

N° Ordre /FHC/UMBB/2023

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université M'Hamed Bougara -
Boumerdes Faculté des Hydrocarbures et
de la Chimie



Département Gisements Miniers et
Pétroliers

Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du Diplôme MASTER

Présenté par

ALLAM Soufyane

HADDADJ Foudhil

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

Analyse et design du réseau de collecte du champ de TOUGGOURT

Mr. NAIT AMAR.M	Docteur	SH DLAB Boumerdes	Président
Mr. ZERAIBI.N	Professeur	UMBB	Encadreur
Mme.ZIOUANI.S	Docteur	SH IAP Boumerdes	Examineur
Mme.BERRIANI. W	Ingénieur	SH-PED	Co-Encadreur
Mr.SAIFI.R	Maître Assistant	UMBB	Examineur

Année universitaire : 2022/2023

Remerciement

Nous remercions tout d'abord notre dieu qui nous a donné la force, la patience et le courage pour terminer ce modeste travail.

A notre encadreur Pr. ZERAIBI Noureddine qui nous a guidé à réaliser ce travail, et pour ses précieux conseils. Ainsi que tous les enseignants du département gisement.

Nos sincères gratitudes à Mme.BERIANI Wassila qui nous a accueillis chaleureusement et qui a veillé encore à l'achèvement de notre formation ; ainsi que tout le personnel de département technique production et technique puits particulièrement Mr. NECHEM Toufik ; Mr. MADI Mohammed Mr. AKKROUR Islem, Mr. SAI Habib, Mlle. Lilia, Mr. Hicham, Mr. Kamel, Mr. Abd Elkader et Mme. Nessrine.

Nous souhaitons exprimer notre sincère gratitude envers nos familles et nos amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de notre parcours académique et de la réalisation de ce projet final.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

Avant tous à mes chers parents qui étaient toujours devant moi.

A mes chères sœurs et mon chère frère Rafik.

*A ma grande famille, mes amis particulièrement, Ilies,
Abd Razak, Rabah, Ibrahim, Zohir, et tous mes collègues d'étude.*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

Foudhil

Soufyane

Je dédie ce modeste travail

Avant tous à mes chers parents qui étaient toujours devant moi.

A mes chères sœurs, et mes chère frère Abd Elhakim, Anis.

A mon ami Ahmed Boukhouidem

A mes amis et toutes mes reconnaissances.

A tous mes collègues d'étude.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

Soufyane

Foudhil

Résumé

L'objectif de notre projet de fin d'études est d'analyser l'ancien réseau de collecte du champ Touggourt et de dimensionner le nouveau réseau dans le cadre d'un plan de développement optimisé en tenant en compte l'aspect technique économique (les diamètres, les longueurs des pipes, les positions des manifolds et les pertes de charge). Nous utilisons Pipesim pour modéliser le système de production, puis nous réalisons différents scénarios de simulation afin de prévoir et d'évaluer les performances du système.

Mots clés : dimensionnement, plan de développement, diamètres, longueurs, pipes, manifolds, scénarios, simulation.

Abstract

The objective of our end-of-studies project is to analyze the former collection network of the Touggourt field and size the new network as part of an optimized development plan, taking into account the technical and economic aspects (pipe diameters, pipe lengths, manifold positions, and pressure losses). We use Pipesim to model the production system and then perform various simulation scenarios to predict and evaluate the system's performance.

Keywords: sizing, development plan, diameters, lengths, pipes, manifolds, scenarios, simulation.

المخلص

هدف مشروعنا لنهاية الدراسة هو تحليل شبكة جمع حقل تقرت القديمة وتصميم الشبكة الجديدة ضمن إطار خطة تنمية محسنة مع مراعاة الجوانب التقنية والاقتصادية (قطر الأنابيب، طول الأنابيب، مواقع الوحدات والخسائر في الضغط). نحن نستخدم برنامج لنمذجة نظام الإنتاج، ثم نقوم بتنفيذ سيناريوهات مختلفة للمحاكاة من أجل التنبؤ بأداء النظام وتقييمه.

كلمات مفتاحية: تحديد الحجم، خطة تطوير، أقطار، أطوال، أنابيب، وحدات جماعية، سيناريوهات، محاكاة.

Sommaire

Remerciement.....	i
Dédicace.....	ii
Résumé.....	iii
Listes des figures.....	vii
Listes des tableaux.....	viii
Nomenclature.....	ix
Introduction Générale	1
CHAPITRE I: Etude PVT.....	3
I.1 Introduction	3
I.2 Détermination expérimentale des propriétés des effluents de gisement (analyse PVT) :	3
I.3 La compositions de fluide.....	3
I.4 Les propriétés de fluide	5
I.5 La pression de bulle (Pb)	5
I.5.1 Le facteur volumétrique de formation (FVF) :	5
I.5.2 la solubilité (RS) :	6
I.5.3 Le facteur de compressibilité (Z):.....	7
I.5.4 La viscosité (μ_o)	8
I.5.5 La densité (API).....	9
I.6 Le modèle black oil :	10
I.7 Calibration du modèle fluide	10
I.7.1 Conversion des PVT	10
I.7.2 Choix de corrélation :	12
I.8 Conclusion :	14
CHAPITRE II: Les Perte de charges	15
II.1 Relation réservoir- puits	15
II.1.1 Introduction	15
II.1.2 Équation de Darcy	15
II.1.3 Les différents cas de l'application de la loi de darcy	15
II.1.4 Concept de l'indice de productivité.....	17
II.1.5 La loi de Vogel Harrison :	17
II.1.6 La combinaison de la loi de Darcy et Vogel	19

II.2	Les écoulements diphasiques.....	20
II.2.1	Equation de gradient de pression.....	20
II.2.2	Ecoulements monophasiques.....	20
II.2.3	Ecoulements diphasique	22
II.2.4	Ecoulements à travers les duses	34
II.3	Analyse nodale	40
II.3.1	Analyse nodale	40
II.4	Conclusion	41
CHAPITRE III: Modélisation d'ancien réseau du champ de TGT		42
III.1	Introduction.....	42
III.2	Modélisation des puits	42
III.2.1	la modélisation des puits :.....	42
III.2.2	Collecte des données :.....	42
III.2.3	Le choix de corrélation de l'écoulement vertical	45
III.2.4	Reproduction des performances actuelles des puits :.....	48
III.2.5	Conclusion.....	51
III.3	modélisation d'ancien réseau de collecte de champ de Touggourt.....	52
III.3.1	Introduction :.....	52
III.3.2	La structure de l'ancien réseau de collecte de champ Touggourt :	52
III.3.3	Les coordonnées des puits-manifolds-EPF :	53
III.3.4	Calibration de réseau (le Matching step) :	55
III.4	Calage des duses	56
III.4.1	Rassemblement des données	56
III.4.2	choix de la corrélation	57
III.4.3	Calcul de coefficient de décharge	58
III.5	Conclusion	59
CHAPITRE IV: Dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte du champ de TOUGGOURT		60
IV.1	Introduction.....	60
IV.2	Collecte des données.....	60
IV.3	L'optimisation des positions des manifolds.....	61
IV.4	Choix du diamètre de conduite	66
IV.5	Simulation du modèle conceptuel en cas de Production maximale :.....	67
IV.5.1	L'interprétation des résultats.....	70

IV.5.2 Diamètres retenus :	70
IV.6 Prédiction des performances d'un nouveau réseau au cours du temps (14 années) par la simulation :	72
IV.7 L'interprétation des résultats :	72
IV.8 Algorithme de dimensionnement :	74
IV.9 Conclusion	75
Conclusion Générale	76
Bibliographie.....	77
Annexes.....	78

Liste des figures

Figure I-1: le Facteur volumétrique d'huile (Bo) du test de libération différentielle pour un échantillon à 122,7°C.[12]	6
Figure I-2: la variation du facteur(Rs) de test DL à 122,7°C[12]	7
Figure I-3: Analyse de viscosité pour un échantillon de fluide à 122,7°C.[12].....	9
Figure I-4: la variation de la densité de fluide à 122,7°C.[12].....	9
Figure I-5: la variation de la densité de liquide à 122,7°C.[12].....	10
Figure I-6: comparaison entre la courbe de Rsd et Rsf.....	11
Figure I-7: comparaison entre la courbes de Bod et Bof.	12
Figure II-1	16
Figure II-2: Diagramme de Moody représentant le facteur de friction en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité relative pour les tuyaux ronds.[03].....	22
Figure II-3: configurations d'écoulements dans une conduite verticale.	26
Figure II-4: Ecoulement en bulles.....	27
Figure II-5: Ecoulement par bouchon	27
Figure II-6: Ecoulement stratifié	27
Figure II-7 : Ecoulement stratifié.....	27
Figure II-8 : Ecoulement à brouillard.....	28
Figure II-9 : Cartes des régimes d'écoulement. [8].....	31
Figure II-10 : schéma d'écoulement à travers une duse.....	34
Figure II-11: Courbe typique de performance d'une duse.[02]	37
Figure II-12 : Exemple de configuration d'analyse nodale avec un nœud au fond du puits [10].....	40
Figure II-13 : Tracé de la pression du nœud en fonction du débit et illustration du point de fonctionnement	41
Figure III-1 : IPR & VLP de puits ERAMA-1	48
Figure III-2 : IPR & VLP puits ERAMA-1 après la mise à jour	50
Figure III-3 : un graphe montre la valeur de coefficient de décharge de chaque puits	58
Figure IV-1 : la position optimale de MFD OEN-M5	62
Figure IV-2 : schéma synoptique du nouveau réseau de collecte de TOUGGOURT	65
Figure IV-3 : la variation du production du champ sur une période de 14 ans[13]	66
Figure IV-4 : le pourcentage des différents diamètres des pipe-lines dans le réseau.....	71

Liste des tableaux

Tableau I. 1: la composition du fluide [12].....	3
Tableau I. 2: La variation de facteur(Z) en fonction de pression.....	8
Tableau I. 3: résultats de calibration de paramètre Rs	13
Tableau I. 4: résultats de calibration de facteur (Bo)	13
Tableau I. 5: résultats de calibration de viscosité	14
Tableau II. 1: : Coefficients et exposants pour le holdup de liquide horizontale	32
Tableau II. 2: : Coefficients et exposants pour le terme de correction d'inclinaison (écoulement montant et descendant)	32
Tableau III-1: Données des essais des puits [13]	43
Tableau III-2 : Les données jaugeages	44
Tableau III-3 : Données PVT.[13]	45
tableau III-4 : les corrélations de l'écoulement vertical	46
Tableau III-5 : les résultats de calibration pour le puits ERAMA-1	47
Tableau III-6 : Données jaugeages récentes	49
Tableau III-7: les coordonnées puits-manifolds-EPF.[13]	53
Tableau III-8 : la longueur et le diamètre des pipes	54
Tableau III-9 : les résultats de la simulation	55
Tableau III-10 : les données de mesure	57
Tableau III-11 : une partie des résultats de la simulation	58
Tableau IV-1 : tableau de différentiel rapport PVT[13]	60
Tableau IV-2 : les puits raccordent au MFD OEN-M5 et leurs coordonnées[13]	62
Tableau IV-3: Les coordonnées des nouveaux manifolds	63
Tableau IV-4 : résultats de simulation de scénario 01(19 puits et 4 trunck-line)	67
Tableau IV-5 résultats de simulation de scénario 02(19 puits et 4 trunck-line)	68
Tableau IV-6 : résultats de simulation de scénario 03(19 puits et 4 trunck-line)	69
Tableau IV-7 : le résultat finale des diamètres optimale	71
Tableau IV-8 : Nombre des puits qu'ayant des problèmes au cours de 14 années	72
Tableau IV-9 : résultat de dédoublement	73
Tableau IV-10 : les solutions proposé aux problèmes de nouveau réseau	73

Nomenclature

Bo : facteur volumétrique d'huile (bbl/stb).

Rs : la solubilité (le gaz dissous dans l'huile) (scf/ bbl)

API : (American Petroleum Institute) la densité relative du pétrole brut

Co : facteur de compressibilité d'huile

R_{sf} : la solubilité dans le test de séparateur (scf/ bbl)

R_{sfb} : la solubilité de test séparateur au pression de bulle. (scf/ bbl)

R_{sd}: la solubilité de test libration différentielle au pression de bulle (scf/ bbl).

R_{sd}: la solubilité de test DL au différentes pression (scf/ bbl).

Bo_{fb} : le facteur Bo de test séparateur au Pb.

Bo_{db} : le facteur Bo de test DL au pb.

Bo_d: le facteur Bo de test DL au différente pression.

Bo_{fb} : le facteur Bo de test séparateur pb.

Bo_{db} : le facteur Bo de test DL au pb.

Bo_f: la valeur de facteur Bo de test séparateur au différente pression.

μ_o : viscosité d'huile (cp).s

μ_g: la viscosité de gaz (cp).

B_g : facteur volumétrique de gaz.

P_t : pression de tété (bar) ou (kg /cm²).

P_p ou **P₁** : pression de pipe (bar)ou (kg /cm²)

P_{wf} : pression de fond dynamique (bar)ou (kg /cm²)

P_g : pression de gisement (bar)ou (kg /cm²)

GOR : le rapporte entre le volume de gaz et le volume d'huile (scf/bbl)

W_{cut} : Le pourcentage d'eau.

Q_o : débite d'huile (sm³/j).

Q_{eau} : débit d'eau (sm³/j).

Q_L : débit liquide (sm³/j).

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide.(ft/s)

μ : Viscosité du milieu.(cp)

$\frac{dp}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

q : Débit entrant, (STB/day)

h : L'épaisseur du réservoir, (ft)

Pr : Pression du réservoir, (psi)

r_e : Rayon de drainage du puits, (ft)

r_w : Rayon du puits, (ft)

k_o : La perméabilité effective de l'huile, (md)

q₀ : Le débit entrant (Inflow rate) correspondant à P_{wf}, (STB/Day).

q_{0(max)} : Le débit entrant correspondant à une pression dynamique nulle (P_{wf}=0).

FE : Efficacité d'écoulement (Flow efficiency).

Introduction Générale

Introduction Générale

Les travaux d'exploration sur le champ de Touggourt sont permis de mettre en évidence 17 découvertes et d'identifier 15 prospects. Suite aux résultats des tests (DST), il a été décidé de raccorder ces dix-sept (17) découvertes de manière anticipée. Afin de gérer efficacement la production, un plan de développement (POD) a été élaboré, prévoyant un total de 80 puits.

Parmi l'ensemble de ces découvertes, 17 puits sont actuellement raccordés à ancienne centre de traitement **EX-EPF RAMA**, en attendant leur redirection vers le nouveau **EPF RAMA**, en compagnie des autres puits prévus dans le plan de développement.

Étant donné le potentiel élevé du champ de Touggourt, soit un plateau de production prévu à un plus de 185000 m³/j. Notre objectif principal consiste à modéliser le réseau de collecte existant et dimensionner un nouveau réseau de collecte vers le nouveau EPF RAMA.

Afin d'améliorer la rentabilité et la performance globale du réseau, tout en garantissant une exploitation efficace et durable des ressources hydrocarbures. Il faut dimensionner d'une manière optimal un nouveau réseau, tout en tenant compte les différentes contraintes environnementales, en sus des contraintes technico-économiques.

Pour atteindre notre objectif, nous avons structuré notre projet de la manière suivante :

Le premier chapitre traite l'étude PVT des effluents. Nous commençons par les différents tests PVT et la composition du fluide. Ensuite, nous présentons le modèle "Black-oil" et les différentes propriétés des fluides. Enfin, nous terminons par la calibration de notre modèle fluide.

Le deuxième chapitre est consacré aux différents types d'écoulements, ce chapitre se divise en trois parties distinctes.

La première partie traite la relation entre le réservoir et le puits. Nous définissons les équations de Darcy et de Vogel et comparons leurs caractéristiques. Ensuite la deuxième partie se concentre sur la configuration et la modélisation des écoulements diphasiques, à la fois verticaux et horizontaux, ainsi que sur l'écoulement à travers la Duse. Enfin, la troisième partie aborde l'analyse nodale de système de production.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation du réseau de collecte existant composé de 17 puits. Ce chapitre est divisé en deux parties distinctes.

La première partie consiste à collecter les données nécessaires telles que les données de jaugeage, les fiches techniques, les rapports PVT ainsi que les tests de pressions et la construction du modèle puits.

Dans la deuxième partie, consiste la modélisation de réseau ainsi que la calibration des duses qui se fait en ajustant les coefficients de décharge. Ce coefficient est essentiel pour évaluer l'efficacité de l'écoulement et identifier d'éventuels problèmes ou limitations.

Dans le quatrième chapitre, nous traitons le dimensionnement du nouveau réseau de collecte. Nous commençons par la collecte des données nécessaires telles que le profil de

Introduction Générale

production et les coordonnées des puits ainsi que les rapports PVT, tout en portant une attention particulière sur :

- Choix optimal de la position de manifold.
- Choix des diamètres des pipe-lines et les trunk-lines et en respectant les différents indices et paramètres techniques caractérisant le fonctionnement du puits sur une période de 14 ans. Et en terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I: Etude PVT

I.1 Introduction

L'objectif principal de l'analyse PVT est de comprendre le comportement des fluides sous différentes pressions et températures, ce qui est essentiel pour la planification et l'optimisation de la production. Cette analyse PVT est principalement réalisée en laboratoire à l'aide des équipements à haute performances. Plusieurs analyses et mesures sont effectuées sur les échantillons pour caractériser les propriétés du fluide. Ces échantillons de fluides sont prélevés sur le terrain (fond et/ou surface) et ces derniers sont soumis à des conditions de pression et de température contrôlées.

Les données PVT obtenues permettent de déterminer des paramètres clés tels que la pression de saturation (p_b), le facteur volumétrique de formation (B_o), la viscosité (μ) et d'autres propriétés importantes du fluide. Ces PVT sont utilisées pour la modélisation des réservoirs, la conception des installations de surface et la prédiction du comportement du fluide lors de la production (Flow assurance) entre autres.

I.2 Détermination expérimentale des propriétés des effluents de gisement (analyse PVT) :

L'étude expérimentale des propriétés des fluides de gisement est réalisée en utilisant des échantillons collectés selon deux méthodes :

- Échantillonnage de fond : Cette méthode consiste à prélever les échantillons directement à partir de l'intervalle productif du puit.
- Échantillonnage de surface : Il s'agit de collecter des échantillons au niveau du séparateur (in-situ), de la tête de puits ou de la ligne de production.

En fonction des paramètres recherchés, de nombreuses expériences plus ou moins accentués peuvent être réalisées sur ces échantillons. Cependant, l'analyse PVT courante, destinée aux études classiques du gisement et de la production, repose essentiellement sur les trois tests suivants :

- Le CCE : Expansion à composition constante.
- DL test : La vaporisation différentielle.
- Test de séparation (Flash Test).

I.3 La composition de fluide

Après avoir les tests de PVT, on a déduit la composition de notre fluide comme illustré dans le tableau suivant :

Tableau I. 1: la composition du fluide [12]

Composition	Fluide de réservoir (mole%)
N ₂	1,66
H ₂ S	0
CO ₂	1,2
nC ₁	44,27

nC2	14,66
nC3	7,71
iC4	1,02
nC4	3,17
Neo-pentane	0,04
iC4	1,08
nC4	1,64
C6	2,09
m-c-C5	0,3
Benzene	0,17
c-C6	0,33
C7	1,93
m-c-C6	0,64
Toluene	0,32
C8	2,16
et-Benzene	0,14
M/P-Xylene	0,43
O-Xylene	0,16
C9	1,78
124TMB	0,29
C10	1,84
C11	1,6
C12	1,28
C13	1,13
C14	1
C15	0,74
C16	0,67
C17	0,56
C18	0,5
C19	0,45
C20	0,37

C21	0,35
C22	0,29
C23	0,25
C24	0,23
C25	0,21
C26	0,17
C27	0,16
C28	0,13
C29	0,12
C30	0,11
C31	0,1
C32	0,08
C33	0,08
C34	0,07
C35	0,06
C36+	0,21
Total	100
Molecular Weight (g/mol)	59,48

I.4 Les propriétés de fluide

Afin de comprendre et d'analyser les conditions d'exploitation d'un gisement pétrolier, il est nécessaire d'avoir une connaissance des propriétés fondamentales de fluide de réservoir. Ces propriétés sont définies comme suit :

I.5 La pression de bulle (Pb)

La pression de bulle est définie comme la pression à laquelle la première bulle de gaz apparaît dans un système d'hydrocarbures. C'est un paramètre important pour caractériser le comportement du système et il est utilisé dans diverses analyses et calculs liés à la production et au transport des hydrocarbures. la valeur de pb dans notre étude égale **4195 psia**. [1]

I.5.1 Le facteur volumétrique de formation (FVF) :

Le facteur volumétrique de formation (FVF) correspond au rapport entre le volume d'huile extrait du réservoir à une pression P et une température T données, et le volume d'huile récupéré à la surface et stocké dans un back de stockage. En d'autres termes, le FVF mesure le rapport de l'expansion de l'huile lorsqu'elle est libérée de la pression et de la température du réservoir à la pression et à la température de surface.

$$Bo = \frac{V_L(P,T)_R}{V_{st}} \quad (\text{bbl/STB}) \quad (\text{I. 1})$$

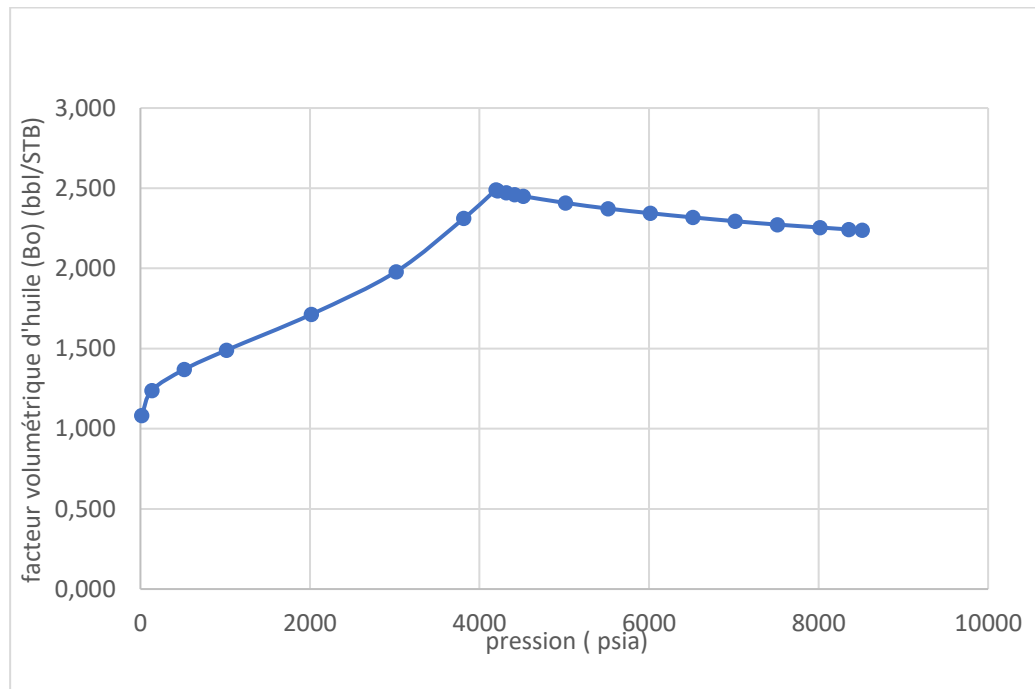


Figure I-1: le Facteur volumétrique d'huile (Bo) du test de libération différentielle pour un échantillon à 122,7°C. [12]

Il dépend de plusieurs facteurs, notamment la pression P, la température T, la teneur en gaz dissous dans l'huile et les conditions de traitement de l'huile en surface telles que le nombre d'étages de séparation, la pression et la température de séparation.

L'importance de ce facteur se reflète dans :

- L'estimation des réserves.
- Modélisation du comportement de l'huile.
- Optimisation de la production.
- Évaluation de la performance du réservoir.
- Prédire le volume d'huile en surface.

I.5.2 La solubilité (Rs) :

Le paramètre (Rs) est le volume de gaz dissous dans l'huile divisé par le volume d'huile produit (exprimé scf/bbl) mesuré dans des conditions de référence, Il est calculé par la relation suivante :

$$Rs = \frac{V_{g,dissous}}{V_{huile}} \quad (\text{scf/ bbl}) \quad (\text{I. 2})$$

La variation du facteur de dissolution (Rs) de notre fluide est illustré dans la figure ci-dessous :

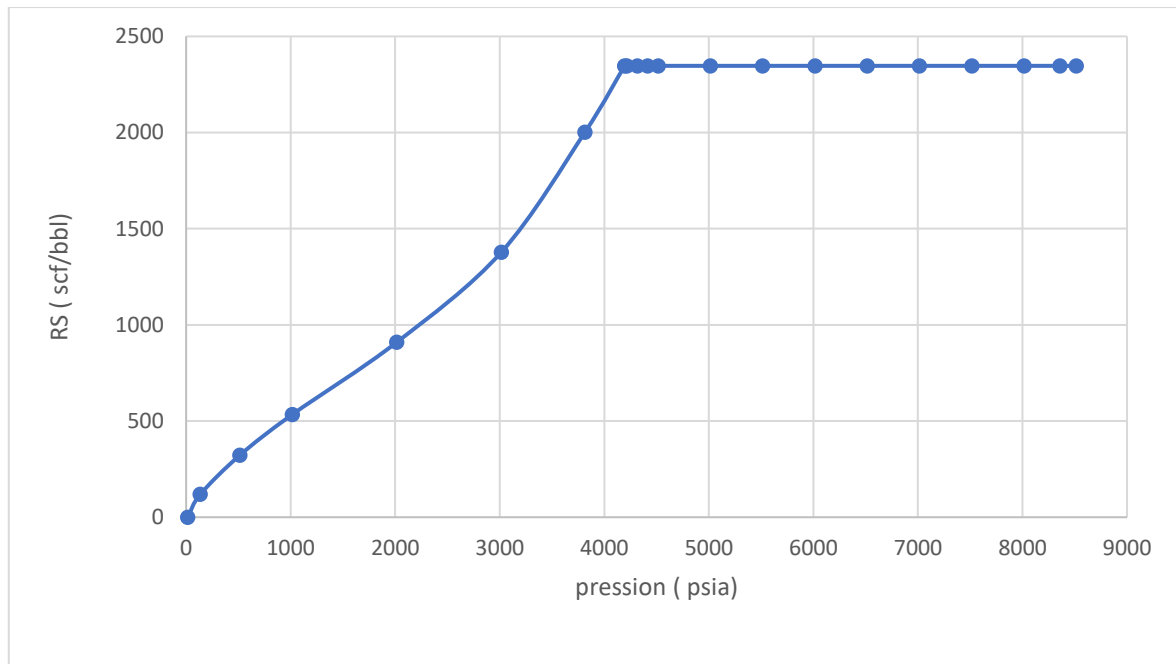


Figure I-2: la variation du facteur (R_s) de test DL à 122,7°C [12]

Ce paramètre est important pour l'évaluation de réservoir, l'optimisation de production, Gestion des problèmes opérationnels, ainsi que leur impact sur le traitement et la qualité du produit.

I.5.3 Le facteur de compressibilité (Z) :

Le facteur de compressibilité représente la déviation du comportement des gaz réels par rapport des gaz parfait. Il est égal à 1.0 pour un gaz parfait. Pour un gaz naturel, le facteur de compressibilité Z varie avec la pression et la température.

Pour une température donnée, il tend vers 1.0 lorsque la pression tend vers zéro, le comportement du gaz se rapproche alors de celui d'un gaz parfait. Lorsque la pression augmente, il passe par un minimum avant de croître pour les pressions élevées.

En l'absence de mesures expérimentales, le facteur Z peut être estimé soit à partir de :

- La méthode graphique (abaque de katz).
- La méthode des corrélation empiriques (corrélation de hall- yarbarough, corrélation de dranchuk- abdou kassem, corrélation de standing).

La variation de facteur de compressibilité dans notre test dans un pression de réservoir ($P_r = 8357$ psia) illustré dans le Tableau ci-dessous :

Tableau I. 2: La variation de facteur(Z) en fonction de pression

pression (psia)	Factor (Z)
3815	0.897
3015	0.860
2015	0.848
1015	0.886
515	0.919
135	0.959
15	0.96

La connaissance de ce coefficient est importante pour la modélisation et la simulation du comportement du fluide dans les réservoirs. Il permet d'estimer la réponse de l'huile aux changements de pression, ce qui est essentiel pour prédire le déplacement du fluide, la récupération du pétrole et l'optimisation des opérations de production.

I.5.4 La viscosité (μ)

La viscosité joue un rôle fondamental dans la capacité d'une huile à se déplacer à travers un milieu spécifique. Elle est influencée par plusieurs facteurs, notamment :

Pression (P) et température (T) : La viscosité d'une huile varie en fonction de la pression et de la température auxquelles elle est soumise. Des pressions élevées et des températures plus élevées peuvent réduire la viscosité, tandis que des pressions plus basses et des températures plus basses peuvent augmenter la viscosité.

Masse volumique : La densité de l'huile, également appelée masse volumique, peut affecter sa viscosité. En général, une huile plus dense a tendance à être plus visqueuse.

Teneur en gaz dissous : La présence de gaz dissous dans l'huile peut influencer sa viscosité. Des niveaux élevés de gaz dissous peuvent réduire la viscosité, tandis que des niveaux plus faibles peuvent augmenter la viscosité.

Composition chimique : La composition chimique de l'huile joue également un rôle dans sa viscosité. Différentes molécules et structures chimiques peuvent donner lieu à des huiles de viscosités différentes. [1]

En tenant compte de ces différents facteurs, il est possible de comprendre et de caractériser la viscosité d'un fluide dans un environnement donné. La figure suivant représenter la variation de notre fluide en fonction de pression :

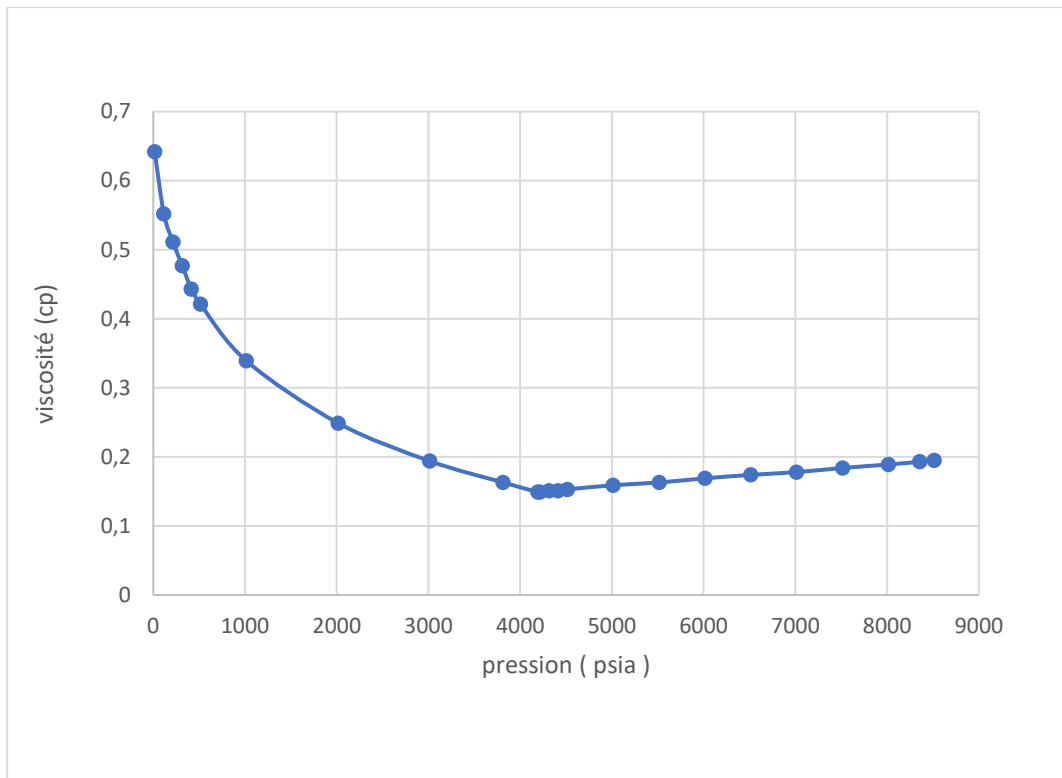


Figure I-3: Analyse de viscosité pour un échantillon de fluide à 122,7°C. [12]

I.5.5 La densité (API)

la densité des pétroles bruts est exprimée en termes de rapport entre leur masse volumique et celle de l'eau, mesurées à une température de référence et à la pression atmosphérique. Aux États-Unis, l'échelle de gravité API (American Petroleum Institute) est souvent utilisée pour mesurer la densité relative du pétrole brut. La gravité API est déterminée à l'aide de la formule suivante :

$$(^{\circ}API) = \frac{141.5}{d} - 131.5 \tag{I. 3}$$

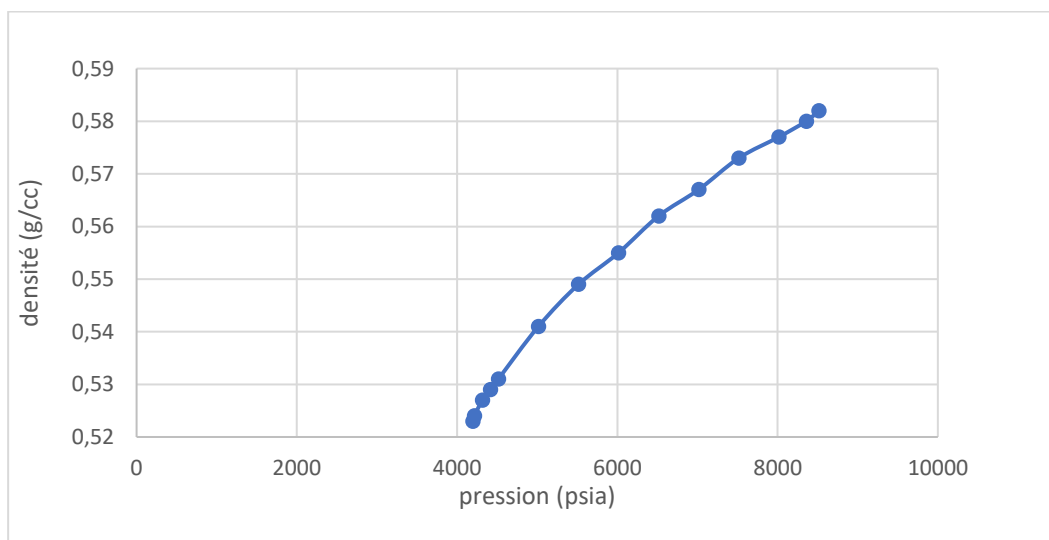


Figure I-4: la variation de la densité de fluide à 122,7°C. [12]

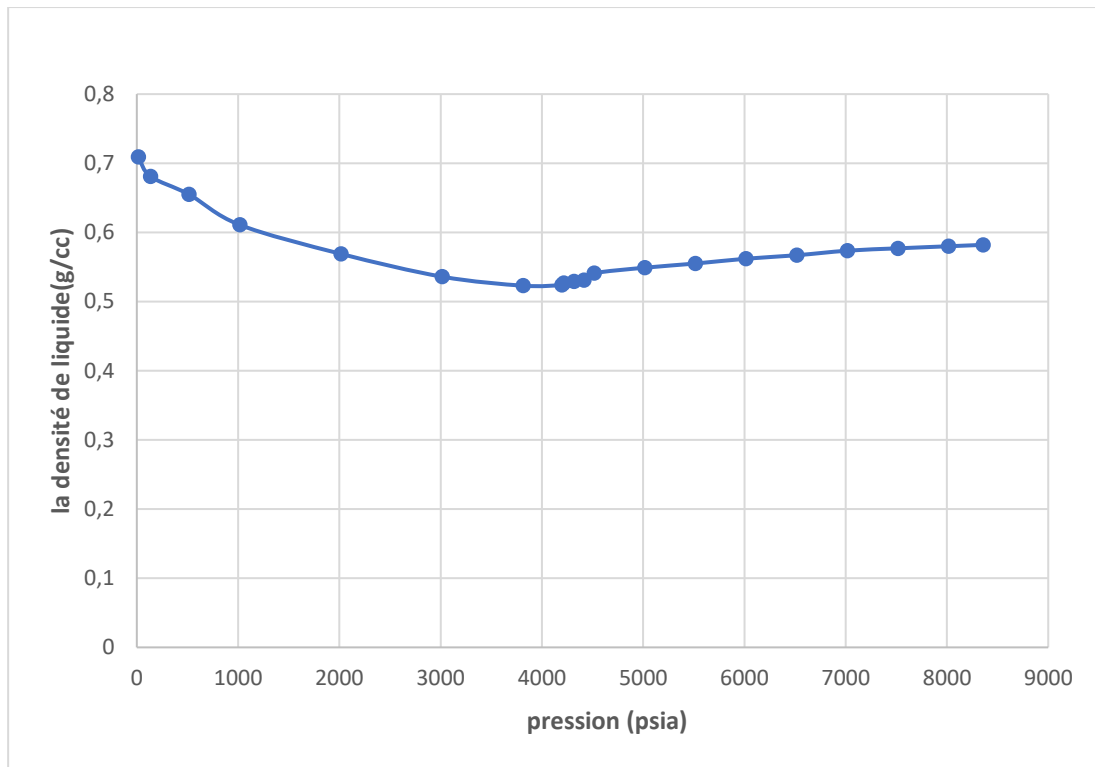


Figure I-5: la variation de la densité de liquide à 122,7°C. [12]

I.6 Le modèle black oil :

Le modèle Black Oil est spécifiquement conçu pour représenter les propriétés et le comportement des mélanges complexes d'hydrocarbures liquides, il offre une description simplifiée de fluide de gisement en utilisant trois pseudo-constituants : eau, huile et gaz. La réaction du fluide dans ce modèle est prédite à partir de la densité de l'huile, de la densité du gaz, watercut (%) et du rapport gaz/huile (GOR).

Les résultats obtenus à partir du modèle black oil fournissent des informations sur la répartition des phases fluides dans le réservoir, les pressions et les volumes des différentes phases, les débits de production attendus, les performances du puits, et d'autres paramètres importants pour la gestion et l'optimisation de la production.

I.7 Calibration du modèle fluide

I.7.1 Conversion des PVT

Etant donné que les résultats PVT sont obtenus à partir de la libération différentielle (Bod, Rsd), une conversion est nécessaire afin d'obtenir les paramètres de fluide au condition de test flash.

Pour faire la conversion du facteur Rs on doit utiliser l'équation suivante :

$$Rs_f = Rs_{fb} - ((Rs_{db} - Rs_d) \cdot \left(\frac{Bo_{fb}}{Bo_{db}}\right)) \text{ (scf / bbl).} \quad [13] \quad (\text{I. 4})$$

Avec :

Rs_{fb} : la solubilité de test séparateur à la pression de bulle. (2229 scf/ bbl)

R_{sdb} : la solubilité de test libration différentielle à la pression de bulle. (2347 scf/bbl).

R_{sd} : la solubilité de test DL aux différentes pressions.

Bo_{fb} : le facteur Bo de test séparateur au Pb. (2,42 bbl /STB)

Bo_{db} : le facteur Bo de test DL au pb. (2,49 bbl /STB).

La représentation graphique de ces résultats est comme suite :

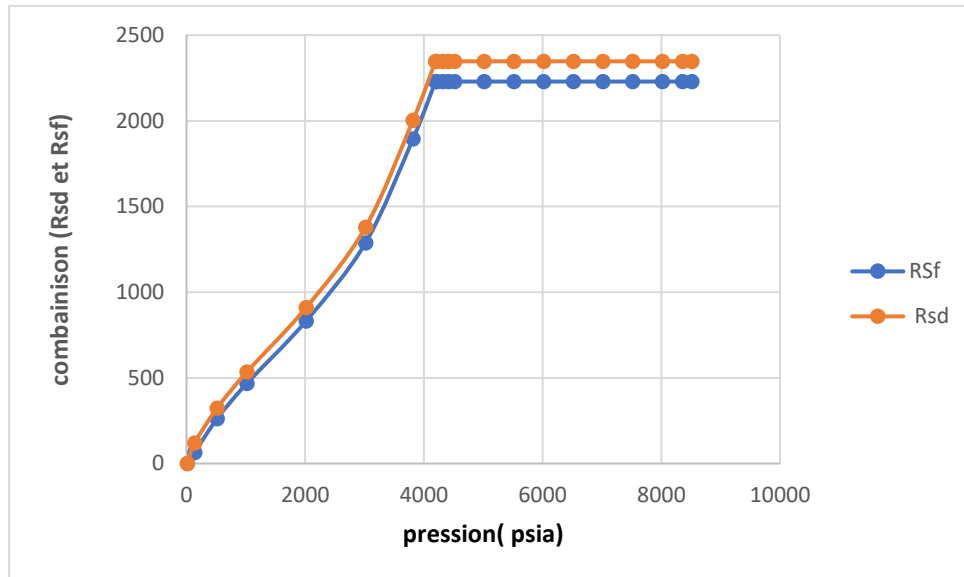


Figure I-6: comparaison entre la courbe de Rsd et Rsf

Et la conversion du facteur Bo obtenus par l'équation suivant :

$$Bo_f = Bo_d \left(\frac{Bo_{fb}}{Bo_{db}} \right), \text{ (bbl/STB) } \quad \text{[13]} \quad \text{(I. 5)}$$

Avec :

Bo_d : le facteur Bo de test DL.au différente pression.

Bo_{fb} : le facteur Bo de test séparateur au Pb (2,42 bbl/STB).

Bo_{db} : le facteur Bo de test DL au pb (2,42 bbl/STB).

Les résultats de conversation de ce paramètre est comme suite :

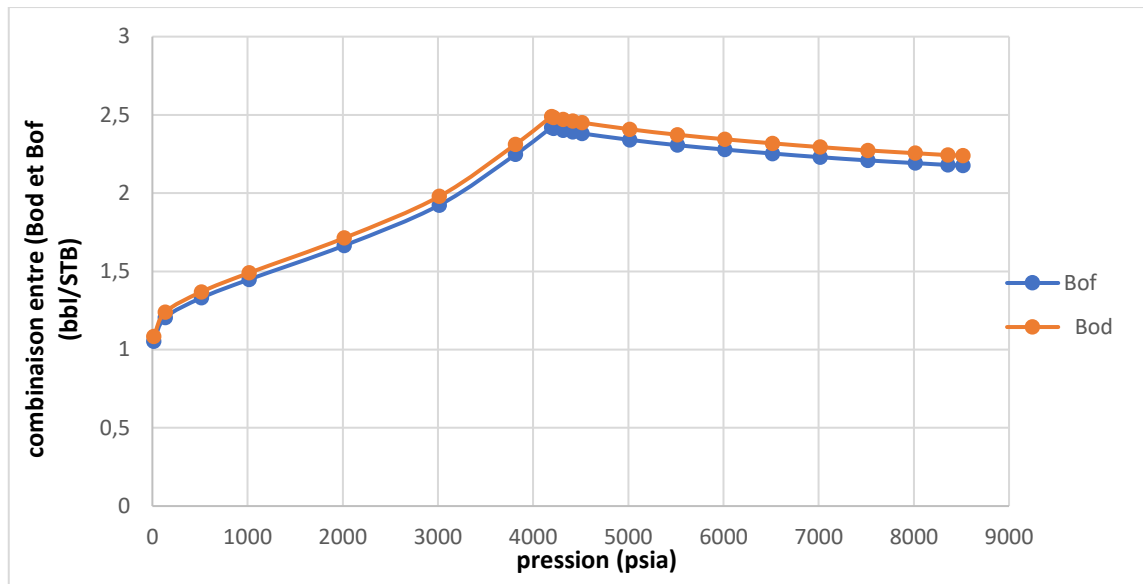


Figure I-7: comparaison entre le courbe de Bod et Bof.

D'après les courbes, nous constatons que celles des paramètres flash (Rsf, Bof) sont situés au-dessous des courbes (Rsd, Bod) obtenus par la DL. Ceci est expliqué par la différence de volume de fluide obtenue en surface au cours des essais.

Une fois, les paramètres PVT sont convertis en flash, on passe à l'étape de calibration qui consiste à choisir la corrélation la plus adéquate.

I.7.2 Choix de corrélation :

Après la conversion des paramètres PVT (Bo et Rs), nous avons passé à l'étape de choisir la corrélation appropriée à chaque paramètre de fluide (Bo, Rs et μ).

Nous avons choisi la corrélation qui donne la valeur d'erreur RMS (Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne) la plus basse.

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{ny} (y_{exp} - y_{cal})^2}{ny}} \quad (I. 6)$$

Avec :

y_{exp} : la valeur expérimentale du paramètre (Bo, Rs ou μ)

y_{cal} : la valeur calculé de(Bo, Rs ou μ) par la corrélation.

ny : nombre de observations du paramètre.

i : le numéro d'observation.

Les résultats de calibration :

- Les résultats de calibration de paramètre Rs sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau I. 3: résultats de calibration de paramètre Rs

P(psia)	Rs(exp)	Lasater	Standing	GLASO	Lasater %	Standing%	GLASO%
8357	2229	2229	2229	2229	0	0	0
6515	2229	2229	2229	2229	0	0	0
5515	2229	2229	2229	2229	0	0	0
4195	2229	2229	2229	2229	0	0	0
3815	1893,699	1938,592	1938,589	1938,651	2015,400	2015,166	2020,745
2015	832,397	839,805	839,811	839,807	54,869	54,964	54,899
515	261,899	269,964	269,963	269,973	65,047	65,018	65,184
135	63,634	94,276	94,279	94,285	938,905	939,076	939,487
15	0,001	0,0009	4,508	13,043	1E-08	20,314	170,106
				RMS	18,481	18,542	19,004

Après avoir effectué la calibration des données de Rs, nous avons constaté que la corrélation de **Lasater** qui donné la petite erreur.

- Les résultats de calibration de facteur Bo sont résume dans le tableau ci-dessous :
Tableau I. 4: résultats de calibration de facteur (Bo)

P(psia)	Bo (exp)	Standing	Vasquez Beggs	Kartoatmodjo	Standing(%)	Vasquez Beggs(%)	Kartoatmodj(%)
8357	2,179	2,177	2,177	2,177	7,528E-06	7,528E-06	7,528E-06
6515	2,252	2,247	2,247	2,247	2,637E-05	2,637E-05	2,637E-05
5515	2,306	2,305	2,305	2,305	3,471E-07	3,471E-07	3,471E-07
4195	2,420	2,414	2,414	2,414	3,025E-05	3,025E-05	3,025E-05
3815	2,247	2,270	2,270	2,270	5,427E-04	5,427E-04	5,427E-04
2015	1,664	1,669	1,669	1,669	1,812E-05	1,811E-05	1,811E-05
515	1,330	1,329	1,329	1,329	2,000E-06	1,999E-06	1,999E-06
135	1,204	1,222	1,222	1,222	3,434E-04	3,434E-04	3,434E-04
15	1,0525	1,103	1,088	1,106	2,626E-03	1,313E-03	2,888E-03
				RMS	0,019991272	0,015932096	0,020707856

On observe que la corrélation la plus précise est la corrélation de **Vasquez Beggs**.

- Les résultats de calibration de la viscosité sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau I. 5: résultats de calibration de viscosité

P(psia)	$\mu(\text{exp})$	Biggs Robinson	Chew and cannally	Kartoatmodjo	Biggs Robinson (%)	Chew and cannally(%)	Kartoatmodjo(%)
8357	0,193	0,1941	0,1941	0,1941	1,210E-06	1,210E-06	1,210E-06
6515	0,174	0,1751	0,1751	0,1631	1,210E-06	1,210E-06	11,881E-04
5515	0,163	0,1631	0,1631	0,1751	1,000E-08	1,000E-08	14,641E-04
4195	0,149	0,1495	0,1495	0,1495	2,500E-07	2,500E-07	2,500E-07
3815	0,163	0,1609	0,161	0,161	4,410E-06	4,000E-06	4,000E-06
2015	0,249	0,2479	0,2479	0,2479	1,210E-06	1,210E-06	1,210E-06
515	0,421	0,4257	0,4257	0,4257	2,209E-05	2,209E-05	2,209E-05
135	0,552	0,5306	0,5307	0,5306	45,796E-05	45,796E-04	45,796E-05
				RMS	0,00781	0,0077	0,0096

A base des résultats de tableau ci-dessus, la meilleure corrélation qui donne une petite erreur est **Chew and cannally**.

I.8 Conclusion :

Ce chapitre a été consacré analyser les données PVT de notre fluide, nous avons calibré précisément ses propriétés telles que le facteur volumétrique (B_o), solubilité de gaz (R_s), la viscosité (μ). L'estimation correcte de ces propriétés à un impact important sur la compréhension du fluide dans le système de production.

CHAPITRE II: Les Pertes de charge

II.1 Relation réservoir- puits

II.1.1 Introduction

Le débit de fluide du réservoir vers le puits est étroitement lié à la perte de charge entre le réservoir et la pression de fond ($P_r - P_{wf}$). La complexité de la relation entre la vitesse d'écoulement et la perte de charge dans les milieux poreux est fortement influencée par divers paramètres, notamment les caractéristiques des roches et des fluides, le régime d'écoulement, la saturation des fluides dans les roches, la compressibilité des fluides et la présence de formations endommagées ou stimulées. On désigne couramment le débit de fluide du réservoir au puits sous le terme de "Performance d'Entrée" (Inflow Performance), tandis que la relation entre le débit et la pression dynamique au fond du trou est connue sous le nom de "Relation de Performance d'Entrée" (Inflow Performance Relationship ou IPR).

II.1.2 Équation de Darcy

Pour calculer la chute de pression induite dans un réservoir, une équation est nécessaire qui relie l'énergie ou la perte de pression due au cisaillement ou au frottement visqueux à la vitesse ou au débit requis.

Bien que la forme de l'équation puisse varier considérablement pour différents types de fluides, l'équation de base est la loi de Darcy.

Cette équation relie la vitesse superficielle du fluide à la chute de pression à travers le filtre, bien que les expériences aient été réalisées dans une direction verticale de haut en bas. Cette expression s'applique également au flux horizontal, qui est la direction la plus importante dans l'industrie pétrolière.

Il est également important de noter que Darcy n'utilisait qu'un seul fluide, l'eau, et que le milieu était du sable complètement saturé d'eau.

La section efficace du filtre à sable de Darcy est constante, donc l'équation ne tient pas compte du changement de vitesse avec la position, la loi de Darcy écrite sous forme différentielle est :

$$v = \frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (\text{II.1})$$

Où :

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide.

μ : Viscosité du milieu.

$\frac{dp}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

II.1.3 Les différents cas de l'application de la loi de darcy

Darcy a considéré deux types d'écoulements indiqués comme suit :

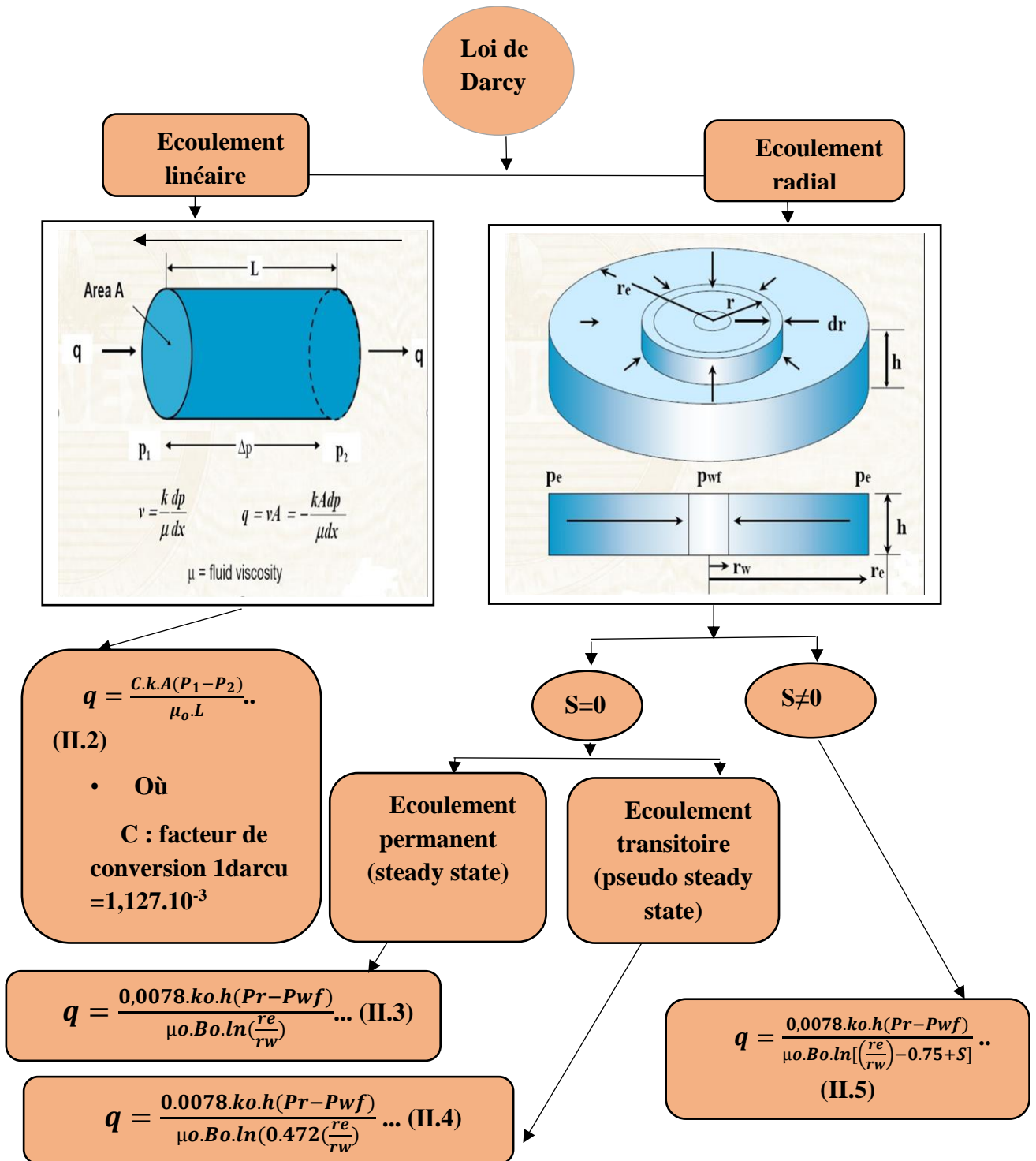


Figure II.1 : organigramme montrant les différents cas de l'application de la loi Darcy

Où : **q** : Débit entrant, (STB/Day)

h : L'épaisseur du réservoir, (ft)

Pr : Pression du réservoir, (psi)

μo : Viscosité de l'huile, (cp)

Bo : Facteur volumétrique de formation, (Bbl/STB)

r_e : Rayon de drainage du puits, (ft)

r_w : Rayon du puits, (ft)

k_o : La perméabilité effective de l'huile, (md)

Le skin

L'effet de skin ou colmatage de puits (S) est causé par des dommages près du trou de forage, entraînant une perte de charge supplémentaire dans le réservoir.

En fonction de la valeur du Skin, on peut conclure :

- Si $S > 0$, cela indique un effet de skin d'endommagement de la formation.
- Si $S < 0$, indique un effet de skin d'amélioration, signifiant que la formation n'est pas endommagée (elle est stimulée).

II.1.4 Concept de l'indice de productivité

L'indice de productivité est utilisé pour mesurer la capacité de production d'un puits il est défini par le symbole J qui est le rapport entre le débit entrant vers les puits (**Inflow rate**) et la chute de pression dans le réservoir (**draw down**).

L'indice de productivité est donné par :

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (\text{II.6})$$

D'après les équations (II.5) et (II.6), on peut exprimer l'indice de productivité comme suit :

$$J = \frac{0,0078.K_o.h}{\mu_o.B_o.\ln\left(0,472.\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{II.7})$$

L'indice de productivité est déterminé à partir d'un seul essai de production ($P_{wf}=f(Q)$).

Il est important de noter que l'indice de productivité est utilisé dans le cas d'un écoulement monophasique lorsque la pression du réservoir (P_r) est au-dessus de la pression de bulle (P_b).

II.1.5 La loi de Vogel Harrison :

La méthode de Vogel Harrison a été proposée pour les réservoirs saturés à gaz dissout seulement, sous forme d'une relation adimensionnelle entre le débit et la pression, tous les cas possibles sont indiqués ci-dessous :

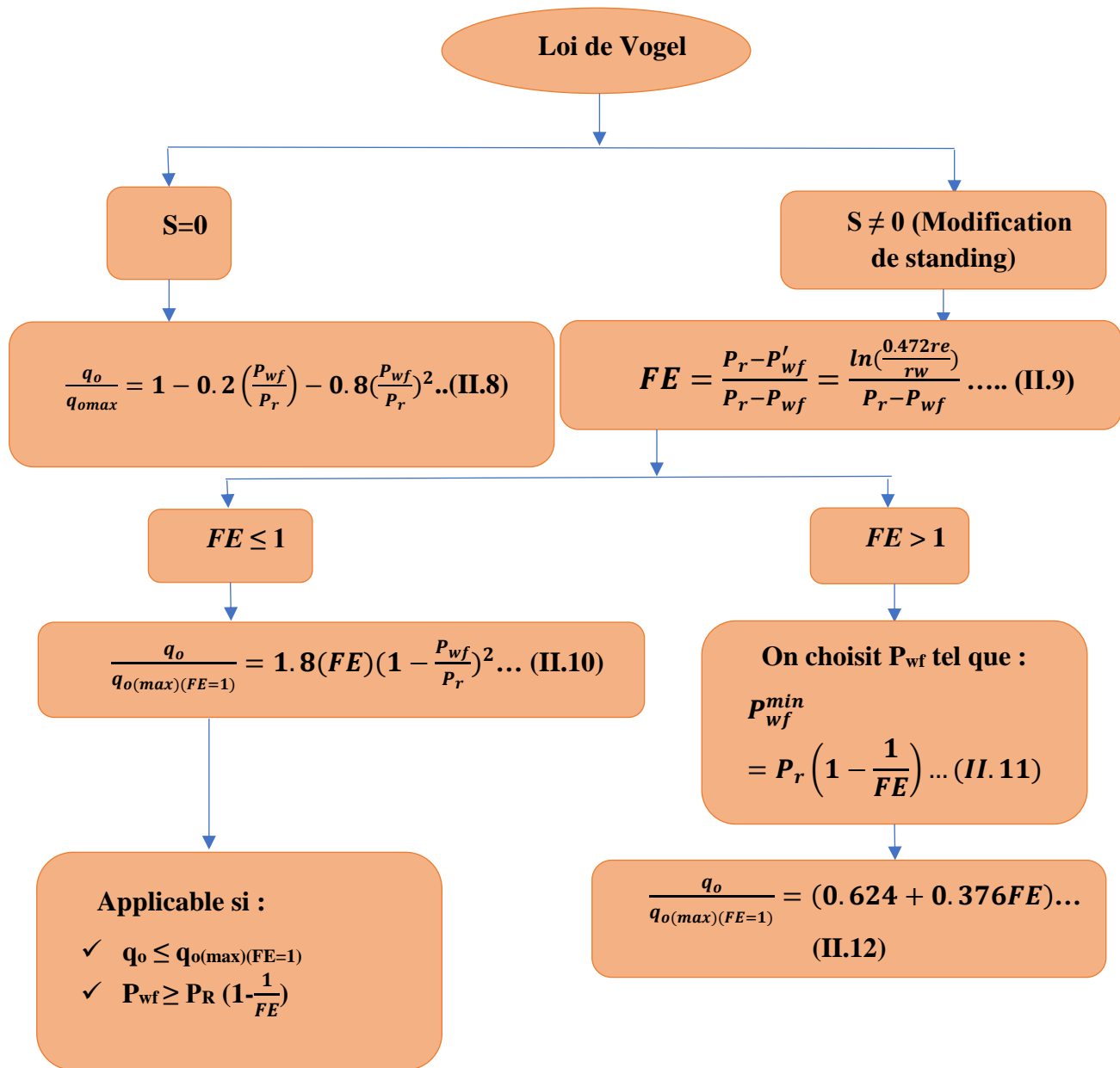


Figure II.2 : Organigramme montrant les différentes applications de la loi de Vogel Harison

Avec :

q_o : Le débit entrant (Inflow rate) correspondant à P_{wf}, (STB/Day).

q_{o(max)}: Le débit entrant correspondant à une pression dynamique nulle (P_{wf}=0).

FE : Efficacité d'écoulement (Flow efficieny).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (Psi) où (S≠0) :

- Si > 0 → colmatage → P_{wf}' > P_{wf}.
- Si < 0 → stimulation → P_{wf}' < P_{wf}.

Avec

P_{wf} : Pression de fond dynamique (Psi) où (S=0).

P_r : pression du réservoir, (Psi).

II.1.6 La combinaison de la loi de Darcy et Vogel

Lorsque la pression du réservoir (P_r) est dessus du point de bulle (P_b), mais la pression de fond dynamique (P_{wf}) est au-dessous du point de bulle, l'IPR est construite par la combinaison de la loi de Darcy et Vogel donnée par la relation suivante :

$$q_o = J. [(P_r - P_b) + \frac{J.P_b}{1.8} [1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2]] \quad (\text{II.13})$$

II.2 Les écoulements diphasiques

Afin d'évaluer l'efficacité de l'écoulement, il est essentiel de pouvoir estimer les pertes de pression dans l'ensemble des composants du système. Dans le cas d'un écoulement monophasique, qu'il s'agisse de liquide ou de gaz, les pertes de charge peuvent être calculées de manière relativement simple, à condition que les caractéristiques intrinsèques du système, telles que la taille et la rugosité, soient connues. Cependant, dans la réalité, la plupart des puits de pétrole ou de gaz opèrent dans des conditions d'écoulement diphasique. Lorsque les conditions de pression varient, il peut se produire un changement de phase au sein des fluides produits. Cela entraîne des modifications de vitesse, de volume pour chaque phase et des propriétés des fluides. La présence simultanée de liquide et de gaz rend le calcul des pertes de pression bien plus complexe.

II.2.1 Equation de gradient de pression

La base théorique de la plupart des équations d'écoulement des fluides est l'équation générale de l'énergie. Elle représente la conservation de l'énergie entre deux points d'un système (elle stipule simplement que l'énergie d'un fluide entrant dans un volume de contrôle, plus tout travail effectué sur ou par le fluide, plus toute énergie thermique ajoutée ou retirée du fluide, doit être égale à l'énergie du fluide quittant le volume de contrôle). [07]

L'équation d'énergie est développée en premier lieu en utilisant les principes thermodynamiques, puis modifiée en une forme d'équation de gradient de pression pour prendre la forme générale ci-dessous :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (II.14)$$

L'équation (II.14) s'applique à tout fluide en régime permanent, en écoulement unidimensionnel. Elle sera ensuite adaptée à diverses conditions de systèmes de tuyauterie et de fluides.

II.2.2 Ecoulements monophasiques

Certains aspects de l'équation du gradient de pression telle qu'elle s'applique à l'écoulement monophasique sont discutés afin de développer une compréhension approfondie de chaque composante avant de la modifier pour l'écoulement diphasique.

Perte de charge par élévation : elle est causée par le poids de la colonne de fluide dans le puits. Cette composante est nulle pour un écoulement horizontal. Elle s'applique pour un écoulement compressible ou incompressible, en régime permanent ou transitoire, dans un écoulement vertical ou incliné, son équation est :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta$$

Où : ρ : la densité du mélange, g_c : facteur de conversion, g : accélération de la gravité (9,81 m/s²), θ : pente de la conduite.

Perte de charge par accélération : cette composante s'applique à toutes les conditions d'écoulement transitoires, mais elle est nulle pour un écoulement incompressible. Pour toute condition d'écoulement dans laquelle un changement de vitesse se produit, comme un

écoulement compressible, une chute de pression se produira dans la direction de l'augmentation de la vitesse, son équation est :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho \cdot v \cdot dv}{g_c \cdot dL}$$

V : la vitesse du mélange.

Perte de charge par frottement : elle provoque souvent une chute de pression considérable, que ce soit pour les puits à l'huile ou à gaz. Elle est liée aux forces visqueuses dans le fluide ainsi qu'aux propriétés de ce dernier. Cette composante devient de plus en plus importante lorsque la vitesse du fluide augmente, ce qui revient à dire qu'elle dépend fortement du régime d'écoulement (laminaire ou turbulent), son équation est :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_{tp} \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d}$$

f : facteur de frottement du mélange il est en fonction de Re , ε , D .

Le facteur de friction : nécessaire pour le calcul de la perte de charge par friction, est une fonction du nombre de Reynolds Re et de la rugosité relative de la conduite $\frac{\varepsilon}{D}$.

$$f = \varphi' \left(Re, \frac{\varepsilon}{D} \right) \quad (\text{II.15})$$

Pour un écoulement laminaire, Le facteur de friction est simplement $f = 64/Re$, il est indépendant de ε/D .

Pour un écoulement turbulent ; qui est souvent le cas pour les écoulements de pétrole et de gaz, la dépendance fonctionnelle du facteur de friction par rapport au nombre de Reynolds et à la rugosité relative est complexe, elle peut être obtenue à partir du diagramme de moody (figure II.1).

L'équation suivante de Colebrook est valide pour le calcul du facteur de friction pour tout l'intervalle de l'écoulement non laminaire du diagramme de moody, en effet le diagramme de moody est une représentation graphique de cette équation.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (\text{II.16})$$

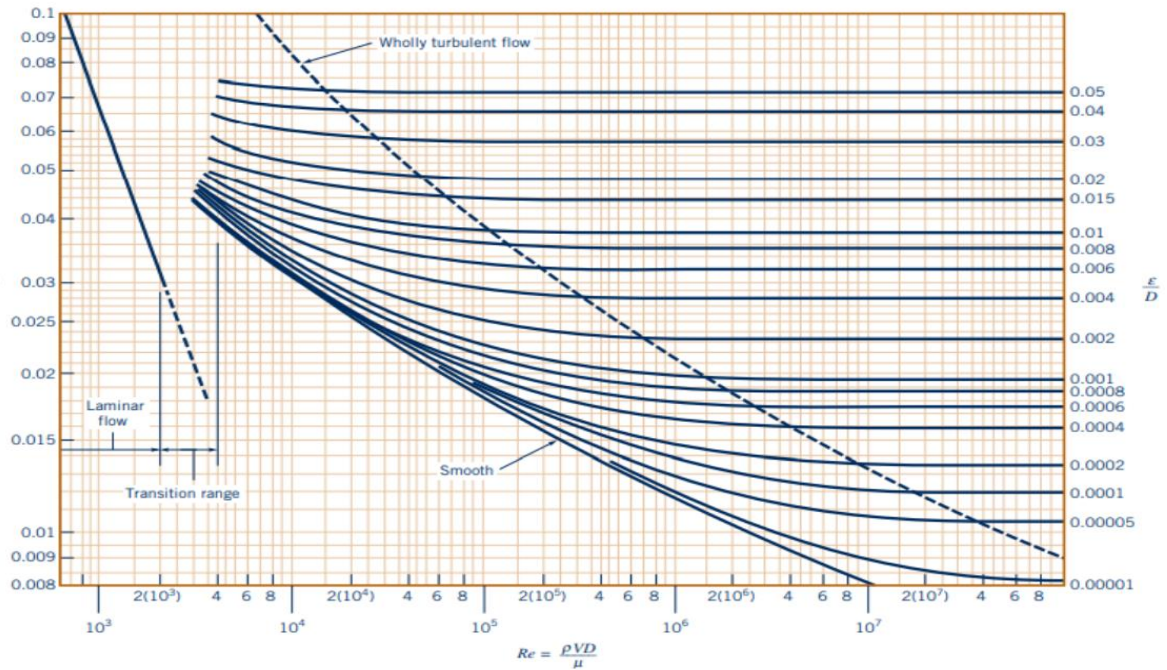


Figure II-2: Diagramme de Moody représentant le facteur de friction en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité relative pour les tuyaux ronds. [03]

II.2.3 Écoulements diphasique

L'introduction d'une seconde phase dans un flux d'écoulement complique l'analyse de l'équation du gradient de pression. Les fluides peuvent se séparer en raison des différences de densité et s'écouler à des vitesses différentes dans le tuyau. Les propriétés telles que les densités, la vitesse et la viscosité, qui sont relativement simples pour les fluides individuels, peuvent être modifiées et deviennent parfois difficiles à déterminer.

II.2.3.1 Paramètres descriptifs

Pour décrire les problèmes des écoulements diphasiques, il est important d'introduire quelques paramètres et propriétés afin de pouvoir adapter l'équation du gradient de pression pour ce type d'écoulements.

Le Hold up :

Lors des écoulements multiphasiques dans les conduites, le Hold up est défini comme la fraction d'un fluide particulier présent dans un intervalle de la conduite.

Le Hold up liquide H_L , est défini comme la fraction d'un élément de tube qui est occupée par un liquide à un moment donné.

$$H_L = \frac{\text{volume de liquide dans un segment de pipe}}{\text{le volume du segment de pipe}} \quad (\text{II.17})$$

Et le reste du segment est occupé par du gaz ce qui est connu comme le gaz Holdup H

$$H_g = 1 - H_L \quad (\text{II.18})$$

Le Hold up liquide peut être mesuré expérimentalement par plusieurs méthodes, telles que les sondes de résistivité, les densitomètres nucléaires, ou en piégeant un segment du flux d'écoulement entre des vannes à fermeture rapide et en mesurant la quantité de liquide

retenue. Comme il peut être déterminé à partir de corrélations empiriques, il est en fonction des propriétés du gaz et du liquide, du schéma d'écoulement, le diamètre de la conduite, etc.

Hold up de non glissement λ_L et λ_g :

Le Hold up liquide de non glissement λ_L est défini comme le rapport de volume de liquide dans un élément de conduite qui existerait si le gaz et le liquide se déplaçaient à la même vitesse (pas de glissement) divisé par le volume de l'élément de conduite. Il peut être calculé directement à partir des débits connus de gaz et de liquide in situ :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (\text{II.19})$$

Où q_L est la somme des débits d'huile et d'eau in-situ et q_g est le débit de gaz in-situ. Le Hold up gaz de non glissement λ_g est défini comme suit :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (\text{II.20})$$

Masse Volumique :

Toutes les équations d'écoulement de fluide nécessitent qu'une valeur de la densité du fluide soit disponible.

Or, La densité d'un mélange gaz/liquide en écoulement est difficile à évaluer en raison de la séparation gravitationnelle des phases et du glissement entre les phases.

❖ **La masse volumique de liquide ρ_L :** peut être calculée à partir des masses volumiques d'huile et d'eau en supposant l'absence de glissement entre les phases d'huile et d'eau :

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (\text{II.21})$$

Avec :

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (\text{II.22})$$

Et

$$f_w = 1 - f_o = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (\text{II.23})$$

La masse volumique de mélange liquide/gaz

Ce calcul nécessite la connaissance de la valeur d'holdup liquide. Trois équations ont été utilisées par divers chercheurs pour le calcul de la masse volumique liquide/gaz pour un écoulement diphasique.

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \quad (\text{II.24})$$

$$\rho_n = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \quad (\text{II.25})$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \quad (\text{II.26})$$

La formule (II.24) est généralement utilisée pour le calcul de la perte de charge par élévation. Certaines corrélations sont basées sur l'hypothèse de non glissement donc l'équation (II.25) est utilisée pour la densité diphasique. L'équation (II.26) est utilisée par certains chercheurs pour définir la densité du mélange pour le calcul du terme de perte de charge par frottement et le nombre de Reynolds.

La vitesse

La vitesse superficielle d'une phase fluide est définie comme la vitesse que présenterait cette phase si elle s'écoulait seule à travers la section transversale totale de la conduite.

La vitesse superficielle du gaz est calculée à partir de :

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (\text{II.27})$$

La vitesse superficielle du liquide est calculée à partir de :

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (\text{II.28})$$

La section réelle à travers laquelle le gaz circule est réduite par la présence du liquide à A_{Hg} . Par conséquent, la vitesse réelle du gaz est calculée à partir de :

$$v_g = \frac{q_g}{A_{Hg}} \quad (\text{II.29})$$

Pour la vitesse réelle du liquide :

$$v_L = \frac{q_L}{A_{HL}} \quad (\text{II.30})$$

Vitesse du mélange :

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (\text{II.31})$$

Vitesse de glissement :

$$v_s = v_g - v_L \quad (\text{II.32})$$

La viscosité

La viscosité du fluide en écoulement est utilisée pour déterminer le nombre de Reynolds et d'autres nombres sans dimension qui sont utilisés dans certaines corrélations. Le concept de viscosité à deux phases est défini différemment par divers chercheurs.

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_g} \quad (\text{II.33})$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (\text{II.34})$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (\text{II.35})$$

Dont la viscosité d'un mélange huile et eau est calculé par :

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (\text{II.36})$$

Les viscosités du gaz naturel, du pétrole brut et de l'eau peuvent être estimées à partir de corrélations empiriques si les viscosités mesurées ne sont pas disponibles.

Tension superficielle de liquide :

Si la phase liquide contient à la fois de l'eau et de l'huile, la tension superficielle est calculée par :

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (\text{II.37})$$

II.2.3.2 Configurations d'écoulements diphasiques

Lors d'un écoulement diphasique (gaz, liquide), l'apparition d'un régime d'écoulement dépend de plusieurs facteurs tels que les propriétés du fluide, les conditions d'opération, le débit de chaque phase, la géométrie de système, la dispersion, la coalescence, ainsi que les effets du flux thermique. Quelques régimes d'écoulements diphasiques sont présentés dans cette partie pour le cas de conduites verticales et horizontale.

Écoulement vertical :

Pour un écoulement vertical, les principales configurations suivantes sont observées, comme c'est illustré dans la figure (II.4)

Écoulement monophasique :

C'est un cas particulier qui se produit lorsque la pression est au-dessus de la pression de bulle où on a seulement l'écoulement d'une phase liquide.

Écoulement à bulles (Bubble flow) :

Ici, la phase liquide est continue et une dispersion de bulles s'écoule dans le liquide, cela est dû à la chute de pression au-dessous de point de bulle. Les bulles ont des mouvements complexes et sont généralement de petite taille. Plus l'écoulement est turbulent plus ces bulles vont fragmenter.

Écoulement par bouchon (slug flow) :

Plus le fluide se déplace vers le haut plus la pression diminue, et dans ces conditions une grande quantité de gaz se libère de la solution et forme de grosses bulles appelées bulles de Taylor. Ces bulles se déplacent uniformément vers le haut et portent des gouttelettes d'huiles avec eux. Ce type d'écoulement est observé généralement pour des faibles vitesses de liquide.

Écoulement transitoire (Churn flow) :

À des vitesses d'écoulement plus élevées, les bulles de l'écoulement de bouchon se brisent, ce qui conduit à un régime d'écoulement instable dans lequel il y a, dans les tubes à large alésage, un mouvement oscillatoire du liquide.

Écoulement annulaire (Annular flow) :

Pour ce type d'écoulement, le liquide forme un film et occupe les parois du tubing, le liquide se déplace lentement vers le haut, par contre, la phase gazeuse occupe la partie centrale du tubing et se déplace à de grandes vitesses.

Habituellement, une partie de la phase liquide est entraînée sous forme de petites gouttelettes dans le noyau ; à des débits élevés, il est également courant que des bulles de gaz soient entraînées dans le film liquide.

Écoulement à brouillard (Mist flow) :

À des pressions très basses, le taux de gaz est très élevé, il surmonte la force de tension liquide tuyau et enlève le film liquide du tuyau. Dans ce cas, la phase gazeuse est la phase continue et la phase liquide est présente sous forme de gouttelettes dispersées.

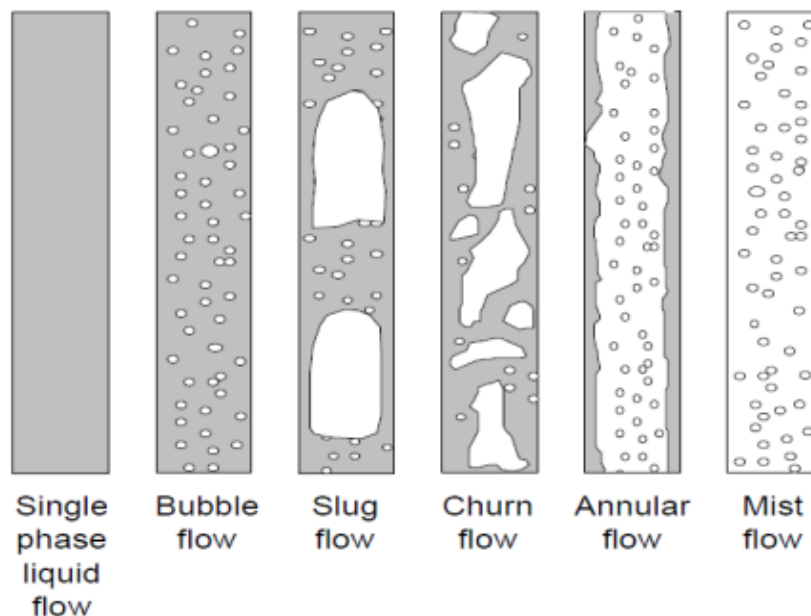


Figure II-3: configurations d'écoulements dans une conduite verticale.

Écoulements horizontal :

L'effet de la pesanteur sera plus marqué lors d'un écoulement horizontal, créant des configurations qui diffèrent un peu de l'écoulement vertical. Les régimes suivants sont généralement observés.

Écoulement en bulles (Bubble flow) :

Comme dans le cas d'un écoulement vertical, la phase est composée de bulles de gaz dispersées dans la phase liquide. Cependant, en raison de l'effet des forces de flottabilité, les bulles ont tendance à s'accumuler dans la partie supérieure du tuyau.



Figure II-4: Écoulement en bulles

Écoulement par bouchon (Slug flow) :

Ce régime est caractérisé par le passage le long du canal de "bouchons" mousseux qui remplissent complètement le tube. Les bouchons occupant plus la partie supérieure du tube peuvent souvent être très larges et une grande source de problèmes lors des opérations sur des pipelines horizontaux.



Figure II-5: Écoulement par bouchon

Écoulement stratifié (Stratified flow) :

Ce régime se produit lorsque la séparation gravitationnelle est complète. Le liquide s'écoule le long du fond du tube et le gaz le long de la partie supérieure du tube, comme le montre la figure (II.7). Ce régime se produit pour des faibles vitesses de liquide et de vapeur en écoulements laminaires.



Figure II-6: Écoulement stratifié

Écoulement annulaire (Annular flow) :

Cet écoulement s'observe lorsque le débit de gaz augmente, le gaz occupe le milieu de la conduite tandis que le liquide occupe les parois.

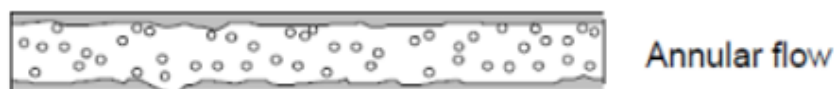


Figure II-7 : Écoulement stratifié

Ecoulement à brouillard (Mist flow) :

Comme pour le cas d'un écoulement vertical, ce régime se produit à des pressions très basses, donc le taux de gaz est très élevé.

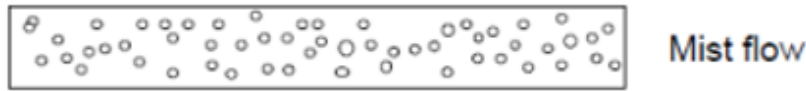


Figure II-8 : Ecoulement à brouillard

II.2.3.3 Modélisation des écoulements diphasiques

L'équation de gradient de pression prend la même forme générale que l'équation (II.9), bien sûr avec quelques adaptations pour tenir compte de l'écoulement diphasique.

En remplaçant chaque terme dans l'équation générale, l'équation de gradient de pression pour un mélange diphasique prend la forme suivante tel que m représente l'indice du mélange.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{(f \rho v^2)_m}{2.g_c.d} + \frac{(\rho v dv)_m}{g_c dL} \quad (\text{II.38})$$

Suite à l'étude des différentes composantes contribuant au gradient de pression total, il s'ensuit que les principales considérations pour le développement du gradient de pression sont le développement de méthodes pour prédire le holdup et le facteur de friction diphasique où différents modèles d'écoulement ont été développés à travers les années.

Modèles d'écoulements verticaux

L'un des composants les plus importants de l'ensemble du système de production est la colonne de production. Jusqu'à 80 pour cent de la perte de pression totale se produit à ce niveau pour soulever les fluides depuis le fond jusqu'à la surface. Dans cette partie, quelques modèles d'écoulements verticaux seront développés.

On distingue 3 catégories de modèles en fonction des considérations pour le régime d'écoulement et la prise en compte du glissement entre les phases.

Catégorie A (modèle homogène)

Pour cette catégorie la configuration est non considérée et la vitesse de glissement est nulle.

De nombreux modèles d'écoulement homogène ont été développés pour analyser les écoulements diphasiques depuis les travaux pionniers de Poettmann et Carpenter (1952). Le modèle de Poettmann Carpenter utilise un facteur de friction diphasique empirique pour les calculs de perte de pression par friction sans tenir compte de l'effet de la viscosité du liquide. L'effet de la viscosité du liquide a été pris en compte par des chercheurs ultérieurs, notamment Cicchitti (1960) et Dukler et al. (1964). Une revue complète de ces modèles a été donnée par Hasan et Kabir (2002).

Catégorie B

Pour cette catégorie, la configuration est non considérée et la vitesse de glissement est non nulle. Une corrélation est nécessaire pour le calcul à la fois de la rétention de liquide (liquid holdup) et le facteur de friction.

Hagedorn et Brown ont développé une méthode en obtenant des données expérimentales de chute de pression et de débit d'un puits instrumenté de 1500 pieds de profondeur. La rétention de liquide (liquid holdup) a été calculée sur la base de corrélations.

Le liquide holdup est calculé comme suit :

Calcul des nombres adimensionnels :

$$N_{LV} = 1.938V_{sL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{II.39})$$

$$N_{gv} = 1.938V_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{II.40})$$

$$N_d = 120.872 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{II.41})$$

$$N_L = 0.15726\mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (\text{II.42})$$

Détermination la valeur de CN_L à partir du graphe de la figure (An.A.1) (N_L vs CN_L)

Détermination de la valeur de $\frac{H_L}{\psi}$ à partir du graphe (An.A.2)

$$\left(\frac{N_{LV}}{N_{gv}^{0.575}}\right) \left(\frac{P}{P_a}\right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_d}\right) v_s \frac{H_L}{\psi}$$

Déterminer la valeur de ψ à partir du graphe (An.A.3) $\left(\frac{N_{gv}N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}}\right) v_s \psi$

Calculer la valeur de la fraction volumique $H_L = \left(\frac{H_L}{\psi}\right) \psi$

Le facteur de friction est corrélé avec le nombre de Reynolds diphasique en utilisant le diagramme standard de Moody

$$N_{Re} = \frac{\rho_s v_m d}{\mu_s} \quad (\text{II.43})$$

Où :

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (\text{II.44})$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_g} \quad (\text{II.45})$$

Une fois les valeurs du holdup, de densité du mélange et du facteur de friction sont déterminées, il est possible de calculer le gradient total de perte de pression.

Catégorie C

Cette catégorie est la plus efficace car elle intègre le régime d'écoulement et considère la vitesse de glissement dans le calcul de perte de pression. Plusieurs auteurs ont développé des corrélations pour quelques paramètres utilisées dans le calcul de perte de pression, parmi eux on cite : Duns et Ros, Orkiszewski. Aziz, Govier et Fogarasi. Chierici, Ciucci et Sclocchi. Biggs et Brill.

Modèles d'écoulements horizontaux

Les pertes de charge dans les conduites horizontales sont une préoccupation majeure dans l'industrie pétrolière, elles présentent 20 à 30% de la perte de pression totale [04], ce pour cela elles jouent un rôle crucial dans deux opérations clés :

Le dimensionnement des lignes de transport des mélanges d'huile et de gaz.

Le dimensionnement des collecteurs de transport du brut depuis la tête de puits jusqu'au centre de traitement.

Plusieurs études ont été menées pour estimer les pertes de charge dans les conduites horizontales. La première publication dans ce domaine remonte à 1949 avec l'article de Lockhart et Martinelli, suivi de plusieurs autres corrélations basées sur des études expérimentales visant à définir des équations générant l'écoulement multiphasique phasique dans les conduites horizontales. Parmi ces corrélations les plus réponsus :

La corrélation de Beggs & Brill (1973) :

La corrélation de Beggs et Brill (1973) est l'une des rares corrélations capables de gérer toutes les directions d'écoulement rencontrées dans les opérations pétrolières et gazières, à savoir les écoulements ascendants, descendants, horizontaux, inclinés et verticaux pour un fluide biphasique. [9]

Le gradient total de pression est décrit par la relation suivante :

$$\frac{dP}{dZ} = \left[\left(\frac{dP}{dZ} \right)_{Fric} + \left(\frac{dP}{dZ} \right)_{Ele} / (1 - E_k) \right] \quad (II.46)$$

Où, $(dP/dZ)_{Fric}$: représente le gradient de pression dû à la friction, $(dP/dZ)_{Ele}$: représente la différence de pression hydrostatique et E_k estime la perte de pression due à l'accélération.

Carte des régimes d'écoulement

Un régime d'écoulement est identifié en fonction du nombre de Froude du mélange (Fr_m) et de la teneur en liquide d'entrée (no slip liquid holdup C_L).

$$Fr_m = \frac{v_m^2}{g \cdot D} \quad (II.47)$$

Où v_m est la vitesse du mélange, D est le diamètre intérieur du tuyau et g est la constante gravitationnelle.

$$C_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (\text{II.48})$$

Où Q_L est le débit volumétrique du liquide et Q_G est le débit volumétrique du gaz.

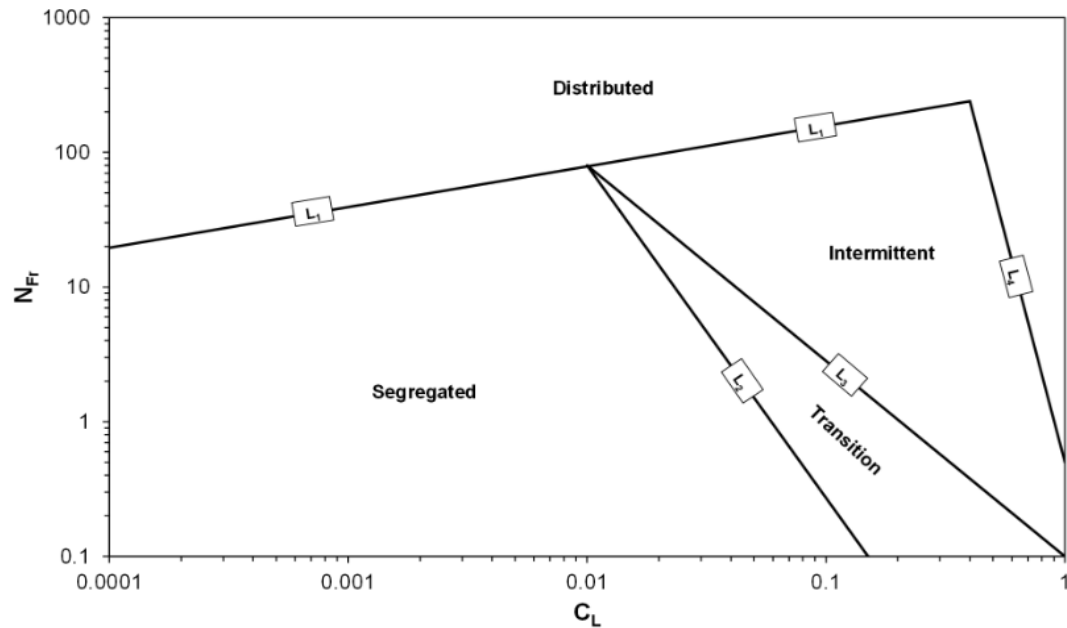


Figure II-9 : Cartes des régimes d'écoulement. [8]

Les lignes de transition pour la corrélation sont définies comme suit :

$$L_1 = 316C_L^{0.302} \quad (\text{II.49})$$

$$L_2 = 0.0009252C_L^{-20.4684} \quad (\text{II.50})$$

$$L_3 = 0.1C_L^{-1.4516} \quad (\text{II.51})$$

$$L_4 = 0.5C_L^{-6.738} \quad (\text{II.52})$$

Segregated Flow

$$C_L < 0.01 \text{ et } F_{rm} < L_2$$

$$\text{Ou } C_L \geq 0.01 \text{ et } F_{rm} < L_2$$

Intermittent Flow

$$0.01 \leq C_L < 0.4 \text{ et } L_3 < F_{rm} \leq L_1$$

$$\text{Ou } C_L \geq 0.4 \text{ et } L_3 < F_{rm} \leq L_4$$

Distributed Flow

$$C_L < 0.4 \text{ et } F_{rm} \geq L_4$$

$$\text{Ou } C_L \geq 0.4 \text{ et } F_{rm} > L_4$$

Transition Flow

$$L_2 < F_{rm} < L_3$$

Liquid Holdup, $E_L(\theta)$

Une fois que le type d'écoulement a été déterminé, le taux de rétention de liquide pour l'écoulement horizontal $E_L(0)$ est calculé.

$$E_L(0) = \frac{aC_L^b}{F_{rm}^c} \quad (II.53)$$

Tableau II. 1: : Coefficients et exposants pour le holdup de liquide horizontale

Régime d'écoulement	a	b	c
Segregated	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distributed	1.065	0.5824	0.0609

$E_L(0)$ doit être supérieur à C_L . Si $E_L(0)$ est inférieur à C_L , alors $E_L(0)$ est assigné une valeur égale à C_L . La fraction volumique réelle de liquide est obtenue en multipliant $E_L(0)$ par un facteur de correction, $B(\theta)$.

$$E_L(\theta) = B(\theta) * E_L(0) \quad (II.54)$$

$B(\theta)$ est obtenu de la manière suivante :

$$B(\theta) = 1 + \beta(\sin(1.8\theta)) - \left(\frac{1}{3}\right)\sin^3(1.8\theta) \quad (II.55)$$

Où θ est l'angle d'inclinaison du tuyau par rapport à l'horizontale.

Le facteur de correction β est calculé de la manière suivante :

$$\beta = (1 - C_L) \ln \left(d \cdot C_L^e \cdot N_{NV}^f \cdot F_{rm}^g \right) \quad (II.56)$$

Tableau II. 2: : Coefficients et exposants pour le terme de correction d'inclinaison (écoulement montant et descendant)

Uphill	d	e	f	g
Segregated	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distributed	$\beta = 0$			
Downhill	d	e	f	g
All	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

Le nombre de vitesse du liquide, N_{LV} , est donné par :

$$N_{LV} = 1.938 V_{sl} (\rho_L / (g \cdot \sigma))^{1/4} \quad (\text{II.57})$$

V_{sl} est la vitesse du liquide sans glissement, ρ_L est la densité du liquide, g est la constante gravitationnelle et σ est la tension de surface.

Pour l'écoulement de transition :

$$E_L(\theta)_{\text{transition}} = A E_L(\theta)_{\text{segregated}} + B E_L(\theta)_{\text{intermittent}} \quad (\text{II.58})$$

Où A et B sont les suivants :

$$A = (L_3 - F_{rm}) / (L_3 - L_2)$$

$$B = 1 - A$$

Liquid holdup, $E_L(\theta)$ est utilisé pour calculer la densité du mélange, ρ_m .

$$\rho_m = \rho_L \cdot E_L(\theta) + \rho_G \cdot (1 - E_L(\theta)) \quad (\text{II.59})$$

$(dP/dZ)_{\text{élévation}}$

La variation de pression due à la hauteur hydrostatique de la composante verticale du tuyau est donnée par :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ele} = \rho_m \cdot g \cdot \frac{\sin(\theta)}{144 \cdot g_c} \quad (\text{II.60})$$

$(dP/dZ)_{\text{friction}}$

Pour calculer le nombre de Reynolds sans glissement, utilisez la densité du mélange sans glissement et la viscosité du mélange sans glissement.

$$Re_{NS} = \rho_{NS} \cdot V_m \cdot \frac{D}{\mu_{NS}} \quad (\text{II.61})$$

Le facteur de friction sans glissement, f_{NS} , est ensuite calculé à l'aide de l'équation de Colebrook-White.

Le rapport du facteur de friction est défini comme :

$$\frac{f_{TP}}{f_{NS}} = e^S \quad (\text{II.62})$$

La valeur de S est régie par les conditions suivantes :

$$y = \frac{C_L}{E_L(\theta)^2} \quad (\text{II.63})$$

La perte de pression due à la friction est :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{Fric} = 2 \cdot f_{TP} \cdot V_m^2 \cdot \rho_{NS} / (144 \cdot g_c \cdot D) \quad (\text{II.64})$$

La perte de pression due à l'accélération, le facteur E_k , est donné par :

$$E_k = \rho_m \cdot V_m \cdot \frac{V_{sg}}{g_c \cdot P} \quad (\text{II.65})$$

Où V_{sg} est la vitesse du gaz sans glissement et P est la pression du gaz.

Il convient de noter que ces corrélations sont des approximations basées sur des données empiriques et peuvent varier en fonction des conditions spécifiques de l'écoulement et des propriétés du fluide.

II.2.4 Ecoulements à travers les duses

L'écoulement de fluides à travers des restrictions est un phénomène courant dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Il se produit lorsque des liquides et/ou des gaz sont mesurés avec des compteurs à orifice, lorsque des fluides s'écoulent à travers des étranglements de surface ou de fond, lorsque des fluides s'écoulent à travers des soupapes de sécurité souterraines et lorsqu'ils s'écoulent à travers tout type de soupape de surface. Un débit restreint peut également être causé par des éléments tels que des formations de paraffine ou d'hydrate, des étampes et d'autres types de raccords de tuyauterie. [05]

Dans le cadre de ce mémoire, les écoulements à travers un type spécifique de restrictions seront détaillés, il s'agit des duses.

II.2.4.1 Description de la duse

La duse qui est un orifice calibré placé à la sortie de la tête de puits pour étrangler l'écoulement et de contrôler le débit afin d'atteindre un taux de production soigneusement calculé. Les duses ayant un diamètre réglable sont souvent utilisés pendant les opérations de complétion pour permettre à l'opérateur de nettoyer et de tester le débit du puits. Une fois le débit optimal déterminé, la duse réglable est généralement remplacé par une duse positive (qui a un diamètre fixe) pour la production

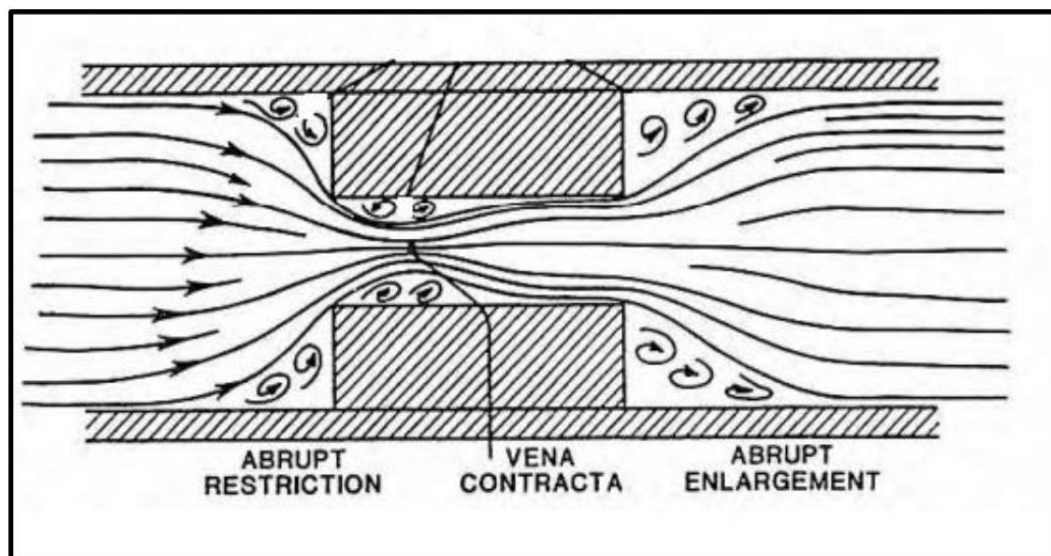


Figure II-10 : schéma d'écoulement à travers une duse

La fonction principale d'une duse est de dissiper de grandes quantités d'énergie potentielle (c'est-à-dire des pertes de pression) sur une très courte distance. La conception d'une duse prend l'avantage du régime d'écoulement résultant d'une perturbation soudaine de l'écoulement continu dans une conduite circulaire. Il existe un effet combiné d'une restriction soudaine à l'entrée (abrupt restriction), d'un tube d'écoulement de petit diamètre et d'un élargissement brusque à la sortie (abrupt élargement).

Comme c'est illustré dans la figure (II.10), à l'approche de l'orifice, le fluide quitte la paroi du tube et se contracte pour former un jet à grande vitesse. Le jet converge vers un minimum appelé gorge ou « vena contracta », puis il s'élargit vers la paroi de l'alésage d'étranglement.

Une zone de turbulence à l'entrée et à la sortie de l'étrangleur contribue également à la perte de pression. Les pertes irréversibles totales sont résumées dans ce qui suit :

La friction dans l'ensemble de la duse et des zones qui lui sont proches.

La turbulence près de l'entrée et de la sortie de la duse.

Mouvements tourbillonnaires lents entre le jet contracté et les parois de la conduite.

Expansion brusque à la sortie du starter.

Une observation importante sur la nature générale de l'écoulement compressible à travers un étrangleur est qu'il existe un débit maximum qui peut s'écouler à travers l'orifice pour des conditions amont données.

Fonctions principales d'une duse :

Les duses sont largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour :

Contrôler le flux du puits.

Produire le réservoir au taux le plus optimal.

Empêcher la formation de cônes d'eau ou de gaz.

Maintenir la contre-pression.

Protéger la formation et les équipements de surface contre les fluctuations anormales de pression.

II.2.4.2 Régime d'écoulements critique et sous-critique :

La chute de pression à travers les duses est généralement très importante. Il n'existe pas d'équation universelle pour prédire cette chute de pression pour tous les types de fluides de production. Différents modèles d'écoulement sont disponibles dans la littérature, et ils doivent être choisis en fonction de la fraction de gaz dans le fluide et des régimes d'écoulement, c'est-à-dire critique ou sous-critique. [02]

Le régime critique apparaît lorsque la vitesse d'écoulement du fluide à travers une duse atteint la vitesse de déplacement du son dans le fluide dans les conditions in situ, l'écoulement est donc appelé écoulement critique (ou sonique). Dans ces conditions, l'onde

de pression en aval de la duse ne peut pas aller en amont. Ainsi, tout changement de la pression aval ne peut être détectée par le manomètre amont, de même, tout changement de la pression amont ne peut pas non plus être détectée par le manomètre aval.

Pendant l'écoulement critique, le débit à travers la duse atteint une valeur maximale par rapport aux conditions dominantes en amont, et puisque aucune perturbation en aval ne peut être transmise en amont, cela implique que la diminution de la pression aval ne va pas augmenter le débit.

Une équation généralisée pour décrire le type du régime d'écoulement a été développée pour un écoulement isentropique de gaz à travers une restriction, elle est présentée sous la forme suivante :

$$\left(\frac{P_{up}}{P_{outlet}}\right) = \left[1 + \left(\frac{k-1}{2}\right) M^2\right]^{\frac{k}{k-1}} \quad (\text{II.66})$$

Où : $k = C_p/C_v$, P_{up} est la pression en amont de la duse, P_{OUTLET} : est la pression en aval de la duse, k : le rapport de chaleur spécifique et M : est le nombre de Mach.

Si un écoulement sonique existe ($M = 1$) et qu'un écoulement de gaz naturel est considéré, $k = 1.28$ l'équation (II.66) devient :

$$\left(\frac{P_{outlet}}{P_{up}}\right) = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{k/k-1} = 0.55 \quad (\text{II.67})$$

L'équation (II.67) est utilisée pour identifier si le régime d'écoulement est critique ou sous critique, le terme gauche est appelé rapport de pression critique

Ainsi, si le rapport des pressions est inférieur au rapport de pression critique, un écoulement critique (sonique) existe. Si le rapport est supérieur ou égal au rapport de pression critique, un écoulement sous-critique (subsonique) existe.

Bien que la théorie ci-dessus ait été développée pour l'écoulement des gaz, des observations similaires pour l'écoulement critique des liquides à travers des restrictions s'appliquent également. Puisque l'écoulement sonique pour les gaz et les liquides apparaît à des vitesses différentes, on doit se poser la question - Quel est le flux critique pour un mélange biphasé ? Cette question n'a pas encore trouvé de réponse adéquate. Le critère normalement appliqué est logiquement que le débit critique existe si la réduction de la pression en aval n'augmente pas le débit. [06]

La figure ci-dessous montre une courbe typique de la variation du débit en fonction du rapport P_{outlet}/P_{up}

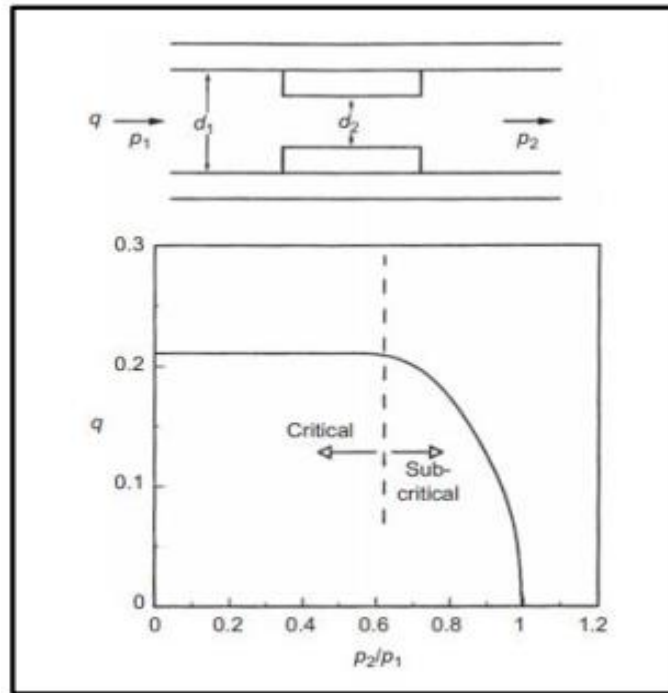


Figure II-11: Courbe typique de performance d'une Duse. [02]

II.2.4.3 Modélisation des écoulements dans les restrictions en utilisant les corrélations existantes dans la littérature

Écoulements monophasiques : Equation de Bernoulli

Bernoulli a développé une équation à partir de principe de conservation d'énergie pour modéliser un fluide monophasique dans une conduite. Sa formule est décrite comme suit :

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1 g_c}{\rho_1 g} + z_1 = \frac{v_o^2}{2g} + \frac{P_o g_c}{\rho_o g} + z_o \tag{II.68}$$

L'équation de continuité qui décrit le principe de conservation de masse s'écrit :

$$\rho_1 v_1 A_1 = \rho_o v_o A_o \tag{II.69}$$

Après la combinaison de l'équation (II.68) et (II.69), en supposant un écoulement incompressible et que $z_1 = z_o$, où les conditions correspondent à l'écoulement dans la restriction on obtient :

$$q = v_o A_o = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \left(\frac{A_o}{A_1}\right)^2}} \cdot A_o \sqrt{\frac{2g_c \Delta P}{\rho}} \tag{II.70}$$

L'équation précédente est fréquemment écrite :

$$q = C A_o \sqrt{\frac{2g_c \Delta P (144)}{\rho}} \tag{II.71}$$

C et Cd représentent le coefficient d'écoulement et le Coefficient de décharge respectivement. ρ est la masse volumique du fluide donné en lbm /ft et le débit en ft³ / sec.

Le coefficient d'écoulement C se détermine expérimentalement. Il dépend du type de restriction (orifice, venturi...) et du rapport entre le diamètre de la restriction et celle de la conduite.

Pour des écoulements de gaz, l'équation d'énergie, l'équation d'état de gaz et l'équation de continuité sont combinées pour avoir un résultat similaire à l'équation dérivée pour les liquides, avec l'introduction en plus, du facteur d'expansion du gaz Y . L'équation finale pour les gaz s'écrit :

$$q = Y C A_o \sqrt{\frac{2g_c \Delta P (144)}{\rho}} \quad (\text{II.72})$$

Y décrit l'effet de compressibilité du gaz, il est donné pour le cas d'un orifice comme :

$$Y = 1 - [0.41 + 0.35 \left(\frac{d}{D}\right)^4] \left(\frac{1}{k}\right) \left(\frac{\Delta P}{P_1}\right) \quad (\text{II.73})$$

Où d représente le diamètre de l'orifice, D est le diamètre de la conduite, k = rapport de chaleur spécifique C_p/C_v

Écoulements complexe :

Plusieurs approches ont été suggérées pour la prédiction des débits d'écoulement multiphasique à travers les duses. Ces approches peuvent être classées en quatre groupes. Le premier groupe consiste en des corrélations similaires à celle proposée à l'origine par Gilbert, où les propriétés PVT des fluides produits ont été négligées. Le deuxième groupe combine les corrélations empiriques du calcul du débit avec les propriétés des fluides. Un exemple de corrélations appartenant à ce groupe sont celles de Al-Attar et Abdul-Majeed, et Al-Towailib et Al-Marhoun. Le troisième groupe concerne les corrélations basées sur l'analyse dimensionnelle. Une corrélation typique a été développée par Omana et al. Le quatrième groupe comprend les approches théoriques essentiellement dérivées du bilan énergétique de l'écoulement des fluides à travers une restriction tel que la corrélation de Ashford et Pierce.

Dans cette section une corrélation (la corrélation utilisée dans la partie calage duse) pour le calcul du débit d'écoulement à travers les duses sera présentée pour le régime d'écoulement critique et sous critique.

Régime sous critique

La corrélation mécaniste [14]

L'équation mécaniste est développée pour le régime non critique. C'est une combinaison de l'équation de Bernoulli (II.68) avec l'équation de continuité ($\rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2$)

La chute de pression à travers la duse est calculée par la somme pondérée de la chute de pression dans la phase liquide et la phase gazeuse : [14]

$$\Delta P = \lambda_L \Delta P_L + \lambda_G \Delta P_G \quad (\text{II.74})$$

Où λ_L et λ_G représentent les fractions s'écoulant des phases liquide et gazeuse La chute de pression en phase liquide est :

$$\Delta P_L = \frac{\rho_n}{2c} \left(\frac{v}{c_{vL} \cdot Z_L} \right)^2 \quad (\text{II.75})$$

La chute de pression en phase gazeuse est :

$$\Delta P_G = \frac{\rho_n}{2c} \left(\frac{v}{c_{vG} \cdot Z_G} \right)^2 \quad (\text{II.76})$$

La vitesse de mélange à travers la duse est calculée en fonction du débit massique q (lb/s), la masse volumique de non glissement (en lb/ft³) et la surface de la section de la duse A_{bean} (en ft²)

$$v = \frac{q}{A_{bean} \cdot \rho_n} \quad (\text{II.77})$$

$$A_{bean} = \pi \cdot \frac{(d_{bean})^2}{4} \quad (\text{II.78})$$

$$\rho_n = \lambda_L \rho_L + \lambda_G \rho_G \quad (\text{II.79})$$

La compressibilité de liquide Z_L et de gaz Z_G sont sonnées par :

$$Z_L=1 \text{ et } Z_G = 1 - \frac{0.41+0.35\delta^4}{\gamma} \left(\frac{\Delta P}{P_{up}} \right) \quad (\text{II.80})$$

C : facteur de conversion pour des unités d'ingénierie ($c=144.g$) en lb/ (ft. s²) /psi

On peut écrire l'équation (II.74) en utilisant l'équation (II.75) et (II.76) comme suit :

$$\Delta P = \frac{\rho_n v^2}{2c} \left[\frac{\lambda_L}{(c_{vL} \cdot Z_L)^2} + \frac{\lambda_G}{(c_{vG} \cdot Z_G)^2} \right] \quad (\text{II.81})$$

Régime critique

La corrélation mécaniste [11]

Le débit massique critique peut-être trouver en inversant l'équation (II.81) de régime sous critique et en l'évaluant à la valeur critique de la chute de pression :

$$q = A_{bean} \sqrt{\frac{2g \cdot \rho_n \cdot \Delta P}{c_1 \left[\frac{\lambda_L}{(c_{vL} \cdot Z_L)^2} + \frac{\lambda_G}{(c_{vG} \cdot Z_G)^2} \right]}} \quad (\text{II.82})$$

$$\Delta P = P_{up} - P_{dwon}$$

c_1 : est un constant ($c_1=3.51$)

II.3 Analyse nodale

II.3.1 Analyse nodale

L'approche de l'analyse des systèmes, souvent appelée Analyse Nodal (NODAL Analyse), est appliquée depuis de nombreuses années pour analyser les performances des systèmes comprenant plusieurs composants en interaction à titre. Les circuits électriques, les réseaux complexes de pipelines ...

L'application de l'Analyse Nodal aux systèmes de production de pétrole et de gaz a été proposée pour la première fois par Gilbert en 1954, puis discutée par Nind en 1964 et Brown en 1978. La procédure consiste à sélectionner un point dans le système appelé nœud, puis à diviser le système en ce point. [7]

Tous les composants en amont du nœud représentent la partie Inflow, alors que la partie Outflow est constituée par tous les éléments en aval du nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois les conditions suivantes sont satisfaites :

Le débit entrant dans le nœud est égal au débit sortant à travers ce dernier.

Au niveau du nœud, une seule pression peut exister.

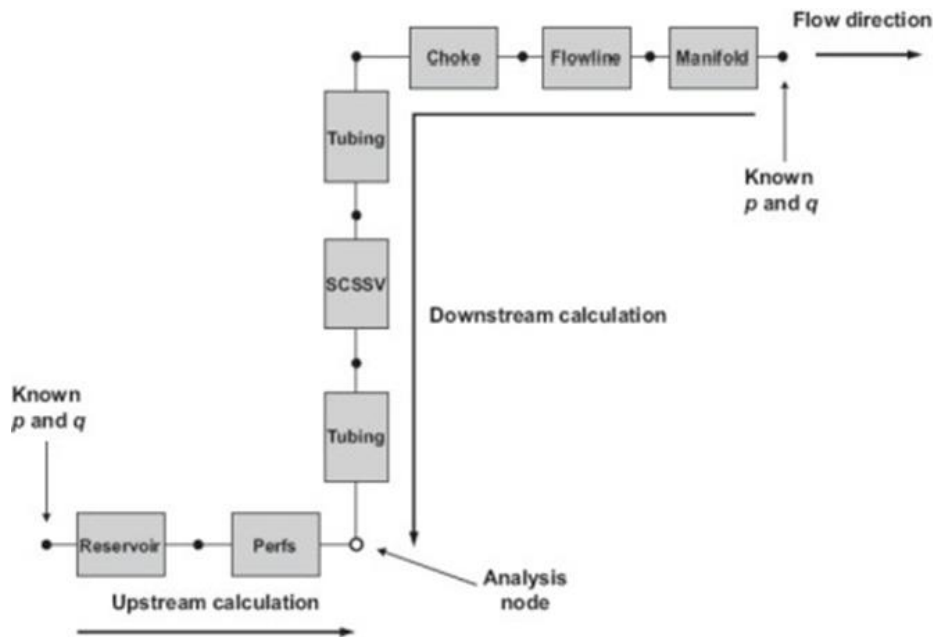


Figure II-12 : Exemple de configuration d'analyse nodale avec un nœud au fond du puits [10]

A un temps donné de la durée de vie d'un puits, il existe toujours deux pressions fixes, qui ne sont pas en fonction du débit : la pression du réservoir P_r et la pression à la sortie du système qui est généralement la pression du séparateur P_{sep} . Une fois le nœud est sélectionné, la pression à ce dernier P_{noeud} est déterminée comme suit :

$$\text{Inflow :} \quad P_{noeud} = P_r - \Delta P \text{ (composants en amont du nœud)}$$

$$\text{Outflow :} \quad P_{noeud} = P_{sep} - \Delta P \text{ (composants en aval du nœud)}$$

Puisque la chute de pression ΔP à travers chaque composant varie en fonction de débit le débit q , donc le tracé de la pression du nœud P_{noeud} en fonction du débit va produire deux courbes (courbe Inflow et courbe outflow) dont l'intersection donne le point de fonctionnement du système (figure 2.9)

L'analyse nodal est une méthode très flexible qui peut être utilisée pour améliorer la performance des systèmes de production et optimiser les dimensions des conduites d'écoulement, des duses ainsi que d'autres équipements.

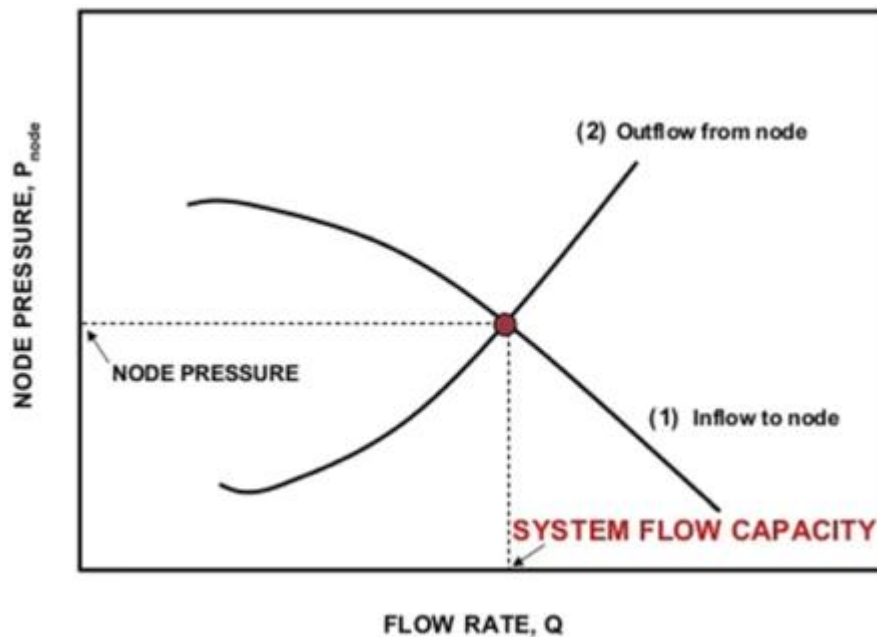


Figure II-13 : Tracé de la pression du nœud en fonction du débit et illustration du point de fonctionnement

II.4 Conclusion

Les corrélations précitées et utilisées ci-dessus offrent une méthode pratique et efficace pour prédire les caractéristiques d'écoulement et les pertes de pression dans les pipe-lines de l'industrie pétrolière. Cependant, il est important de noter que ces corrélations sont des modèles simplifiés et qu'il peut y avoir des limitations dans leur application à des conditions spécifiques, tout de même, ces dernières vont être appelées lors l'optimisation du système de production.

CHAPITRE III: Modélisation d'ancien réseau du champ de TGT

III.1 Introduction

Le champ de Touggourt est un champ récemment découvert en 2017. Initialement, 17 puits ont été forés et interconnectés par anticipation par les services d'exploration. Cependant, il s'est avéré que ce champ possède une capacité de production plus importante que prévu. En conséquence, il est nécessaire d'élaborer un plan de développement pour créer un nouveau réseau de collecte afin d'assurer un fonctionnement efficace et sécurisé de la production pétrolière. Avant de mettre en place ce nouveau réseau de collecte, il est essentiel d'évaluer l'état actuel de l'ancien réseau. Dans cette optique, une modélisation de l'ancien réseau est envisagée pour obtenir une vision précise de son état et de préparer une plateforme globale pour une éventuelle prise en charge du champ.

III.2 Modélisation des puits

L'objectif dans cette partie est de modéliser les performances de chaque puit présent sur le champ Touggourt avant de les intégrer dans le modèle du réseau, pour cela on a utilisé le logiciel Pipesim.

III.2.1 La modélisation des puits :

La procédure de modélisation comporte les étapes suivantes :

- Collection des données (les données des essais de puits, Complétion, et les tests de Jaugeage)
- Construction de modèle puits sur Pipesim
- Le choix de la corrélation qui sera utilisée pour le calcul des pertes de charge dans le tubing. (Calibration)
- Elaboration des courbes du flux d'entrée Inflow (IPR) et du flux de sortie outflow (VLP) pour obtenir le point de fonctionnement (Q, Pfd).
- L'actualisation du modèle sur les données de dernier Jaugeage.

III.2.2 Collecte des données :

A. Les données des essais de puits :

Les données présentées dans le tableau suivant sont issues des tests potentiels effectués sur les puits, ces mesures de pression dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges et non-pas au niveau des perforations (là où l'effluent rencontre le puits), donc les valeurs de pressions de fonds doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression.

Pour corriger ces mesures nous allons procéder comme suit :

$$P_{f_{perfos}} = P_{f_{jauge}} + \left[\left(\frac{dP}{dh} \right) * (h_{perfos} - h_{jauge}) \right]$$

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

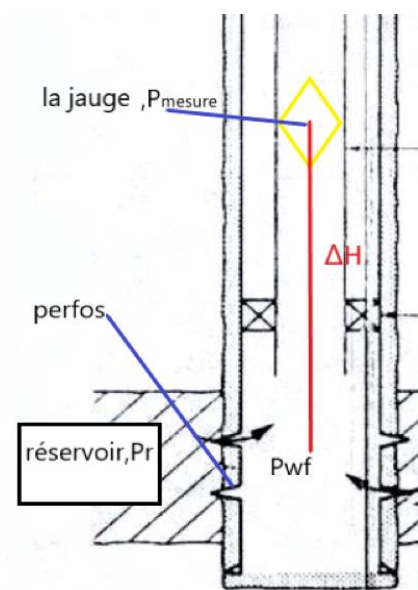


Tableau III-1: Données des essais des puits [13]

PUITS	Pg à la Côte (kg/cm ²)	Pwf à la Côte (Kg/cm ²)	Pg corrigé (Kg/cm ²)	Pwf corrigé (kg/cm ²)	Côte de mesure (m)	Perfo (m)	DH(m)	Gradient
RAMA-1	530	274	531.82	275.82	3974.00	4000	26.00	0.065
ERAMA1	440.00	420.00	440.6475	420.6475	3895.00	3904.25	9.25	0.065
SRAMA1	241.66	217.65	243.5746	219.5646	3965.87	3993.25	27.38	0.065
BBR-1Bis	552.12	184.53	570.043	202.45	3479.00	3735	256.00	0.065
BBR-2	336.97	275.19	362.979	301.202	3484.40	3856	371.60	0.065
SBBR-1	427.00	144.50	462.07	179.57	3347.00	3848	501.00	0.06
HMGB-1	503.00	319.00	543.11	359.11	3363.00	3936	573.00	0.0804
OEN-1	564.00	411.00	567.5	414.5	3855.00	3905	50.00	0.0818
WBEK-1	555.00	399.00	563.505	407.505	3814.00	3935.5	121.50	0.0797
RAA-1	540.00	312.00	574.44	346.44	3608.00	4100	492.00	0.065
ZAM-1	577.99	491.7	581.6258	495.3358	3889.06	3941	51.94	0.0817
BMTG-1	583.991	507.8485	592.4442	516.3017	3816.74	3937.5	120.76	0.08040
BEK-1	576	290	579.7513	293.7513	3902.41	3956	53.59	0.0801
BEK-2	580	546	584.305	550.305	3875	3936.5	61.5	0.0822
ZAM-2	543.3	398	547.605	402.305	3867	3928.5	61.5	0.0817
ERAMA-2	419.30	414.39	423.3922	418.4822	3945.04	4003.5	58.46	0.06
WOEN-1	581.25	521	586.15	525.9	3918.00	3988	70.00	0.079

A partir de ces données, notamment celles des pressions au réservoir et au fond du puits et les valeurs de l'indice de productivité IP, nous pouvons tracer les courbes IPR qui décrivent l'évolution de la pression au fond du puits en fonction du débit dans le système réservoir-fond du puits.

B. les données du jaugeage :

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur du rapport gaz/huile GOR, la pression de tête P_t et le débit Q_h . Pour ces puits on a utilisé les données des tests Build up et DST (drill stem test) à une date donnée, donc le jaugeage utilisé sera la plus proche de cette date.

Les données de jaugeage de chaque puits sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau III-2 : Les données jaugées

PUITS	Diamètre Duse(in)	Débit d'huile(sm ³ /h)	GOR (sm ³ /sm ³)	Pt (bar)	Débit eau (sm ³ /d)
RAMA-1	32/64	2.85	129	47.1	0
ERAMA-1	32/64	16.98	182	180.88	0
SRAMA-1	32/64	3.94	248.99	65.69	0
BBR-1Bis	32/64	0.99	145	27.55	0
BBR-2	32/64	10.05	194	84.05	0
SBBR-1	32/64	1.65	180	23.96	0
HMGB-1	32/64	8	129	103	0
OEN-1	32/64	10	208.4	170.66	0
WBEK-1	32/64	12.46	271	204.01	0
RAA-1	32/64	3.35	44	51.02	0
ZAM-1	32/64	42.89	71	137.89	0
BMTG-1	32/64	25.01	342.9	235.8	0
BEK-1	32/64	13.3	235	88.29	0
BEK-2	32/64	19.95	243	285.4	0
ZAM-2	32/64	24.4	105	103.98	0
ERAMA-2	32/64	8.11	228	169.68	0
WOEN-1	32/64	29.05	324	242.25	0

C. Les données PVT :

Le modèle utilisé est le modèle Black Oil, les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau III-3 : Données PVT. [13]

PUITS	Pb (bar)	Bo	RS (Sm ³ /sm ³)	Bob	μ_{ob} (cp)	μ_{gb} (cp)	Z	API	Gas specific gravity
RAMA-1	240.21	1.912	295.02	2.029	0.152	0.03	0.80	42.80	0.9
ERAMA-1	240.21	1.912	295.02	2.029	0.152	0.03	0.80	42.88	0.9
SRAMA-1	240.21	2.03	295	2.03	0.203	0.03	0.85	41	0.66
BBR-1Bis	193.32	2.001	234.1	1.83	0.208	0.03	0.82	37	0.65
BBR-2	193.32	2.001	234.1	1.8364	0.208	0.03	0.82	40.7	0.959
SBBR-1	193.32	1.584	194	1.686	0.208	0.03	0.83	40.99	0.65
HMGB-1	156.9	1.507	141.7	1.553	0.37	0.01	0.86	40	0.6636
OEN-1	229.21	1.719	244.9	1.764	0.23	0.0226	0.83	42.48	0.874
WBEK-1	275.21	2.519	460.03	2.639	0.124	0.036	0.85	44.49	0.854
RAA-1	156.97	1.453	118.39	1.5	0.263	0.018	0.85	41	1.073
ZAM-1	144.8	1.072	126	1.118	0.31	0.017	0.87	37.96	1.05
BMTG-1	275.21	2.5119	460.03	2.639	0.124	0.036	0.85	44.49	0.854
BEK-1	231.31	1.88	273.9	1.956	0.229	0.023	0.83	45.15	0.79
BEK-2	231.31	1.88	273.9	1.956	0.229	0.023	0.83	40.64	0.89
ZAM-2	144.8	1.072	126	1.118	0.31	0.017	0.87	42	0.6636
ERAMA-2	240.21	2.386	295	2.03	0.203	0.03	0.79	45	0.6636
WOEN-1	229.21	1.719	244.9	1.764	0.23	0.022	0.83	45.37	0.908

III.2.3 Le choix de corrélation de l'écoulement vertical

Pour construire un modèle fiable du puits, nous devons choisir la corrélation gouvernant l'écoulement vertical dans le puits et ce en choisissant la corrélation la mieux adaptée de point vue erreur quadratique moyenne. Pour ce faire on choisit la corrélation qui donne la plus petite erreur relative (RMS : Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne) par rapport aux données mesurées.

Dans le tableau suivant nous citons les principales corrélations les plus utilisées dans les écoulements diphasiques à travers une conduite verticale et qui ont fait l'objet d'une performance sur le champ de Touggourt.

tableau III-4 : les corrélations de l'écoulement vertical

Corrélation	Abréviation
Beggs & Brill Original	BBO
Hagedorn and Brown	HBR
Hagedorn & Brown (Original) [Tulsa (Legacy 1989)	HBO
Mukherjee & Brill [Baker Jardine]	MB
Orkiszewski [Baker Jardine]	ORK

Pour trancher dans le choix de corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour nos puits, nous procéderons comme suit :

- On fixe le débit du liquide du test et la pression en tête correspondante
- On choisit la pression de réservoir (Inlet pressure) comme variable à calculer
- On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical
- On fixe un point de comparaison dont la cote et la pression sont connues
- La corrélation à choisir sera celle qui génère la courbe la plus proche de notre point

Une fois la corrélation est choisie avec un taux d'exactitude satisfaisant, on pourra avoir le profil de pression dans le puits aussi la courbe VLP qui décrit l'évolution de la pression au fonds du puits en fonction du débit dans le tubing.

De ce fait pour la suite de notre étude, on a opté sur l'utilisation du modèle : **Hagedorn & Brown.**

Exemple de calcul :

- Nous allons prendre le puit ERAMA-1 comme exemple méthodologique pour expliquer les étapes de la modélisation des puits via Pipesim :
- On a modélisé le puits ERAMA-1 sur le logiciel Pipesim (version 2021) à partir de sa fiche de complétion.
- On a utilisé le rapport PVT pour calibrer le modèle fluide "black oil" en utilisant les paramètres suivants : $P_b = 240.2133$ bars, $B_o = 1.912$, RS (Sm^3/sm^3) = 295.02, $B_{ob} = 2.02978$, μ_{ob} (Cp) = 0.152, μ_{gb} (Cp) = 0.03, $z = 0.802$, $API = 42.8058$, et gravité spécifique du gaz = 0.9.
- Ensuite, on a introduit les données du dernier test "build up" sur le puits, telles que le diamètre de la Duse (in) = 32/64, le débit d'huile = 16.98 sm^3/h , $GOR = 182 sm^3/sm^3$, $P_t = 180.88$ Bara et $P_{wf} = 420.00$ kg/cm², $p_g = 440.00$ kg/cm² au

niveau de la côte de jaugeage.

- On a exécuté le modèle en utilisant l'option "calibration de modèle" pour choisir la meilleure corrélation correspondant à notre système.

Les corrélations choisies ont généré le tableau ci-dessous, à partir duquel on a choisi la corrélation qui donne la valeur d'erreur RMS (Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne) la plus basse.

Tableau III-5 : les résultats de calibration pour le puits ERAMA-1

Vertical multiphase correlation	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS
Hagedorn & Brown	4,175902	0,057501	2,68689	2,68687	6,862792	2,744371
Hagedorn & Brown (Original) [Tulsa (Legacy 1989)]	4,225005	0,061579	2,68689	2,68687	6,911895	2,748449
Mukherjee & Brill [Baker Jardine]	3,858259	0,170302	2,68689	2,68687	6,545148	2,857172
Orkiszewski [Baker Jardine]	4,226223	0,192408	2,68689	2,686869	6,913114	2,879277
Beggs & Brill Original	5,982434	0,203191	2,686894	2,686865	8,669328	2,890056

Interprétation :

A partir des résultats obtenus on peut dire que :

Pour la construction de la courbe (VLP), le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) sera basé sur la corrélation **Hagedorn & Brown** pour le puits ERAMA-1 (RMS=2,744371).

Puis, l'option « profil P/T » a été utilisée pour corriger la pression de fond dynamique ($P_{wf} = 420.5575 \text{ kg/cm}^2$) et la pression de gisement ($P_g = 440.6475 \text{ kg/cm}^2$) au niveau de la perforation.

Celle-ci génère le profil de pression suivant :

Tableau III.6: le profil de pression de puits ERAMA-1

P(Bar)	Profondeur (m)
440,6475	-3904,25
420,5575	-3904,25
419,9959	-3895
419,7531	-3891
419,752	-3891
257,084	-1219,2
238,6065	-914,4
220,1659	-609,6
201,7751	-304,8
183,4142	0

Ensuite, l'approche « analyse nodale » a été sélectionnée et Pt a été fixé à 180.88 Bara en tant que pression de sortie. Le modèle a été exécuté et le puits a été calibré en comparant les données de test corrigées ($P_{wf}C = 420.6475 \text{ kg/cm}^2$, $Q_o = 16.98 \text{ sm}^3/\text{h}$) avec le point de fonctionnement ($P_{wf} = 420,5382 \text{ kg/cm}^2$; $Q_o = 16,99782 \text{ sm}^3/\text{h}$).

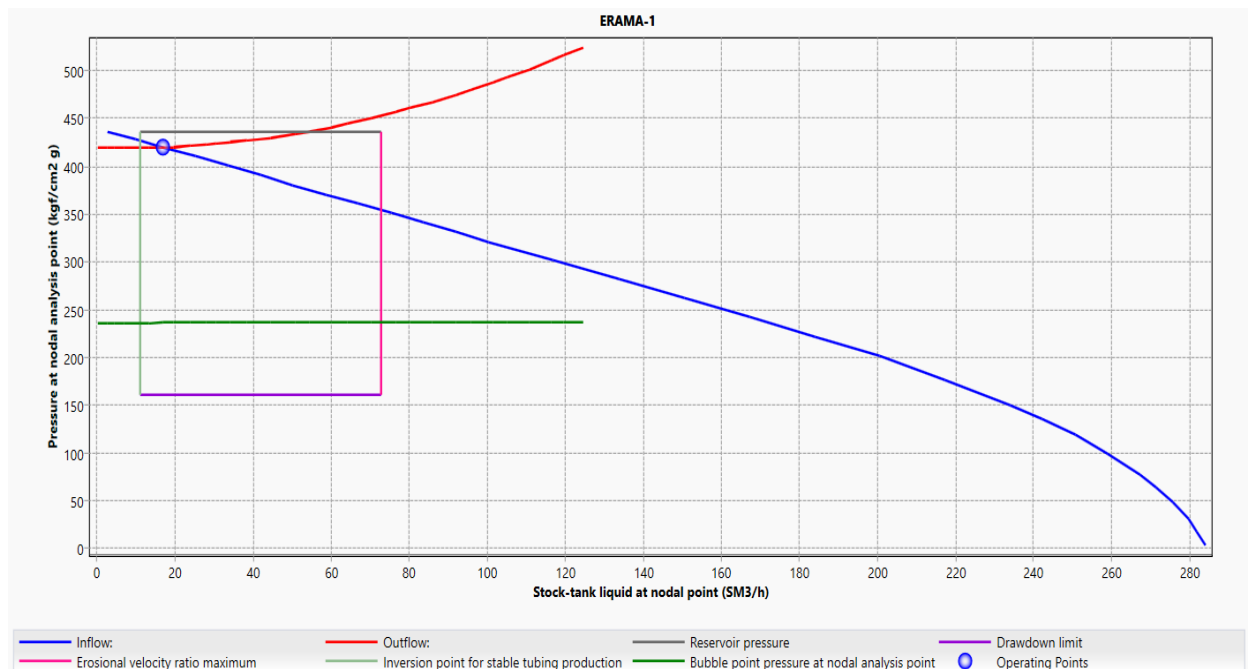


Figure III-1 : IPR & VLP de puits ERAMA-1

III.2.4 Reproduction des performances actuelles des puits :

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier la performance actuelle des puits. On fait le calage des puits, en injectant les données relevées lors des derniers jaugeages.

On a choisi la date de 27/03/2023 comme une date référence pour caler les modèles de tous les puits à cause de la disponibilité des données des jaugeages. Ces dernières sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau III-6 : Données jaugeages récentes

Nom de puits	Mis à jour Test	Date	Q test (m ³ /hr)	GOR Test (M3/M3)	P _t Kg/cm ²	Débit eau (m3/d)	Ouverture de la Duse (mm)
ERAMA-1	Jaugeage	27/03/2023	14,15	197	120.85	0	11
ERAMA-2	Jaugeage	27/03/2023	7.3	181	86.27	0	9
SRAMA-1	Jaugeage	27/03/2023	4.77	238	92.45	0	8
ZAM-1	Jaugeage	27/03/2023	11,23	23	86,9	0	8
HMGB-1	Jaugeage	27/03/2023	12	77	130.65	0	9.5
BMTG-1	Jaugeage	27/03/2023	6.15	183	103.3	0	8
OEN-1	Jaugeage	27/03/2023	12,12	133	151,08	0	9,53
WOEN-1	Jaugeage	27/03/2023	15,71	245	237,64	0	9,53
BEK-1	Jaugeage	27/03/2023	5,86	200	96,55	0	8
BEK-2	Jaugeage	27/03/2023	13,12	259	16936	0	9
WBEK-1	Jaugeage	27/03/2023	6,44	212	93,07	0	8
RAMA-1	Jaugeage	27/03/2023	3,98	90	67,53	0	8
RAA1	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
BBR-1Bis	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
BBR-2	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
SBBR-1	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
ZAM-2	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé

Actualisation du modèle :

Après l'actualisation du modèle précédent avec le dernier jaugeage, on obtient la figure suivante :

Le point de fonctionnement ($Q_1 = 14,14036$ m³/h, $P_{wf} = 373,0601$ kg/cm²).

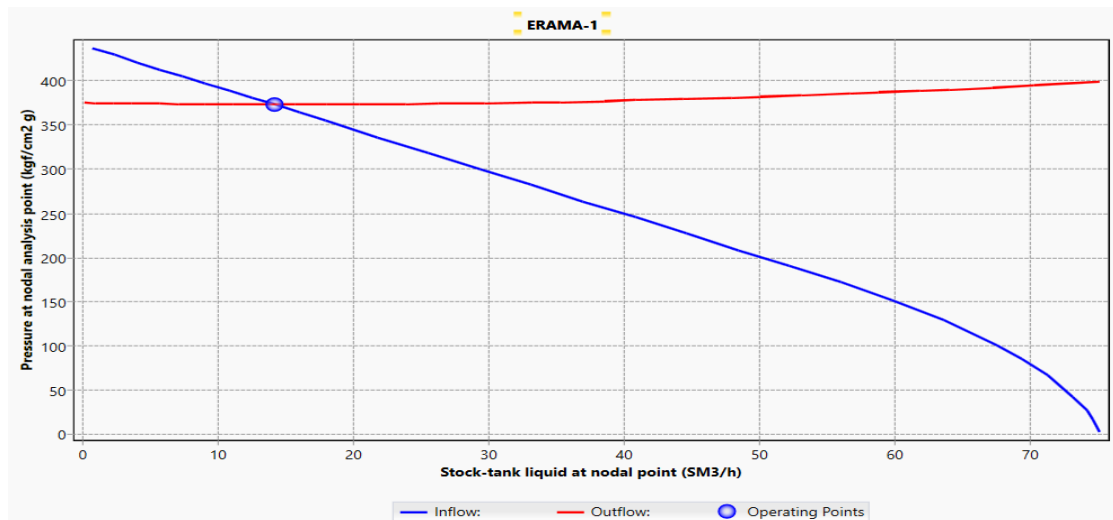
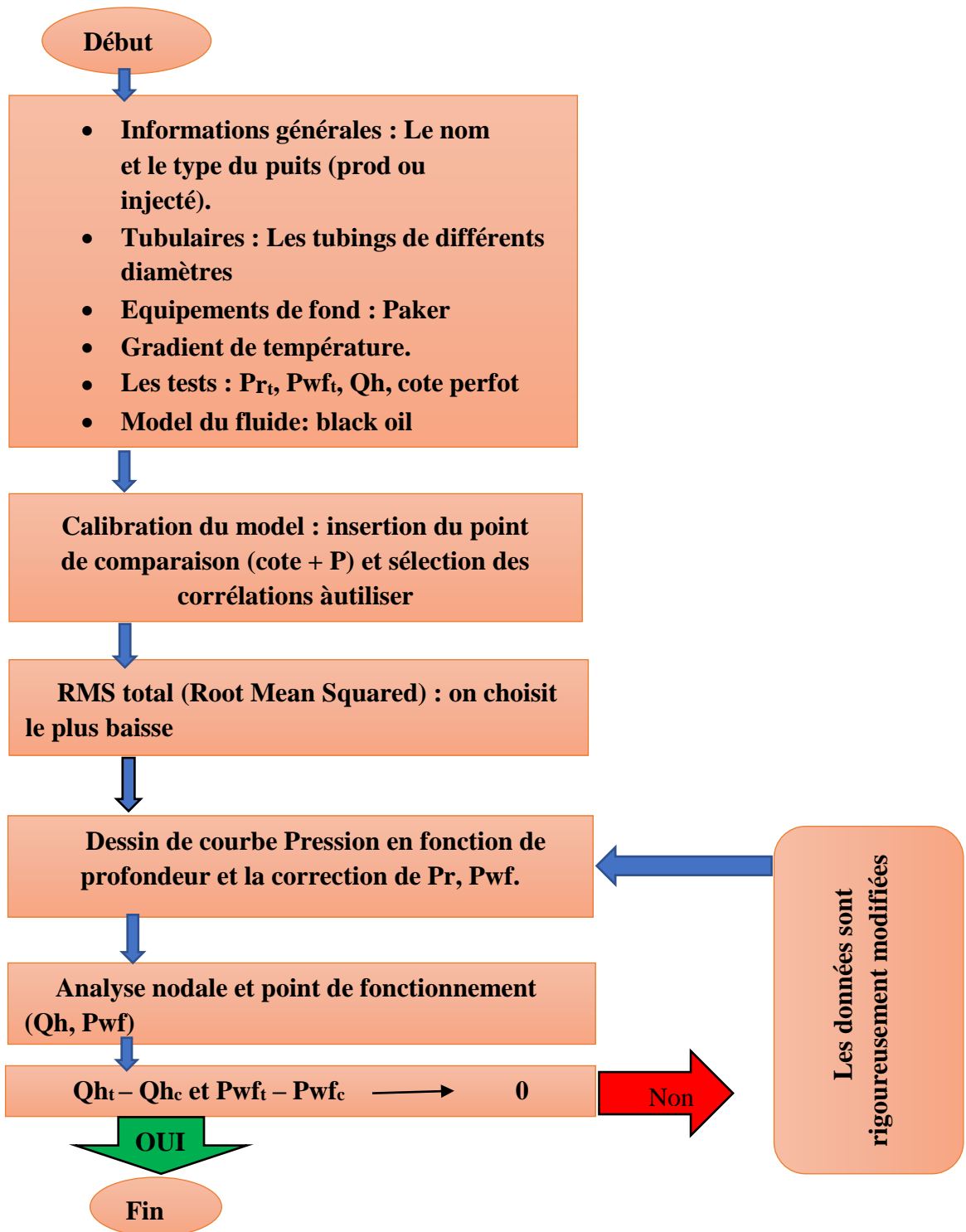


Figure III-2 : IPR & VLP puits ERAMA-1 après la mise à jour

L'algorithme d'exécution

L'algorithme de calage suivant décrit les étapes de notre simulation :



III.2.5 Conclusion

La modélisation des performances des puits est une étape très importante pour la suite du travail, et il est essentiel de répéter ce processus à chaque nouvelle mesure afin d'améliorer la prédiction des performances des puits.

III.3 Modélisation d'ancien réseau de collecte de champ de Touggourt.

III.3.1 Introduction :

Après l'optimisation des puits, on va modéliser le système de production, en reliant les modèles des puits déjà créés précédemment avec les duses, les manifolds ensuite avec l'EPF par les pipes de différent diamètre (c'est-à-dire construire le modèle intègre).

On va faire une étude de calibration (calage) qui consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte.

III.3.2 La structure de l'ancien réseau de collecte de champ Touggourt :

Avant modéliser l'ancien réseau de collecte sur Pipesim il faut avoir un schéma du réseau :

Le champ se compose de 17 puits en production (en vert), 4 jonctions (en orange), 6 manifolds (en orange) et un centre de traitement EPF (en jaune).

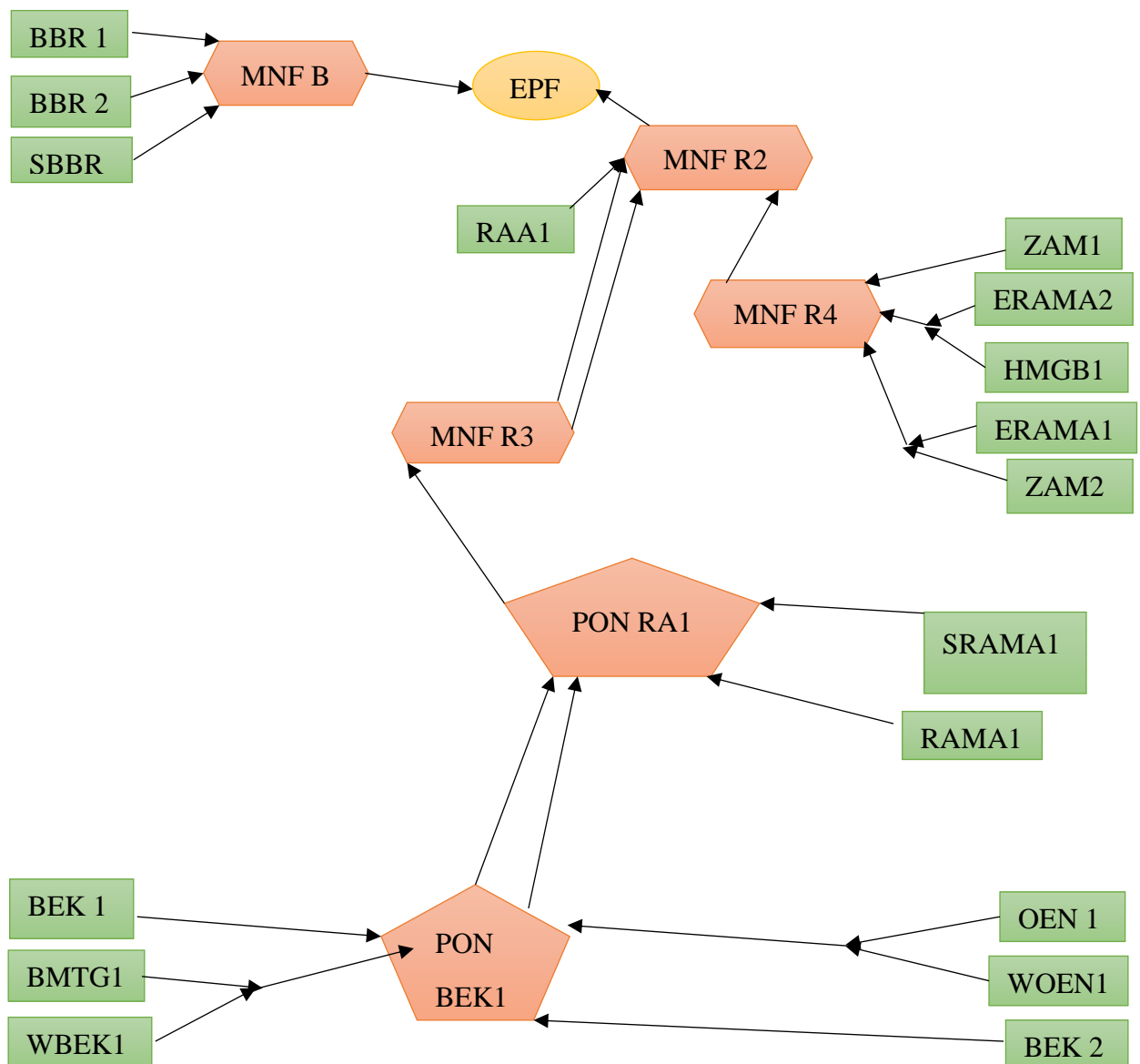


Figure III.4 : schéma d'ancien réseau de champ Touggourt

III.3.3 Les coordonnées des puits-manifolds-EPF :

Pour représenter le modèle réseau sur l'interface GIS map, il est essentiel d'avoir les coordonnées des composants du système de production (puits-manifolds-EPF)

C'est quoi l'option GIS map sur Pipesim ?

GIS map est une fonction qui vous permet de créer un modèle de réseau de canalisations superposé sur une carte géographique réelle.

Cette fonctionnalité vous permet de construire un modèle représentant plus fidèlement les conditions du monde réel, car les profils de terrain exacts du pipeline, suivant le tracé réel sur la terre, peuvent être automatiquement collectés par PIPESIM. Les données d'élévation capturées sont ensuite utilisées par PIPESIM pour les calculs de perte de charge.

Les données obtenues sont représentées dans les tableaux suivant :

Tableau III-7: les coordonnées puits-manifolds-EPF. [13]

Les puits	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Les manifolds	Latitude (deg)	Longitude (deg)
BBR-1b	32,60312197	6,48782178	EX EPF RAMA	32,5122468	6,70735986
BBR-2	32,58700099	6,48130466	BBR-M1	32,55699498	6,48440354
BEK-1	32,20985961	6,95046341	MFD RAA-M2	32,45116828	6,90956707
BEK-2	32,19811796	7,00340663	MFD RAA-M3	32,42232894	6,96566687
BMTG-1	32,2151131	6,86086453	MFD RAA-M4 anciens	32,39714721	7,01086062
ERAMA1	32,36326197	7,07750882	Pontage BEK1	32,21063149	6,96558223
ERAMA2	32,35589916	7,08146358	Pontage RAMA 1	32,34965147	6,99545375
HMGB-1	32,32657645	7,12544743	Jonction (ERAMA-1+ZAM-2)	32,36717215	7,07107877
OEN-1	32,16868338	7,09940692	Jonction (ERAMA2+HMGB1)	32,36704775	7,07069627
RAA1	32,42191004	6,962538	Jonction (OEN-1+WOEN-1)	32,16075679	7,02355166
RAMA-1	32,34746348	6,9965908	Jonction (WBEK-1+BMTG-1)	32,18783399	6,89107096
SBBR-1	32,55511998	6,48899529	EX EPF RAMA 1	32,5122468	6,70735986
SRAMA1	32,31932584	6,9744805			
WBEK-1	32,1886067	6,89024245			
WOEN-1	32,15028547	7,01144982			
ZAM-1	32,39300901	7,13055513			
ZAM-2	32,35983588	7,15986973			

Les données de jaugeage :

Ce sont les mêmes données qui on a utilisé pour modéliser les puits dans le chapitre précédent, ils sont mentionnés dans le **Tableau : Données jaugeages et le Tableau 2 : Données PVT** (Pt, Qoil, Qgas, Qwater, GOR...).

Données des liaisons (les pipes) puits-manifold/manifold –manifold /manifold-EPF :

Les données obtenues sont représentées dans les tableaux suivant :

Tableau III-8 : la longueur el le diamètre des pipes

Flowlines	Diamètre (in)	Longueur (m)	Trunkline	Diamètre (in)	Longueur (m)
FL BEK-1	6	2006	TR MFD RAA-M2 VERS EPF ex RAMA	14	22815
FL BEK-2	6	4825	MNF RAA M3 TO MNF RAA M2	6	6598
FL BMTG-1	6	4903	TR MFD RAA-M3 VERS MFD RAA-M2 12in	12	6593
FL ERAMA-1	6	985	TR MNF RAA M4 TO MNF RAA M2a	8	11783
FL ERAMA2	6	1708	TR MFD RAA-M4 VERS MFD RAA-M2	8	11797
FL HMGB-1	6	8017	TR PONTAGE RAMA TO MFD RAA M3	10	8836
FL OEN-1	6	8658	TR PONTAGE BEK-1 TO PONTAGE RAMA 1	8	19955
FL RAMA-1	6	296	TR PONTAGE BEK-1 TO PONTAGE RAMA 1o	8	19955
FL WBEK-1	6	115	MFD BBR-M1 TO EPF ex RAMA	8	23997
FL WOEN-1	6	1716	FL J (BMTG1 WEBK 1) TO PONTAGE BEK 1	6	7774,533
FL ZAM-1	6	12455	FL J (ERAMA 1 ZAM 2) TO MDF RAA-M4	6	7278,992
FL RAA-1	4	6665	FL J (WOEN 1 OEN 1) TO PONTAGE BEK 1	6	7931,782
FL BBR-1B	6	5204	FL JFROM J (ERAMA2 HMGB1) TO MFD RAAM4	6	6714,329
FL BBR-2	6	3633			
FL ZAM-2	6	9431			
FL SBBR-1	6	859			
FL SRAMA 1	6	3943			

III.3.4 Calibration de réseau (le Matching step) :

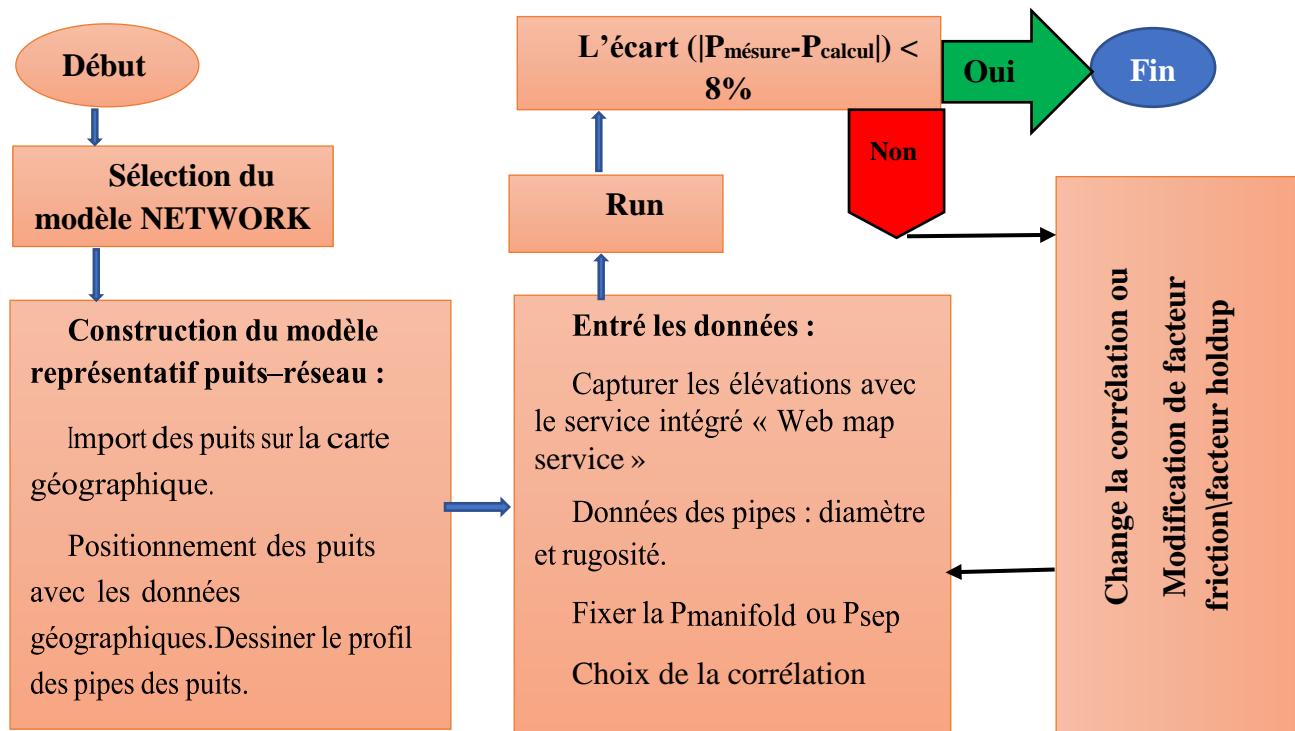
Après dessiner le profil des pipes et la Construction du modèle représentatif puits-réseau, nous effectuons la simulation pour chaque pipe afin de trouver la meilleure corrélation. Quelques résultats de la simulation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau III-9 : les résultats de la simulation

Name	Selected correlation	PL mesuré 10/02/2023 Kgf/cm ² g	PL calculé 10/02/2023 Kgf/cm ² g	Delta P	Erreur relative (%)
FL ERAMA 1	Beggs & Brill Revised	32,62	32,50412	0,11588	0,3552422
FL WOEN 1	Beggs & Brill Revised	47,13	47,0621	0,0679	0,1440696
FL BEK 2	Beggs & Brill, Taitel Dukler map	40	41,06124	- 1,06124	-2,6531
FL BEK 1	Beggs & Brill, Taitel Dukler map	40	39,84839	0,15161	0,379025
FL WBEK 1	Beggs & Brill Revised	40	41,27056	- 1,27056	-3,1764
TR PON BEK 1 - PON RAMA 1	Beggs & Brill, Taitel Dukler map	39,76893	39,59015	0,17878	0,4495469
TR MNF RAA M4 - MNF RAA M2	Beggs & Brill Revised	30,59149	30,14709	0,4444	1,4526916
TR mnf raa m3 - mnf raa m2	Beggs & Brill Revised	24,47319	24,4314	0,04179	0,1707583
TR PON RAMA1- MNF RAA M3	Beggs & Brill Original	30,59149	30,53257	0,05892	0,1926026
TR MNF RAA M2 TO EPF	Beggs & Brill Original	20,39432	20,79018	- 0,39586	- 1,9410306
TR MDF BBR TO EPF	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé

Procédure de travail

L'algorithme suivant résume la procédure de la modélisation :



III.4 Calage des duses

La Duse est un composant essentiel du système de production. Il s'agit d'une restriction dans une ligne d'écoulement qui entraîne une diminution de la pression ou une réduction du débit. Pour cela il faut choisir un modèle pour décrire le comportement de fluide au niveau de la duse pour compléter le système et avoir une image sur l'état actuel d'ancien réseau.

III.4.1 Rassemblement des données

Tableau III-10 : les données de mesure

Nom de puits	Date	Ouverture de la duse (mm)	Q test (m ³ /hr)	T surface	P _t mesure Kg/cm ²	PL mesure Kg/cm ²
RAA1	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
ERAMA1	27/03/2023	11	14,15	33	120.85	35,86
ERAMA2	27/03/2023	9	7.3	26	86.27	36,3
SRAMA1	27/03/2023	8	3,94	30	65,96	34,92
BBR-1	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
BBR-2	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
SBBR-1	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
ZAM-1	27/03/2023	8	11,23	30,00	86,9	45,3
ZAM-2	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
HMGB-1	27/03/2023	9.5	12	38	130.65	42,03
BMTG-1	27/03/2023	8	6.15	32	103.3	54,05
OEN-1	27/03/2023	9,53	12,12	25,00	151,08	57,49
WOEN1	27/03/2023	9,53	15,71	41,00	237,64	48,78
BEK-1	27/03/2023	8	5,86	33,00	96,55	46,05
BEK-2	27/03/2023	9	13,12	30,00	169,36	46,83
WBEK-1	27/03/2023	8	6,44	31,00	93,07	51,91
RAMA-1	27/03/2023	8	3,98	20	67,53	33,74

III.4.2 Choix de la corrélation

Le logiciel PIPESIM offre différentes corrélations pour le calcul des pertes de charge à travers la duse. Dans le tableau suivant, nous présentons trois de ces corrélations.

Tableau III-11 : une partie des résultats de la simulation

Nom de Duses	Régime	Pt test Kg/cm2	Mecanistic correlation	Ashford correlation				Ros correlation	
				Pt calculé Kg/cm2					
				Pt	Erreur relative	Pt	Erreur relative	Pt	Erreur relative
BEK-1	Critical	96,55	98,3	1,75	101,8	5,25	105,22	8,673	
BEK-2	Critical	169,36	67,8	1,56	177,01	7,65	160,6	8,76	
WBEK-1	Critical	93,07	94,2	1,13	98,05	4,98	91,55	1,52	
RAMA-1	Subcritical	67,53	66,8	0,73	65,9	1,63	Ne pas valable	/	

On a choisi la corrélation « Mechanistic » qui donne la plus faible erreur relative dans notre étude.

III.4.3 Calcul de coefficient de décharge

Le coefficient de décharge est défini comme le rapport entre le débit réel de fluide traversant la Duse et le débit théorique maximum possible. Il est généralement représenté par la lettre C_d et exprimé tant qu'un nombre sans unité.

Ce coefficient donne une idée sur l'état de la duse en fonction de la valeur du C_d , et selon les normes de l'entreprise on constate :

$C_d < 0.7$: la duse est bouchée

$C_d > 0.5$: la duse est érodée

$0.7 \geq C_d \geq 0.5$: la duse est en bonne état

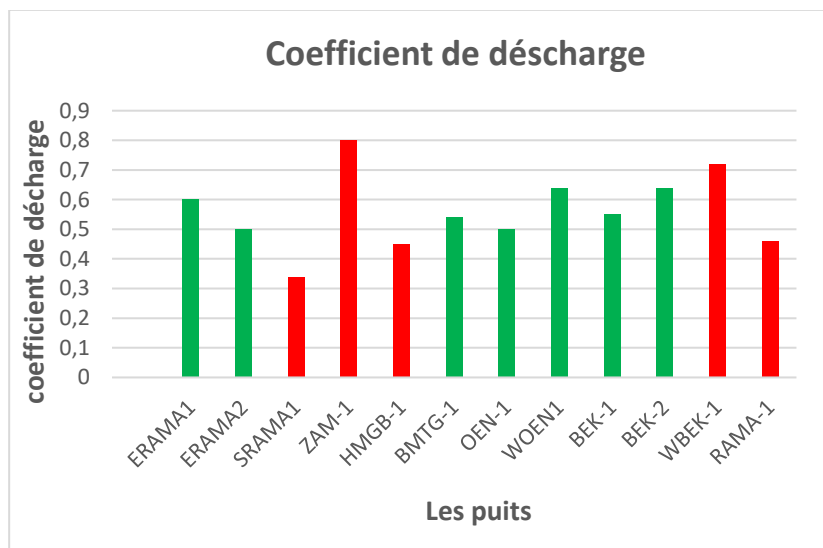


Figure III-3 : un graphe montre la valeur de coefficient de décharge de chaque puits

Analyse de graphe

- Les duses des puits (ERAMA-1, ERAMA-2, BMTG-1, OEN-1, WOEN-1, BEK-1, BEK-2) sont en bon état et ne nécessitent pas d'être remplacées.
- Il faut changer la duse pour les puits (SRAMA-1, ZAM-1, HMGB-1, WBEK-1, RAMA-1).
- Les duses des puits (ZAM-1, WBEK-1) sont érodées tandis que pour les duses des puits (SRAMA-1, HMGB-1, RAMA-1) sont bouchées.

III.5 Conclusion

En conclusion, la modélisation de l'ancien réseau est prévue afin d'obtenir une analyse approfondie de son état actuel. Cette étape essentielle marque le début d'une nouvelle phase du plan de développement, axée sur le dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte. Grâce à cette démarche, il sera possible de prendre des décisions éclairées et de mettre en œuvre les ajustements nécessaires pour assurer une exploitation optimale et efficiente du champ de Touggourt.

CHAPITRE IV: Dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte du champ de TOUGGOURT

IV.1 Introduction

Après avoir effectué une analyse sur le réseau de surface du champ de Touggourt dans sa configuration actuelle, nous avons entrepris le dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte afin de répondre aux besoins de production de 80 puits. L'objectif de cette étude est de maximiser la production du champ de Touggourt en mettant en place un réseau de collecte efficace et performant.

Dans ce chapitre, nous allons étudier tout ce qui concerne le dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte en passant par les étapes suivantes :

- Collecte des données nécessaires (Coordonnées des puits, les profils de production prévus au développement du champ par le modèle réservoir (**Annexe.B.1** ; **Annexe.B.2** ; **Annexe.B.3**) les rapports PVT et la pression au niveau du centre de traitement).
- Optimisation des positions manifolds.
- Optimisation des diamètres des pipe-line et trunk-line pour le nouveau réseau.
- Prédiction de la performance de nouveau réseau au cours de 14 premières années du profil de production.

IV.2 Collecte des données

Les données nécessaires pour le dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte sont les suivant :

- Les coordonnées des puits existants ainsi que les nouveaux puits prévus.
- Les profils de production prédit par le modèle réservoir. Ces profils nous fournissent les débits prévisionnels de production (le débit d'huile (Q_h), le débit de gaz (Q_g), le débit d'eau (Q_{eau})) ainsi que les pressions de tête pour chaque puits.
- Les données PVT qui caractérisent les propriétés des fluides obtenue en laboratoire. Vu que le projet de TOUGGOURT est nouveau et contient plusieurs périmètres, c'est pour cela que nous avons attribuer la modélisation de fluide de plusieurs puits a un seul rapport PVT. Ce groupement de données PVT est résumé dans le tableau suivant :

Tableau IV-1 : tableau de différente rapport PVT [13]

Groupe (Tirias)	Rapport PVT
HBDJ ; HMGB ; RAMA ERAMA ERAA OEN WOEN SOEN BEK SBEK_NRAA RAA BBR _ T1	HBDJ1
RDC WRDC_ RDOM_WBEK BMTG NHBH HAB _T1	RDC 6
ZMD ZAM_T1	ZAM1
Groupe (série inférieur)	Rapport PVT
BBR	BBR2
ERAA	ERAA 217
HBDJ HMGB	HMGB1

RAA	RAA 2017
NRAA	NRAA 1 2017
OEN WOEN SOEN BEK SBK	OEN 2
RAMA ERAMA	ERAMA 1
WBK BMTG	NHBJ1/WB EK1
ZAM	ZAM2
ZMD	ZMD
Groupe (Grés Ordovicien)	Rapport PVT
BMTG WBK	BMTG 1
WOEN OEN _SOEN BEK SBK__RAMA ERAMA ARAA HBJ	WOEN 1

- Pression d'entrée au niveau du centre de traitement (prévu).

IV.3 L'optimisation des positions des manifolds.

L'optimisation des positions des manifolds revêt une importance majeure dans la conception d'un nouveau réseau de collecte, car la partie la plus coûteuse de celui-ci est le pipeline. Par conséquent, il est primordial de réduire les distances et d'optimiser les diamètres, les épaisseurs des pipelines et les trunk-line.

De plus, il est nécessaire de prendre en compte les contraintes environnementales pour parvenir à une position optimale des jonctions et des manifolds.

Ainsi, afin de minimiser les distances entre les puits, les jonctions et les manifolds, nous utilisons le théorème de Pythagore qui est la fonction objective d'optimisation des manifolds qui représenté par la relation suivante :

$$L = \sqrt{(x_m - x_{epf})^2 + (y_m - y_{epf})^2} + \sum_{i=1}^n \sqrt{(x_i - x_m)^2 + (y_i - y_m)^2} \quad (IV.1)$$

n : le nombre des puits

L : la distance entre le puit et le manifold.

(x_i, y_i) , (x_m, y_m) et (x_{epf}, y_{epf}) coordonnées : puits, manifold et l'EPF respectivement.

Exemple de calcul :

Dans notre travail nous avons optimiser la position de tous les manifolds en se basant sur l'équation précédent (IV.1). Nous citons l'exemple du manifold OEN-M5.

- Le résultat obtenu représenter dans le schéma ci-dessous :

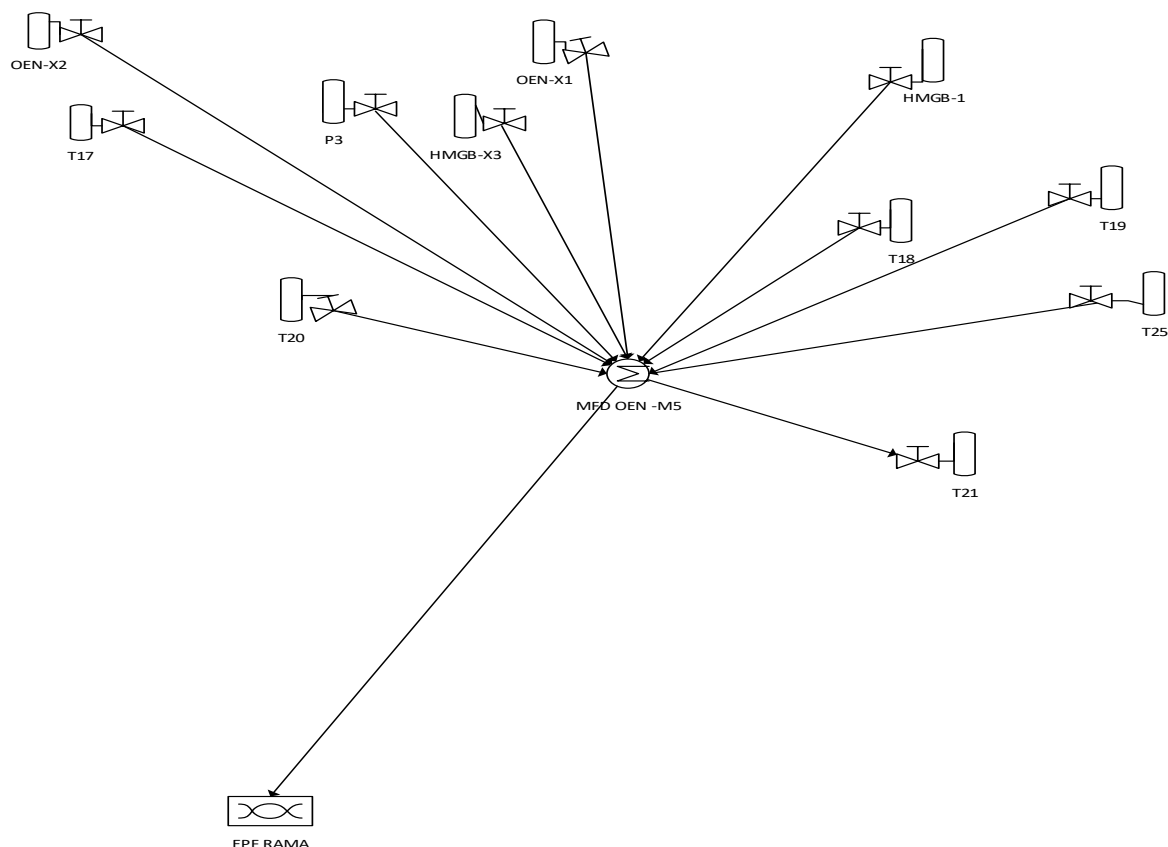


Figure IV-1 : la position optimale de MFD OEN-M5

Pour automatiser le calcul nous avons utilisé l'**algorithme GRG**. En imposant une contrainte d'une distance minimale entre le puits et le manifold de $d \geq 200 \text{ m}$. Les puits acheminent vers MFD OEN-M5 sont :

Tableau IV-2 : les puits raccordent au MFD OEN-M5 et leurs coordonnées [13]

Puits	x	y
HMGB-X3	324680.00	3575338.00
OEN-X1	323983.00	3569555.00
OEN-X2	325851.00	3567190.00
P3	325675.80	3569363.00
T17	324965.93	3567718.06
T18	322333.10	3570170.56
T19	324533.14	3570459.09
T20	325290.53	3571613.21
T21	326697.11	3570711.55
T25	325687.26	3573200.12
HBDJ-1	311006.53	3562126.24

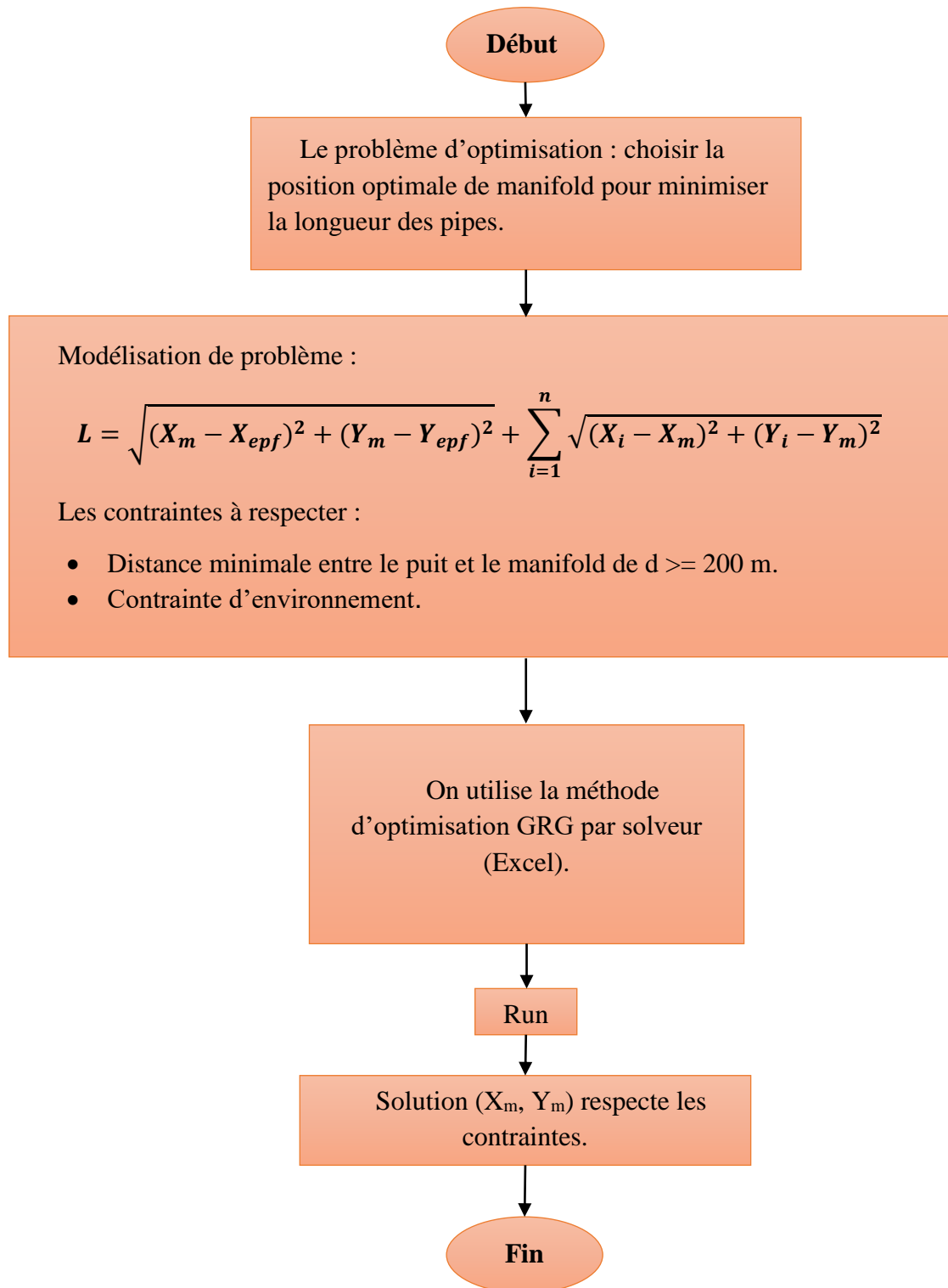
Chapitre IV Dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte du champ de TGT

Dans le tableau suivant, les coordonnées de position optimiser de tous les manifolds du nouveau réseau de collecte sont comme suite :

Tableau IV-3: Les coordonnées des nouveaux manifolds

Manifold figés	Latitude	Longitude
MFD RAA -M6	32.355319	6.985442
MFD OEN M-4	32.102989	7.105475
MFD OEN M-3	32.198611	7.079928
MFD RAMA M-1	32.366292	7.070267
MFD RAA M-5	32.445328	7.115714
MFD RAA M-4	32.392050	7.032167
MFD BEK M-1	32.212139	6.968425
MFD ZMD	32.503094	7.239006
MFD OEN M-1	32.185933	7.133383
MFD OEN M-2	32.168319	7.035969
MFD OEN M-5	32.265614	7.123461
MFD ZAM M-1	32.369247	7.123919
MFD BEK M-3	32.182761	6.878069
MFD BEK M-2	32.184047	6.960844
MFD NBOG	32.428725	7.332789

L'organigramme ci-dessous, représente les étapes d'optimisation des positions des manifolds.



Suite à cette optimisation des positions des manifolds résulte le schéma synoptique du nouveau réseau de collecte :

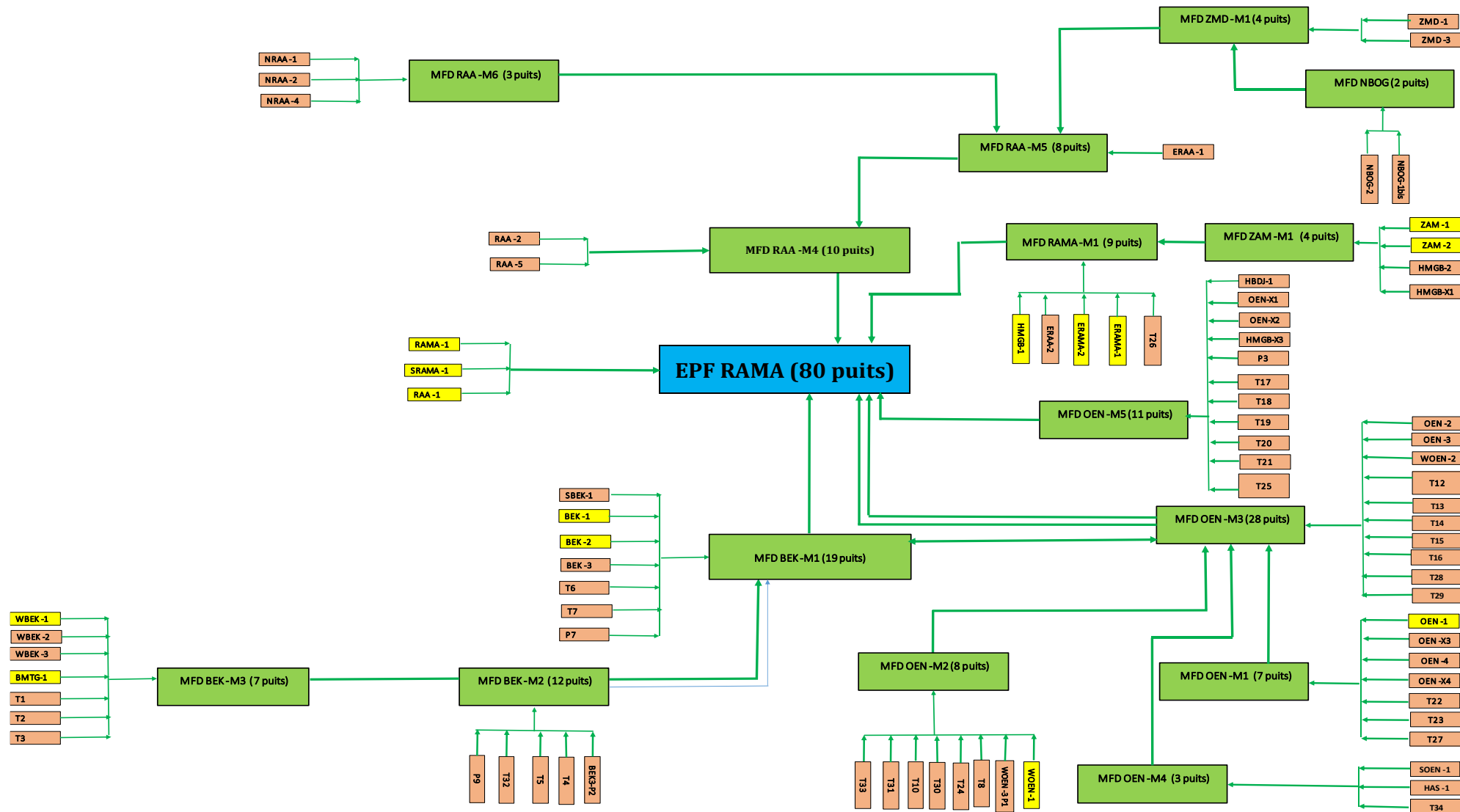


Figure IV-2 : schéma synoptique du nouveau réseau de collecte de TOUGGOURT

IV.4 Choix du diamètre de conduite

Le diamètre et l'épaisseur d'un pipe-line dépend de plusieurs paramètres et doivent essentiellement assurer l'écoulement des effluents en toute sécurité à travers la conduite.

Le diamètre des pipe-lines du champ de Touggourt est estimé sur la base du débit liquide maximal durant le profil de production. Et il est déterminé sur base des vitesses d'écoulement et les pertes de charge des effluents dans le réseau de collecte.

C'est pour cela qu'un modèle conceptuel du réseau est créé sur PipeSim. Dans ce modèle nous avons considéré tous les puits (existant et prévus) en sources et les positions optimisées des manifolds. Les élévations des pipe-line et trunk-line ont été prises en considération (GisMap-PipeSim). Nous avons imposé une pression d'entrée du centre de traitement EPF RAMA-2 de 10 Kg/cm². Pour ce modèle nous avons attribué pour chaque groupe de puits les PVT correspondant. Pour les débits attribués aux puits nous avons choisi l'année du débit global maximal (année 2027) afin d'assurer l'écoulement dans tout le réseau de collecte.

Pour établir la conception d'un réseau de collecte il faut que :

- Les vitesses d'écoulement doivent être comprises entre la vitesse d'écoulement minimale pour limiter les surpressions et faciliter le transport des particules solides et la vitesse d'écoulement maximale pour éviter les problèmes d'érosion, et le bruit dans la conduite.
- Le facteur EVR (Erosional Velocity ratio) est un rapport entre la vitesse d'écoulement du fluide et la vitesse d'érosion. La valeur de ce facteur est limitée à 1 au delà de cette valeur nous avons des risques d'érosion. Dans notre étude nous avons limité la valeur de EVR à 0.9.

$$EVR = \frac{V_{Ecoule}}{V_{Erosion}} \quad (IV.1)$$

- Les pressions de tête prévisionnelles des puits doivent être supérieures aux pressions de lignes ($P_t > P_p$) pour assurer un écoulement et la pression des manifolds doit être supérieure à la pression de la trunk-line ($P_m > P_{trunk}$).

Le graphe ci-dessous représente la variation de débit du champ en fonction du temps

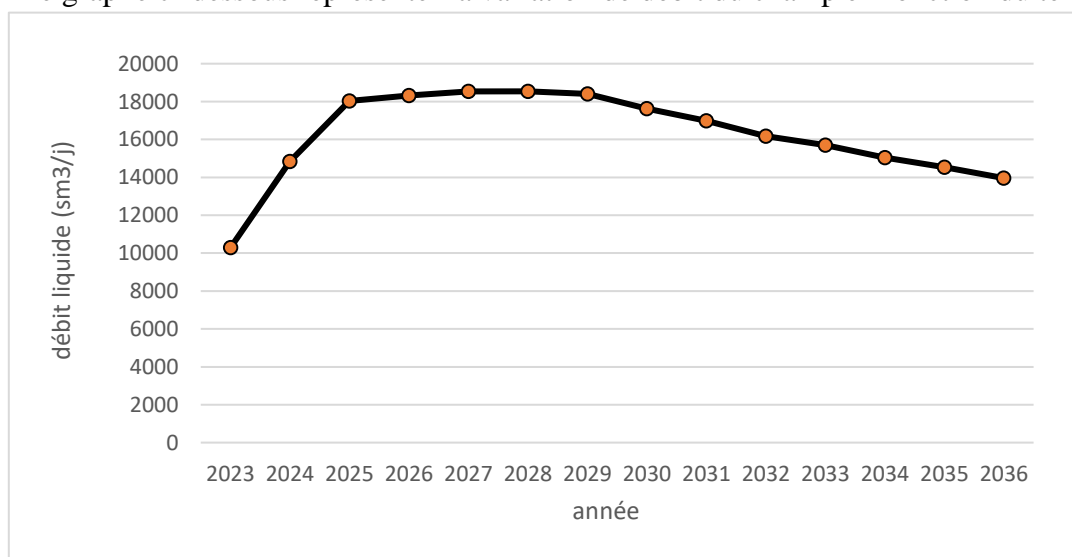


Figure IV-3 : la variation de la production du champ sur une période de 14 ans [13]

IV.5 Simulation du modèle conceptuel en cas de Production maximale :

Sur la base du profil de production fournis on observe que la variation de la production dans le champ de Touggourt atteint son maximum en 2027 (figure IV.3) avec un débit liquide maximal de 18535.7293 Sm³/j et un débit de gaz de 3164146,40 Sm³/Sm³.

Nous avons réalisé trois scénarios de simulation en imposant au modèle PipeSim des diamètres des pipe-line des nouveaux puits et des trunk-line tous en maintenant les diamètres des pipe-lines des puits existants.

Scénario 01 :

Dans ce scénario nous avons exigé au modèle PipeSim le diamètre 4 pouce aux nouveaux pipe-lines et un diamètre entre 6 à 10 pouces pour les trunk-line. Les paramètres de production (Ql, GOR et Wcut) attribués pour chaque puits sont ceux de l'année plateau. Le modèle converge vers une solution affichée dans le tableau suivant

Résultats de simulation du Scénario 1 : :(la suite des puits est dans l'Annexe C.1)

Tableau IV-4 : résultats de simulation de scénario 01(19 puits et 4 trunk-line)

		Scénario (01)			
	Puits	Pt(bar)	Pl(bar)	EVR	d(in)
MFD BEK-M1	BEK-1	31,61	59,59	0,05	6,00
	BEK-2	161,04	60,54	0,09	6,00
	BEK-3	93,59	64,59	0,23	4,00
	P7	43,18	59,98	0,16	4,00
	SBEK-1	20,00	60,42	0,06	4,00
	T6	139,67	59,95	0,17	4,00
	T7	215,11	62,08	0,16	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M1 vers EPF RAMA-2			1,20	10,00
	MFD BEK-M1 vers MFD OEN-M3			0,13	6
MFD BEK-M2	BEK-3 P2	48,26	89,99	0,13	4,00
	P9	20,00	89,97	0,08	4,00
	T4	237,05	90,60	0,14	4,00
	T5	232,20	90,44	0,13	4,00
	T32	115,48	94,31	0,24	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M2 VERS MFD BEK-M1			1,01	6,00
MFD BEK-M3	BMTG 1	75,24	96,10	0,06	6,00
	T1	261,05	99,31	0,15	4,00
	T2	177,27	98,10	0,15	4,00
	T3	143,51	97,39	0,16	4,00
	WBEK 1	91,31	96,28	0,05	6,00
	WBEK-2	56,56	101,61	0,28	4,00
	WBEK-3	108,34	95,48	0,15	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M3 VERS MFD BEK-M2			0,29	8,00

Scénario 02 :

Après analyse des résultats du scénario 1, nous observons que l'EVR des certains trunk-line dépasse la limite admissible (Tableau IV.4) c'est pour cela que nous avons incrémenté le diamètre de ces derniers pour passer de (6 à 10) pouce à (8 à 12) pouce. Tous en gardant le diamètre de pipe-line pour les mêmes paramètres de production.

Résultats de simulation du Scénario 02 : (la suite des résultats des puits dans l'Annexe C.1)

Tableau IV-5 résultats de simulation de scénario 02(19 puits et 4 trunk-line)

MFD	Scénario (02)				
	Puits	Pt(bar)	Pl(bar)	EVR	d(in)
MFD BEK-M1	BEK-1	31,61	39,36	0,06	6,00
	BEK-2	161,04	40,43	0,12	6,00
	BEK-3	93,59	46,59	0,28	4,00
	P7	43,18	40,15	0,20	4,00
	SBEK-1	20,00	40,37	0,07	4,00
	T6	139,67	40,04	0,20	4,00
	T7	215,11	43,16	0,20	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M1 vers EPF RAMA-2			0,84	12,00
	MFD BEK-M1 vers MFD OEN-M3			0,10	8
MFD BEK-M2	BEK-3 P2	48,26	51,47	0,17	4,00
	P9	20,00	51,30	0,11	4,00
	T4	237,05	52,02	0,18	4,00
	T5	232,20	52,31	0,17	4,00
	T32	115,48	58,81	0,32	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M2 VERS MFD BEK-M1			0,72	8,00
MFD BEK-M3	BMTG 1	75,24	55,06	0,08	6,00
	T1	261,05	59,56	0,20	4,00
	T2	177,27	58,00	0,20	4,00
	T3	143,51	56,68	0,21	4,00
	WBEK 1	91,31	54,88	0,06	6,00
	WBEK-2	56,56	63,49	0,36	4,00
	WBEK-3	108,34	54,63	0,20	4,00
TRNK-line	MFD BEK-M3 VERS MFD BEK-M2			0,25	10,00

Scénario 0 3 :

Dans ce scénario nous avons voulu apprécier le comportement du réseau en augmentant le diamètre des pipe-lines de 4 pouces à 6 pouce. Tous en gardant les diamètres de trunk-line du scénario 2 et les mêmes paramètres de production. Le résultats ontenu résumé dans le tableau suivant :

Résultats de simulation du Scénario 02 : (la suite des résultats dans l'Annexe C.1)

Tableau IV-6 : résultats de simulation de scénario 03(19 puits et 4 trunk-line)

MFD	Scénario 3				
	Puits	Pt(bar)	Pl(bar)	EVR	d(in)
MFD BEK-M1	BEK-1	31,61	39,38	0,06	6,00
	BEK-2	161,04	40,45	0,12	6,00
	BEK-3	93,59	40,38	0,13	6,00
	P7	43,18	39,20	0,09	6,00
	SBEK-1	20,00	40,17	0,03	6,00
	T6	139,67	39,19	0,09	6,00
	T7	215,11	40,02	0,09	6,00
TRNK-line	MFD BEK-M1 vers EPF RAMA-2			0,84	12,00
	MFD BEK-M1 vers MFD OEN-M3			0,10	8
MFD BEK-M2	BEK-3 P2	48,26	50,68	0,08	6,00
	P9	20,00	50,71	0,05	6,00
	T4	237,05	51,12	0,08	6,00
	T5	232,20	50,99	0,08	6,00
	T32	115,48	51,80	0,14	6,00
TRNK-line	MFD BEK-M2 VERS MFD BEK-M1			0,72	8,00
MFD BEK-M3	BMTG 1	75,24	55,07	0,08	6,00
	T1	261,05	55,82	0,09	6,00
	T2	177,27	55,16	0,09	6,00
	T3	143,51	55,24	0,09	6,00
	WBEK 1	91,31	54,89	0,06	6,00
	WBEK-2	56,56	56,10	0,16	6,00
	WBEK-3	108,34	54,05	0,09	6,00
TRNK-line	MFD BEK-M3 VERS MFD BEK-M2			0,24	10,00

IV.5.1 L'interprétation des résultats

Les puits ayant une pression de tête (Pt) supérieur à la pression de ligne (PL) et un $EVR \leq 0,9$, indique que l'écoulement dans ces pipe-line sont sans problème.

Les puits ayant une pression de tête (Pt) inférieur à la pression de ligne (PL), indique qu'il n'y a pas un écoulement dans ce pipe, pour le soulager il faut augmenter le diamètre de pipe, exemple du puit T31.

En augmentant de diamètre des trunk-line nous remarquons que l'EVR diminue et il est inférieur à 0,9. Et que même les pipe-lines sont soulagés et la pression de ligne diminue.

Exemple

Tableau : résultat de variation de l'EVR

scénario	01		02		03	
	d(in)	EVR	d(in)	EVR	d(in)	EVR
TRNKL						
MFD BEK M-1_MFD EPF RAMA-2	10	1,204	12	0,839	12	0,8382
MFD BEK M-2_MFD BEK M-1	6	1,008	8	0,717	8	0,7161
MFD OEN M-3_FL MFD OEN-M3 TO MFD EPF RAMA-2_MFD EPF RAMA-2	10	0,989	12	0,691	12	0,6898
MFD OEN M-3_FL MFD OEN-M3 TO MFE EPF RAMA-2A_MFD EPF RAMA-2	10	0,984	12	0,687	12	0,6862
MFD OEN M-5_MFD EPF RAMA-2	8	0,906	10	0,582	10	0,5804

Quant aux pipe-lines des puits existants, leurs diamètres n'ont pas été modifiés car ils sont déjà installés.

Nous observant de ces résultats de simulation que dans le champ de Touggourt il n'y a pas de problème d'écoulement dans le pipe-line par contre il y a un problème d'écoulement au niveau des trunk-line ce qui est due à la grande quantité d'effluent à ce niveau. En augmentant le diamètre des trunk-line non seulement les EVR s'ajuste à la limite de 0.9 et les pipe-lines sont soulagés. Nous pouvons noter une diminution de la pression de ligne de plus de 20 bar sur plusieurs pipe-lines.

IV.5.2 Diamètres retenus :

Après l'analyse des résultats des 03 scénarios voici dans le tableau suivant les diamètres de pipe-line et des trunk-line retenus :

Tableau IV-7 : le résultat final des diamètres optimale

<p>Les puits de diamètre (4in)</p>	<p>BEK-3, HMGB-2, HMGB-X1, HMGB-X3, OEN-2 OEN-3, OEN-4, OEN-X1, OEN-X2, OEN-X3, 19P3, P7, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T10, T12, T13, T14 T15, T16, T17, T18, T19, T20, T21, T22, T23 T24, T25, T26, T27, T28, T29, T30, T33, WBEK2 WBEK-3, WOEN-2, WOEN-3, P1, SOEN-1, T32, HBDJ-1, RAA 1, RAA-2, RAA-5, NRAA-1, NRAA-2, NRAA-4, ERAA-1, ERAA-2, ZMD-1, ZMD3-, NBOG-1BIS, NBOG-2, BEK-3, P2 OEN-X4, P9, T34</p>
<p>Les puits de diamètre (6in)</p>	<p>BEK-1, BEK-2, BMTG 1, HMGB 1, OEN 1, SBEK-1, T31, WBEK 1, WOEN1, ZAM 1, ZAM 2, RAMA1, ERAMA1, ERAMA 2, SRAMA 1</p>

Et pour les diamètres des trunck-line, nous avons choisi les diamètres de scénario 02, car leurs l'EVR < 0.9.

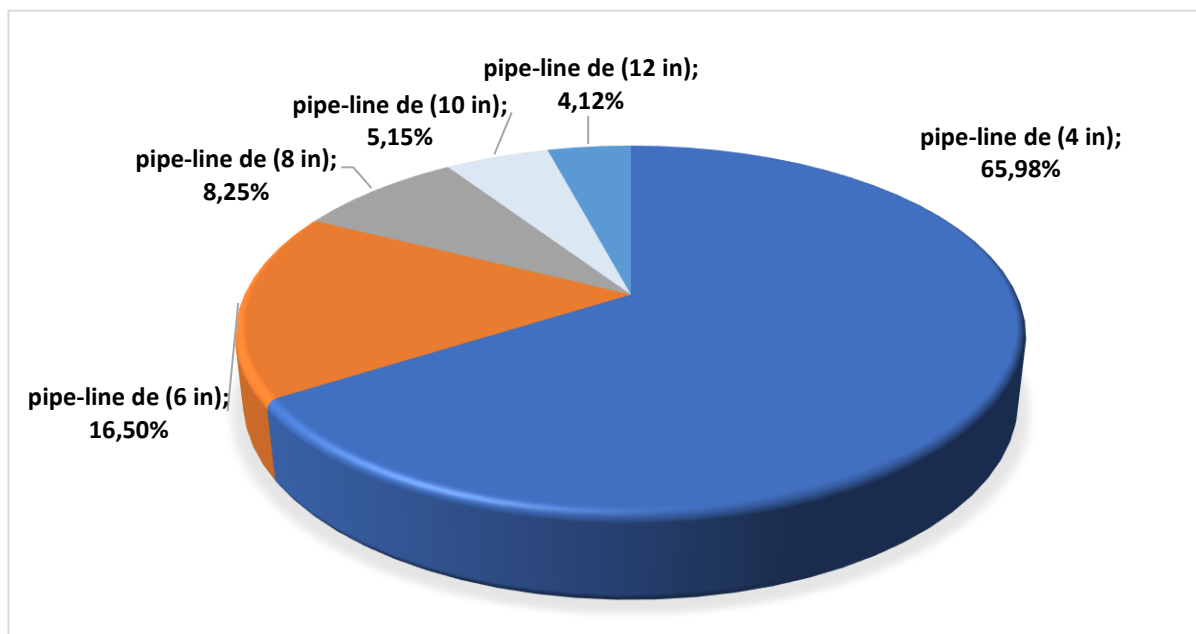


Figure IV-4 : le pourcentage des différents diamètres des pipe-lines dans le réseau

IV.6 Prédiction des performances d'un nouveau réseau au cours du temps (14 années) par la simulation :

Après avoir fait le choix sur les diamètres des pipe-lines et trunk-line nous observant que les pressions de tête de plusieurs puits sont inférieures aux pressions de lignes ! donc il n'y a pas d'écoulement au niveau du réseau. Mais ces puits produisent jusqu'en surface donc il faut trouver une solution de mise en production de ces derniers. D'où la mise en production artificiel de ces puits.

Pour une meilleure gestion du réservoir et du réseau de collecte il est important de connaître la date de mise en place du mode en production artificiel

C'est pour cela qu'il est essentiel de prédire les performances des puits et du réseau de collecte sur toute la longueur du profil de production. Dans notre travail nous avons modélisé le réseau de collecte pour chaque année du profil de production sur une durée de 14 années.

Cela nous a permis de prédire les difficultés au niveau des têtes de puits ou du réseau et d'anticiper les éventuelles solutions à entreprendre pour un meilleur fonctionnement du réseau de collecte. **(Les résultats obtenus représentés dans l'Annexe.D1.)**

IV.7 L'interprétation des résultats :

Après avoir exécuter pour chaque année depuis 2023 jusqu'à 2036 un modèle pipeSim incluant les puits en service, nous obtenons les résultats suivants :

Pour les puits ayant une pression de tête (P_t) supérieur à la pression de ligne (P_p) avec un $EVR \leq 0.9$, indique qu'il existe un écoulement dans ce pipe-line sans risque.

Nous pouvons constater que depuis la mise en service du réseau de collecte il y a des puits qui ne peuvent pas produire en surface ($P_t < P_L$) :

Le tableau ci-dessous résumé les nombres de puits qui ne peuvent pas produire en surface au fil de temps du champ.

Tableau IV-8 : Nombre des puits qu'ayant des problèmes au cours de 14 années

Année	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
N ^{mbr} de puits	04	04	06	08	11	13	15	18	19	20	22	22	22	24

Nous pouvons remarquer que le nombre de puits augmente chaque année dans ce cas, il est nécessaire d'entreprendre une solution pour ces derniers

- Si la pression de tête est très faible par rapport à la pression de ligne, la solution consiste à placer une pompe ESP (Electrical Submersible Pump) dans ces puits.
- Si un ensemble de puits ayant des pressions de tête inférieure aux pressions de ligne ($P_t < P_p$) et qu'ils sont connectés au même manifold, la solution consiste à placer une pompe multiphasique au niveau de ce manifold.
- Si la différence entre la pression de tête du puit et la pression de ligne est inférieur à 3

Chapitre IV Dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte du champ de TGT

bar, la solution consiste à fermer légèrement la duse de ce puits.

Nous avons découvert durant les simulations que certain trunk-line avait un problème d'érosion c'est à dire le facteur $EVR > 1$. Nous pouvons proposer une solution de dédoublement de cette ligne.

Tableau IV-9 : résultat de dédoublement

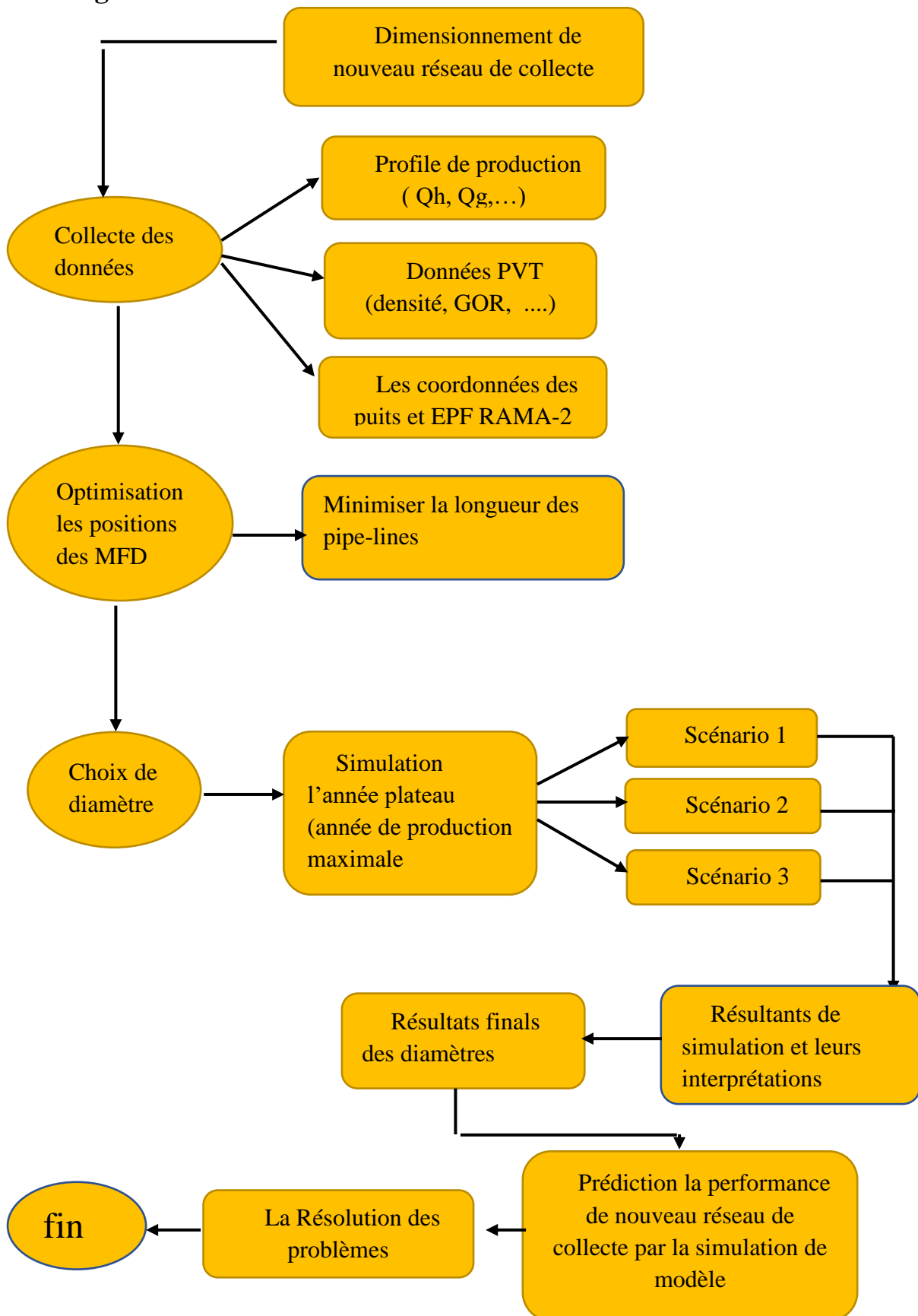
Trunk-line	Diamètre (in)	EVR avant	Diamètre (in)	EVR après
MFD BEK M-2 vers MFD BEK M1 (original)	8	1.13	8	0.83
MFD BEK M-2 vers MFD BEK M1 (ajouter)	-	-	6	0.74

Les principales résolutions prisent pour le nouveau réseau de collecte de Touggourt sont résumé dans le tableau suivant :

Tableau IV-10 : les solutions proposées aux problèmes de nouveau réseau

Année	Nbre de pompe ESP	Nbre de pompe multiphasique	Nbre Puits de dusage
2023	04	-	
2024	04	-	
2025	06	-	
2026	07	-	01 puit
2027	06	01(MFD BEK-M1) (28 bar)	02 puits
2028	06	01 (MFD OEN-M3) (25 bar)	02 puits
2029	08	-	03 puits
2030	08	01(MFD RAMA-M1) (23 bar)	01 puit
2031	10	-	
2032	10	-	01 puit
2033	07	01(MFD OEN-M5) (25 bar)	04 puits
2034	09	-	05 puits
2035	09	-	
2036	11	-	

IV.8 Algorithme de dimensionnement :



IV.9 Conclusion

Le dimensionnement d'un nouveau réseau de collecte relève d'une importance majeure pour assurer une production optimale dans un champ pétrolier. Cela dépend d'une étude approfondie permettant de faire des choix précis concernant les positions des manifolds, les diamètres des pipelines et les trunk-lines ainsi que les épaisseurs et le choix de la nuance de l'acier utilisé et plusieurs d'autres paramètres. L'objectif principal est de minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation tout en maximisant la rentabilité du projet.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Conclusion générale

Travailler sur le projet de TOUGGOURT nous a permis d'aborder les différentes étapes de réalisation d'un projet de design d'un réseau de production d'un champ pétrolier, et ce en passant par la modélisation du comportement de l'effluent, optimisation de l'emplacement des manifolds et le dimensionnement optimal du réseau.

L'élément clé pour l'aboutissement d'un tel travail est la disponibilité des données. Vue le jeune âge du champ de Touggourt, nous avons travaillé avec les données disponibles qui nous permis d'aboutir a des résultats très satisfaisants.

La conception du modèle intégré existant « puits-réseau » nous a permis de faire plusieurs scénarios d'optimisations sur le système de production.

L'optimisation des emplacements des manifolds reliant les puits existants et les puits prévisionnels aux installations de surface est nécessaire du côté technique et économique.

La prédiction des performances d'un nouveau réseau de collecte au fil du temps est essentielle pour évaluer son efficacité et son rendement sur une période prolongée. Elle permet une vision sur les différentes contraintes rencontrées durant la durée de production du champ et prévoir des solutions.

1. Anticipation des variations des pressions de lignes afin d'assurer un écoulement efficace dans le réseau durant la production du champ.
2. Optimisation des ressources : La simulation à long terme permet d'optimiser les ressources disponibles, telles que les pipelines, les pompes multiphasiques et le mode d'activation artificiel. Ainsi il est possible de mieux planifier les investissements, de maximiser l'efficacité des opérations et de réduire les coûts d'exploitation.
3. Évaluation des risques et des contraintes : elle permet d'identifier les éventuelles contraintes ou limitations du réseau, telles que les problèmes de goulot, les risques d'érosion ou les variations de pression. Cela permet de prendre des mesures préventives.
4. Prise de décision stratégique : En obtenant des prévisions précises sur les performances du réseau, les ingénieurs peuvent identifier les opportunités potentielles d'amélioration de l'efficacité et d'augmentation de la productivité.

Bibliographie

1. Berkate. L, optimisation par gas lift du système de production du champ de TFT ordovicien
2. Boyun Guo, PhD Xinghui Liu, PhD Xuehao Tan, PhD: Petroleum Production Engineering, Second Edition, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2017
3. B. R. Munson, D. F. Young, and T. H. Okiishi. Fundamentals of Beggs: Two Phase Flow in Pipes, 6th edition, 1978
4. Dr C. Charlier. ISILF. Modélisation des pertes de charge dans des conduites pour des écoulements multiphasiques appliquée à des systèmes de production de pétrole. 2011.n°25, p. 402-411
5. Dr. James P. Brill and Dr.H. Dale Beggs, « Two-Phase Flow In Pipes », sixth Edition, January, 1991
6. Dr. James P. Brill Dr. H. Dale Beggs: Two Phase Flow In Pipes, 6th edition, 1978
7. H. Beggs, Production optimization using Nodal Analysis: Tulsa, OKLA OGCI publication 1991
8. https://wiki.whitson.com/pipeflow/correlations/beggs_brill
9. https://cheguide.com/beggs_brill.html
10. MERZOUG Ahmed, Simulation de l'écoulement multiphasique. Et application des algorithmes métaheuristiques pour l'optimisation de la méthode de gaz lift, Mémoire de fin d'études (Master), 2020.
11. PIPESIM, online help version 2021
12. PVT analysis report on separator samples, Halliburton/ sonatrach
13. Sonatrach Data
14. Thileli HADJARI.Amel HADJADJ, Monitoring des Puits du Champ de Hassi Messaoud par l'Application des Algorithmes de Machine Learning, Mémoire de fin d'études (Master), 2021.

ANNEXE

Annexe A : Les graphes de la partie théorique

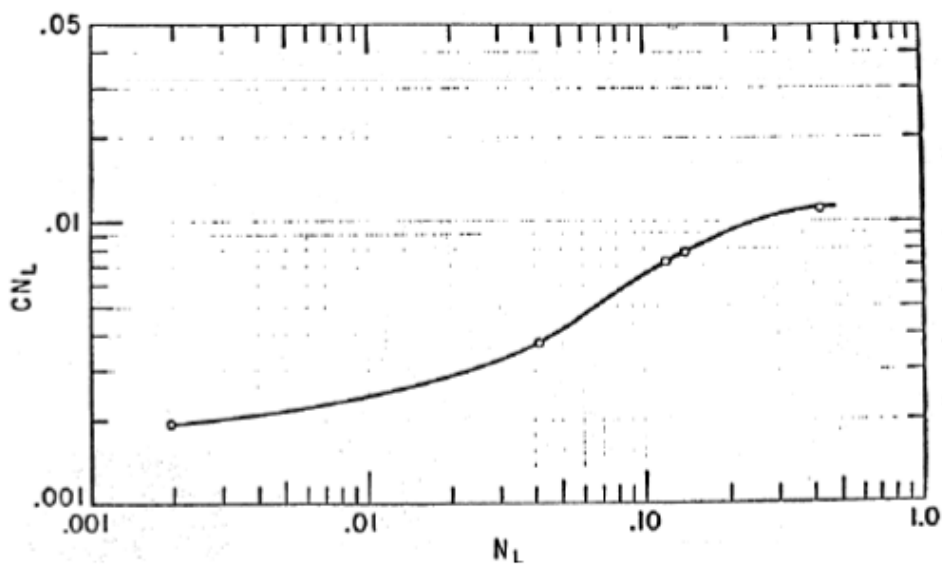


Figure An. A1 : graphe de CN_L en fonction de N_L

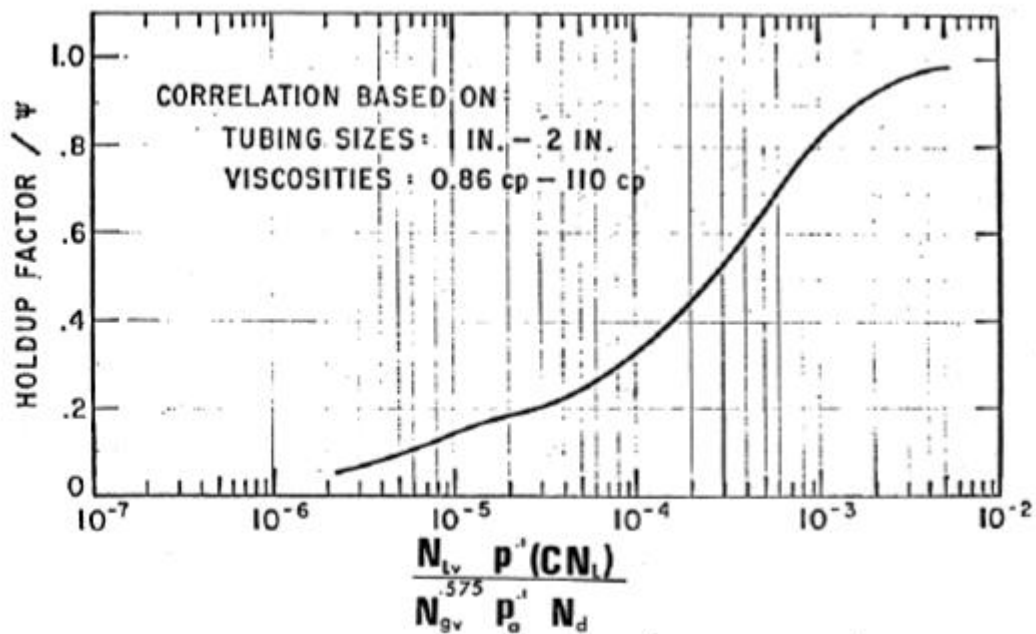


Figure An. A2 : graphe (H_L/Ψ) en fonction de $(N_{LV}/N_{GV}) (p/p_a)^{0.1} (CN_L/N_d)$

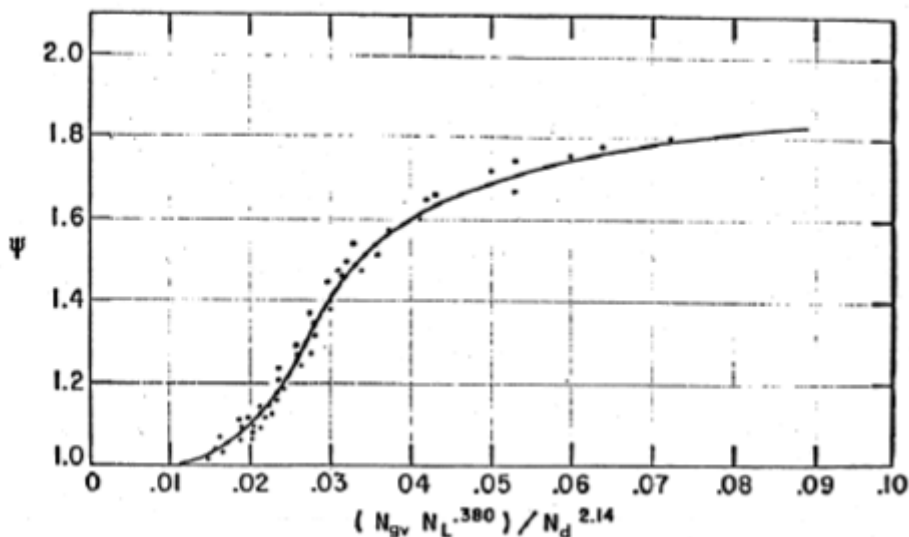


Figure An. A3 : graphe de Ψ en fonction de $(N_{gv} \cdot N_L^{0.38} / N_d^{2.14})$.

Annexe B : Les données de profile de production

Les données de débit d'huile (sm³/j)

Années	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BEK-1	171,80	171,80	171,80	171,80	171,80	171,80	164,74	146,53
BEK-2	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00
BEK-3	362,00	362,00	362,00	362,00	362,00	362,00	362,00	362,00
BEK-3 P2	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
BMTG 1	219,50	219,50	219,50	219,50	219,50	219,50	219,50	219,50
HMGB 1	317,00	317,00	317,00	317,00	317,00	317,00	292,85	253,81
HMGB-2	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	244,53	224,60
HMGB-X1	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	240,33
HMGB-X3	0,00	0,00	229,17	250,00	250,00	250,00	245,79	215,34
OEN 1	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00	332,00
OEN-2	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00
OEN-3	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00
OEN-4	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X1	0,00	0,00	125,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X2	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X3	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X4	0,00	0,00	229,17	250,00	242,61	223,77	204,37	185,85
P3	0,00	0,00	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
P7	0,00	0,00	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	248,76
P9	0,00	0,00	99,72	167,35	156,37	143,87	129,91	116,50
SBEK-1	132,46	114,35	98,68	84,52	74,37	62,09	44,68	30,23
T1	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T2	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T3	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T4	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	247,51

Annexes

T5	0,00	0,00	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T6	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	112,31
T7	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T8	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T10	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T12	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T13	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T14	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T15	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T16	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T17	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T18	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T19	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T20	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T21	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T22	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T23	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T24	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	220,24	48,07
T25	0,00	142,86	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T26	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	218,11
T27	93,75	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T28	0,00	214,29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T29	145,83	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T30	0,00	62,50	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T31	0,00	0,00	125,00	250,00	250,00	250,00	236,58	210,61
T33	0,00	0,00	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
WBEK 1	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
WBEK-2	424,00	424,00	424,00	424,00	424,00	422,08	394,18	366,20
WBEK-3	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
WOEN 1	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
WOEN-2	694,00	694,00	694,00	694,00	694,00	694,00	694,00	694,00
WOEN-3 P1	229,17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
ZAM 1	294,00	294,00	294,00	286,20	245,87	217,60	198,82	186,64
ZAM 2	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
SOEN-1	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
T32	0,00	336,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
T34	0,00	0,00	0,00	313,70	272,23	250,26	236,65	227,61
HBDJ-1	54,37	108,90	108,90	108,90	108,90	108,90	108,90	108,90
RAA 1	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
RAA-2	72,00	72,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	48,00	48,00	48,00	46,28	44,24	42,31	40,48	38,73
RAMA 1	135,86	100,78	26,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
ERAMA 2	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
SRAMA 1	67,00	67,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	54,47	48,24	37,45	36,36	25,16	29,42	36,55	35,75
NRAA-2	325,00	325,00	148,61	90,00	74,70	103,85	155,07	153,22
NRAA-4	125,00	125,00	36,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Annexes

ERAA-1	210,00	210,00	187,45	88,97	28,40	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
ZMD-1	162,00	156,90	151,80	146,69	131,10	115,50	99,89	86,59
ZMD-3	179,74	175,98	174,53	172,08	152,08	137,17	125,36	100,33
NBOG-1BIS	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	29,75	29,75	29,75
NBOG-2	36,72	36,72	36,72	35,02	34,17	31,43	30,58	29,73

Tableau : Annexe.B.1 : le débit d'huile de 80 puits au cours de Temps

les puits	le débit huile(sm3/sm3)					
	2031	2032	2033	2034	2035	2036
BEK-1	133,75	121,34	107,36	82,32	70,67	57,07
BEK-2	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00	313,00
BEK-3	362,00	362,00	362,00	362,00	362,00	354,14
BEK-3 P2	249,93	236,96	206,45	155,35	136,85	123,51
BMTG 1	219,50	211,38	193,35	181,12	169,25	159,64
HMGB 1	228,53	207,68	190,63	177,31	166,08	155,84
HMGB-2	209,88	196,98	184,91	173,07	159,43	141,64
HMGB-X1	223,17	208,04	194,71	183,45	173,55	164,44
HMGB-X3	190,68	170,14	153,24	139,94	128,96	119,55
OEN 1	325,78	284,88	242,49	208,40	181,61	159,33
OEN-2	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00
OEN-3	487,00	487,00	487,00	487,00	459,71	391,38
OEN-4	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	249,76
OEN-X1	250,00	250,00	250,00	236,93	193,79	202,24
OEN-X2	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X3	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
OEN-X4	170,93	157,41	144,66	132,78	121,51	110,04
P3	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
P7	231,27	204,31	179,00	151,29	99,74	69,59
P9	104,56	79,49	60,54	12,61	0,00	0,00
SBEK-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T1	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T2	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	234,63
T3	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T4	201,55	149,14	101,38	45,60	0,00	0,00
T5	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T7	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T8	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T10	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T12	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T13	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T14	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T15	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T16	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T17	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00

Annexes

T18	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T19	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T20	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T21	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T22	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T23	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T25	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T26	132,49	22,22	0,00	0,00	0,00	0,00
T27	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T28	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T29	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
T30	250,00	250,00	239,32	201,97	175,16	151,59
T31	192,56	175,16	158,21	144,09	132,54	122,74
T33	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
WBEK 1	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
WBEK-2	338,14	313,16	299,22	287,53	276,85	265,69
WBEK-3	250,00	250,00	250,00	250,00	241,48	209,52
WOEN 1	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
WOEN-2	689,44	603,37	492,08	397,64	302,18	121,84
WOEN-3 P1	250,00	250,00	232,41	127,54	56,65	7,09
ZAM 1	178,86	172,82	168,10	164,44	161,39	158,68
ZAM 2	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00	56,00
SOEN-1	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
T32	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
T34	220,87	214,82	208,92	204,11	198,66	192,66
HBDJ-1	108,90	103,59	93,73	80,68	66,05	51,44
RAA 1	72,00	72,00	72,00	0,00	0,00	0,00
RAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	37,05	35,44	33,89	32,40	30,97	29,60
RAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
ERAMA 2	240,00	240,00	240,00	240,00	181,62	113,31
SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	33,87	32,19	30,59	28,71	26,64	22,12
NRAA-2	123,16	87,60	83,22	85,03	84,36	77,43
NRAA-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	240,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZMD-1	70,50	60,00	49,49	64,80	62,76	60,72
ZMD-3	93,66	86,99	81,48	71,19	66,27	61,36
NBOG-1BIS	25,50	21,25	17,85	14,45	11,05	7,65
NBOG-2	27,20	23,26	19,59	20,54	16,32	13,18

Tableau : Annexe.B.1 : le débit d'huile de 80 puits au cours de Temps

Annexes

	débit gaz (sm ³ /sm ³)							
LES PUITS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BEK-1	32642,00	32642,00	32642,00	32642,00	32642,00	32642,00	31299,77	27840,50
BEK-2	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00
BEK-3	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00
BEK-3 P2	43541,67	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
BMTG 1	60362,50	60362,50	60362,50	60362,50	60362,50	60362,50	60362,50	60362,50
HMGB 1	19020,00	19020,00	19020,00	19020,00	19020,00	19020,00	17571,04	15228,40
HMGB- 2	13750,00	15000,00	15000,00	15000,00	15000,00	15000,00	14672,09	13476,13
HMGB- X1	0,00	3750,00	14999,98	14999,05	14992,58	14975,26	14948,88	14342,47
HMGB- X3	0,00	0,00	13750,00	14999,98	14999,88	14999,58	14746,39	12917,99
OEN 1	53120,00	53120,00	53120,00	53120,00	53120,00	53120,00	53120,00	53120,00
OEN-2	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00
OEN-3	92530,00	92530,00	92530,00	92530,00	92530,00	92530,00	92530,00	92530,00
OEN-4	36666,67	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
OEN-X1	0,00	0,00	23750,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
OEN-X2	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
OEN-X3	0,00	34285,71	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
OEN-X4	0,00	0,00	36666,67	40000,00	38817,46	35803,79	32699,73	29736,08
P3	0,00	0,00	43541,67	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
P7	0,00	0,00	43541,67	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47264,57
P9	0,00	0,00	18947,17	31796,18	29710,51	27335,09	24683,31	22134,17
SBEK-1	25167,39	21726,00	18749,97	16059,13	14130,16	11796,89	8489,20	5744,00
T1	25781,25	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00
T2	0,00	17187,50	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00
T3	0,00	39285,71	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00
T4	0,00	11875,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47026,51
T5	0,00	0,00	43541,67	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T6	0,00	40714,29	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	21339,56
T7	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T8	17812,50	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T10	0,00	27142,86	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T12	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T13	0,00	40714,29	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T14	17812,50	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T15	0,00	11875,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T16	17812,50	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T17	0,00	40714,29	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T18	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00

Annexes

T19	0,00	27142,86	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T20	17812,50	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T21	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T22	0,00	22857,14	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T23	0,00	10000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T24	0,00	22857,14	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	35239,13	7690,46
T25	0,00	5000,20	8762,17	8803,77	8851,10	8893,42	8926,51	8950,00	8950,00
T26	0,00	12857,14	15000,00	15000,00	15000,00	15000,00	15000,00	15000,00	13086,79
T27	15000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T28	0,00	40714,29	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T29	27708,33	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T30	0,00	10000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T31	0,00	0,00	20000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	37853,46	33696,97
T33	0,00	0,00	36666,67	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
WBEK 1	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00
WBEK-2	116599,99	116599,99	116599,99	116599,99	116599,99	116599,99	116073,22	108400,08	100704,52
WBEK-3	63020,83	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00
WOEN 1	36666,67	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
WOEN-2	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00	131860,00
WOEN-3 P1	43541,67	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
ZAM 1	10290,00	10290,00	10290,00	10016,96	8605,52	7616,16	6958,85	6532,27	6532,27
ZAM 2	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00
SOEN-1	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00
T32	0,00	98918,40	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00
T34	0,00	0,00	0,00	78423,77	68058,02	62564,02	59163,68	56902,43	56902,43
HBDJ-1	10272,98	22446,77	24317,34	26187,90	28058,47	29929,03	31799,59	33670,16	33670,16
RAA 1	7343,04	7343,77	7343,12	7342,48	7341,53	7340,60	7339,93	7339,58	7339,58
RAA-2	7339,93	7340,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	7680,00	7424,69	6822,43	6243,71	5694,54	5181,01	4704,07	4269,74	4269,74
RAMA 1	23108,04	17146,12	4546,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	62916,71	62915,80	62913,38	62912,23	62910,18	62902,70	62877,55	62771,45	62771,45
ERAMA 2	40800,00	40799,99	40799,98	40799,96	40799,89	40799,89	40801,33	40798,61	40798,61
SRAMA 1	11578,02	11546,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	3268,09	2894,43	2246,81	2181,77	1509,30	1765,42	2193,21	2145,24	2145,24
NRAA-2	19509,18	19510,67	8921,84	5403,03	4483,65	6232,69	9307,16	9196,74	9196,74
NRAA-4	7500,02	7500,02	2189,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Annexes

ERAA-1	30645,62	30645,45	27403,57	13080,40	4310,10	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	40800,00	40800,07	40800,20	40800,38	40800,50	40800,61	40800,67	40800,58
ZMD-1	8138,92	8138,92	8138,92	8138,92	7444,13	6749,35	6053,61	5359,77
ZMD-3	11783,96	11783,96	11783,96	11783,96	11089,17	10491,45	9894,53	9298,62
NBOG-1BIS	5985,00	5985,00	5985,00	5985,00	5985,00	5985,00	5319,00	4655,00
NBOG-2	2784,14	4698,24	4698,24	4698,24	4698,24	4698,24	4262,62	3828,20

Tableau : Annexe.B.2 : le débit de gaz de 80 puits au cours de Temps

	débit gaz (sm ³ /sm ³)					
LES PUIITS	2031	2032	2033	2034	2035	2036
BEK-1	25411,74	23054,98	20387,34	15627,26	13413,49	10719,70
BEK-2	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00	59470,00
BEK-3	68780,00	68780,00	68780,00	68780,00	68647,94	65611,24
BEK-3 P2	47487,64	45022,05	39212,95	29491,34	25872,37	23007,33
BMTG 1	59862,61	55404,60	49643,98	46710,60	44854,91	45179,03
HMGB 1	13711,52	12461,09	11437,74	10638,39	9964,58	9350,67
HMGB-2	12592,83	11818,98	11094,39	10384,28	9565,88	8498,00
HMGB-X1	13288,33	12347,82	11503,85	10777,46	10127,69	9523,12
HMGB-X3	11436,63	10202,24	9185,85	8385,06	7723,08	7155,06
OEN 1	52125,19	45580,93	38799,17	33343,84	29056,83	25492,69
OEN-2	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00	56320,00
OEN-3	92530,00	92529,84	89978,43	86240,78	85927,87	84632,63
OEN-4	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	39961,64
OEN-X1	47500,00	47498,80	45430,12	40606,95	35048,86	44998,28
OEN-X2	47500,00	47500,00	45102,33	43078,66	48302,85	75426,65
OEN-X3	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
OEN-X4	27348,06	25184,94	23146,05	21244,33	19441,95	17606,91
P3	47500,00	47500,00	45163,29	46002,51	53907,75	67332,25
P7	43941,71	38818,79	34009,29	28730,89	18834,49	12838,33
P9	19862,48	15087,85	11500,34	2396,76	0,00	0,00
SBEK-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T1	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00
T2	68750,00	68750,00	68625,08	69002,62	72982,70	70016,70
T3	68750,00	68750,00	68750,00	68750,00	68747,50	68640,65
T4	38294,14	28336,41	19262,59	8663,47	0,00	0,00
T5	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T7	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00	47500,00
T8	47500,00	47500,00	47200,98	44751,33	42556,59	41603,94
T10	47500,00	47500,00	47215,44	44815,39	43065,98	42645,43
T12	47500,00	47500,00	46822,77	43584,45	41106,72	40303,44
T13	47500,00	47500,00	46461,47	43388,41	44194,28	60602,55
T14	47500,00	47500,00	45980,69	44744,19	53037,55	57908,82
T15	47500,00	47500,00	47248,88	45549,03	45059,63	48237,81

Annexes

T16	47500,00	47500,00	45548,25	41586,80	40800,07	51867,36
T17	47500,00	47500,00	46069,45	43800,99	48047,91	54514,63
T18	47500,00	47500,00	47273,00	44244,90	43709,75	48264,52
T19	47500,00	47500,00	45333,45	42167,24	42168,95	52476,44
T20	47500,00	47500,00	45319,93	42366,61	46049,23	56726,63
T21	47500,00	47500,00	45331,42	42617,22	44208,40	50244,58
T22	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T23	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T25	8968,74	8989,02	9010,91	9032,93	9055,54	9079,62
T26	7949,20	1333,40	0,00	0,00	0,00	0,00
T27	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
T28	47500,00	47500,00	47096,07	45431,54	45073,83	49294,15
T29	47500,00	47500,00	47500,00	47428,98	45692,36	42977,46
T30	40000,00	40000,00	38246,58	32299,54	27965,46	24074,58
T31	30810,33	28025,48	25314,03	23054,09	21206,01	19638,47
T33	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
WBEK 1	48125,00	48125,00	48125,00	48125,00	48116,10	47490,90
WBEK-2	92988,72	86119,31	82286,01	79069,57	76133,86	73053,60
WBEK-3	68750,00	68750,00	68640,16	67588,52	62515,79	52713,22
WOEN 1	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
WOEN-2	130993,52	114639,70	93118,42	73023,43	53484,04	21496,09
WOEN-3	47500,00	47500,00	43476,80	22864,07	9935,66	1232,31
P1						
ZAM 1	6260,18	6048,87	5883,54	5755,38	5648,75	5553,70
ZAM 2	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00	1960,00
SOEN-1	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00	50000,00
T32	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00	103040,00
T34	55217,41	53705,75	52231,17	51026,83	49663,87	48164,19
HBDJ-1	35540,72	35586,72	33810,20	30486,46	26094,76	21206,21
RAA 1	7339,37	7339,27	7339,20	0,00	0,00	0,00
RAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	3870,70	3554,16	3268,28	3006,98	2766,02	2544,56
RAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	62238,05	62224,23	62122,91	62003,38	62096,24	61854,93
ERAMA 2	40438,02	40496,77	40646,14	41092,18	31732,89	19686,28
SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	2032,46	1931,30	1835,31	1722,53	1598,56	1327,48
NRAA-2	7392,99	5258,75	4995,87	5105,09	5064,61	4648,64
NRAA-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	40800,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZMD-1	4664,99	3970,20	3274,47	3255,57	3255,57	3255,57
ZMD-3	8700,32	8102,59	7613,14	6807,08	6356,22	5906,11
NBOG-1BIS	3990,00	3304,00	2757,00	3811,00	3249,00	2441,00

Annexes

NBOG-2	3317,19	5980,45	5952,32	5559,65	4826,22	3776,25
---------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Tableau : Annexe.B2 : le débit de gaz de 80 puits au cours de Temps

	Débit d'eau (sm ³ /j)							
LES PUIITS	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BEK-1	0,84	0,88	0,96	1,01	1,05	1,06	1,01	0,98
BEK-2	18,38	17,36	17,04	16,81	16,72	16,84	17,20	17,87
BEK-3	0,06	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14
BEK-3 P2	0,03	0,05	0,07	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15
BMTG 1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
HMGB 1	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05
HMGB-2	3,65	4,07	4,99	6,29	7,83	9,23	9,93	10,40
HMGB-X1	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
HMGB-X3	0,00	0,02	0,04	0,08	0,12	0,18	0,22	0,24
OEN 1	2,44	2,58	2,74	2,87	3,01	3,18	3,36	3,72
OEN-2	0,15	0,15	0,14	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15
OEN-3	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,40
OEN-4	1,05	0,93	0,84	0,79	0,75	0,72	0,71	0,70
OEN-X1	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04
OEN-X2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OEN-X3	0,21	0,23	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23
OEN-X4	0,00	0,02	0,04	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
P3	0,00	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
P7	0,00	0,84	2,77	6,33	7,75	8,73	9,67	10,06
P9	0,00	0,66	1,23	1,00	0,83	0,70	0,60	0,52
SBEK-1	32,21	34,76	36,23	36,29	34,92	31,30	25,79	0,00
T1	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
T2	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
T3	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
T4	0,01	0,08	0,16	0,40	19,03	89,98	170,05	191,10
T5	0,00	0,04	0,06	0,09	0,15	0,51	1,40	2,38
T6	0,50	2,23	6,92	23,14	70,09	128,25	102,14	0,00
T7	0,84	1,52	1,86	2,12	2,35	2,66	3,92	11,52
T8	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
T10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
T12	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
T13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T15	0,01	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12
T16	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
T17	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,06
T18	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
T19	0,07	0,15	0,22	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35
T20	2,77	4,41	7,67	11,05	13,44	15,12	16,31	16,96

Annexes

T21	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
T22	0,15	0,42	0,49	0,53	0,55	0,56	0,57	0,57
T23	0,14	0,80	0,93	0,97	0,99	1,02	1,08	1,19
T24	0,35	1,22	8,92	34,50	75,84	106,34	34,49	0,00
T25	2,62	12,44	19,74	25,60	30,50	35,75	39,94	42,86
T26	0,13	1,66	12,40	47,43	87,16	121,93	137,73	103,96
T27	0,07	0,06	0,07	0,10	0,13	0,15	0,16	0,16
T28	0,34	0,63	0,79	0,91	1,07	1,27	1,46	1,60
T29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
T30	0,00	0,05	0,46	1,23	1,79	2,05	2,17	2,27
T31	0,00	0,19	1,08	2,50	3,55	3,67	3,25	2,95
T33	0,00	0,17	0,20	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21
WBEK 1	0,53	0,59	0,65	0,72	0,80	0,89	0,99	1,10
WBEK-2	0,39	0,54	10,00	39,23	63,02	70,22	75,02	84,50
WBEK-3	0,34	0,36	0,39	0,43	0,46	0,49	0,51	0,52
WOEN 1	0,11	0,13	0,19	0,27	0,34	0,39	0,42	0,45
WOEN-2	0,14	0,15	0,17	0,18	0,19	0,20	0,22	0,23
WOEN-3	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
P1								
ZAM 1	10,11	18,71	31,62	37,51	40,96	42,61	43,15	43,10
ZAM 2	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09
SOEN-1	11,22	12,19	13,08	13,84	14,73	15,64	16,49	17,32
T32	0,00	1,53	1,62	1,51	1,54	1,59	1,64	1,69
T34	0,00	0,00	0,00	7,33	11,30	11,95	12,43	12,78
HBDJ-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA 1	8,64	7,00	5,99	5,27	4,65	4,17	3,77	3,44
RAA-2	0,75	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAMA 1	82,21	75,50	26,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	0,44	0,52	0,64	0,73	0,77	0,82	0,88	0,93
ERAMA 2	0,10	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01
SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	14,80	15,91	14,09	13,52	7,85	8,80	11,34	11,61
NRAA-2	0,00	0,03	0,33	0,41	0,35	0,58	1,19	1,63
NRAA-4	11,62	21,04	8,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	109,08	116,34	121,44	102,97	72,51	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZMD-1	3,52	3,54	3,55	3,56	3,30	3,06	2,79	2,50
ZMD-3	6,51	6,45	6,37	6,26	5,87	6,96	7,83	8,50
NBOG-1BIS	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	4,00	8,00	12,00
NBOG-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tableau : Annexe.B.3 : le débit d'eau de 80 puits au cours de Temps

Annexes

Les puits	Débit d'eau (sm ³ /j)					
	2031	2032	2033	2034	2035	2036
BEK-1	0,95	0,92	0,89	0,86	0,82	0,81
BEK-2	19,10	21,27	24,99	30,36	36,73	43,40
BEK-3	0,15	0,16	0,17	0,18	0,21	0,27
BEK-3 P2	0,15	0,14	0,12	0,12	0,11	0,11
BMTG 1	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
HMGB 1	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
HMGB-2	10,88	11,42	12,11	13,31	15,33	17,57
HMGB-X1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
HMGB-X3	0,26	0,28	0,29	0,29	0,29	0,28
OEN 1	4,93	6,26	7,25	8,01	8,40	8,45
OEN-2	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19
OEN-3	0,41	0,64	0,77	0,82	0,78	0,79
OEN-4	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,57
OEN-X1	0,05	0,11	0,13	0,13	0,24	0,34
OEN-X2	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,18
OEN-X3	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24
OEN-X4	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04
P3	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,17
P7	10,69	10,76	10,57	10,14	9,22	0,65
P9	0,39	0,29	0,06	0,00	0,00	0,00
SBEK-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T1	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
T2	0,03	4,28	17,94	27,39	34,89	36,23
T3	0,02	0,03	0,03	0,03	0,05	0,08
T4	183,31	165,22	103,69	0,00	0,00	0,00
T5	3,81	5,83	8,58	12,87	21,20	39,96
T6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T7	31,62	55,41	77,52	103,64	129,33	149,88
T8	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
T10	0,02	0,03	0,05	0,06	0,06	0,06
T12	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
T13	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03
T14	0,00	0,00	0,02	0,06	0,07	0,09
T15	0,12	0,14	0,22	0,33	0,43	0,57
T16	0,04	0,06	0,07	0,08	0,10	0,21
T17	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
T18	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
T19	0,36	0,53	0,80	1,48	3,40	7,66
T20	17,38	20,22	22,92	24,99	28,32	35,66
T21	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,09
T22	0,57	0,56	0,56	0,56	0,55	0,55
T23	1,33	1,49	1,80	2,97	7,24	14,35

Annexes

T24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T25	45,66	47,93	49,99	52,09	53,87	55,37
T26	19,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T27	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,20
T28	1,74	2,06	2,92	4,14	4,95	5,62
T29	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
T30	2,40	2,61	2,34	2,24	2,24	2,10
T31	2,67	2,39	2,17	1,99	1,84	1,72
T33	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25
WBEK 1	1,22	1,36	1,51	1,65	1,97	2,18
WBEK-2	90,64	90,35	89,11	87,38	85,20	81,32
WBEK-3	0,54	0,59	0,85	1,10	1,07	1,05
WOEN 1	0,48	0,50	0,53	0,55	0,58	0,61
WOEN-2	0,21	0,17	0,22	0,18	0,05	0,00
WOEN-3 P1	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
ZAM 1	42,68	42,02	41,26	40,46	39,61	38,77
ZAM 2	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
SOEN-1	18,15	19,05	19,95	20,79	21,67	22,59
T32	1,72	1,76	1,78	1,81	1,83	1,85
T34	13,09	13,39	13,69	13,88	14,07	14,31
HBDJ-1	0,00	5,31	15,17	28,23	42,85	57,46
RAA 1	3,17	2,94	2,76	0,00	0,00	0,00
RAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	0,97	0,99	20,04	50,81	65,68	78,78
ERAMA 2	0,02	0,04	9,67	41,89	58,14	58,13
SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	11,47	11,50	11,61	12,03	13,04	14,13
NRAA-2	3,36	9,60	13,80	16,33	18,45	20,17
NRAA-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZMD-1	2,20	1,88	1,56	3,52	3,54	3,55
ZMD-3	9,95	11,55	12,86	13,83	14,78	15,52
NBOG-1BIS	17,00	21,00	24,00	26,00	28,00	28,69
NBOG-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tableau : Annexe.B.3 : le débit d'eau de 80 puits au cours de Temps

Annexe C : Les résultats de simulation de 03 scénarios de l'année plateau

	Scénario (01)					Scénario (02)					Scénario (3)			
Année	2027 (4"), trunk petit					2027 (4"), tunk grand					2027 (6"), trunk grand			
Les puits	Pt (bar)	Pp(bar)	EVR	d(in)		Pt(bar)	Pp(bar)	EVR	d(in)		Pt(bar)	Pp(bar)	EVR	d(in)
BEK-1	31,61	59,59	0,05	6,00		31,61	39,36	0,06	6,00		31,61	39,38	0,06	6,00
BEK-2	161,04	60,54	0,09	6,00		161,04	40,43	0,12	6,00		161,04	40,45	0,12	6,00
BEK-3	93,59	64,59	0,23	4,00		93,59	46,59	0,28	4,00		93,59	40,38	0,13	6,00
BEK-3 P2	48,26	89,99	0,13	4,00		48,26	51,47	0,17	4,00		48,26	50,68	0,08	6,00
BMTG 1	75,24	96,10	0,06	6,00		75,24	55,06	0,08	6,00		75,24	55,07	0,08	6,00
HMGB 1	36,18	28,93	0,07	6,00		36,18	19,95	0,09	6,00		36,18	19,97	0,09	6,00
HMGB-2	38,40	34,09	0,12	4,00		38,40	23,72	0,15	4,00		38,40	21,52	0,07	6,00
HMGB-X1	42,25	33,50	0,12	4,00		42,25	23,53	0,15	4,00		42,25	20,68	0,07	6,00
HMGB-X3	43,83	53,86	0,10	4,00		43,83	33,50	0,12	4,00		43,83	32,12	0,05	6,00
OEN 1	52,86	70,28	0,08	6,00		52,86	43,05	0,10	6,00		52,86	43,08	0,10	6,00
OEN-2	135,74	61,87	0,21	4,00		135,74	45,30	0,26	4,00		135,74	37,86	0,11	6,00
OEN-3	128,48	65,71	0,32	4,00		128,48	50,16	0,40	4,00		128,48	39,08	0,18	6,00
OEN-4	82,51	69,65	0,13	4,00		82,51	42,26	0,17	4,00		82,51	42,13	0,08	6,00
OEN-X1	138,27	53,93	0,17	4,00		138,27	33,77	0,22	4,00		138,27	32,11	0,10	6,00
OEN-X2	154,68	55,59	0,17	4,00		154,68	36,65	0,22	4,00		154,68	32,45	0,10	6,00
OEN-X3	150,44	71,94	0,13	4,00		150,44	45,55	0,17	4,00		150,44	43,20	0,08	6,00
OEN-X4	20,13	71,06	0,13	4,00		20,13	44,30	0,17	4,00		20,13	42,80	0,07	6,00
P3	151,85	54,96	0,17	4,00		151,85	35,24	0,22	4,00		151,85	32,60	0,10	6,00
P7	43,18	59,98	0,16	4,00		43,18	40,15	0,20	4,00		43,18	39,20	0,09	6,00
P9	20,00	89,97	0,08	4,00		20,00	51,30	0,11	4,00		20,00	50,71	0,05	6,00
SBEK-1	20,00	60,42	0,06	4,00		20,00	40,37	0,07	4,00		20,00	40,17	0,03	6,00
T1	261,05	99,31	0,15	4,00		261,05	59,56	0,20	4,00		261,05	55,82	0,09	6,00
T2	177,27	98,10	0,15	4,00		177,27	58,00	0,20	4,00		177,27	55,16	0,09	6,00
T3	143,51	97,39	0,16	4,00		143,51	56,68	0,21	4,00		143,51	55,24	0,09	6,00
T4	237,05	90,60	0,14	4,00		237,05	52,02	0,18	4,00		237,05	51,12	0,08	6,00
T5	232,20	90,44	0,13	4,00		232,20	52,31	0,17	4,00		232,20	50,99	0,08	6,00
T6	139,67	59,95	0,17	4,00		139,67	40,04	0,20	4,00		139,67	39,19	0,09	6,00
T7	215,11	62,08	0,16	4,00		215,11	43,16	0,20	4,00		215,11	40,02	0,09	6,00
T8	167,65	64,57	0,15	4,00		167,65	43,18	0,19	4,00		167,65	41,18	0,09	6,00
T10	169,82	63,21	0,15	4,00		169,82	41,35	0,19	4,00		169,82	40,61	0,09	6,00
T12	166,51	56,04	0,16	4,00		166,51	37,17	0,21	4,00		166,51	36,39	0,09	6,00
T13	158,54	56,14	0,16	4,00		158,54	37,32	0,21	4,00		158,54	36,40	0,09	6,00
T14	161,25	56,74	0,14	4,00		161,25	38,01	0,17	4,00		161,25	37,07	0,07	6,00
T15	160,68	56,27	0,09	4,00		160,68	37,15	0,10	4,00		160,68	36,35	0,04	6,00
T16	157,89	58,53	0,16	4,00		157,89	40,53	0,20	4,00		157,89	37,42	0,09	6,00
T17	158,97	54,84	0,17	4,00		158,97	35,67	0,22	4,00		158,97	32,13	0,10	6,00
T18	167,33	53,59	0,17	4,00		167,33	33,26	0,22	4,00		167,33	32,00	0,10	6,00
T19	154,01	52,88	0,14	4,00		154,01	32,47	0,18	4,00		154,01	31,59	0,08	6,00

Annexes

T20	148,40	53,93	0,17	4,00	148,40	33,86	0,23	4,00	148,40	32,05	0,10	6,00
T21	159,69	54,62	0,16	4,00	159,69	35,04	0,22	4,00	159,69	32,12	0,10	6,00
T22	101,62	69,96	0,13	4,00	101,62	42,65	0,17	4,00	101,62	42,29	0,08	6,00
T23	126,69	70,47	0,13	4,00	126,69	43,51	0,17	4,00	126,69	42,66	0,08	6,00
T24	94,93	67,69	0,17	4,00	94,93	47,37	0,21	4,00	94,93	42,13	0,09	6,00
T25	94,68	52,65	0,10	4,00	94,68	31,77	0,10	4,00	94,68	31,27	0,04	6,00
T26	129,26	31,74	0,16	4,00	129,26	23,81	0,19	4,00	129,26	19,30	0,09	6,00
T27	134,83	70,50	0,13	4,00	134,83	43,39	0,17	4,00	134,83	42,79	0,08	6,00
T28	156,52	57,39	0,16	4,00	156,52	38,99	0,20	4,00	156,52	37,05	0,09	6,00
T29	179,55	57,96	0,16	4,00	179,55	40,02	0,20	4,00	179,55	36,96	0,09	6,00
T30	100,16	65,02	0,14	4,00	100,16	43,80	0,17	4,00	100,16	41,43	0,08	6,00
T31	42,63	64,17	0,14	4,00	42,63	42,56	0,18	4,00	42,63	41,28	0,08	6,00
T33	115,13	64,98	0,14	4,00	115,13	43,65	0,17	4,00	115,13	41,51	0,08	6,00
WBEK 1	91,31	96,28	0,05	6,00	91,31	54,88	0,06	6,00	91,31	54,89	0,06	6,00
WBEK-2	56,56	101,61	0,28	4,00	56,56	63,49	0,36	4,00	56,56	56,10	0,16	6,00
WBEK-3	108,34	95,48	0,15	4,00	108,34	54,63	0,20	4,00	108,34	54,05	0,09	6,00
WOEN 1	196,42	63,61	0,16	6,00	196,42	41,91	0,20	6,00	196,42	41,93	0,20	6,00
WOEN-2	119,79	67,44	0,45	4,00	119,79	52,79	0,57	4,00	119,79	38,95	0,25	6,00
WOEN-3 P1	153,03	63,38	0,15	4,00	153,03	41,61	0,19	4,00	153,03	40,74	0,09	6,00
ZAM 1	20,00	32,11	0,05	6,00	20,00	21,06	0,06	6,00	20,00	21,10	0,06	6,00
ZAM 2	84,15	32,06	0,01	6,00	84,15	21,06	0,01	6,00	84,15	21,10	0,01	6,00
SOEN-1	68,72	62,41	0,16	4,00	68,72	41,71	0,20	4,00	68,72	39,10	0,09	6,00
T32	115,48	94,31	0,24	4,00	115,48	58,81	0,32	4,00	115,48	51,80	0,14	6,00
T34	25,78	62,40	0,21	4,00	25,78	42,18	0,27	4,00	25,78	38,71	0,12	6,00
HBDJ-1	10,00	54,04	0,09	4,00	10,00	33,97	0,12	4,00	10,00	32,25	0,05	6,00
RAA 1	26,652	14,06	0,08	4,00	26,65	14,06	0,08	4,00	26,65	14,06	0,08	4,00
RAA-2	0	0,00		4,00	0	0,00		4,00	0			6,00
RAA-5	28,722	13,66	0,05	4,00	28,72	13,62	0,05	4,00	28,72	13,68	0,02	6,00
RAMA 1	0	0,00		6,00	0	0,00		6,00	0			6,00
ERAMA 1	75,82	28,15	0,15	6,00	75,82	18,95	0,18	6,00	75,82	18,97	0,18	6,00
ERAMA 2	89,422	28,12	0,09	6,00	89,42	18,85	0,12	6,00	89,42	18,88	0,12	6,00
SRAMA 1	0	0,00		6,00	0	0,00		6,00	0			6,00
NRAA-1	38	19,19	0,02	4,00	38	18,59	0,02	4,00	38	18,64	0,01	6,00
NRAA-2	54,333	22,01	0,04	4,00	54,33	21,41	0,05	4,00	54,33	21,56	0,02	6,00
NRAA-4	0	0,00		4,00	0	0,00		4,00	0			6,00
ERAA-1	45	15,83	0,07	4,00	45	15,19	0,07	4,00	45	15,42	0,03	6,00
ERAA-2	76,352	30,74	0,21	4,00	76,35	22,54	0,26	4,00	76,35	19,32	0,11	6,00
ZMD-1	40,999	21,21	0,07	4,00	41	18,89	0,08	4,00	41	19,10	0,04	6,00
ZMD-3	43,841	22,02	0,10	4,00	43,84	19,77	0,11	4,00	43,84	19,75	0,05	6,00
NBOG- 1BIS	12,72	22,34	0,04	4,00	12,72	19,96	0,04	4,00	12,72	19,96	0,02	6,00
NBOG-2	15,26	22,22	0,03	4,00	15,26	19,83	0,03	4,00	15,26	19,88	0,02	6,00

Tableau An .C1 : les Résultats de simulation de 03 scénarios de 80 puits

Annexes

	Scénario 01		Scénario 02		Scénario 03	
	d(in)	EVR	d(in)	EVR	d(in)	EVR
TRNKL						
MFD BEK M-1_MFD EPF RAMA-2	10,00	1,20	12,00	0,84	12,00	0,84
MFD BEK M-1_MFD OEN M-3	6,00	0,13	8,00	0,10	8,00	0,10
MFD BEK M-2_MFD BEK M-1	6,00	1,01	8,00	0,72	8,00	0,72
MFD BEK M-3_MFD BEK M-2	8,00	0,29	10,00	0,25	10,00	0,24
MFD NBOG_MFD ZMD M1	6,00	0,03	8,00	0,02	8,00	0,02
MFD OEN M-1_MFD OEN M-3	6,00	0,48	8,00	0,34	8,00	0,34
MFD OEN M-2_MFD OEN M-3	8,00	0,37	10,00	0,30	10,00	0,30
MFD OEN M-3_EPF RAMA-2	10,00	0,99	12,00	0,69	12,00	0,69
MFD OEN M-3_EPF RAMA-2	10,00	0,98	12,00	0,69	12,00	0,69
MFD OEN M-4_MFD OEN M-3	6,00	0,17	8,00	0,12	8,00	0,12
MFD OEN M-5_MFD EPF RAMA-2	8,00	0,91	10,00	0,58	10,00	0,58
MFD RAA M-4_MFD EPF RAMA-2	10,00	0,09	12,00	0,06	12,00	0,09
MFD RAA M-4_MFD RAA M-5	8,00	0,12	10,00	0,08	10,00	0,08
MFD RAA M-5_MFD RAA M6	6,00	0,03	8,00	0,02	8,00	0,02
MFD RAMA M-1_MFD EPF RAMA-2	8,00	0,61	10,00	0,39	10,00	0,39
MFD ZAM M-1_MFD RAMA M-1	6,00	0,17	8,00	0,12	8,00	0,12
MFD ZMD M1_MFD RAA M-5	6,00	0,12	8,00	0,07	8,00	0,07

Tableau An.C2 : Résultats de simulation de 03 scénarios des truck-lines

Annexe D : résultats de simulations du modèle réseau (80 puits) sur une période de 14 ans

Les puits	2023			2024			2025			2026		
	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR
BEK-1	76,871	23,602	0,080	64,281	31,509	0,068	51,933	37,971	0,062	39,218	39,532	0,060
BEK-2	203,845	24,923	0,154	198,359	32,661	0,131	187,833	39,052	0,119	173,005	40,601	0,116
BEK-3	181,964	34,364	0,375	163,056	40,192	0,320	142,080	45,421	0,289	113,688	46,731	0,283
BEK-3 P2	104,018	27,960	0,097	95,214	39,138	0,088	81,575	48,937	0,078	60,861	50,681	0,077
BMTG 1	137,842	31,522	0,107	118,757	43,167	0,089	99,969	53,331	0,079	86,284	55,020	0,078
HMGB 1	100,244	17,937	0,092	91,273	18,997	0,089	77,513	19,862	0,087	53,199	18,016	0,092
HMGB-2	102,807	21,123	0,146	89,666	22,602	0,155	73,822	23,631	0,151	54,793	21,997	0,159
HMGB-X1	0,000	0,000		26,826	19,340	0,038	80,844	23,493	0,148	58,494	21,921	0,155
HMGB-X3	0,000	0,000		0,000	0,000		87,937	31,357	0,112	64,681	33,373	0,119
OEN 1	114,877	24,331	0,144	103,815	33,601	0,120	87,329	41,703	0,107	69,098	43,288	0,105
OEN-2	234,464	34,215	0,345	215,423	39,360	0,293	186,624	44,107	0,263	157,068	45,479	0,257
OEN-3	246,458	40,295	0,531	222,159	44,795	0,451	190,306	49,073	0,406	156,461	50,326	0,395
OEN-4	178,778	23,250	0,219	166,459	32,724	0,198	130,520	40,895	0,176	99,518	42,491	0,172
OEN-X1	0,000	0,000		0,000	0,000		101,341	30,330	0,114	170,807	33,645	0,222
OEN-X2	171,581	17,944	0,197	270,448	29,121	0,264	231,401	34,969	0,227	188,829	36,535	0,220
OEN-X3	0,000	0,000		191,763	35,816	0,166	197,222	44,267	0,172	170,292	45,767	0,169
OEN-X4	0,000	0,000		0,000	0,000		34,983	41,397	0,071	25,433	43,012	0,076

Annexes

P3	0,000	0,000		0,000	0,000		209,234	32,949	0,209	186,184	35,122	0,221
P7	0,000	0,000		0,000	0,000		72,850	38,603	0,186	57,507	40,308	0,200
P9	0,000	0,000		0,000	0,000		10,000	48,897	0,031	20,000	50,726	0,052
SBEK-1	20,000	24,237	0,069	20,000	32,183	0,053	20,000	38,696	0,043	20,000	40,294	0,037
T1	116,329	32,460	0,103	296,028	48,632	0,232	281,314	57,947	0,207	269,716	59,524	0,203
T2	0,000	0,000		69,691	42,998	0,059	244,998	56,360	0,208	204,235	57,964	0,204
T3	0,000	0,000		130,897	43,629	0,134	193,649	54,986	0,209	165,811	56,636	0,205
T4	0,000	0,000		69,407	39,463	0,049	266,859	50,218	0,174	250,904	51,943	0,171
T5	0,000	0,000		0,000	0,000		240,133	50,377	0,159	245,221	52,319	0,170
T6	0,000	0,000		215,427	31,725	0,143	226,876	38,311	0,161	190,024	39,937	0,169
T7	159,463	25,874	0,150	263,422	36,180	0,221	249,590	41,898	0,200	231,551	43,314	0,196
T8	107,192	23,935	0,097	266,368	34,520	0,223	234,900	41,446	0,198	199,502	43,300	0,193
T10	0,000	0,000		152,805	31,448	0,128	239,811	39,555	0,199	202,718	41,475	0,194
T12	172,194	21,618	0,160	271,060	29,727	0,234	236,358	35,718	0,210	199,120	37,382	0,205
T13	0,000	0,000		222,468	29,584	0,200	227,480	35,875	0,210	190,641	37,533	0,205
T14	108,832	21,934	0,102	267,203	31,100	0,213	231,596	36,502	0,163	193,843	38,193	0,162
T15	0,000	0,000		62,739	29,301	0,058	229,527	39,133	0,207	192,579	40,661	0,202
T16	108,003	22,579	0,101	265,271	33,704	0,231	229,148	39,179	0,208	190,626	40,727	0,202
T17	0,000	0,000		235,378	26,641	0,227	237,267	33,956	0,228	193,540	35,553	0,220
T18	173,677		0,200	277,404	24,631	0,267	241,935	31,378	0,230	200,894	33,130	0,222
T19	0,000	0,000	0,000	151,414	22,491	0,099	233,038	30,479	0,176	188,729	32,302	0,175
T20	110,566	14,754	0,130	272,471	25,356	0,269	231,412	31,965	0,234	185,160	33,716	0,228
T21	177,024	16,739	0,197	280,089	27,153	0,263	239,809	33,326	0,225	195,107	34,941	0,217
T22	0,000	0,000		110,331	32,786	0,113	160,783	41,292	0,175	125,607	42,879	0,171
T23	0,000	0,000		53,240	33,093	0,049	186,068	42,184	0,175	151,907	43,740	0,171
T24	0,000	0,000		131,170	33,720	0,113	199,816	44,092	0,181	152,116	46,466	0,189
T25	0,000	0,000		106,660	23,171	0,064	149,422	30,019	0,097	117,234	31,621	0,099
T26	0,000	0,000		222,933	20,478	0,135	232,131	22,285	0,159	191,419	21,407	0,185
T27	94,173	23,622	0,089	230,457	34,072	0,196	195,534	42,057	0,175	160,184	43,625	0,171
T28	0,000	0,000		217,814	31,151	0,199	223,179	37,594	0,209	187,854	39,196	0,204
T29	173,874	23,457	0,158	279,079	33,211	0,231	247,650	38,672	0,208	211,570	40,215	0,203
T30	0,000	0,000		59,279	32,042	0,050	196,131	42,066	0,178	140,411	43,913	0,174
T31	0,000	0,000		0,000	0,000		64,821	39,570	0,040	76,167	41,389	0,078
T33	0,000	0,000		0,000	0,000		153,107	41,493	0,163	135,557	43,769	0,174
WBEK 1	132,641	31,025	0,086	122,574	42,851	0,072	110,722	53,137	0,063	98,618	54,842	0,062
WBEK-2	201,114	43,283	0,464	180,064	52,183	0,386	153,809	60,951	0,346	105,604	62,987	0,354
WBEK-3	178,665	31,322	0,253	169,112	42,897	0,230	146,633	52,925	0,204	125,779	54,594	0,200
WOEN 1	258,783	25,543	0,270	242,324	32,997	0,229	225,308	40,136	0,203	211,450	42,034	0,198
WOEN-2	229,915	43,834	0,759	208,621	47,868	0,645	180,176	51,779	0,580	148,199	52,936	0,566
WOEN-3 P1	250,758	24,767	0,242	252,121	32,635	0,224	220,393	39,830	0,199	184,971	41,739	0,194
ZAM 1	97,837	18,666	0,068	83,448	19,870	0,067	52,331	21,020	0,067	22,799	19,143	0,070
ZAM 2	103,611	18,728	0,012	99,424	19,895	0,011	94,536	21,016	0,011	88,965	19,179	0,011
SOEN-1	120,192	27,303	0,267	100,326	33,764	0,228	86,464	39,374	0,207	77,142	42,097	0,198
T32	0,000	0,000		145,806	48,618	0,355	130,436	57,335	0,327	122,646	58,820	0,320

Annexes

T34	0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		26,428	39,267	0,136
HBDJ-1	10,000	15,134	0,074	10,000	25,195	0,129	10,000	31,840	0,110	10,000	33,707	0,112
RAA 1	50,765	14,102	0,086	45,876	14,083	0,085	33,920	14,073	0,084	30,975	15,101	0,111
RAA-2	56,000	15,218	0,069	34,645	15,229	0,069	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
RAA-5	35,000	13,931	0,059	33,874	13,941	0,058	31,420	13,684	0,056	31,000	15,551	0,155
RAMA 1	144,272	11,286	0,115	100,000	11,210	0,089		11,160	0,025	0,000	0,000	0,000
ERAMA 1	155,445	16,897	0,196	120,528	17,977	0,189	100,000	18,859	0,184	88,353	16,621	0,089
ERAMA 2	126,000	16,784	0,126	123,645	17,874	0,121	110,415	18,764	0,118	98,343	16,725	0,089
SRAMA 1	33,964	11,908	0,043	22,762	11,909	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NRAA-1	45,000	20,475	0,039	44,963	20,538	0,035	41,634	19,308	0,029	38,000	18,638	0,034
NRAA-2	62,832	26,848	0,189	61,942	26,902	0,189	57,320	22,205	0,089	55,000	21,465	0,036
NRAA-4	45,843	22,749	0,077	38,863	22,891	0,081	29,000	21,239	0,025	0,000	0,000	0,000
ERAA-1	113,000	17,747	0,305	98,523	17,828	0,308	85,823	16,798	0,293	70,620	15,319	0,128
ERAA-2	147,992	20,835	0,274	110,773	21,728	0,265	95,000	22,470	0,258	88,282	19,003	0,193
ZMD-1	44,825	20,493	0,087	44,825	20,503	0,086	44,825	19,548	0,087	44,825	18,934	0,088
ZMD-3	47,668	21,557	0,113	47,668	21,541	0,112	47,668	20,612	0,114	47,668	20,004	0,116
NBOG-IBIS	12,716	21,814	0,037	12,716	21,649	0,037	12,716	20,661	0,038	12,716	20,008	0,038
NBOG-2	10,000	21,711	0,026	15,259	21,542	0,034	15,259	20,551	0,034	15,259	19,894	0,034

Tableau .Annexe.D.1.a :Résultats de simulations de du modèle réseau (80 puits) sur une période de 14 ans

Les puits	2027				2028				2029		
	Pt (bar)	PL(bar)avant	Pl après	EVR	Pt (bar)	PL(bar)avant	PL(bar)après	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR
BEK-1	31,61	39,66	22,08	0,08	24,69	22,51	13,77	0,11	20,10	13,38	0,10
BEK-2	161,04	40,73	23,46	0,16	149,29	23,87	15,70	0,21	137,62	15,37	0,21
BEK-3	93,59	46,84	33,34	0,39	79,70	33,63	28,50	0,50	65,55	28,32	0,51
BEK-3 P2	48,26	50,86	39,84	0,09	40,95	40,19	27,13	0,11	33,78	26,88	0,11
BMTG 1	75,24	55,24	45,00	0,09	64,16	45,18	34,10	0,10	52,95	33,80	0,10
HMGB 1	36,18	19,95	19,95	0,09	25,51	19,95	19,95	0,09	20,01	19,70	0,08
HMGB-2	38,40	23,72	23,72	0,15	27,91	23,72	23,72	0,15	20,49	23,50	0,15
HMGB-X1	42,25	23,53	23,53	0,15	32,20	23,51	23,51	0,15	24,14	23,38	0,15
HMGB-X3	43,83	33,50	33,50	0,12	30,80	33,63	33,63	0,12	21,36	33,68	0,12
OEN 1	52,86	43,26	38,03	0,11	41,45	38,14	25,25	0,14	31,78	24,87	0,14
OEN-2	135,74	45,48	40,92	0,28	117,32	40,91	29,59	0,46	100,44	29,41	0,46
OEN-3	128,48	50,33	46,19	0,43	102,48	46,18	36,42	0,70	83,92	36,28	0,71
OEN-4	82,51	42,47	37,20	0,18	68,58	37,30	24,24	0,23	55,63	23,85	0,24
OEN-X1	138,27	33,77	33,77	0,22	109,49	33,90	33,90	0,22	87,17	34,00	0,22
OEN-X2	154,68	36,65	36,65	0,22	124,59	36,77	36,77	0,22	97,53	36,86	0,22
OEN-X3	150,44	45,74	40,82	0,18	133,74	40,92	29,25	0,23	118,29	28,92	0,23
OEN-X4	20,13	42,98	37,70	0,08	20,00	37,79	24,65	0,09	20,00	24,22	0,08

Annexes

P3	151,85	35,24	35,24	0,22	121,89	35,37	35,37	0,22	95,46	35,46	0,22
P7	43,18	40,44	23,72	0,28	34,46	24,13	16,37	0,36	26,67	16,07	0,36
P9	20,00	50,89	39,85	0,05	20,00	40,18	27,08	0,06	20,00	26,80	0,06
SBEK-1	20,00	40,45	22,96	0,04	20,00	23,42	14,41	0,05	20,00	14,02	0,04
T1	261,05	59,73	50,25	0,23	253,18	50,42	40,69	0,27	245,69	40,44	0,27
T2	177,27	58,17	48,50	0,23	154,25	48,67	38,63	0,27	135,23	38,37	0,27
T3	143,51	56,85	46,86	0,23	124,62	47,04	36,48	0,27	108,13	36,20	0,27
T4	237,05	52,21	41,38	0,20	180,67	42,16	29,70	0,29	78,12	30,15	0,33
T5	232,20	52,49	41,88	0,19	219,65	42,21	30,01	0,24	205,42	29,79	0,24
T6	139,67	40,34	23,44	0,26	71,56	24,47	16,76	0,40	33,80	16,10	0,38
T7	215,11	43,43	28,42	0,27	198,95	28,76	22,57	0,35	182,63	22,38	0,36
T8	167,65	43,38	38,28	0,21	136,85	38,42	25,52	0,28	108,17	24,96	0,28
T10	169,82	41,56	36,25	0,21	137,74	36,40	22,58	0,28	108,10	21,95	0,28
T12	166,51	37,39	31,74	0,22	135,72	31,73	14,86	0,36	107,07	14,51	0,37
T13	158,54	37,54	31,92	0,22	128,86	31,90	15,22	0,36	101,21	14,88	0,37
T14	161,25	38,23	32,64	0,18	131,15	32,67	16,20	0,28	103,06	15,99	0,30
T15	160,68	40,66	35,53	0,22	131,18	35,52	21,68	0,36	103,45	21,43	0,37
T16	157,89	40,73	35,52	0,22	128,09	35,51	21,38	0,36	100,50	21,12	0,37
T17	158,97	35,67	35,67	0,22	128,36	35,79	35,79	0,22	100,47	35,88	0,22
T18	167,33	33,26	33,26	0,22	136,22	33,39	33,39	0,22	107,44	33,49	0,22
T19	154,01	32,47	32,47	0,18	123,71	32,64	32,64	0,18	96,76	32,78	0,18
T20	148,40	33,86	33,86	0,23	117,05	34,01	34,01	0,23	91,10	34,12	0,23
T21	159,69	35,04	35,04	0,22	128,66	35,15	35,15	0,21	100,55	35,24	0,21
T22	101,62	42,85	37,62	0,18	85,63	37,72	24,81	0,23	72,20	24,43	0,23
T23	126,69	43,72	38,59	0,18	103,93	38,69	26,22	0,23	86,71	25,85	0,23
T24	94,93	47,56	42,86	0,22	46,68	43,82	32,67	0,31	22,02	28,22	0,24
T25	94,68	31,77	31,77	0,10	76,99	31,93	31,93	0,10	61,25	32,05	0,10
T26	129,26	23,81	23,81	0,19	76,24	24,53	24,53	0,21	40,21	24,78	0,22
T27	134,83	43,60	38,43	0,18	113,84	38,54	25,91	0,23	95,74	25,54	0,23
T28	156,52	39,20	33,80	0,22	127,21	33,79	18,58	0,36	99,78	18,29	0,37
T29	179,55	40,22	35,03	0,22	148,24	35,01	20,89	0,36	119,10	20,64	0,37
T30	100,16	44,00	38,96	0,19	74,44	39,10	26,44	0,25	53,59	25,90	0,25
T31	42,63	41,47	36,01	0,08	27,29	36,17	21,56	0,11	20,04	20,87	0,11
T33	115,13	43,85	38,77	0,19	97,73	38,91	26,11	0,25	85,14	25,56	0,25
WBEK 1	91,31	55,06	44,67	0,07	84,36	44,86	33,63	0,08	77,22	33,33	0,08
WBEK-2	56,56	63,64	55,02	0,41	25,99	55,25	46,80	0,48	20,00	45,42	0,46
WBEK-3	108,34	54,81	44,67	0,22	94,65	44,85	33,99	0,26	84,95	33,70	0,27
WOEN 1	196,42	42,12	36,88	0,21	181,92	37,03	23,55	0,29	168,65	22,95	0,29
WOEN-2	119,79	52,94	49,14	0,62	92,32	49,13	40,50	1,00	67,39	40,38	0,88
WOEN-3 P1	153,03	41,82	36,55	0,21	122,09	36,70	23,03	0,28	93,66	22,42	0,28
ZAM 1	20,00	21,06	21,06	0,06	20,00	21,02	21,02	0,05	20,00	20,87	0,05
ZAM 2	84,15	21,06	21,06	0,01	79,87	21,04	21,04	0,01	75,91	20,90	0,01
SOEN-1	68,72	41,92	36,78	0,22	63,21	36,68	22,98	0,32	58,42	22,64	0,32
T32	115,48	58,97	49,85	0,37	109,26	50,13	40,54	0,45	104,11	40,37	0,45

Annexes

T34	25,78	38,90	33,42	0,13	26,42	33,19	17,46	0,17	26,78	16,88	0,17
HBDJ-1	10,00	33,97	33,97	0,12	10,00	34,24	34,24	0,12	10,00	34,48	0,13
RAA 1	26,65	14,06	14,06	0,08	24,86	13,96	13,96	0,08	23,56	14,05	0,08
RAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	28,72	13,62	13,62	0,05	23,72	13,58	13,58	0,05	20,54	13,62	0,04
RAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	75,82	18,95	18,95	0,18	74,22	18,95	18,95	0,18	67,18	18,83	0,18
ERAMA 2	89,42	18,85	18,85	0,12	70,43	18,86	18,86	0,12	67,00	18,74	0,12
SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	38,00	18,59	18,59	0,02	34,19	18,46	18,47	0,02	33,45	18,60	0,03
NRAA-2	54,33	21,41	21,41	0,05	51,88	21,24	21,24	0,06	48,97	21,55	0,10
NRAA-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	45,00	15,19	15,19	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	76,35	22,54	22,54	0,26	66,84	22,55	22,55	0,26	59,43	22,45	0,26
ZMD-1	41,00	18,89	18,89	0,08	37,17	18,70	18,70	0,07	33,34	18,81	0,06
ZMD-3	43,84	19,77	19,77	0,11	41,41	19,47	19,47	0,10	38,98	19,52	0,09
NBOG-1BIS	12,72	19,96	19,96	0,04	12,72	19,70	19,70	0,04	11,30	19,94	0,04
NBOG-2	15,26	19,83	19,84	0,03	15,26	19,57	19,57	0,03	13,84	19,80	0,03

Tableau.Annexe.D.1.b :Résultats de simulations de du modèle réseau (80 puits) sur une période de 14 ans

Les puits	2030				2031			2032		
	Pt (bar)	PL(bar) avant	PL(bar) après	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR
BEK-1	20,000	12,011	12,061	0,098	20,000	10,930	0,094	20,000	10,020	0,089
BEK-2	125,905	14,230	14,273	0,222	116,249	13,353	0,234	106,855	12,648	0,246
BEK-3	53,076	27,727	27,749	0,540	46,466	27,290	0,568	40,877	26,951	0,595
BEK-3 P2	26,754	26,190	26,235	0,109	21,636	25,232	0,111	20,000	24,076	0,108
BMTG 1	44,928	33,262	33,174	0,104	34,053	32,199	0,105	20,197	31,039	0,100
HMGB 1	20,000	19,025	5,451	0,197	20,000	4,886	0,192	20,000	4,205	0,220
HMGB-2	20,000	22,633	11,953	0,257	20,000	11,229	0,249	20,000	10,498	0,247
HMGB-X1	20,055	22,688	12,917	0,265	20,000	12,038	0,255	20,000	11,174	0,249
HMGB-X3	20,000	33,245	33,245	0,102	20,000	32,941	0,090	20,000	32,681	0,081
OEN 1	24,630	24,205	24,267	0,145	20,708	23,712	0,144	20,000	22,683	0,129

Annexes

OEN-2	89,716	28,931	28,965	0,488	81,623	28,743	0,502	73,687	28,484	0,521
OEN-3	67,847	35,895	35,922	0,750	53,960	35,753	0,772	43,062	35,568	0,801
OEN-4	46,386	23,167	23,231	0,239	41,438	22,691	0,242	36,780	21,840	0,247
OEN-X1	69,905	33,920	33,920	0,221	54,999	33,878	0,221	43,365	33,815	0,221
OEN-X2	79,071	36,786	36,786	0,218	63,835	36,748	0,219	48,977	36,689	0,219
OEN-X3	104,151	28,344	28,398	0,235	94,028	27,947	0,238	85,749	27,244	0,243
OEN-X4	20,000	23,493	23,557	0,078	20,000	22,986	0,073	20,000	22,108	0,069
P3	77,383	35,387	35,387	0,220	62,200	35,347	0,220	47,778	35,285	0,220
P7	20,925	14,993	15,032	0,383	20,000	13,788	0,376	20,000	12,491	0,348
P9	20,000	26,084	26,130	0,051	20,000	25,102	0,047	20,000	23,928	0,037
SBEK-1	18,889	12,459	12,512	0,020	0,000	0,000		0,000	0,000	
T1	238,788	39,984	39,910	0,270	232,844	39,101	0,274	226,696	38,198	0,280
T2	119,722	37,899	37,822	0,271	106,796	36,977	0,276	95,403	36,126	0,284
T3	96,332	35,698	35,615	0,273	89,898	34,712	0,277	83,933	33,698	0,283
T4	28,906	29,664	29,705	0,343	20,000	27,933	0,298	20,000	25,924	0,240
T5	190,637	29,174	29,215	0,245	179,905	28,333	0,251	170,466	27,354	0,258
T6	13,350	11,921	11,971	0,107	0,000	0,000		0,000	0,000	
T7	163,899	21,862	21,890	0,382	135,243	21,963	0,419	98,800	22,317	0,459
T8	86,828	23,527	23,596	0,296	71,297	23,050	0,302	55,449	22,641	0,307
T10	86,452	20,332	20,410	0,298	70,678	19,786	0,304	54,488	19,316	0,309
T12	86,091	13,535	13,604	0,389	70,616	13,139	0,400	54,720	12,581	0,416
T13	82,083	13,927	13,994	0,389	66,809	13,542	0,400	51,471	13,001	0,415
T14	83,376	15,203	15,267	0,317	68,032	14,980	0,333	52,445	14,628	0,353
T15	83,899	20,770	20,816	0,385	68,713	20,509	0,396	53,133	20,148	0,411
T16	81,501	20,439	20,487	0,385	66,232	20,169	0,396	50,930	19,795	0,411
T17	81,373	35,809	35,809	0,219	66,082	35,770	0,219	50,731	35,711	0,220
T18	86,379	33,409	33,409	0,221	70,966	33,367	0,221	54,967	33,302	0,222
T19	78,414	32,745	32,745	0,188	63,189	32,746	0,191	48,513	32,727	0,195
T20	72,712	34,050	34,050	0,230	57,011	34,013	0,230	44,252	33,979	0,232
T21	81,332	35,154	35,154	0,214	65,972	35,111	0,214	50,580	35,027	0,214
T22	60,336	23,757	23,820	0,238	51,106	23,290	0,241	45,217	22,458	0,246
T23	73,296	25,217	25,277	0,237	63,301	24,777	0,241	53,831	23,994	0,246
T24	7,778	19,547	19,635	0,050	0,000	0,000		0,000	0,000	
T25	49,293	31,981	31,981	0,105	44,144	31,948	0,106	40,045	31,890	0,107
T26	21,547	22,757	13,494	0,486	20,000	7,361	0,272	5,000	1,933	0,052
T27	83,415	24,894	24,955	0,237	73,649	24,445	0,240	64,238	23,645	0,245

Annexes

T28	80,936	17,516	17,570	0,388	65,632	17,208	0,399	50,499	16,782	0,415
T29	94,376	19,957	20,005	0,385	78,503	19,686	0,396	62,387	19,311	0,411
T30	41,817	24,514	24,580	0,268	34,437	24,056	0,273	27,520	23,666	0,278
T31	20,000	19,052	19,139	0,101	20,000	18,420	0,094	20,000	17,876	0,087
T33	74,121	24,139	24,206	0,266	65,267	23,668	0,272	56,535	23,265	0,277
WBEK 1	70,192	32,779	32,689	0,084	63,895	31,703	0,085	57,222	30,590	0,087
WBEK- 2	20,000	43,986	43,920	0,436	20,000	42,081	0,417	20,000	40,133	0,397
WBEK- 3	75,779	33,172	33,086	0,268	67,831	32,142	0,273	59,603	31,080	0,279
WOEN 1	155,726	21,401	21,475	0,305	143,665	20,886	0,312	132,824	20,444	0,317
WOEN- 2	44,277	40,065	40,086	0,896	25,409	39,709	0,954	20,000	35,151	0,996
WOEN- 3 P1	71,161	20,826	20,902	0,298	52,150	20,293	0,304	36,275	19,833	0,309
ZAM 1	20,000	20,326	6,755	0,086	20,000	6,344	0,086	20,000	5,813	0,088
ZAM 2	72,323	20,364	6,896	0,021	69,271	6,466	0,022	66,111	5,904	0,023
SOEN-1	53,815	21,921	21,999	0,332	49,327	21,639	0,339	44,986	21,248	0,348
T32	99,518	39,926	39,955	0,461	96,117	39,314	0,471	93,117	38,610	0,483
T34	27,019	15,834	15,938	0,166	27,190	15,370	0,164	27,341	14,750	0,164
HBDJ-1	10,000	34,549	34,549	0,130	10,000	34,659	0,135	10,000	34,626	0,136
RAA 1	20,000	14,052	14,052	0,083	20,000	14,050	0,083	19,418	14,049	0,082
RAA-2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
RAA-5	19,000	13,633	13,633	0,039	18,025	13,659	0,036	17,654	13,646	0,034
RAMA 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ERAMA 1	50,233	18,338	4,746	0,527	49,002	4,571	0,567	45,435	4,306	0,718
ERAMA 2	66,537	18,239	4,189	0,340	60,322	3,994	0,365	55,742	3,679	0,463
SRAMA 1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NRAA- 1	32,990	18,605	18,605	0,027	28,000	18,622	0,026	26,371	18,551	0,025
NRAA- 2	39,000	21,543	21,543	0,094	36,631	21,461	0,076	33,195	21,393	0,057
NRAA- 4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ERAA-1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ERAA-2	45,725	22,031	12,919	0,739	31,525	12,861	0,799	0,000	0,000	0,000
ZMD-1	29,519	18,811	18,811	0,055	25,692	18,886	0,047	21,866	18,718	0,040

Annexes

ZMD-3	36,563	19,413	19,413	0,083	34,131	19,438	0,078	31,701	19,244	0,075
NBOG-1BIS	10,000	20,067	20,067	0,038	10,000	20,261	0,036	10,000	19,821	0,034
NBOG-2	12,434	19,914	19,914	0,028	11,021	20,101	0,025	10,000	19,646	0,033

Tableau.Annexe.D.1.c : le reste des Résultats de simulations de du modèle réseau (80 puits) sur une période de 14 ans

Les puits	2033				2034			2035			2036		
	Pt (bar)	PL(bar)avt	PL(bar)aps	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR	Pt (bar)	PL(bar)	EVR
BEK-1	20,00	8,94	8,94	0,08	20,00	7,64	0,07	20,00	5,90	0,07	20,00	5,17	0,06
BEK-2	97,57	11,85	11,85	0,26	90,16	10,97	0,29	82,66	9,88	0,33	74,66	9,53	0,36
BEK-3	35,43	26,58		0,63	31,11	26,22	0,68	27,14	25,77	0,78	20,10	24,82	0,81
BEK-3 P2	20,00	22,70	22,71	0,10	20,00	20,56	0,08	20,00	18,19	0,07	20,00	17,68	0,07
BMTG 1	20,00	29,76	29,76	0,09	20,00	29,44	0,09	20,00	26,55	0,09	20,00	25,06	0,09
HMGB 1	20,00	3,90	3,90	0,21	20,00	3,70	0,19	20,00	3,45	0,19	20,00	3,22	0,19
HMGB-2	20,00	9,97	9,97	0,24	20,00	9,46	0,23	20,00	8,93	0,22	20,00	8,22	0,20
HMGB-X1	20,00	10,52	10,52	0,24	20,00	9,96	0,23	20,00	9,46	0,22	20,00	8,96	0,21
HMGB-X3	20,00	31,99	12,75	0,13	20,00	14,19	0,11	20,00	11,75	0,11	20,00	14,24	0,09
OEN 1	20,00	21,54	21,54	0,11	20,00	21,29	0,10	20,00	19,54	0,09	20,00	18,90	0,08
OEN-2	66,04	28,14	28,15	0,55	59,14	27,67	0,62	52,76	27,45	0,66	48,07	27,28	0,72
OEN-3	31,34	34,83	34,83	0,84	24,24	33,74	0,91	20,18	32,75	0,95	20,00	30,38	0,96
OEN-4	32,35	20,87	20,87	0,25	28,36	20,75	0,25	24,65	19,11	0,27	21,22	18,54	0,27
OEN-X1	29,29	33,17	15,70	0,38	20,87	16,49	0,32	20,00	13,56	0,30	20,00	16,67	0,32
OEN-X2	37,88	35,94	21,07	0,38	30,93	21,75	0,34	31,11	21,35	0,41	41,52	27,34	0,47
OEN-X3	77,61	26,45	26,45	0,25	70,14	26,36	0,25	63,09	25,05	0,26	56,29	24,60	0,27
OEN-X4	20,00	21,11	21,11	0,06	20,00	20,98	0,06	20,00	19,28	0,06	20,00	18,69	0,05
P3	36,49	34,60	18,28	0,38	31,84	19,59	0,35	33,94	19,11	0,44	34,83	22,44	0,44
P7	20,00	11,09	11,09	0,32	20,00	9,49	0,30	20,00	6,96	0,23	20,00	5,65	0,16
P9	20,00	22,58	22,59	0,03	4,62	20,46	0,01	0,00	0,00		0,00	0,00	
SBEK-1	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
T1	220,44	37,23	37,23	0,29	214,52	37,01	0,29	208,79	34,77	0,30	203,16	33,66	0,31
T2	74,27	35,41	35,41	0,30	41,00	35,43	0,31	27,53	33,70	0,34	20,03	31,99	0,34
T3	78,25	32,60	32,60	0,29	73,16	32,36	0,29	68,42	29,79	0,31	56,00	28,48	0,32
T4	20,00	23,68	23,68	0,16	15,38	20,83	0,05	0,00			0,00	0,00	
T5	160,65	26,24	26,24	0,27	150,80	24,54	0,28	141,17	22,73	0,31	125,64	22,64	0,33
T6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00		
T7	73,90	22,59	22,59	0,51	54,64	22,97	0,57	40,92	23,30	0,68	30,28	23,80	0,75
T8	43,80	21,97	21,97	0,31	36,72	20,74	0,32	31,63	19,27	0,33	28,17	18,52	0,34

Annexes

T10	42,11	18,56	18,56	0,32	32,35	17,31	0,32	27,50	15,78	0,33	24,56	15,00	0,35
T12	43,42	11,78	11,78	0,44	36,04	10,39	0,47	30,06	9,60	0,49	25,73	9,03	0,52
T13	40,72	12,19	12,19	0,43	32,76	10,83	0,47	29,31	10,33	0,51	37,42	11,37	0,66
T14	41,21	13,95	13,95	0,37	35,20	12,95	0,42	38,65	13,46	0,50	37,92	13,82	0,58
T15	42,73	19,63	19,63	0,43	35,87	18,62	0,47	30,70	18,19	0,51	28,59	18,55	0,57
T16	39,72	18,96	18,97	0,42	31,05	17,52	0,45	25,96	17,00	0,48	31,73	18,79	0,60
T17	40,28	35,07	19,80	0,38	33,31	20,53	0,34	32,84	19,80	0,40	33,84	22,37	0,38
T18	43,89	32,73	14,81	0,39	36,18	16,03	0,35	31,04	14,08	0,39	30,44	16,58	0,36
T19	37,60	32,14	13,93	0,34	29,61	15,33	0,30	24,83	13,48	0,35	27,04	16,55	0,36
T20	33,13	33,36	16,17	0,40	24,69	17,25	0,36	23,31	15,94	0,42	26,33	19,04	0,43
T21	39,68	34,33	18,13	0,37	32,79	18,96	0,32	30,17	17,53	0,37	31,18	19,95	0,35
T22	40,61	21,51	21,51	0,25	36,48	21,40	0,25	32,69	19,79	0,27	29,14	19,25	0,27
T23	46,68	23,11	23,11	0,25	42,06	23,01	0,25	37,19	21,57	0,27	30,88	21,15	0,28
T24	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00	
T25	36,54	31,34	13,45	0,18	33,66	15,10	0,16	31,16	12,99	0,19	28,96	15,44	0,16
T26	0,00	0,00	0,00		0,00			0,00	0,00		0,00		
T27	55,25	22,74	22,74	0,25	48,16	22,63	0,25	43,98	21,10	0,26	40,19	20,58	0,27
T28	40,50	16,17	16,17	0,44	32,92	15,13	0,48	26,84	14,68	0,51	26,15	15,00	0,59
T29	48,50	18,81	18,81	0,44	43,20	18,09	0,49	37,22	17,43	0,51	30,83	16,65	0,53
T30	21,22	22,59	22,59	0,27	20,00	20,10	0,24	20,00	17,73	0,22	20,00	16,07	0,20
T31	20,00	17,02	17,02	0,08	20,00	15,70	0,08	20,00	13,99	0,08	20,00	13,06	0,07
T33	48,77	22,63	22,64	0,28	44,38	21,70	0,30	40,58	20,54	0,32	37,04	19,94	0,33
WBEK 1	50,59	29,38	29,38	0,09	46,09	29,11	0,09	42,19	26,22	0,09	29,60	24,72	0,10
WBEK-2	20,00	38,58	38,58	0,39	20,00	37,81	0,38	20,00	35,12	0,39	20,00	33,42	0,38
WBEK-3	50,12	29,92	29,93	0,28	33,11	29,64	0,28	20,83	26,76	0,28	20,00	25,02	0,25
WOEN 1	121,92	19,75	19,75	0,33	111,92	18,70	0,34	101,82	17,39	0,36	93,42	16,71	0,38
WOEN-2	20,00	29,12	29,12	0,86	20,00	23,42	0,76	20,00	17,91	0,61	20,00	8,80	0,26
WOEN-3 P1	23,34	18,72	18,72	0,29	20,00	15,78	0,16	20,00	13,56	0,08	8,28	12,68	0,01
ZAM 1	20,00	5,58	5,58	0,09	20,00	5,36	0,09	20,00	5,18	0,09	20,00	4,93	0,09
ZAM 2	62,90	5,66	5,66	0,02	59,85	5,43	0,02	56,90	5,24	0,02	53,97	4,98	0,03
SOEN-1	40,70	20,75	20,75	0,36	36,77	20,33	0,37	33,28	19,71	0,39	30,46	19,41	0,40
T32	90,25	37,82	37,82	0,50	87,74	36,64	0,52	85,27	35,40	0,56	82,89	35,15	0,57
T34	27,48	13,96	13,96	0,16	27,60	13,28	0,17	27,73	12,26	0,17	27,86	11,70	0,17
HBDJ-1	10,00	33,99	17,39	0,24	10,00	18,20	0,21	10,00	15,83	0,22	10,00	17,16	0,17
RAA 1	16,95	14,05	14,05	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAA-5	16,00	13,68	13,68	0,03	15,92	13,72	0,03	15,00	13,77	0,03	14,93	14,08	0,03
RAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAMA 1	45,00	4,38	4,38	0,75	43,23	4,54	0,77	43,00	4,58	0,84	40,34	4,60	0,92
ERAMA 2	52,74	3,73	3,73	0,49	40,43	3,97	0,51	30,45	3,27	0,44	20,00	2,28	0,32

Annexes

SRAMA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NRAA-1	24,74	18,59	18,59	0,02	23,23	18,64	0,02	21,77	18,70	0,02	20,00	19,03	0,02
NRAA-2	32,00	21,46	21,46	0,06	31,32	21,51	0,06	29,51	21,57	0,06	25,88	21,94	0,06
NRAA-4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ERAA-2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZMD-1	45,65	18,79	18,79	0,03	44,83	18,85	0,04	44,83	18,99	0,04	44,83	19,22	0,04
ZMD-3	29,69	19,29	19,29	0,07	25,94	19,37	0,06	24,15	19,52	0,06	22,36	18,77	0,03
NBOG-1BIS	10,00	19,90	19,90	0,03	10,00	19,89	0,04	10,00	20,12	0,03	10,00	20,96	0,02
NBOG-2	10,00	19,72	19,72	0,03	10,00	19,75	0,03	10,00	19,96	0,02	10,00	20,77	0,00

Tableau.Annexe.D.1. d :le reste des Résultats de simulations de du modèle réseau (80 puits) sur une période de 14 ans

Année		2023	2024	2025	2026	2027
TRNKL	Diamètre(in)	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR
MFD BEK M-1_MFD EPF RAMA-2	12	0,44	0,63	0,80	0,84	0,93
MFD BEK M-1_MFD OEN M-3	8	0,05	0,08	0,11	0,08	0,31
MFD BEK M-2_MFD BEK M-1	8	0,42	0,58	0,71	0,71	0,93
MFD BEK M-3_MFD BEK M-2	10	0,21	0,23	0,25	0,24	0,28
MFD NBOG_MFD ZMD M1	8	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
MFD OEN M-1_MFD OEN M-3	8	0,16	0,26	0,34	0,34	0,37
MFD OEN M-2_MFD OEN M-3	10	0,16	0,21	0,28	0,29	0,33
MFD OEN-M3 _ EPF RAMA-2_	12	0,33	0,52	0,66	0,70	0,56
MFD OEN-M3 _ EPF RAMA-2A	12	0,33	0,52	0,65	0,69	0,56
MFD OEN M-4_MFD OEN M-3	8	0,07	0,06	0,05	0,13	0,13
MFD OEN M-5_MFD EPF RAMA-2	10	0,14	0,37	0,54	0,58	0,58
MFD RAA M-4_MFD EPF RAMA-2	12	0,14	0,14	0,11	0,09	0,06
MFD RAA M-4_MFD RAA M-5	10	0,17	0,17	0,13	0,09	0,08
MFD RAA M-5_MFD RAA M6	8	0,08	0,08	0,04	0,02	0,02
MFD RAMA M-1_MFD EPF RAMA-2	10	0,31	0,35	0,39	0,31	0,39
MFD ZAM M-1_MFD RAMA M-1	8	0,08	0,10	0,12	0,13	0,12
MFD ZMD M1_MFD RAA M-5	8	0,07	0,07	0,08	0,08	0,07

Tableau.Annexe.D.1. E : Résultats de simulations de du modèle réseau (trunk-line) sur une période de 14 ans

Annexes

Trunck-line	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR	EVR
MFD OEN-M3 _ EPF RAMA-2	0,68	0,67	0,65	0,64	0,62	0,60	0,56	0,55	0,53
MFD OEN-M3 _ EPF RAMA-2A	0,68	0,67	0,65	0,64	0,62	0,60	0,56	0,54	0,53
MFD BEK M-1 _MFD EPF RAMA-2	0,92	0,92	0,88	0,86	0,83	0,81	0,78	0,74	0,72
MFD BEK M-1 _MFD OEN M-3	0,06	0,06	0,05	0,02	0,01	0,00	0,04	0,02	0,02
MFD BEK M-2 _MFD BEK M-1	0,88	0,90	0,94	0,96	0,97	0,98	0,99	0,96	0,91
MFD BEK M-2 _MFD BEK M-1	0,74	0,75	0,78	0,80	0,81	0,81	0,80	0,94	0,92
MFD BEK M-3 _MFD BEK M-2	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,36	0,37	0,39	0,38
MFD NBOG _MFD ZMD M1	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
MFD OEN M-1 _MFD OEN M-3	0,59	0,59	0,62	0,63	0,63	0,65	0,70	0,74	0,78
MFD OEN M-2 _MFD OEN M-3	0,53	0,52	0,50	0,50	0,51	0,53	0,54	0,54	0,55
MFD OEN M-4 _MFD OEN M-3	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,25	0,26	0,28
MFD OEN M-5 _MFD EPF RAMA-2	0,58	0,59	0,59	0,59	0,58	0,58	0,45	0,57	0,63
MFD RAA M-4 _MFD EPF RAMA-2	0,05	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
MFD RAA M-5 _MFD RAA M-4	0,06	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03
MFD RAA M6 _MFD RAA M-5	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
MFD RAMA M-1 _MFD EPF RAMA-2	0,39	0,39	0,29	0,26	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17
MFD ZAM M-1 _MFD RAMA M-1	0,12	0,11	0,30	0,31	0,37	0,36	0,34	0,35	0,35
MFD ZMD M1 _MFD RAA M-5	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,02

Tableau.Annexe.D.1. E : le reste de Résultats de simulations de du modèle réseau (trunck-line) sur une période de 14 ans