liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

Le glissement est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases s'écoulent de différentes vitesses.

II.3.4.3 Modèle généralisé :

Ce modèle dit à deux fluides, chacune des phases est traitée séparément, ce qui donne lieu à deux ensembles d'équations concernant la conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie de chaque phase. [7]

II.3.5 Les corrélations des pertes de charge :

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- **Catégorie A** : ni le glissement ni le régime d'écoulement ne prennent en considération.
- **Catégorie B** : Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- **Catégorie C** : Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés. [6]

Aucune corrélation n'a à considérer comme étant la meilleure par rapport aux autres pour tous les types d'écoulement. Les essais individuels de puits et les l'expérience peuvent être utilisés pour trouver la corrélation qui correspond le mieux aux caractéristiques de chaque puits. [7]

Tableau II.1: Classification des corrélations de calcul des pertes de charges dans tubing.

Les corrélations de calcul des pertes de charges dans le tubing	
Méthodes	Catégorie
No-slip	A
Hagedorn and Brown	B
Orkiszewski	C
Duns and Rose	C
Beggs and Brill	C
Beggs and Brill revised	C
Méthode d'Aziz, Govier et Fogarasi	C
Mukherjee and Brill	C
Ansari	C
OLGAS	C

Tableau II.2: Classification des corrélations de calcul des pertes de charges dans réseau de collectes

Les corrélations de calcul des pertes de charges dans le réseau de collecte	
No-slip	A
Beggs and Brill	C
Beggs and Brill revised	C
Mukherjee and Brill	C
OLGAS	C
Oliemans	C

Chapitre III

Optimisation et dimensionnement des collectes

III.1 Introduction

L'optimisation de la production implique d'analyser toute la chaîne de système de production, depuis le réservoir jusqu'aux bacs de stockage. Cette analyse détaillée des paramètres de chaque composante du système vise à identifier les variables clés qui seront prises en considération lors de l'optimisation. La solution optimale du système dépend de l'ensemble des paramètres (variables clés) qui impactent la production.

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et optimiser de système de production (modèle puits et réseau de collecte) de quatre puits situent à NEZLA Nord au niveau de la région de GASSI Touil. Le but étant d'étudier l'état des puits reliés au manifold et de choisir le dimensionnement adéquat des tubings de ces puits, des flow line (pipeline), des trunk line (collecteur) afin d'avoir une production optimale.

Pour atteindre cet objectif, nous avons utilisé le logiciel PIPESIM [11]

III.2 Présentation de la région de Gassi Touil :

La Direction Régionale de Gassi Touil, est l'une des dix Directions Régionales qui constituent la Division Production / Activité Exploration & Production du groupe SONATRACH.

Ces installations de surface collectent, traitent, stockent et exportent du brut, condensât, GPL et du gaz sec extraits des gisements des périmètres de : Brides, Nezla (Nord et Sud), Gassi El Adem, Gassi Touil, Toual, Hassi Touareg (Nord et Sud), Hassi chergui (Nord et Sud), Rhourde El Khelf.

Cette région dispose de différentes installations de base, dont principalement :

- ✓ Deux unités de production (l'un traitement de brut et l'autre traitement de gaz) .
- ✓ Des champs pétroliers et gaziers. [12]

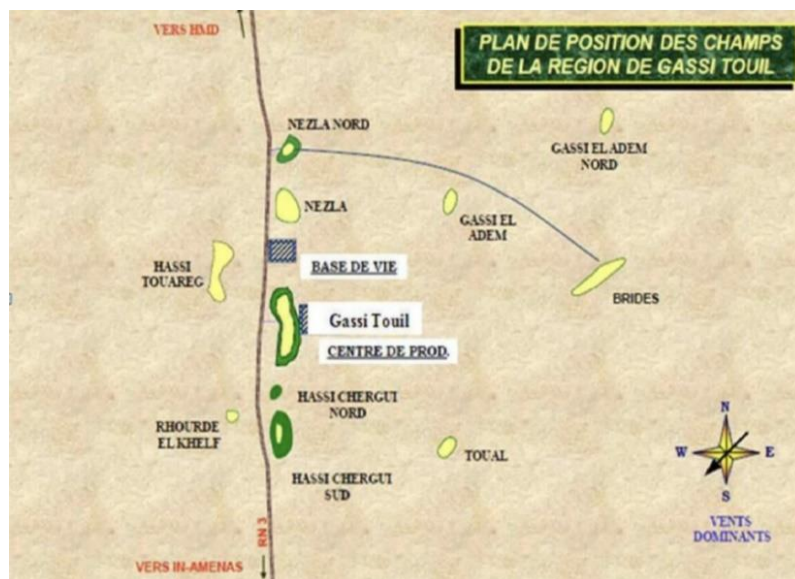


Figure III.1 : Les champs de la région de gassi touil [12]

III.2.1 Localisation de Gassi Touil :

Le champ de Gassi Touil est en vocation pétrolière et gazière. Elle s'étend sur 170 Km de long et 105 Km de large, situé à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 1000 km d'Alger, sur la route nationale RN 3 reliant Ouargla à In Aménas

Le climat est caractérisé par une humidité relative 10 % min, et 75 % max. les amplitudes de température sont importantes, variant de -5 °c en hiver à 55 °c en été. Le vent est violent et souvent accompagné de sable avec une direction nord-est / sud-ouest.

Coordonnées géographiques :

x = de 6°28'00" à 6°30'00"

Y = de 30°30'00" à 30°17'00"

La région de Gassi_Touil englobe les champs suivants :

Champs	type
Gassi_Touil (TAGS)	Gaz à condensât + Huile
Gassi_Touil	(TAGI) Huile
Nezla Nord	Huile + Gaz à condensât
Nezla Sud	(TAGS) Gaz à condensât

Hassi Chergui (N, S)	Huile
Hassi Touareg (N, S)	Gaz à condensât
Gassi El Adem	Gaz
Toual (TAGS, TAGI)	Gaz à condensât
Brides	Gaz sec

[13]

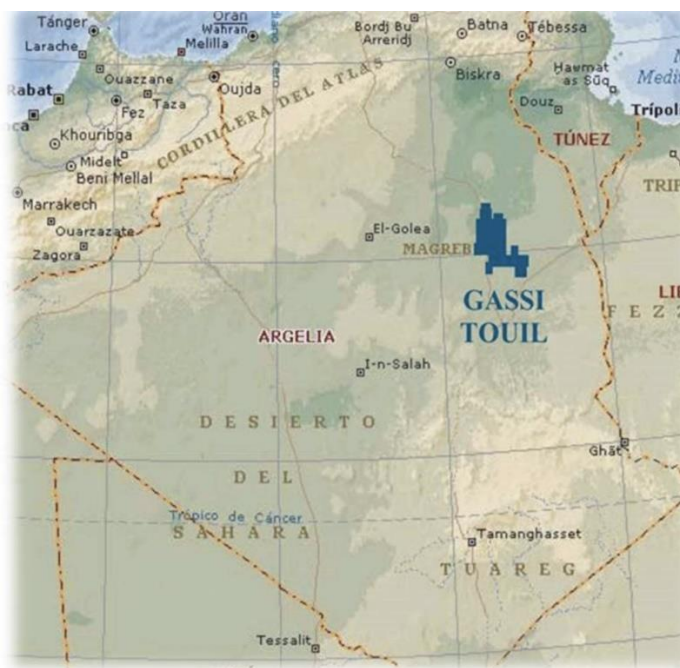


Figure III.2 : Localisation de GASSI Touil [13]

III.2.2 Historique de champ Gassi Touil :

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GT 1. Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias Supérieur et Inférieur. Il a fallu attendre le forage de GT 3 (Novembre 1962-Mars 1963), implanté sur le flanc est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias Inférieur à une profondeur de 2100 m.

Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes où pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'en 1974, pour délimiter les contours du gisement.

III.3 Présentation de champs NEZLA NORD :

III.3.1 Situation géographique du champ :

Le champ de NZN est situé à environ 40 km au Nord de la base de vie de Gassi Touil, à 110 km au Sud de Hassi Messaoud (HMD), et à 1020 km au Sud-Sud Est d'Alger.

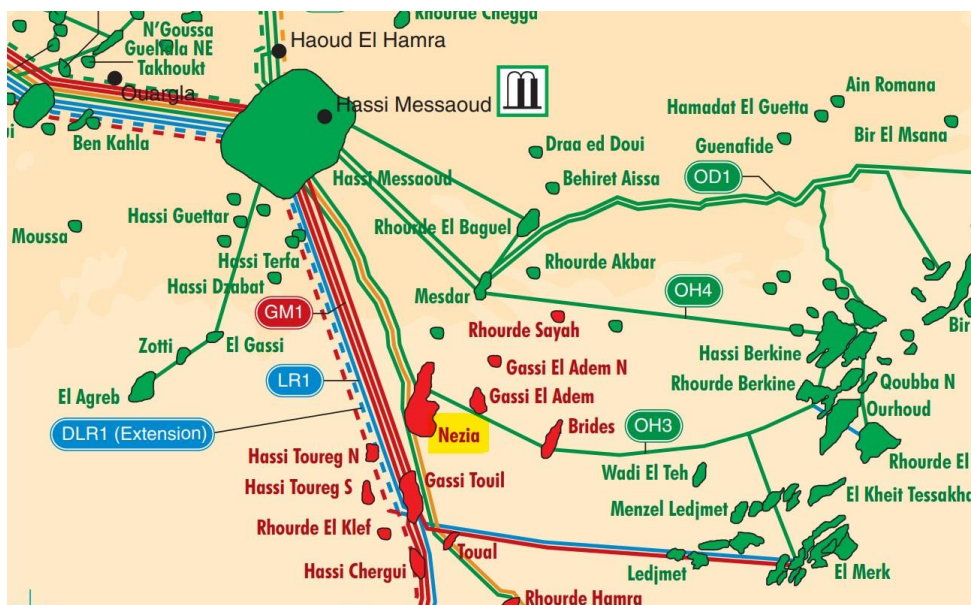


Figure III.3 : Situation géographique du champ NEZLA NORD [13]

III.3.2 Découvert est description :

Le champ de Nezla Nord est un des gisements d'hydrocarbures produisant dans le Trias Argilo-gréseux Inférieur et l'Ordovicien (Grès de Ouargla et quartzites de Hamra).

Structural, c'est un anticlinal d'orientation subméridienne, limité à l'Est et l'Ouest par des failles.

Les grès du Trias Argilo-Gréseux Supérieur sont gazéifères alors que les grès du Trias Argilo-Gréseux Inférieur renferment un gisement d'huile à gas-cap.

Le réservoir de l'Ordovicien est représenté par deux formations : les Grès de Ouargla et les Quartzites de Hamra qui constituent un réservoir unique. Il n'y a pas de gas-cap dans l'Ordovicien [12]

Tableau III.1 : Date de découverte et mise en production de champs Nezla nord

Date de découverte	Date de mise en production	
1958	Ordovicien	TAGI
	Mars 1966	Septembre 1967

Les réserves en place estimées par la méthode volumétrique du Trias Inférieur sont :

Prouvées : 5.52 Million m³

Probables : 3.472 Million m³

Le volume des pores contenant le gaz du gas-cap est de 4425 Million m³.

Les réserves en place de l'Ordovicien se chiffrent à 15.58 Million m³ dont 3.6 Million sont enfermés dans les fissures et 11.0 Millions m³ dans la matrice (porosité fissurée = 1 %).

✓ Jusqu'en 1969, le réservoir produisait par " water-drive ". Par la suite, le mécanisme de drainage a évolué en régime de gas dissous et " water-drive ". [12]

III.3.3 État actuel de champ :

La production cumulée à la fermeture du champ est comme suite :

A) Ordovicien

Huile : 2.44 millions stdm³, soit 16.1% des réserves initiales

Gaz : 626.492 millions stdm³, soit 38.5% des réserves initiales

B) TAGI

Huile : 395800 stdm³, soit 7.2% des réserves initiales

Gaz : 337.08 millions stdm³, soit 38.5% des réserves initiales

C) Le TAGS n'est pas encore exploité, ces réserves sont de l'ordre de :

Gaz : 6 milliards stdm³

Condensât : 1.8 millions stdm³

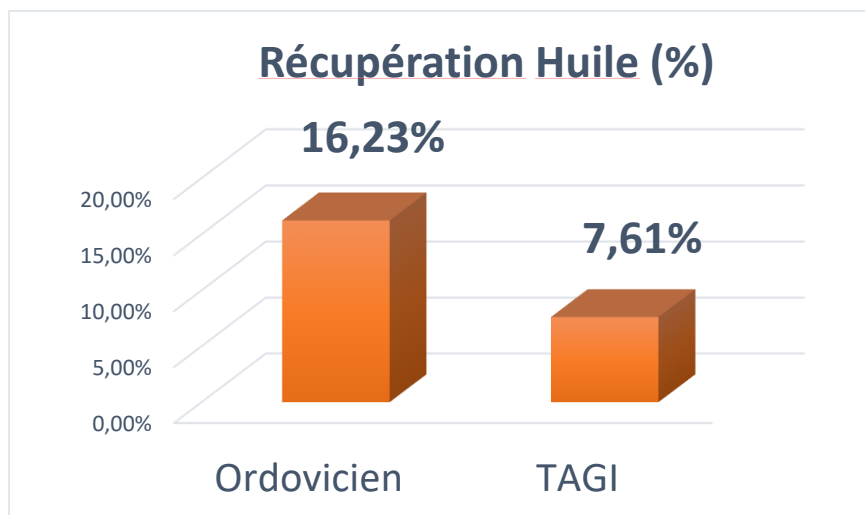


Figure III.4 : Graphe de la récupération d’huile dans les deux reservoir [12]

III.3.4 Caractéristiques pétro-physiques :

Tableau III.2 : Les caractéristique petro-physique de Nezla nord

Réservoirs	Hauteur utile (m)	Porosité (%)	Sw (%)	Km (md)
TAGS	16.6	12.2	22.8	-
TAGI	57.6	14	32	137.9
Quartzite de Hamra	64.9	6.3	34	0.1 à 0.8 (dans la matrice)
Grès d’Ouargla	16.4	6.2	38	

III.3.5 Données de réservoirs :

Tableau III.3 : Les données de réservoir de Nezla nord

Caractéristique du réservoir trias argileux inférieur TAGI	
Superficie	65 km ² environ
Pression initial du réservoir	307 kgf/cm ²
Pression de bulle	307 kgf/cm ²
Contact gaz/huile initial	-2256m

Contact huile/ eaux initial	-2412 m
Température de fond	100°C
Hauteur total	De 83 à 120m
GOR initial	265.2 m3/m3
Densité d’huile	0.7722
Caractéristique du réservoir Ordovicien (GO et QH)	
Superficie	-
Pression initial du réservoir	313 kgf/cm ²
Pression de bulle	305 kgf/cm ²
Contact huile/ eaux initial	-2530 m
Température de fond	97°C
Hauteur total	90 m
Densité d’huile	0.802

III.4 Point de situation sur les puits de champ :

III.4.1 liste des puits :

Dans ce gisement il y avait les puits NZN 1, 2, 3, 4, 7 et NZE 2 producteurs d’huile dans le TAGI et l’Ordovicien qu’on va s’intéresser à leur reprise, et les puits NZN 5, 6 et 8 prévus comme producteurs de gaz dans le TAGS et qui actuellement appartiennent à la compagnie REPSOL [13]

Tableau III.4 : Liste des puits

Puits foré	Puits d’huile	Puits de gaz	Puits d’eau
11	NZN-2, NZE2, NZN7, NZN4,	NZN1, NZN5, NZN6, NZN8	NZN-1Bis (Mio), NZN-5Bis (Alb)
	5	4	2

III.4.2 Positionnement des puits :

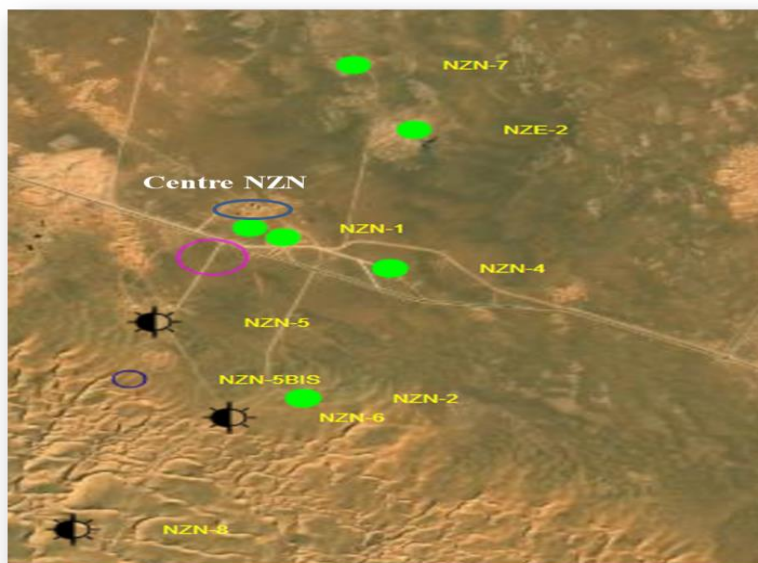


Figure III.5 : Positionnement des puits du champ NEZLA NORD [13]

III.4.3 Problèmes d'exploitation des puits de NEZLA NORD :

- NZN 2 : Colmatage du puits à cause d'une perte de 67 m³ de boue d'huile. Ordovicien fermé en 1972 et le TAGI en 1980.
- NZN 4 : Production importante d'eau, communication entre les deux niveaux et bouchage des installations. Ordovicien fermé en 1972 et le TAGI en 1978.
- ✓ NZE 2 : GOR très élevé et production importante de gaz. Fermé en 1982
- ✓ NZN7 : La production d'huile était faible après le deuxième test du DST suite à des dépôts de sels. TAGI fermé en 1982. [13]

III.4.4 reprise des puits :

- NZN 2 : Une stimulation par l'acidification le 06/12 /2022 : a été réalisé juste après le problème, permet de restaurer les conditions de réservoir et donc augmentation de débit jusqu'à 152.64 m³ /j.
- NZN 4 : Repris avec un work-over Début WO : 01/08/2022 ; Fin WO : 01/11/2022 But : Récupération du poisson et changement complétion du puits en 4''1/2.
- NZE 2 : Début WO : 07/08/2023 ; Fin WO : 25/08/2023, ENAFOR 34 But : Changement de la complétion du puits et le remettre en service en assurant son intégrité et réduire les venues de gaz par l'abandon des perforations productrices de gaz.
- NZN 7 : intervention snubbing 08/02/2023 posés un tubing : pour lutter contre le dépôt.

III.5 Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production est un outil d'ingénieur de production qui couvre un large éventail d'applications pertinentes pour l'industrie pétrolière et gazière.

Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

Les applications de ce logiciel sont :

- Études de cas sur les performances des puits incluent l'analyse nodale ;
- L'optimisation des équipements des puits ;
- Permet à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système ;
- L'analyse et l'optimisation des réseaux des puits ;
- L'optimisation de la production ;
- L'analyse des puits multilatéraux. [14]

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres

Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est d'optimiser la production des puits, nous avons utilisé les modules suivants :

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

III.6 optimisation des tubings :

III.6.1 état proposé :

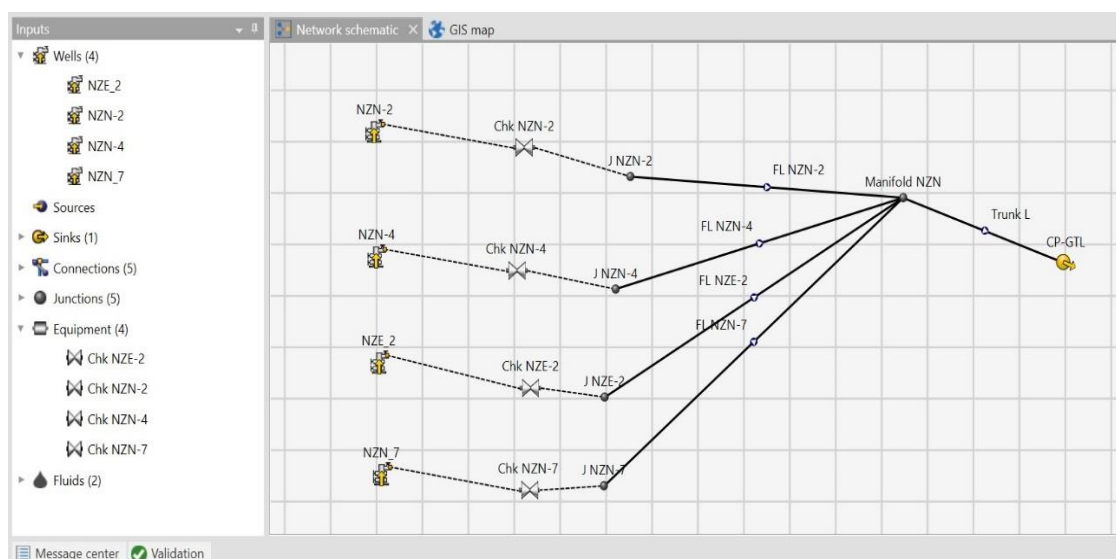


Figure III.6 : Modèle puits de la zone NEZLA Nord

III.6.2 Etude des In Flow performance Relationship / Vertical lift Performance:

Les pertes de charge dans le tubing varient en fonction du débit. L'évolution du débit en fonction de la pression de fond donne naissance à deux courbes : l'une est l'IPR qui représente l'écoulement à travers le réservoir, l'autre est le VLP qui représente les pertes de charge dans le tubing. Leur intersection représente le point de fonctionnement du puits.

III.6.2.1 Les données nécessaires pour tracer les IPR :

Tableau III.5 : Les données nécessaires pour tracer IPR

Puits	NZN2	NZN4	NZN7	NZE2
pr(psia)	3925,643	4014,696	3440	3664,696
TR (°F)	212	215,6	208,4	208,4
pt (psia)	536,64	999,6959	1299,696	1299,696
Water cut (%)	50	50	0	0
GOR total (Sm³/Sm³)	200	200	0	0
API	44	44	44	44

III.6.2.2 Les données nécessaires pour tracer les VLPs :

Tableau III.6 : Les données nécessaires pour tracer VLP

Puits	NZN2	NZN4	NZN7	NZE2
T_R (°F)	212	215,6	208,4	208,4
p_t (psia)	536,64	999,6959	1299,696	1299,696
Liquid flow rate (sm³/d)	46	132	22	68,8
Profondeur (m)	2551	2503,48	2501,5	2492

On prend comme exemple le puits NZN4, la courbe de l'IPR vs VLP et le point de fonctionnement sont montré dans la figure suivante :

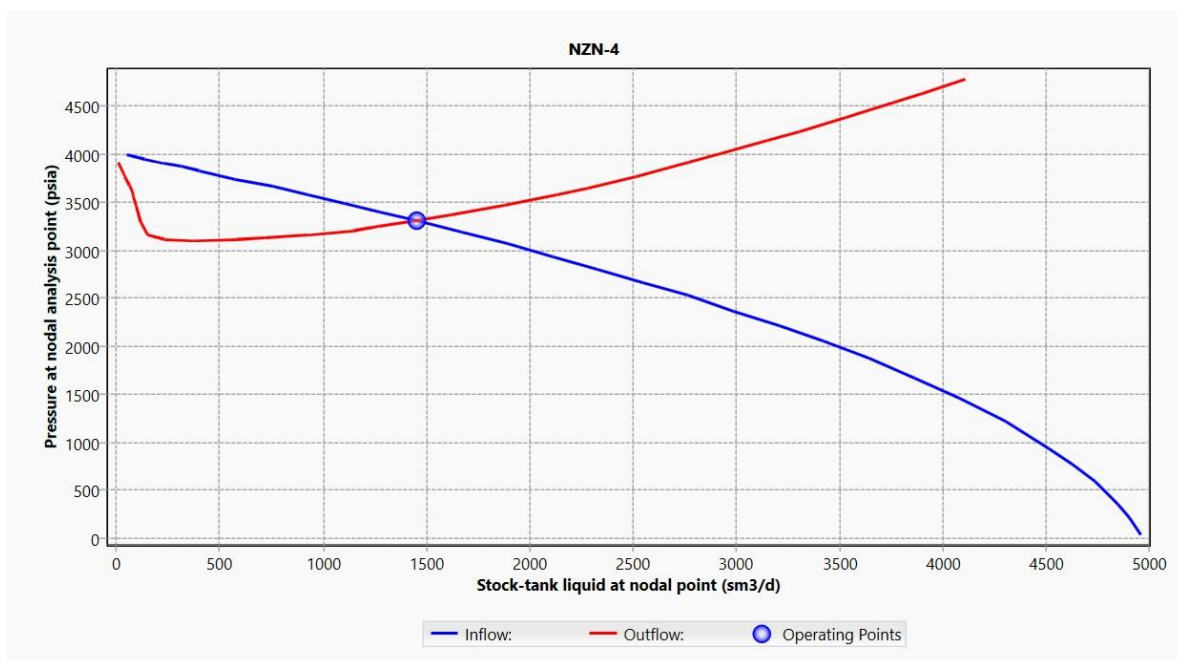


Figure III.7 : IPR vs VLP du puits NZN4

III.6.2.3 Choix de la corrélation des écoulements verticaux

Nous aurons à choisir une des corrélations suivantes :

- Ansari
- Beggs and Brill (tulsa (legacy 1989))
- Beggs & Brill Original
- Beggs & Brill Revised
- Duns & Ros
- Govier, Aziz
- Govier, Aziz & Fogarasi
- Mukherjee & Brill
- Orkiszewski.

Le processus de choisir de la corrélation appropriée dans le logiciel PIPESIM implique de comparer différentes corrélations avec un test de mesures. Cela se fait en traçant le gradient de pression en fonction de la profondeur pour chaque corrélation mentionnée ci-dessus, puis en comparant ces gradients avec celui du test réel. La corrélation sélectionnée est celle qui produit le gradient le plus similaire.

On choisit les puits NZN-4 pour effectuer le matching.

La figure (III.8) donne les gradients de pression du puits NZN-4 pour chaque corrélation ainsi que les points de test qui sont représentés par des points bleu :

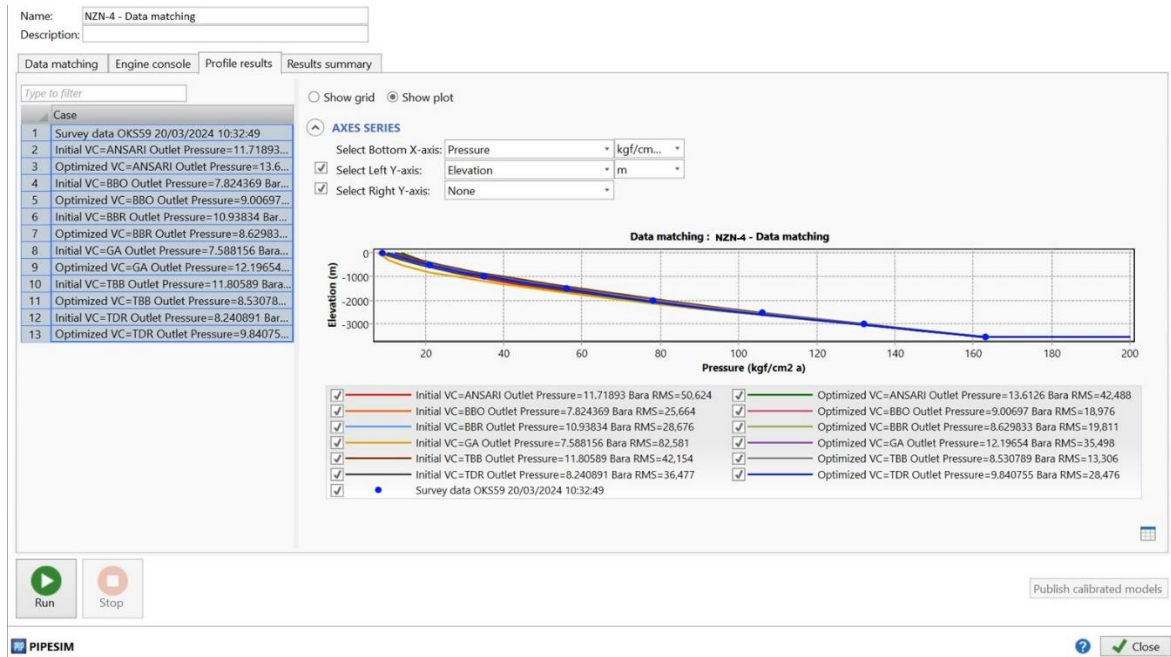


Figure III.8 : Data matching pour le puits NZN4

Pour un choix précis de la corrélation correct pour notre teste on sélectionne la corrélation qui a un gradient proche au celui du test réel et en trouve :

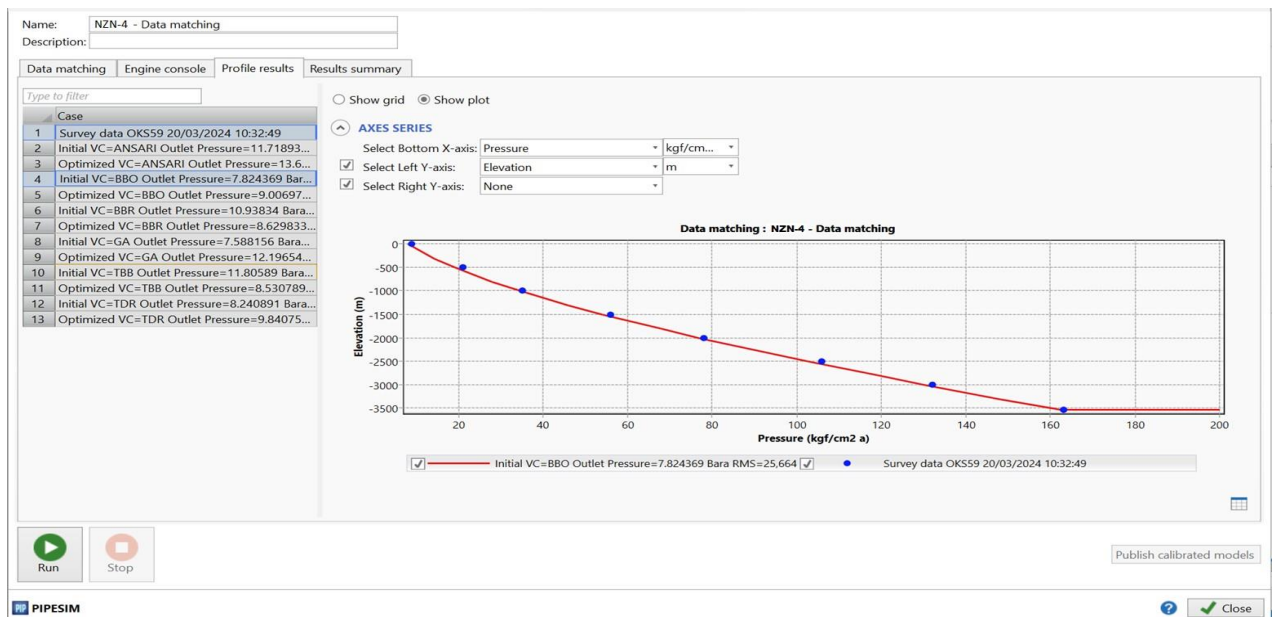


Figure III.9 : Le choix de la corrélation pour le puits NZN4

La corrélation qui donne le gradient de pression le plus proche des points d'essais est : Beggs and Brill original, Donc on la choisit pour le reste de notre étude.

III.6.3 Choix du diamètre des tubings :

III.6.3.1 Traçage du Vertical lift performance (VLPs) des puits pour plusieurs diamètres :

Les diamètres choisis pour cette étude sont notée dans le tableau suivant

Tableau III.7 : Les diamètres choisis pour optimisation des tubings

Diamètre externe OD (inch)	Diamètre interne ID (inch)
2 ^{7/8}	2,441
3 ^{1/2}	2,992
4	3,476
4 ^{1/2}	3,958

Pour le puits NZN4, la simulation nous a donné :

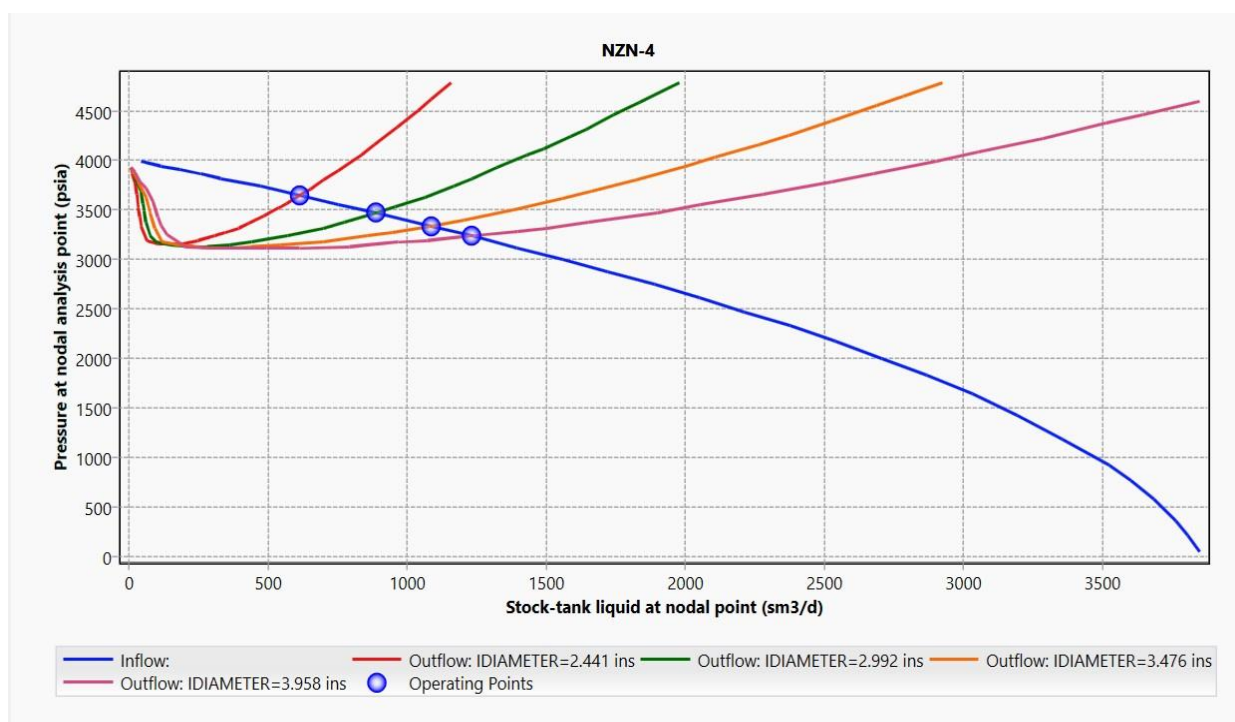


Figure III.10 : VLPs suivant différents diamètres pour le puits NZN4

Les histogrammes suivants montrent les débits obtenus pour les puits NZN2, NZN4, NZN7, NZE2 suivant les différents diamètres :

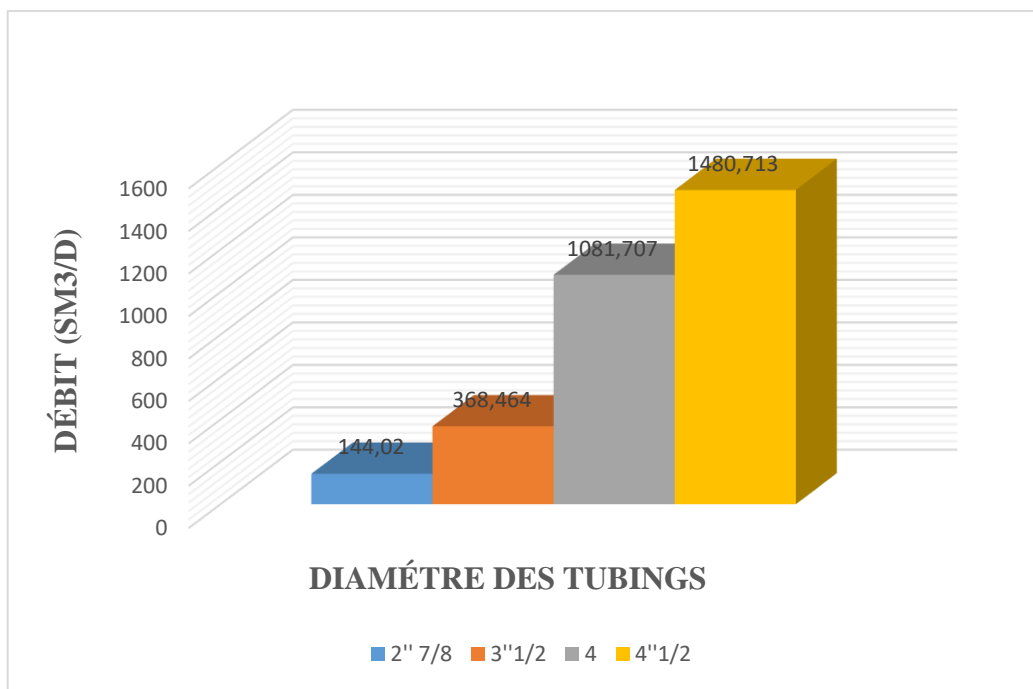


Figure III.11 : Le débit en fonction du diamètre pour le puits NZN2

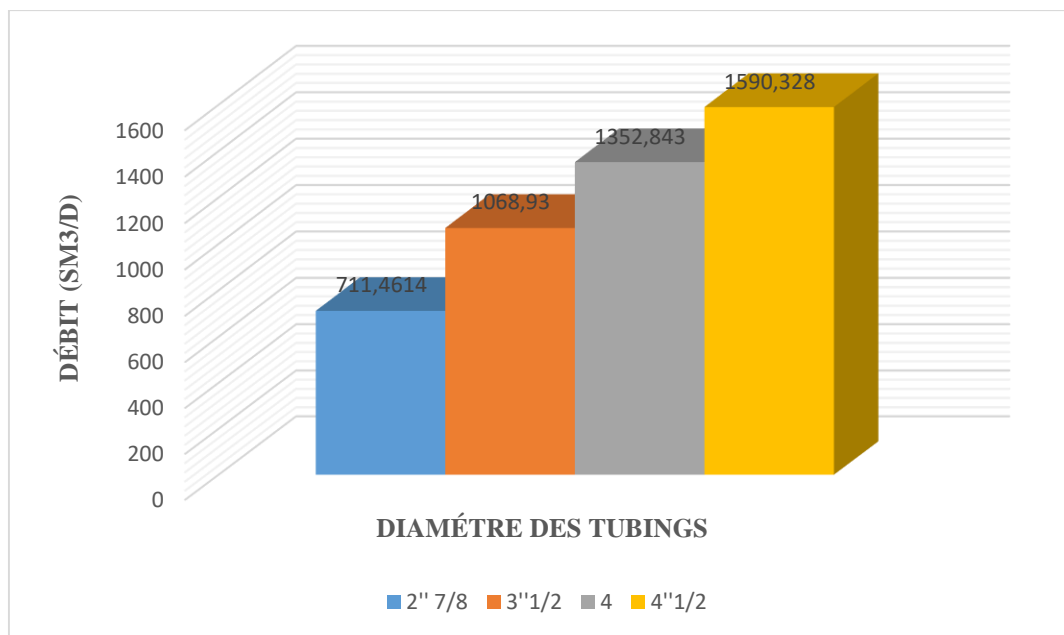


Figure III.12 : Le débit en fonction du diamètre pour le puits NZN4

L'analyse nodale nous donne les débits de fonctionnement suivant les différents diamètres de tubings pour les quatre puits, les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau III.8 : Résultat des débits obtenus suivant le diamètre des tubings

OD		NZN2	NZN4	NZN7	NZE2
2 ^{7/8}	Q _o (Sm ³ /d)	144,02	711,4614	55,52228	178,7261
3 ^{1/2}	Q _o (Sm ³ /d)	368,464	1068,93	58,04638	225,8903
4''	Q _o (Sm ³ /d)	1081,707	1352,843	59,96048	260,2967
4 ^{1/2}	Q _o (Sm ³ /d)	1480,713	1590,328	80,48126	266,812

Remarque : les cases en couleur foncée désignent le diamètre actuel du tubing.

III.6.3.2 Choix des diamètres optimums

Les résultats des débits actuels et maximums sont résumés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau III.9 : Résultat des débits actuelle et maximum

Puits	NZN2	NZN4	NZN7	NZE2
Le débit actuel (sm ³ /D)	1081,707	1352,843	59,96048	225,8903
Le débit maximal (sm ³ /D)	1480,713	1590,328	80,48126	260,2967
Le diamètre optimum (inches)	4 ^{1/2}	4 ^{1/2}	4 ^{1/2}	4 ^{1/2}
La différence (sm ³ /D)	399,006	237,485	20,520	34,406

Le diagramme suivant représente une comparaison entre débit non optimisé et le débit optimisé après le choix de diamètre optimum :

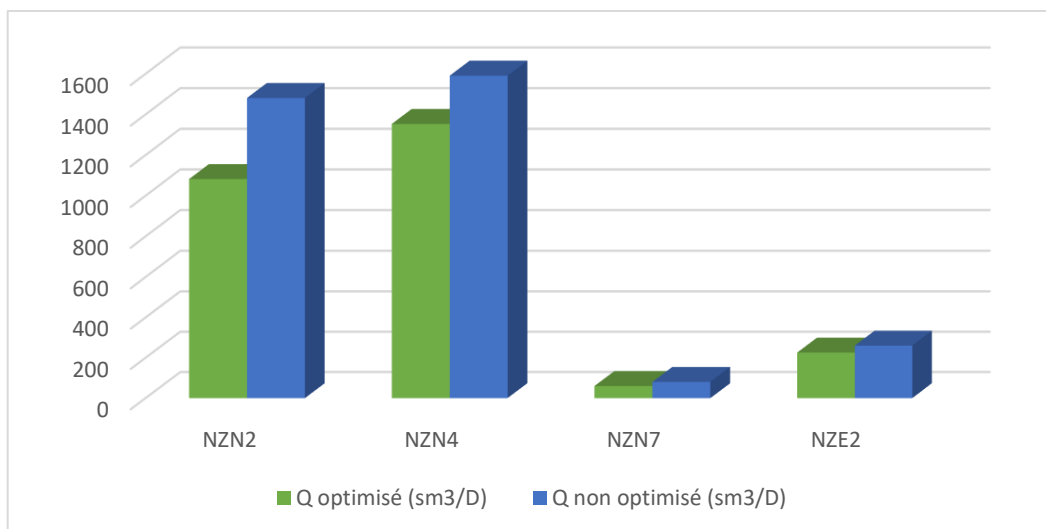


Figure III.13 : Comparaison entre débit optimisé et non optimisé des puits

III.7 Modélisation de réseau de collecte de NEZLA Nord :

III.7.1 état proposés :

Le réseau de collecte Nord comporte quatre puits producteurs d’huile d’une façon aléatoire dans deux réservoirs ORD et TAGI de champs NEZLA Nord de la région GASSI Touil non distribués vers le centre de traitement.

Pour des raisons techno-économique et sécuritaire (minimum de torchage et éviter l’utilisation périodique des bacs de stockage) on propose un système de raccordement de ces puits qui seront raccordés par un manifold supplémentaire au niveau de champs NEZLA Nord puis, le manifold à leur tour sera lié à un collecteur distribuer directement vers le centre de traitement.

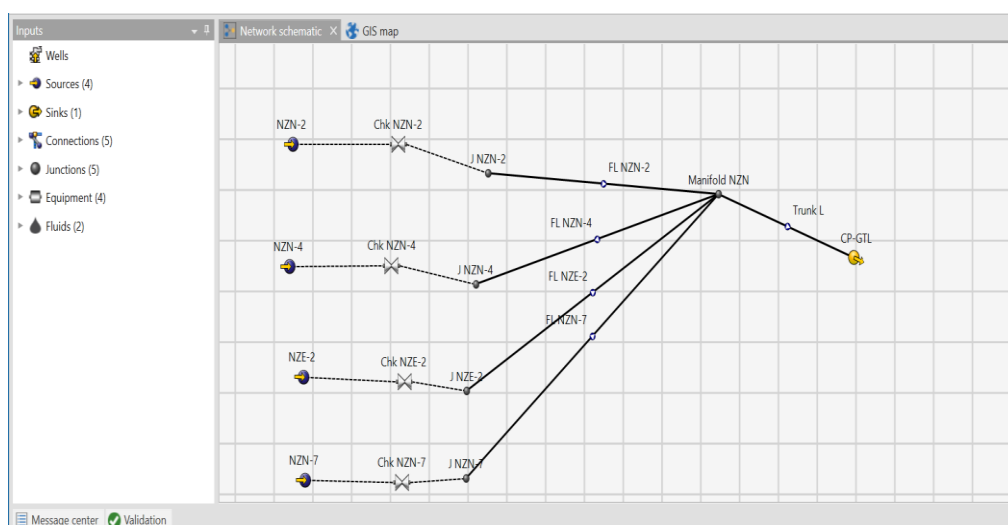


Figure III.14 : Le réseau de collecte (modèle source) de la zone NEZLA Nord



(A)

(B)

Figure III.15 : Schéma de raccordement

A : Centre de traitement de Nezla, B : Champs de NEZLA Nord

III.7.2 Optimisation des collectes puits-manifold (flow line) -manifold-CPGTL trunk line:

Une étude de sensibilité sur les pertes de charges a été effectuée pour trois diamètres de pipe le long de chemin reliant le puits au centre de traitement :

- **Gamme des pipes puits-manifold NZN (Flow Line) :**

Diamètre externe OD (in)	Diamètre interne ID (in)
4''	3,364
6''	5,72
8''	7,339

- Gamme des pipes manifold NZN- CPGTL (TL) :

Diamètre externe OD (in)	Diamètre interne ID (in)
8''	7,339
10''	9,963
12''	11,625

- Les différentes distances :

Tableau III.10 : Les données des collectes

Puits	Distance puits-manifold (m)	Distance manifold- CP GTL (m)
NZN2	2042,54	55627,6
NZN4	989,66	
NNZ7	1716,4	55627,6
NZE2	1282,82	55627,6

III.7.3 Choix du diamètre des collectes :

Les tableaux suivants représentent la production, les pertes de charge totales et EVR des quatre puits dans les conduites pour les différentes dimensions des collecteurs :

III.7.3.1 Diamètre des flow line :

Tableau III.11 : Débit des puits en fonction des diamètres du pipe

Qo (Sm ³ /d)			
OD	4''	6''	8''
NZN2	82,078	83,85838	83,91898

NZN4	93,50083	93,50047	93,50058
NZN7	56,20661	56,21554	56,21582
NZE2	97,88027	97,90611	97,907

Tableau III.12 : Perte de charge des puits en fonction des diamètres du pipe

Perte de charge (psig)			
OD	4"	6"	8"
NZN2	425,83	29,495	35,01
NZN4	9,13	10,073	13,12
NZN7	49,811	10,689	22,166
NZE2	39,948	15,161	20,02

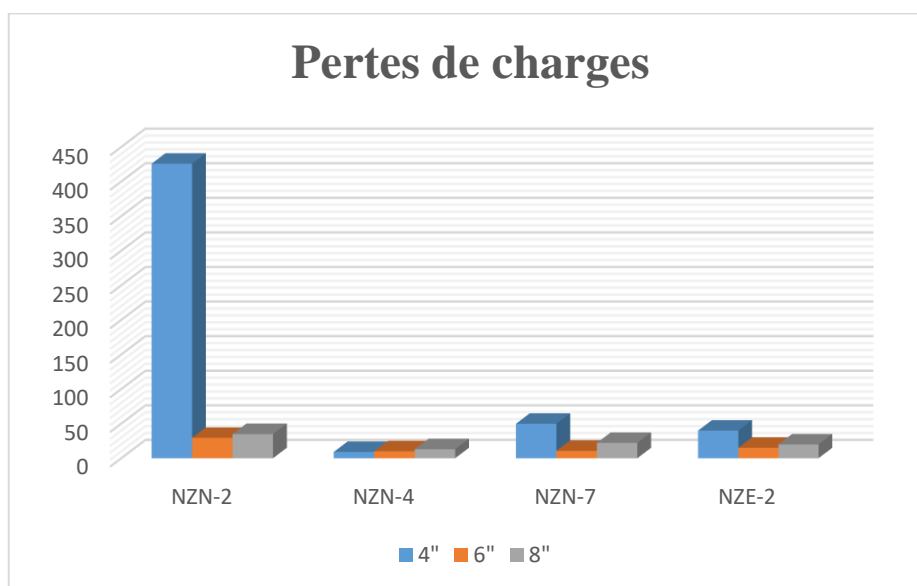


Figure III.16 : comparaison de perte de charge pour des différents diamètres de flow line

Tableau III.13 : EVR des puits en fonction des diamètres du pipe

EVR			
OD	4"	6"	8"
NZN2	0,174	0,060	0,065
NZN4	0,199	0,067	0,077
NZN7	0,488	0,166	0,230
NZE2	0,850	0,289	0,301

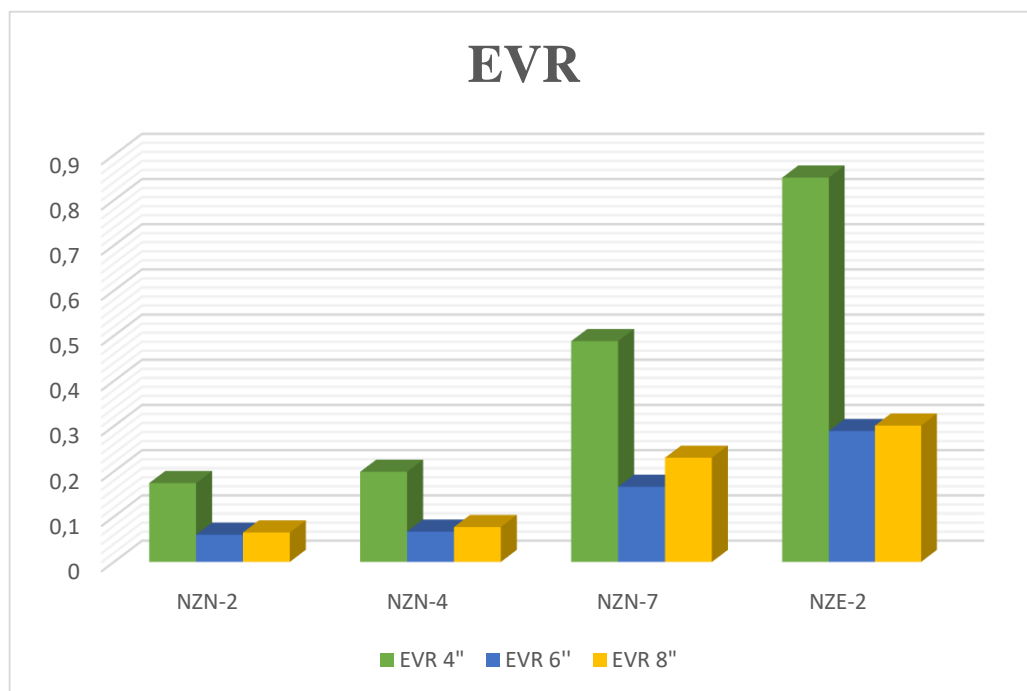


Figure III.17 : Comparaison des EVRs (Erosional Velocity Ratio) des puits de différents diamètres de flow line

Une fois les diamètres des pipes reliant les puits vers le manifold (flow line) seront optimisés, une autre étude de sensibilité sur le diamètre de collecteur relié le manifold au centre de traitement est nécessaire. Cette analyse a été faite pour trois diamètres.

III.7.3.2 Diamètre des trunk line :

Tableau III.14 : Débit des puits en fonction des diamètres du pipe

Débit (Sm ³ /d)	
Diamètres étudiés (pouces)	Manifold-CPGTL
8"	253,1631
10"	315,9993
12"	323,8882

Tableau III.15 : Perte de charge des puits en fonction des diamètres du pipe

Perte de charge (psig)	
Diamètres étudiés (pouces)	Manifold-CPGTL
8"	1160,809
10"	561,859
12"	298,581

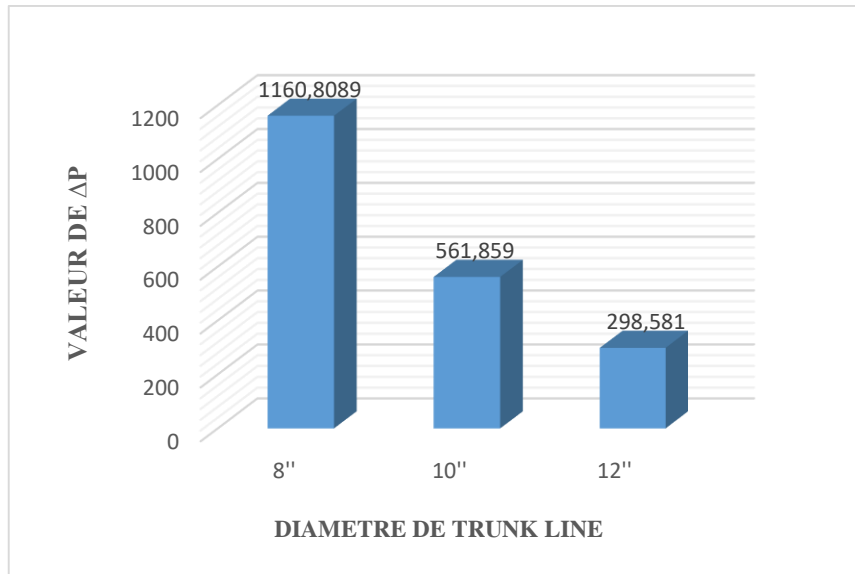


Figure III.18 : Comparaison des pertes de charge des puits de différents diamètres de trunk line

Tableau III.16 : EVR des puits en fonction des diamètres du pipe

EVR (erosional velocity ratio)	
Diamètres étudiés (pouces)	Manifold-CPGTL
8"	0,65
10"	0,419
12"	0,296

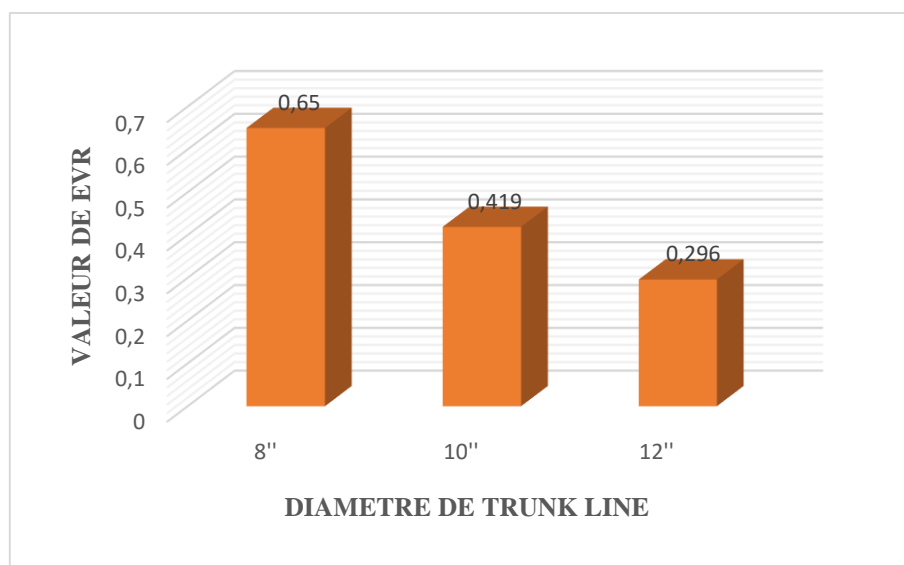


Figure III.19 : comparaison des EVRs des puits de différents diamètres de trunk line

Le contrôle de débit et la pression des puits est assuré par intermédiaire des duses. La modélisation de système de production consiste à optimiser le débit et choisir la duse Adéquate, tout en assurant le plateau de production. Le tableau III.17 montre les diamètre des duses choisi pour chaque puits

Tableau III.17 : Diamètre des duses choisi pour chaque puits

Diamètre de duse pour chaque puits (in)	
NZN2	0,5
NZN4	0,3125
NZN7	0,5
NZE2	0,5

III.8 Optimisation des débits de production :

III.8.1 Contraintes de production :

Avant de commencer la simulation, nous devons définir certaines contraintes relatives à la production nécessaires au fonctionnement des puits.

1. Plateau de production 300 Sm³ /jour.
2. Pression à l'entrée de CP : HP : 320 psig, LP : 100 psig

Tableau III.18 : Comparaison entre la production optimisé et non optimisé

Branche	Production total d'huile dans CP (sm3/D)	
	Optimisée	Non optimisée
NZN2	85,00968	60,001
NZN4	95,32521	70,432
NZN7	60,0422	40,076
NZE2	99,12141	80,468
Manifold-CPGTL	339,4986	250,977



Figure III.20 : Comparaison entre la production d'huile optimisée et non optimisé

Tableau 19 : Les resultats de debits de plusieurs scénarios

Débit (sm3/d)					
		Trunk Line (manifold – CP)			
			8''	10''	12''
Flow Line (puits – manifold)	4''				
		NZN2	10,99429	63,03905	75,08081
		NZN4	81,09935	86,58488	86,58488
		NZN7	51,22008	53,55895	53,55895
		NZE2	96,20879	96,20879	96,20879
		CP-GTL	239,5226	299,3918	311,0976
	6''				
		NZN2	11,49313	63,81762	76,07139
		NZN4	81,35823	86,58488	86,58488
		NZN7	51,544	53,55895	53,55895
		NZE2	96,20879	96,20879	96,20879
		CP-GTL	240,6042	300,1703	312,4241

III.9 Analyse des résultats

Après l'étude de dimensionnement du puits et l'optimisation de leur production ; nous pouvons tirer les résultats suivants :

- Un système de raccordement est proposé d'être installé au niveau de champ de Nezla Nord : la mise en place d'un manifold ce dernier sera raccorde les quatre pipes du puits et par la suite lié un collecteur du puits dirigé directement vers le centre de traitement.
- D'après les résultats d'analyse nodale obtenue, on constate que les 4 puits étudiés présentent un débit maximum pour un tubing de diamètre 4'' 1/2 pouces
- En basant sur les résultats obtenus du l'étude des pertes de charges de chaque scénario on peut conclure que le diamètre 6'' est l'optimum pour les pipes reliant les puits de Nezla nord a le manifold
- Une fois les diamètres du pipes sont optimisé une autre étude de sensitive sur le diamètre de collecteur lie le manifold vers le centre de traitement est nécessaire ou on peut conclure que le diamètre 10'' est le plus adéquat

III.10 approche technico-économique :

L'analyse économique représente la dernière étape de l'étude technique, elle permet de déterminer la viabilité financière du projet, d'identifier les opportunités d'investissement et d'évaluer les impacts économiques à long terme, afin de classer et de comparer les différents projets en étude et de sélectionner le ou les projets jugés acceptables.

La résolution d'un problème technique industriel nécessite la prise en considération d'une multitude de contraintes variées telles que techniques, financières, juridiques, et humaines, entre autres. Quelle que soit la situation, il est primordial de prendre en compte à la fois les coûts associés à la solution envisagée et le délai nécessaire à sa mise en œuvre.

III.10.1 Coûts techniques du projet :

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

- **Le CAPEX (Capital & Exploration Expenditures)** : il englobe toutes les dépenses exploratoires et celles du développement. Dans notre étude, il représente la somme des différents coûts de construction du réseau de collecte qui sont :
 - ✓ Coût des pipes ;
 - ✓ Coût des installations de surface.
- **L'OPEX** : Représente les coûts opératoires.

Tableau III.20 : Devis quantitatif et estimatif de raccordements des puits NEZLA Nord huile

Désignation	Quantité	Prix unitaire (P.U)	Total
A - Mobilisation / Démobilisation			
	1	244 376 899,80	244 376 899,80
Total A			244 376 899,80
B - Réalisation d'un Collecteur Ø 10" (53000ml ép entre 9,27 et 12,7 mm)			
1. GENIE CIVIL			
A.TRAVAUX DE BETON			
F/ P de béton armé dosé à 350 kg de ciment CPJ45 ou CPA 325 y compris coffrage et ferrailage	20	84 025,00	1 680 500,00
2. CANALISATION			

A. AMENAGEMENT PISTE DE TRAVAIL			
Ouverture de piste de travail sans apport de tuf	49000	956,00	46 844 000,00
amenagement piste de service avec tuf compacté de tuf	5000	5 434,00	27 170 000,00
plus-value d'ouverture piste au niveau des dunes	28000	1 781,00	49 868 000,00
B. RECEPTION / RECEPTION / MANUTENTION			
Réception, manutention / transport sur site tube 10"	54000	848,00	45 792 000,00
C. BARDAGE / PREALIGNEMENT			
Bardage et Réalignement Ø10"	54000	511,00	27 594 000,00
D. CINTRAGE			
Cintrage tube Ø 6" à 10"	20	14 769,00	295 380,00
E. SOUDAGE LIGNE			
Soudage ligne Ø10" ép entre 9,27 et 12,7 mm	4800	27 117,00	130 161 600,00
F. RADIOGRAPHIE			
Radiographie Ø8" à 10" y compris toutes sujétions	3900	4 211,00	16 422 900,00
G. RACCORDEMENTS			
Raccordement tube Ø10" ép 9,27 à 12,70 mm	20	84 536,00	1 690 720,00
H. ESSAIS HYDROSTATIQUES			
Soufflage, raclage et calibrage tube 8" à 16"	54000	130,00	7 020 000,00
Essai hydrostatique tube Ø 8" à 16"	54000	527,00	28 458 000,00
3. DIVERS travaux			
TOTAL TRAVAUX (B)			1 221 884 499,00
TOTAL GENERAL (A+B)			1 466 261 398,80
Montant Total avec zone :			1 539 574 468,74

D'après le Tableau (III.20), on constate que l'investissement total de la réalisation des pipelines de raccordement de ces quatre puits est estimé à environ **1 539 574 468,74 DA**, ce montant comprend à la fois tous les coûts du CAPEX et de l'OPEX nécessaires pour réaliser le projet

III.10.2 Payout des opérations :

Le payout d'une opération est le nombre des jours de production d'un puits traité pour couvrir le coût de l'opération

$$\text{pay out} = \frac{\text{prix total d'investissement}}{\text{bénéfice par jour en dinars}}$$

Tableau III.21 : les prix de projet de raccordement

Production minimum m3/jour	200
Barrels/jour	1 257,86
Bénéfice par jour en dollar	57 861,64
Bénéfice par jour en dinars	8 505 660,38
Bénéfice par ans en dinars	3 104 566 037,74
Production total du projet en barrels	4 591 194,97
Le gain total du projet en dinars	29 506 085 908,62
Durée de la récupération le montant d'investissement (Jours)	181

Remarque :

Prix net du baril sans le budget d'exploitation : 46 Dollar

D'après Tableau III.21 et après avoir effectué l'étude économique du projet de raccordement des puits à huile Nezla Nord, nous avons investi 1 539 574 468,74 DA. Ensuite, nous avons estimé les bénéfices de production minimaux à 200 m³/jour, ce qui coûte 8 505 660,38 dinars par jour et dépasse 3 104 566 037,74 dinars par ans. Nous constatons qu'avec le coût minimal de production, nous pouvons récupérer les frais d'investissement en 181 jours, ce qui signifie que notre projet est rentable.

Conclusion générale et Recommandations

Conclusion générale

Notre étude consiste à mettre en place un projet de raccordement au niveau du champ NEZLA NORD reliant les quatre puits producteurs d'huile a le centre de traitement situe a plus de 50 km, d'une façon permet l'exploitation optimale de son gisement le long temps possible avec un minimum de pertes de charges.

A partir de notre étude on peut constater que :

- Les (4) quatre puits (NZN-1, NZN-2, NZN-4 et NZE-2) sont disponibles à l'exploitation avec une production estimée à une moyenne de 350 Sm³/d de brut et 200 000 Sm³/d du gaz associé
- On considère l'analyse nodale comme une technique effective dans l'amélioration de performance de puits et l'optimisation du système production
- Les résultats d'analyse nodale dans le tubing montre que les pertes de charges au niveau de tubing sont important pour les quatre puits par conséquent le débit est diminué ce que nécessite un changement de diamètre de ces pipes.
- L'étude de sensibilité sur le diamètre de tubing montre que complété les puits avec un diamètre 4'' ½ présente une augmentation significative dans le débit.
- Le puits NZN-7 a un faible potentiel de productivité par rapport aux autres trois puits.
- Une fois le diamètre de tubing est optimisé une autre étude de sensibilité sur les diamètres de pipes est nécessaire afin d'assurer le débit optimum.
- D'après l'étude de perte de charges de chaque scénario ; le diamètre optimum pour les pipes reliant les puits a le manifold est 6''
- Pour le collecteur reliant le manifold vers le centre de production le diamètre 10'' est le plus adéquat
- Après l'optimisation du débit de ces quatre puits on constate que les débits obtenus sont pratiquement identiques ce que suggère qu'un seul manifold installé au niveau du champ NEZLA NORD est amplement adéquat.
- Pour notre étude la corrélation Beggs and Brill Original est la meilleure corrélation pour calculer les pertes de charge dans le tubing et qui donne moins d'erreur.
- L'approche économique s'assure la rentabilité de projet NEZLA NORD

Recommandation

- On recommande en premier lieu de procéder au raccordement des quatre puits selon le schéma de réseau de collecte proposé dans notre étude.
- Envisager la possibilité de modifier le diamètre du collecteur à 12'', notamment si l'on prévoit de raccorder de nouveaux puits ayant un débit similaire à ceux des quatre puits mentionnés ou si l'on envisage d'augmenter la production des puits de NEZLA à l'avenir.
- Planifier la mise en place d'unités de boosting pour prévenir les chutes de pression dans ces puits.
- Produire avec un débit optimisé et raisonnable afin de limiter les risques de percement rapide d'eau.
- effectuer des tests sur les puits présentant des données insuffisantes
- Dans le cadre du développement du champ NEZLA comprenant ces quatre puits, l'installation d'un manifold supplémentaire au niveau de ce champ est envisagée afin de faciliter le raccordement de puits ayant des débits différents.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- ✓ [1] : Mr NEDJARI BENHADJ ALI Youssouf et ABBOU Ahmed, Optimisation de la chaîne de production et du gas-lift de la zone CS9 du champ d'Edjeleh mémoire fin d'étude, FEVRIER 2016
- ✓ [2] : H. Dale Beggs, « Production Optimisation Using Nodal Analysis », Tulsa, Oklahoma, Second edition, May 2003
- ✓ [3] : BOULADAM Abdechafik, Said HAMOU, Modélisation et optimisation du système de production du champ de Nezla sud (TAGS), Said HAMOU, 2012
- ✓ [4] : , Abdelhamid BOUTAFENOUCHE, Exploitation des cartes d'écoulement de Pétales et Aziz établis pour les écoulements de deux phase gaz-liquide mémoire fin d'étude, 2012
- ✓ [5] : Cours écoulements diphasique : concept de base des écoulements diphasique (suite) université de Constantine 1
- ✓ [6] : BENCHEIKH Mohamed Ali & DOKMA Lakhdar, Application de l'analyse NODALE pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de production avec et sans Storm choke sur le puits HTG11 (HASSI TOUAREG) mémoire fin d'étude, 07 / 06 / 2015
- ✓ [7] : ZERGOUNE Oussama- DABBABI Alla Eldine TALBI Oussama, Modélisation et optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messouad à partir les essais de Drill Stem Test (DST), Mémoire fin d'étude,
- ✓ [8] : Cours : ECOULEMENT DANS LES CONDUITES PERTES DE CHARGE, lycée Champollion France
- ✓ [9] : LOURD LABED Okba, BEKAKRA Abdennasseur & BEN CHAA Ahmed OPTIMISATION DES COMPLETIONS PAR ANALYSE DE LA STABILITE DU FLUX DE PRODUCTION SUR LES PUITES EN PROGRAMME, mémoire fin d'étude, le 06/ 06 / 2015
- ✓ [10] : MELOUKA Mohamed, Simulation de l'effet d'insertion de turbulateurs au sein d'un écoulement de fluide dans une conduite, du point vu transfert de chaleur et perte de charge, mémoire fin d'étude ,2013
- ✓ [11] : OUMERACI DJAZIA BOURIHANE KHALED, ETUDE DE LA POSSIBILITE DE REPRISE DE GISEMENT DE NEZLA NORD, présentation, 2007
- ✓ [12] : Sonatrach, document résumé sur les puits NZN
- ✓ [13] : Sonatrach, présentation de Nezla nord
- ✓ [14] : "PIPESIM user guide", Schlumberger, version 2008.1
- ✓ [15]: Auteur: M. Golan & C.H. Whitson. Well Performance 2nd Ed, Edition: Tapir. NORWAY 1996
- ✓ [16]: Tarek Ahmed, « Reservoir Engineering Handbook », Third Edition, 2006.

ANNEXES

ANNEXES

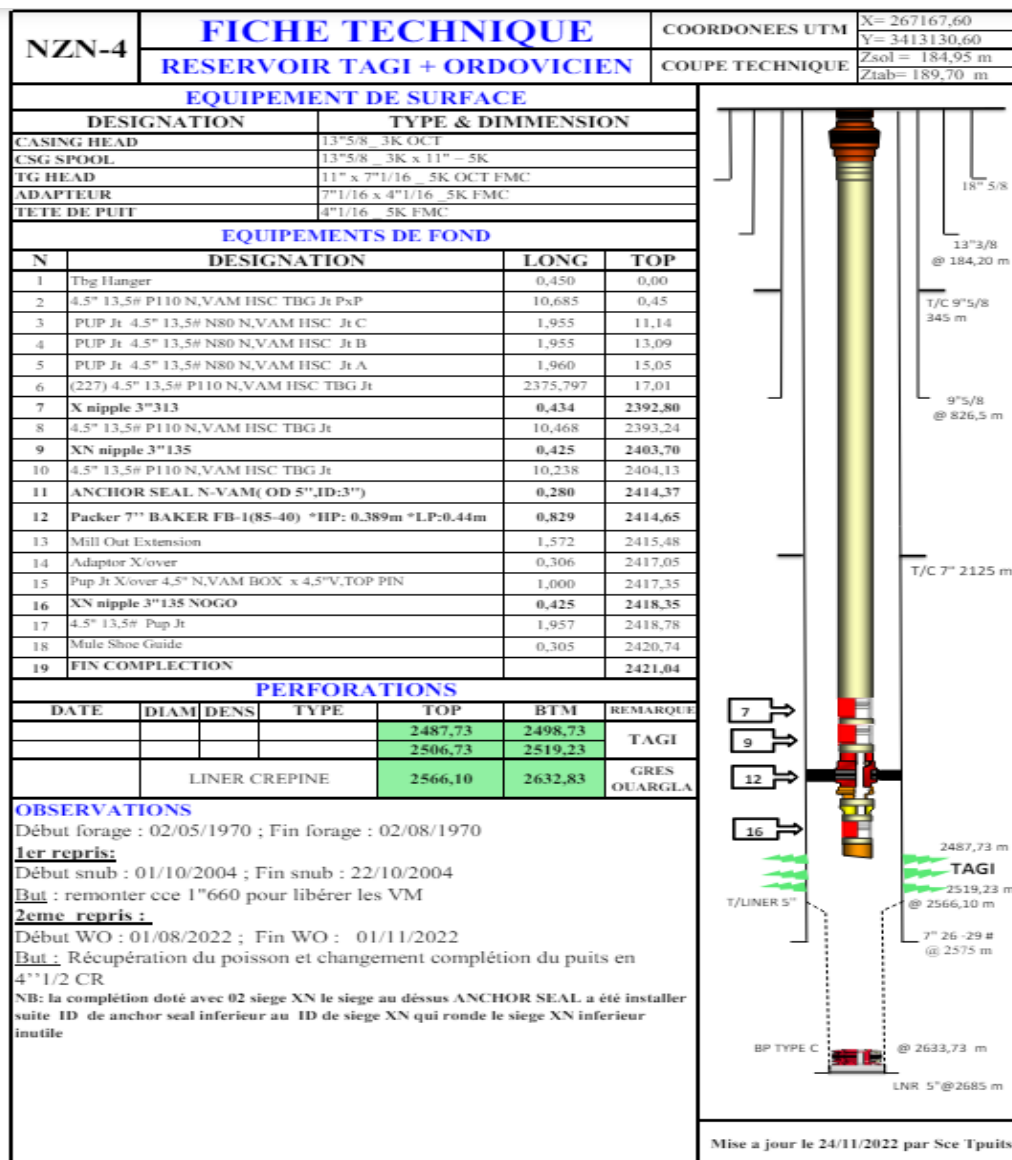


Figure Annexe 1 : Fiche technique de puits NZN4

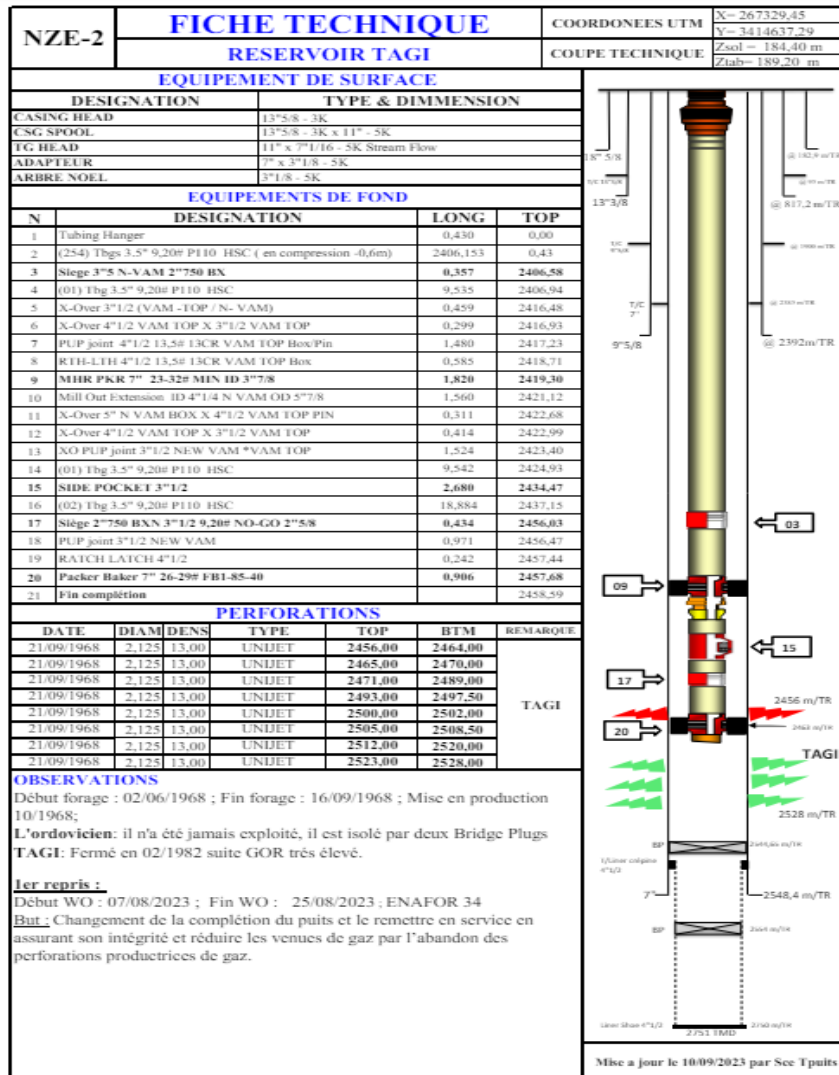


Figure Annexe 2 : Fiche technique de puits NZE2

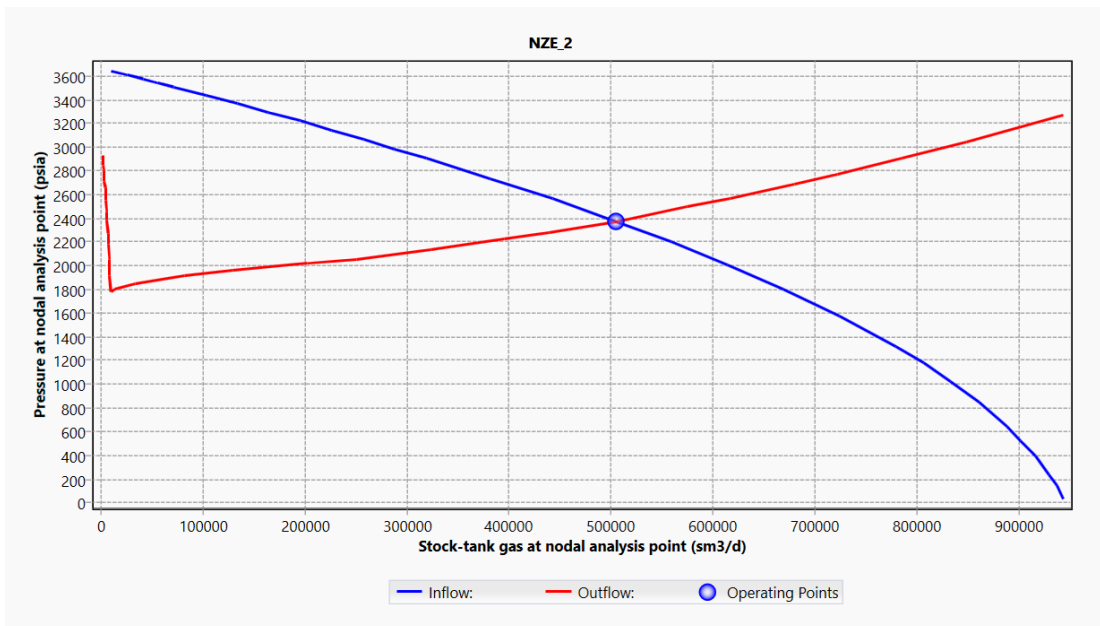


Figure Annexe 3 : Courbe VLP/ IPR de puits NZE2

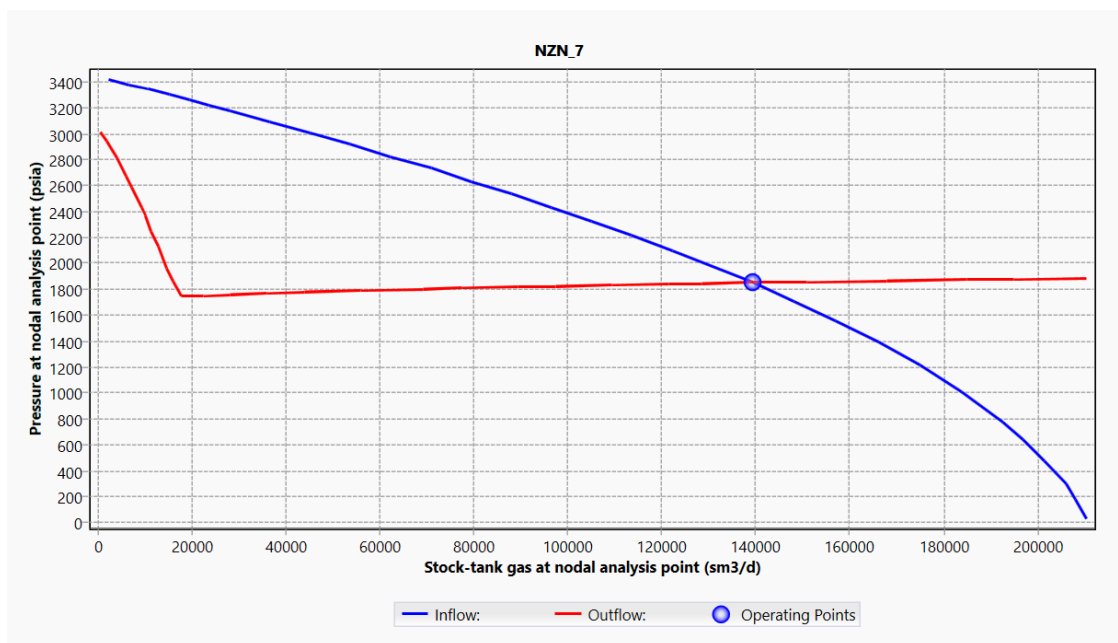


Figure Annexe 4 : Courbe VLP/ IPR de puits NZN7

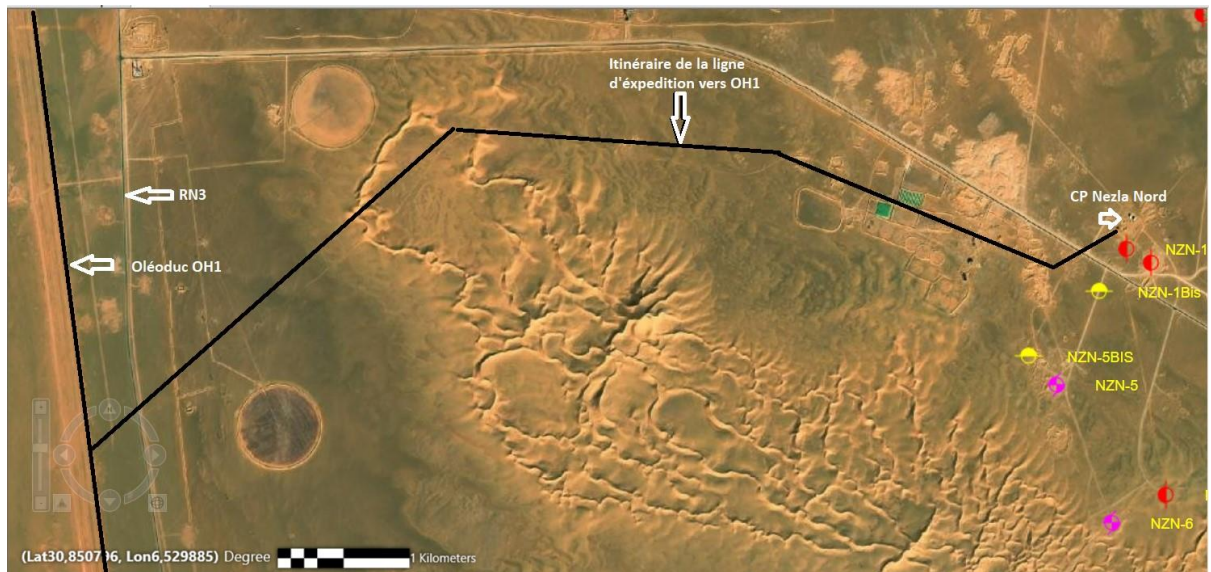


Figure Annexe 5 : Expédition vers le centre de traitement CP Nezla Nord



Figure Annexe 6 : Centre de traitement CP Nezla Nord



Figure Annexe 7 : Photo réal de puits NZE2