

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la

Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département : Hydraulique

Laboratoire de Recherches des Sciences de l'eau

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Hydraulique

**Dimensionnement et Optimisation du réseau de
collecte du champ Gazier AHNET**

Dounia TOUMI

Sous la direction de Mr Salim BENZIADA

Et de Mr Islam AKROUR

Présenté et soutenu publiquement le 15/06 /2023

Composition du Jury :

Présidente	Mme Saadia BENMAMAR,	Pr	ENP
Promoteur	Mr Salim BENZIADA,	MAA	ENP
Examinatrice	Mme Chahinez TCHEKIKEN,	MCB	ENP
Encadreur	Mr Islam AKROUR,	ING	Sonatrach

ENP 2023

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la

Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département : Hydraulique

Laboratoire de Recherches des Sciences de l'eau

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Hydraulique

**Dimensionnement et Optimisation du réseau de
collecte du champ Gazier AHNET**

Dounia TOUMI

Sous la direction de Mr Salim BENZIADA

Et de Mr Islam AKROUR

Présenté et soutenu publiquement le 15 /06 /2023

Composition du Jury :

Présidente	Mme Saadia BENMAMAR,	Pr	ENP
Promoteur	Mr Salim BENZIADA,	MAA	ENP
Examinatrice	Mme Chahinez TCHEKIKEN,	MCB	ENP
Encadreur	Mr Islam AKROUR	ING	Sonatrach

ENP 2023

ملخص

الهدف من هذه الدراسة هو تحسين إنتاج حقل غاز يقع في جنوب الجزائر، بشكل أكثر دقة في AHNET. نسعى جاهدا لتحقيق هذا الهدف من خلال بناء خط مباشر يربط الميدان بمركز الفصل. يعتمد نهجنا على تطبيق المبادئ الأساسية لميكانيك الموائع، بالإضافة إلى استخدام برامج المحاكاة لتحليل الحالة المستقرة و معايرة الإنتاج المثلى بواسطة برنامج PIPESIM. برنامج OLGA لدراسة النظام العابر وفهم التأثيرات الديناميكية لتغيرات الإنتاج، لاختيار القطر الأمثل لخط النقل لضمان إنتاج جيد مع الحد الأدنى من التكاليف. الكلمات المفتاحية : غاز, تحسين الإنتاج , تغيرات الإنتاج , القطر الأمثل , برنامج PIPESIM وOLGA.

Abstract

The aim of this study is to optimize production from a gas field located in southern Algeria, more specifically at AHNET. We aim to achieve this objective by building a direct line from the field to the separation center. Our approach is based on the application of the fundamental principles of fluid mechanics, as well as the use of simulation software such as PIPESIM to analyze the steady state and evaluate optimal production parameters, and OLGA to study the transient regime and understand the dynamic effects linked to production variations. For the choice of the optimum diameter of the transport line to ensure good production with minimum costs.

Key words: optimization, production, OLGA, pressure drops, PIPESIM.

Résumé

L'objectif de cette étude est d'optimiser la production d'un champ pétrolier situé dans le sud de l'Algérie, plus précisément à AHNET. Nous nous efforçons d'atteindre cet objectif en construisant une ligne directe reliant le champ au centre de séparation. Notre approche repose sur l'application des principes fondamentaux de la mécanique des fluides, ainsi que sur l'utilisation de logiciels de simulation PIPESIM pour analyser le régime permanent et évaluer les paramètres de production optimaux, et OLGA pour étudier le régime transitoire et comprendre les effets dynamiques liés aux variations de production. Ce qui permettra le choix du diamètre optimal de la ligne de transport, afin d'assurer une bonne production avec un minimum de coûts.

Mots clés : optimisation, production, OLGA, pertes de charge, PIPESIM.

DÉDICACE

À ma version masculine, mon père, Mohamed.

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour toi ; tu as été et tu resteras toujours ma boussole qui ne perd pas son nord. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien-être. Ce travail est le fruit des sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation, ainsi que de ton encouragement.

A ma très chère mère Chahrazed.

Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.

Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

*Je dédie ce travail à mes chères sœurs **Camilia**, **Kaouther** et **Sarah**. J'espère continuer à être un bon exemple à suivre pour vous.*

A ma chère famille

*A mon cher oncle **Brahim** et sa femme **Nadia** pour ses encouragements et sa générosité.*

*Je remercie ma chère grand-mère et mon grand-père maternel, **Zahia** et **Slimane**, pour leurs vœux qu'ils n'ont cessé de formuler dans leurs prières. Que Dieu préserve leur santé et leur accorde une longue vie.*

À ma grand-mère paternelle, **Zahwa**, qui serait sans doute heureuse de ma réussite, que Dieu vous accueille dans son vaste paradis.

À mes tantes maternelles **Khalida, Hassina, Sabrina et Mehdia**, pour leur soutien si précieux tout au long de ma vie.

À mes tantes paternelles, pour leurs prières, encouragements et soutien.
À ma Cousine **Manel Gaceb** pour son soutien et encouragement tout au long de mon parcours.

À mes amis, **Ikram et Sonia**, merci d'avoir fait de mes années à Polytechnique les meilleures années. Je vous souhaite également beaucoup de courage pour la suite.

À mes encadrants au cours de mes stages, Monsieur **Mustapha**, Monsieur **Mohamed** et Madame **Lilia**, pour leur soutien, leurs aides précieuses et leurs partages d'informations tout au long de mes périodes de stage.

À Monsieur **Chaia** & Monsieur **Nechem** pour leur confiance et aide durant la période de stage.

REMERCIEMENTS

Je remercie dieu de m'avoir béni jusqu'à la réalisation de ce travail.

Je remercie vivement les membres de jury qui m'honore en jugeant mon mémoire de fin d'étude.

*Je tiens aussi à remercier chaleureusement mon encadrant Mr **BENZIADA Salim**, mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.*

Un grand merci à ma famille paternelle et maternelle.

*Je profite de l'occasion pour remercier Mr **Islam AKROUR** pour son aide durant toute la période de stage.*

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Listes des abréviations

Introduction Générale.....	12
1. Présentation de l'entreprise et du Champ d'AHNET	15
1.1 Introduction	15
1.2 Présentation Générale de L'entreprise	15
1.3 Les principales divisions de Sonatrach	16
1.4 Présentation de la Division Petroleum Engineering & Developement.....	16
1.5 Présentation du Champ d'AHNET	18
2 Les réseaux de collecte	22
2.1 Introduction aux réseaux de collecte.....	22
2.1.1 Introduction	22
2.1.2 Particularités des lignes de collectes	22
2.1.3 Classification des conduites	22
2.2 Manifold.....	22
2.3 Généralités sur les pompes	23
2.3.1 Introduction	23
2.3.2 Types de pompes	23
2.4 Compresseurs	24
2.4.1 Types de Compresseurs	24
2.5 Etude de perte de charge.....	25
2.5.1 Définition de l'écoulement multiphasique.....	25
2.5.2 Types des écoulements multiphasiques.....	25
2.6 Variation de la pression le long d'une conduite	26
2.7 Variation de la vitesse du fluide le long d'une conduite	28
2.8 Le Phénomène de l'érosion des puits pétrolier	28
2.8.1 Définition.....	29
2.8.2 Types d'Erosion.....	29
2.9 Phénomène de la Corrosion des puits pétrolier	30
2.9.1 Définition.....	30
2.9.2 Types de Corrosion.....	30
2.9.3 Formes de corrosion	31
2.9.4 Facteurs influençant la vitesse de corrosion	32
2.10 Présentation du logiciel PIPESIM	33
2.10.1 L'interface de PIPESIM.....	33

2.10.2	Avantage du logiciel PIPESIM	35
2.10.3	Caractéristiques	35
2.10.4	Système d'unité	36
2.10.5	Types de fluides.....	36
2.10.6	Mise en équation.....	37
2.11	Le logiciel OLGA	38
2.11.1	Introduction	38
2.11.2	Usage OLGA	39
2.11.3	Construction de la ligne directe sur OLGA.....	40
2.11.4	Flow Assurance	40
2.12	Séparateur.....	42
2.12.1	Définition.....	42
2.12.2	Types de séparateur	42
2.13	Conclusion.....	45
3	Modélisation et optimisation d'un réseau de collecte	47
3.1	Introduction	47
3.2	Scénario 1 : Utilisations de la trunkline existante de Gour Mahmoud.	47
3.2.1	Construction du réseau sur pipesim	48
3.2.2	Introduction du model fluide de GM et IS	48
3.3	Calage du Trunkline Existante GM	48
3.4	Structure du Réseau	50
3.5	Analyse des résultats de la simulation du scénario (réseau BZ vers GM)	54
3.6	Scénario 2 : Trunkline direct avec différents Diamètres 16,18 et 20 Pouces.	56
3.6.1	Choix des années pour la variation des diamètres	56
3.6.2	Choix préliminaire des diamètres des Trunklines	59
3.7	Scénario envisagé avec compresseur	62
3.8	Calcul de la Corrosion sur le réseau.....	67
3.8.1	Facteurs influencent la corrosion au niveau de la Trun Kline principale	67
3.8.2	Corrosion moyenne au niveau des trunklines.....	68
3.8.3	Calcul de l'épaisseur du pipe	71
3.9	Etude transitoire de l'écoulement dans la trunkline	72
3.9.1	Introduction	72
3.9.2	Résultat de la simulation dynamique	73
3.10	Conclusion.....	82
4	Calcul technico-Economique.....	84
4.1	Introduction	84
4.2	Equipements utilisés	84
4.3	Coût des équipements	87
4.4	Coûts techniques du projet.....	90
4.5	Conclusion.....	91
	Conclusion Générale	93

Références bibliographiques.....	94
Annexes.....	97
1. Annexe A	97
2. Annexe B.....	99
3. Annexe C.....	101
4. Annexe D	103
5. Annexe E.....	104
6. Annexe F	106

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges.	28
Tableau 3.1: Résultats de la simulation préliminaire des corrélations monophasique.	49
Tableau 3.2: Variation de la pression en fonction de la variation du flow efficiency au niveau du Manifold de In Salah.	50
Tableau 3.3: Variation de pression en fonction de la variation du flow efficiency au niveau du Manifold de Gour Mahmoud.	50
Tableau 3.4: Répartition puits - manifolds.	51
Tableau 3.5: Les diamètres préliminaires.	54
Tableau 3.6: Résultat de la simulation de l'année de production maximum.	55
Tableau 3.7: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurer TR 16 pouces.	56
Tableau 3.8: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurer TR 18 pouces.	58
Tableau 3.9: Les résultats au niveau des Trun Kline Secondaire.	60
Tableau 3.10: Les résultats au niveau des Trun Kline Secondaire après la modification des diamètres.	60
Tableau 3.11: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurer TR 20pouces.	61
Tableau 3.12: Différence de pression au niveau des puits au fil des années pour le 1er scénario.	62
Tableau 3.13: Différence de pression au niveau des puits au fil des années pour le 2ème scénario.	64
Tableau 3.14: Diamètres des Trun Klines Secondaire.	65
Tableau 3.15: Résultats des sensibilités proposées.	67
Tableau 3.16: Résultat de la corrosion pour une trunkline de 16 pouces.	68
Tableau 3.17: Résultat de la corrosion pour une trunkline de 18 pouces.	69
Tableau 3.18: Résultat de la corrosion pour une trunkline de 20 pouces.	70
Tableau 3.19: Récapitulatif de la variation de corrosion en fonction du Diamètre de la Trun Kline. ..	71
Tableau 3.20: Epaisseur de la pipe pour les différents diamètres (X60).	72
Tableau 3.21: Epaisseur de la pipe pour les différents diamètres (X65).	72
Tableau 4.1: Equipement de surface.	84
Tableau 4.2: Trun Kline utilisé lors de l'installation du réseau de surface.	84
Tableau 4.3: Les puits mis en place en 2024.	85
Tableau 4.4: Les puits mis en place en 2025.	85
Tableau 4.5: Les puits mis en place en 2026.	86
Tableau 4.6: Equipements mis en place en 2029.	86
Tableau 4.7: Prix unitaire des équipements.	87
Tableau 4.8: Coût unitaire des puits en fonction de leur diamètre.	87
Tableau 4.9: Les équipements de projet.	88
Tableau 4.10: Coûts des équipements du projet.	88
Tableau 4.11: Coût de puits mise en place pour différents diamètres.	88
Tableau 4.12: Coût de mise en place du réseau routier.	89
Tableau 4.13: Coûts des équipements du projet.	89
Tableau 4.14: Coûts des trunklines mises en place chaque année.	89
Tableau 4.15: Coût de mise en place du réseau routier de chaque année.	90
Tableau 4.16: Coûts totaux du projet avec les deux scénarii optimaux.	91

Liste des figures

Figure 1.1 : L'entreprise SONATRACH.....	15
Figure 1.2: Organigramme de la Division P.E.D.....	17
Figure 1.3 : Emplacement d'AHNET dans le sud Algérien.....	18
Figure 1.4 : Emplacement du Champ BZ dans le Sud Algérien.....	19
Figure 1.5 : Schéma de raccordement.....	20
Figure 2.1: Types d'Écoulement.....	26
Figure 2.2: Forme de corrosion.....	31
Figure 2.3 : Le logiciel PIPESIM 2017.2.....	34
Figure 2.4: Écran d'accueil PIPESIM.....	35
Figure 2.5 : Le logiciel OLGA 2021.....	39
Figure 2.6: Interface OLGA.....	39
Figure 2.7 : Séparateur Verticale.....	43
Figure 2.8 : Séparateur Horizontale.....	44
Figure 3.1: Raccordement du champ BZ avec la trunkline existante.....	47
Figure 3.2 : Types de corrélations existantes dans le PIPESIM.....	49
Figure 3.3: Raccordement avec la trunkline existante.....	51
Figure 3.4: Répartition de puits manifolds.....	54
Figure 3.5: Variation de la pression et L'EVR au niveau des Manifolds et de la CPF.....	55
Figure 3.6: Variation de la production Au fil des années.....	56
Figure 3.7: Variation de pression au niveau des trunklines pour plusieurs Diamètres.....	73
Figure 3.8: Variation du débit de gaz au niveau de l'entrée CPF pour les diamètres 18 et 20 pouces ..	74
Figure 3.9: Variation de pression au niveau des trunklines de 14 et 16 pouces.....	75
Figure 3.10: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF pour différent diamètres.....	76
Figure 3.11: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF.....	77
Figure 3.12: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF.....	77
Figure 3.13: Fluctuation de débit.....	78
Figure 3.14: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF en présence d'eau.....	79
Figure 3.15: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF en l'absence d'eau (installation d'un séparateur) ..	80
Figure 3.16: Combinaison des dédoublements au fil des années de production.....	81

Liste des abréviations

BZ : Puits du champ En Bazzen .

CPF : Central Production Facility (Centre de Production de Pétrole).

DJBA : Puits d'un champ nommé DJBA .

EVR: Efficiency Value Ratio.

GM: Gour Mahmoud.

IS: In Saleh.

GOR : Gaz oil Ratio .

LGR : Liquids-to-Gas Ratio,c'est le rapport liquide-Gaz .

MFD : Manifold.

ΔP : Perte de charge.

PipeSim : Pipeline Simulator.

Q_g : Débit de gaz.

Q_w : Débit d'eau.

\$ usa : Dollar Américain.

W_c : Water cut .

Introduction Générale

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz naturel ont longtemps été les principales sources d'énergie consommées par l'homme. Le pétrole est principalement utilisé pour le transport (voitures, avions, navires), mais il est également utilisé pour produire de l'électricité, des produits chimiques et des plastiques. Le gaz naturel est principalement utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité, ainsi que pour alimenter les industries.

Cependant, la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel a augmenté au fil du temps, notamment en raison de la croissance économique et de l'urbanisation dans de nombreux pays émergents. Et cela malgré, la prise de conscience croissante des impacts environnementaux dues aux énergies fossiles et de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le changement climatique.

Le but de notre travail est de concevoir un réseau de transport de gazoduc qui acheminerait la production du champ En Bazzen vers le centre de séparation de Hassi Moumen. En étudiant, toutes les variantes possibles d'acheminement afin d'assurer un taux de production maximale en minimisant les coûts.

La conception de ce réseau nécessite une compréhension approfondie des caractéristiques du champ gazier, de la qualité et des propriétés du gaz produit, ainsi que des exigences de la ligne de transport et de l'équipement de séparation.

Les lignes de transport doivent être conçue afin d'acheminer le gaz tout en minimisant les pertes de charge et les risques de fuites et les dommages causés par l'érosion et la corrosion. Des études de faisabilité doivent être menées pour déterminer le meilleur tracé pour la ligne de transport, en prenant en compte les obstacles géographiques, les réglementations environnementales et les coûts associés.

Afin mener à bien ce travail, dans un premier temps le logiciel PIPESIM a été mis en œuvre pour calculer les pressions dans le réseau, les pertes de charge et l'EVR¹ pour des différents diamètres afin de déterminer la variante optimale relative au le régime permanent. En en seconde lieu, le logiciel OLGA a été manipulé et testé pour confirmer les résultats en régime transitoire.

¹ EVR : Coefficient d'Erosion.

Introduction Générale

Pour se faire, les étapes clés de ce travail se déclinent comme suit :

- Utilisation du logiciel PIPESIM (NETWORK) pour modéliser le réseau de collecte.
- Simulation de plusieurs scénarios de dimensionnement.
- Trouver la solution la plus optimale.
- Analyse de la corrosion sur les flowlines des puits afin de déterminer l'épaisseur optimale.
- Réalisation d'une étude économique pour évaluer la rentabilité du projet.

Ce mémoire est composé d'un premier chapitre consacré à une brève présentation de la société algérienne SONATRACH, Ainsi que du lieu de notre site d'étude. En deuxième chapitre offrira un aperçu des différents logiciels, matériaux et équipements utilisés dans notre étude. Puis, nous présenterons en troisième partie les résultats, discussions et interprétations des simulations, ainsi que tous les scénarios et des variantes proposées. En quatrième, un calcul économique des scénarios optimaux sera entrepris afin de déterminer le scénario plus rentable.

La conclusion résumera les contributions de ce travail et fournira des suggestions pour des compléments qui pourraient permettre une meilleure compréhension des points encore pas assez clairs.

CHAPITRE 01 : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ET DU CHAMP D'AHNET

1. Présentation de l'entreprise et du Champ d'AHNET

1.1 Introduction

La région du sud de l'Algérie est abondante en ressources naturelles, principalement des réserves d'hydrocarbures, ce qui se traduit par une diversité de produits liés à l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz. Afin de valoriser ces ressources, notre pays a réalisé d'importants investissements dans l'installation et l'exploitation de plusieurs champs pétroliers et gaziers localisés dans le sud de l'Algérie.

1.2 Présentation Générale de L'entreprise

La SONATRACH est la plus grande entreprise d'Algérie, spécialisée dans l'exploration, la production, le transport et la commercialisation de pétrole et de gaz naturel. Fondée en 1963, elle est devenue une entreprise nationale par son histoire et son orientation, et internationale par son domaine d'activité.

Elle opère sur toute la chaîne de valeur du pétrole et du gaz, de la prospection et l'exploration des gisements jusqu'à la commercialisation des produits finis. Elle gère également des projets dans le domaine des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire.

Pour mener à bien ses activités, la SONATRACH est organisée en plusieurs divisions, départements et groupements, tels que la Division Exploration-Production, la Division Commercialisation, la Division Ingénierie et Projets.[1]

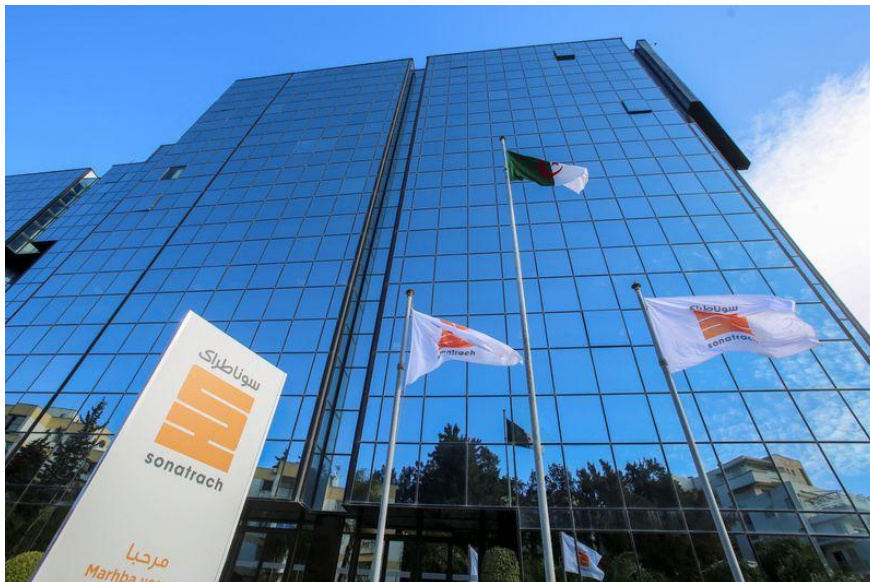


Figure 1.1 : L'entreprise SONATRACH

Chapitre 01 : Présentation de l'entreprise et du champ d'AHNET

1.3 Les principales divisions de Sonatrach

1. **Exploration-Production et développement (EP)** : cette division est chargée de la recherche, de l'exploration, de l'exploitation et de la production des hydrocarbures en Algérie et à l'étranger.
2. **Transport par canalisation (TPC)** : cette division gère le réseau de transport de gaz naturel et de pétrole brut à travers des pipelines en Algérie.
3. **Commercialisation et trading** : cette division est chargée de la commercialisation des produits pétroliers et gaziers produits par Sonatrach, ainsi que du négoce de ces produits sur les marchés internationaux.
4. **Raffinage et pétrochimie** : cette division est responsable de la transformation du pétrole brut en produits raffinés, tels que l'essence, le diesel et le gazole, ainsi que de la production de produits pétrochimiques, tels que le polypropylène et le polyéthylène.[2]

1.4 Présentation de la Division Petroleum Engineering & Development

La Division PED (Production Exploration Development) de Sonatrach se compose de plusieurs directions qui travaillent en étroite collaboration pour assurer le développement efficace et rentable des ressources pétrolières et gazières en Algérie. Voici une brève description de chacun des directions de la division PED :

1. **Direction d'Évaluation** : cette direction est chargée de l'évaluation des projets de développement de l'exploration pétrolière et gazière. Elle effectue des études de faisabilité économique, technique et environnementale pour déterminer la viabilité des projets.
2. **Direction Gisement** : cette direction est responsable de l'identification, de l'évaluation et de la gestion des réserves de pétrole et de gaz de Sonatrach. Il utilise des techniques de modélisation de réservoir pour estimer la quantité et la qualité des réserves.
3. **Direction Technique Production** : cette direction est chargée de la conception, de la mise en œuvre et de l'optimisation des systèmes de production de pétrole et de gaz naturel. Ils effectuent également les programmes de forage. Workover et fracturation des puits.

Chapitre 01 : Présentation de l'entreprise et du champ d'AHNET

4. **Direction Stratégies, planification et reporting** : cette direction est responsable de la planification stratégique de la division PED et de la préparation des rapports d'activités.

Il utilise des techniques de modélisation et de simulation pour évaluer les performances de la division et pour élaborer des plans d'action.

5. **Direction Association** : cette direction est chargée de la gestion des partenariats et des alliances de Sonatrach avec d'autres entreprises du secteur pétrolier et gazier. Il assure également la liaison avec les autorités réglementaires et gouvernementales en Algérie [2].

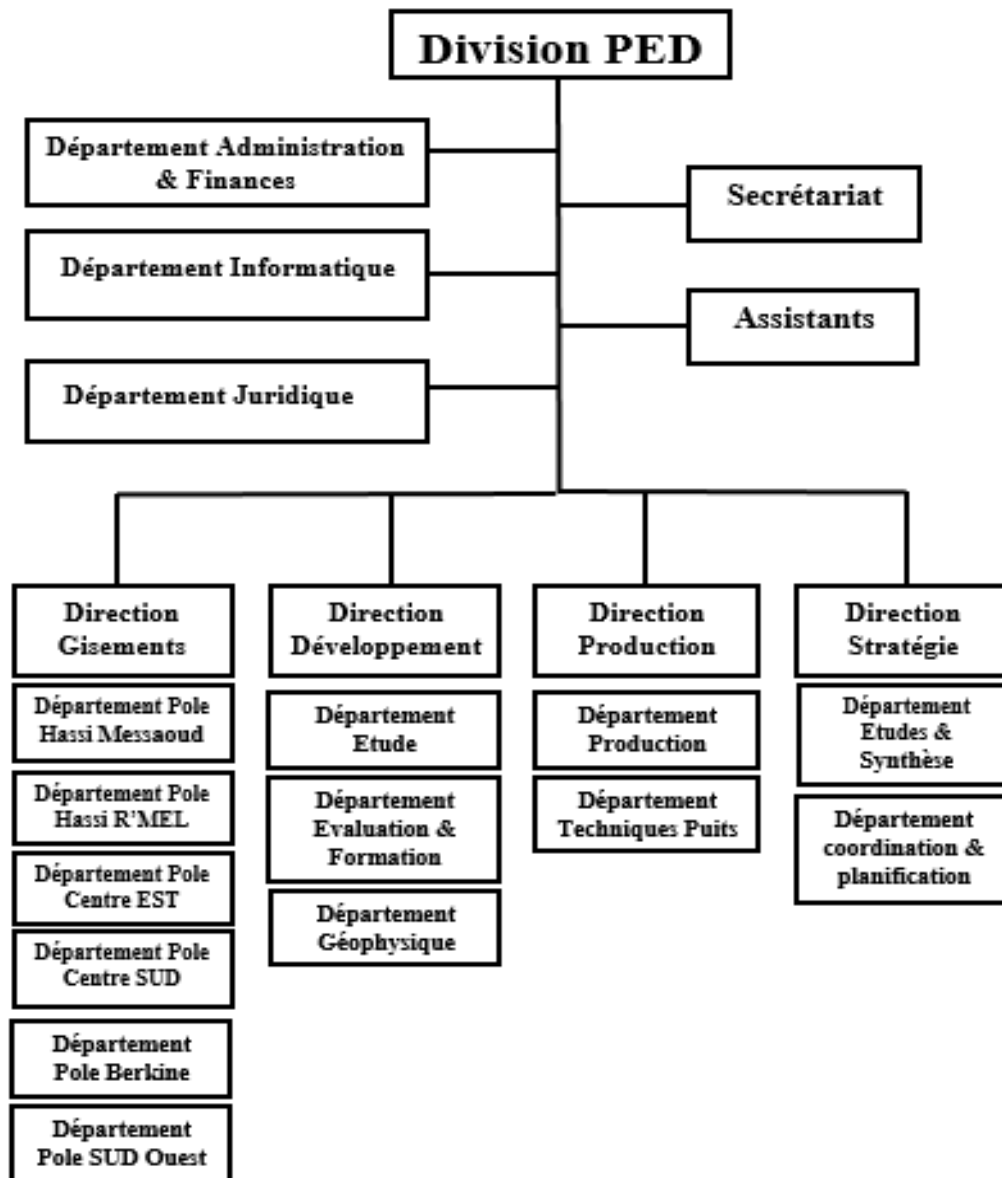


Figure 1.2: Organigramme de la Division P.E.D

Chapitre 01 : Présentation de l'entreprise et du champ d'AHNET

1.5 Présentation du Champ d'AHNET

- Le bloc d'AHNET est un champ gazier situé dans le sud-ouest de l'Algérie, à 40 km à l'ouest de la ville d'In Salah et à 800 km au sud de Hassi Messaoud, il est situé dans la région de Tamanrasset, accessible par la route N52 avec une superficie de 17 357,90 Km² . Le champ est divisé en 7 gisements à savoir 341a2, 341a1b, 340a, 339a2, 339b, 338b et 337 interconnectés entre eux par 4 Central Process Facilities (CPF) gérées par la Joint-Venture "Sonatrach-Equinor-BP" [3].

1. In Salah CPF (IS)
2. CPF de Reggane (REG)
3. CPF de Teguentour (TEG)
4. CPF de Krechba

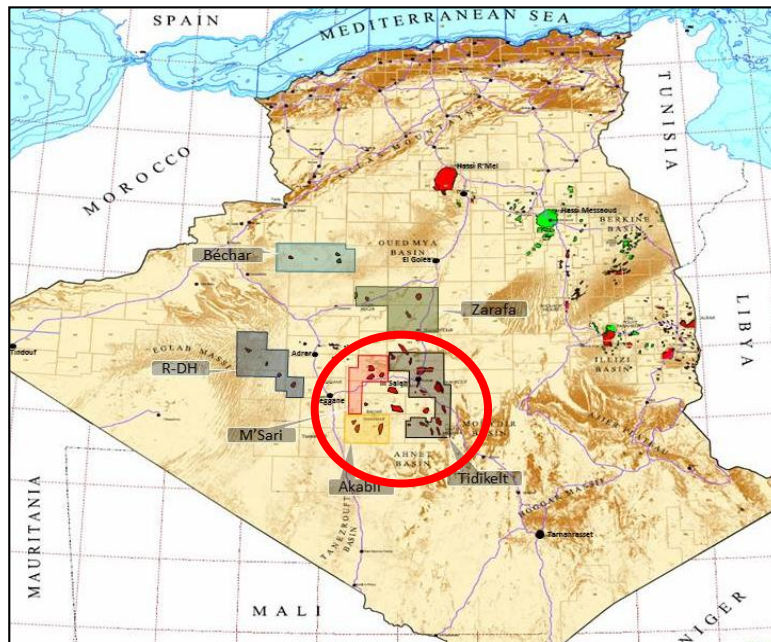


Figure 1.3 : Emplacement d'AHNET dans le sud Algérien

Chapitre 01 : Présentation de l'entreprise et du champ d'AHNET

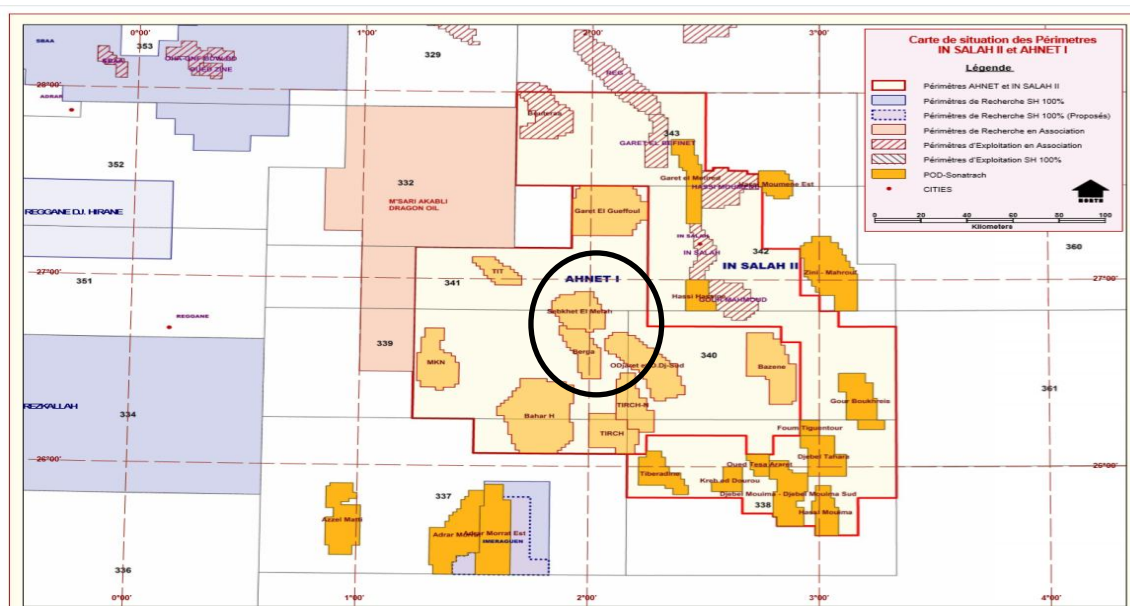


Figure 1.4 : Emplacement du Champ BZ dans le Sud Algérien

Le gaz sec produit par le CPF de Krechba est transporté à la station de compression située à Hassi R'Mel via un pipeline de gaz de 48 pouces.

Le projet AHNET a pour objectif de développer 71 puits de gaz à partir des champs de Gare el Guefoul (GF) et d'En-Bazzene (BZ), qui se trouvent au sud du champ de Hassi Moumene. Pour cela, des systèmes de collecte dédiés (puits, flowline, manifold, trunkline) seront mis en place dans chacun des champs, qui seront ensuite raccordés au réseau de gaz d'In Salah. Le projet vise également à finaliser la configuration du réseau de puits (flowline, manifolds et trunklines) pour l'ensemble du développement, en prenant en compte les points de raccordement des champs GF et BZ au CPF d'In Salah.

L'ensemble du bloc d'AHNET s'étend sur une superficie de 17 357,90 km² et une altitude moyenne de 220 mètres et les températures varient de 5°C minimum à 50°C maximum. Les effluents contiennent principalement du gaz sec avec une teneur en C₁ de 91% et du CO₂ de 0,5 à 7%. Il y a eu 11 découvertes et les réservoirs se situent à des profondeurs de 1800m pour l'Ordovicien et 800m pour le Dévonien.

Le projet AHNET a pour objectif d'accélérer le développement et la mise en service des puits en mettant l'accent sur le système de collecte et l'assurance du débit de gaz. Le développement accéléré comprend la connexion de sept puits de gaz sur les 71 puits de gaz prévus pour le développement complet du champ. Le développement complet comprend deux réseaux de collecte (GF et BZ) avec 29 puits faisant partie du développement complet pour GF Et les autres pour le réseau de collecte de BZ. Nous nous concentrons ici sur les 42 puits restants qui nécessitent un plan de développement et de collecte [4].

Chapitre 01 : Présentation de l'entreprise et du champ d'AHNET

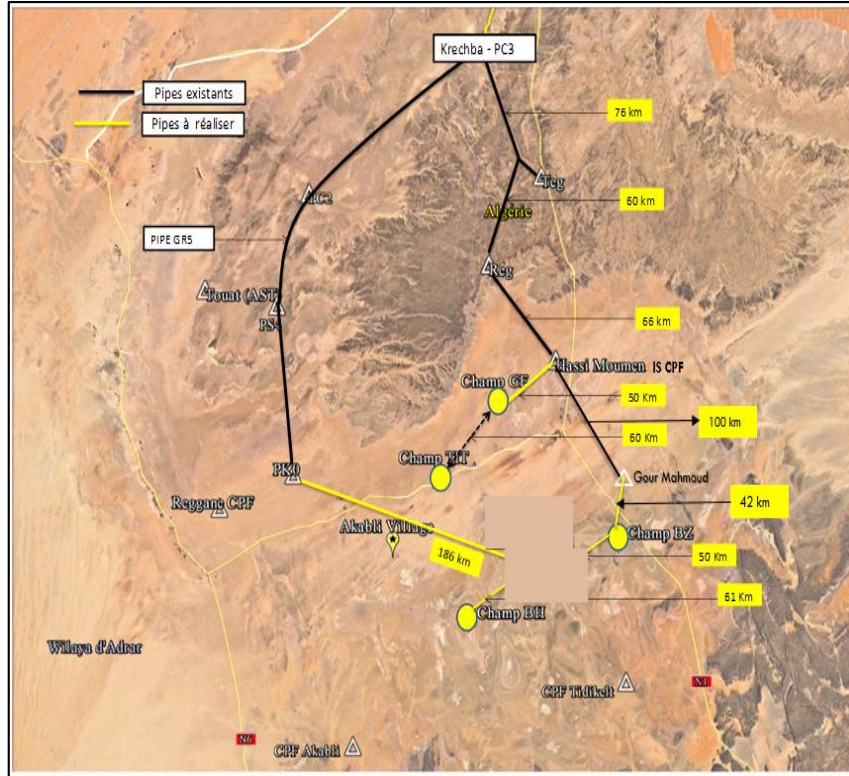


Figure 1.5 : Schéma de raccordement

CHAPITRE 2 : LES RESEAUX DE COLLECTE

2 Les réseaux de collecte

2.1 Introduction aux réseaux de collecte

2.1.1 Introduction

Le réseau de collecte est constitué de l'ensemble des canalisations et des équipements utilisés pour transporter les effluents bruts des puits producteurs vers le centre de traitement. On peut également utiliser le terme "ligne de collecte" pour désigner une conduite spécifique au sein du réseau.

2.1.2 Particularités des lignes de collectes

Les lignes de collecte ont la particularité de transporter généralement un effluent multiphasique, ce qui les soumet à des lois d'écoulement complexes, associées à des pertes de charge importantes. Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées, en particulier dans les gisements de gaz ou les gisements d'huiles à fort GOR. Pour des raisons de sécurité, il est alors nécessaire de mettre en place des vannes automatiques capables de se fermer au niveau des têtes de puits en cas de conditions anormales [5].

2.1.3 Classification des conduites

Elles peuvent être classées comme suite :

a. Selon la nature de fluide

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

b. Selon leur pression de service

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

2.2 Manifold

Le terme "manifold" peut avoir plusieurs significations en fonction du contexte, mais dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière, un manifold fait généralement référence à un équipement utilisé pour réguler et distribuer le flux de fluide (pétrole, gaz, eau, etc.) à partir d'un champ pétrolier ou gazier.

Plus précisément, un manifold est un ensemble de vannes et de tuyaux connectés entre

eux qui permettent de contrôler la direction et la quantité de fluide qui entre ou sort d'un puits ou d'un groupe de puits. Il est généralement situé à la surface et peut être utilisé pour collecter, séparer et distribuer le fluide produit par plusieurs puits.

Les manifolds peuvent être utilisés pour différentes opérations, telles que la production, l'injection de gaz pour améliorer la récupération de pétrole, la séparation des phases liquides et gazeuses, et le contrôle des pressions. Les manifolds sont également utilisés pour minimiser les risques d'incidents et de fuites, en permettant aux opérateurs de contrôler facilement les flux de fluides en cas de besoin [6].

2.3 Généralités sur les pompes

2.3.1 Introduction

Une pompe est une machine qui utilise l'énergie cinétique pour générer de la pression et permettre le transfert de liquides entre deux points. Elle peut fonctionner par rotation ou translation et est essentielle pour augmenter la pression d'un liquide d'un niveau initial P_1 à un niveau supérieur P_2 . La pression requise pour déplacer un liquide d'un point à un autre est déterminée par la hauteur manométrique totale, qui varie en fonction des conditions d'aspiration et de refoulement. En somme, une pompe est un dispositif mécanique utilisé pour transporter des liquides d'un endroit à un autre en fournissant une pression suffisante pour vaincre les forces de résistance et de gravité [7].

2.3.2 Types de pompes

Il existe différents types de pompes, parmi lesquels on peut citer les pompes monophasiques et les pompes multiphasiques.

a. Pompes monophasiques

Sont des pompes centrifuges qui utilisent la force centrifuge pour entraîner un liquide vers la périphérie. Les particules individuelles du liquide suivent une trajectoire constante dans un plan perpendiculaire à l'axe de rotation. Elles sont conçues pour transporter une seule phase de fluide[8].

b. Pompes multiphasiques

Sont des pompes centrifuges spéciales qui peuvent pomper des flux de produits contenant plusieurs phases, comme des solides, de l'air et des liquides. Elles sont soumises à des exigences très élevées en raison de la contamination inévitable des liquides par des particules en suspension, et doivent résister à l'usure. Ces pompes sont idéales pour une utilisation dans des unités de flottation et d'autres processus impliquant des mélanges de gaz,

de liquide et de solide. Elles peuvent également être utilisées pour booster la production de pétrole des puits à faible pression en acheminant le pétrole vers l'usine de traitement sans aucun torchage [9].

2.4 Compresseurs

Les compresseurs utilisés dans les puits pétroliers peuvent varier en fonction des besoins spécifiques du puits et de la méthode de production utilisée.

2.4.1 Types de Compresseurs

a. Compresseurs de gaz de séparation

Utilisés pour séparer le gaz du pétrole brut produit à partir du puits. Les compresseurs de gaz de séparation sont souvent des compresseurs à piston ou à vis.

b. Compresseurs de gaz d'injection

Utilisés pour injecter du gaz dans le puits afin d'augmenter la pression et d'augmenter la production de pétrole. Les compresseurs de gaz d'injection peuvent être des compresseurs centrifuges, axiaux ou à vis.

c. Compresseurs de réinjection de gaz

Utilisés pour réinjecter le gaz associé dans le réservoir pour augmenter la pression et améliorer l'extraction du pétrole. Les compresseurs de réinjection de gaz peuvent être des compresseurs centrifuges, axiaux ou à vis.

d. Compresseurs de gaz de recyclage

Utilisés pour recycler le gaz associé produit par le puits et le réutiliser pour le processus de production. Les compresseurs de gaz de recyclage peuvent être des compresseurs à vis ou à piston.

e. Compresseurs de traitement de gaz

Utilisés pour traiter le gaz associé et le rendre propre pour une utilisation commerciale. Les compresseurs de traitement de gaz peuvent être des compresseurs à piston, à vis ou centrifuges.

Les compresseurs utilisés dans les puits pétroliers doivent être capables de fonctionner dans des conditions extrêmes, y compris des températures élevées, des pressions élevées et des environnements corrosifs. Ils doivent également être conçus pour une utilisation continue et fiable pour répondre aux exigences de production élevées des puits pétroliers [7].

2.5 Etude de perte de charge

2.5.1 Définition de l'écoulement multiphasique

Un écoulement multiphasique est défini comme tout déplacement d'un effluent contenant plusieurs phases, tel que les écoulements de fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Ces phases incluent le gaz, l'huile ou le condensat, l'eau de gisement ainsi que des solides tels que les sables et les argiles. Dans notre étude, nous considérons l'écoulement multiphasique comme étant diphasique, composé d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. Et ainsi, les pertes de charge varieront en fonction du type d'écoulement.

2.5.2 Types des écoulements multiphasiques

a. Ecoulement avec bulle (BUBBLE flow)

Lorsque le gaz est présent en petite quantité (GOR très faible), il se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite, à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total est similaire à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

b. Ecoulement avec bouchon (SLUG flow)

La phase gazeuse augmente, provoquant l'accumulation de gaz à la partie supérieure de la conduite, ce qui entraîne un écoulement par alternance de bouchons de liquide et de gaz.

c. Ecoulement stratifié (STRATIFIED flow)

Dans ce cas, le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant à peu près identiques, ce qui crée une interface gaz-liquide plane.

d. Ecoulement avec vagues (WAVY flow)

Le régime d'écoulement est similaire à celui de l'écoulement stratifié, mais l'importance de la phase gazeuse est accrue, ce qui fait que le gaz circule plus vite que le liquide, créant des ondulations ou des vagues sur l'interface.

e. Ecoulement avec vagues moutonnantes (PLUG flow)

Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi de la pipe et que la vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues, cela forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

f. Écoulement annulaire (ANNULAR flow)

Dans ce cas, la vitesse du gaz est très grande, le liquide étant plaqué sur la paroi du tube et le gaz circulant dans la partie centrale.

g. Écoulement brouillard (SPRAY flow)

La phase liquide est faible par rapport à la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire la totalité, est entraînée sous forme de brouillard [10].

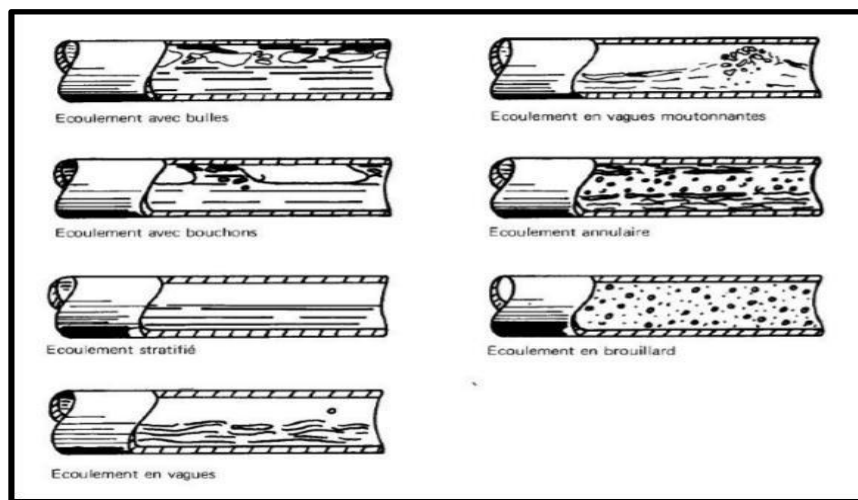


Figure 2.1: Types d'Écoulement

2.6 Variation de la pression le long d'une conduite

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

Le premier terme : Le terme d'accélération qui mesure la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide est considéré comme négligeable. Ce terme est calculé à partir de la différence de vitesse entre différentes positions dans le tuyau, mais il est proche de zéro. Cependant, il doit être pris en compte dans certains écoulements à grande vitesse, notamment ceux caractérisés par une faible pression et un LGR élevé.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} \quad (2.1)$$

Le deuxième terme correspond au terme d'élévation gravitationnelle (la perte de charge due à l'accélération du liquide). Il est indépendant du débit de fluide et dépend uniquement des

Chapitre 02 : Les Réseaux de collecte

différences de hauteur entre les différents points de la conduite. Il est équivalent au poids de la colonne de fluide. Il convient également de noter que pour un débit massique de fluide donné à l'entrée, la proportion de gaz et de liquide peut varier tout au long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans des conditions statiques qui dépendent du liquide retenu dans la conduite (hold-up)[10].

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta \quad (2.2)$$

Le troisième terme correspond au terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} \quad (2.3)$$

Il est important de noter que les pertes de charge dans un écoulement diphasique sont plus élevées que celles dans un écoulement monophasique, en raison des phénomènes complexes qui caractérisent les écoulements multiphasiques. La connaissance précise des pertes de charge est essentielle pour la conception et l'optimisation des réseaux de collecte.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{Totale}} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} \quad (2.4)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{Totale}} = \frac{\rho V dV}{g_c dl} + \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2 g_c D} \quad (2.5)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{Totale}} = \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} + \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} \quad (2.6)$$

Où, ρ_m : la densité du mélange [Kg/m³].

P : pression de pipe [bar].

V_m : Vitesse du mélange [m/s].

D : Diamètre de la pipe [m].

g_c : facteur de conversion.

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

Chapitre 02 : Les Réseaux de collecte

g : Accélération de la gravité (9,81 m/s²).

θ : Pente de la conduite.

Dans le tableau suivant, on présente le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges dans un système de production (tubing)[8].

Tableau 2.1: Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges

Composante	Puits à huile	Puits à gaz
Élévation	Elevé	Moyenne
Friction	Moyenne	Moyenne
Accélération	Faible	Faible

Dans ce contexte, on confronte les pressions mesurées au niveau des puits avec la pression de tête fournie par les ingénieurs de réservoir. Si la pression au niveau du puits est supérieure à la pression de tête, cela signifie que le puits ne fonctionne pas correctement, ce qui entraîne sa fermeture.

2.7 Variation de la vitesse du fluide le long d'une conduite

Ce phénomène peut avoir des conséquences importantes sur la performance du système de transport de fluide. Par exemple, une augmentation de la vitesse du liquide peut entraîner une augmentation de la friction entre le liquide et la paroi de la conduite, ce qui peut entraîner une perte de charge plus importante. Cela peut également affecter la capacité de la pompe à maintenir une pression constante dans la conduite, ce qui peut avoir un impact sur la capacité du système à transporter le fluide à travers la conduite de manière efficace.

2.8 Le Phénomène de l'érosion des puits pétrolier

Les fluides de production (pétrole et gaz) produisent souvent du sable, ce qui constitue un problème majeur pour l'industrie pétrolière et gazière. La production de sable est préoccupante, car elle peut entraîner toute une série de problèmes. Parmi ceux-ci, trois problèmes se distinguent avant tout : la chute de pression, l'obstruction des conduites et l'érosion. Cette dernière est un processus mécanique complexe au cours duquel des matériaux sont retirés du pipeline en raison d'impacts répétés de particules de sable. En conséquence, la canalisation peut être érodée. Les pipelines érodés peuvent provoquer des défaillances qui peuvent entraîner des pertes financières et des problèmes environnementaux. Il est donc important de connaître les paramètres qui régissent le phénomène d'érosion et la manière dont il peut être modélisé[11].

2.8.1 Définition

L'érosion peut être définie comme un phénomène d'usure qui survient lorsque des particules en mouvement libre entrent en contact avec une surface solide. Lorsque ces particules heurtent la surface, elles génèrent des forces d'impact qui peuvent causer des dommages, des détériorations ou des pertes de matière sur le matériau. Ces impacts répétés peuvent progressivement altérer la structure et les propriétés de la surface, conduisant à une usure accrue au fil du temps [12].

2.8.2 Types d'Erosion

Dans les puits pétroliers, plusieurs types d'érosion peuvent se produire en raison des conditions spécifiques présentes. Voici quelques-uns des types d'érosion couramment observés.

- **Erosion par particules solides**

Lorsque des particules solides abrasives, telles que du sable ou des débris, sont présentes dans le fluide de production, elles peuvent causer une érosion de la paroi du puits. Ces particules en mouvement libre impactent la surface, provoquant une usure et une détérioration progressive du matériau.

- **Erosion par cavitation**

Dans certaines situations, la formation et l'implosion de bulles de vapeur ou de cavités dans le fluide peuvent générer des forces d'impact élevées sur les surfaces métalliques. Cela peut entraîner une érosion localisée, caractérisée par des puttings ou des cratères sur la surface du matériau.

- **Erosion-corrosion**

Lorsque des produits corrosifs, tels que des acides ou des composés chimiques agressifs, sont présents dans le fluide de production, ils peuvent interagir avec la surface du puits et accélérer le processus d'érosion. La combinaison de l'érosion mécanique et de la corrosion chimique entraîne une détérioration plus rapide du matériau.

Il est important de noter que ces types d'érosion peuvent interagir et se produire simultanément, ce qui peut aggraver les dommages et les pertes de matière dans les puits pétroliers. La prévention et la gestion de l'érosion dans les puits impliquent souvent l'utilisation de revêtements protecteurs, de matériaux résistants à l'usure, de techniques de contrôle du débit

et de l'élimination des particules abrasives, ainsi que d'une surveillance régulière de l'état des équipements [13].

2.9 Phénomène de la Corrosion des puits pétrolier

La corrosion, phénomène répandu et préoccupant, engendre des défis majeurs pour diverses industries, notamment l'industrie pétrolière. Il est essentiel de comprendre les notions fondamentales de la corrosion afin de mieux évaluer les problématiques associées et d'estimer la valeur du coefficient de corrosion, qui joue un rôle clé dans l'étude de faisabilité.

2.9.1 Définition

La corrosion est une réaction irréversible qui se produit à l'interface d'un matériau avec un agent corrosif présent dans son environnement (milieu corrosif). Cette réaction entraîne une consommation du métal et génère une forme réduite de l'agent corrosif.

Selon l'ingénieur constructeur, la corrosion est la détérioration du matériau ou de ses propriétés, ce qui le rend inutilisable pour son application prévue en raison d'une réaction chimique avec l'environnement. Ainsi, la corrosion est considérée comme un phénomène nuisible.

La corrosion est le processus par lequel les métaux ont tendance à revenir à leur état d'origine sous l'effet d'agents atmosphériques ou de réactifs chimiques, se transformant en oxyde.

2.9.2 Types de Corrosion

La corrosion peut être classée en quatre grands types en fonction de la nature du milieu environnant avec lequel le matériau entre en contact.

a. Corrosion chimique

Il s'agit d'une réaction entre le métal et une phase gazeuse. Lorsque cette corrosion se produit à haute température, elle est appelée "corrosion sèche" ou corrosion à haute température. Pendant la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se produisent simultanément. Les atomes métalliques établissent directement des liaisons chimiques avec l'oxydant, qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques [14].

b. Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique, également appelée corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus courant. Elle implique principalement l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes. La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydo-réduction, où l'oxydation du métal est appelée réaction "anodique" et la

réduction de l'agent oxydant est appelée réaction "cathodique"[11].

c. Corrosion bactérienne

Se réfère à l'attaque des matériaux métalliques par des bactéries, principalement observée dans les canalisations enterrées et les réservoirs. Dans ce processus, le métabolisme de certaines bactéries entraîne la formation d'acide sulfurique, qui agresse le métal.

Dans l'industrie pétrolière, il est courant de rencontrer la corrosion bactérienne causée par des bactéries sulfurogènes en milieu anaérobie. Ces bactéries transforment les sulfates en hydrogène sulfuré, lequel réagit avec les sels ferreux pour former un sulfure de fer.

d. Corrosion érosion

C'est une forme de corrosion causée par l'interaction du métal avec le mouvement d'un fluide sur sa surface. Ce phénomène survient lorsque le fluide en mouvement exerce une action mécanique sur le métal, entraînant ainsi une usure progressive et une détérioration du matériau. Ces types de corrosion se produisent généralement dans des environnements où les fluides, tels que l'eau ou les produits chimiques, circulent à des vitesses élevées ou présentent une turbulence. Ce mouvement du fluide agit comme un mécanisme d'usure, éliminant graduellement la couche protectrice du métal et exposant ainsi sa surface à la corrosion.

Par conséquent, la corrosion érosion constitue une problématique importante dans diverses industries, car elle peut causer des dommages significatifs aux équipements et aux structures métalliques.

2.9.3 Formes de corrosion

La corrosion peut être divisée en deux grandes classes du point de vue de son aspect morphologique : la corrosion généralisée et la corrosion localisée.

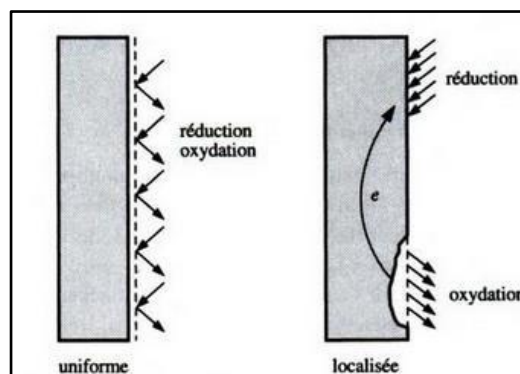


Figure 2.2: Forme de corrosion

a. Corrosion généralisée

Également appelée corrosion uniforme, se manifeste avec la même vitesse sur l'ensemble du métal, entraînant une diminution régulière de son épaisseur ou simplement un changement de coloration (ternissement).

b. Corrosion localisée

C'est la corrosion la plus fréquente et plus problématique, car elle ne cible que certaines zones spécifiques du matériau.

c. Corrosion particulière rencontrées dans les installations pétrolières

• Corrosion par CO₂

Étant donné que le CO₂ est un gaz acide couramment présent en quantités variables sur les sites pétroliers, la corrosion liée à ce gaz affecte divers équipements de production pétrolière. Cette forme de corrosion concerne particulièrement les aciers au carbone et les alliages faiblement alliés qui entrent en contact avec de l'eau contenant de l'acide carbonique. Parmi les équipements concernés, on peut mentionner les tubings de puits, les séparateurs et les pipelines.

Le dioxyde de carbone dissous dans l'eau est responsable de plusieurs formes de corrosion des aciers au carbone et faiblement alliés. Il provoque à la fois une corrosion généralisée et trois formes de corrosion localisée, notamment la corrosion par pique et la corrosion localisée induite par des turbulences hydrodynamiques. Lorsque le dioxyde de carbone se dissout dans l'eau, il réagit avec les aciers au carbone et faiblement alliés pour former des carbonates et des hydrogénocarbonates de fer.

• Corrosion par H₂S

Tout comme le CO₂, le sulfure d'hydrogène (H₂S) est un gaz acide qui se dissout facilement dans l'eau. En solution aqueuse, l'H₂S présente une corrosivité similaire à celle du CO₂ envers les aciers au carbone et les aciers faiblement alliés. Cependant, l'H₂S a une caractéristique supplémentaire : il favorise l'absorption d'hydrogène dans les aciers, ce qui peut entraîner des problèmes de fissuration par fragilisation par l'hydrogène.

Étant donné que l'H₂S est un gaz acide couramment présent dans de nombreux champs pétroliers, ces différentes formes de corrosion affectent tous les équipements de production pétrolière qui sont en contact avec de l'eau contenant du sulfure d'hydrogène. Parmi les équipements concernés, on peut citer les tubings de puits, les têtes de puits, les tuyauteries, les appareils à pression (séparateurs), les pipelines et les pompes.

2.9.4 Facteurs influençant la vitesse de corrosion

Lorsqu'un métal est exposé à un milieu corrosif, la vitesse de corrosion qu'il subit peut varier

en fonction de différents facteurs. Ces facteurs influencent les réactions chimiques et les processus de transport qui se produisent à l'interface entre le métal et le milieu corrosif, parmi lesquels on cite :

- **Effet de la température**

La température a un impact sur la vitesse de corrosion en réduisant la stabilité des métaux et en accélérant les réactions chimiques et les processus de transport.

- **Effet de l'acidité**

Une concentration élevée en protons dans la solution corrosive augmente l'agressivité du milieu. La corrosion est plus prononcée lorsque le pH du milieu est bas.

- **Régime hydrodynamique**

Les caractéristiques hydrodynamiques, telles que l'agitation de l'électrolyte, influencent la vitesse de corrosion en contrôlant le transport des espèces corrosives. Une bonne agitation favorise la formation d'une couche de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst.

- **La salinité**

La présence d'ions chlorure dans la solution corrosive peut entraîner des corrosions localisées. Les chlorures sont connus pour leur effet agressif sur les métaux[15].

Ces facteurs jouent un rôle significatif dans la vitesse de corrosion et doivent être pris en compte lors de l'évaluation des risques de corrosion et de la mise en place de mesures de protection appropriées [14].

2.10 Présentation du logiciel PIPESIM

2.10.1 L'interface de PIPESIM

Le simulateur PIPESIM est un outil de modélisation des écoulements multiphasiques à régime permanent qui intègre trois domaines clés : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Au cours des trente (30) dernières années, PIPESIM a bénéficié d'améliorations continues, en s'appuyant sur les dernières avancées scientifiques, les innovations informatiques et les technologies de l'industrie pétrolière et gazière.

Le Logiciel PIPESIM propose des modèles mécanistiques avancés à trois phases, une modélisation rigoureuse du transfert de chaleur et des fonctionnalités complètes de modélisation PVT (Pression-Vitesse-Température). Il utilise des cartes SIG fournies par ESRI

Chapitre 02 : Les Réseaux de collecte

pour obtenir une représentation spatiale précise des puits, des équipements et des réseaux. Les réseaux peuvent être construits manuellement sur la base des SIG ou automatiquement à partir d'un fichier au format SIG. La création et l'analyse rapides des modèles de puits sont réalisées grâce à des schémas internes interactifs. De plus, l'implémentation d'un solveur de réseau parallèle permet une répartition de la charge de calcul sur tous les processeurs, accélérant ainsi les simulations [16].

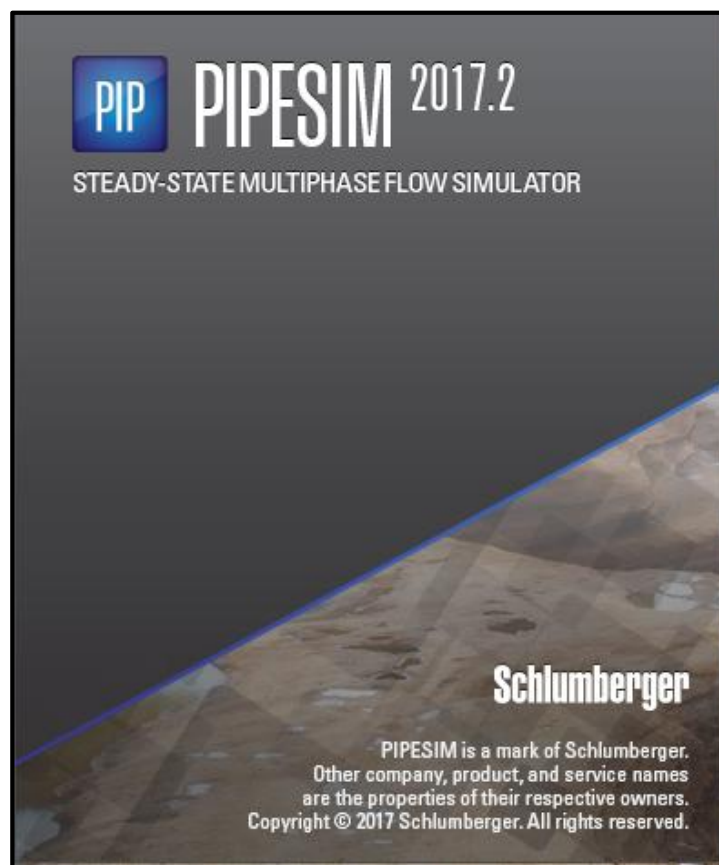


Figure 2.3 : Le logiciel PIPESIM 2017.2

Le simulateur PIPESIM est un outil essentiel pour l'industrie, offrant une meilleure compréhension du comportement des flux et de la quantité de différents flux stables nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble du réseau. Grâce à ce logiciel, les ingénieurs sont en mesure d'assurer un transport sûr et efficace des fluides en dimensionnant les installations, les pipelines et les systèmes de levage, en gérant efficacement les liquides et les solides, ainsi qu'en maintenant l'intégrité des puits et des pipelines.

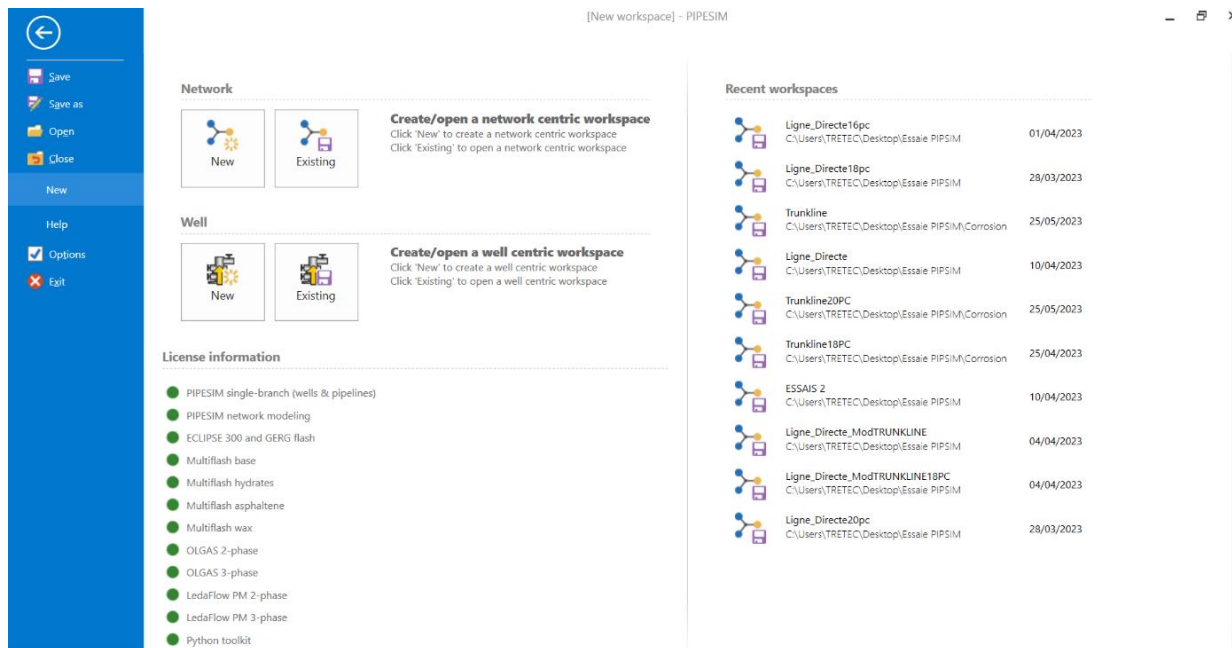


Figure 2.4: Écran d'accueil PIPESIM

De plus, il existe un outil de conversion pratique qui permet de convertir rapidement des modèles entre le simulateur PIPESIM et le simulateur d'écoulement multiphasique dynamique OLGA. Grâce à des méthodologies communes pour le transfert de chaleur, l'écoulement multiphasique et le comportement des fluides, les données sont garanties d'être de qualité et cohérentes entre les analyses en régime permanent et transitoire [17].

2.10.2 Avantage du logiciel PIPESIM

- Permet une analyse approfondie et avancée de la sensibilité du système hydraulique.
- Facilite la création rapide de modèles de puits grâce à des schémas graphiques interactifs et à une bibliothèque de modèles préexistants.

2.10.3 Caractéristiques

- Utilisation de cartes SIG pour créer des réseaux et capturer des profils d'élévation des pipelines.
- Visualisation des résultats consolidés, y compris les sorties de plusieurs simulations.
- Personnalisation de l'espace de travail avec des panneaux d'entrée et de tâches pour une navigation plus intuitive, ainsi qu'un centre de messagerie pour faciliter les retours d'information sur la simulation.

- Utilisation d'un solveur de réseau parallèle pour distribuer le traitement informatique et améliorer les performances.
- Validation continue du modèle pour assurer sa fiabilité.
- Automatisation de la création de réseaux à partir de fichiers au format SIG.

2.10.4 Système d'unité

Le système d'unités intégré offre la flexibilité de choisir n'importe quelle variable et de définir l'unité de mesure correspondante. Cela permet d'adapter le système d'unités en fonction des rapports ou des données fournis par une société de services, ou simplement de personnaliser le système d'unités selon les préférences individuelles.

➤ Les ensembles d'unités existantes

- Field.
- SI.
- Métrique.

2.10.5 Types de fluides

➤ PIPESIM peut modéliser les types de fluides suivants :

- Gaz.
- Gaz condensé.
- Liquide.
- Liquide et gaz.
- Vapeur.

➤ Le fluide peut être caractérisé selon l'une des méthodes suivantes :

- Complètement composé.
- Corrélations Black oil.
- Tables de PVT.

➤ Le choix du modèle fluide à utiliser dépendra des facteurs suivants :

- Propriétés des fluides présents dans le système.
- Débits et conditions (pression et température) d'entrée et de sortie des fluides du système.
- Disponibilité des données[16].

2.10.6 Mise en équation

Dans notre étude à l'échelle d'un pipeline, les équations présentées sont le résultat d'une intégration volumique des équations locales instantanées sur un élément de volume du fluide. Nous adoptons une approche moyennée où toutes les variables sont moyennées dans le temps et l'espace. Cette approche est largement valable et pertinente pour notre étude spécifique [20].

2.10.6.1. Equation géométrique

$$\sum_1^K R_K = 1 \quad (2.7)$$

Soit $R_1 + R_2 = 1$ (2.8)

Où, R_K est le pourcentage occupé par chaque phase de la surface totale [20].

2.10.6.2. Equation de conservation de la masse

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_K R_K) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_K R_K U_K) = -m_K \quad (2.9)$$

La masse volumique du mélange est donné par l'équation

$$\rho_M = \rho_1 R_1 + \rho_2 R_2 \quad (2.10)$$

Et la vitesse barycentrique est donnée par l'équation :

$$\rho_M U_P = \rho_1 R_1 U_1 + \rho_2 R_2 U_2 \quad (2.11)$$

Si l'on somme sur les deux phases, les deux équations en tenant compte de la condition, on obtient la conservation de la masse du mélange. Cette équation de conservation se met sous la forme simplifiée suivante :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_M) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_M U_P) = 0 \quad (2.12)$$

L'étude portera sur des écoulements stationnaires (PipeSim). Alors la dérivée de temps s'annule dans l'équation antérieure. En la combinant avec la conservation de la masse, on obtient après arrangement de cinq (05) différents termes :

- **1^{er} terme** : $\frac{dP}{dx}$ est le gradient de pression.
- **2^{ème} terme** : fait référence au travail des forces de gravité aussi appelé gradient de pression Hydrostatique.
- **3^{ème} terme** : lié à l'énergie cinétique du mouvement barycentrique.
- **4^{ème} terme** : terme d'énergie cinétique liée au glissement entre phases.

- **5^{ème} terme** : lié au frottement pariétal et appelé par fois gradient de pression par frottement [20].

Les équations présentées restent ouvertes : il n'y a pas autant d'équations que d'inconnues. Pour les fermer, on ajoute des modèles de fermetures qui se distinguent entre eux par les lois physiques qu'il faut ajouter pour restituer l'information qui a été perdue par suite des prises de moyenne successives.

On peut citer quelques modèles : modèle homogène, modèle à flux de dérive, modèle à deux fluides qui permettent de déterminer les inconnues manquantes. Néanmoins, cette modélisation n'est pas un point central pour ce projet. On retiendra seulement la forme des équations en diphasique [20].

2.11 Le logiciel OLGA

2.11.1 Introduction

OLGA est un outil couramment utilisé par l'industrie pétrolière pour simuler les écoulements multiphasiques transitoires. Il est disponible dans une version de base, accompagnée de plusieurs modules optionnels tels que FEMTherm, ROCX, Pompes multiphasiques, Corrosion, Puits, Suivi de limaces, Dépôt de cire, Suivi d'inhibiteur, Suivi de composition, Composant unique, Optimisation, Cinétique hydrate, Interface plugin, Fluide complexe, OLGA Haute Définition, Gestion des risques et Optimisation et contrôle de l'éruption. Il existe également des programmes supplémentaires tels que l'interface graphique OLGA et le FEMThermViewer, qui permettent la préparation des données d'entrée et la visualisation des résultats. La disponibilité de ces modules optionnels et programmes supplémentaires dépend de votre contrat de licence avec Schlumberger [18].



Figure 2.5 : Le logiciel OLGA 2021

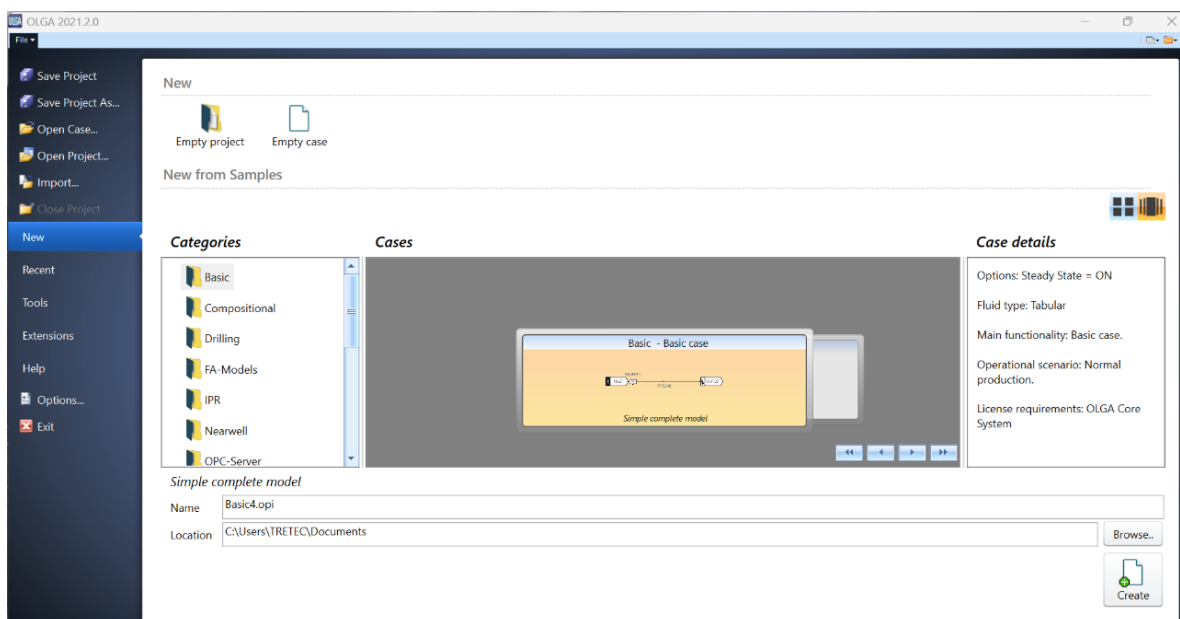


Figure 2.6: Interface OLGA

2.11.2 Usage OLGA

L'application d'OLGA couvre l'ensemble du cycle d'ingénierie, allant des études conceptuelles au soutien des opérations. Cependant, son utilisation s'est étendue pour devenir une composante essentielle des simulateurs de formation des opérateurs, utilisés pour les

procédures opérationnelles, la formation des opérateurs et les systèmes de contrôle des sorties. De plus, OLGA est souvent intégrée à des systèmes en ligne pour surveiller les conditions des pipelines, prévoir et planifier les opérations.

OLGA est capable d'interagir dynamiquement avec tous les principaux simulateurs de processus dynamiques tels que Hysys, DynSim, UniSim, D-SPICE, INDISS et ASSETT. Cela permet de créer des simulateurs d'ingénierie intégrés et des simulateurs de formation des opérateurs qui étudient le processus du fond de puits jusqu'à l'installation de traitement, dans un seul modèle de hautes fidélité [18].

2.11.3 Construction de la ligne directe sur OLGA

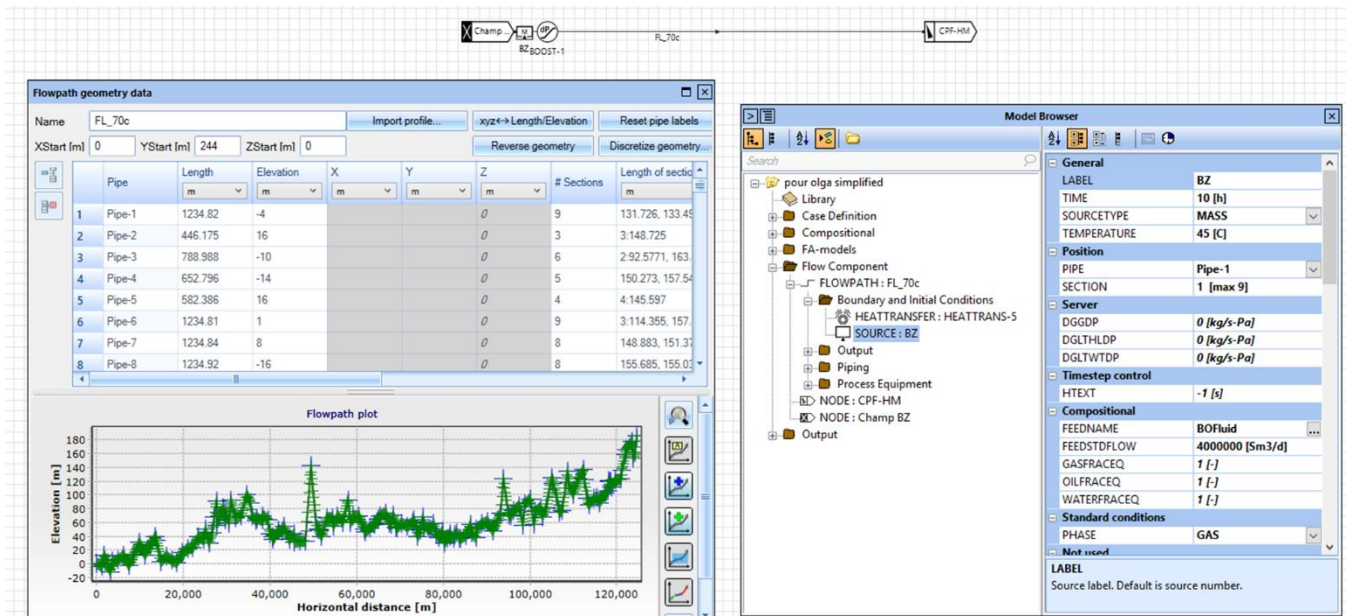


Figure 2.7 : Construction de la ligne directe sur OLGA

2.11.4 Flow Assurance

2.11.4.1 Définition

L'assurance de débit consiste à garantir la production de carburant en minimisant les restrictions sur le débit physique du pétrole. Il existe une variété de techniques utilisées pour éviter les interruptions de débit du pétrole. À l'origine, l'assurance de débit se concentrait uniquement sur l'analyse et l'évaluation des problèmes liés à la formation de solides dans les pipelines, mais elle couvre désormais tous les risques liés au maintien du débit.

La gestion des risques liés à l'écoulement du pétrole commence dès que l'équilibre du carburant est perturbé ou lorsque le puits est foré et que le carburant commence à s'écouler pour la

première fois. À chaque fois que le pétrole passe d'un stade à un autre, il existe un risque lié au changement d'état du carburant. L'assurance de débit a été développée en travaillant dans des environnements à haute pression et à haute ou basse température.

2.11.4.2 Rôle du flow assurance

- Optimisation de la production : atteindre le débit souhaité (augmentation, levage, dimensionnement).
- Intégrité du système : éviter les pannes (corrosion, érosion).
- Contrôle du processus : maintenir un fonctionnement stable et flexible.
- Continuité de la production : prévenir la formation d'hydrates, de cire et d'asphaltènes pour éviter les interruptions.

2.11.4.3 Plan d'assurance de débit

Un plan efficace comprend une évaluation approfondie des risques, comprenant :

- La modélisation des écoulements multiphasiques et des variations de température.
- La prévision des hydrates, des cires, des asphaltènes, des dépôts de tartre et de la formation d'émulsions.
- La coordination avec les autres départements et processus opérationnels, tels que l'ingénierie [12].

2.11.4.4 Stratégies de prévention

Les stratégies de prévention sont particulièrement bénéfiques pour les entreprises pétrolières et gazières, car elles permettent d'éviter les problèmes et d'éliminer la nécessité de mesures correctives complexes et coûteuses. Le maintien des opérations est d'une importance capitale, et tous les opérateurs sur site doivent être pleinement conscients des procédures requises conformément à la stratégie de prévention. La stratégie doit détailler les actions à prendre en cas de panne, les mesures visant à éviter les problèmes de slug et les stratégies pour optimiser le débit.

2.11.4.5 Importance de l'assurance de débit

La principale raison de développer un champ pétrolier est généralement d'obtenir une production maximale de pétrole, du réservoir aux installations de réception. Le paramètre clé susceptible de réduire cette production est l'augmentation de la perte de charge entre le réservoir et les installations de réception. Par conséquent, une activité essentielle consiste à minimiser autant que possible cette perte de charge. L'assurance de débit a pour objectif d'assurer le transit sécurisé et sans interruption des fluides depuis le réservoir jusqu'aux installations de traitement.

2.12 Séparateur

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures et de substances non hydrocarbonées qui proviennent d'un gisement. La composition et les caractéristiques physico-chimiques de cet effluent varient en fonction des types de brut et au fil du temps.

Lorsqu'un puits est en production, l'effluent qui en résulte se présente généralement sous forme d'un mélange diphasique. Il comprend une phase liquide composée d'hydrocarbures lourds qui restent stables dans les conditions de traitement, d'hydrocarbures légers qui peuvent s'évaporer, et d'eau de gisement. Il comprend également une phase gazeuse constituée de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures légers.

2.12.1 Définition

Le séparateur est un équipement utilisé pour effectuer la séparation des composants de l'effluent à la sortie du puits de production, en agissant sur leur différence de densité. Il permet de dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans le mélange.

Les séparateurs sont positionnés en amont de la chaîne de traitement et jouent un rôle essentiel dans ce processus. Ils reçoivent directement la production provenant des collecteurs via le manifold d'entrée. Un séparateur est une structure sous pression intégrée dans un circuit, qui ralentit la vitesse d'écoulement de l'effluent. Il se présente généralement sous la forme d'un réservoir cylindrique, pouvant être disposé verticalement ou horizontalement. Bien qu'il existe également des séparateurs sphériques, leur utilisation est moins courante.

Selon leur utilisation spécifique, on distingue plusieurs types de séparateurs :

- Les séparateurs de détente, utilisés pour le traitement des gaz à condensat.
- Les séparateurs gaz/huile.
- Les séparateurs d'eau libre.
- Les scrubbers (comme les ballons de torche) et les filtres.

2.12.2 Types de séparateur

2.12.2.1 Séparateur vertical

Les séparateurs verticaux sont composés d'un cylindre vertical avec des fonds hermétiquement clos. L'effluent pénètre généralement tangentiellement sur une circonférence, près du centre du séparateur. Par gravité, le mélange se sépare, avec l'huile descendant en spirale le long de la paroi et le gaz s'élevant vers la partie supérieure. Le gaz passe à travers un tamis extracteur de gouttelettes et est évacué par une vanne automatique de contrôle de pression située dans la partie supérieure. L'huile est évacuée par une vanne automatique d'huile, contrôlée par un flotteur, située dans la partie inférieure. Les séparateurs verticaux ont une capacité allant de 500 à 850 m³/j, avec des pressions pouvant atteindre 420 bars.

1. Avantages

- Possibilité de traiter les hydrocarbures salés.
- Facilité de nettoyage.
- Encombrement réduit.
- Présence de faibles quantités de liquides dans les hydrocarbures.
- Utilisation possible pour des pressions moyennes et élevées.

2. Inconvénients

- Coût relativement élevé.
- Difficulté de transport.
- Séparation triphasique complexe.
- Mauvaise séparation en présence d'hydrocarbures moussant.

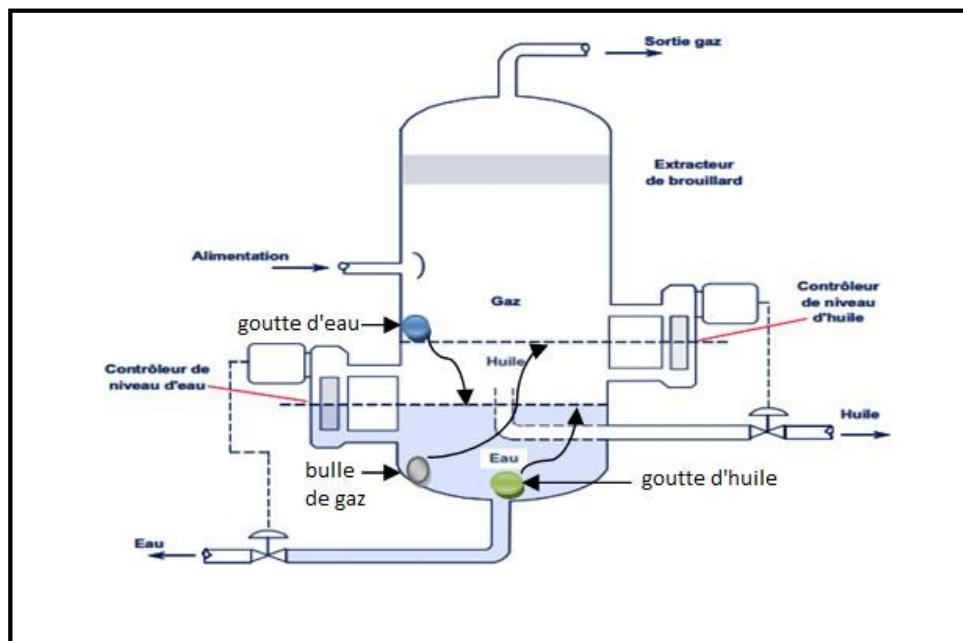


Figure 2.7 : Séparateur Vertical

2.12.2.2 Séparateur horizontal

Le séparateur horizontal est un réservoir cylindrique horizontal équipé de différents éléments pour assurer son fonctionnement. Le mélange d'hydrocarbures entre par une extrémité et est dirigé vers un déflecteur qui casse l'émulsion. En raison de leur différence de densité, l'huile se dépose au fond du cylindre tandis que le gaz s'accumule dans la partie supérieure. Le gaz traverse plusieurs chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis passe à travers un dernier tamis, appelé extracteur de brouillard, avant de sortir par une ouverture supérieure.

L'huile est récupérée à la partie inférieure. Il est important de noter que cet équipement fonctionne à une pression spécifique, choisie pour obtenir une récupération maximale. Cette pression fournit l'énergie nécessaire pour évacuer l'huile de la partie inférieure et maintenir une réserve d'huile constante. La sortie du gaz est contrôlée par une vanne automatique placée sur la sortie du gaz, commandée par un régulateur de pression. La capacité typique des séparateurs horizontaux atteint généralement jusqu'à 5000 m³/j, avec des pressions pouvant atteindre 420 bars. Dans certaines régions du Moyen-Orient, on trouve des séparateurs horizontaux de très grande capacité, pouvant aller jusqu'à 20000 m³/j [19].

1. Avantages

- Solution économique.
- Facilité de transport.
- Séparation triphasique aisée.
- En étant à moitié rempli, il permet un passage suffisant pour le gaz.
- En cas de débit du puits par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans problème.

2. Inconvénients

- Limité aux pressions moyennes et basses.
- Le nettoyage est difficile en cas de production de sédiments.

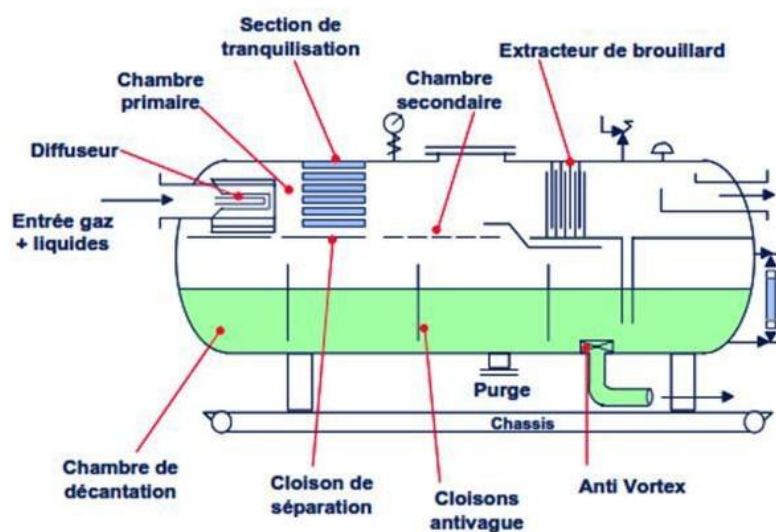


Figure 2.8 : Séparateur Horizontal

2.13 Conclusion

En conclusion de ce chapitre, nous avons passé en revue les notions fondamentales et les outils essentiels pour la modélisation et l'optimisation de notre réseau de collecte.

Entamons maintenant à la modélisation et l'optimisation à notre réseau de collecte.

**CHAPITRE 03 : MODELISATION ET
OPTIMISATION D'UN RESEAU DE
COLLECTE**

3 Modélisation et optimisation d'un réseau de collecte

3.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de créer au niveau du logiciel PIPESIM un modèle réseau qui permet de simuler l'écoulement de notre réseau en faisant des scénarios multiples afin de mieux dimensionner notre réseau. Le logiciel OLGA est utilisé par la suite pour confirmer notre choix.

3.2 Scénario 1 : Utilisations de la trunkline existante de Gour Mahmoud.

La première vision est de construire notre réseau et d'acheminer la production vers la trunkline existante de Gour Mahmoud. Pour cela on dimensionne cette trunkline, puis on procède au calage et on étudiera cette variante.

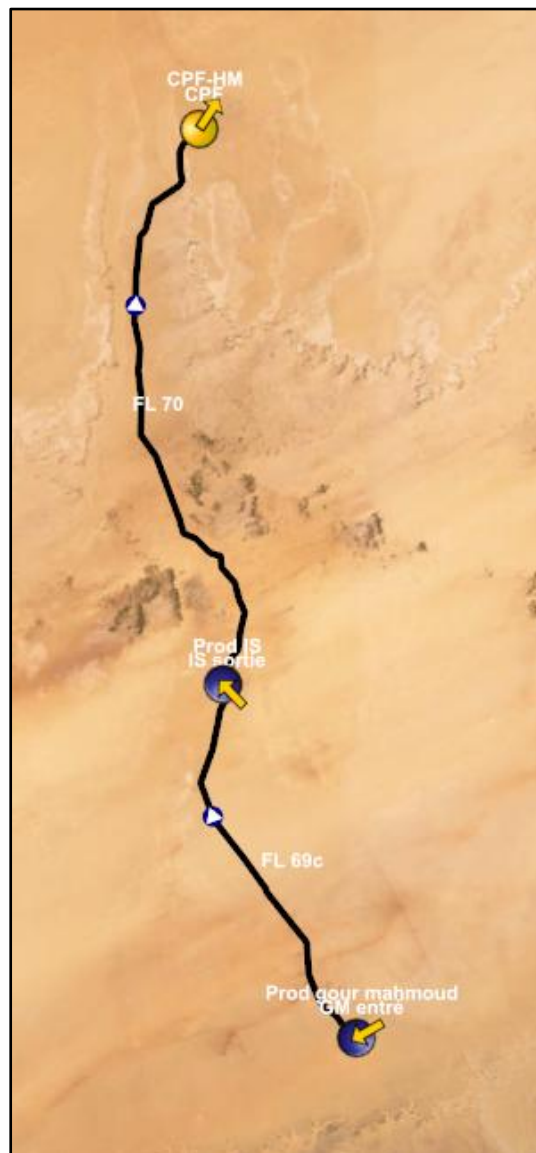


Figure 3.1: Raccordement du champ BZ avec la trunkline existante

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

3.2.1 Construction du réseau sur pipesim

En utilisant l'option GisMap, on trace la ligne existante allant de Gour Mahmoud vers In Salah sur une trunkline de 16 pouces, puis vers CP Hassi Moumen sur une trunkline du même diamètre de 16 pouces.

3.2.2 Introduction du model fluide de GM et IS

Dans cette étape est introduit le model fluide (gaz sec) avec la densité du gaz et la quantité d'eau, ainsi que les impuretés que peut avoir notre fluide.

Dans le cas de GM et IS, notre fluide est un gaz sec de densité de 0,7 avec un taux de CO2 de 5%.

Après cette étape, on calibre notre réseau.

3.3 Calage du Trunkline Existante GM

➤ La corrélation d'écoulement

Les corrélations d'écoulements sont utilisées pour déterminer la perte de charge dans le système, ci-après quelques types de corrélations.

➤ Choix de la corrélation

Le logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charges dans les conduites horizontales et verticales.

Les corrélations d'écoulement sont divisées comme suit :

- Monophasé.
- Multiphasique – vertical.
- Multiphasique – horizontal.

Dans notre cas, on utilise celui d'un fluide Monophasé étant donné que le fluide transporté est un gaz sec.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

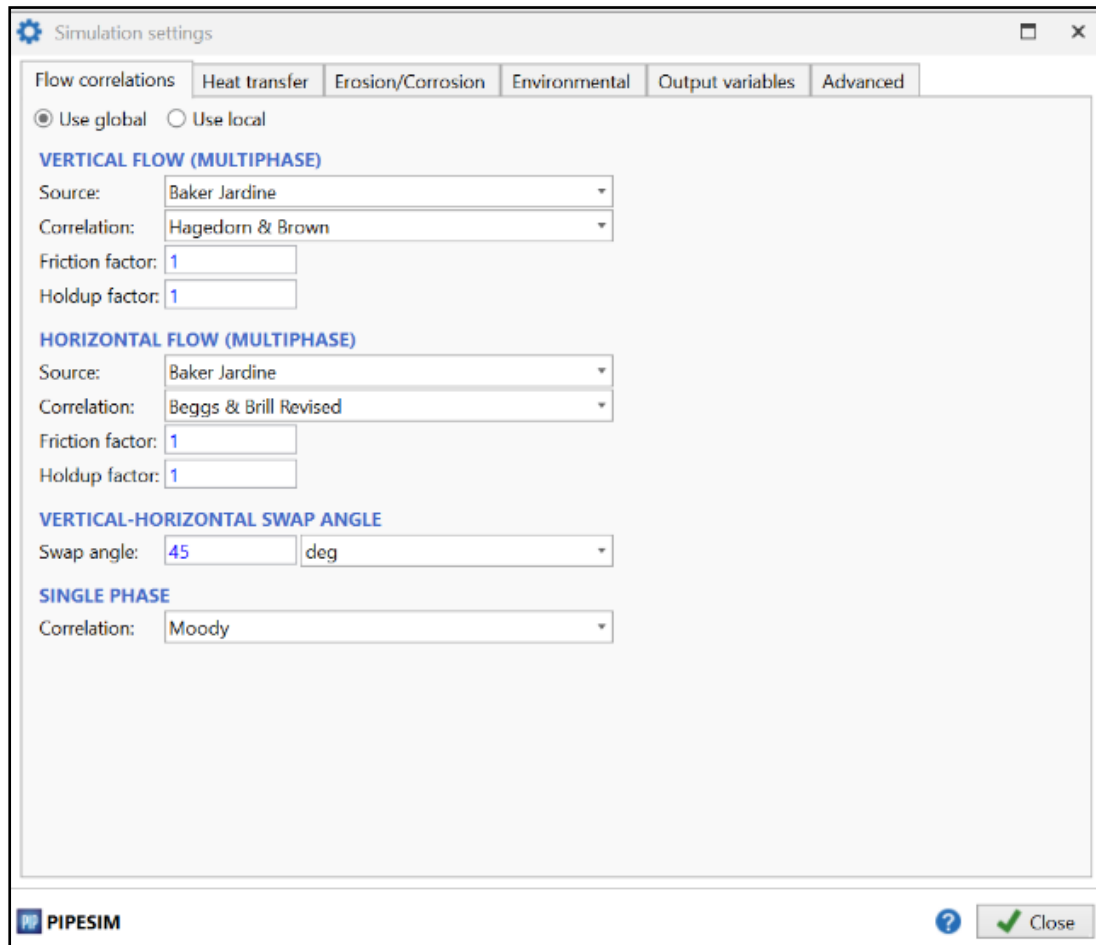


Figure 3.2 : Types de corrélations existantes dans le PIPESIM

Dans le but de déterminer la corrélation la plus appropriée pour notre étude. Nous avons effectué plusieurs essais en tenant compte des débits de gaz sec et des pressions de service, mesurés au niveau des manifolds In Salah (109 bars et 1,41 MMsm³/J) et Gour Mahmoud (123 bars et 6,11 MMsm³/J). Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau ci-dessus.

Tableau 3.1: Résultats de la simulation préliminaire des corrélations monophasique

La Corrélation	La pression (Bar)
Moody	104,68
AGA.	104,68
Panhandle 'A'.	102,78
Panhandle 'B'.	102,78
Hazen-Williams.	104,68
Weymouth	108,76

Grâce aux variations des corrélations effectuées, nous avons pu nous rapprocher de la corrélation optimale pour notre étude. Nous avons choisi d'utiliser la corrélation de Weymouth

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

pour notre prochain tableau, dans lequel nous allons explorer la variation du Flow Efficiency dans une plage allant de 0 à 1.

Tableau 3.2: Variation de la pression en fonction de la variation du flow efficience au niveau du Manifold de In Salah

Weymouth	
FLOW Efficience	La pression au niveau du nœud (Bar)
0,87	108,16
0,88	106,14
0,885	106,63
0,888	106,33
0,9	105,71

Tableau 3.3: Variation de pression en fonction de la variation du flow efficience au niveau du Manifold de Gour Mahmoud

Weymouth	
FLOW Efficience	La pression au niveau du Manifold (Bar)
0,1	1483,27
0,2	569,84
0,3	342,09
0,4	249,74
0,6	169,46
0,7	147,78
0,8	135,67
0,85	125,05
0,86	123,82
0,875	122,03

Les résultats obtenus à partir des tableaux précédents nous ont permis de déterminer le facteur flow efficiency qui décrit bien la perte de charge au niveau de la trunkline GM et IS.

Après le calage du réseau existant de GM, nous passons à la conception de notre réseau BZ en projetant la structure du réseau.

3.4 Structure du Réseau

Le réseau étudié est composé de 42 Puits et 7 manifolds nommés : MFD BZ 1, MFD BZ 2, MFD BZ 3, MFD BZ 4, MFD BZ 5, MFD BZ 6, MFD BZ T.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

Tableau 3.4: Répartition puits - manifolds

Manifold	Puits Associé	
MFD-BZ2	BZ-3 BZ-10 BZ-W6 BZ-W4	BZ- W3 BZ-13 BZ-11 BZ-15
MFD-BZ1	BZ-12 BZ-4 BZ- W8	BZ-14 BZ-W11
MFD-BZ5	DJBA-V14 DJBA-V13 DJBA-V26	DJBA-5 DJBA-6 DJBA-7
MFD-BZ6	DJBA-8 DJBA-11 DJBA-3	DJBA-9 DJBA-10 DJBA- V24
MFD-BZ3	BZ-2 BZ-W20	BZ-W9 BZ-W17
MFD-BZT	BZ-6 BZN-V6	BZ-8 BZN-V4

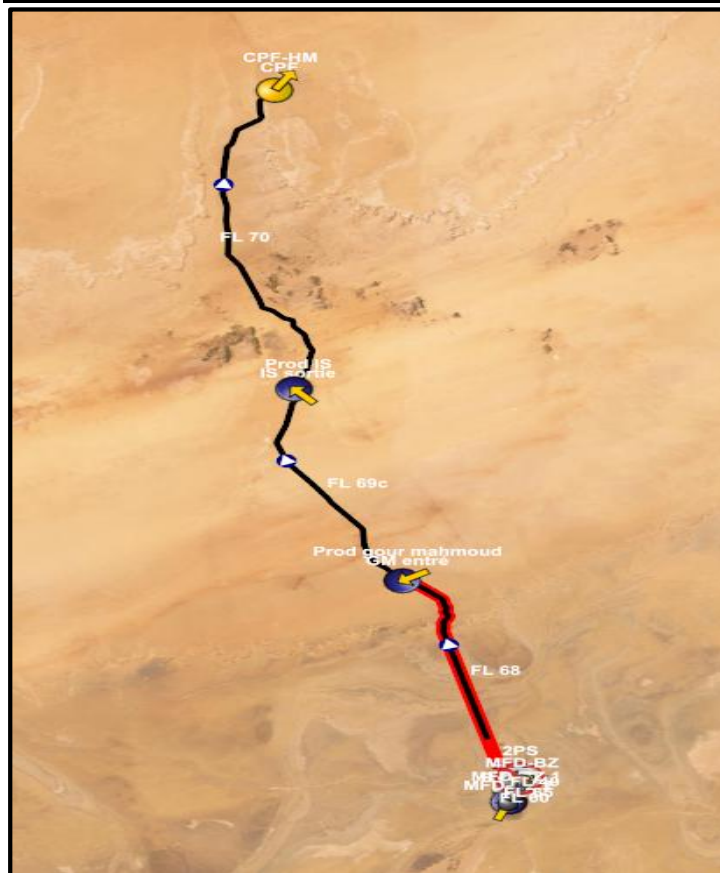
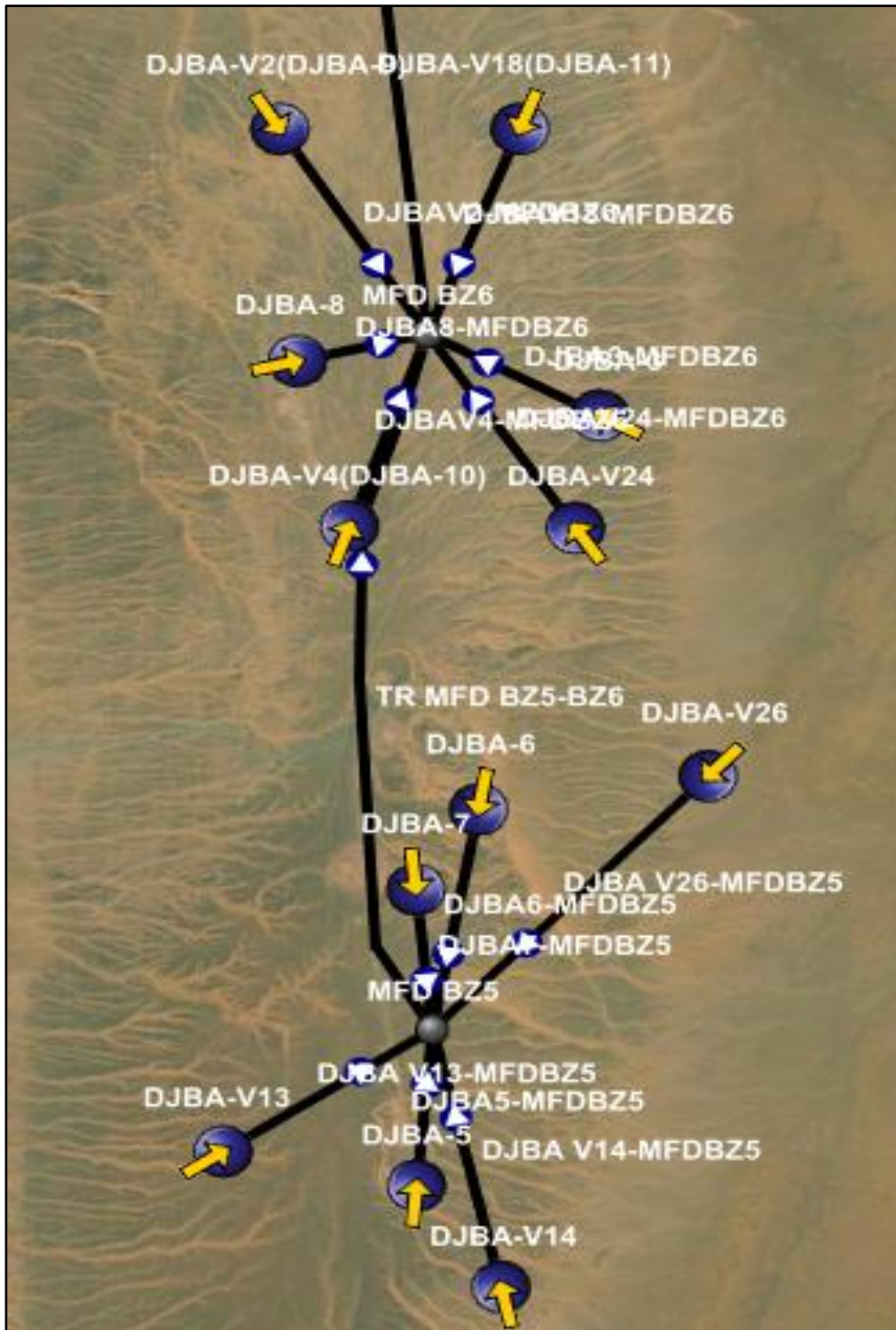


Figure 3.3: Raccordement avec la trunkline existante

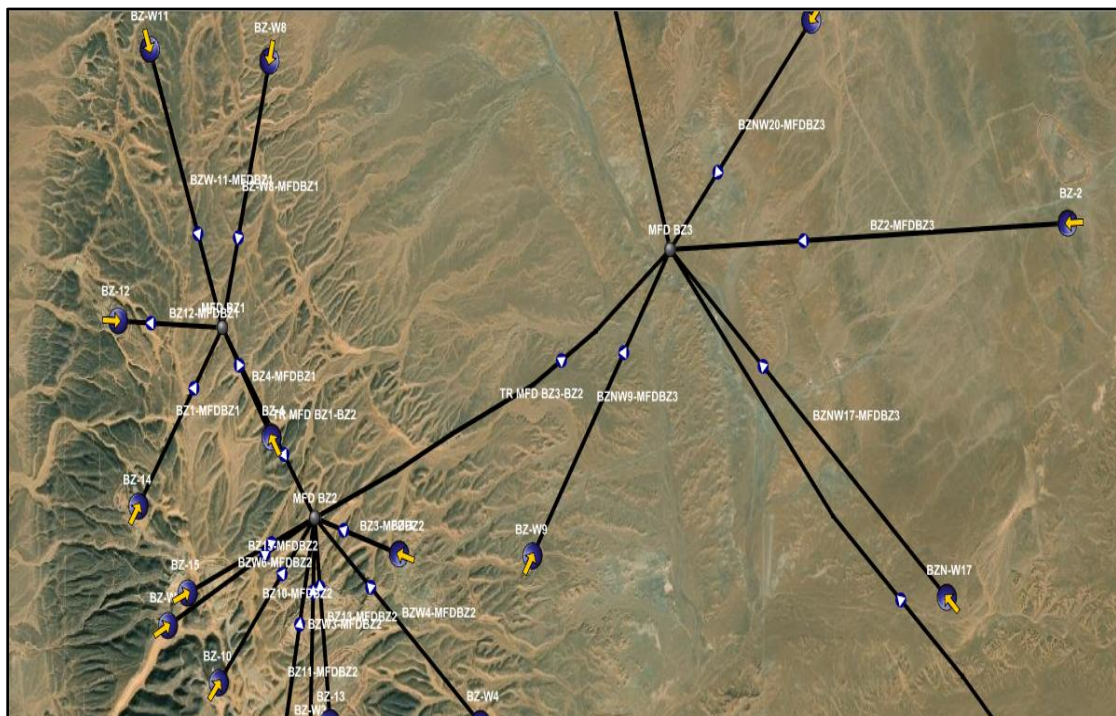
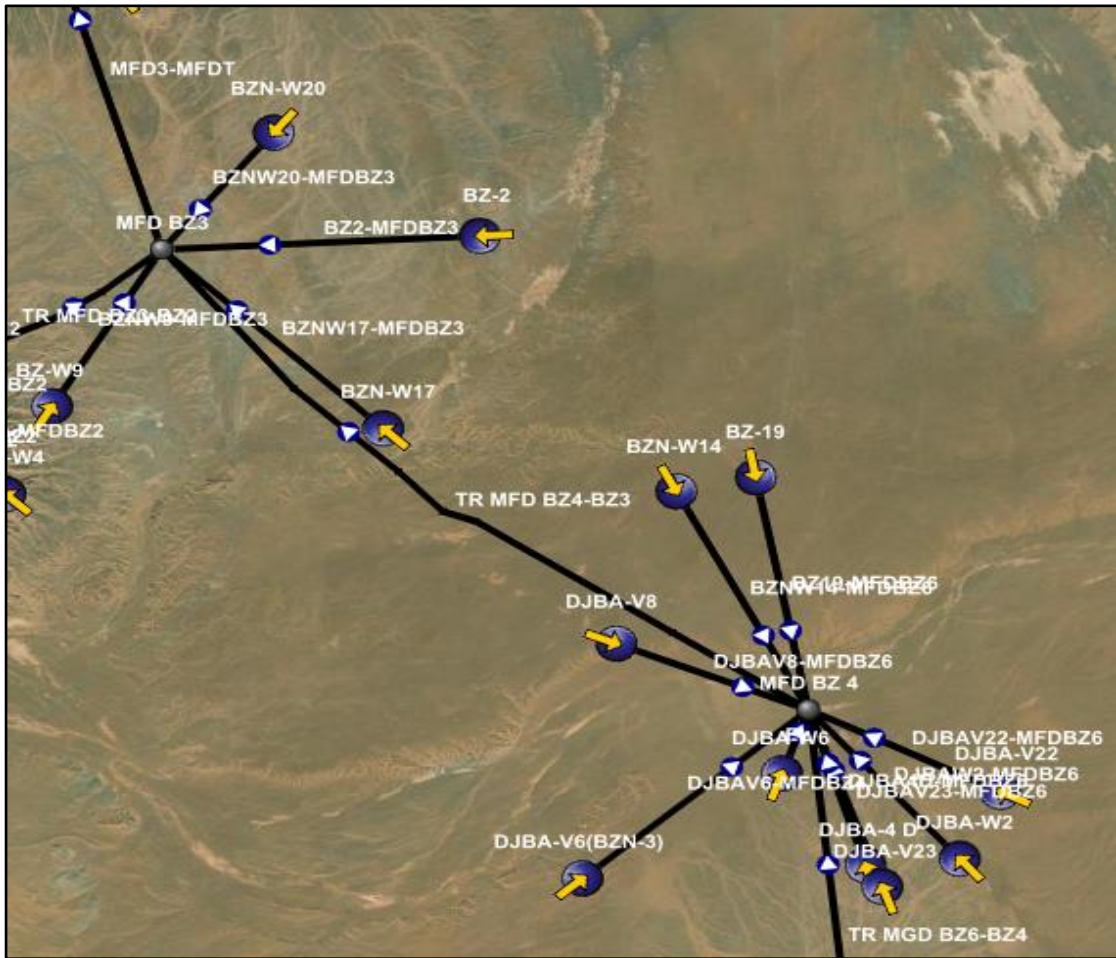
Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

Pour les manifolds du MFD-BZ5 au MFD-BZ6 au MFD-BZ4 et MFD-BZ1 au MFD-BZ2 au MFD-BZ3 et du MFD-BZ3 au MFD-BZT.

On utilise le modèle NETWORK (arc GIS) dans PIPESIM pour modéliser le réseau



Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte



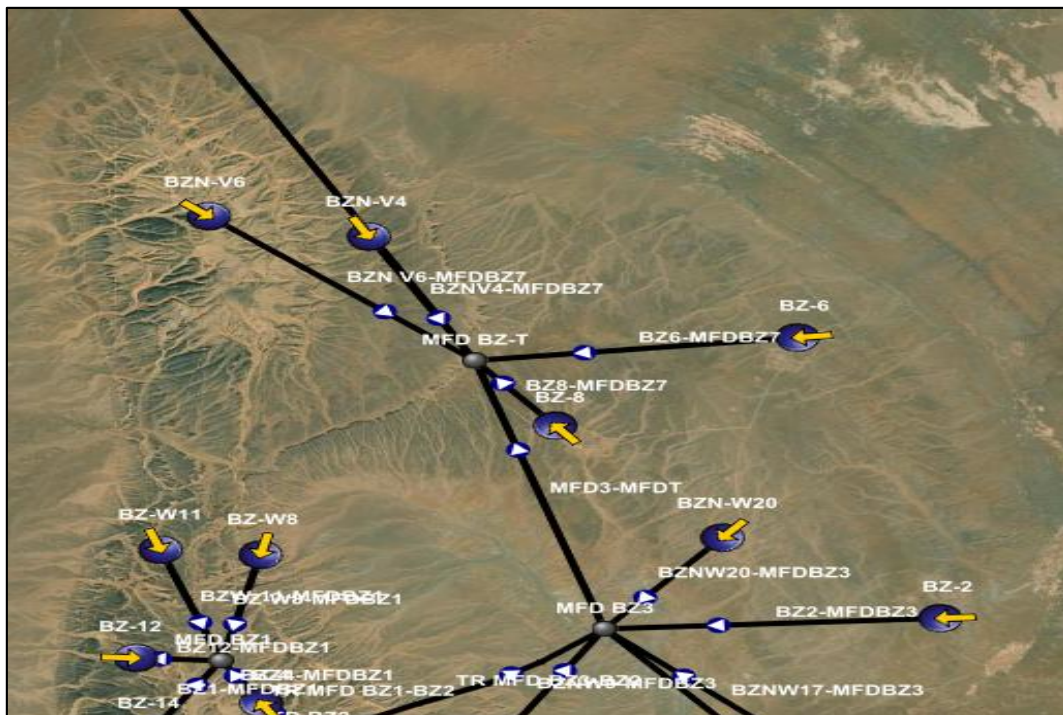


Figure 3.4: Répartition de puits manifolds

On suppose les Diamètres préliminaires au niveau des trunklines secondaires.

Tableau 3.5: Les diamètres préliminaires

Trun Kline	Diamètre
Manifold GM_MFD_IS	16"
MFD BZ 4_MFD BZ3	12"
MFD BZ1_MFD BZ2	10"
MFD BZ2_MFD BZ3	10"
MFD BZ3_MFD BZ-T	14"
MFD BZ5_MFD BZ6	10"
MFD BZ6_MFD BZ 4	10"
MFD BZ-Manifold GM	16"

3.5 Analyse des résultats de la simulation du scénario (réseau BZ vers GM)

On prend la production maximum (Année 2030) et on fait varier les diamètres préliminaires puis on interprète les pertes de charges et l'EVR.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

Tableau 3.6: Résultat de la simulation de l'année de production maximum

Trun Kline	Diamètre	ΔP (Bar)	EVR	Vitesse(m/s)	Longueur(km)	$\Delta P/Km$
Manifold GM_MFD_IS	16"	25,59	0,51	4,54	28,68	0,89
MFD BZ 4_MFD BZ3	12"	2,57	0,18	1,48	9,56	0,26
MFD BZ1_MFD BZ2	10"	0,43	0,04	0,34	1,54	0,26
MFD BZ2_MFD BZ3	10"	-0,67	0,11	0,93	3,75	-0,18
MFD BZ3_MFD BZ-T	14"	2,29	0,22	1,92	4,68	0,49
MFD BZ5_MFD BZ6	10"	0,73	0,07	0,62	5,91	0,12
MFD BZ6_MFD BZ 4	10"	0,12	0,15	1,23	6,08	0,019
MFD BZ-T_Manifold GM	16"	6,07	0,18	1,56	37,06	0,16
CPF HM		131,07	1,38	28,96	54,21	2,42

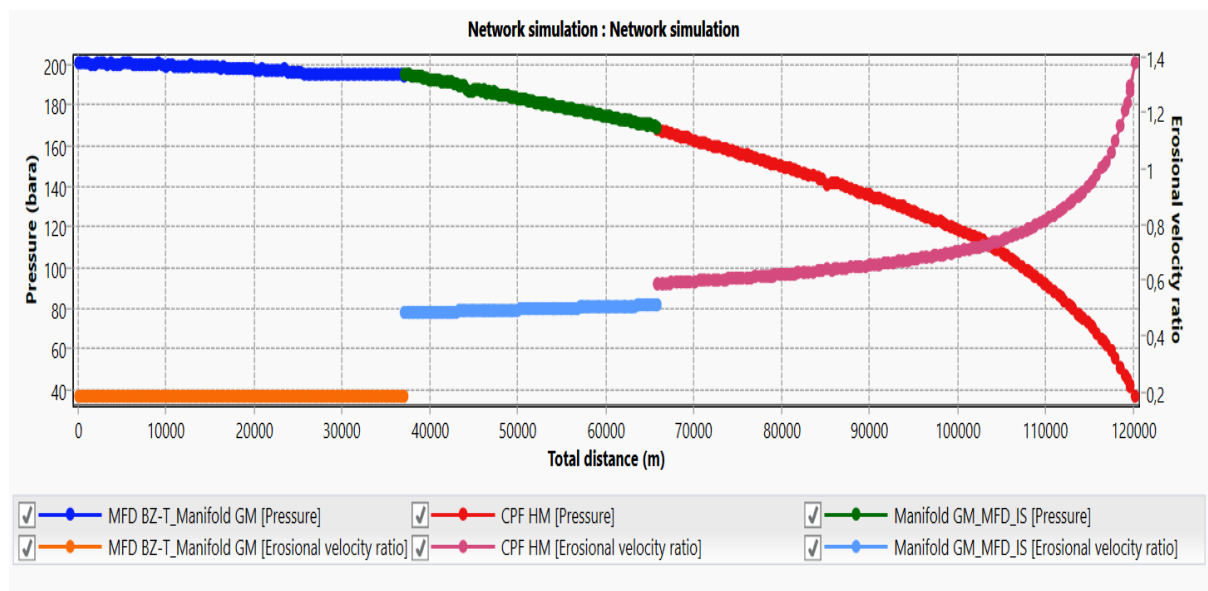


Figure 3.5: Variation de la pression et L'EVR au niveau des Manifolds et de la CPF

Remarques : Notons que ces diamètres ne sont pas fixés pour tous les scénarios que l'on va étudier mais seront susceptibles d'être modifiés.

L'EVR et les pertes de charges sont élevées dans la Trunklines principale, ainsi que les pressions au niveau des Manifolds : Elles sont supérieures à 200 bars. Ce qui fait, qu'aucun puits ne va fonctionner. Cela est dû au fait que la trunkline existante de 16 pouces ne supporte pas la production additionnelle du champ BZ.

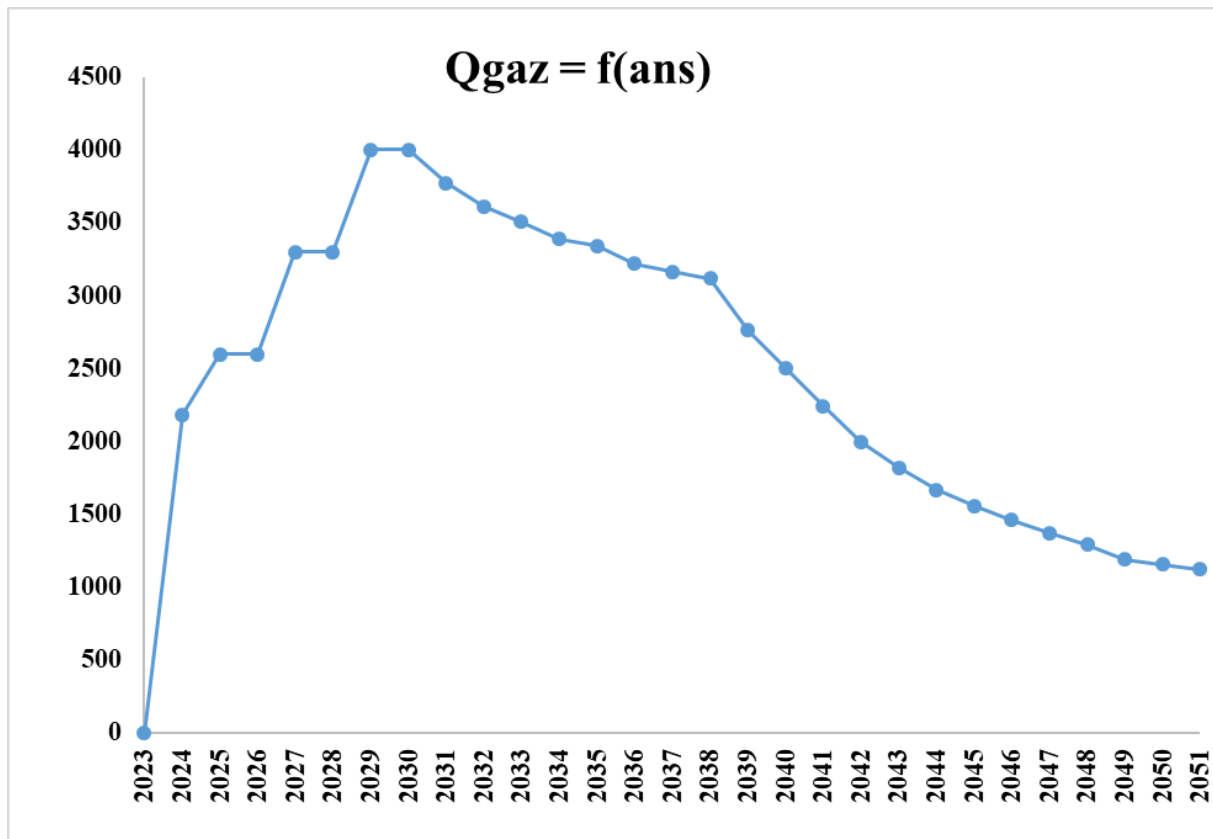
Et donc nous traiterons le scénario de trunkline majeur direct vers Hassi Moumen.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

3.6 Scénario 2 : Trunkline direct avec différents Diamètres 16,18 et 20 Pouces.

3.6.1 Choix des années pour la variation des diamètres

On choisit 5 années selon le changement brusque de production en faisant varier les diamètres.



On compare les pressions mesurées et les pressions de tête pour pouvoir déterminer le diamètre optimal qui assure une bonne production.

Tableau 3.7: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurer TR16 pouces

Puits	2024			2027			2030			2038			2051		
	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff
BZ-10	59,67	30	-29,67	83,50	51,87	-31,63	85,2	30,4	-54,8	71,47	30,00	-41,47	43,55	30,00	-13,55
BZ-11	Puits fermé	/	/	83,63	53,36	-30,27	85,3	30,2	-55,1	71,62	30,00	-41,62	Puits fermé	30,00	/
BZ-12	59,525	30	-29,525	84,85	57,15	-27,69	86,6	30,7	-55,9	71,69	30,00	-41,69	43,67	30,00	-13,67

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

BZ-13	59,30	30	-29,296	83,45	62,51	-20,94	85,2	30,7	-54,5	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-14	Puits fermé	/	/	84,66	53,48	-31,19	86,4	30,2	-56,2	71,52	30,00	-41,52	Puits fermé	30,00	/
BZ-15	Puits fermé	/	/	83,34	55,03	-28,31	85,1	30,2	-54,8	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-19	Puits fermé	/	/	85,42	81,46	-3,96	89,0	30,3	-58,8	75,46	30,00	-45,46	44,25	30,00	-14,25
BZ-2	59,20	30	-29,199	81,99	52,71	-29,27	84,3	30,6	-53,6	71,65	30,00	-41,65	43,75	30,00	-13,75
BZ-3	59,45	30	-29,446	83,59	53,60	-29,99	85,3	30,5	-54,8	71,61	30,00	-41,61	43,63	30,00	-13,63
BZ-4	Puits fermé	/	/	84,48	96,94	12,46	86,2	30,1	-56,1	71,39	30,00	-41,39	Puits fermé	30,00	/
BZ-6	58,75	30	-28,746	79,67	56,90	-22,77	81,0	31,8	-49,2	70,99	30,00	-40,99	43,68	30,00	-13,68
BZ-8	58,61	30	-28,607	79,73	52,29	-27,44	81,1	30,6	-50,5	71,05	30,00	-41,05	43,67	30,00	-13,67
BZN-V4	Puits fermé	/	/	puits fermé	/	/	81,1	78,9	-2,2	71,00	30,68	-40,32	43,62	30,00	-13,62
BZN-V6	58,40	119,2267	60,828	79,39	116,10	36,71	80,7	115,0	34,2	71,06	63,71	-7,35	43,79	30,00	-13,79
BZN-W14	Puits fermé	/	/	85,67	88,37	2,70	89,4	30,2	-59,1	75,35	30,00	-45,35	44,17	30,00	-14,17
BZN-W17	Puits fermé	/	/	82,73	98,85	16,12	85,4	30,2	-55,2	71,79	30,00	-41,79	43,84	30,00	-13,84
BZN-W20	Puits fermé	/	/	82,08	48,35	-33,72	84,4	30,2	-54,2	71,71	30,00	-41,71	43,78	30,00	-13,78
BZ-W11	Puits fermé	/	/	85,03	63,97	-21,06	87,1	30,4	-56,8	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-W3	Puits fermé	/	/	83,52	88,15	4,63	85,2	30,2	-55,0	71,54	30,00	/	43,58	30,00	-13,58
BZ-W4	Puits fermé	/	/	83,79	58,63	-25,16	85,5	30,3	-55,2	71,78	30,00	-41,78	Puits fermé	30,00	/
BZ-W6	Puits fermé	/	/	83,60	93,40	9,80	85,3	30,1	-55,3	71,60	30,00	-41,60	Puits fermé	30,00	/
BZ-W8	Puits fermé	/	/	87,16	54,69	-32,47	88,9	30,4	-58,6	71,76	30,00	-41,76	Puits fermé	30,00	/
BZ-W9	Puits fermé	/	/	83,92	54,53	-29,38	86,3	30,3	-55,9	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
DJBA-3	63,31	109,4659	46,156	87,46	84,82	-2,64	91,5	66,2	-25,2	77,37	29,54	-47,82	Puits fermé	30,00	/
DJBA-4	60,99	127,8021	66,816	85,35	114,84	29,49	88,9	99,5	10,6	75,38	29,79	-45,59	44,10	30,00	-14,10
DJBA-5	63,51	126,4097	62,895	87,62	116,11	28,49	92,6	100,8	8,3	77,81	29,77	-48,04	44,18	30,00	-14,18
DJBA-6	63,53	90,33562	26,801	87,60	72,87	-14,73	92,5	71,7	-20,8	77,76	30,65	-47,11	44,17	30,00	-14,17
DJBA-7	63,34	118,6912	55,353	87,42	103,94	16,52	92,4	93,0	0,6	77,65	29,94	-47,71	Puits fermé	30,00	/
DJBA-8	63,23	120,725	57,499	87,36	102,93	15,58	91,4	91,1	-0,3	77,36	30,65	-46,72	44,17	30,00	-14,17
DJBA-V13	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	92,7	86,9	-5,8	77,71	29,82	-47,89	Puits fermé	30,00	/
DJBA-V14	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	92,7	101,0	8,3	77,91	29,87	-48,04	Puits fermé	30,00	/
DJBA-11	63,30	123,3236	60,025	63,30	108,64	45,34	91,4	97,2	5,8	77,34	29,77	-47,57	Puits fermé	30,00	/
DJBA-9	63,42	122,9744	59,556	63,42	107,34	43,92	91,6	96,2	4,6	77,57	29,76	-47,81	44,24	30,00	-14,24
DJBA-V22	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	88,9	98,5	9,6	75,34	31,37	-43,98	44,09	30,00	-14,09
DJBA-V23	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	88,9	99,6	10,7	75,38	29,80	-45,58	44,09	30,00	-14,09
DJBA-V24	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	91,3	68,2	-23,1	77,24	29,61	-47,63	Puits fermé	30,00	/
DJBA-V26	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	92,8	89,5	-3,3	78,00	29,40	-48,60	Puits fermé	30,00	/

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

DJBA-10	63,17	107,5844	44,415	63,17	86,89	23,72	91,2	74,3	-16,9	77,13	30,85	-46,29	44,06	30,00	-14,06
DJBA-V6	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	89,2	71,6	-17,5	75,40	31,66	-43,74	Puits fermé	30,00	/
DJBA-V8	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	89,2	78,7	-10,5	75,42	30,70	-44,72	Puits fermé	30,00	/
DJBA-W2	Puits fermé	/	/	Puits fermé	104,39	/	89,0	30,2	-58,8	75,43	30,00	-45,43	44,22	30,00	-14,22
DJBA-W6	Puits fermé	/	/	Puits fermé	117,47	/	88,9	37,6	-51,4	75,40	30,00	-45,40	44,18	30,00	-14,18

Une observation du tableau révèle que lorsque le diamètre est de 16 pouces, plusieurs puits ne sont pas opérationnels. Par conséquent, il est nécessaire de répéter la procédure en utilisant un diamètre de 18 pouces. Cette adaptation est essentielle pour assurer le bon fonctionnement de l'ensemble du système de collecte.

Tableau 3.8: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurer TR 18 pouces

Puits	2024			2027			2030			2038			2051		
	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff
BZ-10	51,09	30,00	-21,09	67,73	51,87	-15,86	70,43	30,35	-40,07	58,29	30,00	-28,29	40,75	30,00	-10,75
BZ-11	Puits fermé	/	/	67,82	53,36	-14,46	70,56	30,23	-40,33	58,41	30,00	-28,41	Puits fermé	30,00	/
BZ-12	50,86	30,00	-20,86	68,80	57,15	-11,64	71,54	30,70	-40,84	58,47	30,00	-28,47	40,86	30,00	-10,86
BZ-13	50,63	30,00	-20,63	67,65	62,51	-5,14	70,41	30,71	-39,70	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-14	Puits fermé	0,00	/	68,66	53,48	-15,19	71,38	30,19	-41,19	58,34	30,00	-28,34	Puits fermé	30,00	/
BZ-15	Puits fermé	0,00	/	67,57	55,03	-12,53	70,32	30,24	-40,08	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-19	Puits fermé	0,00	/	69,27	81,46	12,19	74,18	30,28	-43,90	62,80	30,00	-32,80	41,45	30,00	-11,45
BZ-2	50,46	30,00	-20,46	66,45	52,71	-13,73	69,52	30,63	-38,89	58,38	30,00	-28,38	40,94	30,00	-10,94
BZ-3	50,78	30,00	-20,78	67,77	53,60	-14,17	70,52	30,52	-40,00	58,40	30,00	-28,40	40,82	30,00	-10,82
BZ-4	Puits fermé	0,00	/	68,52	96,94	28,43	71,28	30,12	-41,16	58,23	30,00	-28,23	Puits fermé	30,00	/
BZ-6	49,97	30,00	-19,97	64,63	56,90	-7,73	66,38	30,78	-35,60	57,63	30,00	-27,63	40,87	30,00	-10,87
BZ-8	49,76	30,00	-19,76	64,63	52,29	-12,33	66,37	30,58	-35,79	57,64	30,00	-27,64	40,85	30,00	-10,85
BZN-V4	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	66,41	78,89	12,48	57,64	30,68	-26,96	40,81	30,00	-10,81
BZN-V6	49,62	119,23	69,61	64,39	116,10	51,71	66,09	114,97	48,88	57,82	63,71	5,89	41,01	30,00	-11,01
BZN-W14	Puits fermé	0,00	/	69,50	88,37	18,87	74,47	30,23	-44,24	62,70	30,00	-32,70	41,38	30,00	-11,38
BZN-W17	Puits fermé	0,00	/	67,12	98,85	31,73	70,59	30,24	-40,35	58,52	30,00	-28,52	41,03	30,00	-11,03
BZN-W20	Puits fermé	0,00	/	66,53	48,35	-18,17	69,66	30,18	-39,48	58,42	30,00	-28,42	40,96	30,00	-10,96
BZ-W11	Puits fermé	0,00	/	68,93	63,97	-4,96	71,99	30,36	-41,63	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/
BZ-W3	Puits fermé	0,00	/	67,72	88,15	20,42	70,48	30,24	-40,25	58,34	30,00	-28,34	40,78	30,00	-10,78

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

BZ-W4	Puits fermé	0,00	/	67,93	58,63	-9,30	70,69	30,33	-40,36	58,53	30,00	-28,53	Puits fermé	30,00	/	
BZ-W6	Puits fermé	0,00	/	67,79	93,40	25,61	70,55	30,07	-40,49	58,39	30,00	-28,39	Puits fermé	30,00	/	
BZ-W8	Puits fermé	0,00	/	70,82	54,69	-16,13	73,64	30,38	-43,26	58,53	30,00	-28,53	Puits fermé	30,00	/	
BZ-W9	Puits fermé	0,00	/	68,14	54,53	-13,61	71,30	30,34	-40,96	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-3		55,02	109,47	54,44	70,99	84,82	13,83	76,36	66,23	-10,13	64,98	29,54	-35,44	Puits fermé	30,00	/
DJBA-4		52,47	127,80	75,33	69,24	114,84	45,60	74,06	99,52	25,46	62,75	29,79	-32,96	41,31	30,00	-11,31
DJBA-5		55,24	126,41	71,17	71,17	116,11	44,94	77,29	100,84	23,54	65,50	29,77	-35,73	41,39	30,00	-11,39
DJBA-6		55,28	90,34	35,05	71,17	72,87	1,70	77,24	71,71	-5,53	65,44	30,65	-34,80	41,39	30,00	-11,39
DJBA-7		55,07	118,69	63,62	70,99	103,94	32,95	77,12	93,03	15,91	65,35	29,94	-35,41	Puits fermé	30,00	/
DJBA-8		54,94	120,73	65,78	70,90	102,93	32,04	76,28	91,06	14,78	65,01	30,65	-34,36	41,38	30,00	/
DJBA-V13	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	77,40	86,93	9,53	65,40	29,82	-35,58	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-V14	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	77,40	101,04	23,64	65,58	29,87	-35,71	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-11		55,00	123,32	68,33	70,98	108,64	37,66	76,35	97,24	20,89	64,98	29,77	-35,21	Puits fermé	30,00	/
DJBA-9		55,12	122,97	67,85	71,10	107,34	36,23	76,48	96,20	19,71	65,22	29,76	-35,45	41,45	30,00	-11,45
DJBA-V22	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	74,08	98,53	24,45	62,72	31,37	-31,36	41,30	30,00	-11,30	
DJBA-V23	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	74,04	99,62	25,58	62,77	29,80	-32,97	41,30	30,00	-11,30	
DJBA-V24	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	76,24	68,19	-8,05	64,88	29,61	-35,27	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-V26	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	77,52	89,54	12,02	65,65	29,40	-36,25	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-10		54,91	107,58	52,68	70,82	86,89	/	76,18	74,33	-1,85	64,80	30,85	-33,96	41,28	30,00	-11,28
DJBA-V6	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	74,28	71,64	-2,64	62,72	31,66	-31,06	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-V8	Puits fermé	0,00	/	Puits fermé	0,00	/	74,31	78,70	4,40	62,74	30,70	-32,04	Puits fermé	30,00	/	
DJBA-W2	Puits fermé	0,00	/	69,24	104,39	35,15	74,14	30,17	-43,97	62,77	30,00	-32,77	41,43	30,00	-11,43	
DJBA-W6	Puits fermé	0,00	/	69,17	117,47	48,29	74,08	37,59	-36,48	62,72	30,00	-32,72	41,39	30,00	-11,39	

Une observation du tableau met en évidence que pour un diamètre de 18 pouces, ce champ ne présente pas de rentabilité. En effet, plusieurs puits ne fonctionnent pas correctement et même les puits producteurs affichent une faible production. Par conséquent, il est nécessaire de répéter la procédure en utilisant un diamètre de 20 pouces. Cette modification vise à améliorer la performance globale du champ et à accroître sa rentabilité potentielle.

3.6.2 Choix préliminaire des diamètres des Trunklines

Nous allons examiner les résultats de la production maximale de l'année 2030, en utilisant un diamètre de 20 pouces pour la Trun Kline principale. Notre attention se portera sur les pertes de charge ainsi que

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

sur le coefficient d'érosion, afin de vérifier si nous avons dépassé les seuils autorisés. Cette évaluation nous permettra de prendre des décisions informées concernant la viabilité et la durabilité de notre système de collecte. Passons maintenant à l'analyse détaillée de ces paramètres pour évaluer leur impact sur notre projet.

Tableau 3.9: Les résultats au niveau des Trun Kline Secondaire

Branche	Perte de Charge	EVR	dp/ Distance	Distance (Km)
MFD BZ 4_MFD BZ3	5,210578	0,329807	0,54503954	9,56
MFD BZ1_MFD BZ2	0,9070458	0,1191123	0,588990779	1,54
MFD BZ2_MFD BZ3	1,012661	0,2065597	0,270042933	3,75
MFD BZ3_MFD BZ-T	3,662657	0,3924471	0,782619017	4,68
MFD BZ5_MFD BZ6	0,9587426	0,1251057	0,162498746	5,92
MFD BZ6_MFD BZ 4	2,237144	0,2601432	0,367951316	6,08
CPF	20,11555	0,2636226	0,167727424	119,93

En analysant le tableau, nous pouvons observer qu'une mesure a été prise pour réduire les pertes de charges dans la Trun Kline reliant le MFDBZ3 et le MFDBZT. Cette mesure consiste à augmenter le diamètre de la Trun Kline de 14 pouces à 16 pouces. Ce changement de diamètre a un impact direct sur les autres Trunklines du système, bien que de manière mineure.

Tableau 3.10: Les résultats au niveau des Trun Kline Secondaire après la modification des diamètres

Branche	Perte de Charge	EVR	dp/ Distance	Distance(Km)
MFD BZ 4_MFD BZ3	5,31242	0,3338745	0,555692469	9,56
MFD BZ1_MFD BZ2	0,9013874	0,1205149	0,585316494	1,54
MFD BZ2_MFD BZ3	1,038262	0,2090874	0,276869867	3,75
MFD BZ3_MFD BZ-T	2,402393	0,3004808	0,513331838	4,68
MFD BZ5_MFD BZ6	0,9630581	0,126311	0,163230186	5,92
MFD BZ6_MFD BZ 4	2,291629	0,2629046	0,376912664	6,08
CPF	20,11587	0,2636231	0,167730093	119,93

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

Tableau 3.11: Résultats de la comparaison des pressions de tête et les pressions mesurées TR 20 pouces

Puits	2024			2027			2030			2038			2051		
	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff	P mesuré	P tête	Diff
BZ-10	46,37	30,00	-16,37	59,51	51,87	-7,64	61,84	30,35	-31,49	50,64	30,00	-20,64	39,35	30,00	-9,35
BZ-11	Puits fermé	/	0,00	59,56	53,36	-6,20	61,95	30,23	-31,72	50,74	30,00	-20,74	Puits fermé	/	/
BZ-12	46,08	30,00	-16,08	60,52	57,15	-3,36	62,88	30,70	-32,18	50,81	30,00	-20,81	39,46	30,00	-9,46
BZ-13	45,86	30,00	-15,86	59,39	62,51	3,11	61,81	30,71	-31,10	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	/	/
BZ-14	Puits fermé	/	0,00	60,41	53,48	-6,93	62,74	30,19	-32,55	50,70	30,00	-20,70	Puits fermé	/	/
BZ-15	Puits fermé	/	0,00	59,33	55,03	-4,29	61,73	30,24	-31,49	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	/	/
BZ-19	Puits fermé	/	0,00	61,49	81,46	19,97	66,07	30,28	-35,79	55,54	30,00	-25,54	40,06	30,00	-10,06
BZ-2	45,63	30,00	-15,63	57,77	52,71	-5,06	60,79	30,63	-30,16	50,68	30,00	-20,68	39,53	30,00	-9,53
BZ-3	46,01	30,00	-16,01	59,51	53,60	-5,91	61,91	30,52	-31,39	50,73	30,00	-20,73	39,42	30,00	-9,42
BZ-4	Puits fermé	/	0,00	60,28	96,94	36,67	62,66	30,12	-32,55	50,60	30,00	-20,60	Puits fermé	/	/
BZ-6	45,18	30,00	-15,18	55,68	56,90	1,22	57,35	30,78	-26,57	49,85	30,00	-19,85	39,47	30,00	-9,47
BZ-8	44,92	30,00	-14,92	55,63	52,29	-3,34	57,29	30,58	-26,71	49,83	30,00	-19,83	39,44	30,00	-9,44
BZN-V4	Puits fermé	/	0,00	Puits fermé	/	/	57,35	78,89	21,54	49,87	30,68	-19,19	39,40	30,00	-9,40
BZN-V6	44,81	119,23	74,42	55,45	116,10	60,65	57,07	114,97	57,90	50,13	63,71	13,58	39,62	30,00	-9,62
BZN-W14	Puits fermé	/	/	61,71	88,37	26,67	66,35	30,23	-36,12	55,45	30,00	-25,45	39,99	30,00	-9,99
BZN-W17	Puits fermé	/	/	58,41	98,85	40,44	61,79	30,24	-31,56	50,82	30,00	-20,82	39,62	30,00	-9,62
BZN-W20	Puits fermé	/	/	57,85	48,35	-9,49	60,91	30,18	-30,72	50,71	30,00	-20,71	39,56	30,00	-9,56
BZ-W11	Puits fermé	/	/	60,63	63,97	3,34	63,28	30,36	-32,92	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	/	/
BZ-W3	Puits fermé	/	/	59,48	88,15	28,67	61,89	30,24	-31,65	50,68	30,00	-20,68	39,38	30,00	-9,38
BZ-W4	Puits fermé	/	/	59,65	58,63	-1,02	62,06	30,33	-31,73	50,85	30,00	-20,85	Puits fermé	/	/
BZ-W6	Puits fermé	/	/	59,54	93,40	33,86	61,95	30,07	-31,89	50,72	30,00	-20,72	Puits fermé	/	/
BZ-W8	Puits fermé	/	/	62,37	54,69	-7,68	64,81	30,38	-34,43	50,86	30,00	-20,86	Puits fermé	/	/
BZ-W9	Puits fermé	/	/	59,32	54,53	-4,79	62,42	30,34	-32,08	Puits fermé	30,00	/	Puits fermé	/	/
DJBA-3	50,49	109,47	58,97	63,74	84,82	21,08	68,48	66,23	-2,25	57,92	29,54	-28,37	Puits fermé	/	/
DJBA-4	47,80	127,80	80,00	61,47	114,84	53,36	65,96	99,52	33,56	55,51	29,79	-25,73	39,92	30,00	-9,92
DJBA-5	50,73	126,41	75,68	63,95	116,11	52,16	69,43	100,84	31,40	58,48	29,77	-28,71	40,00	30,00	-10,00
DJBA-6	50,77	90,34	39,56	63,96	72,87	8,91	69,39	71,71	2,32	58,42	30,65	-27,77	40,00	30,00	-10,00
DJBA-7	50,55	118,69	68,14	63,77	103,94	40,17	69,27	93,03	23,77	58,33	29,94	-28,39	Puits fermé	/	/
DJBA-8	50,41	120,73	70,31	63,66	102,93	39,28	68,40	91,06	22,66	57,96	30,65	-27,31	39,99	30,00	-9,99
DJBA-V13	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	69,54	86,93	17,39	58,38	29,82	-28,56	Puits fermé	/	/

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

DJBA-V14	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	69,54	101,04	31,50	58,56	29,87	-28,69	Puits fermé	/	/
DJBA-11	50,46	123,32	72,87	63,73	108,64	44,91	68,47	97,24	28,78	57,92	29,77	-28,15	Puits fermé	/	/
DJBA-9	50,59	122,97	72,38	63,85	107,34	43,48	68,60	96,20	27,60	58,17	29,76	-28,41	40,06	30,00	-10,06
DJBA-V22	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	65,99	98,53	32,54	55,49	31,37	-24,12	39,90	30,00	-9,90
DJBA-V23	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	65,95	99,62	33,67	55,53	29,80	-25,74	39,91	30,00	-9,91
DJBA-V24	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	68,38	68,19	-0,19	57,83	29,61	-28,22	Puits fermé	/	/
DJBA-V26	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	69,65	89,54	19,89	58,61	29,40	-29,21	Puits fermé	/	/
DJBA-10	50,39	107,58	57,19	63,60	86,89	23,29	68,32	74,33	6,00	57,77	30,85	-26,92	39,89	30,00	-9,89
DJBA-V6	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	66,15	71,64	5,49	55,45	31,66	-23,79	Puits fermé	/	/
DJBA-V8	Puits fermé	/	/	Puits fermé	/	/	66,17	78,70	12,53	55,47	30,70	-24,77	Puits fermé	/	/
DJBA-W2	Puits fermé	/	/	61,46	104,39	42,94	66,04	30,17	-35,87	55,50	30,00	-25,50	40,03	30,00	-10,03
DJBA-W6	Puits fermé	/	/	61,38	117,47	56,09	65,96	37,59	-28,37	55,45	30,00	-25,45	39,99	30,00	-9,99

Conclusion : les puits n'ont pas fonctionné naturellement ce qui fait qu'on doit utiliser des compresseurs pour diminuer les pressions de ligne et pour cela on va proposer quelques scénarii.

3.7 Scénario envisagé avec compresseur

I. 1^{er} Scénario : on utilise un compresseur de 30 bars pour un diamètre de 16 pouces

On remarque que plusieurs puits ne fonctionnent pas et les autres ont presque une égalisation de pression de tête et de ligne.

Tableau 3.12: Différence de pression au niveau des puits au fil des années pour le 1^{er} scénario

	BZ-8	BZ-W11	BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6	BZ-W8	BZ-W9	BZN-V4	BZN-V6	BZN-W14	BZN-W17
Années/Puits	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$	$\Delta P(\text{bar})$
01/01/2024	0,77	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	89,99	puits fermé	puits fermé
01/01/2025	8,50	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	82,93	puits fermé	puits fermé
01/01/2026	2,71	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé	82,07	puits fermé	puits fermé
01/01/2027	1,37	8,67	33,84	4,17	38,71	-2,26	0,23	puits fermé	65,32	32,14	45,39
01/01/2028	-3,71	0,40	8,74	-3,28	15,59	-9,03	-6,66	puits fermé	64,18	9,03	21,10
01/01/2029	-21,09	-24,80	-24,29	-22,21	-22,77	-27,12	-25,21	18,28	53,97	-29,18	-16,03
01/01/2030	-32,94	-37,78	-36,45	-36,55	-37,22	-39,35	-37,04	15,33	51,71	-40,60	-36,47
01/01/2031	-29,45	-33,85	-32,39	-32,58	-33,03	-35,38	-33,25	17,27	53,51	-36,84	-32,58
01/01/2032	-26,69	-30,96	-29,50	-29,67	-30,17	-32,46	-30,47	17,76	53,83	-34,22	-29,80
01/01/2033	-24,89	-29,08	-27,62	-27,80	-28,32	-30,58	-28,66	17,01	53,02	-32,49	-27,99
01/01/2034	-22,82	puits fermé	-25,45	-25,63	-26,17	-28,43	-26,57	16,20	52,20	-30,52	-25,90
01/01/2035	-22,11	-26,20	-24,73	-24,91	-25,47	-27,69	-25,87	12,90	49,16	-29,81	-25,21
01/01/2036	-19,64	puits fermé	-22,09	-22,26	-22,83	-25,04	puits fermé	8,03	46,28	-27,35	-22,61

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

01/01/2037	-18,77	puit fermé	-21,18	-21,34	-21,94	-24,13	puit fermé	-2,65	37,71	-26,42	-21,74
01/01/2038	-18,02	puit fermé	-20,39	-20,55	-21,16	-23,32	puit fermé	-17,50	15,36	-25,44	-20,99
01/01/2039	-12,15	puit fermé	-14,42	-14,56	-15,15	-17,14	puit fermé	-12,32	14,66	-18,78	-14,98
01/01/2040	-7,98	puit fermé	-10,17	-10,30	-10,87	-12,74	puit fermé	-8,15	13,66	-14,04	-10,70
01/01/2041	-3,07	puit fermé	-4,48	-4,59	puit fermé	puit fermé	puit fermé	-3,25	13,49	-8,59	-5,46
01/01/2042	0,64	puit fermé	-0,65	-0,75	puit fermé	puit fermé	puit fermé	0,46	12,10	-4,36	-1,64
01/01/2043	3,17	puit fermé	1,93	1,84	puit fermé	puit fermé	puit fermé	2,99	9,54	-1,37	0,97
01/01/2044	5,27	puit fermé	4,11	4,03	puit fermé	puit fermé	puit fermé	5,09	6,50	1,00	3,15
01/01/2045	6,90	puit fermé	5,81	5,74	puit fermé	puit fermé	puit fermé	6,72	5,86	2,99	4,87
01/01/2046	8,11	puit fermé	7,08	7,01	puit fermé	puit fermé	puit fermé	7,94	7,14	4,33	6,13
01/01/2047	9,16	puit fermé	8,16	8,09	puit fermé	puit fermé	puit fermé	8,99	8,24	5,58	7,22
01/01/2048	10,02	puit fermé	8,90	8,84	puit fermé	puit fermé	puit fermé	9,85	9,15	6,30	8,00
01/01/2049	11,19	puit fermé	10,18	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,02	10,35	7,77	9,27
01/01/2050	11,53	puit fermé	10,54	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,36	10,75	8,11	9,62
01/01/2051	11,83	puit fermé	10,85	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,67	11,11	8,50	9,94
01/01/2052	12,10	puit fermé	11,14	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,94	11,43	8,84	10,23

Années/Puits	DJBA-3	DJBA-4 D	DJBA-5	DJBA-6	DJBA-7	DJBA-8	DJBA-V13	DJBA-V14	DJBA-V18(DJBA-11)	DJBA-V2(DJBA-9)	DJBA-V22
01/01/2024	71,36	93,80	88,00	51,85	80,47	82,72	puit fermé	puit fermé	85,31	84,77	puit fermé
01/01/2025	57,38	83,97	79,91	40,63	70,79	71,76	puit fermé	puit fermé	75,53	74,69	puit fermé
01/01/2026	49,49	79,79	76,52	34,21	65,90	65,88	puit fermé	puit fermé	70,67	69,50	puit fermé
01/01/2027	26,97	58,81	58,09	14,82	46,09	45,16	puit fermé	puit fermé	50,82	49,36	puit fermé
01/01/2028	19,31	54,29	54,17	11,52	40,99	39,29	puit fermé	puit fermé	45,81	44,06	puit fermé
01/01/2029	2,02	36,15	35,40	2,61	26,07	24,11	23,00	35,73	30,51	28,89	36,19
01/01/2030	-6,56	29,09	27,13	-1,95	19,50	18,35	13,12	27,23	24,46	23,28	28,08
01/01/2031	-6,72	26,05	22,73	-1,90	16,07	16,22	7,04	22,57	22,10	21,24	24,37
01/01/2032	-8,11	21,14	16,41	-3,19	10,56	12,41	-0,55	15,89	17,95	17,36	18,90
01/01/2033	-10,22	14,62	8,76	-5,27	3,49	7,34	-3,64	7,60	12,43	12,13	11,78
01/01/2034	-11,98	7,16	0,41	-7,06	-4,36	1,84	-6,82	-1,73	6,33	6,37	3,58
01/01/2035	-14,91	-3,94	-8,46	-10,17	-13,25	-6,57	-11,01	-9,69	-2,86	-2,40	-1,90
01/01/2036	-18,23	-9,28	-14,00	-13,90	-17,21	-11,58	-15,85	-15,26	-14,05	-13,07	-7,51
01/01/2037	-23,61	-17,75	-21,81	-20,68	-23,43	-19,50	-22,82	-22,86	-21,23	-20,53	-16,43
01/01/2038	-27,99	-25,43	-28,90	-27,93	-28,58	-26,91	-29,02	-28,95	-27,83	-28,03	-23,83
01/01/2039	-20,34	-18,56	-21,35	-21,27	-21,23	-20,36	-21,54	-21,49	-20,40	-20,56	-18,53
01/01/2040	-15,33	-13,84	-16,29	-16,22	-16,19	-15,34	-16,50	-16,43	-15,38	-15,52	-13,79
01/01/2041	-9,73	-8,41	-10,66	-10,60	-10,59	-9,74	-10,87	-10,80	-9,78	-9,91	-8,34
01/01/2042	puit fermé	-4,19	-6,19	-6,14	-6,15	-5,30	-6,42	-6,34	-5,34	-5,46	-4,11
01/01/2043	puit fermé	-1,21	-2,95	-2,90	puit fermé	-2,07	-3,18	-3,09	-2,12	-2,22	-1,12
01/01/2044	puit fermé	1,16	-0,46	-0,42	puit fermé	0,45	-0,70	-0,60	0,40	0,31	1,26
01/01/2045	puit fermé	3,15	2,30	2,33	puit fermé	2,71	puit fermé	2,15	2,67	2,58	3,25
01/01/2046	puit fermé	4,48	3,67	3,70	puit fermé	4,08	puit fermé	3,52	4,03	3,95	4,59
01/01/2047	puit fermé	5,72	5,24	5,26	puit fermé	5,44	puit fermé	puit fermé	5,39	5,31	5,84
01/01/2048	puit fermé	6,43	6,09	6,11	puit fermé	6,14	puit fermé	puit fermé	puit fermé	6,02	6,56

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

01/01/2049	puits fermé	7,90	7,59	7,60	puits fermé	7,64	puits fermé	puits fermé	puits fermé	7,52	8,03
01/01/2050	puits fermé	8,23	7,94	7,95	puits fermé	7,99	puits fermé	puits fermé	puits fermé	7,87	8,36
01/01/2051	puits fermé	8,60	8,34	8,35	puits fermé	8,39	puits fermé	puits fermé	puits fermé	8,27	8,74
01/01/2052	puits fermé	8,94	8,70	8,71	puits fermé	8,75	puits fermé	puits fermé	puits fermé	8,63	9,09

En remarque que plusieurs puits ne fonctionnent pas. Et donc on va augmenter la capacité du compresseur pour que l'on puisse diminuer plus les pressions des lignes des puits.

II. 2^{ème} Scénario : on utilise un compresseur de 60 bars pour un diamètre de 16 pouces.

Tableau 3.13: Différence de pression au niveau des puits au fil des années pour le 2^{ème} scénario

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2	BZ-3	BZ-4	BZ-6
	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)	Delta P (bar)
01/01/2024	17,43	puits fermé	19,19	19,81	puits fermé	puits fermé	puits fermé	21,99	19,36	puits fermé	23,35
01/01/2025	29,50	53,38	32,05	35,59	58,47	32,98	69,16	32,05	29,91	97,29	37,49
01/01/2026	22,16	22,63	23,73	26,56	24,20	24,13	45,72	26,19	23,03	75,42	30,34
01/01/2027	22,01	23,57	26,61	32,94	22,93	25,49	47,58	26,01	23,92	66,50	33,06
01/01/2028	15,73	17,32	20,19	25,62	16,49	18,52	28,72	20,96	17,93	48,28	27,09
01/01/2029	-1,06	0,25	2,47	6,84	-0,59	1,03	-5,74	3,56	0,90	13,99	8,71
01/01/2030	-10,57	-10,74	-11,09	-10,13	-11,53	-10,55	-17,49	-8,61	-10,40	-11,55	-5,70
01/01/2031	-6,47	-6,52	-7,32	-6,41	-7,30	puits fermé	-14,70	-5,08	-6,48	-7,22	-2,36
01/01/2032	-3,45	-3,50	-4,28	puits fermé	-4,28	puits fermé	-12,61	-2,27	-3,46	-4,19	0,43
01/01/2033	-1,56	-1,61	-2,38	puits fermé	-2,38	puits fermé	-11,19	-0,50	-1,59	-2,29	2,27
01/01/2034	0,82	0,77	0,01	puits fermé	0,00	puits fermé	-9,28	1,72	0,79	0,09	4,38
01/01/2035	1,65	1,59	0,84	puits fermé	0,83	puits fermé	-8,50	2,52	1,61	0,92	5,10
01/01/2036	4,02	3,97	3,21	puits fermé	3,20	puits fermé	-6,63	4,81	3,98	3,29	7,53
01/01/2037	5,02	4,97	4,22	puits fermé	4,20	puits fermé	-5,60	5,76	4,98	4,29	8,42
01/01/2038	5,96	5,90	5,16	puits fermé	5,14	puits fermé	-4,31	6,65	5,91	5,22	9,18
01/01/2039	11,60	11,55	10,86	puits fermé	10,84	puits fermé	2,08	12,35	11,57	10,91	15,03
01/01/2040	15,40	15,36	14,69	puits fermé	14,71	puits fermé	6,36	16,20	15,38	14,73	18,97
01/01/2041	19,46	19,43	19,34	puits fermé	19,37	puits fermé	9,81	19,87	19,46	19,37	23,32
01/01/2042	21,76	21,73	21,69	puits fermé	puits fermé	puits fermé	12,82	22,10	21,76	21,73	25,78
01/01/2043	22,74	22,71	22,68	puits fermé	puits fermé	puits fermé	15,11	23,08	22,75	22,72	26,48
01/01/2044	23,50	23,47	23,48	puits fermé	puits fermé	puits fermé	16,33	23,73	23,51	puits fermé	26,59
01/01/2045	23,91	23,88	23,89	puits fermé	puits fermé	puits fermé	17,41	24,14	23,92	puits fermé	26,65
01/01/2046	24,40	puits fermé	24,38	puits fermé	puits fermé	puits fermé	18,09	24,51	24,41	puits fermé	26,71
01/01/2047	24,73	puits fermé	24,72	puits fermé	puits fermé	puits fermé	19,06	24,84	24,75	puits fermé	26,76
01/01/2048	25,01	puits fermé	25,00	puits fermé	puits fermé	puits fermé	19,83	25,12	25,03	puits fermé	26,82
01/01/2049	25,50	puits fermé	25,49	puits fermé	puits fermé	puits fermé	20,51	25,51	25,53	puits fermé	26,86
01/01/2050	25,61	puits fermé	25,61	puits fermé	puits fermé	puits fermé	20,81	25,63	25,64	puits fermé	26,91
01/01/2051	25,73	puits	25,72	puits	puits	puits	21,23	25,73	25,76	puits	26,95

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

		fermé		fermé	fermé	fermé				fermé	
01/01/2052	25,82	puits fermé	25,82	puits fermé	puits fermé	puits fermé	21,47	25,84	25,85	puits fermé	26,99

A cause du ΔP élevée de 60 bars, la pression d'aspiration au niveau du compresseur est atmosphérique. Cette basse pression a augmenté la vitesse du gaz considérablement, par conséquent l'EVR en amont du compresseur est très élevée.

III. 3^{ème} scénario : On utilise un compresseur de 45 bars et pour un diamètre de 16 pouces. Pour la Trun Kline principale et on modifie les diamètres des Trun Klines secondaires.

Tableau 3.14: Diamètres des Trun Klines Secondaire

Trunkline	Diamètre
MFD BZ 4_MFD BZ3	16"
MFD BZ1_MFD BZ2	10"
MFD BZ2_MFD BZ3	14"
MFD BZ3_MFD BZ-T	18"
MFD BZ5_MFD BZ6	10"
MFD BZ6_MFD BZ 4	14"

Même pour ce scénario, plusieurs puits ne fonctionnent pas entre les années 2028 et 2035. Et donc : on doit augmenter le diamètre de la trunkline principale.

IV. 4^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 40 bars pour un diamètre de 18 pouces.

V. 5^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 43 bars pour un diamètre de 18 pouces.

VI. 6^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 45 bars pour un diamètre de 18 pouces.

VII. 7^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 30 bars pour un diamètre de 20 pouces.

VIII. 8^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 35 bars pour un diamètre de 20 pouces.

IX. 9^{ème} Scénario : On utilise un compresseur de 38 bars pour un diamètre de 20 pouces.

Tableau 3.14 : Différence de pression au niveau des puits au fil des années pour le 9^{ème} scénario.

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2	BZ-3	BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZ-W11	BZ-W3
01/01/2024	17,67	puits fermé	20,16	20,80	puits fermé	puits fermé	puits fermé	20,85	20,18	puits fermé	20,09	22,45	puits fermé	puits fermé
01/01/2025	32,38	56,58	36,04	39,09	62,37	36,45	74,88	32,58	33,30	101,27	35,81	34,10	puits fermé	puits fermé
01/01/2026	25,06	25,75	27,74	30,00	28,04	27,54	51,41	26,69	26,36	79,36	28,60	28,20	puits fermé	puits fermé

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

01/01/2027	29,42	31,09	34,52	40,56	30,77	33,10	58,62	31,81	31,51	74,36	37,48	33,44	41,35	65,96
01/01/2028	22,88	24,55	27,77	32,93	24,02	25,82	39,82	26,67	25,22	55,80	31,50	28,36	33,00	40,75
01/01/2029	11,80	13,17	15,64	19,82	12,53	13,99	12,21	15,61	13,87	27,08	19,77	17,44	14,41	14,23
01/01/2030	2,22	2,10	2,00	2,76	1,52	2,33	0,25	3,39	2,48	1,45	5,29	5,58	1,48	2,09
01/01/2031	4,05	4,03	3,44	4,19	3,46	puit fermé	1,93	4,76	4,11	3,48	6,43	6,92	3,24	4,03
01/01/2032	5,50	5,47	4,86	puit fermé	4,85	puit fermé	3,20	6,11	5,54	4,90	7,73	8,23	4,66	5,48
01/01/2033	6,44	6,41	5,77	puit fermé	5,77	puit fermé	4,03	6,98	6,46	5,82	8,59	9,07	5,57	6,41
01/01/2034	7,51	7,47	6,79	puit fermé	6,77	puit fermé	4,96	7,98	7,52	6,83	9,58	10,03	puit fermé	7,48
01/01/2035	7,86	7,82	7,15	puit fermé	7,14	puit fermé	5,29	8,31	7,86	7,21	9,90	10,34	6,95	7,83
01/01/2036	9,31	9,26	8,56	puit fermé	8,54	puit fermé	6,60	9,71	9,30	8,61	11,19	11,65	puit fermé	9,28
01/01/2037	9,74	9,69	8,97	puit fermé	8,96	puit fermé	7,03	10,12	9,72	9,02	11,56	12,02	puit fermé	9,71
01/01/2038	10,12	10,08	9,31	puit fermé	9,30	puit fermé	7,49	10,49	10,10	9,36	11,86	12,32	puit fermé	10,09
01/01/2039	12,79	12,75	12,16	puit fermé	12,15	puit fermé	10,44	13,14	12,78	12,20	14,15	14,85	puit fermé	12,76
01/01/2040	14,59	14,55	13,95	puit fermé	13,96	puit fermé	12,45	14,91	14,57	13,99	15,76	16,53	puit fermé	14,56
01/01/2041	17,72	17,68	17,68	puit fermé	17,71	puit fermé	15,21	17,64	17,71	17,71	18,11	18,98	puit fermé	17,69
01/01/2042	19,19	19,16	19,17	puit fermé	puit fermé	puit fermé	16,87	19,09	19,19	19,21	19,35	20,29	puit fermé	19,17
01/01/2043	20,13	20,10	20,11	puit fermé	puit fermé	puit fermé	17,99	20,03	20,13	20,15	20,12	21,11	puit fermé	20,11
01/01/2044	20,90	20,87	20,88	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,84	20,76	20,90	puit fermé	20,71	21,74	puit fermé	20,88
01/01/2045	21,62	21,59	21,61	puit fermé	puit fermé	puit fermé	19,70	21,48	21,62	puit fermé	21,31	22,42	puit fermé	21,60
01/01/2046	22,04	puit fermé	22,03	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,15	21,88	22,05	puit fermé	21,59	22,76	puit fermé	22,03
01/01/2047	22,37	puit fermé	22,36	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,57	22,21	22,38	puit fermé	21,85	23,05	puit fermé	22,36
01/01/2048	22,41	puit fermé	22,41	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,71	22,26	22,42	puit fermé	22,05	23,26	puit fermé	22,41
01/01/2049	22,87	puit fermé	22,87	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,22	22,69	22,88	puit fermé	22,40	23,64	puit fermé	22,86
01/01/2050	22,94	puit fermé	22,94	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,34	22,78	22,96	puit fermé	22,48	23,71	puit fermé	22,94
01/01/2051	23,00	puit fermé	23,00	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,40	22,84	23,02	puit fermé	22,55	23,76	puit fermé	23,00
01/01/2052	23,05	puit fermé	23,06	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,49	22,90	23,07	puit fermé	22,62	23,80	puit fermé	23,05

On remarque que tous les puits fonctionnent avec une bonne production.

Conclusion : Après avoir étudié et évalué plusieurs scénarios, l'objectif était de trouver la meilleure configuration qui garantirait une production optimale. Différentes combinaisons de diamètres de trunklines et de pressions de compresseurs ont été testées pour atteindre cet objectif.

Dans les premiers scénarios, on a conclu que les puits ne fonctionnent pas naturellement et l'utilisation d'un compresseur sera nécessaire.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

Pour les scénarii avec compression, l'utilisation d'un compresseur de 30 bars avec un diamètre de 16 pouces a entraîné une diminution significative du gradient par rapport aux scénarii sans compression. Plusieurs puits en fonctionné, mais ce n'était pas suffisant pour assurer la production pendant toute la durée de vie du champ. Ce qui nous a amenés à augmenter ΔP du compresseur

Dans le scénario suivant, l'utilisation d'un compresseur de 60 bars avec un diamètre de 16 pouces a engendré des vitesses et un EVR très élevées, surtout au niveau de l'aspiration de la pompe.

Ensuite, ΔP a été diminué à 45 bars. Bien que cela ait réduit les pertes de charges, de nombreux puits n'ont pas pu fonctionner correctement. Donc le seul moyen est d'augmenter le diamètre de la trunkline principale.

Les scénarii ultérieurs ont exploré l'utilisation de différents diamètres de trunklines (18 pouces et 20 pouces) avec des pressions de compresseurs variées. Après évaluation, il a été constaté que le scénario le plus optimal était celui d'une trunkline de 20 pouces avec un compresseur de 38 bars. Cette configuration permettait le fonctionnement de tous les puits avec une perte de charge minimale et une différence de pression acceptable.

En conclusion, le choix des trunklines de 20 pouces associés à un compresseur de 38 bars a été identifié comme le meilleur scénario pour assurer une production optimale. Cette configuration permet d'obtenir un écoulement stable avec une pression et des pertes de charge contrôlées, garantissant le bon fonctionnement de l'ensemble du système de transport du fluide.

3.8 Calcul de la Corrosion sur le réseau

Pour l'étude de la corrosion au niveau de notre réseau, on va voir l'impact du CO_2 en présence de l'eau sur les pipes, On va varier le diamètre de trunkline principale entre 16, 18 et 20 pouces pour voir l'effet du diamètre sur la corrosion.

3.8.1 Facteurs influencent la corrosion au niveau de la Trun Kline principale

Pour étudier les facteurs qui influencent la corrosion, il est nécessaire de prendre en compte différentes sensibilités.

Tableau 3.16: Résultats des sensibilités proposées

Sensibilité	1	2	3	4	5	6	7
Qgaz (mmSm³/d)	4	4	1	4	10	4	4
Qwater (Sm³/d)	40	160	1	10	10	10	10
%CO₂	5	5	5	5	5	5	10
Corrosion (mm/ans)	2,52	3,83	0,431	1,64	2,61	0,61	1,08

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

En conclusion, nos analyses approfondies du calcul de la corrosion moyenne le long de la Trunkline principale mettent en évidence l'influence significative de certains facteurs clés : la quantité de dioxyde de carbone (CO₂), la vitesse de l'eau et les variations d'élévation.

Nous avons constaté que l'augmentation de la quantité de CO₂, qui est proportionnelle au débit de gaz, entraîne une augmentation de la corrosion. Cette réaction corrosive entre le CO₂ et les matériaux métalliques accélère le processus de dégradation.

De plus, nous avons observé que la vitesse de l'eau a une relation directe avec la corrosion. Une augmentation de la vitesse de l'eau accroît les forces d'érosion et d'abrasion sur les surfaces métalliques, entraînant une corrosion plus rapide. À l'inverse, une diminution de la vitesse de l'eau réduit l'impact corrosif.

Enfin, les variations d'élévation le long de la trunkline principale ont également un impact significatif sur la corrosion. À mesure que l'élévation augmente, des conditions favorables à la corrosion, telles que l'humidité, les dépôts et les réactions électrochimiques, se produisent plus fréquemment, entraînant une augmentation de la corrosion.

Il est donc crucial de prendre en compte ces facteurs dans la mise en place de mesures de prévention et de gestion appropriées. En surveillant régulièrement la quantité de CO₂, la vitesse de l'eau et les variations d'élévation, il est possible de détecter les zones à risque élevé de corrosion et de mettre en œuvre des actions préventives adéquates.

En somme, en comprenant l'influence directe du CO₂, de la vitesse de l'eau et des variations d'élévation sur le processus corrosif, nous serons en mesure de mieux prévenir les dommages et de garantir la durabilité de la trunkline principale au sein de notre réseau de transport.

3.8.2 Corrosion moyenne au niveau des trunklines

Dans cette partie consacrée au calcul de la corrosion, nous aborderons un aspect crucial de la maintenance des infrastructures de transport, en particulier la trunkline principale. Pour évaluer la corrosion moyenne qui se produit, nous devons prendre en compte plusieurs facteurs clés, tels que les débits de gaz et d'eau, qui nous permettront de déterminer la vitesse de l'eau et, par conséquent, la corrosion associée. De plus, nous considérerons également l'effet des inhibiteurs de corrosion, qui réduisent le taux de corrosion et introduisent une nouvelle corrosion équivalente à 20 % de la corrosion initiale.

Tableau 3.157: Résultat de la corrosion pour une trunkline de 16 pouces.

Année	Q _{gaz} (mmSm ³ /d)	Q _{eau} (Sm ³ /d)	LGR	Corrosion (mm/a)	V _{eau} (m/s)	NV Corrosion (mm/a)
2023	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	2,19	0,37	0,17	0,49	0,37	0,10
2025	2,60	0,35	0,13	0,56	0,67	0,11

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

2026	2,60	0,34	0,13	0,58	0,68	0,12
2027	3,30	17,56	5,32	1,59	0,67	0,32
2028	3,30	18,01	5,46	1,60	0,68	0,32
2029	4,00	20,47	5,12	2,00	0,73	0,40
2030	4,00	22,81	5,70	2,07	0,74	0,41
2031	3,77	23,03	6,11	1,95	0,73	0,39
2032	3,61	23,44	6,49	1,89	0,72	0,38
2033	3,51	23,71	6,76	1,85	0,71	0,37
2034	3,39	24,06	7,10	1,80	0,70	0,36
2035	3,34	24,36	7,29	1,78	0,70	0,36
2036	3,22	19,45	6,04	1,60	0,67	0,32
2037	3,16	20,17	6,37	1,60	0,67	0,32
2038	3,12	20,98	6,73	1,60	0,67	0,32
2039	2,76	20,97	7,59	1,43	0,64	0,29
2040	2,50	21,05	8,41	1,32	0,61	0,26
2041	2,24	12,26	5,47	1,02	0,57	0,20
2042	2,00	12,12	6,07	0,94	0,55	0,19
2043	1,82	12,06	6,62	0,79	0,56	0,16
2044	1,67	11,94	7,16	0,64	0,60	0,13
2045	1,56	10,10	6,48	0,54	0,40	0,11
2046	1,46	10,05	6,89	0,54	0,37	0,11
2047	1,37	9,78	7,13	0,55	0,57	0,11
2048	1,29	9,66	7,47	0,56	0,53	0,11
2049	1,19	8,75	7,34	0,58	0,49	0,12
2050	1,16	8,71	7,54	0,60	0,48	0,12
2051	1,12	8,70	7,75	0,62	0,46	0,12
2052	1,09	8,67	7,95	0,61	0,45	0,12

Tableau 3.168 : Résultat de la corrosion pour une trunkline de 18 pouces

Année	Q _{gaz} (mmSm ³ /d)	Q _{eau} (Sm ³ /d)	LGR	Corrosion (mm/a)	V _{eau} (m/s)	NV Corrosion (mm/a)
2023	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	2,19	0,37	0,17	0,194	6,50	0,04
2025	2,60	0,35	0,13	0,420	8,70	0,08
2026	2,60	0,34	0,13	1,346	9,64	0,27
2027	3,30	17,56	5,32	0,986	6,94	0,20
2028	3,30	18,01	5,46	0,994	6,94	0,20
2029	4,00	20,47	5,12	1,388	6,99	0,28
2030	4,00	22,81	5,70	1,436	7,00	0,29
2031	3,77	23,03	6,11	1,328	6,99	0,27
2032	3,61	23,44	6,49	1,253	6,98	0,25
2033	3,51	23,71	6,76	1,204	6,98	0,24
2034	3,39	24,06	7,10	1,145	6,98	0,23
2035	3,34	24,36	7,29	1,127	6,98	0,23
2036	3,22	19,45	6,04	0,978	6,97	0,20

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

2037	3,16	20,17	6,37	0,960	6,97	0,19
2038	3,12	20,98	6,73	0,946	6,97	0,19
2039	2,76	20,97	7,59	0,744	6,99	0,15
2040	2,50	21,05	8,41	0,619	7,04	0,12
2041	2,24	12,26	5,47	0,458	6,81	0,09
2042	2,00	12,12	6,07	0,458	6,75	0,09
2043	1,82	12,06	6,62	0,457	6,94	0,09
2044	1,67	11,94	7,16	0,458	6,89	0,09
2045	1,56	10,10	6,48	0,442	6,85	0,09
2046	1,46	10,05	6,89	0,454	6,82	0,09
2047	1,37	9,78	7,13	0,465	6,80	0,09
2048	1,29	9,66	7,47	0,484	6,77	0,10
2049	1,19	8,75	7,34	0,517	6,74	0,10
2050	1,16	8,71	7,54	0,516	6,73	0,10
2051	1,12	8,70	7,75	0,509	6,72	0,10
2052	1,09	8,67	7,95	0,501	6,72	0,10

Tableau 3.179: Résultat de la corrosion pour une trunkline de 20 pouces

Année	Q _{gaz} (mmSm ³ /d)	Q _{eau} (Sm ³ /d)	LGR	Corrosion (mm/a)	V _{eau} (m/s)	NV Corrosion (mm/a)
2023	0,00	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	2,19	0,37	0,17	0,18	0,69	0,04
2025	2,60	0,35	0,13	2,37	3,79	0,47
2026	2,60	0,34	0,13	1,35	3,38	0,27
2027	3,30	17,56	5,32	0,99	0,66	0,20
2028	3,30	18,01	5,46	1,00	0,66	0,20
2029	4,00	20,47	5,12	1,40	0,71	0,28
2030	4,00	22,81	5,70	1,44	0,71	0,29
2031	3,77	23,03	6,11	1,34	0,70	0,27
2032	3,61	23,44	6,49	1,26	0,69	0,25
2033	3,51	23,71	6,76	1,21	0,69	0,24
2034	3,39	24,06	7,10	1,15	0,68	0,23
2035	3,34	24,36	7,29	1,13	0,68	0,23
2036	3,22	19,45	6,04	0,98	0,66	0,20
2037	3,16	20,17	6,37	0,97	0,66	0,19
2038	3,12	20,98	6,73	0,95	0,67	0,19
2039	2,76	20,97	7,59	0,75	0,68	0,15
2040	2,50	21,05	8,41	0,62	0,73	0,12
2041	2,24	12,26	5,47	0,46	0,50	0,09
2042	2,00	12,12	6,07	0,46	0,43	0,09
2043	1,82	12,06	6,62	0,46	0,62	0,09
2044	1,67	11,94	7,16	0,46	0,56	0,09

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

2045	1,56	10,10	6,48	0,44	0,52	0,09
2046	1,46	10,05	6,89	0,46	0,49	0,09
2047	1,37	9,78	7,13	0,47	0,46	0,09
2048	1,29	9,66	7,47	0,49	0,44	0,10
2049	1,19	8,75	7,34	0,52	0,40	0,10
2050	1,16	8,71	7,54	0,52	0,39	0,10
2051	1,12	8,70	7,75	0,51	0,38	0,10
2052	1,09	8,67	7,95	0,50	0,33	0,10

Tableau 3.20 : Récapitulatif de la variation de corrosion en fonction du Diamètre de la Trun Kline.

Diamètre de la Trun Kline	Corrosion Totale (mm /ans)
16 Pouces	6,73
18 Pouces	4,56
20 Pouces	4,97

3.8.3 Calcul de l'épaisseur du pipe

$$t = \frac{Pd_0}{2FES_y} \quad \text{Eq.(3.1)}$$

Avec, t : Epaisseur de la pipe en (in) .

P : Pression au niveau de la pipe, en (Psi).

d₀ : Diamètre de la Trun Kline principal.

S_y : **60000 Psi**

65000 Psi

F : dépend de la nature de l'emplacement de notre champ

0,4 Une ville moyenne.

0,5 Une grande ville.

0,6 Une petite ville.

0,72 liquide.

0,8 Dessert + Gaz.

E : dépend de la nature de la Pipe, Dans notre cas on prend **seamless PIPE**.

Application Numérique

P = 65 + 6,5 = 71,5 Bar = 1073,02 Psi

F= 0,8 Ain Saleh est un champ gazier situé dans le désert.

E = 1, Seamless .

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

$d_0 = 16'', 18'', 20''$.

On calcule les épaisseurs nominales pour deux pressions différentes.

Pour X60 (Pression de 60 000 Psi)

Tableau 3.18: Epaisseur de la pipe pour les différents diamètres (X60)

Diamètre (in)	16	18	20
Épaisseur (mm)	5,84	6,58	7,32
Sur épaisseur (mm)	6,73	4,56	4,97
Épaisseur Totale (mm)	12,57	11,14	12,29
Épaisseur Nominale (mm)	12,70	11,12	12,70

Pour X65 (Pression de 65 000 psi)

Tableau 3.19: Epaisseur de la pipe pour les différents diamètres (X65)

Diamètre (in)	16	18	20
Épaisseur (mm)	5,33	6,07	6,73
Sur épaisseur (mm)	6,73	4,56	4,97
Épaisseur Totale (mm)	12,06	10,63	11,7
Épaisseur Nominale (mm)	12,70	11,12	12,70

3.9 Etude transitoire de l'écoulement dans la trunkline

3.9.1 Introduction

L'étude transitoire de l'écoulement dans la trunkline est une étape cruciale dans la conception et l'exploitation efficace des systèmes de transport de fluide. Cette étude permet d'analyser les variations et les comportements dynamiques de l'écoulement dans la trunkline. En prenant en compte différents paramètres tels que le débit de production, la pression, la température, etc.

Vue la complexité du logiciel Olga, seule la trunkline principale a été simulée pour éviter des longues périodes de simulation.

Dans le cadre de cette étude, les résultats de la simulation dynamique de l'écoulement dans une trunkline après sa modélisation, avec différents débits de production totale ont été obtenus et analysés.

Construction du modèle Olga :

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

La construction du modèle Olga a été faite en exploitant le modèle créé au niveau de Pipesim. Ce dernier a un outil de conversion de pipesim vers Olga. Il nous permet de migrer les élévations et le diamètre de notre trunkline ainsi que le fluide et d'autres paramètres nécessaires, le reste des paramètres est introduit manuellement.

3.9.2 Résultat de la simulation dynamique

a. 1^{er} Scénario

Lors de la modélisation et de la simulation dynamique de l'écoulement dans la trunkline principale, différentes tailles de diamètres ont été prises en compte, à savoir 14 pouces, 16 pouces, 18 pouces et 20 pouces. L'objectif était d'analyser les variations de pression dans ces trunklines en fonction du débit de production. En théorie, on s'attendrait à ce que les trunklines de plus grand diamètre aient une pression plus faible. Cependant, les résultats de la simulation ont révélé des observations inattendues.

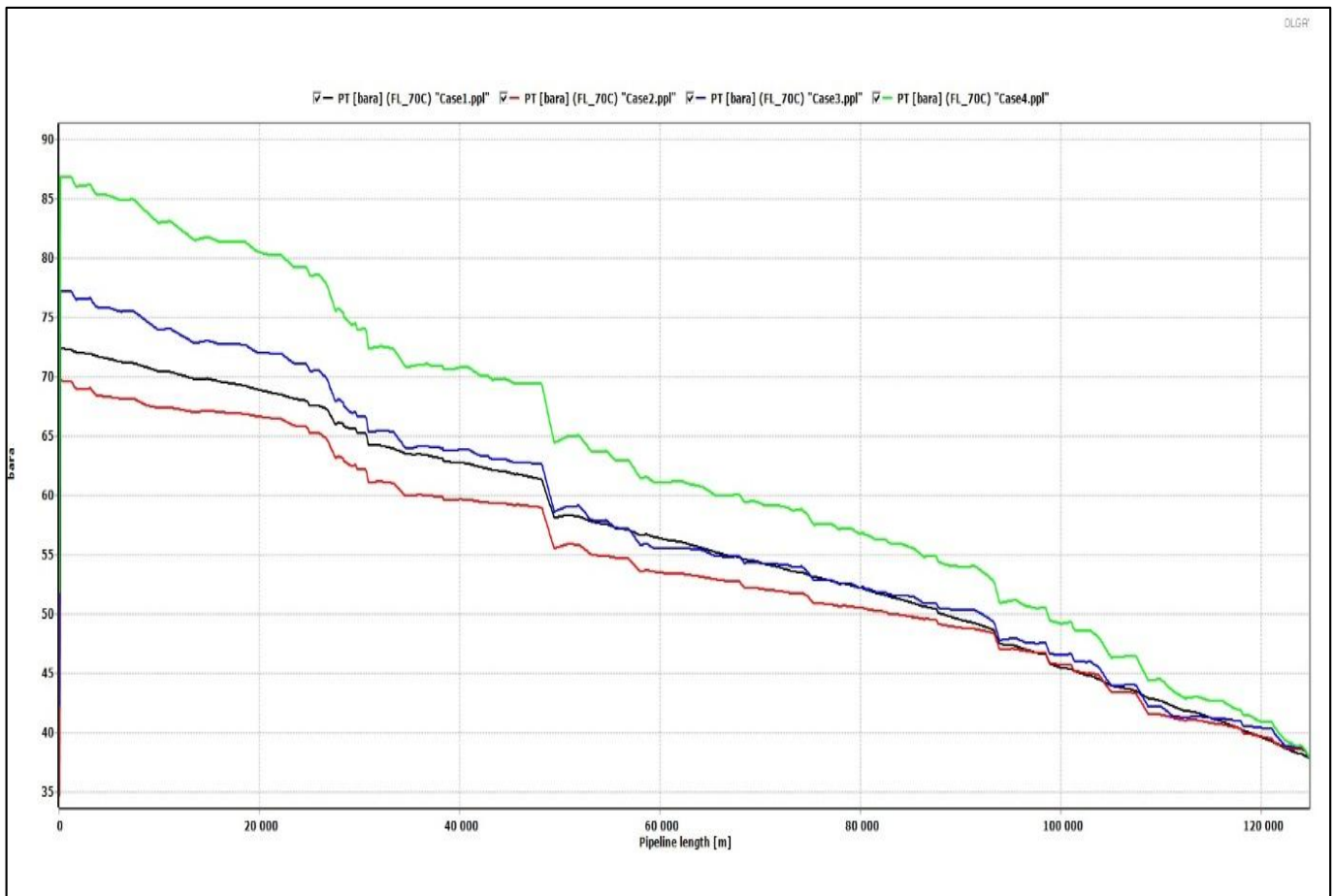


Figure 3.7: Variation de pression au niveau des trunklines pour plusieurs Diamètres

En examinant les résultats, nous avons constaté une perturbation significative au niveau des trunklines de 18 pouces et 20 pouces. Contrairement à nos attentes, la pression dans ces

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

trunklines était élevée. Cette observation contradictoire peut être attribuée à la présence de slugs d'eau.

Les slugs d'eau sont des poches d'eau liquide qui se déplacent à travers la conduite de transport de fluide, ils peuvent être formés en raison d'élévations de la trunkline et la variation de débit (Vitesse de l'écoulement), de la présence d'impuretés ou d'autres facteurs.

Dans le cas présent, il est probable que des slugs d'eau se soient formés dans les trunklines de plus grand diamètre (18 pouces et 20 pouces), entraînant une augmentation significative de la pression.

Ces slugs d'eau agissent comme des obstructions dans le flux de gaz, provoquant des fluctuations et une augmentation de la pression.

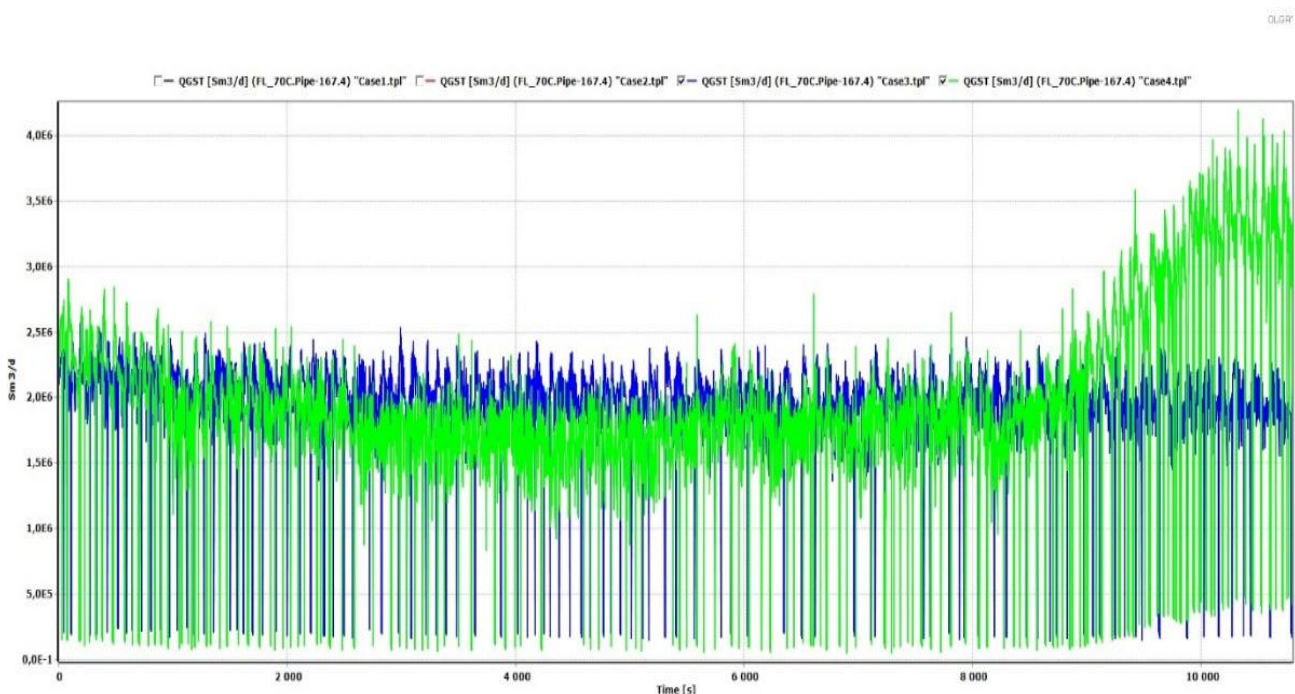


Figure 3.8: Variation du débit de gaz au niveau de l'entrée CPF pour les diamètres 18 et 20 pouces

L'observation du plot révèle une fluctuation significative du débit de gaz à l'entrée du CPF, qui peut être attribuée aux slugs d'eau. Ces slugs d'eau sont responsables de perturbations importantes dans l'écoulement du gaz, entraînant des variations marquées du débit. Cette constatation souligne l'impact significatif des slugs d'eau sur la stabilité de l'écoulement et met en évidence la nécessité de prendre des mesures appropriées pour les gérer efficacement.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

En revanche, les trunklines de 14 pouces et 16 pouces ont montré des perturbations relativement plus faibles pour un débit de 4 MMSm³/j. La pression dans ces trunklines est restée relativement stable.

Passant maintenant aux profils de variation du débit de gaz à l'entrée du CPF diamètres de 14 pouces et 16 pouces.

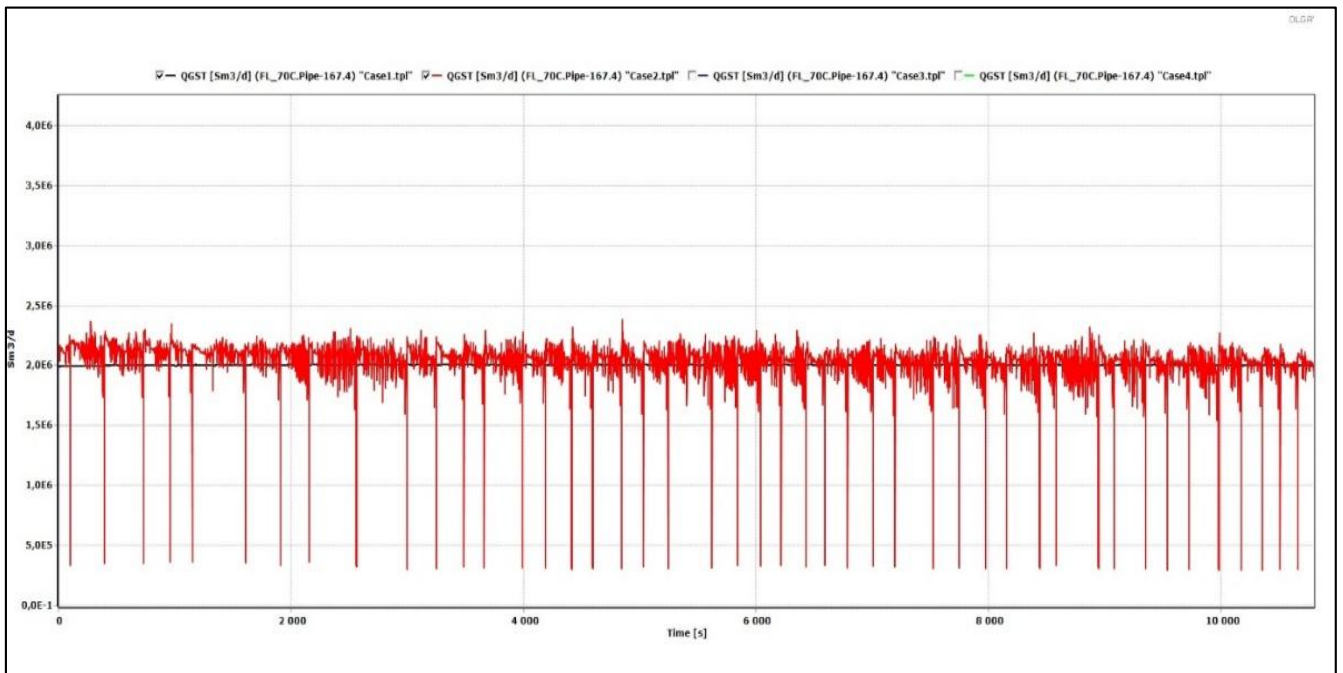


Figure 3.9: Variation de pression au niveau des trunklines de 14 et 16 pouces

Nous avons observé que la trunkline de 16 pouces a montré des performances plus stables jusqu'à un débit de production de 2 MMSM³/j. Cependant, au-delà de ce seuil, des perturbations significatives ont été détectées, ainsi que d'autres problèmes.

b. 2^{ème} Scénarios

Pour remédier à ces perturbations et assurer un fonctionnement plus stable, on a adopté deux trunklines de diamètre 14 pouces. Afin de réduire les effets des instabilités de l'écoulement à des débits de production inférieurs à 2 MMSM³/j.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

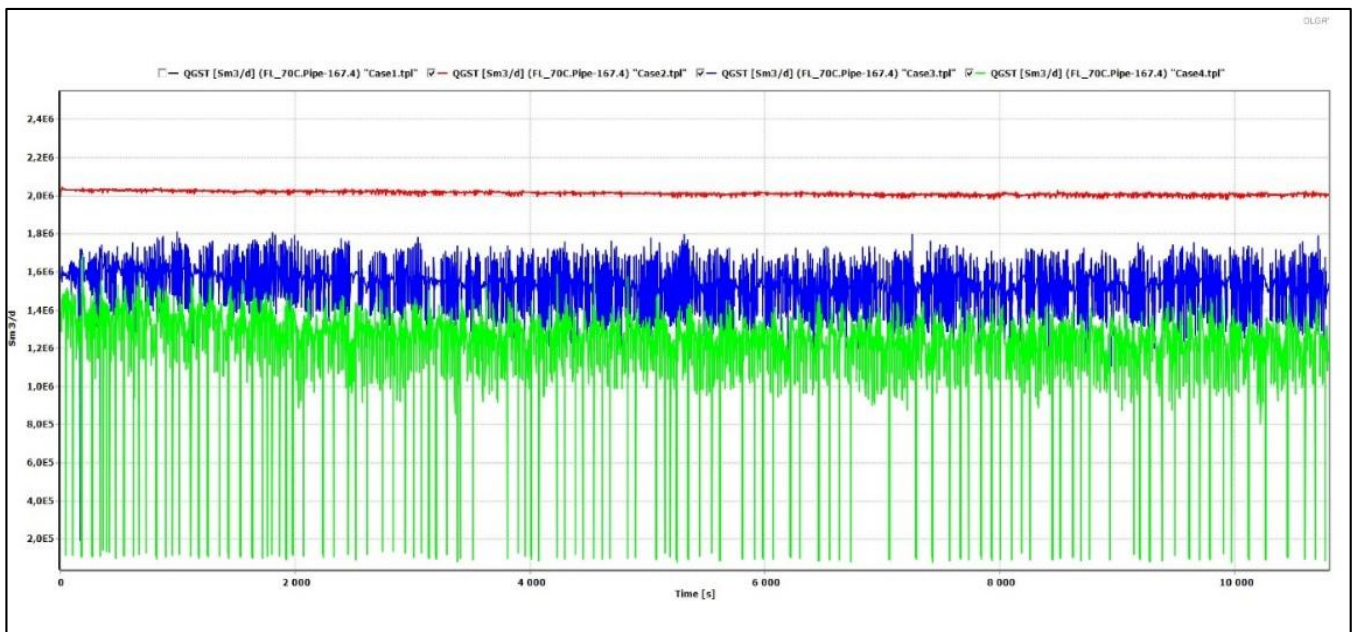


Figure 3.10: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF pour différents diamètres

Les essais réalisés sur la trunkline de 14 pouces à différents débits de gaz ont permis de tirer les conclusions suivantes :

À un débit de gaz de 2 MMSM³/j, la trunkline a montré une stabilité satisfaisante, avec des fluctuations de pression minimales. Cependant, au-dessus de ce seuil, une grande fluctuation de pression a été observée, révélant une instabilité croissante de l'écoulement.

c. 3^{ème} Scénarios : dédoublement de 16'' et 12''

On utilise deux trunklines de 12 pouces et 16 pouces en alternance, en examinant ces scénarii pour différents débits afin de pouvoir confirmer sa faisabilité.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

- Débit de 2,7 MMSm³/J

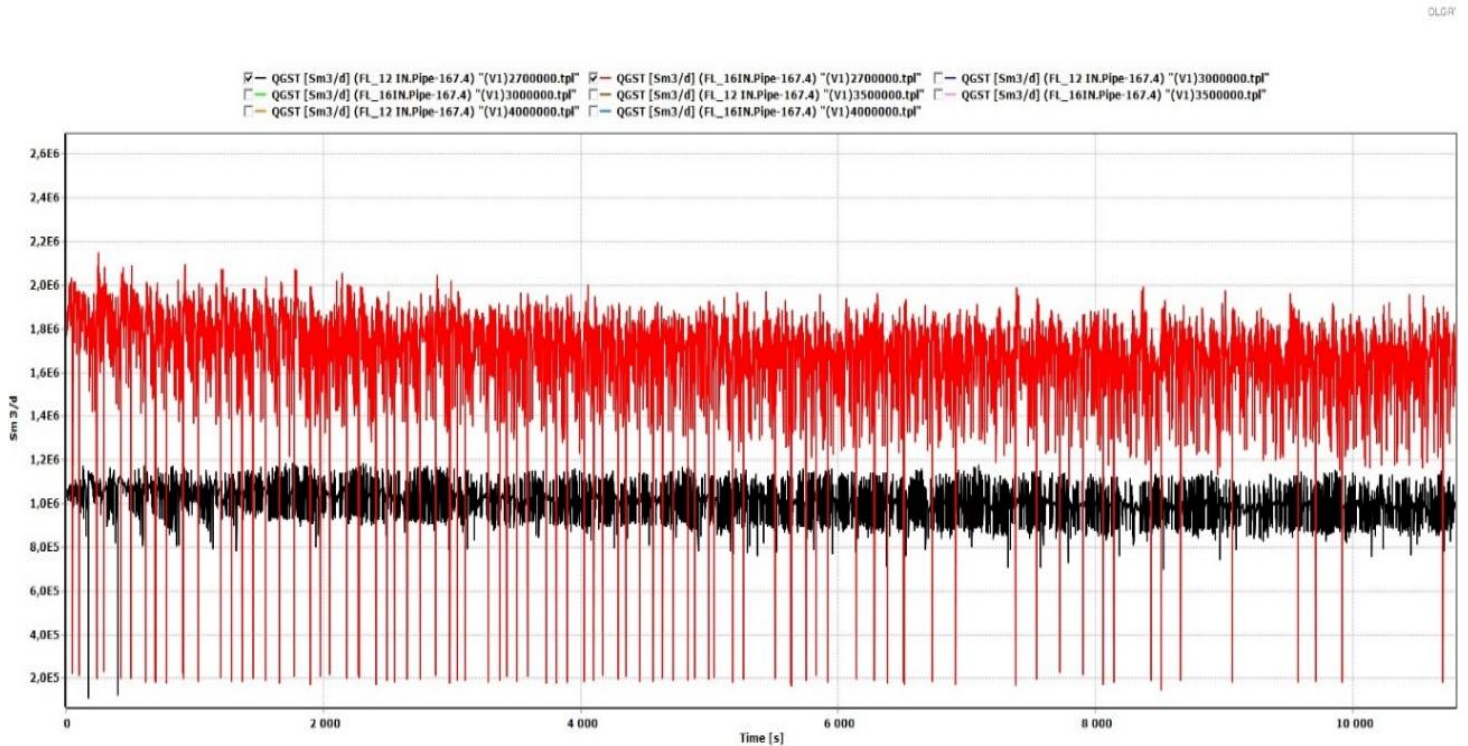


Figure 3.11: Fluctuation de débit à l'entrée du CP

- Débit de 3 MMSm³/J

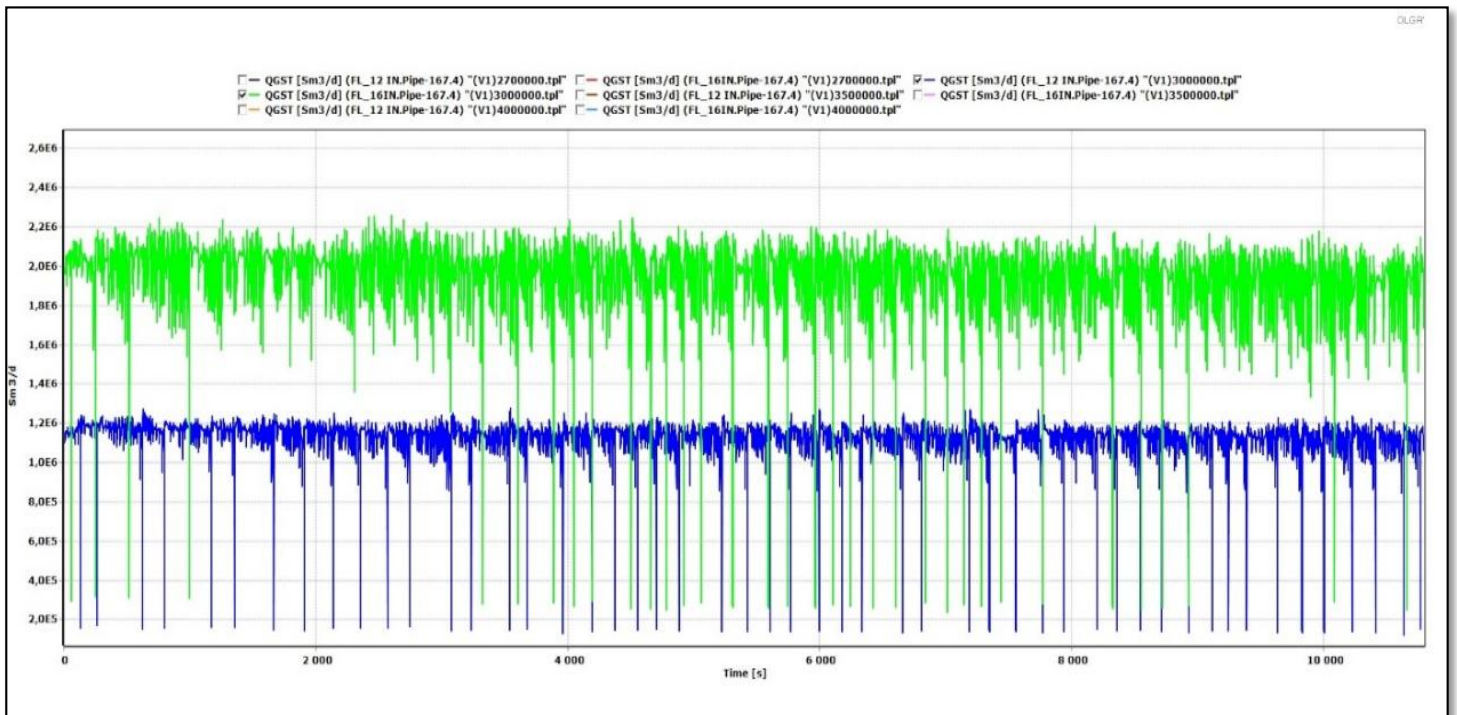


Figure 3.12: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

- Débit de 3,5 MMSm³/J

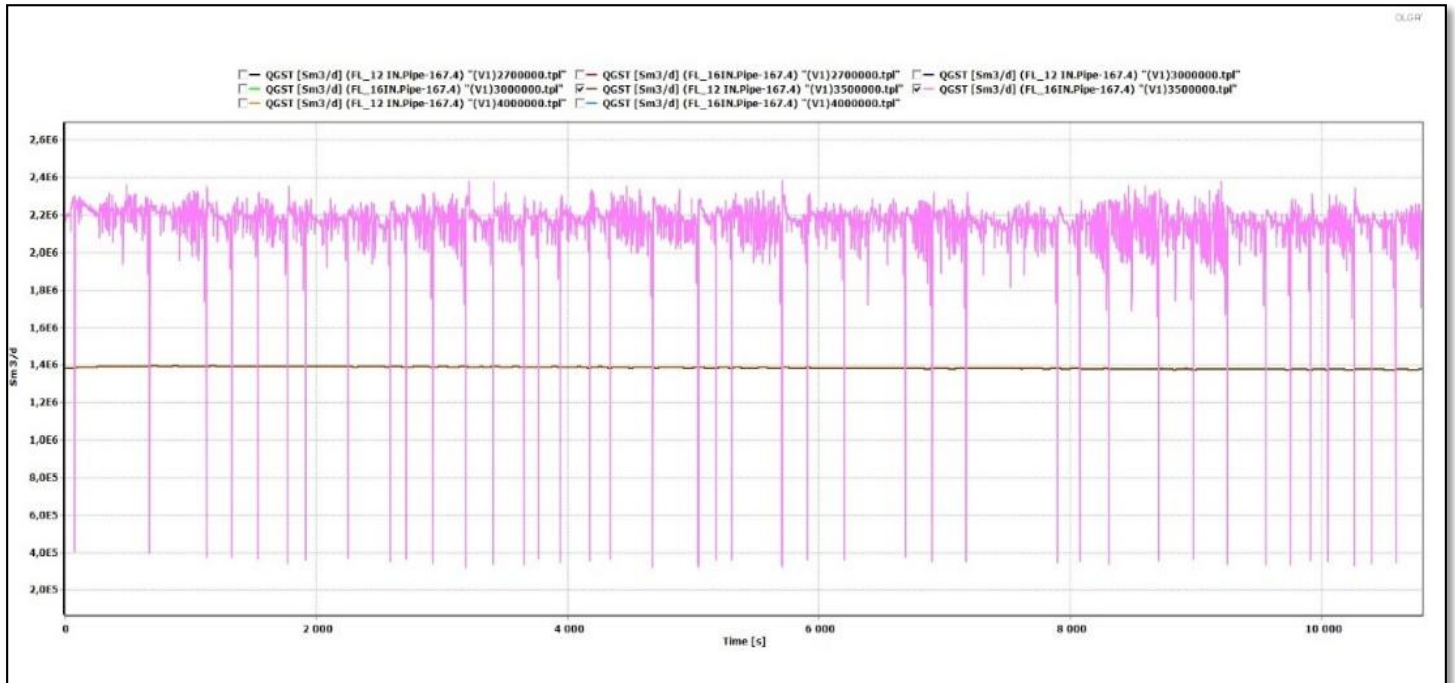


Figure 3.13: Fluctuation de débit

L'analyse des résultats révèle des fluctuations notables au niveau des dédoublements, attribuables à la présence de slugs d'eau dans la trunkline.

Ces slugs d'eau sont responsables des perturbations observées, induisant des variations importantes dans le débit. Afin de remédier à cette situation, il est proposé d'adopter une stratégie d'alternance des dédoublements. Cette approche consiste à alterner l'utilisation des dédoublements pour minimiser les effets des slugs d'eau et ainsi garantir un écoulement plus stable et régulier dans la trunkline.

Après avoir testé tous les scénarios possibles, on remarque que la présence d'eau cause des problèmes pour toutes les combinaisons de diamètres possibles, donc on va faire une sensibilité sur le débit d'eau (LGR) pour déterminer l'effet du débit d'eau sur la pression et le débit de gaz sec.

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

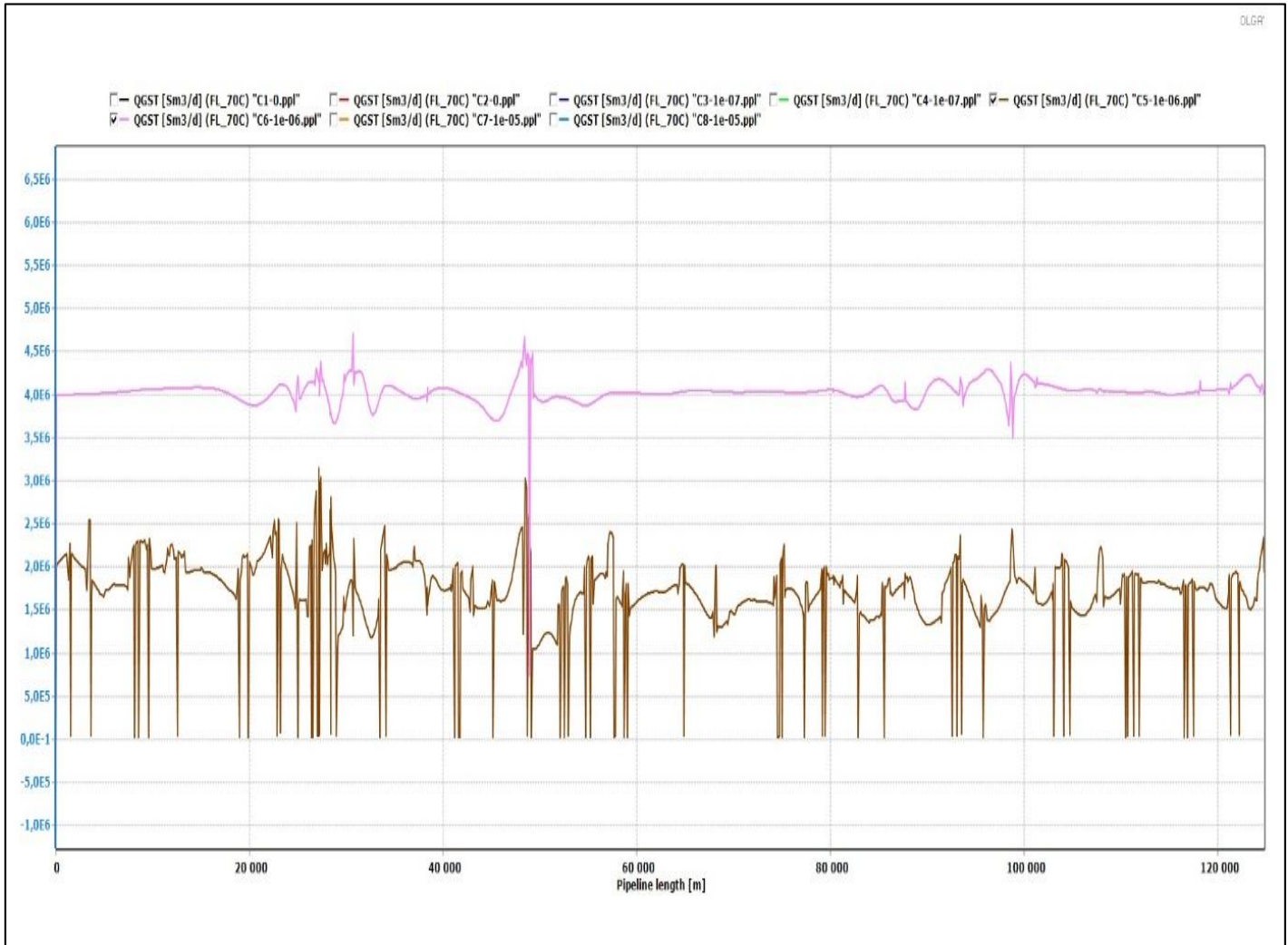


Figure 3.14: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF en présence d'eau

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

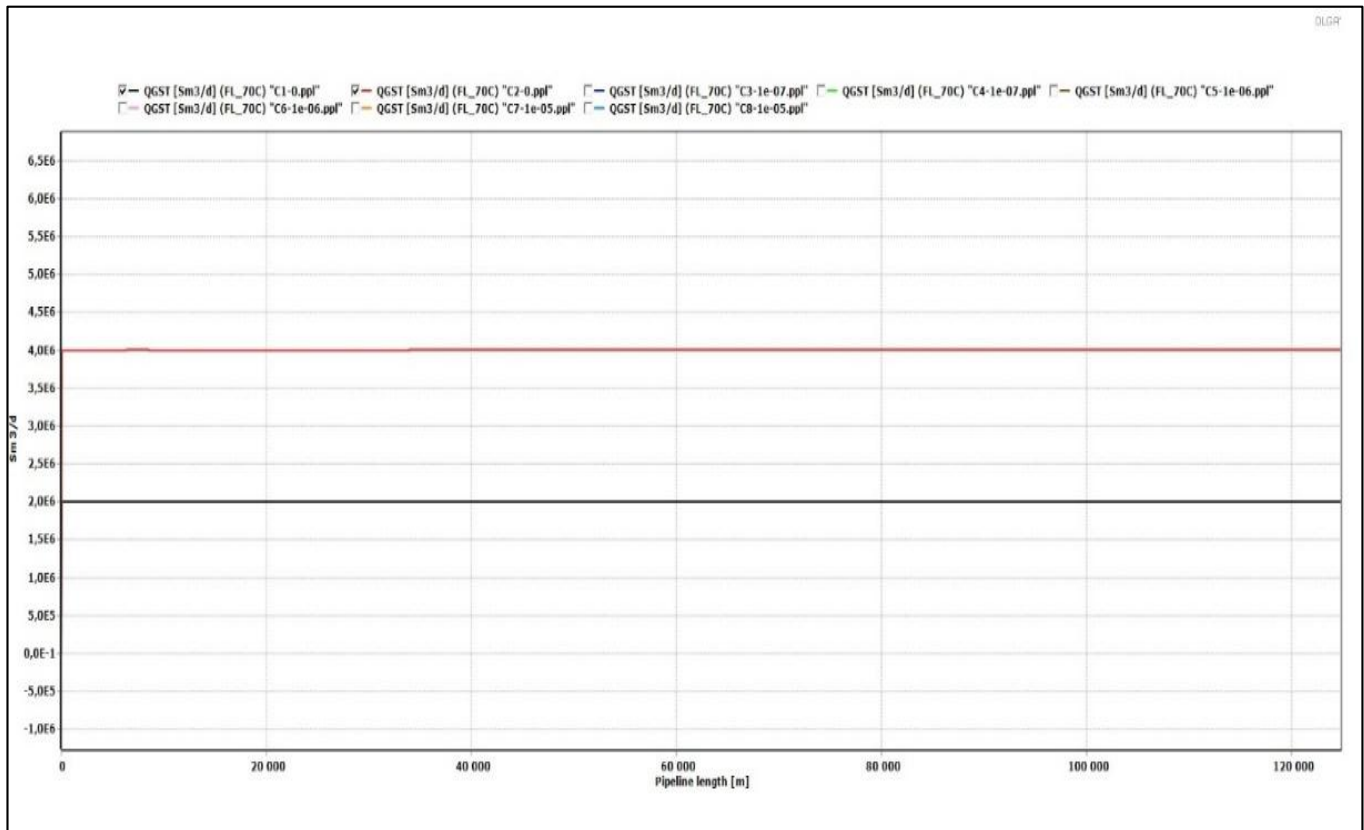


Figure 3.15: Fluctuation de débit à l'entrée du CPF en l'absence d'eau après l'installation d'un séparateur

En conclusion, l'étude de l'écoulement dans la trunkline principale, basée sur la modélisation et la simulation dynamique, a révélé plusieurs observations significatives. L'introduction de séparateurs pour séparer l'eau et le gaz a permis d'obtenir une stabilité du débit à l'entrée du CPF, contribuant ainsi à un fonctionnement plus efficace et fiable du système.

Après l'installation du séparateur, nous avons opté pour l'utilisation d'un dédoublement de trunklines avec des diamètres de 12 et 16 pouces plutôt qu'une seule trunkline de 20 pouces. Afin d'éviter un surdimensionnement du trunkline causé par les incertitudes des profils de production générés par le modèle réservoir (cas de manque de production).

Ensuite, en utilisant PIPESIM, on a simulé le dédoublement de 12 et 16 pouces avec séparateur au niveau du manifold principal. Ce dédoublement a assuré la production au cours des années avec une perte de charge et des EVR acceptable, durant cette durée les deux trunklines ont été mises en production selon la combinaison ci-dessous :

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

- De l'année 2024 à 2028 : la trunkline de 16 pouces seulement est mise en service.
- De l'année 2029 à 2039 : la trunkline de 12 pouces est mise en service avec la trunkline de 16 pouces.
- De l'année 2040 à 2044 : On ferme la trunkline de 12 pouces et on laisse que la trunkline de 16 pouces.
- De l'année 2044 à 2052 : On ouvre la trunkline de 12 pouces et on ferme la trunkline de 16 pouces.

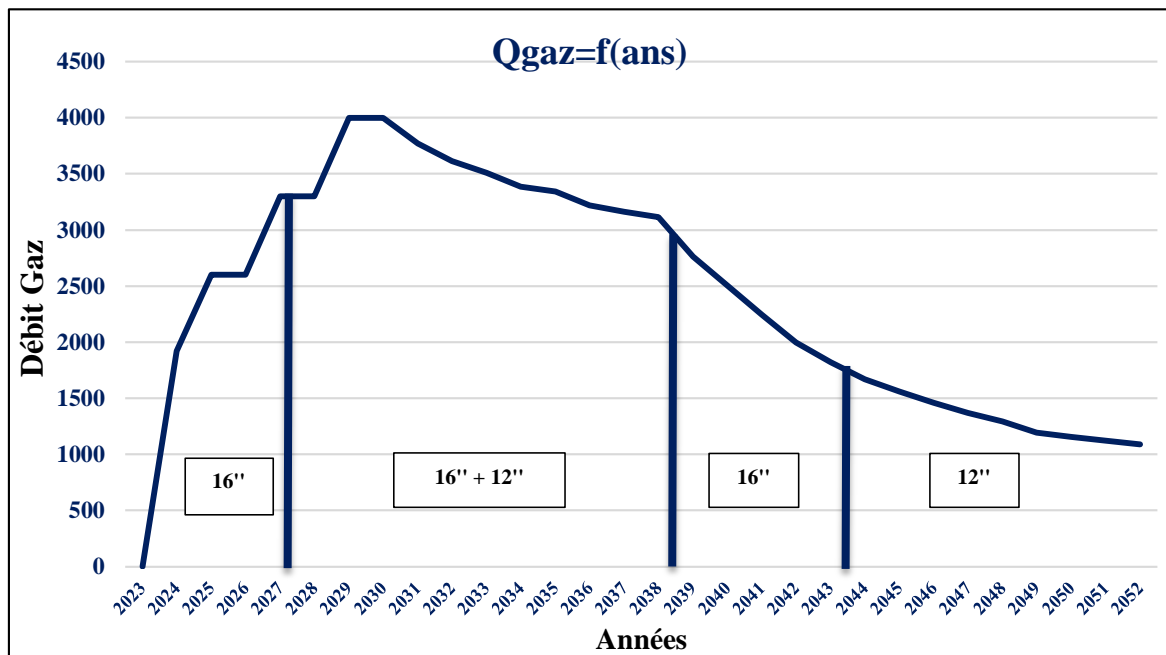


Figure 3.16: Combinaison des dédoublements au fil des années de production

Cette combinaison de configurations de trunkline et de dédoublements au fil du temps témoigne de l'adaptation stratégique pour faire face aux perturbations induites par les slugs d'eau.

Initialement, une trunkline de 16 pouces est utilisée de 2024 à 2028, ce qui permet de maintenir un écoulement relativement stable. Cependant, à partir de 2029, une alternance entre des dédoublements de 12 pouces et 16 pouces est mise en place pour mieux gérer les fluctuations de pression et assurer une meilleure stabilité de l'écoulement.

Ensuite, de 2040 à 2044, on revient à une trunkline de 16 pouces, qui offre une meilleure performance dans la gestion des slugs d'eau. Finalement, à partir de 2044 jusqu'en 2052, une trunkline de 12 pouces est adoptée, probablement en raison d'une diminution du débit ou de conditions spécifiques du champ pétrolier.

Cette approche progressive et adaptative démontre la volonté d'optimiser le fonctionnement de la trunkline en tenant compte des caractéristiques de l'écoulement et des contraintes

Chapitre 03 : Modélisation et Optimisation d'un réseau de collecte

temporaires. En suivant cette stratégie, on vise à minimiser les perturbations liées aux slugs d'eau et à maintenir un transport efficace et fiable du fluide.

3.10 Conclusion

En résumé, ce chapitre a permis d'analyser et d'évaluer divers scénarios afin de déterminer la configuration optimale pour maximiser la production dans le système de transport de fluide. Les simulations ont révélé des observations clés et ont conduit à des recommandations précises pour améliorer la stabilité de l'écoulement.

Différentes combinaisons de diamètres de trunklines (16, 18 et 20 pouces) ont été testées avec PIPESIM avec des pressions de compressions différentes. Après évaluation, il a été déterminé que la configuration optimale consistait à utiliser une trunkline de 20 pouces avec un compresseur de 38 bars. Cette configuration permettait un fonctionnement optimal de tous les puits, avec une perte de charge minimale et une différence de pression acceptable.

Par ailleurs, l'étude de l'écoulement transitoire par OLGA sur la trunkline principale, a révélé une importante perte de charges au niveau de la trunkline et une fluctuation du débit de gaz à l'entrée du CPF, cette fluctuation est causée par les slug d'eau et la faible vitesse du gaz.

Afin de réduire ces effets, on a proposé deux scénarios de dédoublement pour augmenter la vitesse du gaz, le problème consiste pour les faibles débits de production ; pour cela on a recommandé d'installer un séparateur pour éliminer la quantité d'eau dans la trunkline ainsi que le dédoublement de 12 et 16 pouces en alternance.

Ces recommandations visent à assurer un transport efficace et fiable du fluide, en minimisant les perturbations dues aux slugs d'eau et en maintenant la stabilité de l'écoulement dans le système de transport. Pour confirmer notre étude on procède dans la prochaine partie à un calcul technico économique.

CHAPITRE 4 : CALCUL TECHNIQUE- ECONOMIQUE

4 Calcul technico-Economique

4.1 Introduction

La résolution d'un problème technique industriel implique diverses contraintes, telles que les aspects techniques, financiers, juridiques et humains.

Bien que les considérations économiques ne soient pas suffisantes pour justifier les décisions dans des projets réels, l'analyse économique peut être utilisée pour soutenir le processus de prise de décisions rationnelles. Elle permet d'évaluer la rentabilité de l'option technique envisagée pour l'entreprise et d'allouer les ressources budgétaires nécessaires au nouveau projet.

4.2 Equipements utilisés

Notre champ se compose de 42 puits, 7 manifolds, un compresseur, un séparateur, 7 trunklines principales ainsi que 42 flowlines qui relient les puits avec les manifolds et les inhibiteurs de corrosion de chaque puits.

4.2.1 Scénario N°1 : dédoublement de 12 et 16 pouces avec un compresseur de 45 bars.

Pour la première année de production, de nombreux puits ne sont pas encore foré ce qui fait que nous allons commencer par 17 puits, ainsi que les équipements mentionnés ci-dessous.

Par la suite, chaque année, nous ajouterons les équipements nécessaires en fonction des besoins croissants.

Tableau 4.1: Equipement de surface

Equipement	Nombre
COMPRESSEUR	1
SEPARATEUR	1
MANIFOLD	7

Tableau 4.2: Trunklines utilisé lors de l'installation du réseau de surface

Trunklines	Diamètres	Distance(m)
TR IS -HM	16"	119914,29
MFD BZ 1_MFD BZ2	8"	1540,43
MFD BZ3_MFD BZ2	10"	3752,6
MFD BZ3_MFD BZT	16"	4677,17

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

MFD BZ4_MFD BZ-3	12"	9555,27
MFD BZ5_MFD BZ6	10"	5896,09
MFD BZ6_MFD BZ 4	10"	6081,14

Tableau 4.3: Les puits mis en place en 2024

Puits	Diamètre	Distance(m)
BZ-3	6"	838,24
BZ-6	6"	3542,02
BZ-8	6"	4677,17
BZ-10	6"	4797,06
BZ-2	6"	3672,94
BZ-12	6"	983,17
BZ-13	6"	1418,17
DJBA-5	6"	4418,24
DJBA-6	6"	1898,21
DJBA-7	6"	1217,8
DJBA-8	6"	1031,71
DJBA-9	6"	2054,67
DJBA-10	6"	1737,67
DJBA-11	6"	1872,08
BZN-3	6"	3792,81
DJBA-3	6"	1483,97
DJBA-4	6"	2190,88

Pour l'année suivante, nous procéderons à l'installation et à la mise en production de cinq puits supplémentaires.

Tableau 4.4: Les puits mis en place en 2025

Puits	Diamètre	Distance (m)
BZ-15	6"	1297,52
BZ-19	6"	3148,69
BZ-14	6"	1458,59
BZ -11	6"	2022,61
BZ-4	6"	900,74

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

Pour l'année suivante, nous ajouterons 11 nouveaux puits à notre réseau de production. Puis, pour l'année subséquente, nous introduirons un nombre supplémentaire de puits dans notre système.

Tableau 4.5: Les puits mis en place en 2026

Puits	Diamètre	Distance (m)
BZ-W3	6"	1503,82
BZ-W4	6"	2086,48
BZ-W6	6"	1555,88
BZ-W8	6"	1880,78
BZ-W9	6"	2453,58
BZN-W17	6"	3485,91
BZN-W14	6"	3277,35
DJBA-W2	6"	2654,13
DJBA-W6	6"	948,31
BZN-W20	6"	2045,01
BZ-W11	6"	2024,24

Au terme de trois ans, les neuf puits restants seront intégrés à notre réseau de production, en plus de l'ajout d'une trunkline de 12 pouces.

Tableau 4.6: Equipements mis en place en 2029

Puits	Diamètre	Distance (m)
DJBA-V6	6"	3438,87
DJBA-V8	6"	2405,93
DJBA-V13	6"	1883,54
DJBA-V14	6"	2231,89
BZN-V4	6"	1737,67
DJBA-V22	6"	2489,08
DJBA-V23	6"	2516,28
DJBA-V24	6"	1983,56
DJBA-V26	6"	2949,56
TR IS -HM	12"	119914,29

4.2.2 Scénario N°2 : Trunkline de 20 pouces avec un compresseur de 38 bars.

Les équipements seront mis en place selon la même chronologie que précédemment, à l'exception de l'année 2024 où une trunkline principale de 20 pouces sera installée à la place de celle de 16 pouces.

Il conviendra de prendre en compte les inhibiteurs de corrosion, le débitmètre, les coûts de

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

transport ainsi que le prix du réseau routier.

4.3 Coût des équipements

L'évaluation du coût total des équipements utilisés dans un projet est essentielle pour une analyse financière approfondie

Tableau 4.7: Prix unitaire des équipements

Equipements	Prix (mm\$)
Inhibiteur de corrosion	0,072
170-180 litre chimec 1038	0,000852
Prix 1 litre	4,86857E-06
Prix d'un Manifold	0,70
Prix Compresseur 1 MW	6
Débitmètre	0,50
Consommation électrique compresseur 1 MW	0,13
Réseau routier	0,021
Installations au puits	0,12
Camion-citerne par jour	0,00028407

Tableau 4.8: Coût unitaire des puits en fonction de leur diamètre

Type du Pipe	Prix ML (\$)	Prix Pose et montage(\$)
LP Ø 6" EP 08,74mm Extrémité Lisse Acier API 5L PSL2 GR X60	60,67	75,76
LP Ø 8"	74,75	86,60550674
LP Ø 10"	97,52	104,1590589
LP Ø 12" EP 10,31mm Extrémité Lisse Acier API 5L GR X60	186,57	119,1822612
LP Ø 14" EP 11,13mm Extrémité Lisse Acier API 5L PSL2 GR X60 Enrobage Extérieur en Polypropylène Tri Couche (3LPP)	275,34	132,6344635
LP Ø 16" EP 11,91mm Extrémité Lisse Acier API 5L PSL2 GR X60	312,76	132,6344635
LP SMLS, Ø 18" Ep.11,91 mm, Extrémité Lisse, API 5L Grade X60 - PSL2 Enrobage extérieur en polypropylène tri couche (3LPP)	372,60	135,5615734
LP SMLS, Ø 20" Ep.11,9 mm, Extrémité Lisse, API 5L Grade X60 - PSL2 Enrobage extérieur en polypropylène tri couche (3LPP)	571,725	146,4812637

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

Tableau 4.9: Les équipements de projet

Equipement	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
MFD	0	7	0	0	0	0	0				
Compresseur	0	1	0	0	0	0	0				
Débitmètre	0	1	0	0	0	0	0				
Inhibiteur de corrosion	0	17	5	11	0	0	9				
Quantité inhibiteur (Litre)	0	19	26	26	33	33	40	40	38	36	35

1^{er} Scénario : Dédoublage de 12 et 16 pouces en alternatives avec un compresseur de 45 bars.

Tableau 4.10: Coûts des équipements du projet

Equipement	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
MFD	0	4,9									
Compresseur	0	44,1									
Compresseur CMP	0	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Débitmètre	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5				
Inhibiteur de corrosion	0	1,224	0,36	0,792	0	0	0,648				
Quantité inhibiteur (Litre)	0	0,034	0,046	0,046	0,059	0,059	0,071	0,071	0,067	0,064	0,062

Tableau 4.11: Coût de puits mis en place des trunklines pour différents diamètres

	02/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029
6	0	5678,95	1204,38	3262,68	0	0	2951,75
8	0	248,56	0	0	0	0	0
10	0	3172,38	0	0	0	0	0
12	0	2921,55	0	0	0	0	36664,07
14	0	0	0	0	0	0	0
16	0	55492,35	0	0	0		0
18	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

Tableau 4.12: Coût de mis en place du réseau routier

Diamètre (inch)	02/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029
6	0	874,16	185,39	502,23	0	0	454,36
8	0	32,35	0	0	0	0	0
10	0	330,33	0	0	0	0	0
12	0	200,66	0	0	0	0	2518,20
14	0	0	0	0	0	0	0
16	0	2616,42	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0

2^{ème} Scénario : Trunkline de 20 pouces avec un Compresseur de 38 Bar.

Tableau 4.13: Coûts des équipements du projet

Equipement	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
MFD	0	4,900									
Compresseur	0	34,680									
Compresseur CMP	0	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751
Débitmètre	0	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500				
Inhibiteur de corrosion	0	1,224	0,360	0,792	0,000	0,000	0,648				
Quantité inhibiteur (Litre)	0	0,034	0,046	0,046	0,059	0,059	0,071	0,071	0,067	0,064	0,062

Tableau 4.14: Coûts des trunklines mises en place chaque année

Diamètre (inch)	02/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029
6	0	5678,95	1204,38	3262,68	0	0	2951,75
8	0	248,56	0	0	0	0	0
10	0	3172,38	0	0	0	0	0
12	0	2921,55	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
16	0	2083,19	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
20	0	86123,19	0	0	0	0	0

Tableau 4.15 : Coût de mis en place du réseau routier de chaque année

Diamètre (inch)	02/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029
6	0	874,16	185,39	502,23	0	0	454,36
8	0	32,35	0	0	0	0	0
10	0	330,33	0	0	0	0	0
12	0	200,66	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
16	0	98,22	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0
20	0	2518,20	0	0	0	0	0

4.4 Coûts techniques du projet

Dans l'étude technico-économique du projet, il est essentiel de prendre en compte le coût technique total, qui englobe à la fois le CAPEX (Capital Expéditeur) et l'OPEX (Operating Expéditeur).

- **Le CAPEX**

Représente les dépenses en immobilisations nécessaires pour la réalisation du projet.

Il comprend le coût de l'équipement requis ainsi que le coût de toutes les œuvres nécessaires à sa mise en place. Ces dépenses initiales sont essentielles pour l'acquisition des équipements et des infrastructures nécessaires à l'exploitation du projet.

- **L'OPEX**

Concerne les dépenses de fonctionnement continu du projet. Il prend en compte les coûts liés à l'exploitation quotidienne, tels que la maintenance, les frais de personnel et les consommables. De plus, il tient compte de la perte de production résultant de la suspension temporaire de certains puits pour diverses raisons.

(*) : Etudes géotechnique et topographique.

(**) : CAPEX pour sol.

Précision de l'estimation : -15%/+ 25%.

OPEX : (consommation électrique compresseur + Quantité Inhibiteur + camion-citerne)

Chapitre 04 : Calcul technico-Economique

Tableau 4.16: Coûts totaux du projet avec les deux scénarios optimaux

1^{er} Scénario

2^{ème} Scénario

Description	Coûts (Millions US \$)	Description	Coûts (Millions US \$)
Etudes (*)		Etudes (*)	
Total (A)- Etudes		Total (A)- Etudes	
Installations aux Puits	5,040	Installations aux Puits	5,040
Réseau de collecte	111,597	Réseau de collecte	90,19
Réseau Routier	7,714	Réseau Routier	5,196
Débitmètre multiphasique	0,500	Débitmètre multiphasique	0,500
Compresseur	44,100	Compresseur	34,680
Inhibiteur de corrosion	3,024	Inhibiteur de corrosion	3,024
.....	0,000	0,000
Total (B)	171,975	Total (B)	138,63
Total (A)+(B)	171,975	Total (A)+(B)	138,63
Imprévus (15%)	25,796	Imprévus (15%)	10,494
Ownerscosts (10%)	17,197	Ownerscosts (10%)	6,996
Total CAPEX (**)	214,968	Total CAPEX (**)	156,116
Total OPEX	64,217	Total OPEX	64,217
Location générateur électrique+bacs+gasoil	62,524	Location générateur électrique+bacs+gasoil	62,524
Consommation et transport d'inhibiteur de corrosion	1,693	Consommation et transport d'inhibiteur de corrosion	1,693

4.5 Conclusion

Après une analyse approfondie, nous avons pris la décision de choisir le premier scénario de dédoublement de trunklines, avec des diamètres de 12 et 16 pouces, bien que cela entraîne des coûts plus élevés. Ce choix stratégique repose sur notre volonté de minimiser les risques liés à l'incertitude du modèle de réservoir, ainsi que sur la réduction des slugs d'eau dans les conduites. En optant pour un diamètre initial plus petit, nous évitons ainsi le surdimensionnement de notre projet, tout en bénéficiant d'une diminution significative des slugs d'eau. Cette approche nous permet d'optimiser la performance et l'efficacité de notre système.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'utilisation du logiciel PIPESIM nous a permis d'étudier plusieurs scénarios et afin de mieux comprendre les phénomènes et les problèmes rencontrés dans notre réseau, une étude transitoire avec le logiciel OLGA s'est avérée nécessaire.

L'optimisation de la position et le nombre des manifolds ainsi que le chemin et le diamètre des pipelines ont une grande importance sur l'optimisation technicoéconomique.

Cette analyse approfondie nous a permis de déterminer le choix optimal du diamètre et d'évaluer différentes configurations de trunklines et de pressions de compresseur pour maximiser la production tout en minimisant les pertes de charge et en garantissant un coût acceptable.

L'utilisation d'un compresseur pour diminuer la pression de ligne des puits est nécessaire dans notre champ puisque la pression de tête des puits n'est pas suffisante pour assurer le transport de fluide.

L'augmentation de la vitesse du liquide induit une augmentation de la corrosion.

Le calcul de l'épaisseur du pipe doit prendre en considération la pression de fonctionnement maximale et le taux de corrosion et le type d'acier.

L'augmentation du diamètre permet la diminution des pertes de charges, par conséquent elle diminue la vitesse du gaz qui induit la stagnation et le retour de l'eau dans les points les plus bas de la Trunkline causant des slug hydrodynamiques et des slug de terrain.

La diminution du diamètre peut atténuer la formation des slugs au niveau de la trunkline par conséquent les pertes de charges vont augmenter.

En utilisant un séparateur, on a pu éliminer la formation des slugs et diminuer le taux de corrosion.

Pour minimiser le surdimensionnement du trunkline dû aux incertitudes des profils de production générés par le modèle de réservoir, on doit choisir le petit diamètre.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] KHENNOUCHE.Yasmine ,OUBRAHEM.Boualem,La présentation de sonatrach,2013,57p.
- [2] OUFEKIR.Oussama ,La présentation de sonatrach ,2013,60p.
- [3] Composition Analysis Report for Separator Gas samples Report No : Job Number : Client : Country : Rig : Well : Date : BZ-10, 2018.
- [4] Flow.Assurance and D. Report, Algeria - Ahnet Fast-Track Project Gas Wells Development,2022,90p.
- [5] BEN ATHMANE,Radhwane , Dimensionnement et optimisation du réseau de collecte du champ de Foukroun à Adrar,2022,94p.
- [6] M. S. KEN,Arnold, *surface production opération (design of oil handling Systems and facilities)*, Second edi. Houston: Gulf publishing company, 1999.
- [7] MIMOUNE,Anter et SAADA,Zakaria,Amélioration de la qualité du pétrole brut LDHP, 2012,80p.
- [8] YACINI,Amirouche & Labdi,Zakaria , Optimisation de la production d'un champ de puits pétrolier couplé à son réseau de collecte, Application au Nord-Ouest de Hassi Messaoud,2019,149p.
- <http://repository.enp.edu.dz/jspui/handle/123456789/8706>
- [9] D.Thomas.Tacquet-industries, *le Lead. français l'usinage*, 2016.
- [10] U. N. S. D. E. Conduites. Simulation d'un écoulement diphasique de type bouchon dans un système de conduites. 2019.
- [11] D. Master, Etude et protection contre la corrosion des tubings en acier alliée utilisés dans le forage des puits dans le champ pétrolier.
- [12] BELHIMER,Yahia Amine & BERRAHIA,Yacine. Remplacement de la station de départ SP1 Haoud El Hamra. 2022,92p.
- [13] DIDI.Adnane & HAMADI.Farouq.Etude de corrosion bactérienne pour le champ de Hassi Massoud,2018,p47.
- [14] Mr : M . C Boukabache & M . Touiker ALGERIAN PETROLEUM INSTITUTE IAP spa FORMATION INDUSTRIE Centre des Techniques Appliquées SKIKDA SEMINAIRE CORROSION et PROTECTION Date : Avril 2008 Site : Skikda, 2008,127p.
- [15] K. Maneeintr and K. Jongkittinarukorn, Flow pattern , pressure drop and inclination analysis on liquid-liquid two phase flow of waxy crude oil in pipelines using PIPESIM Flow pattern , pressure drop and inclination analysis on liquid-liquid two phase flow of waxy crude oil in pipelines using PIPESIM, 2021, doi: 10.1088/1757-899X/1142/1/012008.
- [16] Data Integrator 2017.1 INSTALLATION GUIDE, pp. 1–27, 2017.
- [17] ABBAS,Aissa & ATREUCH,Abderrahmane.Modélisation et Simulation des écoulements multiphasiques dans un réseau de pipelines avec PIPESIM™ et

OLGA™,2019,93p.

<http://repository.enp.edu.dz/jspui/handle/123456789/8716>

- [18] D. Multiphase and F. Simulator, “DYNAMIC MULTIPHASE FLOW SIMULATOR Installation guide,” 2016.
- [19] É. Rpe, “DE SÉPARATEURS GAZ-LIQUIDE CYLINDRIQUES DE TYPE CYCLONE Thèse Doctorat de 1^{er} Institut National Polytechnique de Rainier HREIZ Composition du jury,” 2011.
- [20] BEI Energétique 2015. [en ligne].[consulté le 29 Avril 2018].Disponible sur < http://hmf.enseiht.fr/travaux/CD0708/beiep/1/html/theorie_a.html >

Annexes

1. Annexe A

3^{ème} Scénarios : Trunkline de Diamètre de 16 pouces avec un compresseur de 45 bars

	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2
2023	puit fermé	puit fermé	13,31	13,72	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,71
2024	22,55	46,33	25,49	28,47	51,95	25,88	64,12	21,52
2025	15,21	15,61	17,25	19,47	17,75	17,04	40,86	15,73
2026	12,05	13,58	16,75	22,94	13,10	15,50	40,68	13,77
2027	5,50	7,06	10,04	15,35	6,37	8,26	21,97	8,70
2028	-12,44	-11,16	-8,94	-4,55	-11,97	-10,35	-12,32	-9,04
2029	-22,06	-22,26	-22,62	-21,63	-23,02	-22,04	-24,29	-21,24
2030	-18,20	-18,28	-19,11	-18,15	-19,08	puit fermé	-20,53	-17,71
2031	-15,34	-15,42	-16,25	puit fermé	-16,24	puit fermé	-17,80	-14,89
2032	-13,47	-13,55	-14,40	puit fermé	-14,39	puit fermé	-16,01	-13,04
2033	-11,35	-11,43	-12,34	puit fermé	-12,33	puit fermé	-13,96	-10,91
2034	-10,61	-10,69	-11,56	puit fermé	-11,56	puit fermé	-13,23	-10,18
2035	-7,99	-8,07	-8,99	puit fermé	-9,00	puit fermé	-10,73	-7,57
2036	-7,07	-7,15	-8,08	puit fermé	-8,09	puit fermé	-9,82	-6,65
2037	-6,27	-6,34	-7,28	puit fermé	-7,29	puit fermé	-8,94	-5,85
2038	-0,18	-0,25	-1,11	puit fermé	-1,12	puit fermé	-2,65	0,21
2039	4,16	4,11	3,30	puit fermé	3,29	puit fermé	1,85	4,54
2040	9,76	9,71	9,62	puit fermé	9,63	puit fermé	6,98	9,65
2041	13,60	13,56	13,52	puit fermé	puit fermé	puit fermé	10,95	13,49
2042	16,22	16,19	16,17	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,71	16,11
2043	18,61	18,58	18,59	puit fermé	puit fermé	puit fermé	16,12	18,48
2044	20,18	20,15	20,16	puit fermé	puit fermé	puit fermé	17,79	20,05
2045	21,41	puit fermé	21,40	puit fermé	puit fermé	puit fermé	19,01	21,26
2046	22,45	puit fermé	22,44	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,17	22,29
2047	23,30	puit fermé	23,30	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,98	23,13
2048	24,43	puit fermé	24,43	puit fermé	puit fermé	puit fermé	22,05	24,22
2049	24,74	puit fermé	24,75	puit fermé	puit fermé	puit fermé	22,41	24,54
2050	25,02	puit fermé	25,03	puit fermé	puit fermé	puit fermé	22,73	24,82
2051	25,27	puit fermé	25,28	puit fermé	puit fermé	puit fermé	23,02	25,07

BZ-3	BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZN-V4	BZN-V6	BZN-W14	BZN-W17
13,36	puit fermé	13,73	15,01	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
22,81	90,76	25,18	22,67	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
15,96	68,97	18,06	16,87	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
13,92	56,68	19,74	15,36	23,52	48,45	18,84	53,39
7,66	38,18	13,76	10,28	15,21	23,29	11,35	30,22
-10,51	2,64	-4,65	-7,28	-10,31	-10,04	-7,88	-8,44
-21,92	-23,02	-19,07	-19,11	-23,30	-22,21	-22,24	-22,88
-18,24	-18,97	-15,75	-15,58	-19,47	-18,24	-18,36	-18,77
-15,39	-16,12	-12,97	-12,79	-16,61	-15,38	-15,49	-15,92
-13,55	-14,27	-11,13	-10,96	-14,75	-13,51	-13,63	-14,07
-11,43	-12,21	-9,04	-8,86	puit fermé	-11,39	-11,50	-11,96
-10,70	-11,44	-8,36	-8,13	-11,90	-10,64	-10,76	-11,23
-8,09	-8,87	-5,88	-5,63	puit fermé	-8,03	-8,14	-8,61

-7,17	-7,97	-4,99	-4,74	puit fermé	-7,11	-7,22	-7,71
-6,36	-7,17	-4,23	-3,98	puit fermé	-6,30	-6,41	-6,91
-0,26	-1,02	1,70	2,00	puit fermé	-0,21	-0,30	-0,76
4,11	3,37	5,92	6,26	puit fermé	4,13	4,06	3,63
9,73	9,68	10,79	11,20	puit fermé	9,74	9,67	puit fermé
13,58	13,57	14,51	14,99	puit fermé	13,58	13,53	puit fermé
16,21	16,21	16,81	17,58	puit fermé	16,20	16,16	puit fermé
18,60	puit fermé	18,82	19,73	puit fermé	18,59	18,55	puit fermé
20,17	puit fermé	20,31	21,36	puit fermé	20,16	20,12	puit fermé
21,41	puit fermé	21,44	22,60	puit fermé	21,40	21,36	puit fermé
22,46	puit fermé	22,41	23,67	puit fermé	22,44	22,41	puit fermé
23,32	puit fermé	23,22	24,55	puit fermé	23,29	23,26	puit fermé
24,45	puit fermé	24,29	25,73	puit fermé	24,42	puit fermé	puit fermé
24,77	puit fermé	24,60	26,08	puit fermé	24,74	puit fermé	puit fermé
25,05	puit fermé	24,87	26,38	puit fermé	25,02	puit fermé	puit fermé
25,30	puit fermé	25,10	26,66	puit fermé	25,27	puit fermé	puit fermé

BZN-W20	BZ-W11	BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6	BZ-W8	BZ-W9	DJBA-3	DJBA-4
puit fermé	puit fermé	puit fermé	103,96	puit fermé	puit fermé	puit fermé	89,86	108,98
puit fermé	puit fermé	puit fermé	96,89	puit fermé	puit fermé	puit fermé	75,04	98,72
puit fermé	puit fermé	puit fermé	96,03	puit fermé	puit fermé	puit fermé	67,29	94,63
12,91	14,44	puit fermé	79,17	47,41	59,26	9,33	43,27	73,96
6,11	7,55	puit fermé	78,04	24,34	34,97	3,62	35,65	69,48
-12,37	-11,13	32,03	67,69	-13,24	-2,23	-13,52	19,28	52,06
-24,62	-22,95	29,09	65,44	-24,59	-22,64	-21,79	10,78	45,05
-20,74	-19,11	31,08	67,27	-20,77	-18,70	-17,81	10,70	42,05
-17,85	-16,27	31,61	67,63	-18,05	-15,87	-14,98	9,45	37,22
-15,98	-14,43	30,89	66,84	-16,26	-14,02	-13,13	7,39	30,73
-13,89	-12,29	30,10	66,04	-14,20	-11,89	-11,00	5,69	23,33
-13,11	-11,57	26,82	63,00	-13,47	-11,17	-10,26	2,78	12,22
-10,49	puit fermé	21,96	60,11	-10,97	-8,55	-7,65	-0,45	6,93
-9,57	puit fermé	11,27	51,49	-10,06	-7,65	-6,74	-5,90	-1,57
-8,74	puit fermé	-3,58	28,90	-9,18	-6,85	-5,93	-10,46	-9,34
-2,41	puit fermé	1,71	28,17	-2,86	-0,74	0,14	-3,53	-2,76
2,12	puit fermé	5,96	27,11	1,65	3,61	4,47	1,11	1,79
puit fermé	puit fermé	10,86	26,70	6,81	8,77	9,61	6,35	6,97
puit fermé	puit fermé	14,62	25,08	10,81	12,63	13,46	puit fermé	11,00
puit fermé	puit fermé	17,19	22,28	13,58	15,27	16,09	puit fermé	13,81
puit fermé	puit fermé	19,23	18,93	16,00	17,64	18,47	puit fermé	16,28
puit fermé	puit fermé	20,83	18,06	17,70	19,20	20,05	puit fermé	18,01
puit fermé	puit fermé	22,05	19,25	18,93	20,41	21,23	puit fermé	19,28
puit fermé	puit fermé	23,09	20,25	20,10	21,46	22,27	puit fermé	20,49
puit fermé	puit fermé	23,96	21,09	20,92	22,45	23,13	puit fermé	21,34
puit fermé	puit fermé	25,05	22,04	21,99	23,45	24,25	puit fermé	22,48
puit fermé	puit fermé	25,42	22,49	22,35	23,76	24,57	puit fermé	22,87
puit fermé	puit fermé	25,75	22,90	22,67	24,04	24,86	puit fermé	23,20
puit fermé	puit fermé	26,04	23,27	22,96	24,29	25,12	puit fermé	23,50

2. Annexe B

4^{ème} Scénarios : Trunkline de Diamètre de 18 pouces avec un compresseur de 40 bars

	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2	BZ-3
2023	15,59	puit fermé	17,1694231	17,5981045	puit fermé	puit fermé	puit fermé	17,6976924	17,220849
2024	28,57	52,4141548	31,5477337	34,5918597	57,9815403	31,9934693	70,0759465	27,879131	28,9235076
2025	21,17	21,621639	23,2298559	25,5165382	23,7008805	23,0831627	46,6739712	22,0087506	21,995625
2026	22,12	23,68	26,92	33,04	23,24	25,59	50,50	24,06	24,03
2027	15,59	17,18	20,23	25,47	16,54	18,37	31,77	19,00	17,79
2028	1,72	3,04	5,36	9,63	2,29	3,82	1,32	5,27	3,69
2029	-7,89	-8,06	-8,30	-7,45	-8,74	-7,87	-10,65	-6,94	-7,71
2030	-5,29	-5,34	-6,05	-5,22	-6,04	puit fermé	-8,19	-4,72	-5,30
2031	-3,28	-3,34	-4,06	puit fermé	-4,05	puit fermé	-6,37	-2,77	-3,30
2032	-1,99	-2,05	-2,79	puit fermé	-2,79	puit fermé	-5,18	-1,51	-2,03
2033	-0,50	-0,56	-1,34	puit fermé	-1,34	puit fermé	-3,83	-0,06	-0,54
2034	0,00	-0,06	-0,81	puit fermé	-0,82	puit fermé	-3,34	0,44	-0,04
2035	1,89	1,83	1,04	puit fermé	1,03	puit fermé	-1,60	2,30	1,84
2036	2,52	2,47	1,67	puit fermé	1,65	puit fermé	-0,95	2,93	2,47
2037	3,10	3,04	2,23	puit fermé	2,22	puit fermé	-0,26	3,49	3,04
2038	7,19	7,14	6,38	puit fermé	6,37	puit fermé	4,19	7,57	7,15
2039	10,06	10,01	9,29	puit fermé	9,28	puit fermé	7,32	10,42	10,03
2040	14,19	14,15	14,10	puit fermé	14,12	puit fermé	11,07	14,12	14,17
2041	16,59	16,55	16,53	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,72	16,51	16,57
2042	18,18	18,15	18,14	puit fermé	puit fermé	puit fermé	15,55	18,10	18,17
2043	19,50	19,47	19,48	puit fermé	puit fermé	puit fermé	16,99	19,40	19,49
2044	20,54	20,52	20,52	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,20	20,44	20,54
2045	21,28	puit fermé	21,26	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,97	21,16	21,28
2046	21,91	puit fermé	21,89	puit fermé	puit fermé	puit fermé	19,72	21,79	21,91
2047	22,40	puit fermé	22,39	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,33	22,28	22,41
2048	23,15	puit fermé	23,15	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,20	23,01	23,16
2049	23,35	puit fermé	23,34	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,45	23,21	23,36
2050	23,52	puit fermé	23,51	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,66	23,38	23,53
2051	23,67	puit fermé	23,67	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,85	23,54	23,68

BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZN-V4	BZN-V6	BZN-W14	BZN-W17	BZN-W20	BZ-W11
puit fermé	17,98	19,43	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
96,79	31,94	29,58	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
74,92	24,75	23,70	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
66,80	30,39	26,08	33,71	58,54	28,97	63,54	23,30	24,92
48,32	24,42	21,00	25,42	33,40	21,50	40,39	16,51	18,03
16,87	10,07	7,51	4,06	4,13	6,35	5,81	2,22	3,42
-8,77	-4,38	-4,35	-8,90	-8,03	-8,00	-8,60	-10,02	-8,41
-5,96	-2,40	-2,15	-6,33	-5,32	-5,39	-5,75	-7,42	-5,88
-3,97	-0,51	-0,26	-4,34	-3,31	-3,38	-3,76	-5,40	-3,93
-2,70	0,73	0,97	-3,07	-2,03	-2,10	-2,49	-4,12	-2,67
-1,25	2,15	2,38	puit fermé	-0,54	-0,61	-1,01	-2,65	-1,22
-0,72	2,61	2,86	-1,08	-0,03	-0,11	-0,52	-2,12	-0,73
1,12	4,35	4,62	puit fermé	1,86	1,78	1,37	-0,23	puit fermé
1,75	4,92	5,20	puit fermé	2,50	2,42	2,00	0,41	puit fermé

2,31	5,41	5,68	puit fermé	3,07	2,99	2,56	0,99	puit fermé
6,45	9,31	9,62	puit fermé	7,16	7,10	6,69	5,27	puit fermé
9,35	12,02	12,37	puit fermé	10,03	9,97	9,59	8,27	puit fermé
14,14	15,41	15,81	puit fermé	14,17	14,12	puit fermé	puit fermé	puit fermé
16,57	17,45	18,07	puit fermé	16,57	16,52	puit fermé	puit fermé	puit fermé
18,18	18,88	19,57	puit fermé	18,17	18,13	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	20,02	20,77	puit fermé	19,49	19,45	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	20,97	21,78	puit fermé	20,53	20,49	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	21,57	22,44	puit fermé	21,27	21,23	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	22,10	23,01	puit fermé	21,90	21,87	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	22,51	23,45	puit fermé	22,40	22,37	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	23,13	24,12	puit fermé	23,15	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	23,28	24,29	puit fermé	23,34	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	23,42	24,43	puit fermé	23,51	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
puit fermé	23,55	24,56	puit fermé	23,67	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé

BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6	BZ-W8	BZ-W9	DJBA-3	DJBA-4	DJBA-5	DJBA-6	DJBA-7
puit fermé	108,32	puit fermé	puit fermé	puit fermé	93,25	112,77	109,36	73,10	102,03
puit fermé	103,72	puit fermé	puit fermé	puit fermé	80,67	104,72	102,79	63,42	93,80
puit fermé	102,78	puit fermé	puit fermé	puit fermé	72,84	100,49	99,44	57,04	88,97
puit fermé	89,82	57,267	69,612	19,625	52,94	83,78	83,82	40,51	71,87
puit fermé	88,68	34,184	45,342	13,927	45,31	79,30	79,96	37,27	66,83
46,790	82,392	0,444	12,184	0,816	32,684	65,699	65,579	32,751	56,225
43,838	80,118	-10,898	-8,216	-7,457	24,154	58,697	57,374	28,263	49,717
44,490	80,620	-8,386	-5,588	-4,786	22,830	54,393	51,772	27,125	45,103
44,117	80,082	-6,572	-3,637	-2,839	20,639	48,646	44,595	24,987	38,737
42,796	78,693	-5,379	-2,369	-1,571	17,983	41,571	36,368	22,343	31,106
41,321	77,206	-4,025	-0,914	-0,117	15,594	33,472	27,391	19,944	22,643
37,789	73,909	-3,532	-0,421	0,380	12,444	22,118	18,368	16,680	13,597
32,189	70,273	-1,794	1,444	2,245	8,451	16,071	12,188	12,316	9,009
21,193	61,319	-1,148	2,062	2,868	2,752	7,315	4,087	5,238	2,500
6,065	38,372	-0,461	2,623	3,435	-1,987	-0,640	-3,310	-2,329	-2,957
9,317	35,612	4,014	6,725	7,516	3,159	4,104	1,834	1,903	1,965
12,062	33,069	7,161	9,600	10,376	6,475	7,282	5,301	5,349	5,399
15,476	31,189	10,937	13,330	14,090	10,353	11,083	9,258	9,288	9,329
17,73	28,15	13,60	15,73	16,49	puit fermé	13,77	12,13	12,14	12,1708248
19,22	24,39	15,45	17,34	18,09	puit fermé	15,65	14,24	14,24	puit fermé
20,35	20,28	16,90	18,65	19,39	puit fermé	17,13	15,85	15,83	puit fermé
21,37	18,95	18,12	19,69	20,44	puit fermé	18,37	17,69	17,68	puit fermé
22,03	19,70	18,89	20,42	21,16	puit fermé	19,16	18,49	18,47	puit fermé
22,63	20,37	19,66	21,05	21,80	puit fermé	19,94	19,66	19,64	puit fermé
23,08	20,91	20,27	21,56	22,27	puit fermé	20,57	20,30	20,28	puit fermé
23,75	21,59	21,15	22,29	23,01	puit fermé	21,47	21,20	21,18	puit fermé
23,95	21,92	21,40	22,50	23,21	puit fermé	21,72	21,46	21,44	puit fermé
24,13	22,20	21,62	22,68	23,38	puit fermé	21,93	21,68	21,66	puit fermé
24,28	22,47	21,81	22,85	23,54	puit fermé	22,13	21,88	21,87	puit fermé

3. Annexe C

5^{ème} Scénarios : Trunkline de Diamètre de 18 pouces avec un compresseur de 43 bars

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19
01/01/2024	17,49	puits fermé	19,93	20,55	puits fermé	puits fermé	puits fermé
01/01/2025	31,11	55,23	34,65	37,65	61,00	35,02	73,57
01/01/2026	23,78	24,42	26,35	28,58	26,70	26,12	50,14
01/01/2027	25,32	26,95	30,30	36,38	26,59	28,92	54,54
01/01/2028	18,83	20,46	23,62	28,81	19,90	21,71	35,83
01/01/2029	5,09	6,43	8,81	13,05	5,72	7,23	5,75
01/01/2030	-4,52	-4,67	-4,86	-4,03	-5,32	-4,45	-6,22
01/01/2031	-1,93	-1,96	-2,64	-1,82	-2,63	puits fermé	-3,75
01/01/2032	0,08	0,03	-0,66	puits fermé	-0,66	puits fermé	-1,89
01/01/2033	1,38	1,33	0,62	puits fermé	0,62	puits fermé	-0,67
01/01/2034	2,87	2,82	2,05	puits fermé	2,05	puits fermé	0,71
01/01/2035	3,38	3,32	2,58	puits fermé	2,57	puits fermé	1,19
01/01/2036	5,25	5,20	4,41	puits fermé	4,40	puits fermé	2,92
01/01/2037	5,87	5,82	5,02	puits fermé	5,01	puits fermé	3,53
01/01/2038	6,42	6,37	5,56	puits fermé	5,55	puits fermé	4,13
01/01/2039	10,46	10,42	9,67	puits fermé	9,66	puits fermé	8,34
01/01/2040	13,30	13,25	12,56	puits fermé	12,56	puits fermé	11,29
01/01/2041	17,41	17,37	17,36	puits fermé	17,39	puits fermé	14,95
01/01/2042	19,72	19,69	19,70	puits fermé	puits fermé	puits fermé	17,35
01/01/2043	21,24	21,21	21,23	puits fermé	puits fermé	puits fermé	18,98
01/01/2044	22,50	22,47	22,50	puits fermé	puits fermé	puits fermé	20,29
01/01/2045	23,47	23,44	23,47	puits fermé	puits fermé	puits fermé	21,37
01/01/2046	24,16	puits fermé	24,16	puits fermé	puits fermé	puits fermé	21,98
01/01/2047	24,74	puits fermé	24,74	puits fermé	puits fermé	puits fermé	22,61
01/01/2048	25,19	puits fermé	25,20	puits fermé	puits fermé	puits fermé	23,13
01/01/2049	25,86	puits fermé	25,88	puits fermé	puits fermé	puits fermé	23,81
01/01/2050	26,03	puits fermé	26,05	puits fermé	puits fermé	puits fermé	24,01
01/01/2051	26,17	puits fermé	26,20	puits fermé	puits fermé	puits fermé	24,20
01/01/2052	26,30	puits fermé	26,34	puits fermé	puits fermé	puits fermé	24,38

BZ-2	BZ-3	BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZ-W11	BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6
20,60	19,95	puits fermé	19,86	22,15	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé
31,05	31,89	99,88	34,26	32,33	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé
25,18	24,97	78,00	27,07	26,46	puits fermé	puits fermé	puits fermé	puits fermé
27,46	27,34	70,17	33,02	28,85	37,12	61,82	32,28	66,83
22,39	21,11	51,68	27,04	23,77	28,83	36,68	24,82	43,67
8,72	7,10	20,29	12,71	10,25	7,53	7,50	9,76	9,19
-3,50	-4,30	-5,36	-1,75	-1,60	-5,42	-4,66	-4,59	-5,20

-1,31	-1,90	-2,57	0,23	0,59	-2,88	-1,96	-2,00	-2,35
0,62	0,08	-0,59	2,13	2,50	-0,91	0,04	0,00	-0,36
1,88	1,38	0,69	3,38	3,74	0,38	1,35	1,30	0,93
3,32	2,85	2,12	4,81	5,15	puit fermé	2,84	2,78	2,41
3,81	3,35	2,65	5,27	5,63	2,34	3,34	3,28	2,91
5,65	5,22	4,48	7,00	7,39	puit fermé	5,22	5,16	4,78
6,26	5,84	5,09	7,57	7,97	puit fermé	5,84	5,78	5,40
6,79	6,38	5,63	8,07	8,46	puit fermé	6,39	6,32	5,94
10,81	10,44	9,73	11,96	12,42	puit fermé	10,44	10,38	10,03
13,62	13,28	12,60	14,46	15,18	puit fermé	13,27	13,22	12,90
17,33	17,40	17,40	17,76	18,62	puit fermé	17,38	17,34	puit fermé
19,62	19,72	19,73	19,93	20,89	puit fermé	19,70	19,66	puit fermé
21,13	21,24	21,27	21,34	22,39	puit fermé	21,22	21,18	puit fermé
22,35	22,51	puit fermé	22,47	23,60	puit fermé	22,48	22,45	puit fermé
23,31	23,48	puit fermé	23,36	24,61	puit fermé	23,46	23,42	puit fermé
23,97	24,18	puit fermé	23,93	25,26	puit fermé	24,15	24,12	puit fermé
24,53	24,76	puit fermé	24,42	25,83	puit fermé	24,73	24,70	puit fermé
24,98	25,22	puit fermé	24,80	26,28	puit fermé	25,18	25,16	puit fermé
25,61	25,90	puit fermé	25,37	26,93	puit fermé	25,86	puit fermé	puit fermé
25,78	26,07	puit fermé	25,51	27,10	puit fermé	26,03	puit fermé	puit fermé
25,93	26,22	puit fermé	25,62	27,24	puit fermé	26,18	puit fermé	puit fermé
26,06	26,35	puit fermé	25,72	27,37	puit fermé	26,31	puit fermé	puit fermé

BZ-W8	BZ-W9	BZN-V4	BZN-V6	BZN-W14	BZN-W17	BZN-W20	DJBA-3	DJBA-4 D
puit fermé	puit fermé	puit fermé	110,77	puit fermé	puit fermé	puit fermé	96,04	116,02
puit fermé	puit fermé	puit fermé	106,29	puit fermé	puit fermé	puit fermé	84,03	108,12
puit fermé	puit fermé	puit fermé	105,35	puit fermé	puit fermé	puit fermé	76,16	103,94
26,81	28,44	puit fermé	92,51	61,30	72,88	23,00	56,90	87,72
20,03	21,55	puit fermé	91,37	38,21	48,59	17,31	49,29	83,26
5,79	6,98	49,47	85,09	4,86	15,52	4,26	37,01	70,13
-6,46	-4,85	46,53	82,82	-6,47	-4,88	-4,02	28,53	63,13
-3,88	-2,34	47,18	83,32	-3,95	-2,27	-1,37	27,14	58,81
-1,88	-0,40	46,82	82,79	-2,08	-0,32	0,57	25,00	53,09
-0,58	0,86	45,50	81,40	-0,86	0,95	1,83	22,38	46,02
0,87	2,30	44,03	79,91	0,53	2,40	3,26	20,03	37,92
1,40	2,78	40,50	76,60	1,01	2,90	3,76	16,87	26,52
3,27	puit fermé	34,88	72,92	2,75	4,75	5,60	12,86	20,48
3,89	puit fermé	23,86	63,90	3,36	5,36	6,21	7,12	11,69
4,45	puit fermé	8,71	40,69	3,96	5,89	6,74	2,30	3,66
8,68	puit fermé	11,96	37,82	8,19	9,93	10,77	7,26	8,21
11,66	puit fermé	14,71	35,17	11,14	12,75	13,59	10,44	11,25
puit fermé	puit fermé	17,95	33,07	14,83	16,46	17,31	14,25	15,00
puit fermé	puit fermé	20,14	29,81	17,25	18,73	19,62	puit fermé	17,49
puit fermé	puit fermé	21,59	25,86	18,90	20,23	21,12	puit fermé	19,21

puit fermé	puit fermé	22,76	21,57	20,22	21,59	22,36	puit fermé	20,59
puit fermé	puit fermé	23,73	20,12	21,29	22,49	23,34	puit fermé	21,76
puit fermé	puit fermé	24,38	20,84	21,89	23,10	24,01	puit fermé	22,42
puit fermé	puit fermé	24,95	21,48	22,52	23,63	24,59	puit fermé	23,11
puit fermé	puit fermé	25,41	22,01	23,03	24,05	25,06	puit fermé	23,68
puit fermé	puit fermé	26,00	22,60	23,69	24,60	25,71	puit fermé	24,43
puit fermé	puit fermé	26,22	22,96	23,90	24,78	25,89	puits fermé	24,66
puit fermé	puit fermé	26,42	23,29	24,10	24,95	26,04	puits fermé	24,86
puit fermé	puit fermé	26,60	23,59	24,27	25,10	26,18	puits fermé	25,04

4. Annexe D

6^{ème} Scénarios :Trunkline de Diamètre de 18 pouces avec un compresseur de 45 bars

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2
2023	18,47	puit fermé	21,20	21,91	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,99
2024	32,40	56,61	36,07	39,12	62,40	36,48	74,90	32,62
2026	25,10	25,79	27,78	30,04	28,08	27,58	51,45	26,74
2027	26,99	28,64	32,02	38,08	28,29	30,62	56,20	29,21
2028	20,51	22,16	25,34	30,52	21,61	23,41	37,48	24,14
2029	6,81	8,16	10,56	14,79	7,47	8,97	7,41	10,48
2030	-2,79	-2,93	-3,10	-2,28	-3,56	-2,71	-4,55	-1,74
2031	-0,18	-0,21	-0,87	-0,07	-0,85	puit fermé	-2,09	0,46
2032	1,83	1,79	1,12	puit fermé	1,11	puit fermé	-0,22	2,39
2033	3,14	3,10	2,41	puit fermé	2,41	puit fermé	1,00	3,65
2034	4,64	4,59	3,86	puit fermé	3,85	puit fermé	2,34	5,09
2035	5,15	5,10	4,39	puit fermé	4,38	puit fermé	2,82	5,59
2036	7,01	6,96	6,21	puit fermé	6,20	puit fermé	4,54	7,41
2037	7,64	7,59	6,83	puit fermé	6,81	puit fermé	5,15	8,02
2038	8,20	8,15	7,38	puit fermé	7,36	puit fermé	5,76	8,56
2039	12,24	12,19	11,48	puit fermé	11,47	puit fermé	9,96	12,58
2040	15,08	15,04	14,38	puit fermé	14,40	puit fermé	12,90	15,40
2041	19,01	18,97	18,97	puit fermé	19,01	puit fermé	16,38	18,94
2042	21,26	21,23	21,25	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,67	21,16
2043	22,73	22,70	22,72	puit fermé	puit fermé	puit fermé	20,19	22,61
2044	23,93	23,90	23,93	puit fermé	puit fermé	puit fermé	21,37	23,76
2045	24,79	24,76	24,79	puit fermé	puit fermé	puit fermé	22,34	24,61
2046	25,42	puit fermé	25,42	puit fermé	puit fermé	puit fermé	22,91	25,18
2047	25,90	puit fermé	25,91	puit fermé	puit fermé	puit fermé	23,45	25,65
2048	26,27	puit fermé	26,29	puit fermé	puit fermé	puit fermé	23,90	26,01
2049	26,77	puit fermé	26,80	puit fermé	puit fermé	puit fermé	24,37	26,45
2050	26,89	puit fermé	26,92	puit fermé	puit fermé	puit fermé	24,54	26,58
2051	26,99	puit fermé	27,04	puit fermé	puit fermé	puit fermé	24,71	26,69

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2
2024	12,01	puit fermé	13,57	13,96	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,95
2025	26,33	50,23	29,54	32,46	55,96	29,86	68,69	25,63
2026	18,94	19,42	21,23	23,37	21,68	20,94	45,31	19,75
2027	22,52	24,12	27,44	33,52	23,74	26,07	51,73	24,54
2028	16,00	17,62	20,75	25,95	17,04	18,85	33,02	19,47
2029	4,76	6,10	8,49	12,73	5,41	6,90	5,43	8,39
2030	-4,86	-5,00	-5,19	-4,36	-5,64	-4,79	-6,55	-3,84
2031	-3,10	-3,14	-3,81	-3,00	-3,80	puit fermé	-4,89	-2,50
2032	-1,71	-1,76	-2,45	puit fermé	-2,46	puit fermé	-3,61	-1,18
2033	-0,80	-0,86	-1,57	puit fermé	-1,57	puit fermé	-2,77	-0,32
2034	0,22	0,16	-0,62	puit fermé	-0,63	puit fermé	-1,83	0,65
2035	0,54	0,49	-0,27	puit fermé	-0,28	puit fermé	-1,51	0,97
2036	1,99	1,94	1,13	puit fermé	1,11	puit fermé	-0,15	2,39
2037	2,39	2,33	1,50	puit fermé	1,49	puit fermé	0,25	2,78
2038	2,73	2,67	1,83	puit fermé	1,82	puit fermé	0,68	3,11
2039	5,31	5,26	4,45	puit fermé	4,44	puit fermé	3,48	5,68
2040	7,03	6,98	6,19	puit fermé	6,18	puit fermé	5,36	7,39
2041	10,11	10,06	10,02	puit fermé	10,04	puit fermé	7,86	10,03
2042	11,53	11,49	11,46	puit fermé	puit fermé	puit fermé	9,49	11,43
2043	12,21	12,17	12,14	puit fermé	puit fermé	puit fermé	10,27	12,10
2044	12,89	12,85	12,85	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,06	12,77
2045	13,65	13,61	13,61	puit fermé	puit fermé	puit fermé	11,98	13,53
2046	14,00	puit fermé	13,97	puit fermé	puit fermé	puit fermé	12,37	13,87
2047	14,31	puit fermé	14,28	puit fermé	puit fermé	puit fermé	12,74	14,19
2048	14,52	puit fermé	14,49	puit fermé	puit fermé	puit fermé	12,99	14,40
2049	14,85	puit fermé	14,82	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,23	14,72
2050	14,92	puit fermé	14,88	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,32	14,79
2051	14,97	puit fermé	14,93	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,39	14,85
2052	15,01	puit fermé	14,98	puit fermé	puit fermé	puit fermé	13,45	14,89
2052	27,09	puit fermé	27,14	puit fermé	puit fermé	puit fermé	24,86	26,80

5. Annexe E

7^{ème} Scénarios : Trunkline de Diamètre de 20 pouces avec un compresseur de 30 bars

BZ-3	BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZ-W11	BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6	BZ-W8
13,59	puit fermé	13,52	14,78	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
26,77	94,79	28,80	26,45	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
19,83	72,92	21,60	20,56	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
24,49	67,32	30,06	25,82	34,25	58,98	29,43	63,98	23,88
18,25	48,82	24,08	20,75	25,95	33,83	21,96	40,82	17,08

6,78	19,97	12,37	9,91	7,22	7,18	9,43	8,87	5,47
-4,64	-5,69	-2,09	-1,95	-5,75	-4,99	-4,93	-5,54	-6,79
-3,08	-3,74	-0,99	-0,64	-4,06	-3,13	-3,18	-3,53	-5,08
-1,71	-2,38	0,29	0,64	-2,71	-1,74	-1,80	-2,17	-3,71
-0,82	-1,50	1,14	1,46	-1,84	-0,84	-0,90	-1,28	-2,83
0,19	-0,54	2,10	2,40	puit fermé	0,18	0,11	-0,27	-1,87
0,50	-0,19	2,38	2,71	-0,53	0,51	0,44	0,04	-1,53
1,95	1,21	3,67	4,02	puit fermé	1,96	1,89	1,49	-0,10
2,34	1,58	4,04	4,38	puit fermé	2,36	2,28	1,87	0,28
2,67	1,91	4,34	4,67	puit fermé	2,70	2,62	2,20	0,61
5,26	4,52	6,77	7,14	puit fermé	5,28	5,21	4,80	3,30
6,99	6,26	8,40	8,77	puit fermé	7,01	6,94	6,54	5,10
10,08	10,08	10,79	11,20	puit fermé	10,08	10,02	puit fermé	puit fermé
11,51	11,51	12,03	12,45	puit fermé	11,51	11,45	puit fermé	puit fermé
12,18	12,19	12,83	13,25	puit fermé	12,19	12,13	puit fermé	puit fermé
12,87	puit fermé	13,43	13,86	puit fermé	12,87	12,82	puit fermé	puit fermé
13,63	puit fermé	14,10	14,53	puit fermé	13,63	13,58	puit fermé	puit fermé
13,98	puit fermé	14,41	14,84	puit fermé	13,99	13,93	puit fermé	puit fermé
14,30	puit fermé	14,70	15,12	puit fermé	14,30	14,25	puit fermé	puit fermé
14,51	puit fermé	14,90	15,32	puit fermé	14,51	14,46	puit fermé	puit fermé
14,83	puit fermé	15,27	15,70	puit fermé	14,84	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,90	puit fermé	15,34	15,76	puit fermé	14,90	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,95	puit fermé	15,39	15,80	puit fermé	14,96	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,99	puit fermé	15,43	15,84	puit fermé	15,00	puit fermé	puit fermé	puit fermé

BZN-W20	DJBA-3	DJBA-4 D	DJBA-5	DJBA-6	DJBA-7	DJBA-8	DJBA-V13	DJBA-V14	DJBA-V18
puit fermé	90,79	109,95	106,98	70,70	99,68	102,24	puit fermé	puit fermé	104,96
puit fermé	79,46	103,16	101,59	62,18	92,65	93,92	puit fermé	puit fermé	97,81
puit fermé	71,64	98,99	98,26	55,82	87,83	88,11	puit fermé	puit fermé	93,02
20,09	54,14	84,94	85,00	41,67	73,10	72,38	puit fermé	puit fermé	78,14
14,40	46,54	80,47	81,15	38,46	68,07	66,57	puit fermé	puit fermé	73,18
3,93	36,66	69,81	69,42	36,58	60,09	58,74	56,98	69,71	65,21
-4,35	28,18	62,80	61,25	32,14	53,62	53,07	47,21	61,32	59,25
-2,56	26,04	57,67	54,82	30,18	48,18	48,95	39,10	54,63	54,89
-1,24	23,34	51,37	47,14	27,55	41,32	43,80	30,16	46,58	49,41
-0,38	20,33	43,92	38,55	24,55	33,33	37,80	26,19	37,35	42,96
0,59	17,54	35,40	29,21	21,80	24,51	31,26	22,07	27,02	35,83
0,91	14,22	23,84	19,99	18,35	15,27	22,42	17,55	18,73	26,22
2,33	9,87	17,44	13,46	13,63	10,33	16,37	11,73	12,18	13,96
2,72	3,92	8,44	5,12	6,30	3,58	7,89	4,23	4,06	6,22
3,05	-1,04	0,23	-2,48	-1,46	-2,08	-0,12	-2,46	-2,51	-0,95
5,62	2,47	3,36	1,07	1,16	1,23	2,34	0,99	0,96	2,36
7,34	4,56	5,31	3,35	3,41	3,47	4,45	3,24	3,24	4,46

9,98	6,98	7,85	5,70	5,74	5,79	6,90	5,57	5,59	6,89
11,39	puit fermé	9,52	7,74	7,76	7,79	8,78	7,58	7,62	8,77
12,06	puit fermé	10,32	8,87	8,88	puit fermé	9,76	8,70	8,75	9,75
12,74	puit fermé	11,12	9,83	9,83	puit fermé	10,64	9,64	9,70	10,63
13,49	puit fermé	12,06	11,44	11,43	puit fermé	11,80	puit fermé	11,31	11,79
13,84	puit fermé	12,45	11,86	11,85	puit fermé	12,22	puit fermé	11,72	12,20
14,15	puit fermé	12,82	12,62	12,61	puit fermé	12,66	puit fermé	puit fermé	12,63
14,36	puit fermé	13,07	12,89	12,89	puit fermé	12,94	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,68	puit fermé	13,30	13,08	13,07	puit fermé	13,13	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,75	puit fermé	13,38	13,18	13,17	puit fermé	13,22	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,81	puit fermé	13,44	13,25	13,24	puit fermé	13,29	puit fermé	puit fermé	puit fermé
14,85	puit fermé	13,49	13,31	13,31	puit fermé	13,35	puit fermé	puit fermé	puit fermé

6. Annexe F

8^{ème} Scénarios : Trunkline de Diamètre de 20 pouces avec un compresseur de 35 bars

Années/Puits	BZ-10	BZ-11	BZ-12	BZ-13	BZ-14	BZ-15	BZ-19	BZ-2
2024	15,79	puit fermé	17,87	18,39	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,42
2025	30,28	54,35	33,75	36,73	60,12	34,11	72,72	30,09
2026	22,93	23,54	25,44	27,65	25,81	25,20	49,29	24,20
2027	26,93	28,58	31,99	38,02	28,26	30,56	56,13	29,14
2028	20,44	22,09	25,30	30,45	21,57	23,34	37,40	24,07
2029	9,22	10,58	13,03	17,22	9,93	11,39	9,71	12,95
2030	-0,38	-0,51	-0,63	0,14	-1,10	-0,29	-2,26	0,72
2031	1,40	1,38	0,75	1,53	0,77	puit fermé	-0,58	2,07
2032	2,84	2,80	2,18	puit fermé	2,17	puit fermé	0,70	3,41
2033	3,76	3,72	3,08	puit fermé	3,07	puit fermé	1,53	4,28
2034	4,82	4,77	4,07	puit fermé	4,07	puit fermé	2,47	5,27
2035	5,16	5,11	4,44	puit fermé	4,42	puit fermé	2,80	5,60
2036	6,61	6,56	5,84	puit fermé	5,82	puit fermé	4,13	7,01
2037	7,02	6,97	6,24	puit fermé	6,23	puit fermé	4,56	7,41
2038	7,39	7,34	6,60	puit fermé	6,58	puit fermé	5,00	7,76
2039	10,04	9,99	9,28	puit fermé	9,27	puit fermé	7,92	10,39
2040	11,81	11,77	11,08	puit fermé	11,09	puit fermé	9,89	12,15
2041	14,87	14,83	14,80	puit fermé	14,83	puit fermé	12,62	14,78
2042	16,27	16,23	16,22	puit fermé	puit fermé	puit fermé	14,19	16,16
2043	17,15	17,11	17,11	puit fermé	puit fermé	puit fermé	15,22	17,04
2044	17,85	17,82	17,83	puit fermé	puit fermé	puit fermé	15,99	17,73
2045	18,60	18,57	18,58	puit fermé	puit fermé	puit fermé	16,87	18,47
2046	19,01	puit fermé	18,99	puit fermé	puit fermé	puit fermé	17,27	18,88

2047	19,38	puit fermé	19,36	puit fermé	puit fermé	puit fermé	17,83	19,26
2048	19,65	puit fermé	19,63	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,19	19,52
2049	19,96	puit fermé	19,95	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,48	19,82
2050	20,03	puit fermé	20,02	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,57	19,89
2051	20,18	puit fermé	20,17	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,67	20,05
2052	20,09	puit fermé	20,07	puit fermé	puit fermé	puit fermé	18,60	19,96

BZ-3	BZ-4	BZ-6	BZ-8	BZ-W11	BZ-W3	BZ-W4	BZ-W6	BZ-W8
17,90	puit fermé	17,81	19,62	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
30,99	98,98	33,29	31,26	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
24,06	77,09	26,09	25,37	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé	puit fermé
28,98	71,84	34,73	30,60	38,81	63,45	33,92	68,46	28,54
22,75	53,35	28,75	25,52	30,52	38,30	26,46	45,30	21,76
11,27	24,49	17,03	14,64	11,79	11,64	13,93	13,35	10,13
-0,14	-1,16	2,55	2,77	-1,16	-0,51	-0,42	-1,03	-2,12
1,44	0,81	3,67	4,10	0,53	1,38	1,36	1,02	-0,40
2,86	2,23	4,96	5,40	1,95	2,81	2,77	2,43	1,04
3,77	3,13	5,82	6,23	2,85	3,73	3,69	3,34	1,94
4,81	4,13	6,80	7,18	puit fermé	4,78	4,74	4,38	2,95
5,14	4,50	7,11	7,49	4,21	5,13	5,07	4,71	3,31
6,58	5,90	8,40	8,81	puit fermé	6,58	6,52	6,16	4,74
7,00	6,30	8,76	9,17	puit fermé	6,99	6,93	6,57	5,15
7,36	6,66	9,06	9,47	puit fermé	7,36	7,30	6,93	5,51
10,01	9,34	11,53	11,97	puit fermé	10,01	9,95	9,60	8,28
11,79	11,14	13,17	13,64	puit fermé	11,78	11,73	11,39	10,14
14,85	14,84	15,35	16,08	puit fermé	14,84	14,79	puit fermé	puit fermé
16,25	16,26	16,58	17,37	puit fermé	16,25	16,20	puit fermé	puit fermé
17,14	17,15	17,37	18,18	puit fermé	17,13	17,08	puit fermé	puit fermé
17,84	puit fermé	17,97	18,80	puit fermé	17,83	17,79	puit fermé	puit fermé
18,59	puit fermé	18,63	19,48	puit fermé	18,58	18,54	puit fermé	puit fermé
19,00	puit fermé	18,96	19,80	puit fermé	19,00	18,96	puit fermé	puit fermé
19,38	puit fermé	19,25	20,10	puit fermé	19,37	19,33	puit fermé	puit fermé
19,65	puit fermé	19,46	20,30	puit fermé	19,64	19,60	puit fermé	puit fermé
19,96	puit fermé	19,83	20,68	puit fermé	19,95	puit fermé	puit fermé	puit fermé
20,03	puit fermé	19,91	20,74	puit fermé	20,02	puit fermé	puit fermé	puit fermé
20,19	puit fermé	19,98	20,78	puit fermé	20,18	puit fermé	puit fermé	puit fermé
20,09	puit fermé	20,04	20,82	puit fermé	20,08	puit fermé	puit fermé	puit fermé