

N°.../DTEH/2024

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

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



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-
Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par : **Fares ZAIDI**
Issam BENRAOUANE

THEME

Modélisation et optimisation du système de production par injection
de réducteur de traînée, pompage multiphasique et extension du
réseau de collecte pour les champs ZAS, RET et RRBN

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Examineur	BOUHAFS Smail	MAB	UMBB
Examineur	TIKOBAINI Mourad	MAA	UMBB
Examineur	MENAA Abdennour	MCB	UMBB
Encadrant	YOUNSI Karim	MCA	UMBB

Résumé

L'étude de l'assurance de l'écoulement des fluides multiphasiques est essentielle dans l'industrie pétrolière pour simuler les différents scénarios en temps réel et analyser les résultats afin de diagnostiquer les problèmes d'écoulement, identifier des solutions potentielles pour garantir un écoulement continu et préserver l'intégrité des pipelines.

Ce projet vise à modéliser le système de production comprenant les champs ZAS - CTH, définir le type d'écoulement le long des différentes lignes et quantifier les pertes de charge frictionnelles, gravitationnelles et d'accélération, dimensionner les pompes multiphasiques (MPP) selon les courbes de performance du constructeur, évaluer l'option d'injection de réducteur de traînée, proposer le point d'injection optimal et estimer le gain de production associé, et proposer une nouvelle ligne de 24 km de longueur pour des diamètres de 6", 8" et 10" et choisir le diamètre optimal.

Mots clés : fluides multiphasiques, l'assurance de l'écoulement, modéliser, GAP, réseau de production, les pertes de charges, optimiser le réseau, pompe multiphasique, réducteur de traînée.

Summary

The study of flow assurance for multiphase fluids is essential in the oil industry to simulate different scenarios in real-time and analyze the results to diagnose flow issues, identify potential solutions to ensure continuous flow, and maintain pipeline integrity.

This project aims to model the production system encompassing the ZAS CTH fields, define the type of flow along various lines, and quantify frictional, gravitational, and acceleration pressure losses. Additionally, it involves sizing multiphase pumps (MPP) according to manufacturer performance curves, evaluating the drag reducer additive (DRA) injection option, proposing the optimal injection point, estimating the associated production gain, and proposing a new 24 km line with diameters of 6", 8", and 10" and selecting the optimal diameter.

Keywords: multiphase fluids, flow assurance, modeling, GAP, production network, pressure losses, network optimization, multiphase pump, drag reducer.

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

On remercie également nos parents pour leur soutien et leur encouragement au cours de nos études.

Tous nos remerciements à notre promoteur M r : YOUNSI Karim. Et notre Encadreur Mr : HAFRI Noureddine pour avoir accepté de suivre cette étude.

Nous tenons à adresser nos sincères remerciements à la personne qui nous a orientés et guidés durant notre étude, SAOUDI Khaled. Votre expertise, votre soutien et vos conseils précieux ont été inestimables pour l'achèvement de notre travail de recherche.

On tient aussi à remercier tous les enseignants du département Transport et Equipement des Hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire. Enfin, Tous nos remerciements vont à nous amis de l'INH qui ont été nombreux à nous aider et nous encourager.

Issam & Fares

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce travail :

A ma très chère mère.

A mon très cher père.

A mon frère Hamza.

A ma sœur.

A toute ma famille.

A mes meilleurs amis et mon binôme Fares.

Issam BENRAOUANE

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce travail :

A ma très chère mère BOURAS Ouardia.

A mon très cher père Slimane.

A mon frère Karim.

A toute ma famille.

A toute les membres de Petroleum Club (SPE Family)

A mes meilleurs amis et mon binôme Issam.

Fares ZAIDI

Sommaire

Résumé

Remerciements

Dédicaces

Liste des figures

Liste des tableaux

Abréviation et Symboles

Introduction générale

Chapitre 01 Généralités sur les réseaux de collecte et l'EPF 3

Introduction 4

1.1. Les réseaux de collecte ^[5] 4

1.1.1. Classification des conduites 4

1.2. Plans du réseau de collecte 5

1.2.1. Liaison individuelle 5

1.2.2. Liaison par collecteur ^[6] 6

1.2.3. Les accessoires des collectes ^[6] 7

1.3. Les manifolds 7

1.4. Épreuves des collectes 8

1.4.1. Épreuves hydrauliques des canalisations (Tests hydrostatiques) 8

1.4.2. Épreuve d'étanchéité à air 10

1.5. EPF (Early Production Facilites) ^[7] 10

1.6. La séparation 10

1.6.1. Estimation de la capacité des séparateurs 10

1.6.2. Temps de rétention 11

1.6.3. Séparateur horizontal ^[8] 11

1.7. Le pompage 13

1.7.1. Les pompes centrifuges 13

1.8. La compression 14

1.9. Conclusion 15

Chapitre 02 Les pompes multiphasiques 16

Introduction 17

2.1. Pompage multiphasique vs production conventionnelle 17

2.2. Pompe Multiphasique ^[11] 18

2.3. Les types des pompes multiphasiques 18

2.3.1	Les MPP à déplacement positif ^[12]	19
2.3.1.a.	Type à double vis (Twin Screw).....	19
2.3.1.b.	Type à cavité progressive (PCP).....	20
2.3.2	Les MPP Roto-dynamiques	21
2.3.2.a	Type hélico-axial	21
2.4.	Les propriétés des différentes pompes multiphasiques	22
2.5.	Les avantages des pompes multiphasiques	22
2.6.	Choix de design d'une pompe multiphasique ^[15]	23
2.7.	Les composants du système	24
2.8.	Les problèmes rencontrés dans les pompes MPP et les solutions appliquées ^[17] 26	
3.8.1.	L'augmentation de température de la pompe.....	26
2.8.2.	La solution appliquée.....	27
2.9.	Conclusion	29
Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée.....		30
Introduction		31
3.1.	Définition des pertes de charge.....	31
3.2.	Objectif du calcul des pertes de charge	32
3.2.1	Calcul des pertes de charge ^[1]	32
3.3.	L'écoulement multiphasique.....	35
3.3.2.	Fraction volumique ^[3]	36
3.3.3.	Holdup Liquide (H_L).....	37
3.3.4.	Problème du hold-up liquide	39
3.4.	Additifs DRAG réducteurs	39
3.5.	Rappel ^[4] :	40
3.5.1.	Coefficient de frottement.....	40
3.6.	Influence de la rugosité ^[4]	42
3.7.	Profil de vitesse et couche limite ^[4]	42
3.8.	Pourcentage de réduction de frottement (%DR)	43
3.9.	Types et mécanismes des DRA ^[4]	44
3.9.1.	Réduction de frottement en utilisant des polymères.....	44
3.9.2.	Réduction de frottement en utilisant des tensioactifs	44
3.9.3.	Réduction de frottement en utilisant des nanofluides	44
3.10.	Défis liés à l'application des agents de réduction de frottement.....	45
3.10.1.	Considérations lors de la sélection des agents de réduction de frottement.....	45
3.11.	Conclusion	46

Chapitre 04 Modélisation du réseau de collecte ZAS - CTH	47
Introduction	48
4.1 Présentation De groupement GSE	48
4.2. Situation géographique	48
4.3. Subdivision du réservoir	49
4.4. Centre de Traitement Huile (CTH)	51
4.5. Production d’Huile	52
4.6. Informations sur le logiciel GAP	55
4.7. Modélisation du réseau de collecte ZAS-CTH	55
4.7.1. Les étapes de la modélisation	59
4.7.2. Le calage du modèle	59
4.7.3. Résultats de simulation de réseau de Collecte ZAS-CTH	60
4.8. Analyse des pertes de charge	60
4.9. Le choix de point d’injection	62
4.9.1. Suppositions et calcul de l’injection de réducteur de frottement	63
4.9.2. Calcule la pression gagnée	64
4.10. L’installation de nouvelles lignes	64
4.11. Modélisation de nouvelle ligne sur GAP	64
4.11.1. Résultats de la modélisation et interprétations	65
4.11.2. Discussion des solutions recommandées	66
4.11.3. Observation	67
4.12. Désigné d’une pompe multiphasique (MPP)	67
4.12.1. Le premier scénario (6")	70
4.12.2. Le deuxième scénario (8")	71
4.12.3. Observations	72
4.13. Étude technico-économique	72
4.13.1. Par rapport à la production	72
4.13.2. Par rapport aux coût opératoires	73
4.14. Interprétation des résultats	74
Conclusion générale	75
Annexe	
Références Bibliographiques	

Liste des figures

Figure 1-1 : Le schéma représente la liaison par ligne individuelle.....	5
Figure 1-2 : Le schéma représente la liaison par collecteur.....	7
Figure 1-3 : Exemple d'un manifold secondaire IFM1 (champ ROD)	8
Figure 1-4 : séparateur horizontal diphasique	12
Figure 1-5 : Vue éclaté d'un séparateur triphasique.....	13
Figure 1-6 : Pompe centrifuge.....	14
Figure 2-1 : Comparaison entre le système de production conventionnelle et les pompes multiphasiques.....	18
Figure 2-2 : Les types des pompes multiphasiques	19
Figure 2-3 : Découpe d'une pompe à double vis et trajets d'écoulement à travers un ensemble rotor.....	20
Figure 2-4 : Dessin de vis de la pompe et Visualisation de différents chemins de fuite....	20
Figure 2-5 : Pompe de type à cavité progressive.....	21
Figure 2-6 : hélico-axiale configurée verticalement et un gros plan de trois étages individuels	22
Figure 2-7 : Les systèmes de production par les pompes multiphasique	25
Figure 2-8 : Courbe d'augmentation de température en fonction de GVF.....	27
Figure 2-9: Assemblage des pompes multiphasiques Leistritz	27
Figure 2-10: Diagramme de recirculation externe.....	28
Figure 3-1 : Géométrie de l'écoulement.....	33
Figure 3-2 : Types d'écoulement.....	36
Figure 3-3 : Carte du régime d'écoulement multiphasique.....	37
Figure 3-4 : Hold-up liquide.....	39
Figure 3-5 : Variation du coefficient de frottement avec le nombre de Reynolds	42
Figure 3-6 : Théorie de la couche limite.	43
Figure 4-1 : Situation géographique du champ BRN	49
Figure 4-2 : La subdivision du réservoir du champ BRN	51
Figure 4-3: Vue Aérienne de CTH	52
Figure 4-4 : Réseau de production Block 401 \ 402.....	53
Figure 4-5 : Raccordement des puits Berkine Nord.	54

Figure 4-6 : Schéma du réseau de production ZAS → CTH.....	56
Figure 4-7 : La modélisation de réseau ZAS →CTH sur GAP.....	60
Figure 4-8 : Les pertes de charge dominantes sur les lignes de ZAS à CTH.	62
Figure 4-9 : la chute de pression totale dans les pipelines	62
Figure 4-10 : Résultats des essais sur le terrain CHIMEC IFM-5, Nov2021.....	63
Figure 4-11 : La modélisation de la nouvelle sur GAP.....	65
Figure 4-12 : les pressions dans les manifolds avant et après l'installation de nouvelle ligne.....	65
Figure 4-13 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG330.....	69
Figure 4-14 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG186.....	70
Figure 4-15 : la courbe de performance de la pompe Bonatti L4MG 200/070.	70
Figure 4-16 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG186.....	71
Figure 4-17 : la courbe de performance de la pompe Bonatti L4MG 200/110.	71
Figure 4-18 : L'investissement et le cout opératoire.....	74

Liste des tableaux

Tableau 2-1: Propriétés des différentes pompes multiphasiques.....	22
Tableau 4-1 : Propriétés de fluide.....	57
Tableau 4-2 : Données de production au niveau des manifolds.....	57
Tableau 4-3 : Le données de Pressions.....	58
Tableau 4-4 : Le profil des pipelines.....	58
Tableau 4-5 : Les données de la MPP de RRBN.....	58
Tableau 4-6 : Résultats de simulation de réseau de Collecte depuis ZAS vers CTH.....	60
Tableau 4-7 : les pertes de charge dans les pipelines.....	61
Tableau 4-8 : les pressions dans les différent Manifold.....	67
Tableau 4-9 : Design de la pompe MPP avec diamètre 6" et 10"	68
Tableau 4-10 : Analyse des investissements et rentabilisation pour différentes diamètre des pipes.....	73
Tableau 4-11 : Données disponibles des investissements et cout opératoires.....	73

Abréviation et symboles

BRN	Bir Rebaa Nord
AGIP	La Société Générale Italienne de Pétrole
GSE	Groupement Sonatrach-Eni
ENI	Entité National des Hydrocarbures
ROM	Rhourd Messaoud Est
BRW	Bir Rebaa West
BRSW	Bir Rebaa Sud West
SFNE	Sif Fatima North Est
CTH	Centre de Traitement d’Huile
MPP	Multi-Phase Pump
ROD	Rhourd Oled Djemaa
FGS	Field Gathering System
IFM	Intermediate Field Manifold
RET	(.....)
RRBN	(.....)
MFD	Manifold
M6	Manifold 6
ZAS	Zemlet el Arbi Sud
CPF	Central Processing Facility
PCP	Progressive Cavity Pump
PRD	Pompes Rotodynamiques
PDP	Pompes à Déplacement Positif
GOR	Gas Oil Ratio
MP	Medium Pressure

BP	Bass Pressure	
HP	High Pressure	
GVF	Gas Volume Fraction	
SCFD	Standard Cubic Feet per Day	
ACFD	Actual Cubic Feet per Day	
ABPD	Actual Barril per Day	
P	Pression	
T	Température	
ΔP	Pertes de charge	bar
ΔP_{TOT}	Pertes de charge totale	bar
ΔP_G	Pertes de charge par gravité	bar
ΔP_F	Pertes de charge par frottement	bar
P_{asp}	Pression d'aspiration	bar
P_{ref}	Pression de refoulement	bar
Q	Débit	(Sm ³ /j)
ΔZ	L'élévation de conduite	(m)
ρ_m	Densité du mélange	(kg/m ³)
v	Vitesse d'écoulement	(m/s)
φ	Diamètre intérieur de la conduite	(m)
D	Diamètre intérieur de la conduite	(m)
L	Longueur de la conduite	(m)
g_c	Facteur de conversion	/
f_m	Coefficient de la perte de charge	/
g	Accélération de la gravité	(m/s ²)
ΔH	Les pertes de charges	(m)
P_{MFD}	Pression de Manifold	bar

Θ	Angle entre la conduite et le plan horizontal	°
$\frac{dP}{dt}$	Gradient de pression	psi/ft
Q_{gaz}	Débit de gaz	ABPD
Q_{total}	Débit total de mixte	bbf
Q_L	Débit total de liquide	bbf
Q_w	Débit d'eau	bbf

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière joue un rôle crucial dans l'économie mondiale, étant l'un des principaux moteurs du développement économique et de la stabilité énergétique. Le transport des hydrocarbures, en particulier, est essentiel pour répondre à la demande mondiale croissante en énergie. La performance et l'efficacité de ce transport ont un impact direct sur la rentabilité des opérations et la durabilité de l'approvisionnement énergétique.

En Algérie, le secteur pétrolier est une pierre angulaire de l'économie nationale, représentant une part significative des revenus du pays. Récemment, des efforts considérables ont été déployés pour augmenter la production et l'exploration de nouvelles ressources. Parmi ces initiatives, le partenariat stratégique entre SONATRACH, la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures, et ENI, le géant italien de l'énergie, se distingue par son ambition et son potentiel transformateur. Les deux compagnies ont signé des accords visant à intensifier la production pour répondre aux objectifs de débit fixés par leurs plans de développement. L'une des réponses à ce défi a été l'exploitation du champ ZAS l'année passée, ainsi que l'insertion du puit RRBN-3 et développement du puit RRBN-6 cette année. Ces efforts visent non seulement à augmenter la production, mais aussi à optimiser les systèmes de production existants pour atteindre une efficacité maximale.

Dans le cadre de l'optimisation des systèmes de production, l'assurance de l'écoulement (flow assurance) est d'une importance capitale. Cette discipline implique l'étude et la gestion des phénomènes pouvant affecter l'écoulement des hydrocarbures, tels que la formation d'hydrates, de cires et d'autres dépôts. Des logiciels spécialisés comme GAP, OLGA, et PIPESIM etc. Sont essentiels dans ce domaine. Ces outils permettent de modéliser les systèmes de transport des hydrocarbures, de comprendre les comportements complexes des fluides, de diagnostiquer les problèmes potentiels et d'optimiser les opérations. Grâce à ces logiciels, il est possible de simuler divers scénarios, d'évaluer les performances des systèmes et de concevoir des solutions efficaces pour prévenir et résoudre les problèmes d'écoulement.

Dans ce contexte, l'optimisation des systèmes de production par l'injection d'additifs de réduction de friction (drag reducer additives, DRA) et l'installation de nouvelles lignes équipées de pompes multiphasiques émergent comme des solutions prometteuses. Les DRA jouent un rôle clé en réduisant la résistance à l'écoulement des fluides, ce qui permet

Introduction générale

d'augmenter les débits de production sans nécessiter de modifications majeures des infrastructures existantes. Les pompes multiphasiques, quant à elles, offrent une solution efficace pour le transport simultané de pétrole, de gaz et d'eau, réduisant ainsi la nécessité de séparateurs de phase coûteux et améliorant la gestion globale des flux de production.

En conséquence, ce mémoire commence par cette introduction générale qui présente le thème abordé et clarifie notre objectif. Ce mémoire est structuré en quatre chapitres.

Le premier chapitre se concentre sur les installations de surface, en fournissant une définition des réseaux de collecte et en décrivant les équipements de production précoce (EPF).

Le deuxième chapitre offre une analyse approfondie des pompes multiphasiques, en couvrant leurs types, leurs rôles, leurs avantages, leur principe de fonctionnement, ainsi que les problèmes potentiels et les solutions associées.

Le troisième chapitre présente une vue d'ensemble des pertes de charge et des différents régimes d'écoulement dans les systèmes multiphasiques. Il détaille également les équations les plus couramment utilisées pour les calculs, ainsi qu'une introduction aux réducteurs de frottement (Drag Reducer Additives, DRA).

Le quatrième chapitre présente le groupement GSE et le champ BRN. Il propose ensuite une simulation d'un réseau de collecte (ZAS→RET→RRBN → ROME → M6 → CTH), analyse les différentes pertes de charge au sein de la ligne et propose des solutions pour résoudre ces problèmes, notamment par l'injection de réducteurs de frottement et l'installation d'une nouvelle ligne de RRBN vers M6. Ce chapitre inclut également le choix optimal du design de la pompe multiphasique afin d'optimiser le système. La simulation est réalisée à l'aide du logiciel GAP, et une synthèse des résultats ainsi qu'une analyse économique sont fournies.

Le présent mémoire explore ces technologies en profondeur, analysant leur application pratique. Il examine également les avantages économiques et opérationnels qu'elles offrent, en se concentrant sur leur potentiel à améliorer la performance des systèmes de transport des hydrocarbures. En s'appuyant sur des études de cas spécifiques et des données récentes, ce travail met en lumière les opportunités et les défis associés à l'intégration de ces innovations dans les infrastructures pétrolières existantes

Chapitre 01

Généralités sur les réseaux de collecte et l'EPF

Introduction

Les réseaux de collecte et les installations de production précoce (Early Production Facilities) sont des éléments essentiels dans l'industrie pétrolière et gazière. Ils jouent un rôle crucial dans la gestion et le transport des effluents depuis les points de production jusqu'aux centres de traitement. Ces infrastructures sont conçues pour optimiser l'efficacité et la sécurité des opérations, en tenant compte des particularités des écoulements multiphasiques qui caractérisent souvent les productions d'hydrocarbures.

1.1. Les réseaux de collecte ^[1]

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

1.1.1. Classification des conduites

Elles peuvent être classées comme suit :

a) selon leur destination

Conduites d'huile.

Conduites de gaz.

Conduites d'eau.

b) selon leur pression de service

à basse pression : 0-6 bars.

à pression moyenne : 6-16 bars.

à haute pression : > 16 bars.

c) Selon le caractère du mouvement hydraulique

Conduites forcées (la section est remplie complètement).

Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement)

1.2. Plans du réseau de collecte

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

1.2.1. Liaison individuelle

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

- Les avantages techniques

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

- Les inconvénients

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

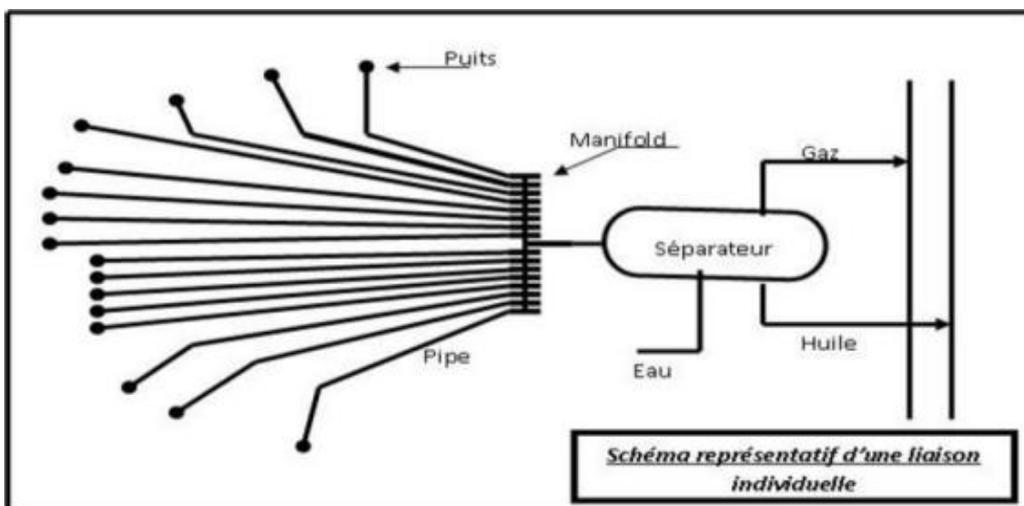


Figure 1-1 : Le schéma représente la liaison par ligne individuelle

1.2.2. Liaison par collecteur ^[2]

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles. Au point de regroupement, on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits.

Ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

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

- Inconvénients financiers

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

- Inconvénients techniques

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

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

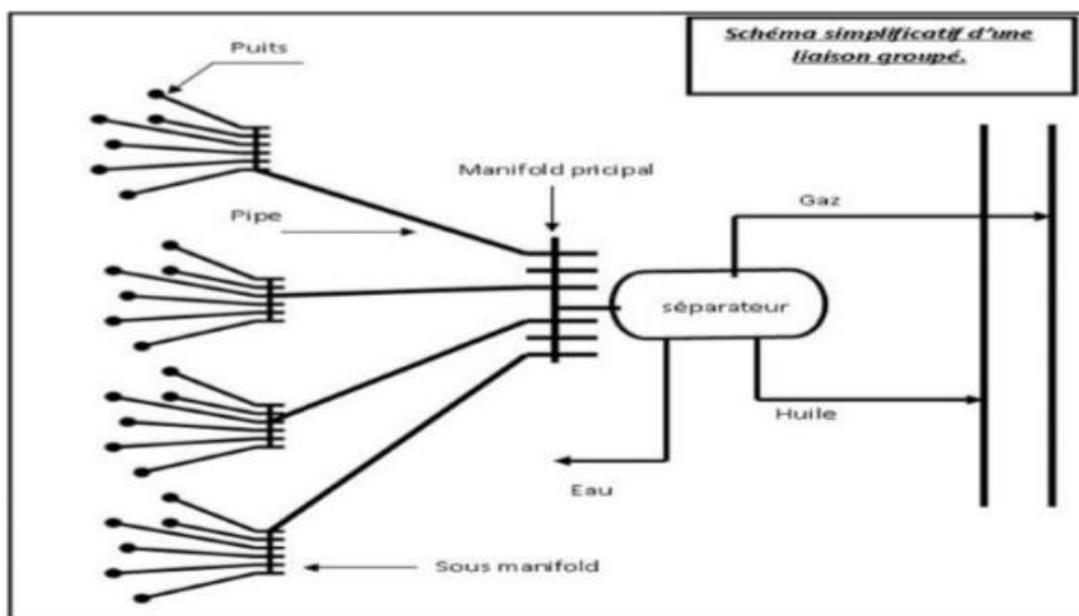


Figure 1-2 : Le schéma représente la liaison par collecteur

1.2.3. Les accessoires des collectes ^[2]

- Les joints isolants : pour isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent.
- Les racleurs ou « pig » sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide ; les gares-racleurs sont des circuits composant des dispositifs permettant l'envoi ou la réception des racleurs dans une conduite en service sans interrompre son fonctionnement.
- Des vannes de trois sortes : les vannes montées en ligne placées aux extrémités de la conduite, les vannes des manifolds et des vannes auxiliaires de soutirage ou de purge.
- Installation de purgeurs de gaz automatiques sur les points hauts du parcours.
- Installation de surface de sécurité dans le cas de pression statique en tête de puits plus élevée à cause de leur gros débit potentiel.

1.3. Les manifolds

Par raison de commodité, on groupait les vannes sur des manifolds qui devaient permettre « d'aiguiller » la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livrés en éléments portables montés sur châssis, Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées ou même plus. L'encombrement n'étant limité que par la possibilité de transport sur les installations. On utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers les divers postes desservis sont réalisées par intercalation entre

deux éléments successifs de manchettes portant les piques voulues. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties aux points les plus avantageux. Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés et porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et du matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.



Figure 1-3 : Exemple d'un manifold secondaire IFM1 (champ ROD) ^[*]

1.4. Épreuves des collectes

Après l'assemblage des conduites, des épreuves sont réalisées pour tester l'étanchéité et la résistance hydraulique. Deux types d'épreuves sont couramment utilisés :

1.4.1. Épreuves hydrauliques des canalisations (Tests hydrostatiques)

L'épreuve hydraulique est régie par les réglementations internationales de sécurité pour les pipelines avant leur mise en service. Elle poursuit deux objectifs essentiels :

Une épreuve hydraulique se déroule en plusieurs étapes :

- Remplissage en eau, pressurisation.

- Période de stabilisation thermique afin que s'établisse l'équilibre thermique entre l'eau contenu dans les pipes et le sol environnant. Cette période peut durer plusieurs jours en fonction du diamètre de la conduite.
- Contrôle de l'absence d'air : une trop grande quantité d'air peut masquer une fuite.
- Épreuve en présence de l'ingénieur des mines ou délégués de l'ARH (Agence de Régulation des Hydrocarbures au ministère de l'énergie)

Donc pour réussir le test ou l'épreuve hydraulique, il faut suivre les étapes suivantes :

- Inspectez visuellement le pipe. Le pipe doit être jugés en bon état (pas de fissure où Autres) avant que le test commence.
- Assurer une bonne source d'eau, choisir le mode de traitement adéquat et prévoir un bon remplissage d'eau destinée pour le test.
- Une fois le remplissage terminé, le pipe sera soumis à un test hydrostatique où la pression de test est définie conformément aux exigences du code sur les règles de Sécurité pour le transport des hydrocarbures liquide ou gaz en Algérie, soit 1,5 fois la pression maximale de service en zone I (et 1.25 fois en zone II).
- Mesurer la pression du test à l'aide d'un manomètre, de préférence avec un enregistrement de la pression sur charte à l'aide d'un dispositif adéquat par un enregistreur type Barton
- Enregistrer la pression pour que la lecture soit exploitable, puis archiver dans le Dossier du pipe.
- Maintenir la pression durant le test pendant au moins 24 heures de test.
- Une fois le test terminé, l'eau sera évacuée du pipe au moyen d'une série de racleurs propulsés par de l'air sec depuis des compresseurs installés de l'autre côté.
- Après avoir évacué l'eau du test, le pipe sera dépressurisée et ramenée à la pression Atmosphérique. Cette opération de pompage de l'air est une opération de séchage de pipe, où cette opération normalement s'effectue après les épreuves hydrostatiques et avant la mise en service.

- La dernière opération qui rentre dans la zone de comissioning qui consiste de la mise en service du pipe et de prévoir l'injection de l'azote pour éliminer l'air qui a fait l'élimination de l'eau.

1.4.2. Épreuve d'étanchéité à air

Cette opération s'effectue généralement par tronçons de quelques centaines de mètres, après la soudure et avant le revêtement des pipes et au niveau des brides (joints). La ligne est obturée à chaque extrémité, est soumise à une pression d'air de 6 à 7 bars. Chaque soudure ou bride (joint) est inspectée visuellement après blanchissage avec un liquide moussant qui révèle toute fuite éventuelle.

1.5. EPF (Early Production Facilites) ^[3]

Les installations de production précoce (EPF) sont des ensembles d'équipements temporaires ou semi-permanents installés sur les sites de production pétrolière ou gazière. Elles sont conçues pour faciliter et accélérer la mise en production des champs nouvellement découverts ou en développement, fournissant des solutions flexibles pour la séparation, le traitement et le transport des fluides produits.

1.6. La séparation

L'objectif principal de la séparation de l'huile, du gaz et de l'eau dans les installations de production précoce (EPF) avant l'envoi au centre de traitement des hydrocarbures (CTH) est d'optimiser le processus global de traitement des hydrocarbures. En premier lieu, cette séparation permet de réduire la charge sur le CTH en éliminant une grande partie de l'eau et du gaz dès le début, ce qui simplifie et améliore l'efficacité des processus de traitement ultérieurs. Cela permet également de conditionner les hydrocarbures dans un état plus pur avant leur traitement final. En réduisant les volumes à traiter, la consommation d'énergie au CTH est diminuée, entraînant des économies significatives.

1.6.1. Estimation de la capacité des séparateurs

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

1. Dimension du séparateur (diamètre, longueur).
2. Le niveau du liquide maintenu dans le séparateur.

3. La tendance de l'huile au moussage (temps de rétention).
4. L'arrangement interne du séparateur.
5. La pression et la température de service.
6. Caractéristiques physiques et chimiques du fluide.
7. Variation de GOR.

1.6.2. Temps de rétention

C'est le temps nécessaire à l'obtention de l'équilibre thermodynamique P, T°. Il nous donne une idée précise sur la qualité de la séparation.

Pour un séparateur à 3 phases et un fluide caractérisé par une faible densité et viscosité, le temps de rétention est de 3 min.

Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs : horizontal, vertical et sphérique. En général, le séparateur utilisé au niveau des installations de production précoce (EPF) est le séparateur horizontal, car il a la capacité de séparer les fluides diphasiques et triphasiques.

1.6.3. Séparateur horizontal ^[4]

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très grande surface d'échange. Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide. Ils sont plus faciles à monter sur skid.

A noter que ces séparateurs sont, en général, montés sur skids complets avec leurs tuyauteries et instruments de réglage contrôle et sécurité

Fonctionnement : L'huile gazée arrive à une extrémité et est projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit « extracteur de brouillard » ; avant de partir par une sortie supérieure. L'huile est soutirée à la partie inférieure.

Avantage

- solution économique
- transport facile
- remplit à moitié offre un passage de gaz suffisant. S'il débite par bouchon de gaz les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénient

Inconvénient

- limité la moyenne et basse pression
- Effluent à GOR relativement faible (10 à 150 m³/m³)
- Nettoyage difficile en cas de production de sédiments.
- Utilisé pour les essais de puits

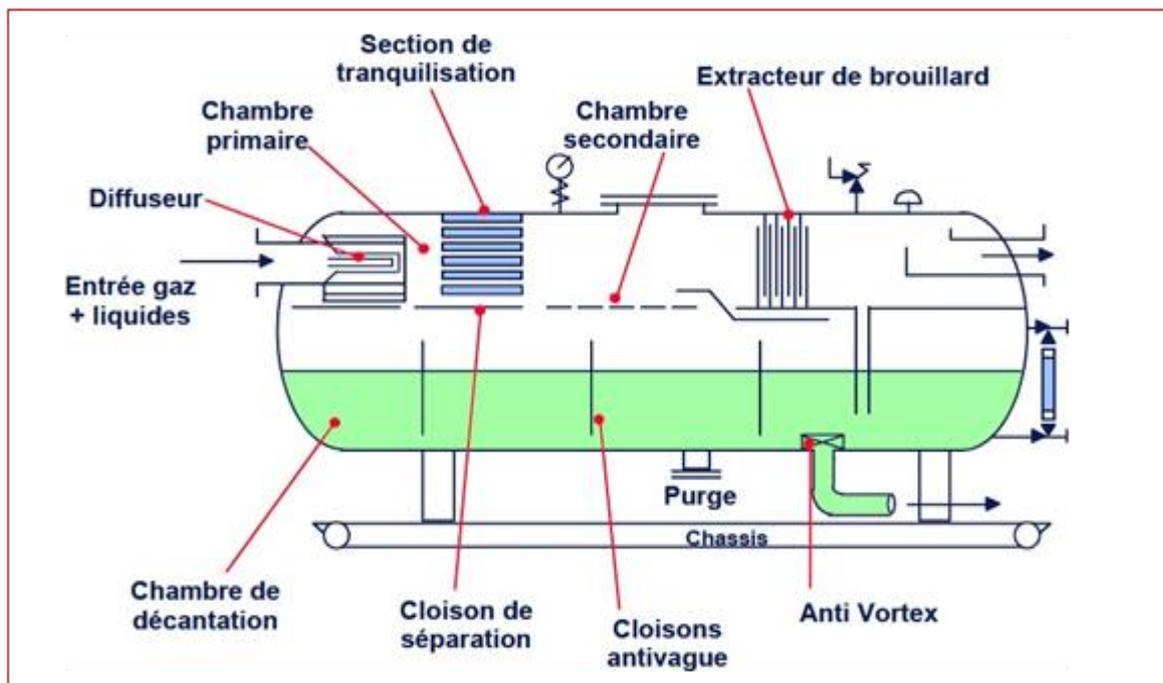


Figure 1-4 : séparateur horizontal diphasique

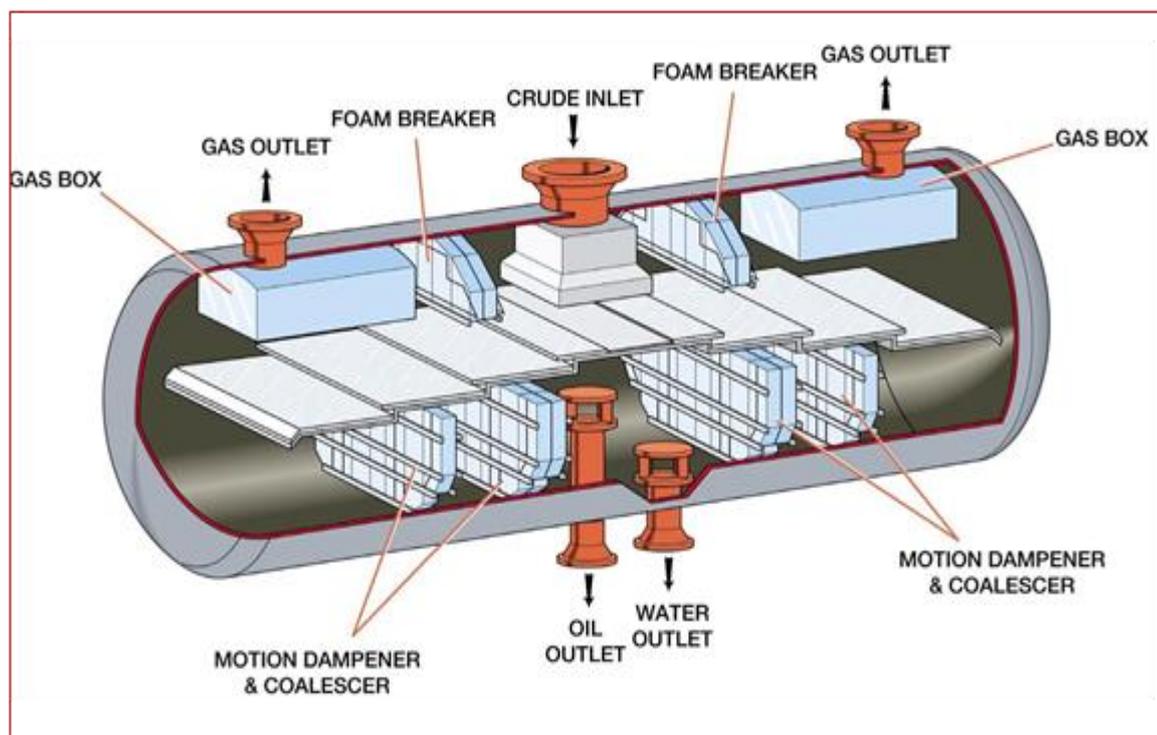


Figure 1-5 : Vue éclatée d'un séparateur triphasique

1.7. Le pompage

L'installation d'une pompe au niveau des installations de production précoce (EPF) après la séparation des fluides a plusieurs objectifs clés pour le transfert vers le Centre de traitement des hydrocarbures (CTH). La pompe assure un transfert efficace des hydrocarbures en maintenant la pression nécessaire pour un flux continu et stable à travers les pipelines. Elle permet également de contrôler le débit des fluides, optimisant ainsi le transfert en fonction des capacités du CTH. De plus, elle aide à prévenir les dépôts de paraffine et d'asphalte dans les pipelines, ainsi que l'érosion causée par des variations de pression et de débit.

1.7.1. Les pompes centrifuges

Les types de pompes les plus utilisés au niveau des EPF sont les pompes centrifuges. Cette famille de pompes est très répandue en industrie pétrolière, Le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge. Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge, générée par la rotation de la roue à aubes, le projette vers l'extérieur de la roue. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur où la section est croissante.

On distingue les pompes :

- Centrifuges.
- Hélico centrifuges (semi axiales).
- Axiales.

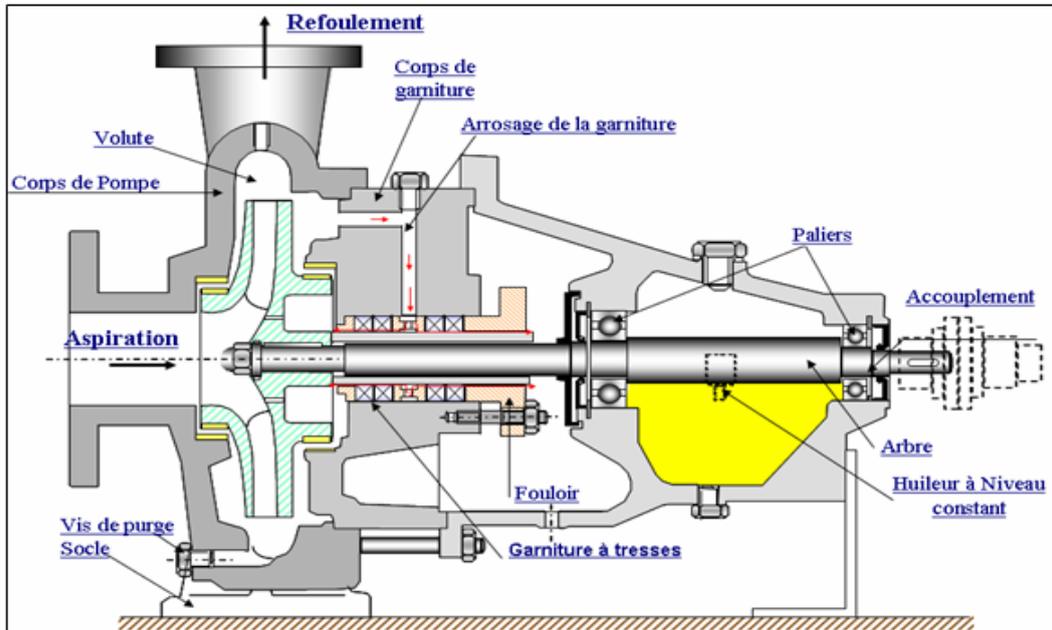


Figure 1-6 : Pompe centrifuge [5]

1.8. La compression

Le but et l'objectif de l'installation d'un compresseur après la séparation des hydrocarbures au niveau des installations de production précoce (EPF) sont multiples et essentiels pour optimiser le transfert vers le centre de traitement des hydrocarbures (CTH). L'une des fonctions essentielles des compresseurs au niveau des installations de production précoce (EPF) est de réinjecter le gaz dans les puits pour augmenter la pression dans les gisements. Cela améliore la récupération des hydrocarbures en maintenant la pression de réservoir et prolonge la durée de vie productive des gisements. De plus, les compresseurs assurent un transfert efficace des gaz en maintenant la pression nécessaire pour un flux continu et stable à travers les pipelines, tout en contrôlant le débit des gaz pour optimiser le transfert vers le centre de traitement des hydrocarbures (CTH).

1.9. Conclusion

Le premier chapitre a abordé les installations de surface, y compris la définition des réseaux de collecte et la description des équipements de production précoce (EPF). Il a été conclu que des infrastructures bien conçues et bien gérées sont essentielles pour assurer un transport efficace des hydrocarbures et minimiser les pertes de charge. Les diverses stratégies et équipements discutés, tels que les collecteurs et les séparateurs, jouent un rôle critique dans l'optimisation des systèmes de production.

Chapitre 02

Les pompes multiphasiques

Introduction

La demande en énergie croît rapidement, mais de nombreux champs pétroliers et gaziers atteignant leur capacité de production, nécessitant des moyens efficaces pour acheminer les fluides jusqu'au CPF. Traditionnellement, cela implique l'utilisation d'EPF avec divers équipements de séparation ainsi que des pompes et des compresseurs.

Toutefois, une alternative émerge : la pompe multiphasique, qui simplifie ce processus en remplaçant ces équipements multiples. Cela signifie qu'une plateforme plus petite et une installation beaucoup plus économique peuvent être utilisées pour augmenter la production afin de pouvoir la transporter en aval pour le traitement.

La pompe multiphasique peut gérer de basses pressions d'entrée, ce qui la rend idéale pour réduire la contre-pression contre les puits. Dans de nombreux puits, en particulier ceux en levage artificiel, des gains substantiels et un taux de production accéléré peuvent être obtenus même avec une modeste baisse de pression, suffisante pour compenser les coûts supplémentaires.

2.1. Pompage multiphasique vs production conventionnelle

Le pompage multiphasique remplace l'installation traditionnelle des EPF qui prend beaucoup de temps et d'équipement, et permet d'acheminer le flux de production vers le centre de traitement sans nécessiter des pipelines individuels pour chaque phase ou des réservoirs de stockage intermédiaires, sans oublier son importance pour l'exploitation des gaz au lieu de les brûler dans les torchères ou d'installer une autre ligne gazoduc.

En remplaçant tous les équipements nécessaires pour l'EPF, cela réduit le coût d'installation et d'exploitation. Ainsi, le MPP est la meilleure alternative à la production conventionnelle. (Figure 3-1).

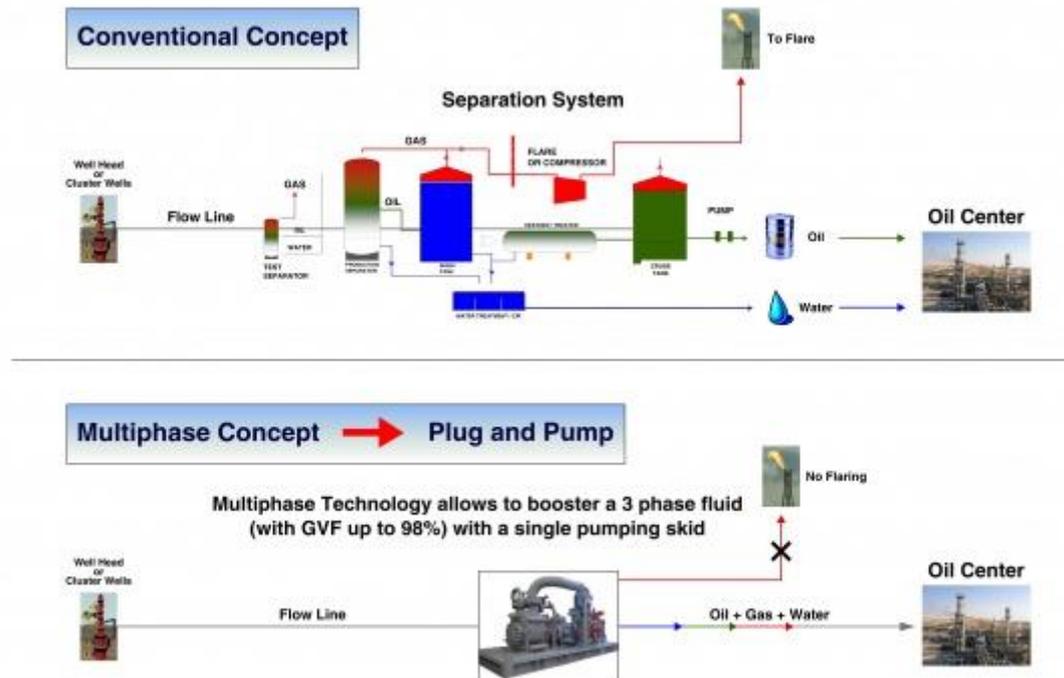


Figure 2-1 : Comparaison entre le système de production conventionnelle et les pompes multiphasiques [6]

2.2. Pompe Multiphasique [7]

La pompe multiphasique est une technologie très efficace pour extraire du pétrole et du gaz, utilisée à travers le monde. Elle est spécialement conçue pour fonctionner avec des volumes élevés de gaz (GVF), incluant des bulles de gaz pouvant atteindre une concentration de 100 % de gaz. Contrairement aux méthodes traditionnelles, elle permet de transporter des fluides multiphasiques en utilisant un seul pipeline, éliminant ainsi le besoin de séparer le pétrole, le gaz et l'eau sur le site de collecte avant de les envoyer vers le CPF via des pipelines distincts.

Grâce au MPP, la pression à la tête du puits est réduite tout en augmentant la pression du fluide extrait (qui peut contenir du pétrole, du gaz, de l'eau et des impuretés) jusqu'aux niveaux requis par les installations existantes. Cela permet de mettre en service tous les puits de production et de produire sans nécessiter de séparation, de brûlage à la torche ou de dégazage.

2.3. Les types des pompes multiphasiques

Les pompes multiphasiques disponibles sur le marché sont divisées en deux groupes en fonction de leur principe de fonctionnement.

- **Pompes à déplacement positif**

- Pompes rotodynamiques

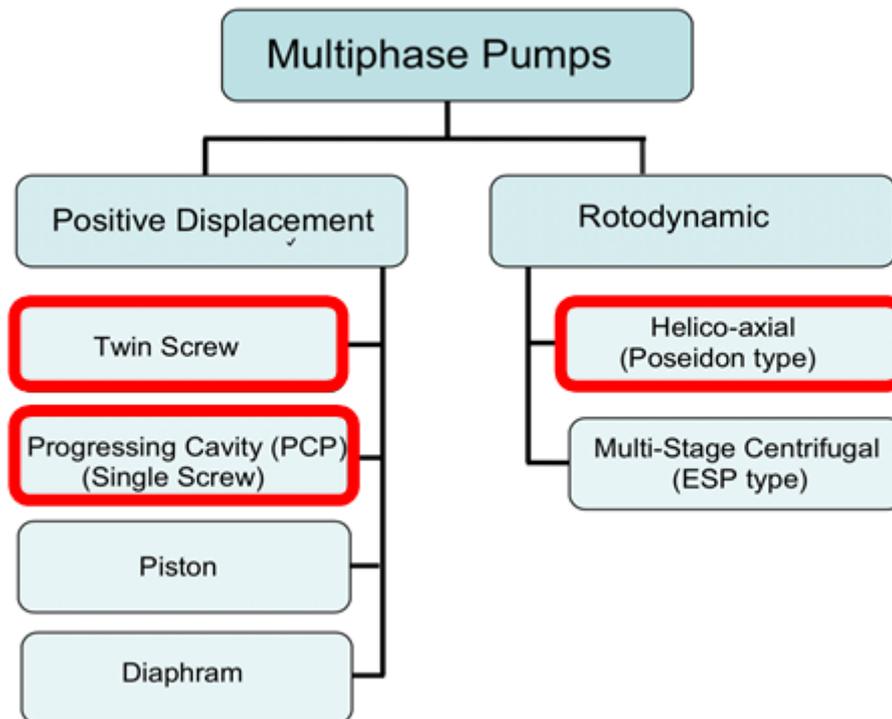


Figure 2-2 : Les types des pompes multiphasiques

2.3.1 Les MPP à déplacement positif ^[8]

Les pompes à déplacement positif transfèrent un volume précis de fluide en utilisant des chambres de pompage. Elles créent de la pression en déplaçant un volume fixe de liquide à travers la pompe. En conséquence, elles peuvent comprimer le gaz présent dans le fluide. Une fois que le liquide remplit la chambre, il est poussé vers la sortie de la pompe. Ce processus continue en aval.

Le reflux de liquide en fait une machine à déplacement virtuel variable, lui permettant ainsi de comprimer le gaz. C'est toujours une pompe classique, ce qui lui permet de transporter 100 % de liquide à tout moment, ce qui n'est pas possible dans une machine à déplacement variable telle qu'un compresseur.

2.3.1.a. Type à double vis (Twin Screw)

Les pompes multiphasiques à double vis fonctionnent avec un déplacement fixe, délivrant un volume constant de liquide de l'entrée à la sortie. La phase liquide joue un rôle crucial dans la compression du gaz. La pompe utilise deux ensembles de vis pour déplacer le flux d'entrée vers le centre où il se connecte à la sortie. Les forces centrifuges séparent

la phase liquide de la phase gazeuse. Les liquides se concentrent autour des vis dans l'anneau entre le revêtement et les pointes, et entre les pointes et la base du profil. Au cours de l'écoulement, le flux se déplace vers la sortie, la phase liquide devient plus définie et un flux laminaire inverse se produit. Ce flux inverse est causé par l'accumulation de pression en aval ou par le contrôle de pression du séparateur.

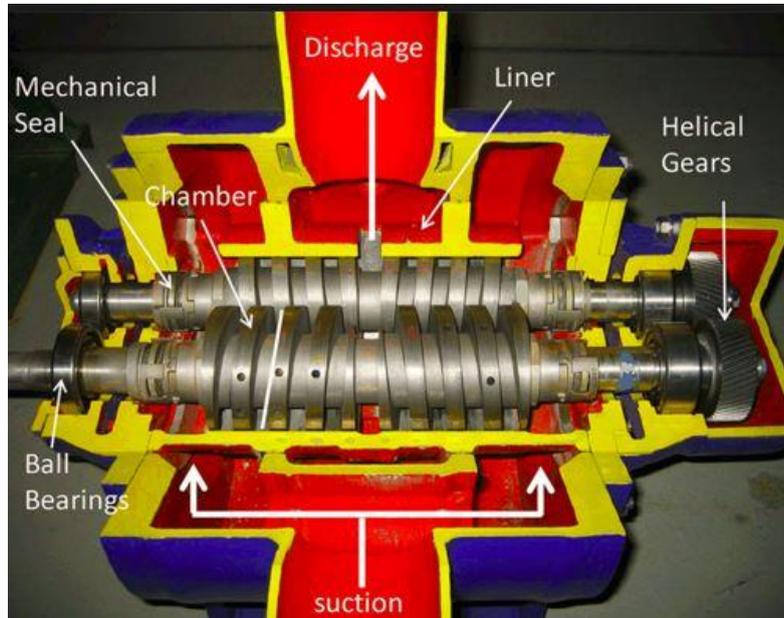


Figure 2-3 : Coupe d'une pompe à double vis et trajets d'écoulement à travers un ensemble rotor ^[9]

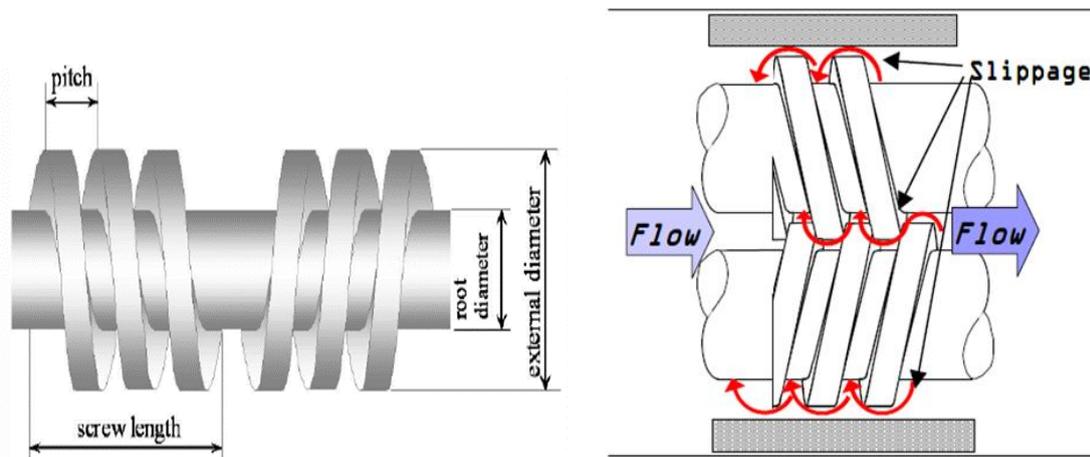


Figure 2-4 : Dessin de vis de la pompe et Visualisation de différents chemins de fuite

2.3.1.b. Type à cavité progressive (PCP)

La pompe de type à cavité progressive fonctionne en utilisant un rotor excentré à l'intérieur d'un stator en forme de cloche. Lorsque le rotor tourne, il crée des cavités qui se déplacent progressivement le long de la circonférence du stator, aspirant et refoulant le

fluide de manière continue. Cette conception permet un débit régulier et contrôlé, adapté à une variété d'applications industrielles et de transfert de fluides sensibles au cisaillement.

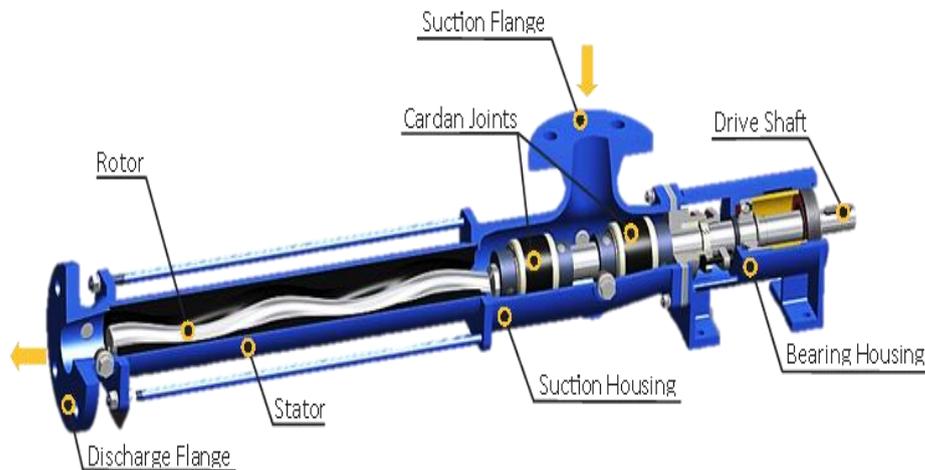


Figure 2-5 : Pompe de type à cavité progressive ^[10]

2.3.2. Les MPP Roto-dynamiques

Les pompes roto-dynamiques fonctionnent sur le principe selon lequel l'énergie cinétique est transférée au fluide, qui est ensuite convertie en pression. Dans les pompes roto-dynamiques, cela se produit lorsque le moment angulaire est créé alors que le fluide est soumis à des forces centrifuges résultant d'un écoulement radial à travers une roue à aubes. Ce moment est ensuite converti en pression lorsque le fluide est ralenti et redirigé à travers un diffuseur stationnaire.

2.3.2.a. Type hélico-axial

Se compose d'un certain nombre d'étages de surpression individuels, chacun étant constitué d'une roue montée sur un arbre de rotation unique, suivie d'un diffuseur fixe. La roue transmet de l'énergie cinétique au fluide, qui est convertie en pression dans le diffuseur.

Le diffuseur homogénéise le fluide et le redirige vers l'étage suivant de la roue. Ce mélange entre les étages empêche la séparation du mélange gaz-huile, ce qui permet d'obtenir des caractéristiques pression-débit stables et une efficacité globale accrue.

Les pales de la roue ont une forme hélicoïdale typique, et le profil de la roue de type ouvert ainsi que la disposition des pales du diffuseur sont spécifiquement conçus pour empêcher la séparation du mélange multiphasique à l'intérieur de la pompe.

Les capacités de pompage de cette pompe sont fonction du GVF à l'aspiration, de la pression d'aspiration, de la vitesse, du nombre d'étages de la roue et de la taille de la roue.

La **(figure)** montre une pompe hélico-axiale configurée verticalement et un gros plan de trois étages individuels.

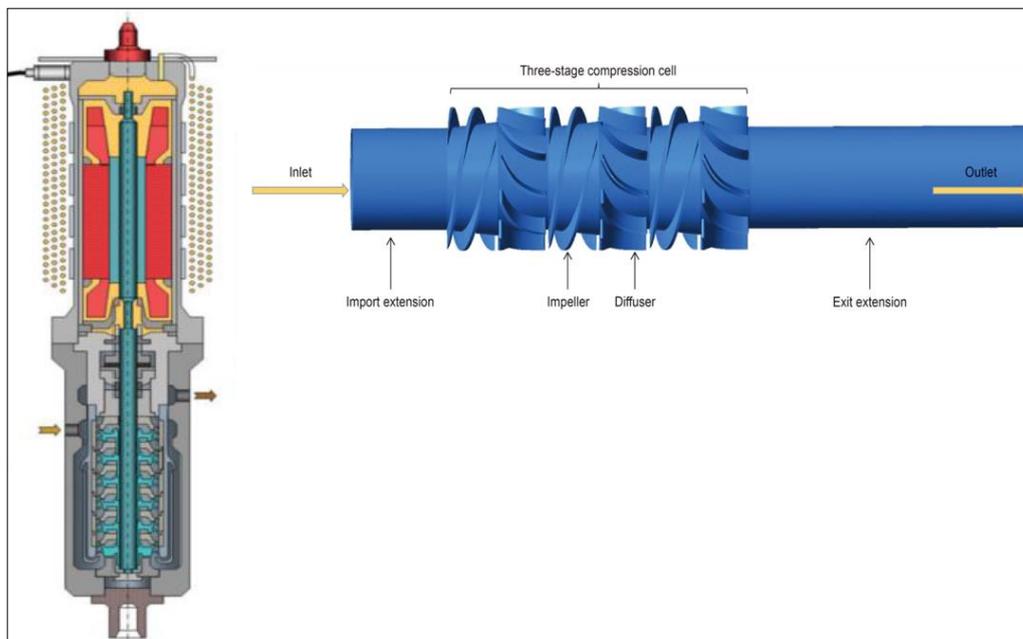


Figure 2-6 : hélico-axiale configurée verticalement et un gros plan de trois étages individuels.

2.3. Les propriétés des différentes pompes multiphasiques

Tableau 2-1 : Propriétés des différentes pompes multiphasiques.

Type de pompe	GVF max	ΔP max
PCP	99%	40 bar
TS	99.5%	100 bar
HA	86%	60 bar (pas facilement)

2.4. Les avantages des pompes multiphasiques

- Augmentation de la capacité (désengorgement) des conduites de flux existantes en maximisant le débit

- Restauration de la production des puits inactifs en réduisant la contre-pression 'back pressure' des puits
- Optimisation de l'utilisation des installations de production existantes, prolongeant ainsi leur durée de vie économique.
- Élimination du torchage et récupération de gaz.
- Les MPP permettent de réduire les régimes d'écoulement instables dans les pipelines multiphasiques grâce à des vitesses superficielles plus élevées.
- Améliorer l'assurance de l'écoulement (flow assurance) en minimisant les problèmes potentiels comme les slug.
- Les aspects HSE sont améliorés par le pompage multiphasique. Cela est dû aux installations plus simples.
- Les MPP évite le besoin d'équipement supplémentaire et réduit le coût d'installation.

2.5. Choix de design d'une pompe multiphasique ^[11]

Pour choisir le design correct de la pompe multiphasique, nous devons déterminer les paramètres suivants :

- Débit de gaz ($1000\text{Sm}^3/\text{d}$)
- GOR (Sm^3/m^3)
- Débit de liquide (Sm^3/d)
- GVF (%)
- Débit total (Am^3/h)
- La pression d'aspiration (bar)
- La température d'aspiration ($^{\circ}\text{C}$)
- La pression de refoulement (bar)

Une pompe multiphasique est dimensionnée pour l'état d'aspiration. Les fournisseurs évaluent leurs pompes en barils par jour de capacité de débit mixte, il est important de comprendre qu'ils parlent du débit total de pétrole, de gaz et d'eau à l'état d'aspiration.

Débit de liquide (Sm^3/d) :

$$Q_l = Q_{\text{huile}} + Q_{\text{eau}}$$

GOR (Sm^3/Sm^3):

$$\text{GOR} = \frac{\text{débit de gaz} \cdot 1000}{\text{débit d'hule}}$$

GVF (%):

$$\text{GVF} = \frac{\frac{Q_g \cdot 1000(\text{sm}^3/\text{d})}{P_{asp}(\text{bar})}}{\frac{Q_g \cdot 1000(\text{sm}^3)}{P_{asp}(\text{bar})} + \frac{Q_l(\text{sm}^3/\text{d})}{1}}$$

Débit total (Am^3/h) :

$$Q_t(\text{Am}^3/\text{h}) = \frac{Q_l(\text{Sm}^3/\text{d})}{24} + \left[\frac{Q_g \cdot 1000(\text{Sm}^3/\text{d})}{24} \left(\frac{273 + T(^{\circ}\text{C})}{273 + 15} \right) \right]$$

ΔP Créé par la pompe :

$$\Delta P = P_{\text{refoulement}} - P_{\text{aspiration}}$$

Après avoir calculé le débit total et la pression différentielle que la pompe doit fournir, on choisit la pompe en fonction de ces deux derniers paramètres sur la courbe de performance des différentes pompes proposée par le fournisseur pour vérifier la bonne performance de la pompe multiphasique MPP.

Les pompes MPP (plus précisément à déplacement positif/ twin screw) peuvent manipuler un GVF élevé. Si le GVF devient plus de 95%, une considération spéciale (comme le recyclage du liquide du refoulement de la pompe vers l'aspiration) est nécessaire.

Ces paramètres tels que la pression d'aspiration minimale et la pression de refoulement sont fournis aux fournisseurs pour choisir le design correct de la pompe multiphasique qui doit être installée.

2.6. Les composants du système

Les pompes multiphasiques à double vis (Twin screw) constituées d'une pompe entraînée par un moteur sont montées sur skid comprennent : pompe, moteur ou engin, plaque de base, couplage, tuyauterie, filtres, soupapes, système d'huile d'étanchéité, Système d'huile lubrifiante, système de gestion de liquide, instrumentation et système de

surveillance, VFD, système de contrôle, système de détection de liquide, système de détection de fuites, etc.

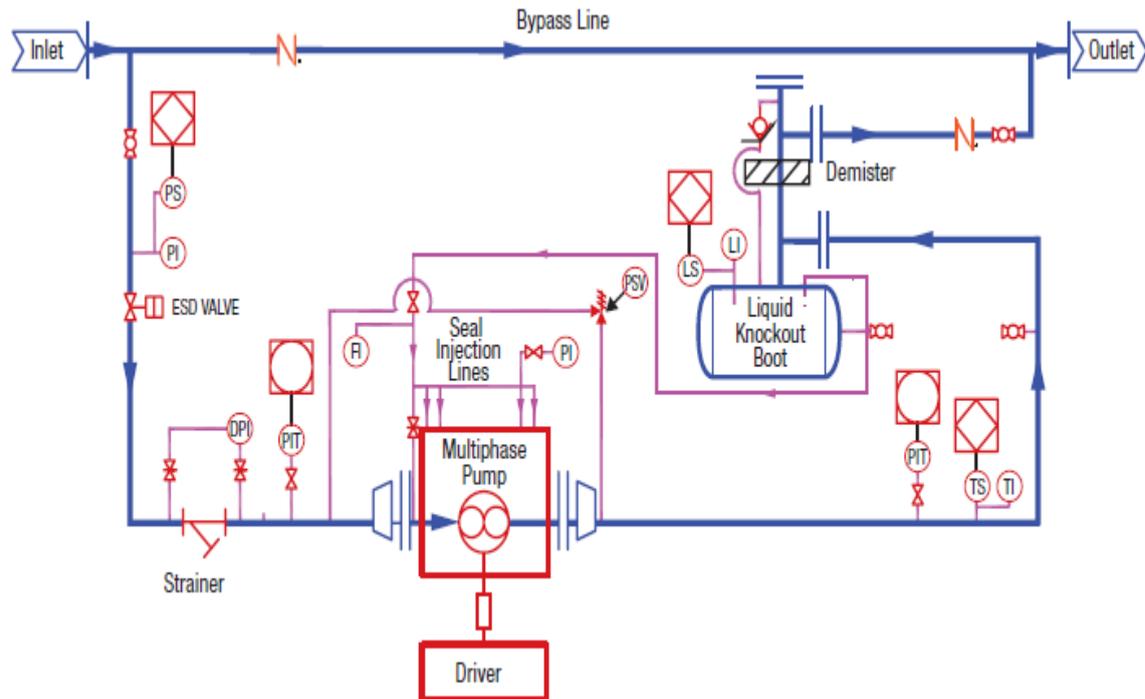


Figure 2-7 : Le système de production par la pompes multiphasique [12]

- **Vanne de commande à l'entrée et sortie**

C'est une vanne de régulation automatisée qui permet l'ouverture et la fermeture à distance pour régler la pression.

- **Filtre**

Pour le filtrage de mélange en cas ce dernier contenant de sable.

- **Chambre de séparation**

Pour diviser le flow en deux partie (l'aspiration de la pompe).

- **La pompe**

Pour augmenter la pression du mélange.

- **Collecteur de refoulement**

Dans ce système il y a une petite ligne qui est utilisé pour la recirculation du liquide en cas ou le pourcentage de gaz augmente pour garder la température de la pompe stable et ne dépasse pas les limites supérieures.

- **La soupape**

C'est un système de sécurité installé sur la ligne de refoulement pour protéger la pompe contre la surcharge de pression, en cas où la pression de la ligne augmente il se déclenche et achemine le fluide vers la torche.

- **Système de lubrification**

C'est un système qui consiste à injecter l'huile pour lubrification des roulements et des engrainages.

- **Système d'étanchéité**

C'est un système qui consiste à injecter une huile, cette huile crée un film pour éviter que le brut de puits se mélange avec l'huile de lubrification.

- **Variateur de fréquence (VFD)**

C'est pour l'alimentation des pompes en électricité (moteur électrique).

2.7. Les problèmes rencontrés dans les pompes MPP et les solutions appliquées ^[13]

3.8.1. L'augmentation de température de la pompe

Les principes de la pompe à déplacement positif montrent que le gaz est comprimé par la phase liquide dans le mélange et se déplace axialement de l'aspiration à la décharge de la pompe.

Lors d'une haute valeur de GVF, la quantité de liquide qui accompagne le gaz est très faible et au-dessus d'un certain GVF la pompe perd sa capacité à comprimer le gaz à la pression de sortie.

Cette perte de pression provoque la transformation de toute la puissance utilisée pour comprimer le gaz en énergie interne, ce qui entraîne une augmentation rapide de la température dans la pompe.

Bien que des tolérances de vis plus serrées puissent augmenter le rendement volumétrique, dans le cas d'une opération à GVF élevée, la dilatation thermique des rotors

peut les faire froter, endommageant la machine.

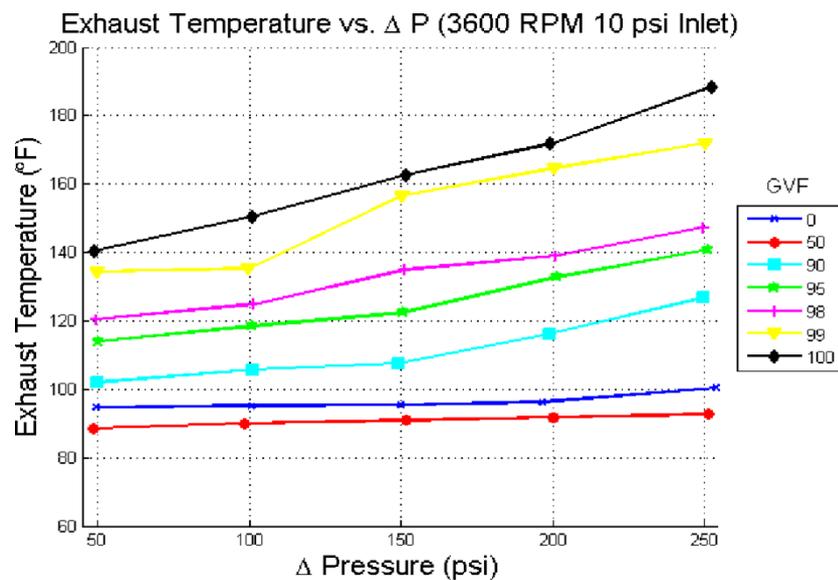


Figure 2-8 : Courbe d'augmentation de température en fonction de GVF.

2.8.2. La solution appliquée

Une solution faite par Leistriz Corporation implique un système spécial de chasse d'eau de joint. Le liquide de l'échappement de la pompe passe à travers 'une botte' de collecte de liquide.



Figure 2-9 : Assemblage des pompes multiphasiques Leistriz. ^[14]

La (figure 2-8) montre un rendu numérique d'un skid MPP typique de Leistriz et la (figure 2-9) montre un schéma de base pour le fonctionnement principal.

Le principe de base de 'la botte' de collecte de liquide est d'agir comme un réservoir de fluide dans des conditions de fonctionnement à haut GVF. Le grand volume de fluide

dans le réservoir permet à la pompe de fonctionner à 100% GVF pendant une durée prolongée.

Le fonctionnement du système est simple. Le fluide à l'intérieur du réservoir est stocké à la pression de refoulement et le réservoir est relié au boîtier de la pompe par des tubes en acier inoxydable. Lorsque le liquide circule à travers le joint d'étanchéité, il est vidé dans la section de pompage et la pression différentielle entre l'entrée de la pompe et la sortie entraîne le fluide de 'la botte'.

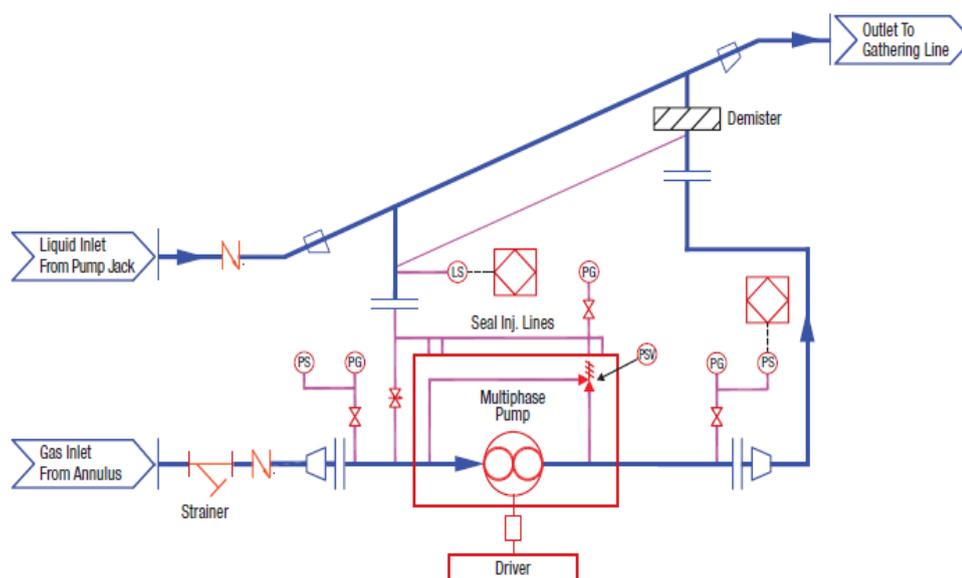


Figure 2-10 : Diagramme de recirculation externe. [14]

La limite de température qui régit le temps passé à 100% de GVF dépend des joints d'étanchéité qui séparent la chambre de vis des paliers et du boîtier d'engrenage.

Si la pompe fonctionne à une température supérieure à la température prévue des joints, il y a le risque de défaillance du joint. Le liquide circulant devient alors le principal facteur d'augmentation de la température des joints.

Lorsque le liquide circule à nouveau, il absorbe la chaleur créée par la compression du fluide multiphasiques et retourne à 'la botte knockout'. Une fois-là, il est réintroduit à l'aspiration de la pompe et la température monte de nouveau. Ce cycle continu, se répète jusqu'à ce que la température maximale de la pompe soit atteinte ou une manière appropriée d'enlever la chaleur dans 'la botte de knockout' est implémentée.

2.8. Conclusion

Dans le deuxième chapitre, une analyse approfondie des pompes multiphasiques a été effectuée. Il a été conclu que les pompes multiphasiques offrent des avantages significatifs.

En termes de gestion simultanée de pétrole, de gaz et d'eau, réduisant ainsi la nécessité de d'usage de séparateurs de phase coûteux. Les différents types de pompes multiphasiques, leurs principes de fonctionnement et les problèmes potentiels associés ont été examinés, mettant en lumière l'importance de choisir le bon design pour optimiser les systèmes de production.

Chapitre 03

Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

Introduction

Dans le cas d'un écoulement monophasique, que ce soit d'un liquide ou d'un gaz, l'estimation des pertes de charge est simple (connaissant le nombre de Reynolds, permet la détermination de régime d'écoulement et le calcul du coefficient de frottement λ).

Malheureusement, la majorité des puits producteurs d'huile ou de gaz sont sous conditions d'écoulement polyphasique. C'est-à-dire qu'il y a toujours une fraction de gaz qui est produite par un puits d'huile et une fraction de liquide (eau, condensat) qui est produite par un puits de gaz.

Le design et l'analyse d'un système de production à écoulement multiphasique nécessitent une compréhension profonde des phénomènes physiques ayant lieu dans ce type d'écoulement ainsi que celle des équations mathématiques représentant ces phénomènes.

L'équation générale de la chute de pression est basée sur le principe de conservation d'énergie, elle exprime la perte totale comme suit :

$$\text{Pertes de charge totale} = \text{Pertes de charge par accélération} + \text{Pertes de charge par friction} + \text{Pertes de charge par gravité}$$

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dP}{dL}\right) \text{accélération} + \left(\frac{dP}{dL}\right) \text{friction} + \left(\frac{dP}{dL}\right) \text{gravité}$$

3.1. Définition des pertes de charge

Dans le domaine de la mécanique des fluides, la perte de charge représente la diminution de pression due aux différents frottements contre les parois d'un tube ou d'une gaine. Cette perte de pression entraîne une dissipation de l'énergie mécanique du fluide. Il existe deux catégories de pertes de charge : les pertes linéaires, également appelées régulières, et les pertes singulières. Les pertes linéaires résultent des frottements sur les parois d'un conduit ou d'une canalisation dont la rugosité peut varier. En revanche, les pertes singulières sont liées aux singularités du réseau, telles que les coudes, les réductions, les entrées et les sorties, qui provoquent des dépassements de pression et des turbulences supplémentaires, augmentant ainsi la perte de charge.

3.2. Objectif du calcul des pertes de charge

Le calcul de la perte de charge est important pour plusieurs raisons dans le domaine de la mécanique des fluides :

- Efficacité énergétique : calculer les pertes de charge permet de concevoir des systèmes de tuyauterie plus efficaces, réduisant ainsi les coûts d'exploitation.
- Contrôle du débit : les pertes de charge influencent le débit du fluide dans les conduites. Un calcul précis garantit un débit optimal.
- Sécurité et maintenance : surveiller les pertes de charge aide à détecter les problèmes potentiels, comme les blocages ou les fuites, permettant une maintenance préventive.
- Dimensionnement des composants : les calculs sont essentiels pour dimensionner correctement les pompes, les vannes et autres équipements, évitant ainsi l'usure prématurée.

3.2.1 Calcul des pertes de charge ^[15]

L'équation de perte de charge est composée par trois termes dans n'importe quel écoulement :

- Le terme d'élévation ou le terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération.

Si on prend la perte de charge (ΔP) apparue sur une distance (ΔZ), on peut écrire une équation en termes de gradient de pression en psi/ft.

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{tot} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ccé} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{éle}$$

Où :

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ccé}$: Le terme d'accélération qui est le terme de l'énergie cinétique, est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{éle}$: est le gradient de pression dû à la gravité. Est basé sur la variation d'énergie potentielle (élévation).

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$: est le gradient de pression dû aux frictions (frottements).

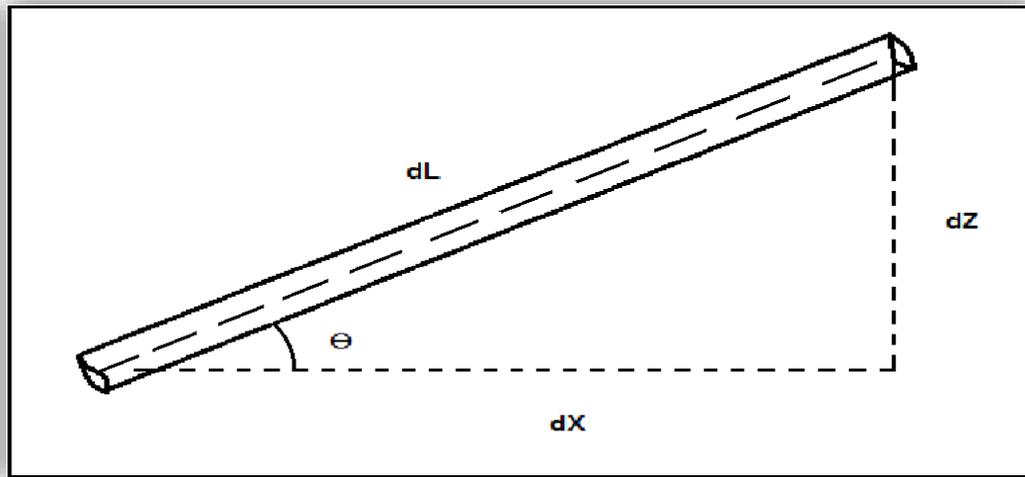


Figure 3-1 : Géométrie de l'écoulement.

Dans les conduites horizontales, les pertes de charge sont causées seulement par la variation de l'énergie cinétique et les frottements.

On a le facteur de frottement :

$$f' = \frac{\tau_w}{\rho_m v_m^2 / 2g_c} = \frac{2\tau_w g_c}{\rho_m v_m^2} \quad (1.1.1)$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \left(\frac{dp}{dl} \right)_f \quad (1.1.2)$$

En remplaçant l'équation (1.1.1) dans l'équation (1.1.2) on obtient l'équation de Fanning :

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_f = \frac{2f' \rho v^2}{g_c d}$$

En termes de Darcy -Wiesbach ou facteur de frottement : $f = 4f'$

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_f = \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2g_c d}$$

Alors :

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m v_m dv_m}{g_c dl}$$

Donc on obtient :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl} \right)_{\text{éle}} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{\text{acc}} \quad (1.2)$$

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{éle}} = \rho_m \cdot \sin \theta \cdot \frac{g}{g_c} \quad (1.3)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = f_m \cdot \frac{\rho_m v_m^2}{2} \cdot g_c \cdot \varphi \quad (1.4)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{acc}} = \rho_m v_m dv_m / g_c dl \quad (1.5)$$

En intégrant les équations (1.2) ; (1.3) ; (1.4) et (1.5), on retombe sur la fameuse équation de Bernoulli généralisée, qui s'écrit comme suit :

$$\frac{v_{m1}^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho_{mg}} + Z_1 = \frac{v_{m2}^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho_{mg}} + Z_2 + \Delta H$$

Avec : $\Delta H = f_m \frac{L}{D} \frac{v_m^2}{2g}$ et : $Z = L \sin \theta$

ρ_m : Densité du mélange.

v : vitesse d'écoulement

φ : Diamètre intérieur de la conduite.

g_c : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange.

g : accélération de la gravité.

Le terme d'accélération : lié à l'énergie cinétique, se réfère à la variation de vitesse entre différentes sections des conduites (le fluide change de direction). Bien qu'il soit généralement négligeable, il peut prendre de l'importance dans des conditions de basse pression et de fort taux de gaz et de pétrole (GOR), lorsque la vitesse change rapidement.

Le terme d'élévation : quant à lui, est influencé uniquement par les variations d'altitude le long des conduites, indépendamment du débit de fluide. Il représente le poids de la colonne de fluide et il est important de noter que la proportion entre gaz et liquide peut varier le long de la conduite en fonction de la perte de pression et de température, même pour un débit massique d'entrée constant.

Le terme de friction : découle des forces de frottement rencontrées dans les conduites.

3.3. L'écoulement multiphasique

Un écoulement multiphasique se caractérise par le déplacement simultané de plusieurs composants d'un effluent. Cela se produit notamment dans le transport des fluides pétroliers depuis le fond du puits jusqu'aux installations de séparation sur le champ. Chaque phase, représentant une fraction volumique (ou fraction massique) de matière solide telle que le sable et l'argile, liquide (l'huile ou le condensat, l'eau de gisement) ou gazeuse, a ses propres propriétés, vitesse et température.

3.3.1. Les régimes d'écoulement multiphasique ^[16]

Six régimes d'écoulement distincts dans l'écoulement horizontal, Selon la vitesse d'écoulement, le diamètre de la conduite et le GOR, sont nommés comme suit :

- **Écoulement avec bulle (bubble flow)** : à de très faibles quantités de gaz, le gaz tend à former des petites bulles qui montent vers la partie haute de la conduite. (Très faible GOR).
- **Écoulement en bouchons (Plug)** : quand le GOR augmente, les bulles de gaz deviennent plus importantes et se combinent pour former des bouchons.
- **Écoulement stratifié (Stratified)** : ces bouchons deviennent plus longs avec l'augmentation du GOR jusqu'à ce que les deux phases s'écoulent en stratification.
- **Écoulement en vagues (Wavy)** : avec l'augmentation du GOR, les vagues sont générées par l'écoulement du gaz.
- **Écoulement en vagues moutonnantes (Slug)** : les ondulations deviennent plus importantes GOR, jusqu'à ce que leurs crêtes touchent le toit de conduite et forment des bouchons de liquide qui seront poussés vers l'aval par le gaz.
- **Écoulement annulaire (Annular)** : La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie centrale.

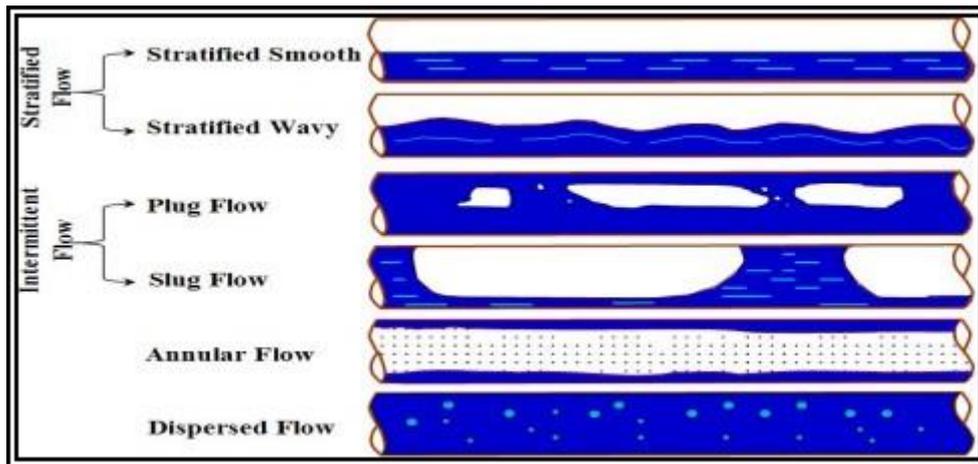


Figure 3-2 : Types d'écoulement. ^[16]

3.3.2. Fraction volumique ^[17]

À travers les lignes d'écoulement de fluides multiphasiques, chaque phase différente occupe une certaine section de la conduite. En considérant une longueur de segment identique, la zone occupée par chaque phase correspond au volume de chaque phase. Si une normalisation est effectuée avec la zone/volume occupée par chaque phase par rapport à une zone/volume totale, il est alors possible de classifier la zone/volume couverte en tant que fractions de zone/volume. Lorsque l'on considère l'écoulement multiphasique, les fractions volumiques sont définies pour chaque phase (liquide ou gaz) comme suit.

$$\text{Fraction volumique liquide, } \alpha_v = \frac{\text{volume de liquide}}{\text{volume total de fluide}}$$

$$\text{Fraction volumique de gaz, } \alpha_G = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume total de fluide}}$$

Il est essentiel de reconnaître que les quantités ci-dessus sont dans des conditions de pression et de température actuelles. Pour un écoulement entraîné par un liquide, un changement de pression n'entraîne pas de changements significatifs de volume, mais un tel changement provoque des changements considérables de fraction volumique pour un écoulement contrôlé par le gaz.

La figure 1-3 présente un graphique visuel illustrant une carte du régime d'écoulement horizontal en régime permanent, qui met en corrélation les flux superficiels de gaz et de liquide avec les régimes d'écoulement.

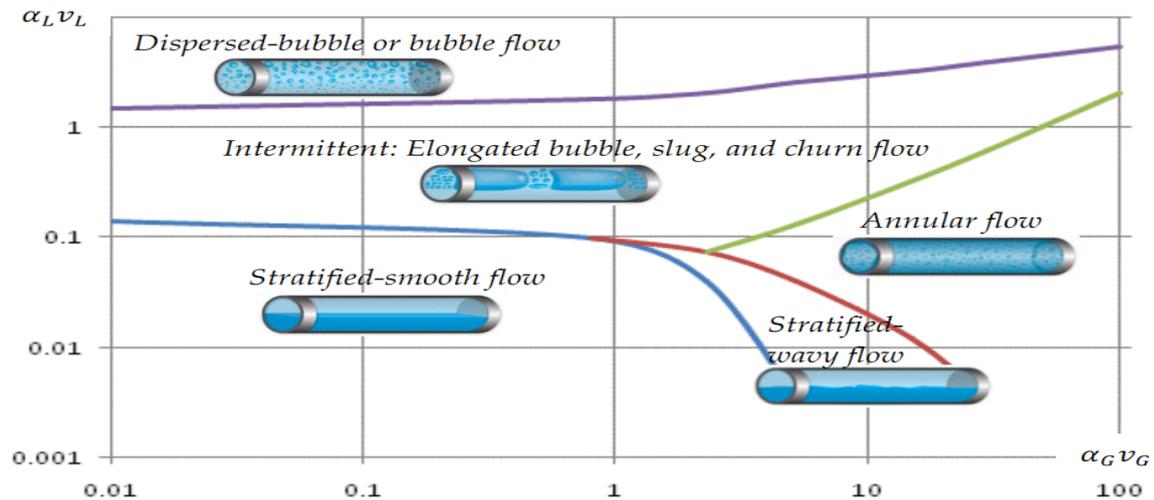


Figure 3-3 : Carte du régime d'écoulement multiphasique.

3.3.3. Holdup Liquide (H_L)

Généralement utilisée dans le domaine des écoulements multiphasiques pour indiquer les fractions de volume occupées par chaque phase (gaz et liquide) dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, dans le cas de non-glissement, elle peut être calculée directement à partir du débit de liquide et du gaz.

Holdup est essentiel pour comprendre la dynamique des écoulements multiphasiques et a des implications importantes dans les domaines tels que l'ingénierie pétrolière, les systèmes de transport de fluides.

La valeur de H_L ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, elle est en fonction des (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et inclinaison de la conduite).

Le hold-up liquide et le hold-up gazeux sont définis comme suit :

$$H_L = \frac{V_L}{V_t}; H_g = \frac{V_g}{V_t}; H_g = 1 - H_L.$$

Avec:

H_l : Hold-up liquid

H_g : Hold-up gaz

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

V_l : Volume liquide dans l'élément de pipe, [m³]

V_g : Volume gaz dans l'élément de pipe, [m³]

V_t : Volume total de l'élément de pipe, [m³]

Vitesse

La vitesse superficielle d'une phase d'un fluide est la vitesse qu'aurait le fluide s'il s'écoulait à travers la totalité de la section de la conduite. Pour la phase i , on définit :

$$v_{is} = \frac{q_i}{A}$$

Son interprétation est la suivante : il s'agit de la vitesse qu'aurait la phase i si elle s'écoulait seule dans la conduite, on définit également la vitesse du mélange :

$$v_m = \frac{q}{A} \sum v_{is}$$

Vitesse moyenne

Il s'agit de la vitesse moyenne débitante de la phase i à travers la portion de conduite occupée en moyenne par la phase i :

$$v_i = \frac{q_i}{AH_i}$$

Vitesse de glissement

Est la différence entre la vitesse actuelle du gaz et celle du liquide :

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L}$$

Masse volumique

$$\rho_m = H_l \rho_l + H_g \rho_g$$

Avec :

ρ_m : masse volumique du mélange, [Kg/m³]

ρ_l : masse volumique du liquide, [Kg/m³]

ρ_g : masse volumique du gaz, [Kg/m³]

Viscosité

La viscosité est utilisée pour déterminer le nombre de Reynolds et d'autres nombres adimensionnels utilisés comme des paramètres de corrélation. Les équations suivantes sont utilisées par différents auteurs pour calculer la viscosité diphasique (gaz + liquide) :

$$\mu_m = H_l \mu_l + H_g \mu_g$$

Avec :

μ_m : viscosité dynamique de mélange, [Pa.s]

μ_l : viscosité dynamique de liquide, [Pa.s]

μ_g : viscosité dynamique de gaz, [Pa.s]

3.3.4. Problème du hold-up liquide

Le problème de liquide hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance à stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage des conduits et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

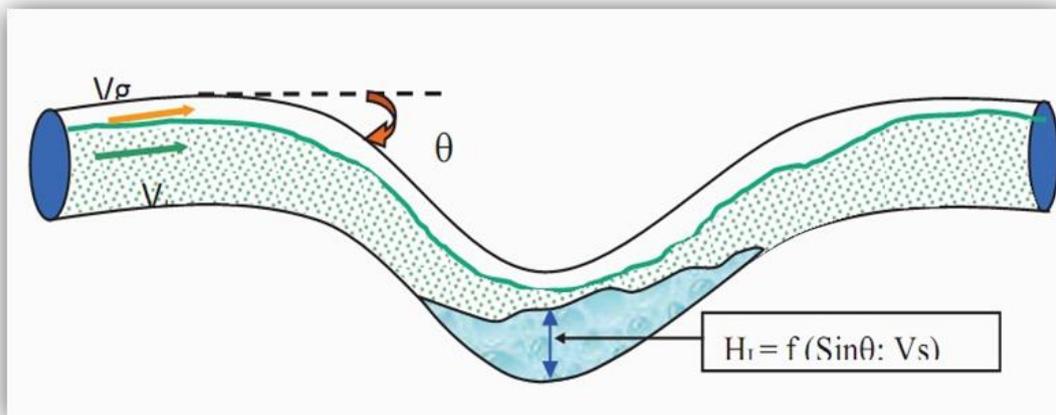


Figure 3-4 : Hold-up liquide.

3.4. Additifs DRAG réducteurs

Parmi les différentes solutions de réduction des pertes de charge en écoulement existantes, l'ajout d'additifs (appelés DRA, Drag Reducer Additives) en quantité infinitésimale peut être d'une grande efficacité. Des réductions de perte de charge jusqu'à 80 % ont été observées. Les additifs réducteurs de perte de charge les plus courants sont

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

des solutions diluées de polymères qui agissent en régime turbulent. Pour une solution diluée de polymères, le coefficient de frottement est très inférieur à celui du solvant pur (quelques ppm de polymères peuvent engendrer jusqu'à 80 % de réduction). Cet effet a été découvert par B.A. Toms en 1948 lors de travaux sur la dégradation mécanique des polymères, et fait toujours l'objet de nombreuses études.

3.5. Rappel ^[18]

3.5.1. Coefficient de frottement

Lors de l'écoulement d'un fluide dans une conduite cylindrique, l'écoulement est dit laminaire lorsque la trajectoire des agrégats fluides est rectiligne, confondue avec la ligne de courant correspondante. Le profil des vitesses est alors parabolique :

$$u(r) = u_0 \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right]$$

r : étant la distance à l'axe de la conduite.

R : Le rayon.

u_0 : La vitesse maximale :

$$u_0 = \frac{\Delta P D^2}{16 \mu L}$$

Si l'on fait le bilan des forces extérieures s'exerçant sur le fluide, la chute de pression due aux forces de frottement peut s'évaluer à l'aide du coefficient de frottement f :

$$f = \frac{1}{4} \left(\frac{D}{L} \right) \frac{\Delta P}{\frac{1}{2} \rho u_m^2}$$

Pour un fluide newtonien en écoulement laminaire dans une conduite cylindrique, f s'exprime en fonction du nombre de Reynolds Re :

$$\frac{f}{2} = \frac{8}{Re}$$

Avec :

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

$$Re = \frac{\rho u_m D}{\mu}$$

Où :

μ : la viscosité du fluide,

ρ : la densité,

u_m : la vitesse moyenne sur la section de la conduite

D et L le diamètre et la longueur de la conduite.

Pour des nombres de Reynolds élevés, l'inertie est prépondérante et l'écoulement peut devenir turbulent : les agrégats de fluides sont alors animés d'un mouvement aléatoire (pour une conduite cylindrique, le nombre de Reynolds critique à partir duquel la turbulence apparaît est généralement $Re_c = 2100$). Il existe au voisinage de la paroi une sous-couche laminaire, puis une zone tampon, et enfin le noyau turbulent (modèle de Prandtl). L'estimation des chutes de pression en écoulement turbulent dans une conduite (et donc du coefficient f) se fait alors de façon semi-empirique (fig. 1-5).

Une des relations les plus employées est due à Blasius :

$$f = 0.3164 Re^{-0.25}$$

Elle est valable jusqu'à des nombres de Reynolds de l'ordre de 10^5 pour des conduites hydrauliquement lisses. Mais il existe d'autres relations semi-empiriques, plus ou moins précises ; citons Drew :

$$\frac{f}{2} = 0.0007 + 0.0625 Re^{-0.32}$$

et Prandtl-Karman :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.0 \log_{10}(Re\sqrt{f}) - 0.4$$

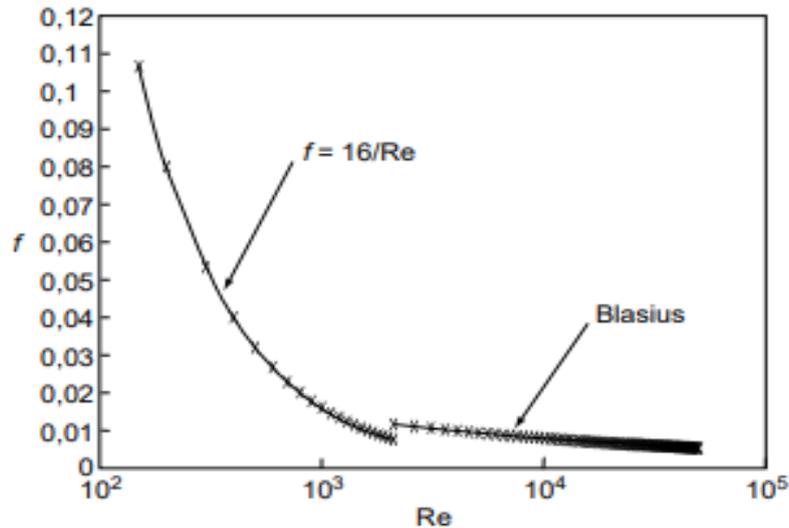


Figure 3-5 : Variation du coefficient de frottement avec le nombre de Reynolds

3.6. Influence de la rugosité ^[18]

La rugosité de la conduite va jouer un rôle non négligeable sur les pertes de charge en écoulement turbulent. Si la hauteur moyenne des aspérités est très inférieure à l'épaisseur de la sous-couche laminaire, la rugosité n'aura pas d'influence et la conduite sera considérée comme hydrauliquement lisse. En revanche, si cette hauteur moyenne est supérieure à l'épaisseur de la sous-couche laminaire, le coefficient de friction va largement dépendre de cette rugosité moyenne. Des résultats expérimentaux obtenus par Nikuradse (1933) sur des conduites rendues artificiellement rugueuses avec une rugosité calibrée permettent de définir plusieurs domaines en fonction de la valeur du nombre de Reynolds. Pour une rugosité donnée, après une zone de transition où le coefficient de frottement f augmente légèrement avec Re , f devient indépendant de Re pour des Re supérieurs à une valeur seuil : dans ce domaine, f ne dépend plus que de la rugosité moyenne e (f augmente avec e) — c'est le régime hydrauliquement rugueux. Pour les conduites industrielles, il existe le diagramme de Moody représentant f en fonction de Re et de e/R ; la rugosité n'est pas uniforme et e représente une rugosité équivalente.

3.7. Profil de vitesse et couche limite ^[18]

Le profil de vitesse le long d'une paroi fait intervenir la notion de couche limite (fig.1-6). En écoulement turbulent, il existe à la paroi une sous-couche laminaire où l'écoulement est bien rectiligne et où les agrégats fluides sont stables au niveau macroscopique (le mouvement aléatoire se situe au niveau des molécules avec le

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

mouvement brownien). Au-delà de cette sous-couche laminaire se situe le noyau turbulent ; les agrégats fluides sont alors animés de mouvements aléatoires, ils s'érodent au contact du fluide, s'amenuisent puis disparaissent en échangeant de la matière entre eux. L'épaisseur de la sous-couche laminaire est très faible, la contrainte tangentielle peut être considérée comme constante et égale à τ_p , le profil de vitesse dans la sous-couche laminaire est alors :

$$u = \frac{\tau_p y}{\mu}$$

Où :

y : est la distance à la paroi et μ la viscosité.

La continuité de la contrainte tangentielle à la paroi fait qu'il est possible de définir une vitesse fictive de fluctuation turbulente u^* au contact de la sous-couche laminaire :

$$u^* = \frac{\sqrt{\tau_p}}{\rho}$$

Que l'on appelle vitesse de frottement.

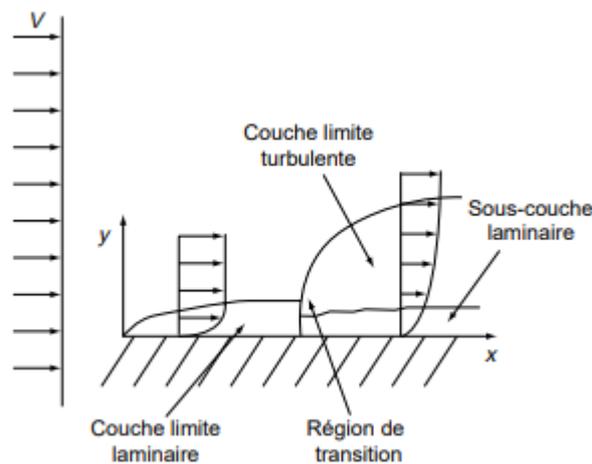


Figure 3-6 : Théorie de la couche limite.

3.8. Pourcentage de réduction de frottement (%DR)

$$\%DR = \frac{\Delta P - \Delta P_p}{\Delta P} \times 100$$

3.9. Types et mécanismes des DRA ^[18]

Il existe trois principaux types d'agents de réduction de frottement fréquemment utilisés dans les systèmes de transport par pipeline, à savoir :

- Les DRA à base de polymères
- Les DRA à base de tensioactifs
- Les nanofluides

En dehors de ceux-ci, certains additifs ont également été observés pour avoir des propriétés de réduction de frottement, tels que les fibres, les microbulles et les revêtements conformes. Chaque type d'agent de réduction de frottement a un mécanisme différent pour réduire le frottement dans le système de pipeline.

3.9.1. Réduction de frottement en utilisant des polymères

Les polymères agissent en tant qu'agents de réduction de frottement en atténuant la formation de tourbillons, ce qui permet de réduire considérablement la turbulence, comme l'ont conclu plusieurs chercheurs. Il a également été observé que les performances des polymères sont affectées par plusieurs facteurs, tels que : l'effet de la concentration, la taille et la géométrie du canal, le poids moléculaire, la flexibilité de la chaîne et le débit.

3.9.2. Réduction de frottement en utilisant des tensioactifs

Les additifs tensioactifs réduisent le frottement à l'intérieur du pipeline en formant des micelles résultant de l'interaction entre les molécules polaires et non polaires du tensioactif et de l'huile. Ces micelles aideront à réduire la turbulence de l'écoulement en fonctionnant comme des amortisseurs qui réduisent la formation de tourbillons. Il existe plusieurs facteurs qui affectent les performances des tensioactifs en tant qu'agents de réduction de frottement.

3.9.3. Réduction de frottement en utilisant des nanofluides

Les nanofluides contiennent des particules de taille très petite, jusqu'au degré du nanomètre. Ces particules sont en suspension dans un fluide de base sous forme de suspension colloïdale. Les nanofluides fonctionnent différemment par rapport aux tensioactifs et aux polymères en tant que réducteur de frottement. Les nanofluides

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

réduisent le frottement à l'intérieur du pipeline en utilisant un mécanisme appelé modification de surface. Les nanoparticules du fluide résident dans les crevasses le long de la paroi intérieure du pipeline, rendant le pipeline plus lisse pour l'écoulement du fluide. Une paroi de tuyau lisse affectera la turbulence car elle réduira le nombre de Reynolds (Re) en diminuant la rugosité relative du tuyau. Le nanofluide le plus couramment utilisé comme réducteur de frottement est le Nano-SiO₂. Le Nano-SiO₂ est relativement bon marché, plus facile à trouver et prouvé pour donner de bons résultats en tant que réducteur de frottement.

3.10. Défis liés à l'application des agents de réduction de frottement

Lors de l'application des agents de réduction de frottement dans un écoulement turbulent continu à l'intérieur d'un pipeline, deux problèmes majeurs liés à la dégradation sont rencontrés : la dégradation mécanique et le dessèchement.

La dégradation mécanique survient à la suite de l'interaction avec la turbulence de l'écoulement ou lors d'une agitation extrême lorsque le fluide passe à travers une pompe centrifuge.

Le dessèchement se produit lorsque le solvant de l'agent de réduction de frottement s'évapore, entraînant la précipitation de l'agent de réduction de frottement, ce qui élimine l'effet de réduction de frottement.

3.10.1. Considérations lors de la sélection des agents de réduction de frottement

Jusqu'à présent, il n'existe aucun type spécifique de réducteur de frottement qui soit applicable à tous les types de pétrole. Avant l'application de la réduction de frottement, des tests détaillés doivent être effectués pour déterminer quel type d'additif est adapté au pétrole brut. En résultat de nombreuses recherches, il existe plusieurs connaissances générales sur les agents de réduction de frottement qui peuvent être prises en compte pendant la période de sélection :

- L'agent de réduction de frottement devrait être efficace à faible concentration, ce qui permet de réduire les coûts d'investissement pour son application.
- Le pétrole brut en question ne doit pas poser de problème dans le processus de raffinage. Augmenter le débit du pipeline devient inutile lorsque les installations existantes ne peuvent pas traiter le brut.

Chapitre 03 Généralités sur les pertes de charge et réducteur de traînée

- L'agent de réduction de frottement devrait avoir un poids moléculaire supérieur à un million de grammes par mole.
- L'agent de réduction de frottement devrait résister à la dégradation par cisaillement jusqu'à un certain niveau.
- L'agent de réduction de frottement devrait avoir une bonne solubilité dans le fluide du pipeline.
- L'agent de réduction de frottement devrait être capable de résister à la chaleur, à la dégradation chimique et biologique.

3.11. Conclusion

Ce chapitre a présenté une vue d'ensemble des pertes de charge dans les systèmes multiphasiques et a introduit les réducteurs de traînée (Drag Reducer Additives, DRA). En résumant, il a été démontré que la compréhension des régimes d'écoulement et des équations mathématiques associées est cruciale pour le design et l'analyse des systèmes de production. L'utilisation de DRA a été identifiée comme une solution efficace pour réduire la résistance à l'écoulement et améliorer les débits de production sans nécessiter de modifications majeures des infrastructures.

Chapitre 04

Modélisation du réseau de collecte ZAS - CTH

Introduction

Avec le démarrage du puits ZAS-1 et l'évolution des paramètres de production des autres puits RRBN-3 et RRBN-6, la pompe MPP RRBN n'est plus capable de gérer le volume de production tout en assurant une delta P suffisante pour l'acheminement de la charge totale depuis le MFD RRBN jusqu'au CTH. Ce chapitre présente deux solutions principales pour vaincre les pertes de charge dans la ligne de production RRBN-M6 : l'injection de réducteurs de traînée (DR) et l'installation d'une nouvelle ligne de production. Chaque solution sera modélisée et évaluée en termes de gains de pression potentiels, de faisabilité et d'économie.

4.1. Présentation De groupement GSE

Le 29 mai 1995 **SONATRACH** et **ENI** constituent le premier groupement en Algérie dénommé GROUPEMENT SONATRACH-AGIP(**GSA**) qui est un organisme opérationnel et administratif mixte et paritaire, le groupe **SONATRACH** (Algérie) et le groupe **ENI** (Italie) crée dans le cadre de la loi sur les hydrocarbures signée en 1986 permettant aux sociétés pétrolières étrangères d'explorer le sous-sol Algérien et de s'associer dans l'exploitation des gisements découverts.

Le GSE est un groupement régi par le décret 93 08, du 25 avril 1993, il est composé de deux grandes compagnies :

- SONATRACH (51%)
- Agip-ENI ITALY (49%)

4.2. Situation géographique ^[*]

Le champ de BRN (**B**ir **R**ebaa **N**ord) se trouve dans la zone Est de Hassi Messaoud à environ 330 Km, comme montre la Figure 4-1 :

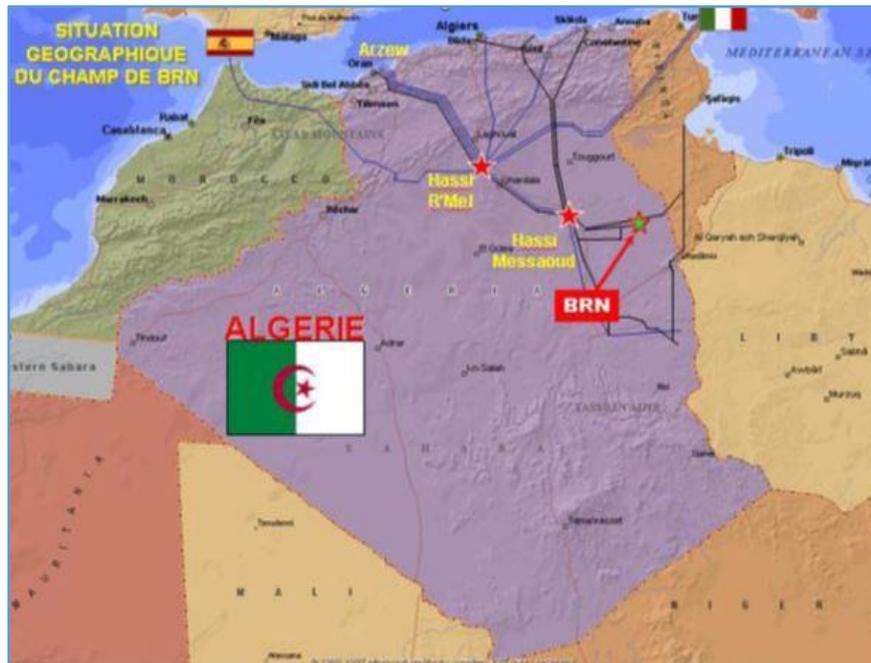


Figure 4-1 : Situation géographique du champ BRN.

L'activité principale de CTH est le traitement de l'huile brut extraite des puits, puis acheminée vers le centre, ou elle va subir une série d'opérations (principalement des changements de pression et de température) afin de séparer l'huile du gaz et l'eau. Une fois cette huile stabilisée, elle sera expédiée vers **Mesdar** puis au terminal **Haoud El Hamra**. Le gaz est partiellement réinjecté dans le gisement afin d'améliorer le rendement des puits producteurs maintient la pression du gisement, la deuxième partie du gaz est expédiée via le pipeline BRN vers MLE, où elle sera traitée puis commercialisée comme produits gazier (gaz sec, LPG et condensat)

Avec les trois trains de production du centre de traitement d'huile de Bir Rebaa Nord (BRN), la production actuelle des champs GSA est d'une moyenne de 70 000 barils/jour et 5 000 000 Sm³ /j de gaz.

4.3. Subdivision du réservoir

Les champs exploités de GSE sont répartis en trois blocs :

- Bloc 401/402, avec 3 grands champs (ROD, Unité SF-SFNE, BSF)

ROD : Rhourd Ouled Djemaa

SFNE : Sif Fatima Nord Est

BSF: Bir Sif Fatima

- Et 3 satellites (RAR, RERN, RDB)

RAR :Rhourd Attar

RERN :RhourdErRouni North

RDB :RhourdDebdaba

- Bloc 403, avec 34 grands champs(BRN, BRSW, BRW)

BRN :BirRebaa Nord

BRSW :BirRebaaSud West

BRW :BIR Rebaa west

- Et 4 satellites (ROMN, ROME, ZEA, REC)

ROMN :Rhourd Messaoud Nord

ROME :Rhourd Messaoud Est

ZEA : Zeml et Adreg

REC : Rhourd Ech Chouli

- Projet Berkine Nord

SFPW

RRBN

RET

ZAS

BRNP

BRSWP

HTZE

HBNP

HBNEP

HDLE

HDLS

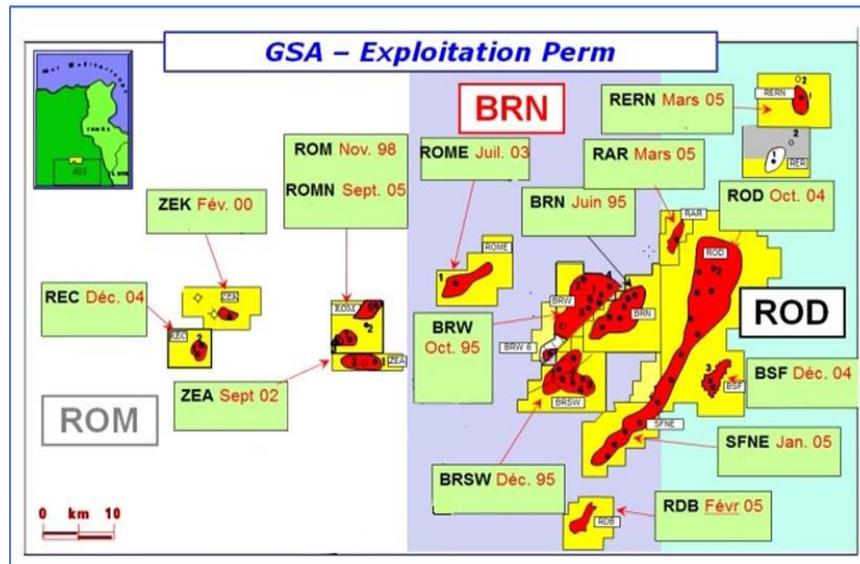


Figure 4-2 : La subdivision du réservoir du champ BRN.

Tous les champs de la GSE sont dans le bassin de **Berkine**. Ce dernier se situe dans la partie nord-est de la plateforme saharienne. D'une superficie globale de **102 395 km²**, il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. Il est essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières.

4.4. Centre de Traitement Huile (CTH)

CTH est le centre de traitement de l'huile où tous les fluides produits par tous les champs BRN / ROD Berkine Nord sont collectés et traités pour obtenir de l'huile commercialisable. Avant d'entrer dans le CTH, les fluides produits n'ont pas été soumis à aucun traitement.

Il existe vingt-cinq (25) champs directement liés au CTH principal : BRN, BRW, BRSW, ZEA, ROME, SFPW, HBNEP, BRSWP, BRNP, RRBN, RET, HDLE, HDLS et ZAS pour BRN Side et ROD, SFNE, BSF, BSFN, RAR, RERN, RDB, SF pour ROD Side.

D'autres champs ROM, ROMN, HTZE, HBNP, ZEA, ZEK, REC, RHB sont très éloignés du CTH (entre 50 et 80 KM): pour cette raison, un traitement local est effectué au CTH-ROM où l'huile produite, après un processus de séparation, est envoyée avec son gaz au CTH pour le traitement final.

Une fois cette huile séparée et stabilisée, elle sera expédiée vers Mesdar ensuite vers le terminal Haoud El Hamra (HEH). Le gaz est réinjecté dans le gisement afin d'améliorer le rendement des puits producteurs d'une part et d'autre part garantir la continuité de la ressource en gaz. Quant à l'eau résultante de la séparation, elle est soit

réinjectée dans le gisement pour maintenir la pression des gisements soit évacuée vers des bassins d'évaporation.

Le CTH est composé de trois (03) trains de production :

- **Train 1** : reçoit la charge provenant de BRN1, BRN2, BRN4, BRN8, BRN9 (ligne HP), BRN6 (ligne BP) BRW1, BRW3, BRW4, BRW8 (ligne MP). Ce train est devenu opérationnel en 1995, avec une capacité de traitement de 40 000 bbl / j.
- **Train 2**: reçoit la charge provenant des champs ROM, ZEK, ZEA, REC, ROME, BRSW7, BRSW10, BRSW16, BRSW-17, BRW-EXT, BRSW6, BRW5, BRW9 , HBNEP, HTZE HBNP, BRNP (ligne HP et MP). Ce train est devenu opérationnel en 2000, avec une capacité de traitement de 40 000 bbl / j.
- **Train 3**: reçoit la charge provenant des champs ROD, BSF, SFNE ,SF (ligne HP). RAR, RERN (ligne BP). Ce train est devenu opérationnel en 2005, avec une capacité de traitement de 80 000 bbl / j.



Figure 4-3 : Vue Aérienne de CTH.

4.5. Production d'Huile ^[*]

La production qui sort des puits est acheminée par des pipelines de différents sizes allant de 4" à 8" de diamètre vers un collecteur (Manifold). Ce dernier, est un nœud de collecte où la production de groupe de puits est rassemblée à une sortie principale (de 8" à 16"), elle peut circuler vers un autre collecteur ou il est groupé avec d'autres puits jusqu' à atteindre le collecteur final dans le CTH.

Tous les puits ne peuvent pas être regroupés, cela dépendra des pressions de la ligne qui changent pendant l'épuisement des champs.

Ils devraient avoir des pressions similaires, sinon certains puits ne pourront pas circuler dans les lignes, pour ces raisons, le regroupement peut changer au cours des années.

Si le regroupement ne peut pas être changé, il est possible d'augmenter directement la pression de la canalisation des puits à l'aide de Pompe à Débit Multi-Phasique (MPP) ou de Compresseur (pour envoyer du gaz de la ROM CTH au CTH principal).

Le réseau du bloc 401/402, montré dans le schéma (Figure 1-4), se compose de cinq (05) collecteurs intermédiaires (IFM) qui convergent vers un système unique de rassemblement de champ (FGS). De FGS, tous les fluides sont envoyés par 3 pipelines 12" à 16" au CTH

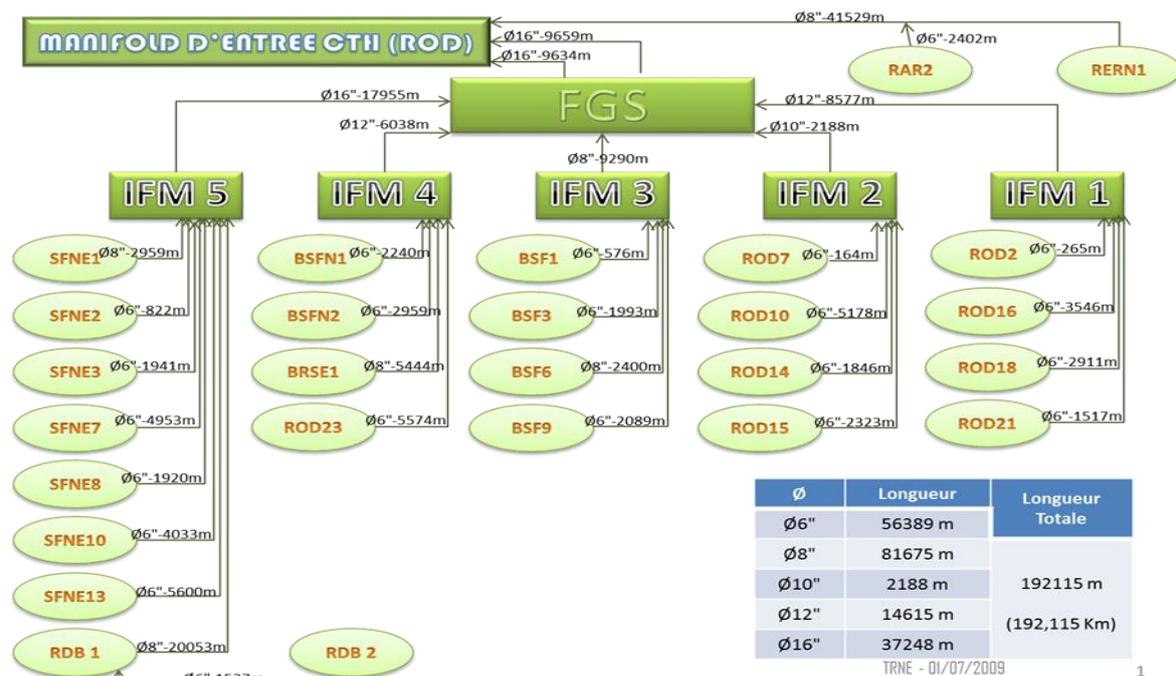


Figure 4-4 : Réseau de production Block 401 \ 402.

Le schéma (Figure 1-3) montre le réseau de production d'huile pour le bloc 403 : Les fluides produits sont collectés dans 9 collecteurs, dont 3 (M1; M2; M6) convergent directement dans le collecteur d'entrée CTH.

Pour la zone ROM (ROM, ROM N, ZEA, ZEK, RHB), il existe un CTH spécifique (ROM AIFG temporaire CTH) connecté au collecteur M7.

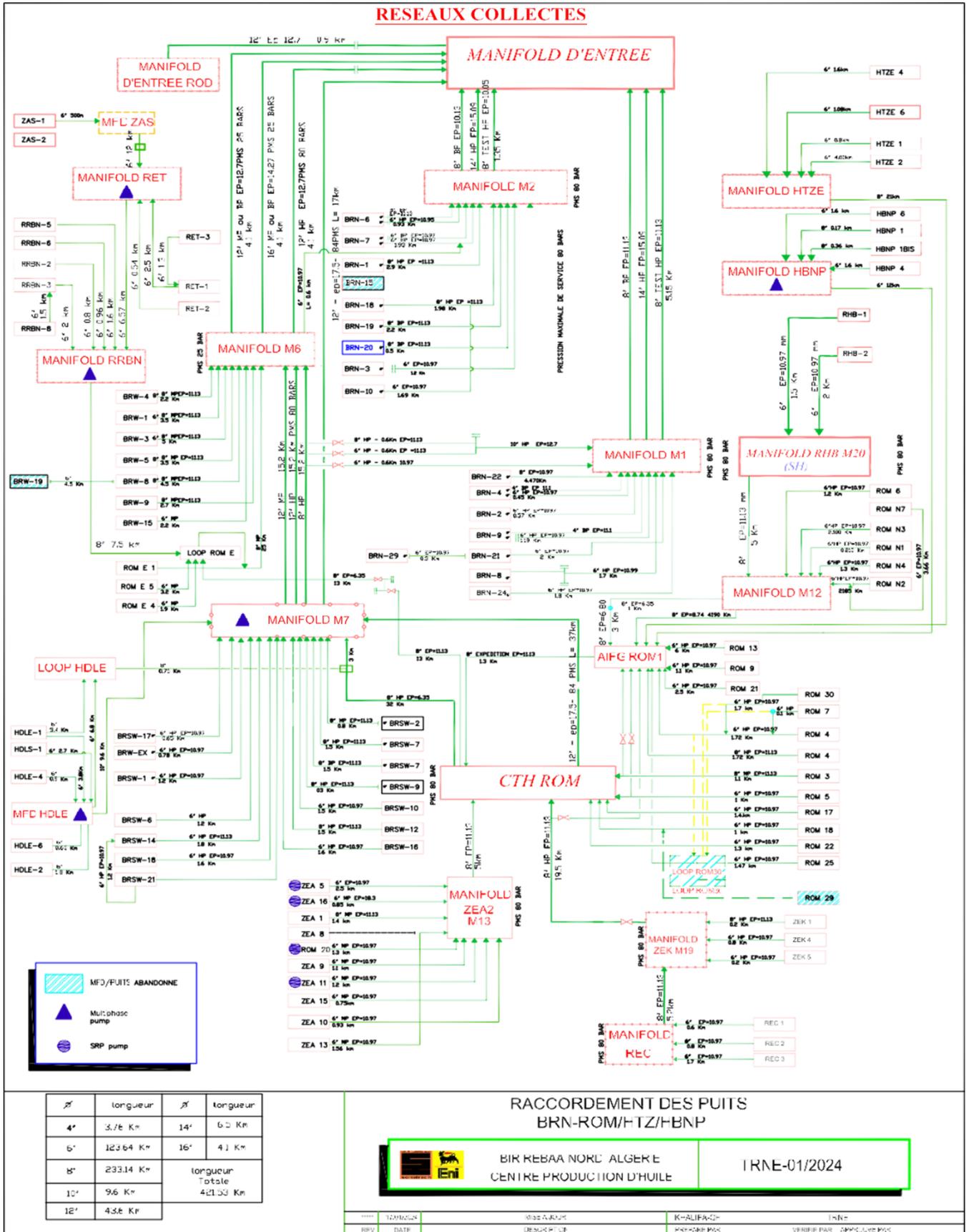


Figure 4-5 : Raccordement des puits / Berkine Nord.

4.6. Informations sur le logiciel GAP

GAP est un logiciel avancé de modélisation et d'optimisation des réseaux multiphasiques. Conçu pour créer des modèles intégrés, il permet d'analyser le comportement des réseaux multiphasiques avec plusieurs puits (ayant différents PVT) produisant dans un système de production commun. Cela inclut l'analyse de l'impact d'un puits sur la production d'un autre à travers la contre-pression, un phénomène courant lors du raccordement de nouveaux puits.

GAP est également utilisé pour la planification à long terme et le test de diverses stratégies pour assurer un écoulement optimal des produits. Il détecte des phénomènes spécifiques en fonction des propriétés PVT du fluide ou de l'hydraulique des pipelines (comme le slug, la charge de liquide, la formation d'hydrates, etc.) sur l'ensemble du réseau de surface. Ces informations permettent de relever les défis liés à l'assurance du débit au fil du temps.

Aujourd'hui, GAP est le logiciel d'optimisation de réseau multiphasique en régime permanent le plus sophistiqué de l'industrie. Ses nombreuses caractéristiques exclusives permettent aux ingénieurs de maximiser la production des champs de pétrole et de gaz dans le monde entier.

4.7. Modélisation du réseau de collecte ZAS-CTH

L'objectif de cette étude consiste à créer un modèle informatisé exact et précis des puits productifs, des lignes de collecte et de manifold. La modélisation du réseau de collecte est effectuée pour optimiser (minimiser) les pertes de charges afin d'améliorer la production. Notre étude consiste à étudier trois (03) phases, chacune d'entre elles étant expliquée brièvement comme suit :

●**Phase 01** : On va construire un modèle du réseau de production existant (ZAS→RET→RRBN → ROME → M6 → CTH), en utilisant le logiciel GAP pour simuler le comportement actuel du réseau de façon faire correspondre les résultats de simulation aux données de pression à chaque point.

●**Phase 02** : Après avoir simulé et calé le modèle précédent, dans cette phase, nous avons pris en compte l'augmentation de la production par la mise en service de nouveaux puits, en considérant leur raccordement au réseau et leur impact sur les pertes de charge. Ainsi

que l'opportunité de la réduction des pertes par la définition du point le mieux adapté pour l'injection de DRA ainsi que la concentration adéquat.

• **Phase 03** : Proposition d'ajouter une nouvelle ligne MFD RRBN → M6 de 24 km de longueur, simulée avec les diamètres de 6", 8" et 10" pouces et définir la meilleure solution de façon à alléger la ligne RRBN-ROME et réduire par la même les pertes de charge.

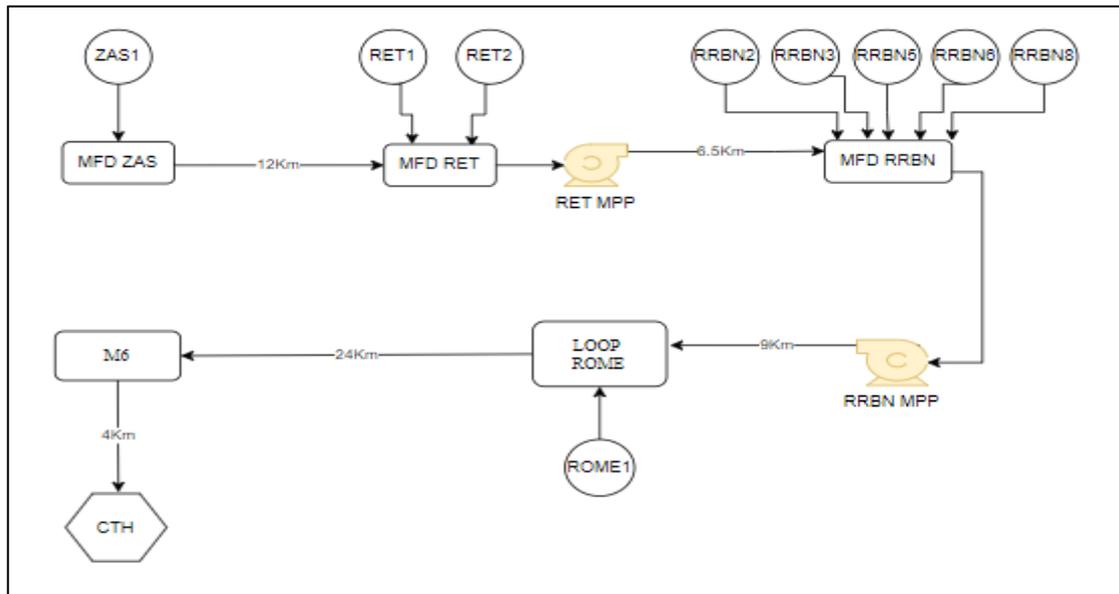


Figure 4-6 : Schéma du réseau de production ZAS → CTH

Le réseau de production ZAS → CTH contient cinq (05) manifolds :

- MFD ZAS : reçoit la production de puit (ZAS-1).
- MFD RET : reçoit la production de deux (02) puits (RET-1, RET-2) avec la production de manifold ZAS.
- MFD RRBN : reçoit la production de cinq (05) puits (RRBN-2, RRBN-3, RRBN-5, RRBN-6 & RRBN-8) plus la production de manifold RET.
- MFD LOOP ROME : reçoit la production d'un seul puits (ROME-1) plus la production du manifold RRBN.
- M6 : reçoit la production de tous les manifolds précédents (ZAS, RET, RRBN, LOOP ROME). Plus la production du champs BRSW ;
- CTH : Terminal arrivé, reçoit toute la production.

La création du réseau précédent sur GAP nécessite de recueillir les données suivantes :

- Type de fluide.
- Données de production (Qo, Qg, Qw, GOR, WC, T).
- Pression d'arrivée au CTH.
- Le profil des pipelines (longueur, élévation, diamètre intérieur, rugosité)
- Les données de la MPP de RET.
- Les données de la MPP de RRBN.

Tableau 4-1 : Propriétés de fluide

Propriétés de fluide							
	Type de fluide	Masse volumique d'huile (kg/m ³)	Densité relative du gaz (sp. gravity)	% H ₂ S	% CO ₂	% N ₂	Salinité d'eau (ppm)
MFD-ZAS	Triphasique	830	0.7	0	0	0	35000
MFD-RET	Triphasique	830	0.674	0	0	0	35000
MFD-RRBN	Triphasique	830	0.8	0	0	0	75000
MFD-ROME	Triphasique	830	0.8	0	0	0	75000
M6	Triphasique	830	0.8	0	0	0	75000

Tableau 4-2 : Données de production au niveau des manifolds

	Q oil (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Q water (m ³ /d)	WC (%)	T (C°)
MFD-ZAS	159	42	0	0%	40
MFD-RET	147	53	0	0%	40
MFD-RRBN	1072	136	0	0%	40
MFD-ROME	206	85	95	69%	40
M6	84	1100	0.84	1%	40

Tableau 4-3 : Le données de Pressions

Pression (bar)										
	MFD ZAS	MFD RET	RET MPP		MFD RRBN	RRBN MPP		LOOP ROME	M6	CTH
			Asp	ref		asp	ref			
Actuelle	14	3.3	3.3	24.5	17.3	17.3	49	39	14	11

Tableau 4-4 : Le profil des pipelines

	Type de segment	Totale longueur (m)	Diamètre intérieur (inch)	La rugosité (mm)	Changement d'élévation (m)
Pipeline ZAS-RET	Pipelines	11792	5.5	1.524e-5	<i>Voir annexe N° 01</i>
Pipeline RET - RRBN	Pipeline	6495	5	0,01524	<i>Voir annexe N° 02</i>
Pipeline RRBN- ROME	Pipelines	8985	6	0,01524	<i>Voir annexe N° 03</i>
Pipeline ROME- M6	Pipelines	24483	7,5	0,02524	<i>Voir annexe N° 04</i>
Pipeline M6-CTH	Pipelines	4075	11,5	0,001	<i>Voir annexe N° 05</i>

Tableau 4-5 : Les données de la MPP de RRBN.

	Nombre des étages	Efficacité polytropicque %	ΔP (bar)
MPP RET	1	100	21.3
MPP RRBN	1	100	31.5

4.7.1. Les étapes de la modélisation

- Schématisation de tous les éléments du système de production en commençant par la source (source), les manifolds, les pipelines et les données des MPP jusqu'à l'arrivée au CTH (sink).
- Introduction des données nécessaires pour chaque élément.

Le choix de la bonne corrélation pour calculer les pertes de charge (la pression en différents points). Cette corrélation sera utilisée pour faire correspondre les données réelles de notre système avec un minimum d'erreur. Pour notre cas, nous avons utilisé les différentes corrélations (Petroleum Experts 4 et Petroleum Experts 5) pour ajuster les coefficients des frictions et des gravitations. (Voir annexe N° 06).

4.7.2. Le calage du modèle

Le calage du modèle de base de système de production depuis ZAS jusqu'au CTH est établi si le rapport de pression (en différents points : MFD ZAS, MFD RET, à l'aspiration/refoulement de MPP, MFD RRBN, à l'aspiration/refoulement de MPP, MFD LOOP ROME, MFD 6) mesurée moins celle calculée est inférieure à α . Autrement dit :

$$L'écart = |P_m - P_c| / P_m \leq \alpha ; \text{ avec } \alpha = 0.1\%$$

Pour caler le modèle de base on a effectué les opérations suivantes :

- La comparaison entre les pressions mesurées et les pressions calculées par GAP.
- Cependant, lorsque la pression calculée se trouve dans la limite de α des valeurs enregistrées sur le terrain, il est considéré que le système est conforme à la référence.

Si non, on procède à la vérification des données puis on manipule les différents paramètres comme les coefficients de gravité et de frottement, changement de corrélation jusqu'à ce qu'on obtienne une erreur relative inférieure à α pour caler le modèle.

✓ La modélisation du réseau ZAS → CTH sur GAP

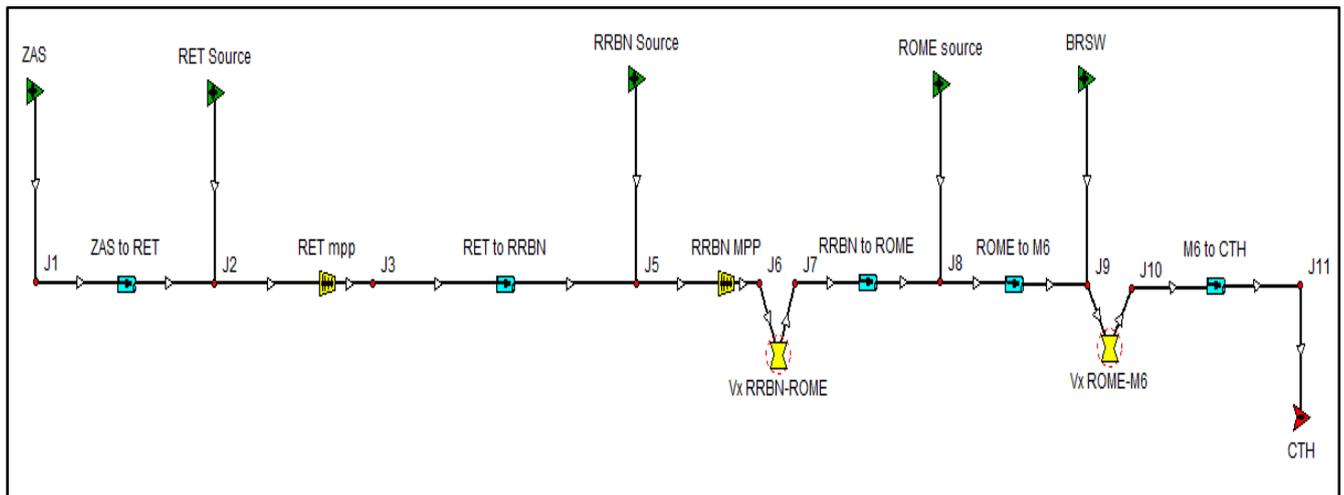


Figure 4-7 : Modélisation du réseau ZAS → CTH sur GAP.

4.7.3. Résultats de simulation de réseau de Collecte ZAS-CTH

Le tableau suivant représente les résultats après avoir calé le modèle.

Tableau 4-6 : Résultats de simulation de réseau de Collecte depuis ZAS vers CTH

	Pression (bar)									
	MFD ZAS	MFD RET	RET MPP		MFD RRBN	RRBN MPP		LOOP ROME	M6	CTH
			asp	ref		asp	ref			
Actuelle	14	3.3	3.3	24.5	17.3	17.3	49	39	14	11
Simulé	14.13	3.6	3.6	24.9	17.77	17.77	49.27	39.41	14.53	11
Erreur%	0.009	0.09	0.09	0.01	0.02	0.02	0.005	0.01	0.03	0

D’après les résultats mentionnés dans le **tableau 4-6**, on a constaté que l’erreur de calcul varie de Erreur = 0.009 % à une valeur maximale de Erreur = 0.09 %. Nous pouvons dire que le calage du modèle de base de système de production ZAS → CTH est établi (modèle créé dans GAP correspond au modèle réel avec ses données réelles).

4.8. Analyse des pertes de charge

De même que dans la situation réelle, la simulation sous GAP prévoit la chute de pression la plus élevée dans le pipeline ROME-M6.

Pour évaluer la faisabilité de l'injection de DRAG, nous devons examiner la répartition de la chute de pression par composant (les pertes de charge frictionnelle, par gravité et d'accélération).

Voici ci-dessous la répartition de la chute de pression dans les différents pipelines par composant :

Tableau 4-7 : les pertes de charge dans les pipelines

Chute de pression par composant	Pipelines				
	ZAS à RET	RET à RRBN	RRBN à ROME	ROME à M6	M6 à CTH
Frictionnel	0.019	2.592	7.792	17.147	1.591
Gravité	10.41	3.895	1.579	7.766	1.441
Accélération	0	0	0	0	0
Totale (bar)	10.43	6.487	9.371	24.913	3.032

Selon les résultats mentionnés dans le tableau 4-7, on constate :

- ✓ **Les pertes de charge dominantes sur les lignes (ZAS-RET-RRBN)** sont les pertes de charge dues à la gravité. Cela signifie que les forces de gravité agissant sur le fluide et les slug ont un impact plus important sur la perte de pression le long du pipeline que les effets du frottement entre le fluide et les parois du pipeline.
- ✓ **Les pertes de charge dominantes sur les lignes (RRBN-ROME-M6-CTH)** sont les pertes de charge dues aux frictions. Cela signifie que les frottements entre fluide et parois et à l'intérieur du fluide même ont un impact plus important sur la perte de pression le long du pipeline que les forces de gravité agissant sur le fluide.

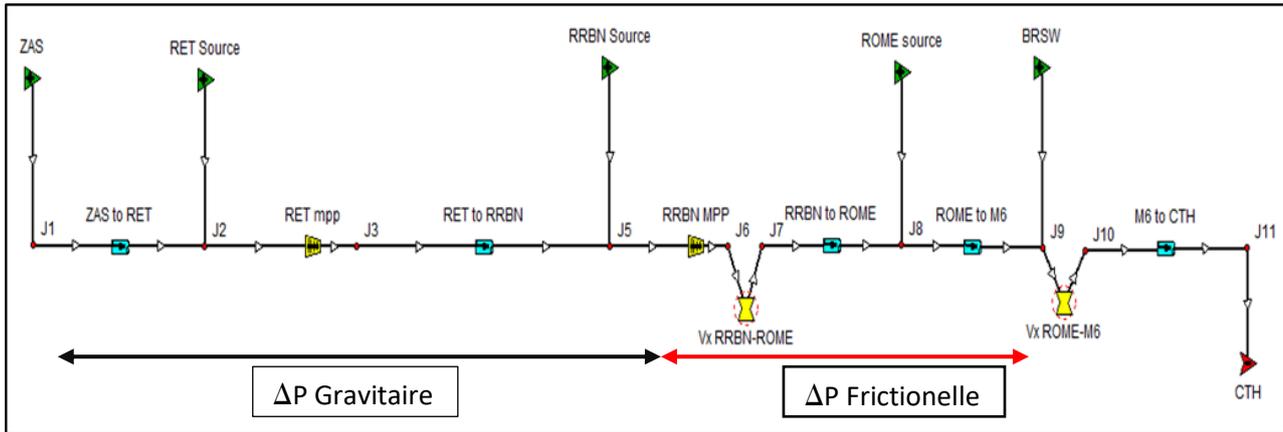


Figure 4-8 : Les pertes de charge dominantes sur les lignes de ZAS à CTH.

4.9. Le choix de point d’injection

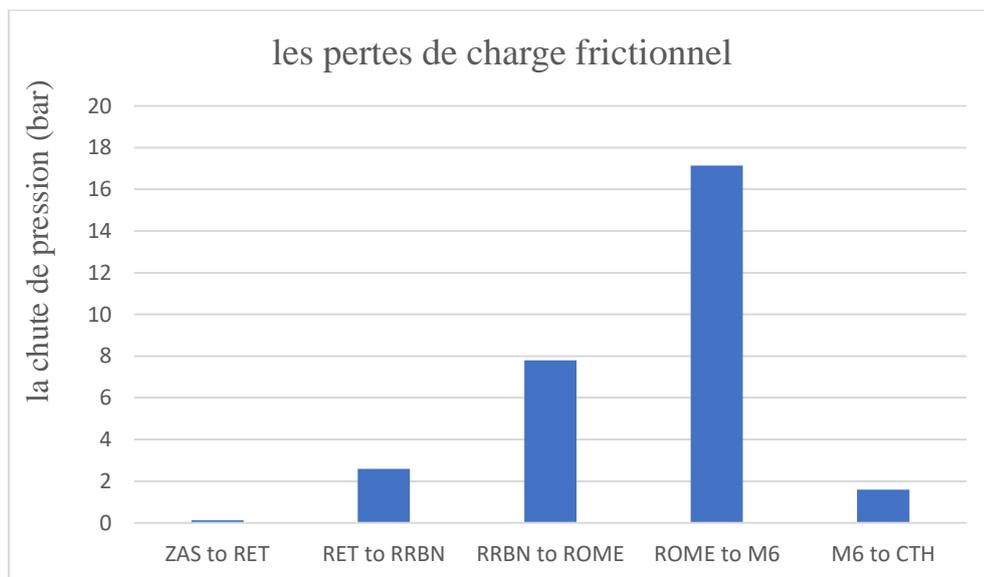


Figure 4-9 : la chute de pression totale dans les pipelines

La chute de pression la plus élevée se produit dans le pipeline ROME-M6 (24.913 bar), principalement due à une perte frictionnelle significative (17.147 bar). On remarque également une perte frictionnelle élevée dans le pipeline RRBN-ROME (7.792bar) qui est due principalement à l’importance de la longueur qui est 8985 m.

On peut alors estimer la perte de charge frictionnelles par unité de longueur pour chaque kilomètre dans les pipelines RRBN-ROME et ROME-M6 comme suit :

Pour RRBN-ROME : $7.792/8.985 = 0.87$ bar pour chaque kilomètre.

Pour ROME-M6 : $17.147 / 24.483 = 0.7$ bar pour chaque kilomètre.

Donc le point d'injection optimal pour l'agent de réduction de la traînée sera à RRBN-ROME.

4.9.1. Calcul de l'injection du réducteur de frottement

Agent de réduction de la traînée à utiliser : CHIMEC 6020

Réduction hypothétique : 25 % de la chute de pression frictionnelle de la phase huile et 20 % de la chute de pression frictionnelle pour la phase huile + eau, cette valeur est tirée de l'étude de terrain CHIMEC réalisée dans IFM-5 en novembre 2021.

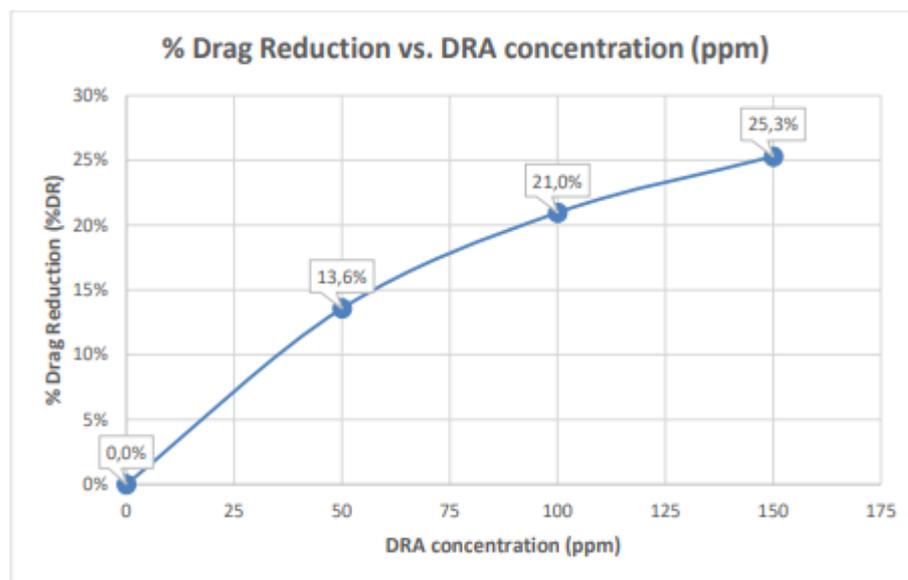


Figure 4-10 : Résultats des essais sur le terrain CHIMEC IFM-5, Nov2021

Pour calculer la quantité de DR injectée, nous calculons comme suit :

$$Q_{DR} = Q_t \times \text{concentration de DRAG}$$

Avec :

Q_t : c'est le débit total au niveau de manifold RRBN (débit des champs ZAS, RET et RRBN)

$$Q_{DR} = 5771.7 \times 150 / 10^6$$

$$Q_{DR} = 0.866 \text{ Baril/d} = 4.3 \text{ L/h}$$

Donc la proposition de l'injection sera juste après le refoulement de RRBN MPP avec une pompe pour éviter le problème de filtre bouché dans la pompe avec une quantité estimée à 4.3 L/h de DR.

4.9.2. Calcul du gain de pression

Pipeline RRBN-ROME :

$$\text{dp réduction} = 7.792 \text{ bar} \times 25\% = 1.948 \text{ bar}$$

Pipeline LOOP ROME :

$$\text{dp réduction} = 17.147 \text{ bar} \times 20\% = 3.43 \text{ bar}$$

Donc :

Le gain de pression attendu est d'environ 1.948 bar à RRBN-ROME et 3.43 bar à LOOP ROME.

4.10. Installation d'une nouvelle ligne

Dans la ligne de ZAS vers CTH, la grande partie des pertes de charge totales a lieu dans la ligne entre le collecteur ROME et M6 (17.147 bar). Une majorité des pertes de charge frictionnelles est due au frottement et à la vitesse élevée du fluide provoqué par un débit important suite à l'augmentation de la production. Pour alléger cette ligne en baissant son débit de transit et réduire par la même les pertes de charge, nous proposons de simuler cette deuxième option qui consiste à installer une nouvelle ligne reliant directement RRBN à M6 transportant les débits de ZAS-RET-RRBN, ce qui nous permettra de supprimer la ligne RRBN à ROME et d'observer l'impact sur l'installation.

4.11. Modélisation de nouvelle ligne sur GAP

On simulera dans ce qui suit l'installation une ligne de longueur 24 km qui passe de RRBN jusqu'à Manifold M6 avec trois diamètres différents de 6 "8" 10".

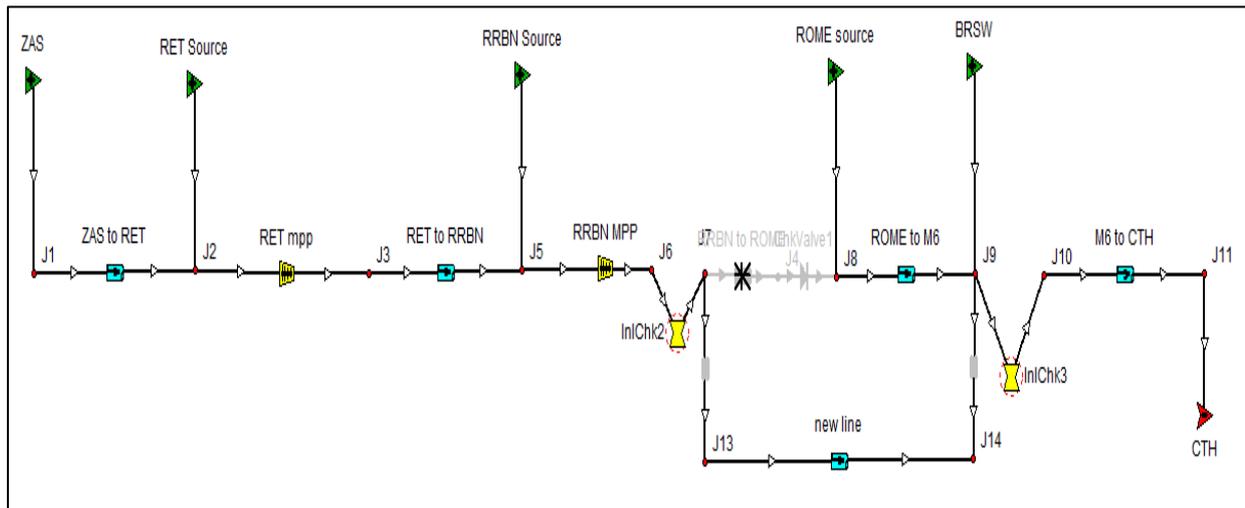


Figure 4-11 : Modélisation de la nouvelle ligne sur GAP.

4.11.1. Résultats de la simulation et interprétations

Voici dans la Figure 4-12 suivante l'évolution de pression dans le manifold new line et LOOP ROME avant l'installation et après l'installation de la nouvelle ligne pour différents diamètres.

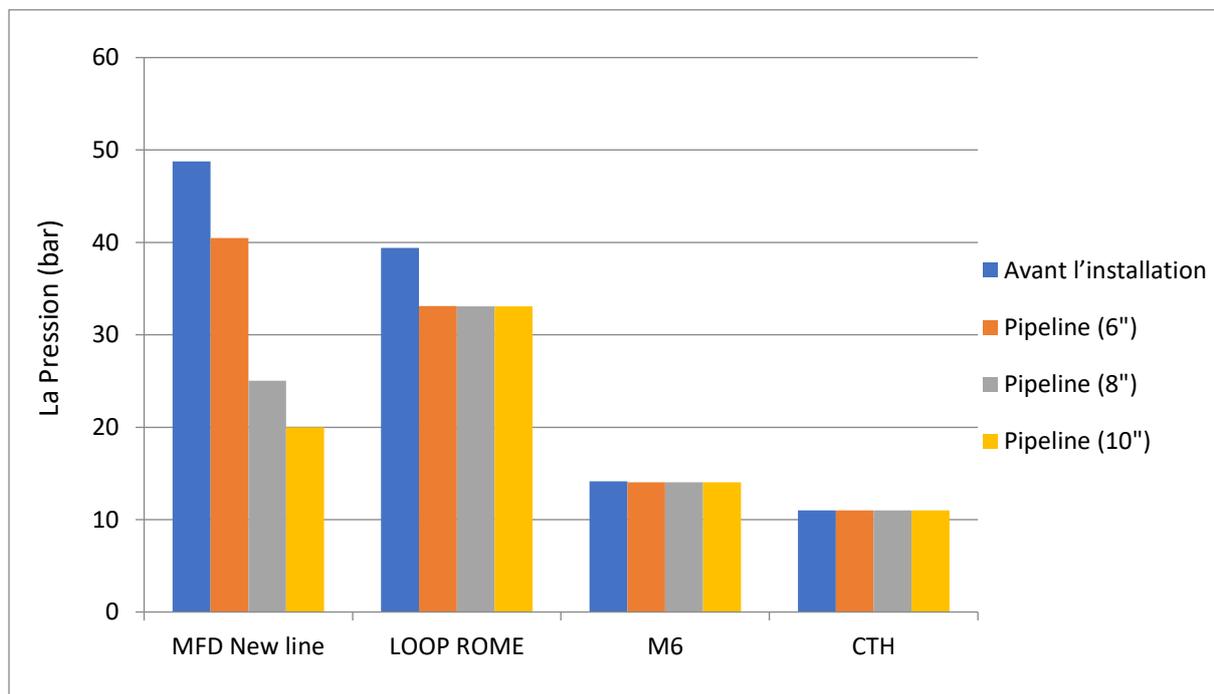


Figure 4-12 : Pressions dans les manifolds avant et après l'installation de la nouvelle ligne avec différents diamètres.

D'après les graphes dans la **Figure**, on observe que l'installation d'une nouvelle ligne a un impact significatif sur la pression à différents points du système, en fonction du diamètre du tuyau installé.

Pour :

CTH : la charge reste la même dans le terminal arrivé, 11 bar.

Manifold M6 : on voit que la charge pour les différents pipes 6",8",10" est constante et très proche de celle avant l'installation.

LOOP ROME : une chute de pression de 6 bar après l'installation de la nouvelle ligne est constaté quel que soit le diamètre 6",8",10".

MFD New Line : à chaque fois qu'on augmente le diamètre de pipe installé, nous avons un gain de pression important par rapport à l'état d'origine ou la pression est à son maximum, atteignant 48,77 bars. Après l'installation de la ligne de 6", la pression chute de 6 bars. Avec une ligne de 8", la pression diminue encore plus, avec une chute de 24,47 bars. La ligne de 10" permet un gain de pression de 28,69 bars.

Alors l'installation de la nouvelle ligne entraîne une réduction de la pression, et cette réduction varie en fonction du diamètre du pipe. Plus le pipe est large, moins la perte de pression est significative.

4.11.2. Discussion des solutions recommandées

L'installation d'une nouvelle ligne de pipeline quel que soit le diamètre (6", 8", et 10") entraîne une diminution significative des pertes de charge à travers les différentes sections du système. Cette réduction de la perte de pression fait que la charge nécessaire pour transporter le fluide diminue. En d'autres termes, le système devient plus efficace avec la nouvelle ligne et en choisissant des diamètres élevés, nécessitant moins d'énergie pour maintenir le flux de fluide à travers le réseau.

Pour l'optimisation du système de réseau de collecte, on a supposé les différents scénarios :

- **Scénario 01** : Pour la nouvelle ligne 6" Pour la nouvelle ligne 6" de changer la pompe RRBN MPP avec une autre pompe qui fonctionne avec une pression différentielle moins importante.

- **Scénario 02** : Pour la nouvelle ligne 8" de changer la pompe RRBN MPP par une autre pompe qui génère moins de pression différentielle.
- **Scénario 03** : Pour la nouvelle ligne 10" d'arrêter la pompe RRBN MPP et d'injecter le réducteur de frottement pour maintenir la pression au niveau de manifold RRBN.

On procédera à la simulation des différents scénarios proposés de façon à analyser l'impact sur la pression dans les manifolds (ZAS, RET, New line, Loop Rome, M6, CTH). Les résultats de modélisation sous GAP sont mentionnés dans le **tableau** suivant :

Tableau 4-8 : les pressions dans les différent Manifold

	Pression(bar)										
	MFD ZAS	MFD RET	RET MPP		MFD RRB N	RRBN MPP		MFD New line	LOOP ROME	M6	CTH
			Asp	ref		asp	ref				
Avant l'installation	14.13	3.6	3.6	24.9	17.77	17.77	49.27	48.77	39.41	14.13	11
Pipeline (6")	10.54	1.75	1.75	23.05	16.01	16.01	41.01	40.59	33.11	14.05	11
Pipeline (8")	14.36	3.63	3.63	24.93	17.8	17.8	24.80	24.30	33.08	14.05	11
Pipeline (10")	14.62	3.85	3.85	27.85	20.58	/	/	20.08	33.08	14.05	11

4.11.3. Observation

- Nous constatons que le gain de pression le plus important se situe au niveau de RRBN MPP et de la nouvelle ligne MFD.
- Dans les trois scénarios d'optimisation, la pression dans les différents collecteurs reste plus ou moins constante, ce qui ne pose aucun problème pour la production des puits.
- Les modifications apportées visent à optimiser le gain de pression. Cela se traduit par une solution viable, applicable.

4.12. Design d'une pompe multiphasique (MPP)

Pour optimiser le système dans le premier et second scénario, nous recommandons de remplacer la pompe RRBN MPP installée dans le manifold RRBN par une autre.

Cette substitution vise à garantir les exigences de la ligne et à éviter les problèmes de contre-pression élevée sur les puits de BRSW et de ROME.

Une analyse avec la pression différentielle du RRBN MPP a été effectuée afin de vérifier la bonne performance de la pompe multiphasique.

➤ **Débit**

C'est le débit du manifold RRBN qui contient la production des champs ZAS, RET, RRBN.

➤ **Pression**

- Concernant la pression de refoulement, nous avons utilisé les pressions au niveau de la pompe RRBN MPP, conformément aux résultats de la simulation.
- Pour la différence de pression générée par la pompe, nous avons appliqué une ΔP de 7 bar afin de réduire la pression de la ligne au minimum.
- Pour la pression d'aspiration, on la calcule par l'équation suivante :

$$P_{asp} = P_{ref} - \Delta P$$

➤ **Débit total de la MPP**

$$(Am^3/h) = \frac{Q_l \left(\frac{Sm^3}{d} \right)}{24} + \left[\frac{Q_g \cdot 1000 \left(\frac{Sm^3}{d} \right)}{24} \left(\frac{273 + T(^{\circ}C)}{273 + 15} \right) \right]$$

$$Q_l = Q_{huile} + Q_{eau}$$

$$Q_l = Q_l(ZAS) + Q_l(RET) + Q_l(RRBN)$$

$$Q_g = Q_g(ZAS) + Q_g(RET) + Q_g(RRBN)$$

On a pour tous les cas : $Q_{eau} = 0 (m^3/d)$

Tous les calculs suivants sont faits à l'aide du logiciel d'Excel :

Tableau 4-9 : : Design de la pompe MPP avec diamètre 6" et 8".

CAS	P ref	P asp	T asp	Qoil	Qwater	Qgas	Qgas	Qliq totale	delta p	GVF
	[bar]	[bar]	[°C]	[Sm ³ /h]	[Sm ³ /h]	[Sm ³ /h]	[Am ³ /h]	[m ³ /h]	[bar]	%
Actuelle	49,27	17,64	60,00	38,23	0,00	4579,40	300,17	338,40	31,50	88,70
Pipe 6"	41,01	16,01	60,00	38,23	0,00	4579,45	330,73	368,96	25,00	89,64
Pipe 8"	24,80	17,80	60,00	38,23	0,00	4579,45	297,47	335,70	7,00	88,61

Actuellement. Le groupement GSE dispose de deux contrats de location de pompes multiphasiques avec deux fournisseurs : BONATTI et EXPRO. Les pompes sont fabriquées par la société allemande Leistritz, offrant différentes caractéristiques de fonctionnement.

Le point de fonctionnement sur la courbe de performance de la pompe RRBN actuelle d'EXPRO est le suivant :

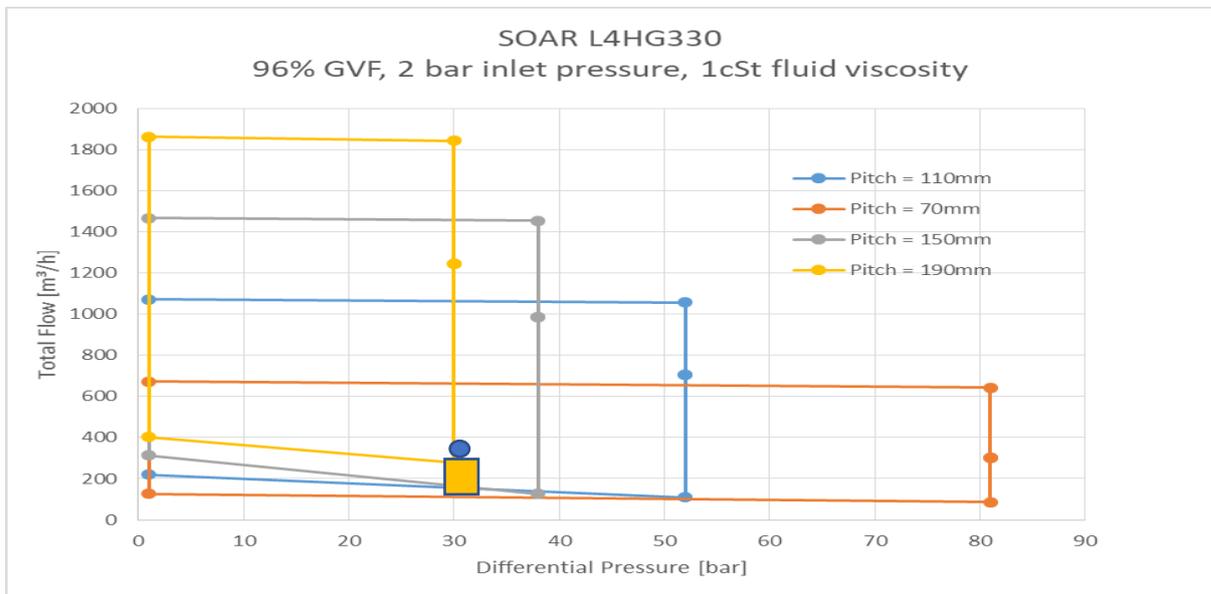


Figure 4-13 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG330

4.12.1. Le premier scénario (6")

Selon les calculs présentés dans le tableau 4-9, nous avons déterminé le débit total et la variation de pression ΔP nécessaire pour satisfaire les exigences de la ligne de 6". Il convient maintenant de sélectionner la nouvelle pompe en se basant sur les courbes de performance.

- La courbe de performance d'EXPRO et le point de fonctionnement (cas 6") :

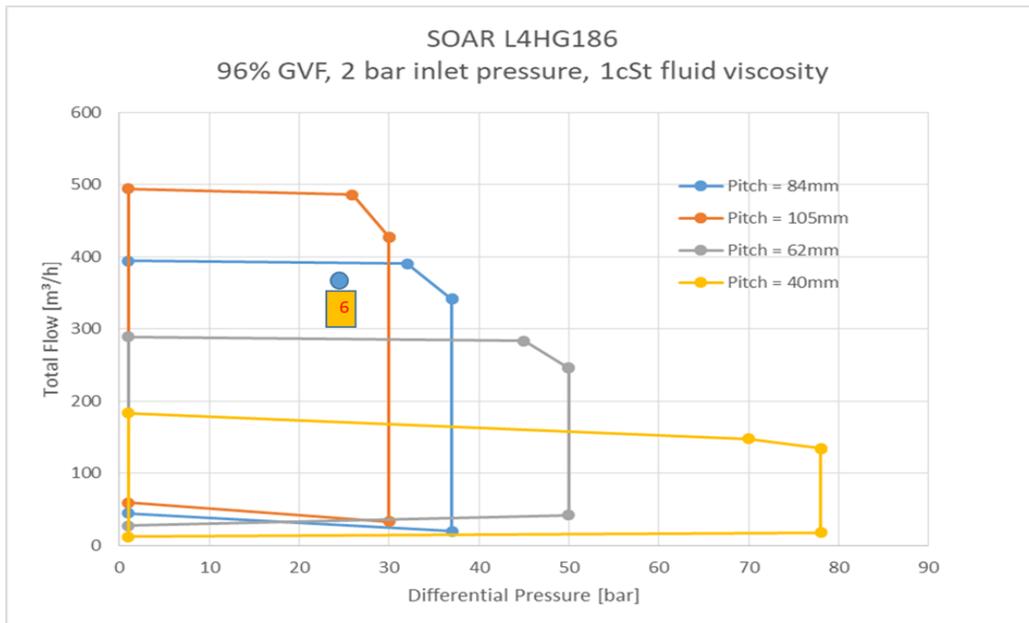


Figure 4-14 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG186.

- La courbe de performance de BONATTI et le point de fonctionnement (cas 6") :

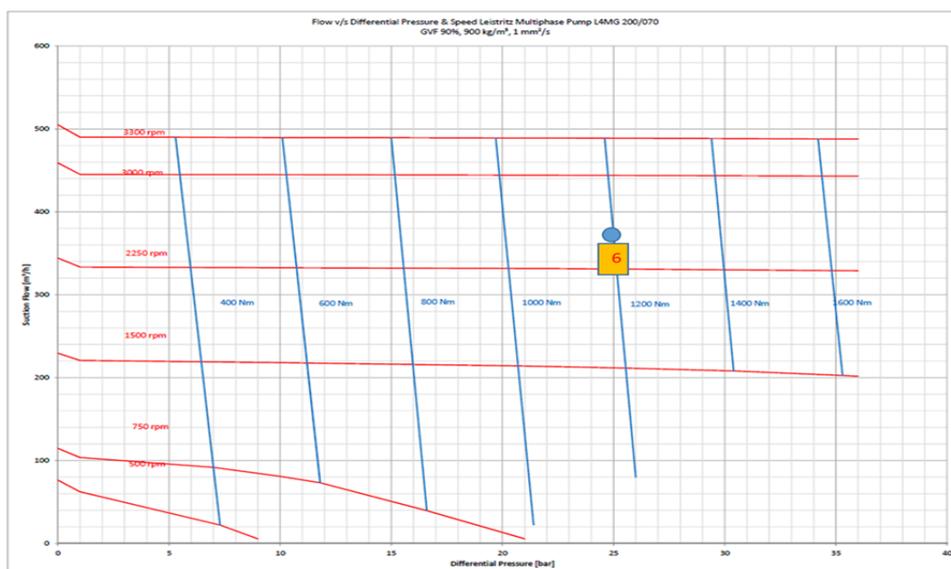


Figure 4-15 : la courbe de performance de la pompe Bonatti L4MG 200/070.

4.12.2. Le deuxième scénario (8")

D’après les résultats de calculs dans le tableau 4-9 nous avons le débit total et la ΔP nécessaire pour répondre à l’exigence de la ligne 8. Il suffit de choisir la nouvelle pompe selon les courbes de performance.

- Les courbes de performance d’EXPRO et le point de fonctionnement (cas 8") :

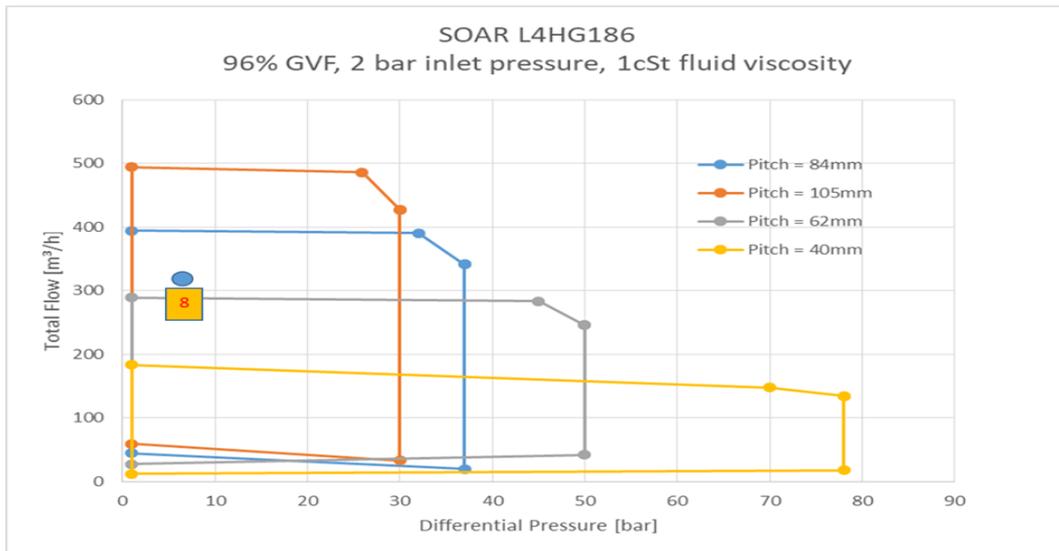


Figure 4-16 : la courbe de performance de la pompe EXPRO SOAR L4HG186.

- La courbe de performance de BONATTI et le point de fonctionnement (cas 8"):

Le pitch 110

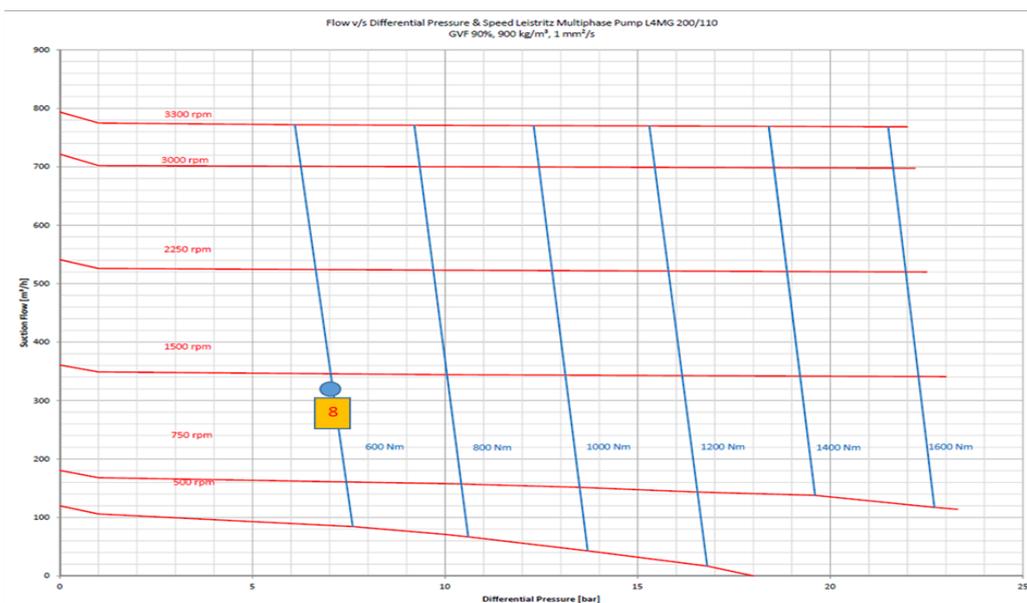


Figure 4-17 : la courbe de performance de la pompe Bonatti L4MG 200/110.

Selon les courbes de performances des deux fournisseurs, les pompes recommandées pour chaque scénario sont :

➤ **Le premier scénario (6")**

- EXPRO: model SOAR L4HG186 Pitch 105
- Bonatti: model L4MG pitch 70

➤ **Le deuxième scénario (8")**

- EXPRO: model SOAR L4HG186 Pitch 105
- Bonatti: model L4MG pitch 110

4.12.3. Observations

- Les pompes choisies ci-dessus sont celles avec les meilleurs marges débit/delta P

la simulation des pompes avec les autres pitch est décrite dans l'annexe 7.

- Vu que le GVF prévu est de 88-89 % (proche du GVF max pour les pompes (Bonatti), nous recommandons d'utiliser des pompes du fournisseur EXPRO.

4.13. Étude technico-économique

L'objectif de cette étude est d'évaluer et de comparer la viabilité économique des différentes variantes proposées à travers une analyse approfondie des coûts, des pertes et des bénéfices. Cette analyse comprendra une évaluation des gains de production, des pertes totales liées à la construction, à l'installation des nouvelles lignes et au fonctionnement des MPP, ainsi que le coût d'injection de réducteurs de frottement sur différentes périodes.

Nous procéderons à un calcul précis des gains de production et des pertes associées, notamment les coûts liés à la construction et à l'installation de nouvelle ligne. En outre, nous analyserons le coût de fonctionnement des MPP et l'impact économique de l'injection de réducteurs de frottement à divers intervalles de temps. L'objectif final est de comparer ces différentes solutions afin de déterminer celle qui offre la meilleure rentabilité.

4.13.1. Par rapport à la production

Le but de cette section est d'estimer la durée nécessaire pour rentabiliser les investissements :

Le tableau montre les couts d'investissement et les considérations prises pour l'estimation ci-dessous revenus de la ligne de production

Tableau 4-10 : Analyse des investissements et rentabilisation pour différents diamètre des pipes.

	Actuel	Pipe 6"	Pipe 8"	Pipe 10"
Investissement \$		5,500,000	6,400,000	7,440,000
Débit de production bbl/j	6,564	6,564	6,564	6,564
prix du baril	78	78	78	78
Revenue de production journalier \$/j	511 992	511 992	511 992	511 992
Temps de rentabilisation en production (jours)	/	10.7	12.5	14.5

D'après le tableau ci-dessus, le temps maximal pour récupérer les investissements est de moins de **15 jours**, donc ces investissements ne devraient pas poser de problèmes pour leur financement.

4.13.2. Par rapport aux coût opératoires

Ce tableau ci-dessous présente une comparaison des coûts opératoires et des investissements nécessaires pour différents diamètres de conduites de pipeline (6", 8" et 10") par rapport à la situation actuelle.

Tableau 4-11 : Données disponibles des investissement et cout opératoires.

		Actuel	Pipe 6"	Pipe 8"	Pipe 10"
Investissement \$			5,500,000	6,400,000	7,440,000
Coûts opératoires	MPP	9,600	4,000	4,000	/
	Mobilisation	/	220,000	220,000	/
	DRAG	/	/	/	928
	Total	9,600	224,000	224,000	928
Temps de rentabilisation en coûts opératoires (mois)		/	32.7	38.1	28.6

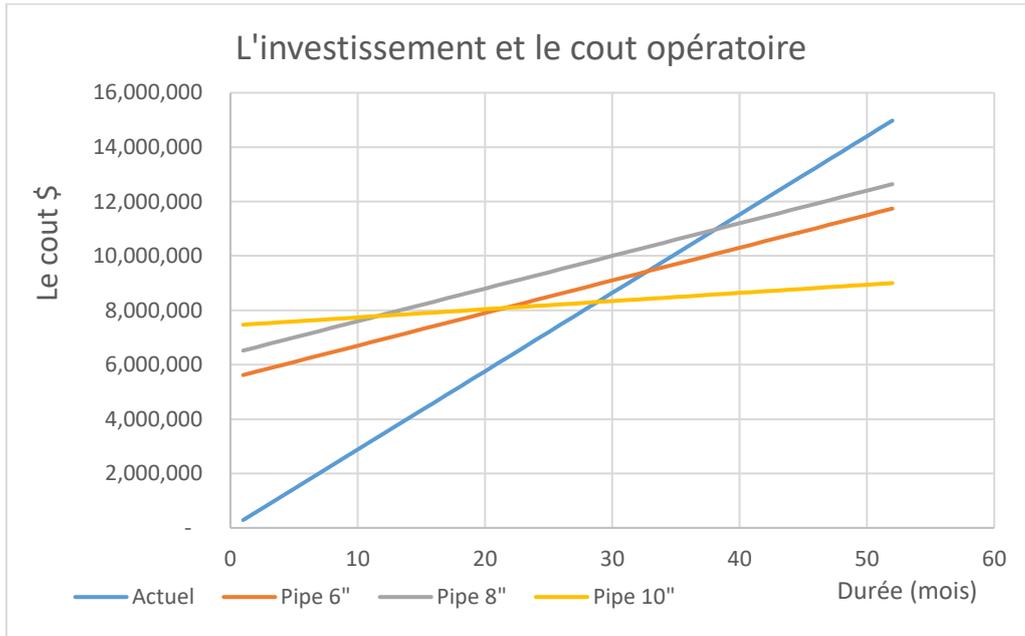


Figure 4-18 : L'investissement et le cout opératoire.

Remarque

Le temps de rentabilisation est calculé par rapport au scénario actuel (pas d'investissement)

4.14. Interprétation des résultats

D'après les calculs, la rentabilisation du pipe de 10 pouces est la plus rapide, atteignant l'équilibre en seulement 28 mois et 18 jours.

Conclusion générale

Conclusion générale

En conclusion, notre étude d'optimisation de la ligne (ZAS-RET-RRBN-ROME-M6-CTH) a été menée en raison du développement de différents champs et de l'apparition des problèmes suivants :

1. L'augmentation de débit au niveau du manifold RRBN après l'insertion du puit RRBN-3 et développement du puit RRBN-6.
2. La limite de la pompe RRBN à générer la pression nécessaire pour vaincre les pertes de charge dans le réseau.
3. Les pertes de charge frictionnelles importantes dans la ligne RRBN vers ROME et vers M6.
4. Les pompes actuelles RET et RRBN ne répondent pas aux exigences de la ligne.

Comme première solution à ces problèmes, nous avons proposé l'injection de réducteur de frottement. Le point d'injection a été choisi après une simulation effectuée avec le logiciel GAP pour comparer le gain de pression à différents points de la ligne RRBN vers ROME et vers M6.

Comme deuxième solution, nous avons proposé d'installer une nouvelle ligne de RRBN vers M6 de 24 km pour réduire le débit et assurer une réduction des pertes de charge dans la ligne ROME vers M6. Pour cette solution, nous avons envisagé trois scénarios : installer une ligne de 6", 8" ou 10". Pour déterminer le meilleur choix, nous avons effectué des simulations avec le logiciel GAP.

Les résultats obtenus et l'optimisation du système comme suit :

1. Pour la ligne de 6", on peut remplacer la pompe RRBN par une autre générant une pression de 25 bar.
 2. Pour la ligne de 8", on peut remplacer la pompe RRBN par une autre générant uniquement une pression de 7 bar tout en maintenant la pression dans les différents collecteurs.
 3. Pour la ligne de 10", on peut éliminer la pompe RRBN et injecter le réducteur de frottement pour garder la pression stable dans le manifold RRBN.
- Ensuite, nous avons procédé au choix de la pompe pour les scénarios un et deux, en sélectionnant la pompe la plus viable pour notre cas : à savoir la pompe d'EXPRO, modèle SOAR L4HG186 Pitch 105

Conclusion générale

pour la ligne de 6" et la ligne de 8".

➤ Ces différentes solutions ont permis d'obtenir les résultats positifs suivants :

1. Assurer l'écoulement dans la ligne (ZAS-RET-RRBN-ROME-M6-CTH).
2. Éliminer le problème de pertes de charge importantes dans la ligne RRBN vers ROME et vers M6.
3. Soulager la ligne ROME vers M6 après l'installation de la nouvelle ligne.
4. Garder l'ancienne ligne RRBN vers ROME comme ligne de secours après l'installation des nouvelles lignes.

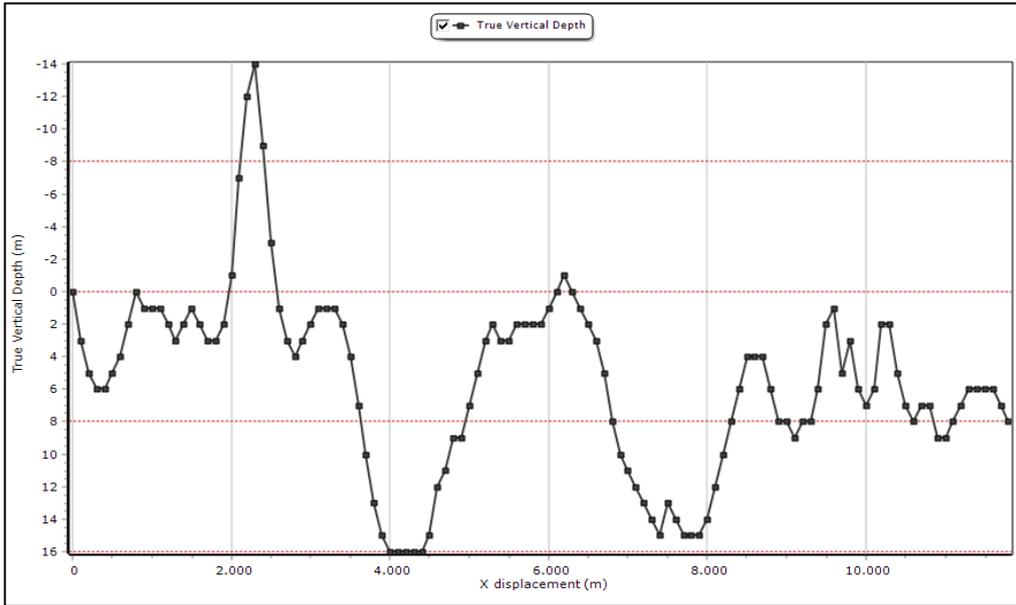
En conclusion, les solutions proposées répondent aux problèmes posés et assurent une solution efficace pour notre problématique, en tenant compte de toutes les circonstances susceptibles d'influencer négativement la production des différents champs.

Recommandation

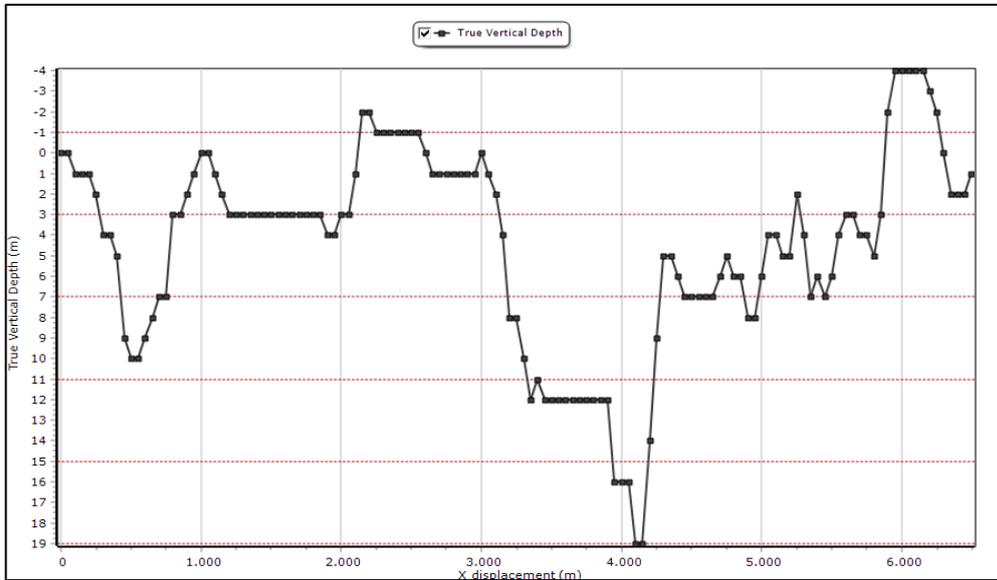
Notre proposition a été approuvée comme solution efficace pour cette problématique. Nous recommandons donc : D'utiliser l'injection de réducteur de frottement dans le loop ROME comme solution immédiate. L'installation de la nouvelle ligne de 10". Avec l'arrêt de la pompe RRBN MPP et l'injection de réducteur de frottement (DRA) dans la nouvelle ligne MFD pour assurer la stabilité de la pression dans le collecteur RRBN comme solution permanent, tout en prenant en considération les futurs développements du champ BRN (le raccordement de nouveaux puits ZAS-2 et la mise en production de RET-3).

Annexe

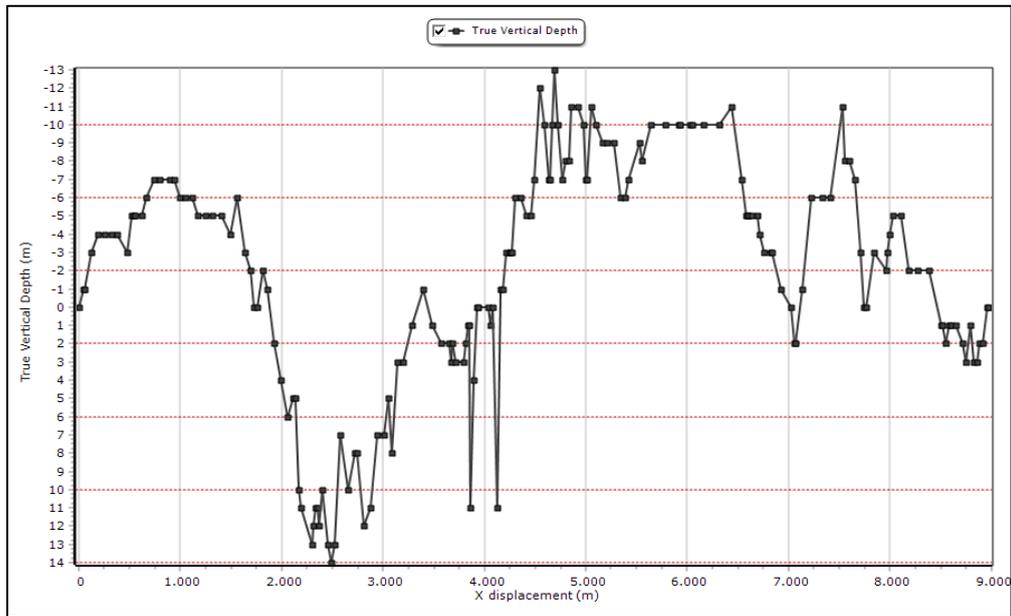
Annexe N°1 : Profil de pipeline ZAS-RET



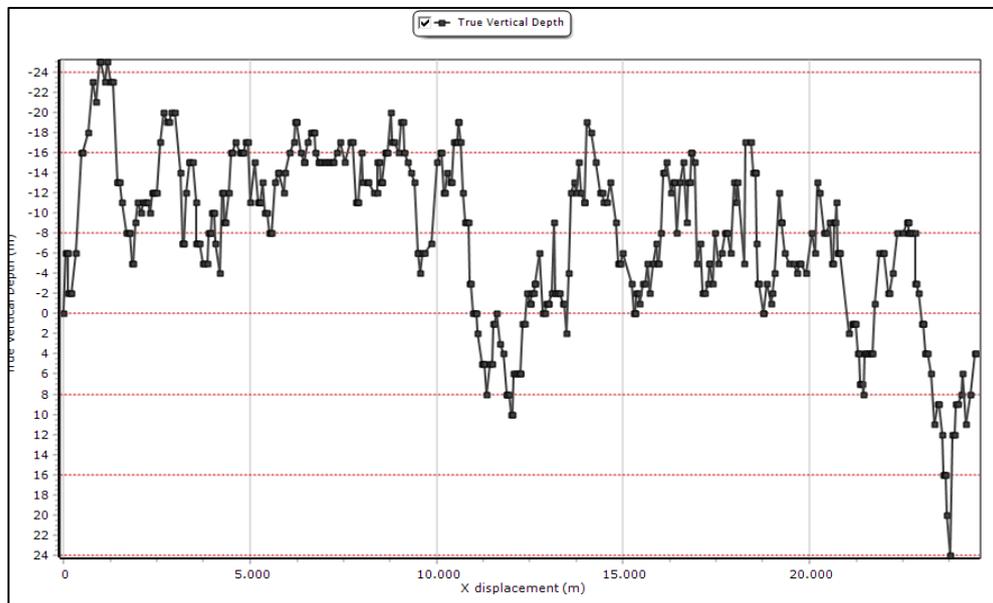
Annexe N°2 : Profil de pipeline RET-RRBN



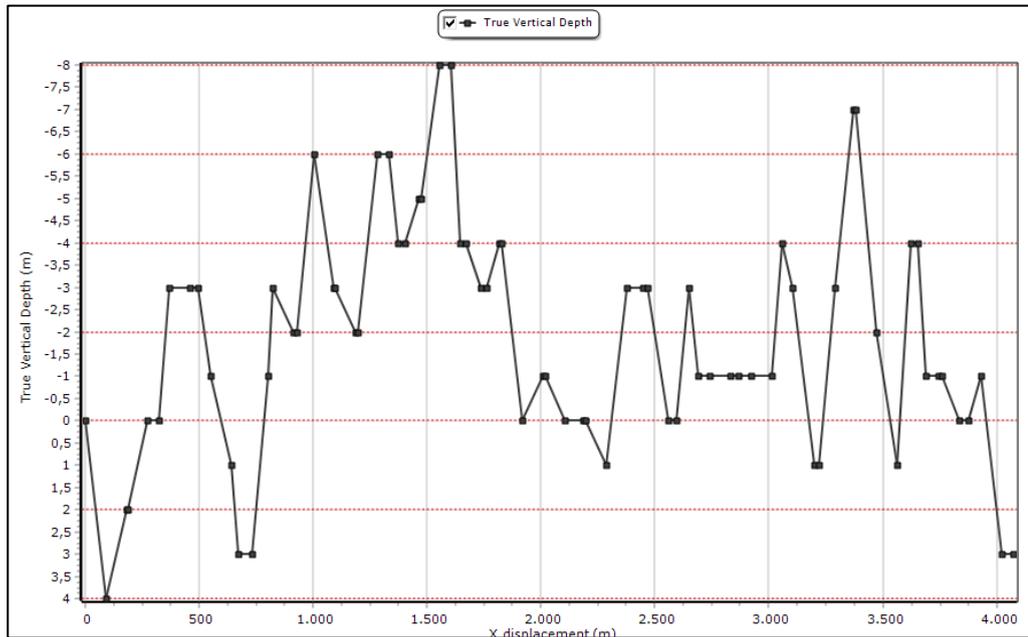
Annexe N°3 : Profil de pipeline RRBN-ROME



Annexe N°4 : Profil de pipeline ROME-M6



Annexe N°5 : Profil de pipeline M6-CTH



Annexe N°6 :

Corrélation utilisée pour le pipeline ZAS-RET

Correlation	Petroleum Experts 5
Gravity Coefficient	2.8
Friction Coefficient	1.5

Corrélation utilisée pour le pipeline RET-RRBN

Correlation	Petroleum Experts 5
Gravity Coefficient	1.8
Friction Coefficient	1

Corrélation utilisée pour le pipeline RRBN-ROME

Correlation	<input type="text" value="Petroleum Experts 5"/>
Gravity Coefficient	<input type="text" value="1"/>
Friction Coefficient	<input type="text" value="1.4"/>

Corrélation utilisée pour le pipeline ROME-M6

Correlation	<input type="text" value="Petroleum Experts 4"/>
Gravity Coefficient	<input type="text" value="1.3"/>
Friction Coefficient	<input type="text" value="1.4"/>

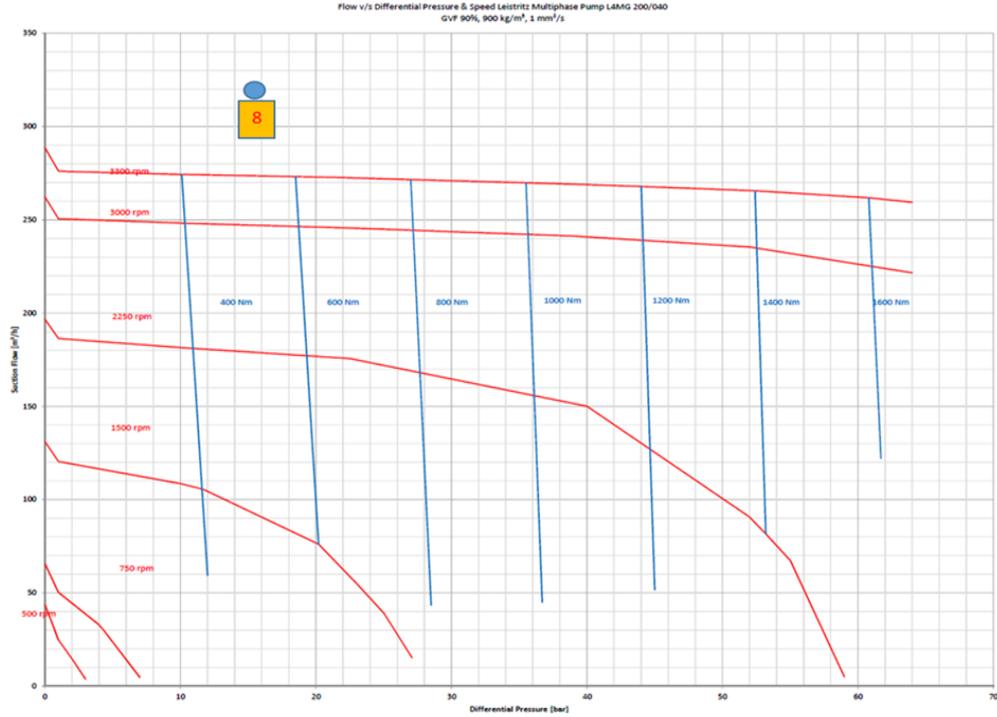
Corrélation utilisée pour le pipeline M6-CTH

Correlation	<input type="text" value="Petroleum Experts 5"/>
Gravity Coefficient	<input type="text" value="1.1"/>
Friction Coefficient	<input type="text" value="1.2"/>

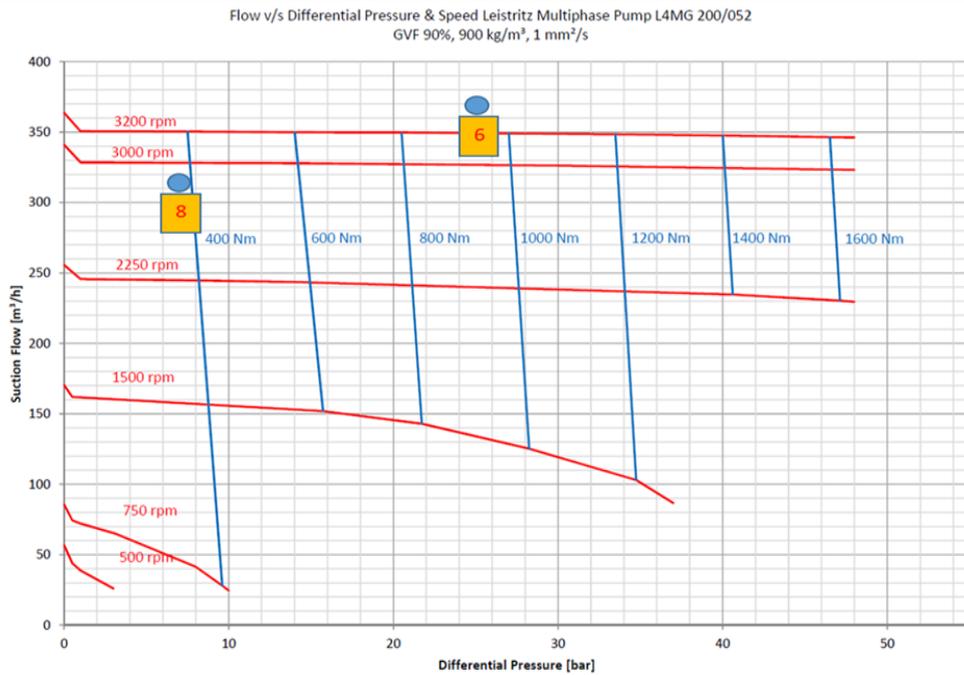
Annexe N°7 :

La simulation des pompes avec les autres pitch

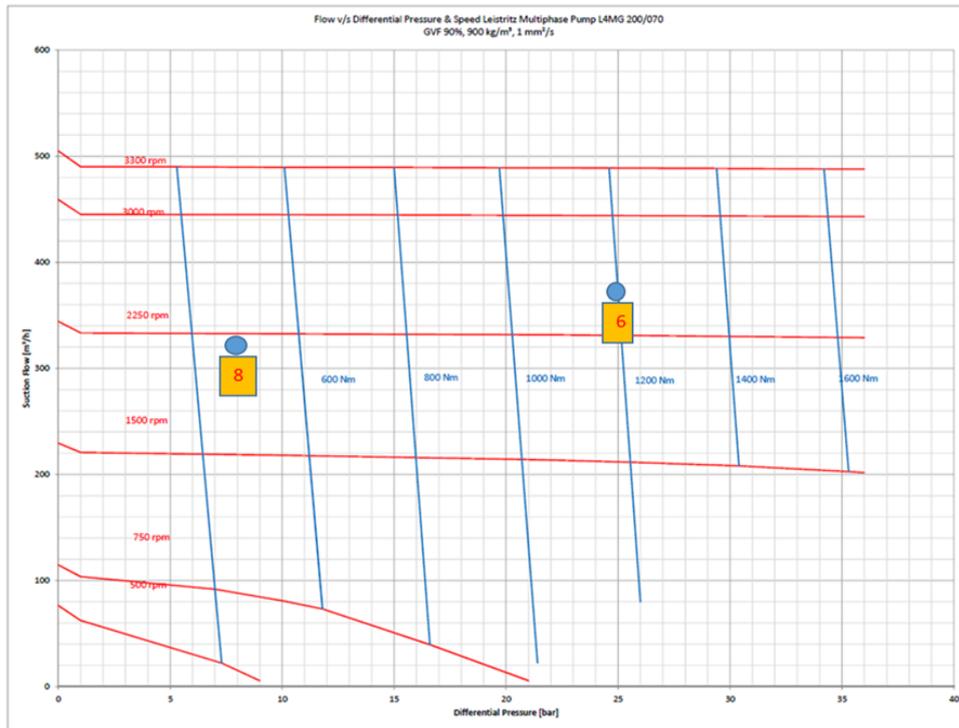
1. Leistritz Multiphase Pump L4MG 200/40



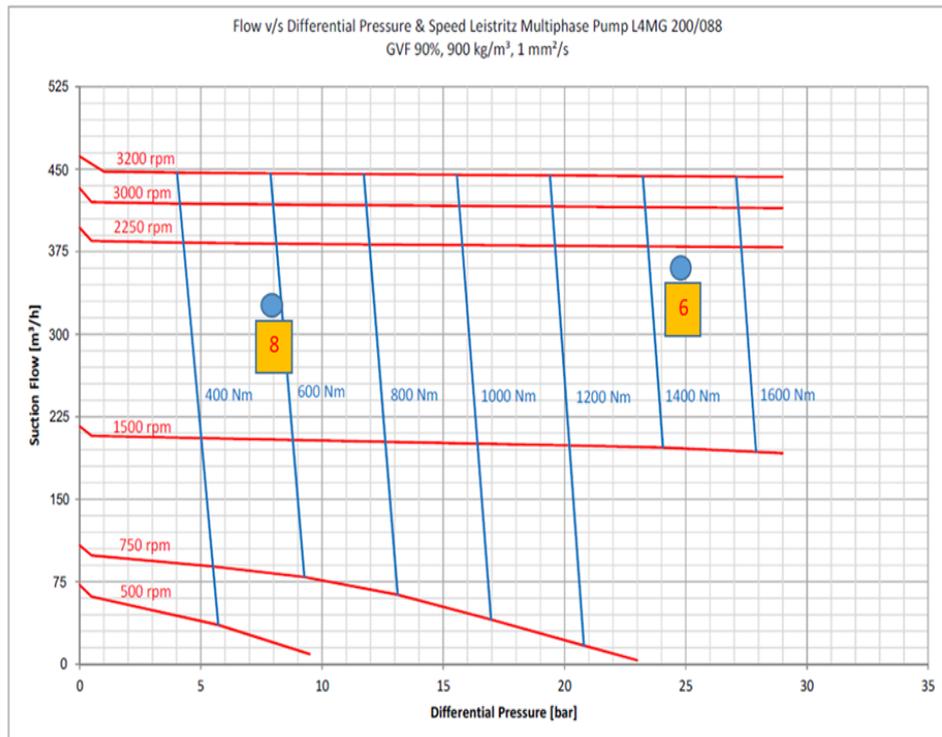
2. Leistritz Multiphase Pump L4MG 200/ 52



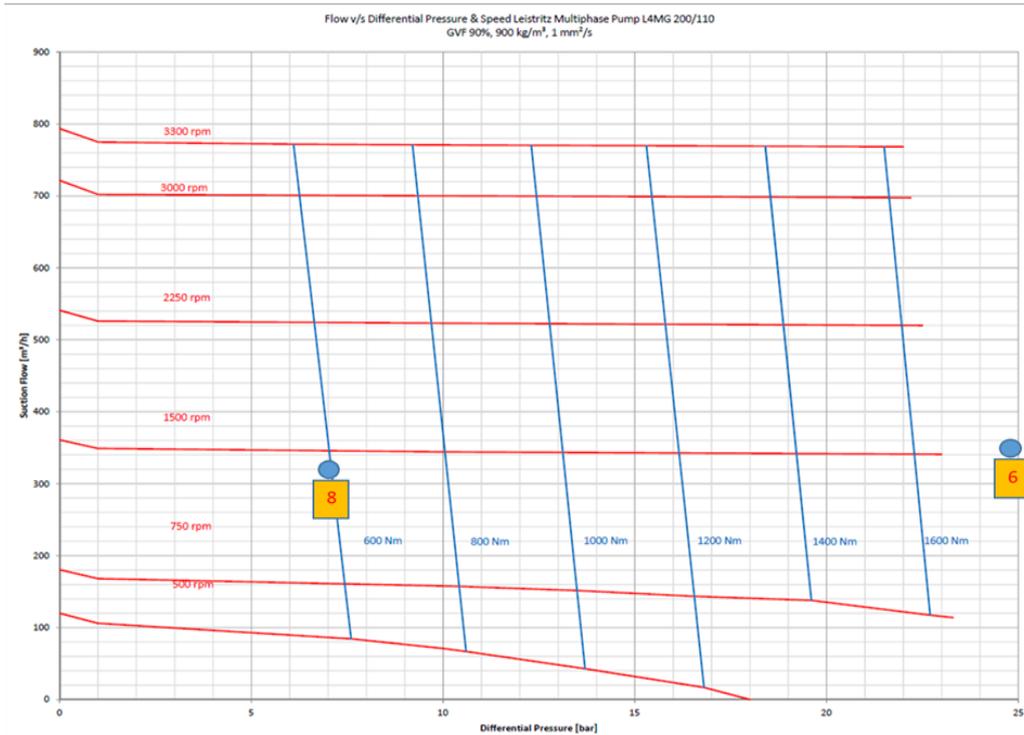
3. Leistriz Multiphase Pump L4MG 200/ 70



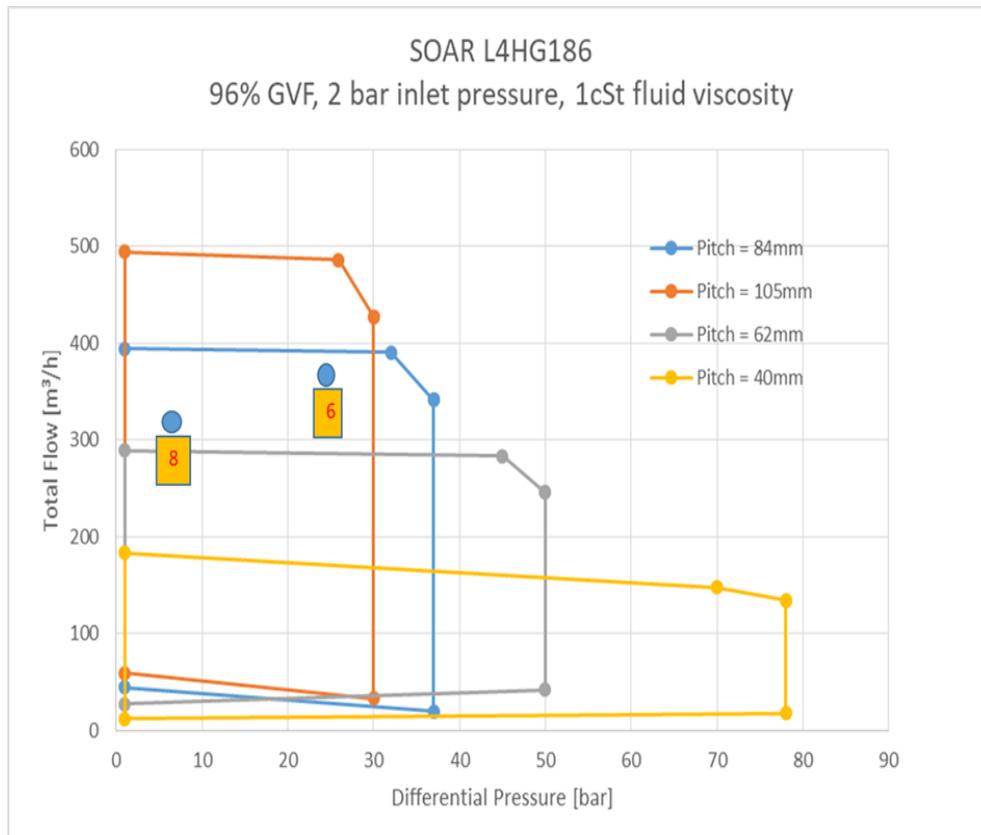
4. Leistriz Multiphase Pump L4MG 200/ 88



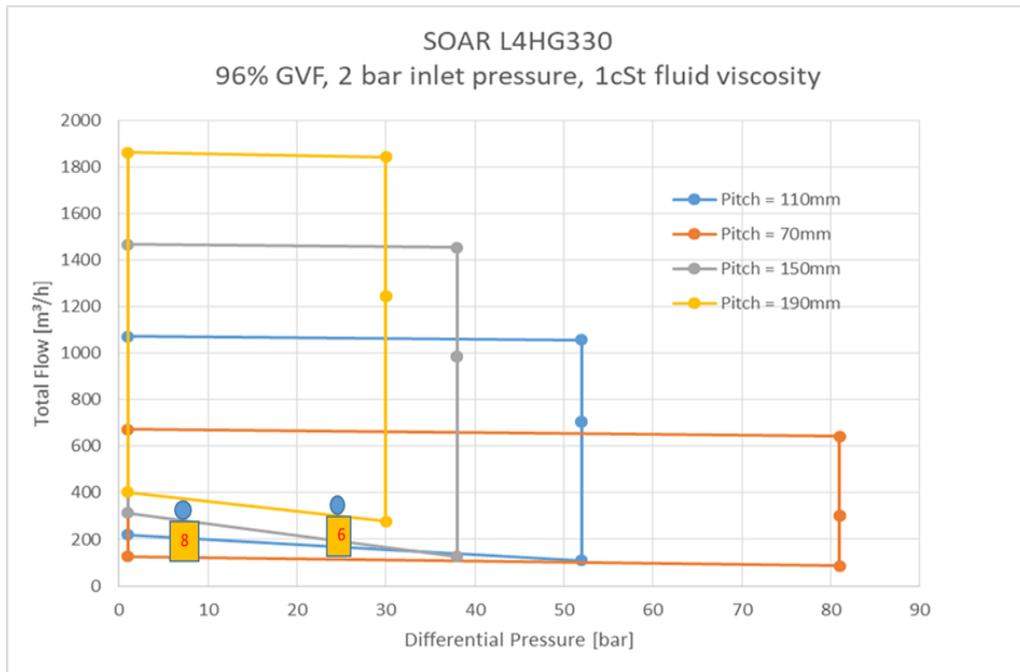
5. Leistriz Multiphase Pump L4MG 200/ 110



6. SOAR L4HG186



7. SOAR L4HG330



Références Bibliographiques

[*] Documents interne de GSE.

[1] L.Mailhe, «cours de production, collecte-traitement-stockage », institut français de pétrole, éditions technip 27rue Ginoux75737 paris Cedex 15, en 1974.

[2] KEN Arnold, M.Stewart: surface production operation (design of oil handling systems and facilities), second edition, volume2, Gulf publishing company, Houston, TX. (1999).

[3] <https://www.sgs.com/en-dz/services/early-production-facilities>.

[4] Djourdem abdel karim, BRAHIM walid. Etude de L'Impact d'EPF sur la Production du Champs HTF. 2017.

[5] <http://dspace.univ-tiaret.dz/bitstream/123456789/11925/5/5-Chapitre%20I.pdf> .

[6] Bonatti well service.

[7] Multiphase Pumping to Enhance Oil Recovery Saurabh Goswami.

[8] Saurabh Goswami. Multiphase Pumping to Enhance Oil Recovery.

[9] <https://www.drillingformulas.com/wp-content/uploads/2016/08/Figure-1-General-Configuration-of-a-Twin-Screw-Pump.jpg>.

[10] <https://pumpvv.com/netzsch-nm031.html> .

[11] Documentation PDF_MPP theory.

[12] Twin_screw_multiphase_pumps_rev2010 in U.S.A.

[13] MULTIPHASE PRODUCTION SYSTEMS, 2014 Leistriz Advanced Technologies Corporation

[14] <https://leistrizcorp.com/pump-technology/multiphase-pumping-systems/multiphase-annulus-gas-unit/>

[15] Guaouas Ahmed Nabil, Kerrou Abdellatif, TelmamiImadeddine, « Etude comparative de la pose d'une pomperie dans la station satellite ONM13 », Université KasdiMerbah Ouargla mémoire de Master, mai 2016.

[16] Multiphase flows in horizontal and inclined pipeline by CFD simulation le web :
<https://www.researchgate.net/publication/285674483>.

[17] ENI «Novel Model For Simulating Performance Of Twin Screw Multiphase Pumps Capable Of Handling high (GVF) With Nodal Analysis to study Reservoir/well/pump Interactions.

[18] B. Herzhaft. Additifs réducteurs de perte de charge en écoulement, en 2000.

