

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 : Hadjer SAOU

THEME

Simulation et analyse de l'impact du raccordement du nouveau
Champ ZAS sur le réseau de collecte existant et apport des pompes
multiphasiques dans l'amélioration des performances de production

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Examinateur	BOUHAFS Smail	MAB	UMBB
Examinateur	TIKOBAINI Mourad	MAA	UMBB
Examinateur	MENAA Abdennour	MAA	UMBB
Encadreur	YOUNSI Karim	MCB	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.

Notre travail vise à modéliser un système de production en utilisant le logiciel GAP. L'objectif principal est d'évaluer la réponse du réseau de production existant RET-CTH après l'insertion d'un nouveau champ ZAS, ainsi que de déterminer les pertes de charges dans les conduites. Nous visons à optimiser le réseau de collecte et à identifier les solutions les plus rentables en proposant l'installation d'une pompe multiphasique dans différents scénarios.

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

Summary :

The study of multiphase fluid flow assurance is essential in the oil industry to simulate different scenarios in real time and analyze the results in order to diagnose flow problems, identify potential solutions to guarantee continuous flow and preserve pipeline integrity.

The aim of our work is to model a production system using GAP software. The main objective is to evaluate the response of the existing RET-CTH production network after the insertion of a new ZAS field, as well as to determine the pressure losses in the pipelines. We aim to optimize the collection network and identify the most cost-effective solutions by proposing the installation of a multiphase pump in various scenarios.

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

Remerciement

Tout d'abord, je tiens à remercier de tout mon cœur mon Dieu pour m'avoir guidé et accompagné à chaque étape de mon PFE.

Je souhaite également exprimer ma gratitude envers moi-même. J'ai appris à être patiente et courageuse, à croire en mes capacités et à surmonter mes propres limites. Je suis fière du mon chemin parcouru et de la personne que je suis devenue.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à la personne qui m'a orientée et guidée durant mon stage pratique, Ouahiba DEKHILI. Votre expertise, votre soutien et vos conseils précieux ont été inestimables pour l'achèvement de mon travail de recherche. Je vous suis vraiment reconnaissante pour votre contribution précieuse.

Je voudrais profiter de cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude envers toutes les personnes qui m'ont soutenue et encouragée, mon encadrant Mr. Younsi et les ingénieurs de GSE Ibrahim, Djilil, Reda, Enrico, Abdesslem et Djamel tout au long de mon parcours de recherche et dans l'élaboration de mon mémoire de fin d'étude.

Ma reconnaissance s'adresse également à ma famille, mon père Ibrahim, ma mère Zarfa ABIBSI, mes sœurs Meriem, Fatima, Rayane, mes frères Yahia, Amine et Raid. Votre amour, votre soutien inconditionnel et vos encouragements constants ont été des piliers essentiels dans la réalisation de ce mémoire. Vos paroles d'encouragement, vos encouragements chaleureux et vos oreilles attentives m'ont aidée à garder le cap et à surmonter les moments difficiles. Je suis extrêmement reconnaissante de vous avoir à mes côtés.

Enfin, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, Rafik, Djamila, Dalila, Radja, Khadidja, Lynda, Wiam, Asmaa et Chaima. Vos conseils, vos commentaires constructifs et votre soutien moral ont joué un rôle déterminant dans l'aboutissement de ce projet. Je suis honorée d'avoir pu compter sur vous et je vous suis reconnaissante pour votre précieuse présence.

Merci infiniment à tous.

Hadjer SAOU

Dédicace

À mes parents, Ibrahim et Zarfa ABIBSI, mes sœurs Meriem, Fatima et Rayane et mes frères
Yahia, Amine et Raid,

Vous avez été les piliers de ma vie, me soutenant inconditionnellement à chaque étape de mon parcours. Votre amour, votre soutien et vos encouragements ont été des sources infinies de motivation et de détermination. Sans vous, cette réalisation n'aurait pas été possible.

À mes amis, Djamila, Rafik, Dalila,

Vous avez été bien plus que des compagnons de route. Vous avez été mes confident(e)s, mes conseiller(e)s et mes inspirations. Vos encouragements, votre présence et votre amitié sincère ont illuminé mon chemin et rendu cette expérience inoubliable.

C'est avec une immense gratitude que je vous dédie ce mémoire de fin d'étude. Vos influences, vos encouragements et votre soutien indéfectible ont façonné la personne que je suis aujourd'hui et ont nourri ma passion pour l'apprentissage. Votre présence dans ma vie a été un véritable cadeau, et je vous suis reconnaissante de tout cœur.

Que cette dédicace soit le témoignage de mon amour, de ma reconnaissance éternelle et de ma profonde admiration envers vous tous. Votre impact dans ma vie est incommensurable, et je serai toujours reconnaissante de vous avoir à mes côtés.

Avec tout mon amour et ma gratitude sincère,

Hadjer SAOU

Sommaire

Résumé

Remerciement

Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Abréviation et Symboles

Introduction Générale

Chapitre 01	Généralités sur le Champ BRN	3
1.1	Présentation du Groupement SONATRACH-AGIP ^[*]	4
1.2	Situation Géographique : ^[*]	4
1.3	Réseau de Collecte et CTH : ^[*]	6
1.3.1	Réseau de Collecte de BRN:	6
1.3.2	Production d’Huile :	6
1.4	Centre de Traitement Huile (CTH) :	9
Chapitre 02	Généralités sur les pertes de charges et réseaux de collecte	11
2.1	Introduction : ^[1]	12
2.2	Définition des pertes de charge : ^[2]	12
2.3	Types pertes de charge : ^[2]	13
2.3.1	Les pertes de charge linéaires :	13
2.3.2	Les pertes de charge singulières :	13
2.4	Objectif du calcul des pertes de charge : ^[2]	13
2.4.1	Calcul des pertes de charge : ^[4]	14
2.5	L’écoulement multiphasique :	16
2.5.1	Les régimes d’écoulement multiphasique : ^[5]	16
2.5.2	Hold-up :	18
2.5.3	Problème du hold-up liquide :	19
2.6	Les corrélations de pertes de charge dans les conduites : ^[5]	20
2.7	L'évaluation des performances hydrauliques d'un système de transport :	24
2.8	Les effets des pertes de charge dominantes :	25
2.9	Les réseaux de collecte : ^[7]	27
2.9.1	Classification des conduites : ^[7]	27
2.10	Plans de réseau de collecte : ^[7]	27
2.10.1	Liaison individuelle :	27

2.10.2	Liaison par collecteur :	28
2.10.3	Les accessoires des collectes :	29
2.11	Les manifolds : ^[8]	29
2.12	Epreuves des collectes : ^[9]	30
2.12.1	Epreuves hydrauliques des canalisations (tests hydrostatiques) :	30
2.12.2	Épreuve d'étanchéité à air :	32
Chapitre 03	Les Pompes Multiphasiques MPP	33
3.1	Introduction	34
3.2	Pompage multiphasique (Surface Multiphase Boosting) :	34
3.3	Les types des pompes multiphasique : ^[10]	34
3.3.1	Les MPP à déplacement positif : ^[11]	35
3.3.2	Les MPP Roto-dynamiques : ^[11]	37
3.4	Les avantages des pompes multiphasiques : ^[12]	38
3.5	Système de production par les pompes multiphasique : ^[13]	39
3.6	Choix de design d'une pompe multiphasique : ^[15]	40
3.7	Les composants du système :	41
3.8	Les problèmes rencontrés dans les pompes MPP et les solutions appliqué : ^[18]	43
3.8.1	L'augmentation de température de la pompe :	43
3.8.2	La solution appliquée :	44
3.9	Conclusion.....	45
Chapitre 04	Modélisation du réseau de collecte ZAS - CTH.....	46
4.1	Information sur le champ ZAS :	47
4.2	Modélisation du réseau de collecte ZAS-RET-RRBN-ROME-M6-CTH :	48
4.3	Modélisation du réseau RET -RRBN -ROME-MFD6-CTH :	49
4.3.1	Les données de base :	49
4.3.2	Procédure de la modélisation :	51
4.3.3	Le calage du modèle :	52
4.3.4	Résultats de la modélisation :	53
4.4	Modélisation du réseau ZAS-CTH :	53
4.4.1	Les données de base :	53
4.4.2	Procédure de la modélisation :	55
4.4.3	Résultats de la modélisation et interprétations :	55
4.4.4	Discussion des solutions recommandées :	60
4.4.5	Design d'une pompe multiphasique (MPP) :	61
4.4.6	Étude technico-économique :	66

4.5	Modélisation du réseau ZAS - RET -RRBN -ROME-M6-CTH après installation d'une pompe MPP au niveau du MFD-RET :	67
4.5.1	Les Données De Base :	67
4.5.2	Les données de la MPP de RET :	67
4.5.3	Procédure de la modélisation :	67
4.5.4	Résultats de la modélisation et interprétations :	68

Conclusion générale & recommandations

Annexes

Référence bibliographiques

Liste des figures

Figure 1-1: Situation géographique du champ BRN.....	5
Figure 1-2: Vue aérienne d'un collecteur (Google Maps).....	7
Figure 1-3 : Réseau de production du bloc 403.	8
Figure 1-4 : Réseau de production Block 401 \ 402.....	9
Figure 2-1 : Pertes de charge linéaires et singulières. [3]	13
Figure 2-2 : Modèle physique d'une conduite. [1] mets le sous la figure.....	15
Figure 2-3 : Types d'écoulement. [6].....	17
Figure 2-4 : Carte du régime d'écoulement multiphasique.	18
Figure 2-5 : Illustration du problème hold-up liquide.....	19
Figure 2-6 : Variation des pertes de charge en fonction du débit dans les systèmes monophasique et multiphasique. [*]	25
Figure 2-7: Liaison individuelle. [7]	28
Figure 2-8 : La liaison par collecteur. [7].....	29
Figure 2-9: Points de regroupement des puits (manifold). [8].....	30
Figure 3-1 : Les types des pompes multiphasiques. [10]	35
Figure 3-2 : Dessin en coupe d'une pompe multiphasique à double vis.[11].....	36
Figure 3-3 : Pompe multiphasique à cavité progressive. [11].....	36
Figure 3-4 : Pompe multiphasique de type hélico-axial. [11]	38
Figure 3-5 : Comparaison entre le système de production conventionnelle et les pompes multiphasiques. [14]	39
Figure 3-6 : Le système de production par les pompes multiphasique.[16].....	41
Figure 3-7 : Le modèle à disque circulaire (cas d'un mélange).[18]	43
Figure 3-8 : Assemblage des pompes multiphasiques Leistritz.[17]	44
Figure 3-9 : Diagramme de recirculation externe.[18].....	45
Figure 4-1 : Schéma de raccordement du puits ZAS-1	48
Figure 4-2 : Schéma du réseau de production RET → CTH.....	49
Figure 4-3 : La modélisation de réseau RET→CTH sur GAP.....	52
Figure 4-4 : Réseau de collecte existant champ de ZAS.....	54
Figure 4-5 : La modélisation de réseau ZAS→CTH sur GAP.....	55
Figure 4-6 : Les pertes de charge dominantes sur les lignes de ZAS à CTH.....	57
Figure 4-7 : la variation des pertes de charge sur la ligne ZAS-RET en fonction de débit de ZAS.	59

Figure 4-8 : Schéma synoptique du MFD RET (Installation MPP).....	61
Figure 4-9 : Courbe de performance de la pompe Leistritz L4MG-200/52.	65
Figure 4-10 : La modélisation de réseau ZAS→CTH avec la MPP du MFD RET sur GAP ..	67
Figure 4-11 : La modélisation de réseau ZAS→CTH avec la MPP du MFD RET sur GAP ..	67
Figure 4-12 : La modélisation du réseau ZAS→CTH avec la MPP de RET sur GAP	68

Liste des tableaux

Tableau 3-1: Propriétés des différentes pompes multiphasiques.	38
Tableau 4-1 : Propriétés de fluide	50
Tableau 4-2 : Données de production au niveau des manifolds.....	50
Tableau 4-3 : Le données de Pressions	51
Tableau 4-4 : Le profil des pipelines.....	51
Tableau 4-5 : Les données de la MPP de RRBN.	51
Tableau 4-6 : Résultats de simulation de réseau de Collecte depuis RET vers CTH	53
Tableau 4-7 : Propriétés de fluide de ZAS	54
Tableau 4-8 : Données de production de MFD ZAS	54
Tableau 4-9 : Le profil de pipeline ZAS-RET	55
Tableau 4-10 : Les valeurs de pression calculées avant et après l’insertion de MFD-ZAS.....	56
Tableau 4-11 : Les pertes de charge sur les lignes de ZAS à CTH pour un débit fixe=300 bbl/d	56
Tableau 4-12 : Les valeurs de débit de ZAS choisi pour la simulation	57
Tableau 4-13 : Les valeurs de pression calculées après l’insertion de MFD-ZAS pour différents débits.	58
Tableau 4-14 : Les pertes de charge sur la ligne ZAS-RET pour différents débits	59
Tableau 4-15 : Design de la pompe MPP avec différents débits	64
Tableau 4-16 : comparaison économique entre le gain de production & les coûts de la MPP.	66
Tableau 4-17 : Les données de la MPP de RET	67
Tableau 4-18 : Résultats de pression calculées après l’insertion d’une MPP au niveau de MFD RET.	68

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	bbl
Q_L	Débit total de liquide	bbl
Q_w	Débit d'eau	bbl

Introduction Générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière est l'un des secteurs les plus importants de l'économie mondiale. Elle fournit l'énergie nécessaire aux transports, à la fabrication et à la vie quotidienne.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, le transport de fluides multiphasiques, qui comprennent généralement une combinaison de pétrole, de gaz et d'eau, présente des défis uniques. L'un des aspects cruciaux pour assurer le transport efficace et fiable de ces fluides est la mise en œuvre de pompes multiphasiques. Ces pompes, spécialement conçues pour traiter les flux multiphasiques, jouent un rôle essentiel dans le maintien des taux de production, l'optimisation des coûts opérationnels et la garantie de l'intégrité de l'infrastructure des champs pétroliers.

Une pompe multiphasique est un équipement spécialisé qui permet de traiter simultanément le pétrole, le gaz et l'eau dans leur état mixte naturel. Contrairement aux pompes monophasées traditionnelles, qui sont conçues pour traiter un seul fluide à la fois, les pompes multiphasiques sont capables de traiter les proportions variables de pétrole, de gaz et d'eau présentes dans le flux multiphasique.

L'étude de l'assurance de l'écoulement (Flow Assurance) à l'aide des logiciels tel que GAP, OLGA, ... Est d'une importance capitale dans l'industrie pétrolière car elle permet d'optimiser les paramètres opérationnels et de concevoir des solutions rentables. En simulant différents scénarios en temps réel et en analysant les résultats :

- Les ingénieurs peuvent diagnostiquer les problèmes liés à l'écoulement, identifier les solutions potentielles et prendre des décisions éclairées pour garantir l'écoulement ininterrompu des fluides et l'intégrité du pipeline.

Notre présent travail entre dans ce contexte, son objectif principal est :

- La modélisation de système de production (Puits - Réseau de collecte - Séparateur) avec un logiciel appelé GAP afin d'évaluer la réponse du réseau de production existant après l'insertion d'un nouveau champ ZAS, et déterminer les valeurs de pertes de charges dans les conduites.
- Détermination de tous les scénarios possibles et proposition d'installation des pompes MPP pour l'optimisation du réseau de collecte.

Par conséquent, nous entamons ce mémoire présentant le travail réalisé par cette introduction générale qui donne une idée sur le thème abordé tout en exposant clairement notre but. Ainsi, ce mémoire est structuré en quatre chapitres.

Un aperçu général sur le groupement GSE et le champ de BRN sera présenté dans le premier chapitre.

Dans le deuxième chapitre, nous nous intéresserons aux définitions des pertes de charges, les types de pertes de charge pour l'écoulement multiphasique, et les équations les plus répandues pour les calculer. Avec des définitions générales sur les réseaux de collecte et les manifolds.

Le troisième chapitre est consacré aux pompes multiphasiques, leurs types, leurs rôles, avantages et leurs principes de fonctionnement ; ainsi que leur choix de design.

Dans le quatrième chapitre, nous exposons la simulation d'un réseau de collecte (RET → RRBN → ROME → M6 → CTH), Puis évaluer la réponse du réseau de production existant après l'insertion d'un nouveau champ ZAS (ZAS → RET → RRBN → ROME → M6 → CTH) en utilisant le logiciel GAP, puis proposition d'installation des pompes MPP pour l'optimisation du réseau de collecte avec un synthèse des résultats et une approche économique.

Nous achèverons ce travail par une conclusion générale récapitulant les principaux résultats obtenus au cours de cette étude ainsi que des recommandations futures pour une éventuelle amélioration des réseaux de collecte.

Chapitre 01

Généralités sur le Champ BRN

1.1 Présentation du Groupement SONATRACH-AGIP ^[*]

Le 29 mai 1995 SONATRACH et AGIP constituent le premier groupement en Algérie dénommé GROUPEMENT SONATRACH –AGIP (GSE) qui est un organisme opérationnel et administratif mixte et paritaire, le groupe SONATRACH (Algérie) et le groupe ENI (Italie) crée dans le cadre d'une 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 sur des durées de 20 ans et plus.

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%)**

Ses principaux champs de pétrole sont situés à Bir Rebaa Nord (BRN). Opérateur dans les blocs 403,403a, 403d (champs BRN, BRW, BRSW, ROM, ROME, ROMN, ZEA, ZEK et REC), Berkine Nord BN (Champs HBNP, HBNEP, SFPW, ZAS, RET, RRBN, HDLE, DLS, BRNP et BRSWP) et dans les blocs 401a et 402a (champs ROD).

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.

1.2 Situation Géographique : ^[*]

L'usine de BRN (Bir Rebaa Nord) se trouve dans la zone homonyme du Sahara à environ 315 Km de Hassi Messaoud, wilaya d'Ouargla. (Voir **Figure 1-1**)

L'usine est conçue pour traiter l'huile brute arrivant des puits du gisement de BRN et l'expédier par oléoduc 20" au terminal de MESDAR éloigné d'environ 230 Km.

Un centre huile satellite nommé ROM a été réalisé pour permettre l'exploitation du gisement en plus des autres petits gisements limitrophes ZEK et ZEA. La production de ROM est collectée sur les réseaux de collecte de BRN par un oléoduc de 8" de 32 Km.

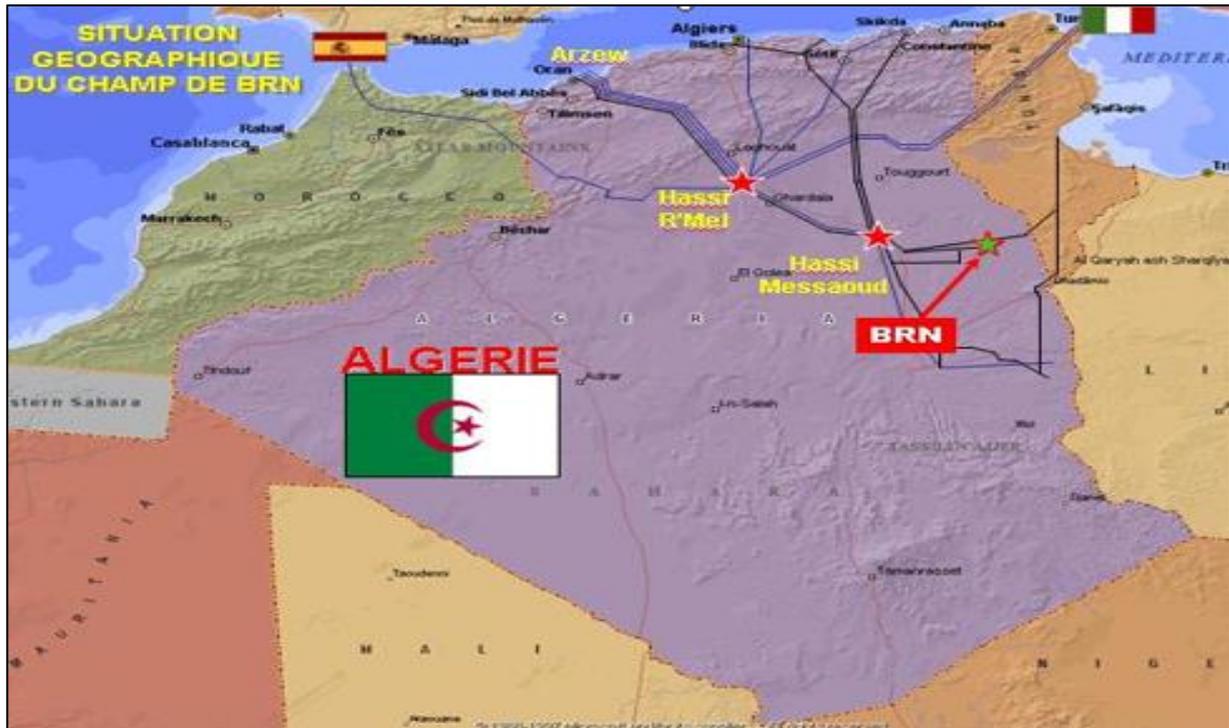


Figure 1-1: Situation géographique du champ BRN.

Les activités de l'association remontent au 15/12/1987, date de signature du premier contrat d'association entre SONATRACH (Société Nationale de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures) et la société italienne ENI (Ente National Hydrocarbure) pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur le bloc 403. Depuis cette date à ce jour le GSE est arrivé gérer plusieurs blocs (403,403a, 403d, ROD et Gis SAT).

Bloc 403 : contient les gisements :

- BRN: Bir Rebaa Nord
- BRW: BIR Rebaa west
- BRSW : Bir Rebaa Sud West

Bloc 403a : contient les gisements :

- ROM : Rhourd Messaoud Est
- REC : Rhourd Ech Chuli

Bloc 403d : contient les gisements :

- ROD: Rhourd Oled Djemaa
- SFNE: Sif Fatima North Est

Gisements satellites :

- BSF: Bir Sif Fatima
- SF : SIF FATIMA
- RDB: Rhourd Debdaba
- RERN: Rhourd Er Rouni North
- RAR : Rhourd Attar

Ces gisements s'étendent sur les blocs 401a, 402a, 403a et 403d.

1.3 Réseau de Collecte et CTH :^[*]

1.3.1 Réseau de Collecte de BRN:

C'est l'ensemble des conduites affectées au transport des effluents brut entre les puits et le centre de traitement d'huile (CTH). Ce réseau permet de faciliter le transport des effluents et réduire l'investissement (surtout si le CTH est éloigné ou si le champ est étendu). Généralement, on peut trouver deux types des liaisons :

- **Liaison individuelle** : utilisé lorsque le **CTH** est très proche du puits.
- **Liaison par collecteur** : (manifold) : ce type c'est le plus utilisé, se réalise par le choix d'un ou plusieurs points de groupement, où aboutissent les lignes de production, les effluents sont mélangés par le collecteur vers le **CTH**.

1.3.2 Production d'Huile :

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



Figure 1-2: Vue aérienne d'un collecteur (Google Maps).

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 la Pompe à Débit Multi-Phasique (MPP) ou du Compresseur (pour envoyer du gaz de la ROM CTH au CTH principal).

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.

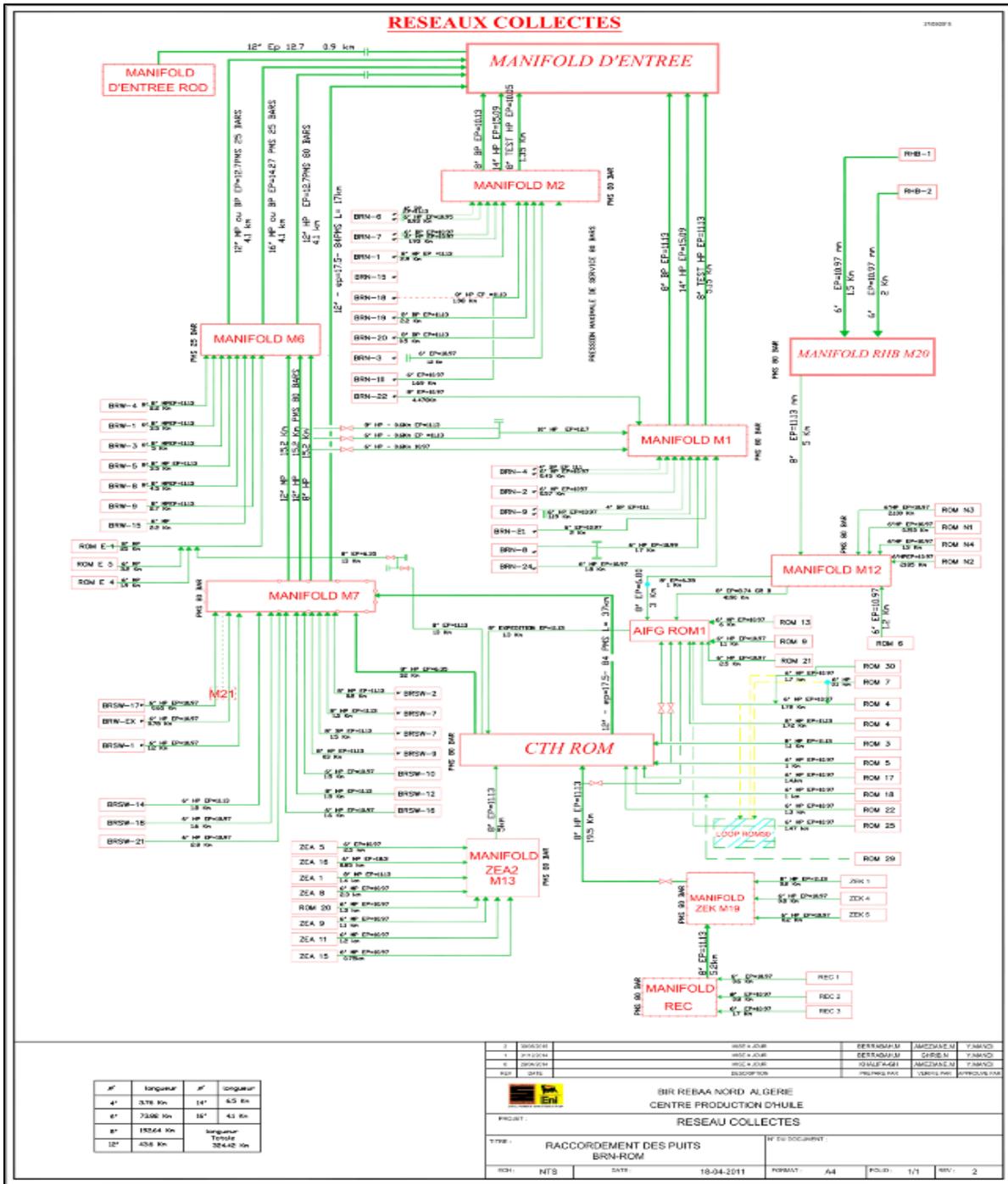


Figure 1-3 : Réseau de production du bloc 403.

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

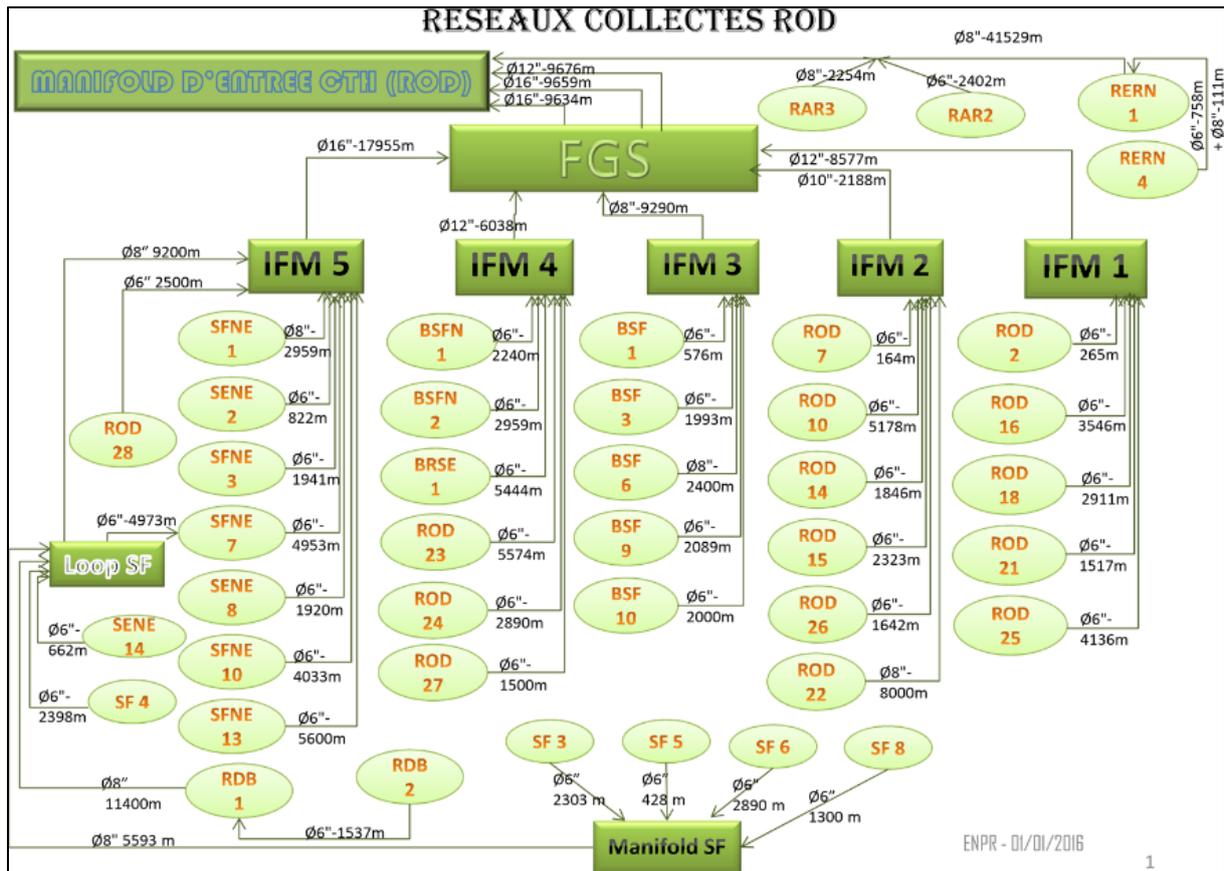


Figure 1-4 : Réseau de production Block 401 \ 402.

Le pétrole brut arrivant des puits (RAR2 , RAR3, RERN6 RERN4 et RERN5) à très basse pression, ils sont directement connectés au CTH sans collecteur et envoyées directement vers le séparateur BP

1.4 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 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 envoyé avec son gaz au CTH pour le traitement final.

Une fois cette huile est 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 1-5 : Vue Aérienne de CTH.

Chapitre 02

Généralités sur les pertes de charges et réseaux de collecte

2.1 Introduction : [1]

L'effluent (la production) provenant des puits du pétrole est acheminée vers les centres de traitements et séparations à travers un réseau de conduites appelé réseau de collecte. Généralement, cet effluent est un fluide multiphasique (ou poly-phasique) composé de plusieurs phases (huile, eau de gisement et gaz).

Après la séparation de cet effluent (sortie des séparateurs), l'huile monophasique et le gaz seront acheminés à travers des canalisations distinctes vers les centres de traitements. A cet effet, nous distinguons deux types d'écoulements : un écoulement monophasique régi par des équations analytiques et un écoulement multiphasique régi par des équations empiriques (corrélations) complexes.

2.2 Définition des pertes de charge : [2]

En mécanique des fluides, une perte de charge est liée à un frottement qui est le résultat de la viscosité des fluides. Un fluide parfait sans viscosité ne va pas générer de perte de charge. En revanche, certains fluides vont rencontrer une résistance en écoulement.

On peut dire aussi qu'une perte de charge est une chute de pression d'un fluide en mouvement dans un canal, un tube, un conduit ou tout autre appareil de réseau de fluide.

Dans tous les cas, les pertes de charge du fluide peuvent s'expliquer par :

- La vitesse du fluide (plus un fluide a une vitesse faible, plus la perte de charge sera faible)
- Les frottements dus à la viscosité du fluide
- La rugosité des parois de la canalisation ou du tube
- La variation de vitesse des éléments
- Le diamètre de la conduite.

2.3 Types pertes de charge : [2]

Les pertes de charge peuvent être de différentes natures :

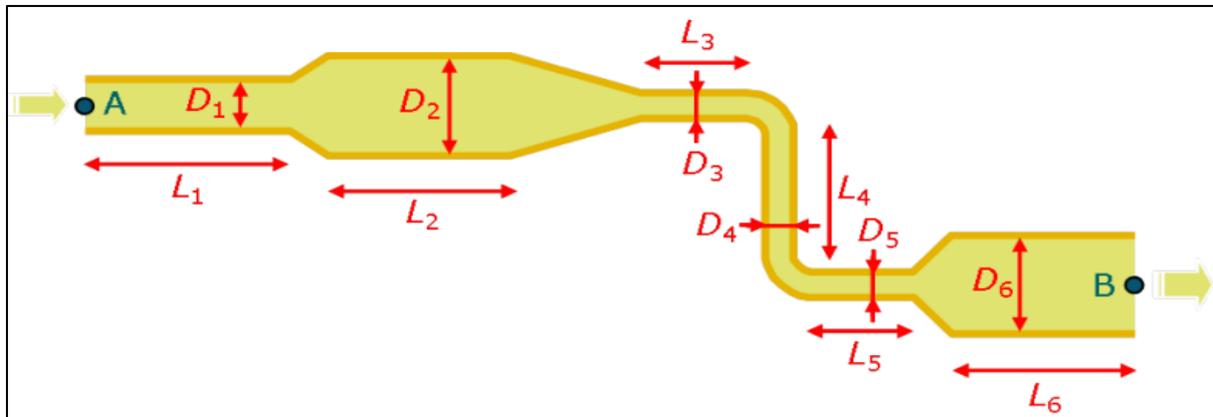


Figure 2-1 : Pertes de charge linéaires et singulières. [3]

2.3.1 Les pertes de charge linéaires :

Les pertes de charge linéaires (ou régulières), est causée par les frottements sur les parois courantes du réseau, à la viscosité du fluide qui peut avoir tendance à coller aux parois des conduites. Les pertes de charge linéaires dépendent de : la rugosité interne des conduites et du type d'écoulement.

2.3.2 Les pertes de charge singulières :

Les pertes de charge singulières se produisent lorsqu'il y a une modification géométrique des conduites. Ces derniers perturbent l'écoulement normal du fluide, peuvent provoquer le décollement du fluide des parois des différents tronçons, voire occasionner des tourbillons à l'intérieur de la conduite. Comme les coudes, les raccordements en T, les vannes et robinets, les appareils de mesure, les rétrécissements et variations de section, les clapets, filtres...

2.4 Objectif du calcul des pertes de charge : [2]

Le calcul de la perte de charge en mécanique des fluides est fondamental car il est le point de départ de calcul du dimensionnement d'une canalisation en tuyauterie industrielle ou encore des caractéristiques des pompes industrielle ou ventilateurs ou conduites hydrauliques.

2.4.1 Calcul des pertes de charge : ^[4]

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 s 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.

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{tot} = \left(\frac{dP}{dz}\right)_{acc} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{grav} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{frott} \quad (2.1)$$

Où :

$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{acc}$: est le gradient de pression dû à l'accélération. Correspondant à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide.

$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{grav}$: est le gradient de pression dû à la gravité. Correspondant à la variation d'énergie potentielle (élévation).

$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{frott}$: est le gradient de pression dû aux frottements.

Tell que :

$$\left[\frac{dP}{dz}\right]_{élé} = \rho_m \cdot \sin \theta \cdot \frac{g}{g_c} \quad (2.2)$$

$$\left[\frac{dP}{dz}\right]_F = f_m \cdot \frac{\rho_m v_m^2}{2} \cdot g_c \cdot \varphi \quad (2.3)$$

$$\left[\frac{dP}{dz}\right]_{acc} = \rho_m \cdot v_m \cdot dv_m / g_c dz \quad (2.4)$$

En intégrant les équations (2.1), (2.2), (2.3) et (2.4), on retombe sur la fameuse équation de Bernoulli généralisée, qui s'écrit comme suit :

$$\frac{v_{m1}^2}{2g} + Z_1 + \frac{P_1}{\rho_m g} = \frac{v_{m2}^2}{2g} + Z_2 + \frac{P_2}{\rho_m g} + \Delta H \quad (2.5)$$

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 qui est le terme de l'énergie cinétique, est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans les pipes, ce terme est proche de zéro, mais il peut être significatif dans des cas de faible pression et GOR élevé où on aura un changement rapide de vitesse et par conséquent le terme d'accélération devient significatif.

Le terme d'élévation où gravité est indépendant du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Il faut dire aussi que pour un même débit massique de fluide à l'entrée, la proportion de gaz et liquide va varier tout le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température.

Le terme de friction due aux forces de frottements.

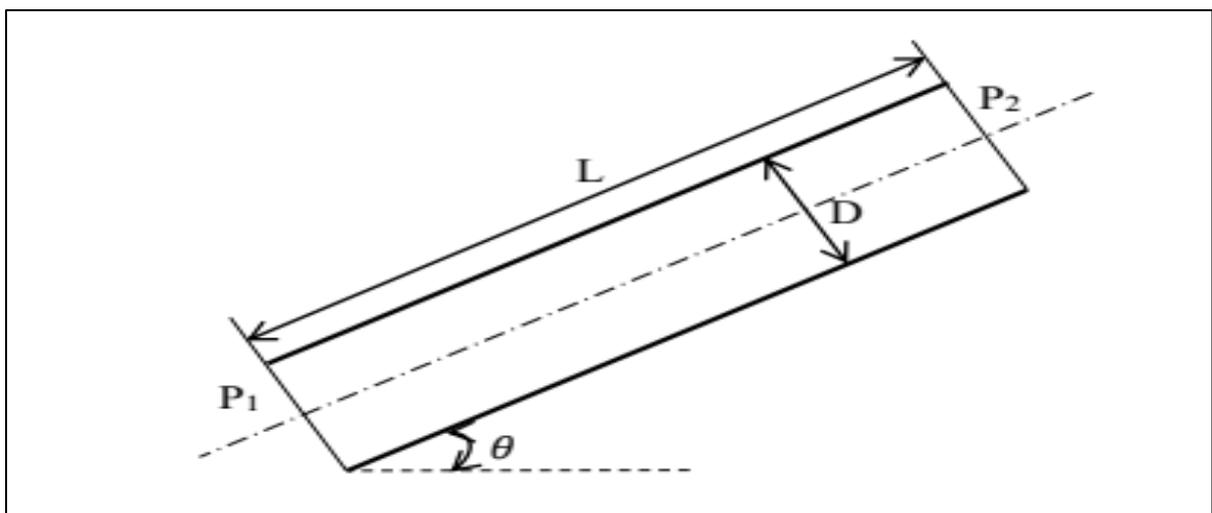


Figure 2-2 : Modèle physique d'une conduite. [1]

2.5 L'écoulement multiphasique :

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ...).

2.5.1 Les régimes d'écoulement multiphasique : [5]

En fonction de la vitesse d'écoulement, du diamètre de la conduite ainsi que le GOR, on distingue, pour un écoulement horizontal, sept régimes d'écoulements suivants :

- a) **Écoulement dispersé à bulles (Bubble flow)** : lorsque le débit de liquide est important par rapport au débit du gaz (faible GOR), les forces d'inerties qui s'exercent sur le gaz ont pour conséquence la formation de bulles.
- b) **Écoulement à poches (plug flow)** : les poches de gaz s'alternent avec les bouchons de liquide.
- c) **Écoulement stratifié (stratified flow)** : sous l'effet de la gravité, le gaz (moins dense) occupe la partie supérieure de la conduite et le liquide (plus dense que le gaz) occupe à son tour la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.
- d) **Écoulement stratifié à vagues (wavy flow)** : les vagues sont générées par l'écoulement du gaz.
- e) **Écoulement à bouchons (slug flow)** : Pour des vitesses de gaz et de liquides moyennes, la structure présente une succession de poches de gaz et de bouchons de liquide qui contiennent de petites bulles. L'écoulement à poches bouchons est celui qui pose actuellement le plus de problème à l'industrie pétrolière.
- f) **Écoulement annulaire (annular flow)** : Lorsque le débit de gaz est important (GOR élevé), les forces de gravité sont négligeables devant les forces d'inerties. Le liquide est plaqué complètement sur la paroi en formant un film annulaire autour de l'écoulement de gaz.
- g) **Écoulement dispersé à gouttelettes (spray flow)** : pour les grandes vitesses de gaz et les faibles contenus liquides.

Parmi les différents régimes d'écoulement possibles, le plus critique est l'écoulement à bouchons (slug flow) en raison des oscillations de pression et de débit. Les bouchons peuvent généralement causer des problèmes de vibration, une augmentation de la corrosion et des chutes de pression globales, ainsi que des problèmes d'équipement en aval en raison de leur comportement instable.

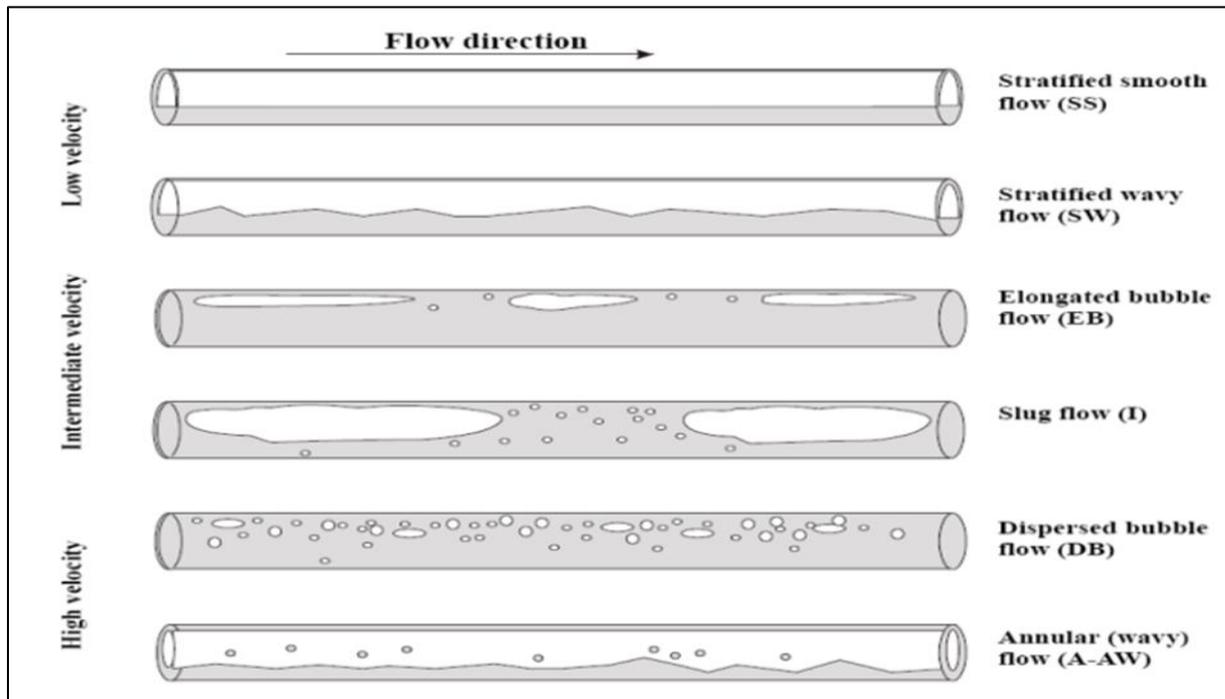


Figure 2-3 : Types d'écoulement. [6]

L'un des facteurs influençant l'observation des différents types de régimes d'écoulement est que les vitesses du liquide et du gaz ne sont pas les mêmes dans les écoulements multiphasiques. Les écoulements stratifiés ont tendance à se produire dans les écoulements descendants et horizontaux qui ont un faible débit de gaz et de liquide. Lorsque la vitesse du gaz augmente, l'écoulement devient un écoulement stratifié ondulé. Si la vitesse du gaz est suffisamment élevée, en raison du frottement entre le gaz et la surface du liquide, les ondes peuvent atteindre le haut de la conduite et le gaz peut être étranglé ou bloqué. Dans ce cas, un écoulement discontinu se forme, soit sous forme de bulles allongées, soit sous forme d'écoulement de boue

La **figure 2-4** 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.

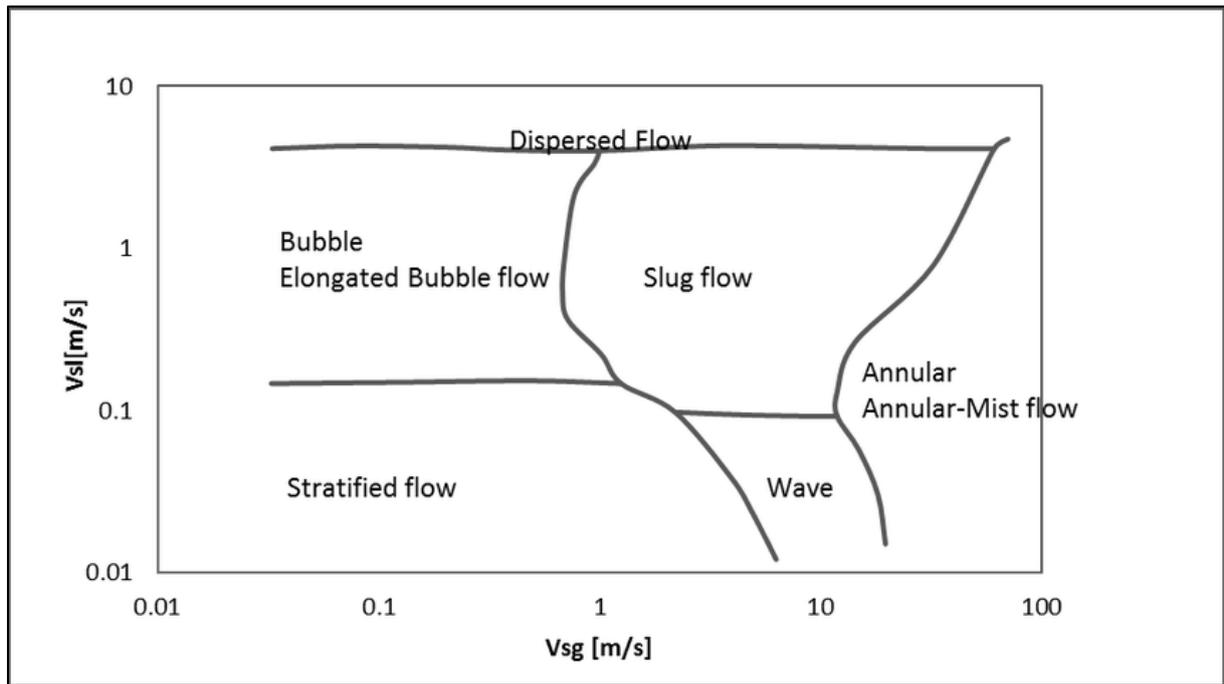


Figure 2-4 : Carte du régime d'écoulement multiphasique.

2.5.2 Hold-up :

Généralement utilisé dans le domaine des écoulements multiphasiques pour indiquer les fractions de volume occupées par chaque phase (gaz et liquide) dans une conduite pour un instant donné. Le hold-up liquide et le hold-up gazeux sont définis comme suit :

$$H_l = \frac{V_l}{V_t} ; H_g = \frac{V_g}{V_t} ; H_g = 1 - H_l \quad (2.6)$$

Avec :

H_l : hold-up liquid

H_g : hold-up gaz

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]

La valeur du hold-up liquide varie de zéro (0) pour un écoulement monophasique du gaz à un (1) pour écoulement monophasique de liquide. Le hold-up peut être mesurée expérimentalement par plusieurs méthodes, tels que la résistivité ou en piégeant flux dans un segment à l'aide des vannes à fermeture rapide puis en mesurant le volume du liquide piégé.

La détermination du hold-up est nécessaire pour le calcul de plusieurs paramètres notamment la masse volumique (ou la densité) du mélange, la viscosité effective et les transferts thermiques.

Exemple : masse volumique du mélange

$$\rho_m = H_l \cdot \rho_l + H_g \cdot \rho_g \quad (2.7)$$

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]

2.5.3 Problème du hold-up liquide :

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, 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 de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage des conduites et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

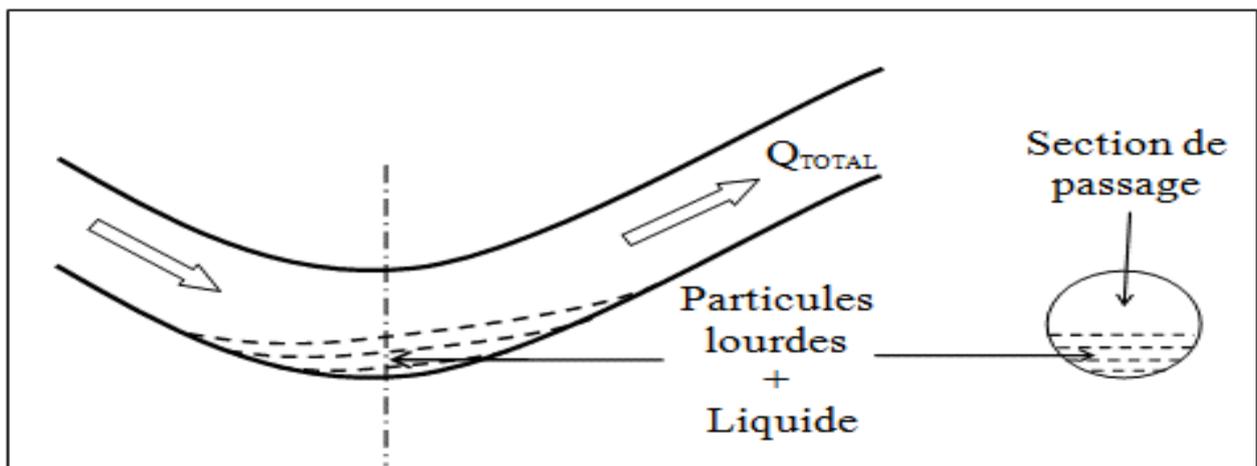


Figure 2-5 : Illustration du problème hold-up liquide.

2.6 Les corrélations de pertes de charge dans les conduites : [5]

Les corrélations d'écoulement multiphasique sont utilisées depuis de nombreuses années pour calculer la perte de charge dans les tubes et les conduites d'écoulement. Elles ont commencé par de simples modifications des calculs de perte de charge pour les écoulements monophasés, sont passées à des corrélations d'écoulements biphasés qui ne prenaient pas en compte les cartes d'écoulement ou la vitesse de glissement, à des modèles biphasés plus sophistiqués qui tenaient compte du glissement et des cartes d'écoulement, puis à des modèles mécanistes bi et triphasés plus sophistiqués (Ansari, 1990).

L'idée de chaque corrélation était basée sur la définition de certains paramètres qui affectent la perte de charge de l'écoulement multiphasique (par exemple, les propriétés du mélange au lieu des propriétés de la phase unique telles que la densité) et la corrélation de ces paramètres avec la perte de charge. En outre, et en raison des phénomènes de mélange, de nouveaux paramètres sont apparus, tels que le glissement et la retenue, afin de prédire avec précision la perte de charge résultant d'un écoulement multiphasique.

Contrairement à l'écoulement monophasique, les pertes de pression dans l'écoulement multiphasique sont attribuées à la présence de la phase gazeuse qui a tendance à glisser sur la phase liquide sans contribuer à sa portance. C'est pourquoi de nombreux chercheurs ont tenté de corréler les pertes par glissement et par frottement au moyen d'un facteur de perte d'énergie unique, identique à celui utilisé pour le problème de l'écoulement monophasique. D'autres chercheurs ont choisi de mesurer la retenue du liquide, ce qui leur a permis de corriger la partie du gradient statique du gradient total pour tenir compte des effets du glissement. Les pertes restantes ont été attribuées au frottement et les facteurs de frottement ont généralement été calculés à partir des données d'essai.

Dans les paragraphes suivants, les principales idées et données utilisées pour dériver les différentes corrélations d'écoulement polyphasique sont résumées pour les corrélations les plus utilisées ou les plus connues :

Gilbert (1930), Gilbert a éliminé la nécessité d'utiliser des formules mathématiques complexes en établissant, de manière empirique, des traversées de pression pour des taux de production allant jusqu'à 600 BBL/D dans cinq tailles de tubes différentes et une large gamme de rapports gaz-huile.

Poettmann et Carpenter (1952), il s'agit de la première tentative de calcul d'une corrélation de débit multiphasique. La corrélation est basée sur des données de débit relativement faible "300 - 800 BBL/D" avec un faible GLR "100 - 800 SCF/BBL" dans et pouces de diamètre extérieur de tube. La corrélation est basée sur une base de données de 49 puits (34 puits en écoulement et 15 puits de gaz).

Baxendell et Thomas (1961), ils ont travaillé sur des données concernant des débits allant jusqu'à 5 000 BBL/D de pétrole brut léger et moyen. La corrélation a donné de bons résultats à des débits supérieurs à 900 BBL/D pour le "tubing outside diameter" avec une précision de $\pm 5\%$ pour les calculs de gradient, mais pour des débits inférieurs à 300 BBL/D en pouces de tubing OD, la précision était de $\pm 10\%$ dans les données rapportées.

Fancher et Brown (1963), en utilisant un puits expérimental de 8 000 pieds, ils ont effectué des essais de gradient de pression d'écoulement en présence d'un écoulement multiphasique continu à travers des tubes de diamètre extérieur de quelques pouces. Les essais ont été réalisés à des débits de 75 à 936 BBL/D avec des GLR de 105 à 9 433 SCF/BBL. Les données ont ensuite été utilisées pour développer la corrélation.

Duns et Ros (1963), ont réalisé une expérience basée sur un puits vertical d'une profondeur de 10 000 pieds, avec un GOR de 750 SCF/BBL et une taille de tube de 3,5" de diamètre extérieur. L'écoulement d'air et d'huile dans un tuyau vertical de 8 cm a été effectué pour mesurer la rétention de liquide. Ils ont introduit des cartes d'écoulement pour caractériser le régime d'écoulement (bulle, bouchon, etc.) et ont inclus le calcul de la vitesse de glissement pour définir le régime d'écoulement. Le calcul du frottement, de l'accélération et du gradient de pression statique dans chaque régime a été réalisé à l'aide de différentes équations.

Hagedorn et Brown (1964), ont utilisé un puits d'essai expérimental pour mener des expériences d'écoulement en utilisant quatre liquides de viscosités très différentes. Les fluides ont été produits par air lift à travers des tubes en pouces dans un puits de 1 500 pieds afin de déterminer l'effet de la viscosité du liquide sur les gradients de pression d'écoulement en deux phases. L'essai a porté sur des débits de 30 à 1 680 BBL/D avec des GLR de 0 à 3 270 SCF/BBL. La conclusion a été que les effets visqueux sont négligeables pour des viscosités de liquide inférieures à 12 cp, mais doivent être pris en compte lorsque la viscosité du liquide est supérieure à cette valeur. La précision de cette corrélation (qui est largement utilisée) était d'environ 1,2 % avec une déviation standard de 10,3 %.

Orkiszewski (1967), des données provenant de puits de pétrole lourd vénézuéliens et 126 points de Poettmann et Carpenter, Baxendell et Thomas, Fancher et Brown, et Hagedorn et Brown ont été utilisés pour tester la corrélation afin d'étudier les effets de la rétention et du glissement de liquide dans différentes zones de régime d'écoulement. La précision rapportée était d'environ -0,8 % avec un écart type de 10,3 %.

Beggs et Brill (1973), dans cette autre corrélation d'écoulement multiphasique largement utilisée, les auteurs ont étudié l'effet de l'angle d'inclinaison de la conduite sur la rétention de liquide et la perte de pression. Un appareil expérimental a été conçu et construit pour mesurer les débits, le gradient de pression, l'angle d'inclinaison et la rétention de liquide. Les données ont été recueillies dans des tuyaux acryliques transparents de 90 pieds de long avec des débits de gaz allant de 0 à 300 Mscf/D et des débits de liquide allant de 0 à 1 029 STB/D à travers des tuyaux de diamètres nominaux 1" et 1,5", en utilisant l'air et l'eau comme fluides de référence. 584 essais d'écoulement diphasique ont été réalisés dans différentes conditions de débit, de rétention de liquide et d'inclinaison de la conduite. La précision de la corrélation était d'environ 1,11 % avec une déviation standard de 9,3 %.

Mukherjee et Brill (1983), les auteurs ont cherché à prédire la rétention de liquide pour un écoulement diphasique dans des conduites inclinées. Ils ont utilisé un dispositif expérimental avec du kérosène et de l'huile de graissage comme phases liquides avec de l'air sur un tube d'acier nominal de 1,5" de diamètre intérieur pour une forme de U inversé de 56, 22 et 32 pieds de long.

Aziz et Govier (1972), les auteurs ont développé une méthode de prédiction basée sur une mécanique solide pour le modèle d'écoulement couramment rencontré dans les puits de pétrole. Ils ont travaillé sur des données collectées à partir de 48 puits d'essai (38 d'Espanol, 1 d'Orkiszewski, 1 de Poettmann et Carpenter et 7 de dossiers de l'Energy Resources Conservation Board). La précision était d'environ 8,9 % d'erreurs absolues.

Cornish (1976), l'auteur a utilisé un puits vertical avec un débit supérieur à 5 000 BBL/D dans un tube, un tubage et un anneau de tubage de grand diamètre. Le pétrole et le gaz ont pu s'écouler simultanément. La précision de la corrélation était d'environ -0,84 % avec un écart type de 2,06 %.

Minami et Brill (1987), une étude du modèle mécaniste pour l'écoulement stratifié dans des conduites horizontales avec un diamètre intérieur de 3,068" a été appliquée pour prédire la

rétenction de liquide dans les gazoducs humides. Le kérosène et l'eau ont été utilisés comme liquides et l'air comme source de gaz. 57 points de données pour le kérosène/air, 54 points de données pour l'eau/air et 8 points pour le mélange eau plus surfactant/air ont été utilisés pour étudier l'effet de la tension superficielle sur la rétenction de liquide, qui s'est avéré négligeable.

Ansari (1990), un autre modèle mécaniste composé d'un modèle pour la prédiction de l'écoulement et d'un ensemble de modèles indépendants pour la prédiction des caractéristiques de l'écoulement telles que la rétenction et la chute de pression dans les écoulements à bulles, à bouchons et annulaires a été développé. La base de données utilisée était composée de 1 775 cas de puits couvrant une grande variété de données de terrain, le taux de pétrole allant de 0 à 27 000 bbl/j et le taux de gaz de 0,0015 à 110 MMscf/D. Les performances du modèle ont également été comparées à six corrélations empiriques couramment utilisées. La précision rapportée était d'environ 12,1 % d'erreur absolue moyenne avec un écart type de 17,1 %.

L'équipe d'exploration BP du GRE (1994) a recueilli pendant 8 ans des données sur les caractéristiques de l'écoulement des boues sur de nombreuses conduites afin de mettre au point cette corrélation. Cette corrélation prend en compte les paramètres de vitesse, de longueur et de rétenction.

Duns et Ros modifiés Cette corrélation représente des modifications de la corrélation originale de Duns et Ros. Les modifications sont les suivantes

- Utilisation d'une carte d'écoulement différente (par Gould et al).
- Ajout de la correction de Beggs et Brill pour modifier la corrélation de rétenction afin de tenir compte de la déviation des puits.
- Utilisation d'un facteur de friction modifié (Kleyweg 1983).

Gray (1978), la corrélation de Gray a été développée pour les puits de gaz produisant de petites quantités de liquide (eau et/ou condensat). Cette corrélation a résisté à l'épreuve du temps et donne généralement de bons résultats dans les puits de gaz pour des rapports condensat-gaz allant jusqu'à environ 50 STB/MMscf et des rapports d'eau produite élevés.

Corrélations Petroleum Experts (Manuel d'aide du logiciel Prosper, Petroleum Experts, 2013), dans une série de corrélations, Petroleum Experts a incorporé des techniques provenant de différentes corrélations pour améliorer la prévisibilité de leurs corrélations. Ils ont également incorporé des approches de modèles mécanistes dans certaines de leurs corrélations les plus récentes.

2.7 L'évaluation des performances hydrauliques d'un système de transport :

L'évaluation des performances hydrauliques d'un système de transport spécifique consiste à calculer les pertes de charge globales en fonction du diamètre des conduites et de l'enveloppe de débit prévue. La perte de charge totale est calculée selon la formule suivante :

$$\Delta P_{TOT} = \Delta P_G + \Delta P_F \quad (2.8)$$

- Dans les systèmes de transport monophasique, ΔP_G peut être considéré comme pratiquement indépendant du débit, de sorte que les pertes de charge totales sont directement proportionnelles au débit. Cela signifie que plus le débit est élevé, plus les pertes de charge totales sont importantes.
- Dans les systèmes multiphasiques, ΔP_G peut être très dépendante du débit : en fait, à un débit réduit, l'accumulation de liquide peut commencer à augmenter de manière significative, devenant le facteur dominant pour le calcul de la perte de charge globale. En montrant une illustration (**figure2-6**) de la comparaison entre la tendance de la perte de charge multiphasique et monophasique, tout en rapportant le lien entre l'évolution de l'accumulation de liquide et les pertes de charge en fonction du débit pour les systèmes de transport multiphasiques.
- Alors que les pertes de charge par frottement sont directement corrélées à la vitesse du fluide (l'accumulation de liquide est inversement corrélée). Par conséquent, des diamètres plus importants peuvent contribuer à réduire les pertes de charge par frottement à des débits élevés, tandis que des diamètres plus petits permettent généralement de réduire l'accumulation de liquide à des débits faibles et les instabilités potentielles de l'écoulement (formation de slug).

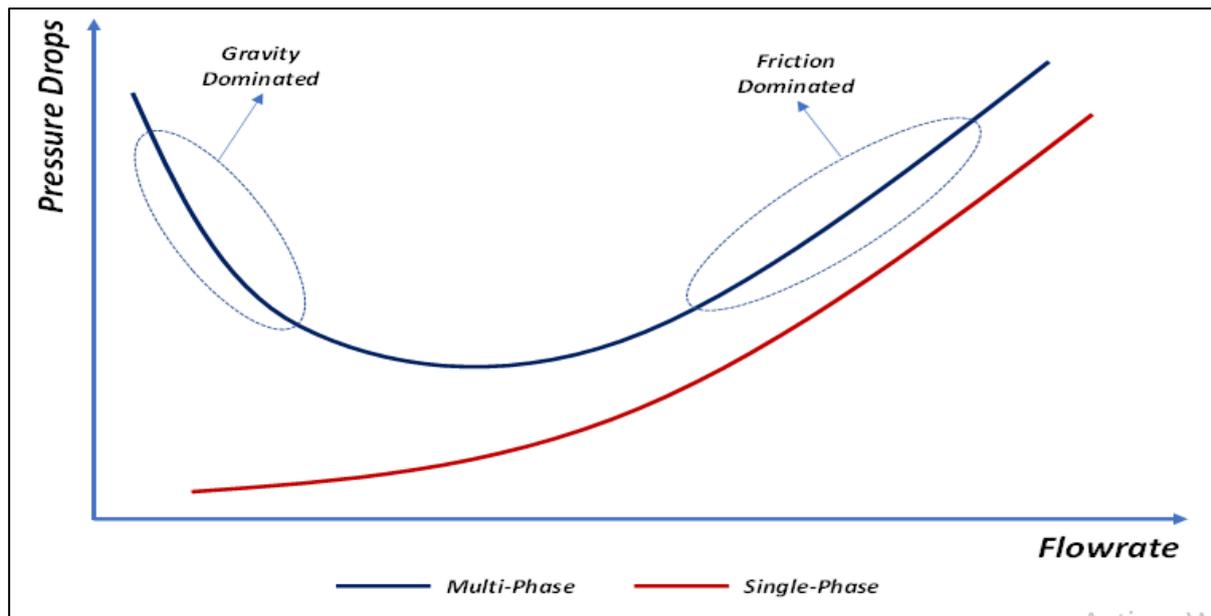


Figure 2-6 : Variation des pertes de charge en fonction du débit dans les systèmes monophasique et multiphasique. [*]

2.8 Les effets des pertes de charge dominantes :

- Si les pertes de charge dominantes sur une ligne sont les pertes de charge dues au gravité. Cela signifie que les forces gravitationnelles agissant sur le fluide ont un impact plus important sur la perte de pression le long de pipeline que les effets du frottement entre le fluide et les parois de pipeline.
- Si les pertes de charge dominantes sur une ligne sont les pertes de charge dues aux frictions. Cela signifie que les effets du frottement entre le fluide et les parois de pipeline ont un impact plus important sur la perte de pression le long de pipeline que les forces gravitationnelles agissant sur le fluide.

Les effets des pertes de charge dominantes dans l'écoulement multiphasique :

1) Si ΔP_g sont dominantes :

- Répartition non uniforme de la pression le long du pipeline (plus élevée dans les régions où la phase la plus dense s'accumule, plus faible où la phase la plus légère remonte).

- Instabilité d'écoulement et de débit qui peuvent se manifester sous la forme de slug ou d'oscillations, entraînant des fluctuations des débits, des pressions et des vitesses.

Ces derniers peuvent affecter : la performance et l'efficacité des équipements en aval, réduction de la capacité d'écoulement, des blocages, distribution inégale du débit, des dommages aux équipements et des risques potentiels pour la sécurité.

2) Si ΔP_f sont dominantes :

- Les forces de frottement entre le fluide et les parois de pipeline génèrent de la chaleur qui peut affecter la température du fluide, en particulier dans les applications à grande vitesse ou à haute pression.
- La résistance rencontrée en raison des forces de frottement limite le mouvement du fluide, ce qui entraîne une réduction des débits.

Ces derniers peuvent affecter : l'efficacité globale du système, les propriétés et la température du fluide et les performances des installations en aval.

2.9 Les réseaux de collecte : ^[7]

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte. Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent poly phasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculés par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

2.9.1 Classification des conduites : ^[7]

- Type (Gas, Oil , Water) : Conduites d'huile, conduites de gaz, conduites d'eau.
- Pression (BP, HP, MP) : à basse pression : 0-6 bars.
à pression moyenne : 6-16 bars.
à haute pression : > 16 bars
- Mouvement de fluide : Conduites forcées (la section est remplie complètement), conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

2.10 Plans de réseau de collecte : ^[7]

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 :

2.10.1 Liaison individuelle :

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

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- Contrôle des puits en service par un simple examen des pressions et températures d'arrivées.
- Facilité d'isoler une production polluée ;
- Rapidité de passage d'un puits en test ;
- L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

Le schéma suivant (**Figure 2-7**) montre un réseau de collecte par ligne individuelle :

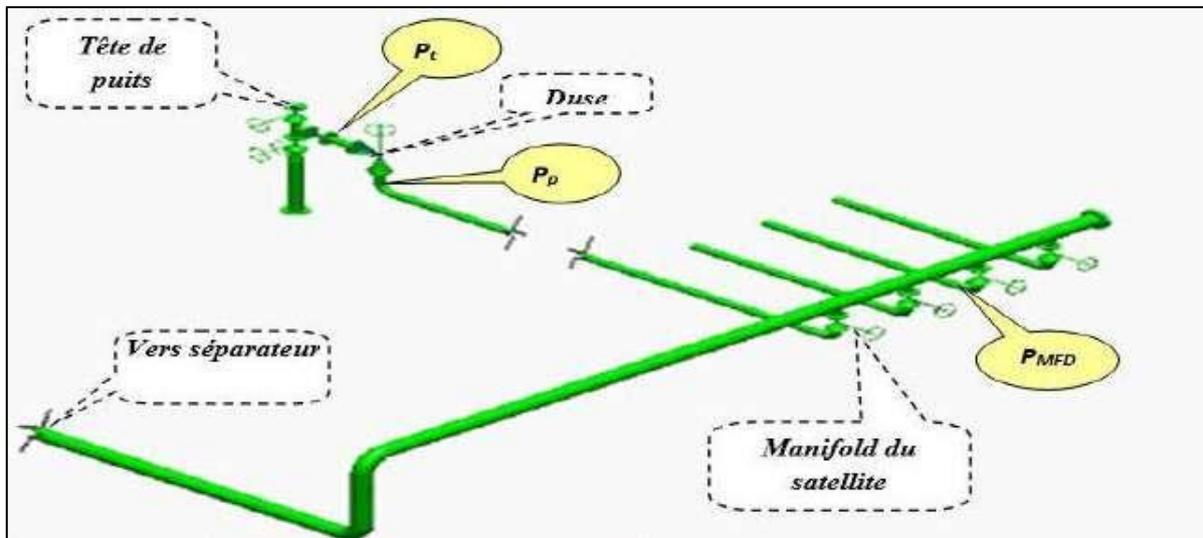


Figure 2-7: Liaison individuelle. [7]

2.10.2 Liaison par collecteur :

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles.

Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits (**Figure 2-8**), ces points de groupement sont appelés manifold dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.

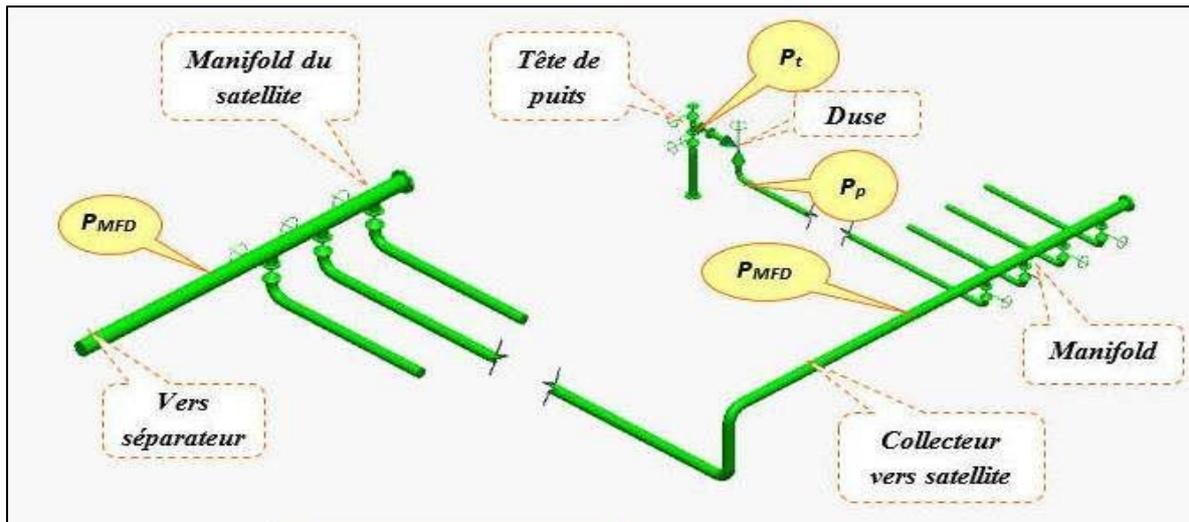


Figure 2-8 : La liaison par collecteur. [7]

2.10.3 Les accessoires des collectes :

Les vannes utilisées sur les réseaux de collecte : Selon leur position dans l'installation, il est possible de classer les vannes comme suite :

- **Les vannes montées en ligne** : elles sont placées aux extrémités des conduites, elles doivent permettre le passage direct qui ne provoque qu'un minimum de perte de charge, les types utilisées sont les vannes à opercule et les vannes à boisseau.
- **Les vannes des manifolds** : ces vannes sont de même type que les précédentes, certains manifolds sont équipés de vannes à trois voies.
- **Les vannes auxiliaires** : on classe dans cette catégorie les vannes de purge, de réglage de débit, et celles utilisées pour les mesures de pression.

2.11 Les manifolds : [8]

Par raison de commodité, on groupe 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 où 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 voulus. 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 de matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.



Figure 2-9: Points de regroupement des puits (manifold). [8]

2.12 Epreuves des collectes : [9]

Après l'assemblage des conduites, on réalise des épreuves afin de tester l'étanchéité et la résistance hydraulique. On distingue deux sortes d'épreuves :

2.12.1 Epreuves hydrauliques des canalisations (tests hydrostatiques) :

L'épreuve hydraulique est régie par la réglementation internationale de sécurité d'un pipe avant de le mettre en service. Le but d'une épreuve hydraulique est double : d'une part de

s'assurer que le pipe a bien la résistance voulue pour supporter les conditions d'exploitation et d'autre part s'assurer de sa parfaite étanchéité.

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 pipe.
- 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).
- Mesurez la pression du test à l'aide d'un manomètre, de préférable avec un enregistrement de la pression sur charte à l'aide d'un dispositif adéquat par un enregistreur type Barton
- Enregistrer la pression pour qu'elle soit la lecture exploitable, puis archiver dans le Dossier de la pipe.
- Maintenez la pression durant le test pendant au moins 24 heures du test.
- Une fois le test terminé, l'eau sera évacuée de 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 de la pipe et de prévoir l'injection de l'azote pour éliminer l'air qui a fait l'élimination de l'eau.

2.12.2 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.

Chapitre 03

Les Pompes Multiphasiques MPP

3.1 Introduction

La demande d'énergie connaît une croissance accélérée, la plus grande partie des champs de pétrole et de gaz récupérables dépassant leur capacité de production optimale. L'apport des pompes multiphasiques peuvent subvenir à cet accroissement de la demande. Ces systèmes ajoutent la pression à l'écoulement multiphasique et ont la capacité de supporter les hautes valeurs des gaz (GOR élevé).

3.2 Pompage multiphasique (Surface Multiphase Boosting) :

La pompe multiphasique est une technologie efficace pour la production de pétrole et de gaz, utilisée dans le monde entier. Elle est conçue pour fonctionner avec des fractions volumiques de gaz élevées (GVF) et des bulles de gaz pouvant contenir jusqu'à 100 % de gaz.

Elle transporte des fluides multiphasiques en utilisant un seul pipeline au lieu de séparer le pétrole, le gaz et l'eau dans la zone de collecte et d'exporter le pétrole, le gaz et l'eau vers le CPF via des pipelines distincts.

- Le MPP permet de réduire la pression à la tête du puits tout en augmentant la pression du fluide pur du puits (pétrole, gaz, eau, impuretés) aux pressions requises par les installations existantes, ce qui permet à tous les puits de production d'être mis en service et de produire sans séparation, brûlage à la torche ou dégazage.

3.3 Les types des pompes multiphasique :^[10]

La (figure 3-1) représente les différents types des pompes multiphasiques. Dans les champs de GSE il existe seulement les pompes :

- Twin Screw
- Hélico-Axial
- PCP

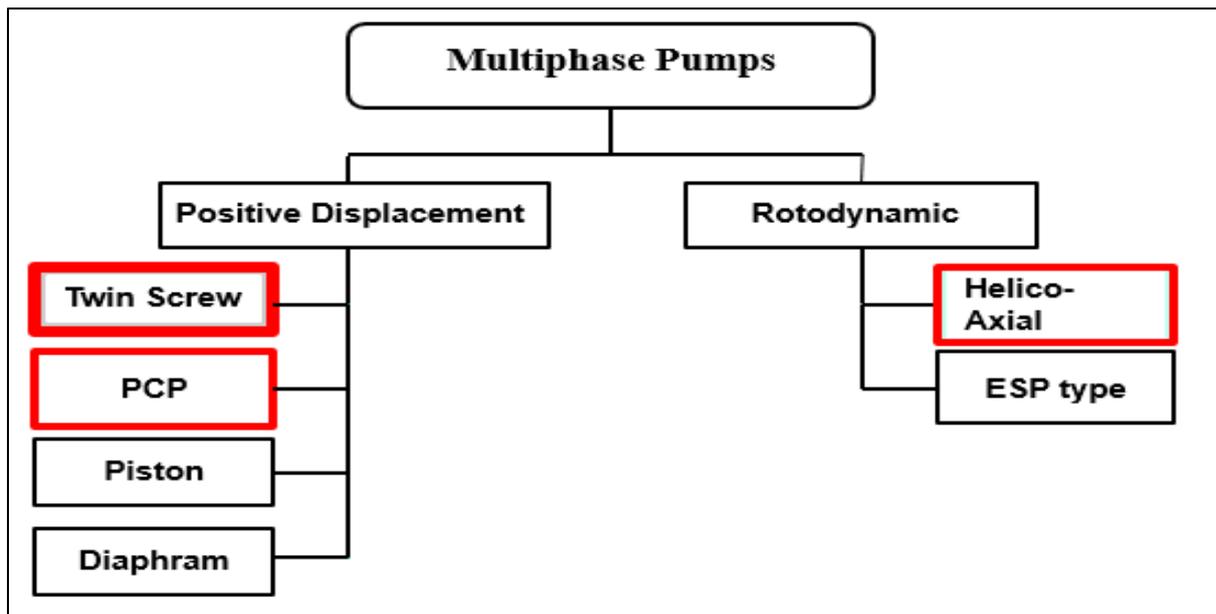


Figure 3-1 : Les types des pompes multiphasiques. [10]

3.3.1 Les MPP à déplacement positif : [11]

Elles fonctionnent en transférant une quantité définie de fluide à travers une chambre de pompage fonctionnant à une vitesse particulière. Lors du passage du fluide de l'aspiration au refoulement, la pression différentielle est ajoutée de manière hydrostatique plutôt que dynamique.

Ces pompes sont moins sensibles à la densité du fluide, ce qui rend les pompes à déplacement positif plus intéressantes pour les installations de surface, parce que les fluides en surface sont à des P et T plus basses et ont tendance à avoir des fractions de gaz plus élevées et changement de densité.

3.3.1.1 Type à double vis (Twin Screw) :

Le fluide est divisé en deux entrées situées de part et d'autre de la pompe, ce qui permet d'égaliser les contraintes liées à l'engorgement. Le fluide transporté traverse une chambre créée par les vis jumelées d'alimentation qui s'engrènent l'une dans l'autre et se déplace axialement sur la longueur des vis jusqu'à la sortie située en haut de la pompe.

Le débit volumétrique pompé dépend du pas, du diamètre et de la vitesse de rotation des vis.

La (figure 3-2) montre un dessin en coupe d'une pompe à double vis.

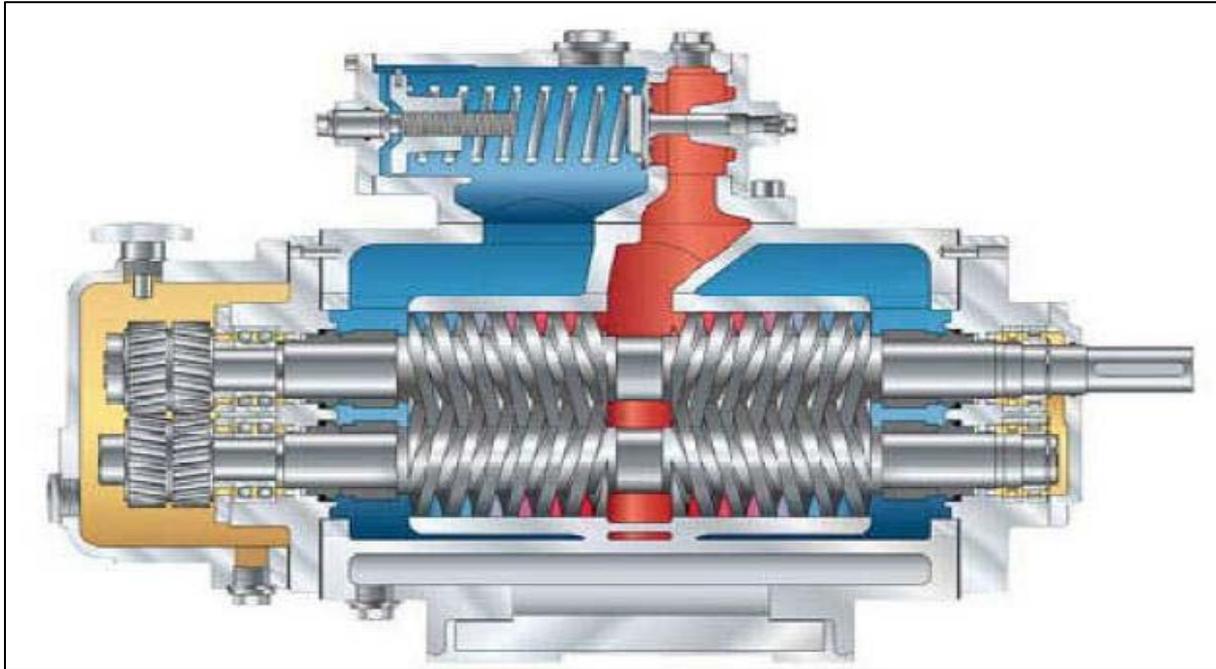


Figure 3-2 : Dessin en coupe d'une pompe multiphasique à double vis.[11]

3.3.1.1 Type à cavité progressive (PCP) :

Fonctionne sur la base d'une vis à filetage externe (rotor) tournant à l'intérieur d'un stator à filetage interne. Lorsque le rotor tourne dans le stator, des chambres se forment et se remplissent de fluide qui progresse du côté aspiration de la pompe vers le côté refoulement de la pompe. La ligne d'étanchéité continue entre le rotor et l'hélice du stator maintient le fluide en mouvement régulier à un débit fixe proportionnel à la vitesse de rotation de la pompe.

La (figure 3-3) suivante montre un exemple de PCP :

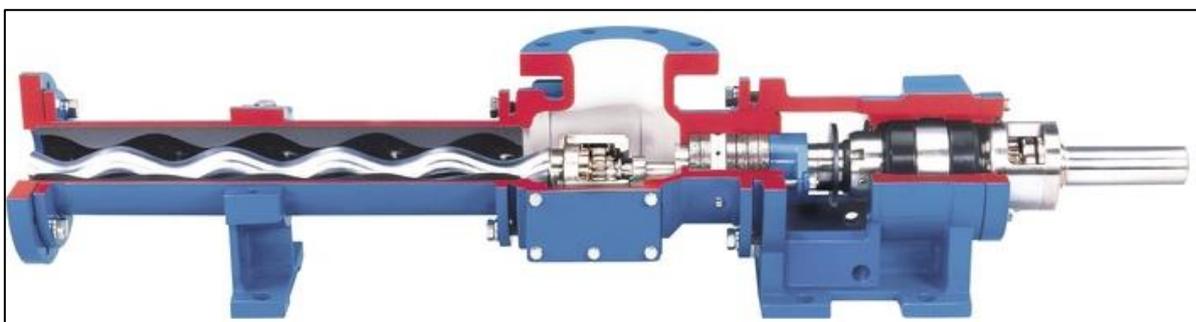


Figure 3-3 : Pompe multiphasique à cavité progressive. [11]

3.3.2 Les MPP Roto-dynamiques : ^[11]

Fonctionnent en ajoutant de l'énergie cinétique au fluide, qui est ensuite convertie en pression, ce qui a pour effet d'augmenter la pression du fluide. L'augmentation réelle de la pression est proportionnelle à la densité du fluide pompé, plus la densité du fluide est élevée, plus l'augmentation de la pression est importante.

Pour cette raison, les pompes de type dynamique sont plus sensibles à la densité du fluide que les pompes volumétriques, et tendent à être utilisées dans des applications où les fractions volumiques maximales de gaz sont plus faibles.

3.3.2.1 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 3-4**) montre une pompe hélico-axiale configurée verticalement et un gros plan de quatre étages individuels.

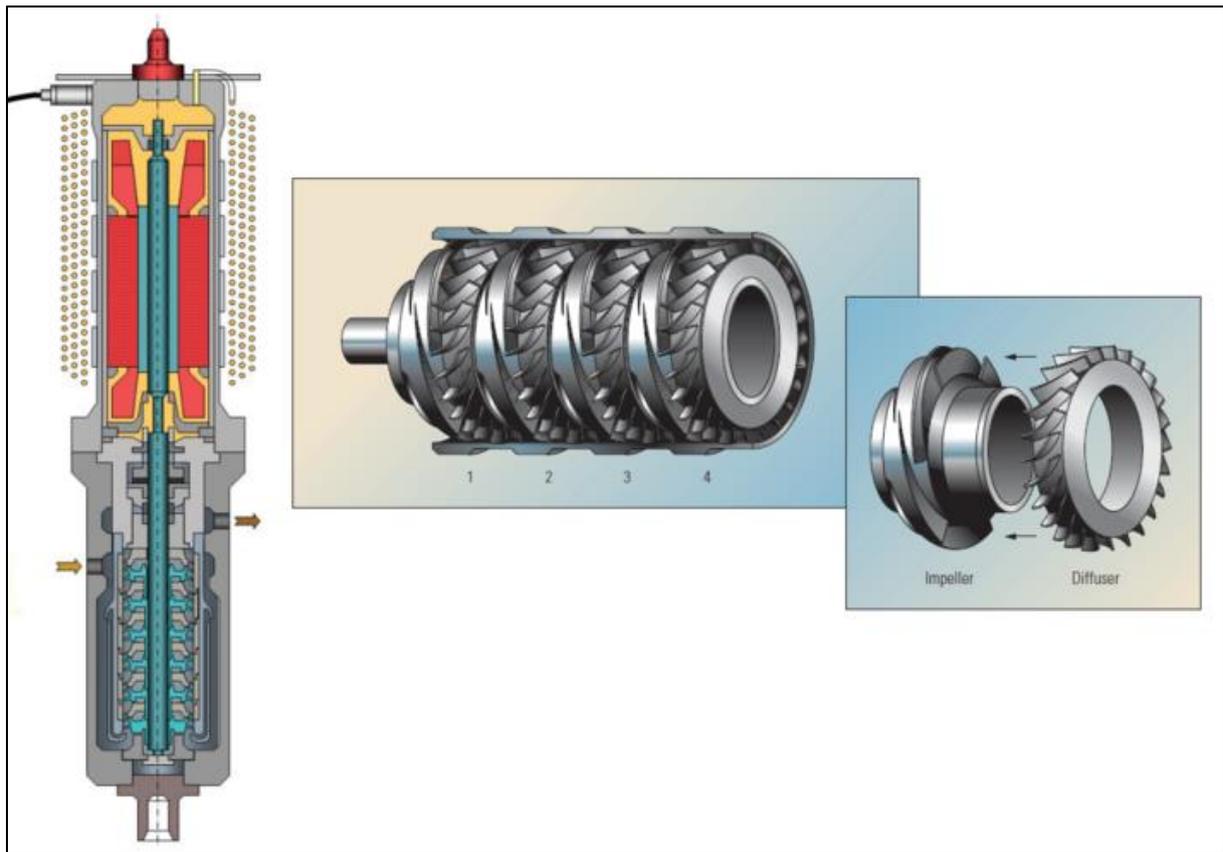


Figure 3-4 : Pompe multiphasique de type hélico-axial. [11]

- Les propriétés des différentes pompes multiphasiques :

Tableau 3-1: 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)

3.4 Les avantages des pompes multiphasiques : [12]

On peut résumer les avantages des pompes multiphasiques dans :

- Les systèmes « MPP BOOSTER » permettent d'augmenter la production de pétrole en abaissant le 'back pressure' en tête de puits.
- Permettre aux puits de produire à une pression d'écoulement plus faible en tête de puits.

- Les MPP assurent le transfert de fluides gazeux, visqueux et sablonneux avec une gamme de matériaux résistants à la corrosion et des performances stables indépendamment des variations de viscosité ou de pression.
- Transporter le mélange (multiphasique) sur de grandes distances sans avoir recours à un équipement de séparation des gaz conventionnel (Élimine les coûts supplémentaires).
- Aucun torchage de gaz (réduire les émissions de CO₂ et de CH₄).
- Installation rapide et faible coût d'installation.
- Fonctionnement souple et fiable.

3.5 Système de production par les pompes multiphasique : ^[13]

Le pompage multiphasique permet d'acheminer le flux de production vers le centre de traitement sans nécessiter des pipelines individuels pour chaque phase ou bien séparateurs, de réchauffeurs, de réservoirs de stockage intermédiaires, de torchères, de compresseurs, etc. (Figure 3-5).

L'élimination de ces équipements de surface sur le site du puits permet de réduire considérablement les installations et les coûts.

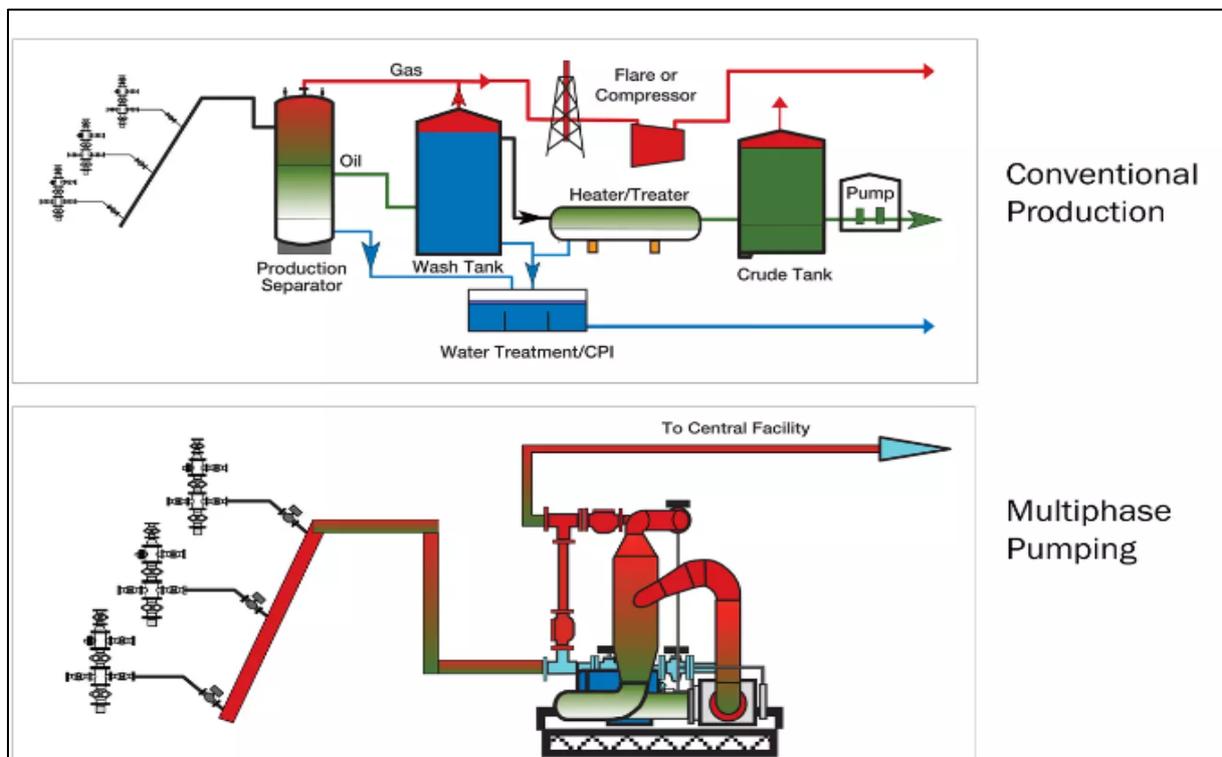


Figure 3-5 : Comparaison entre le système de production conventionnelle et les pompes multiphasiques. [14]

3.6 Choix de design d'une pompe multiphasique : ^[15]

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

- Débit de gaz (1000Sm³/d)
- GOR (Sm³/ Sm³)
- Débit de liquide (Sm³/d)
- GVF (%)
- Débit total (Am³/h)
- La pression d'aspiration (bar)
- La température d'aspiration (°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 (Sm³/d) :

$$Q_l = Q_{huile} + Q_{eau} \quad (3.1)$$

GOR (Sm³/ Sm³) :

$$GOR = \frac{\text{débit de gaz} \cdot 1000}{\text{débit d'huile}} \quad (3.2)$$

GVF (%) :

$$GVF = \frac{\frac{Q_g \cdot 1000 (Sm^3/d)}{P_{asp} (bar)}}{\frac{Q_g \cdot 1000 (Sm^3/d)}{P_{asp} (bar)} + Q_l (Sm^3/d)} \quad (3.3)$$

Débit total (Am³/h) :

$$Q_t (Am^3/h) = \frac{Q_l (Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{Q_g \cdot 1000 (Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273+T(^{\circ}C)}{273+15} \right) \right] \quad (3.4)$$

ΔP créée par la pompe :

$$\Delta P = P_{refoulement} - P_{aspiration} \quad (3.5)$$

Après avoir calculé le débit total et la différence de pression 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 tel que la pression d'aspiration minimale et la pression de refoulement etc ... sont fournis aux fournisseurs pour choisir le design correct de la pompe multiphasique qui doit être installer.

3.7 Les composants du système :

Les pompes multiphasiques à double vis (Twin screw) constitué d'une pompe entraîné par un moteur sont montés 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..

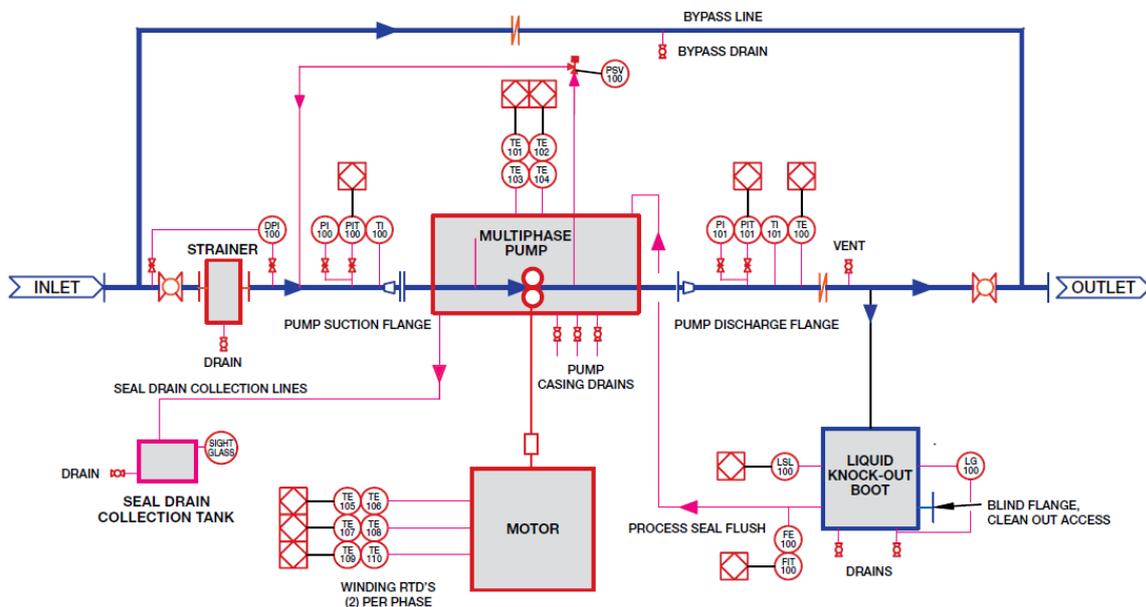


Figure 3-6 : Le système de production par les pompes multiphasique.[16]

- **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 deviser le flow en deux partie (l'aspiration de la pompe).

- **La pompe :**

Pour augmenter la pression de mélange.

- **Collecteur de refoulement :**

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

- **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 la pression de la ligne augmente il se décroche et achemine le fluide vers la torche.

- **Système de lubrification :**

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

- **Système d'étanchéité :**

C'est un système consiste a injecté une huile, cette huile crée un film pour éviter que le brut de puits ne mélange pas avec l'huile de lubrification.

- **Variateur de fréquence (VFD) :**

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

3.8 Les problèmes rencontrés dans les pompes MPP et les solutions appliqués :^[18]

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 toute la puissance utilisée pour comprimer le gaz pour se transformer en énergie interne et il provoque 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 frotter, endommageant la machine.

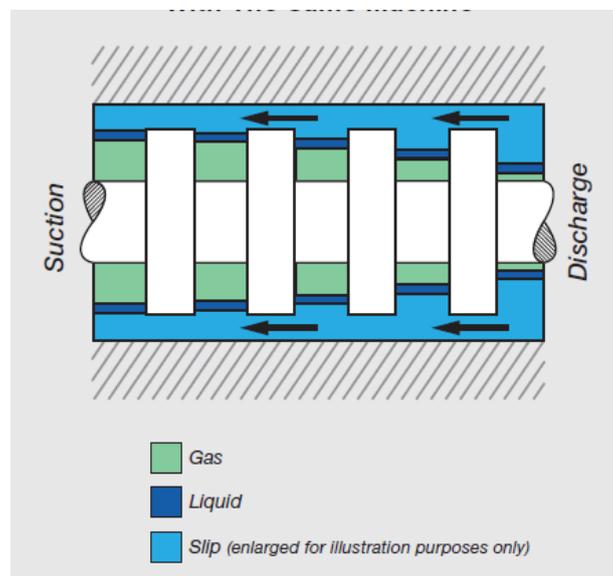


Figure 3-7 : Le modèle à disque circulaire (cas d'un mélange).[18]

L'idée de base du fonctionnement de la pompe multiphasique peut être expliquée par le modèle à disque circulaire (**figure 3-7**). Les chambres entre les disques se déplacent (comme une chaîne infinie) à travers le boîtier de la pompe et transportent le fluide enfermé à l'intérieur des chambres depuis l'aspiration jusqu'au refoulement avec une pression différentiel suffisante.

3.8.2 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.

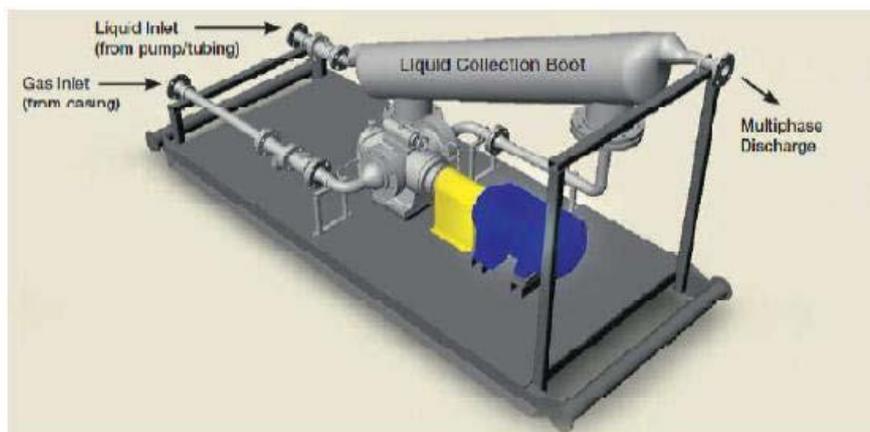


Figure 3-8 : Assemblage des pompes multiphasiques Leistriz.[17]

La (**figure 3-8**) montre un rendu numérique d'un skid MPP typique de Leistriz et la (**figure 3-9**) 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 d'échappement 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 à travers l'entrée de la pompe vers l'échappement entraîne le fluide de 'la botte'.

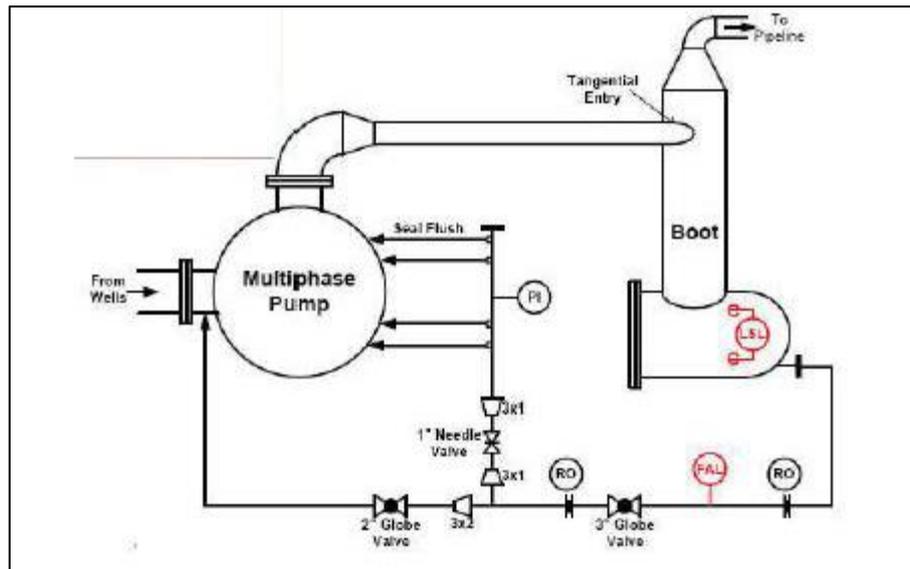


Figure 3-9 : Diagramme de recirculation externe.[18]

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 multiphasique et retourne à 'la botte knockout'. Une fois-là, il est réintroduit à la pompe d'aspiration 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.

3.9 Conclusion

Les pompes MPP sont fréquemment utilisées dans le domaine pétrolier. La connaissance de ces types de pompes MPP et leur choix de design facilite l'optimisation de production par le dimensionnement de Réseau de collecte, ce qui nous importe dans ce présent travail.

Chapitre 04
Modélisation du réseau de collecte
ZAS - CTH

Introduction :

L'objectif de notre étude est de prédire la performance du système de production des champs RET – RRBN – ROME - MFD6 – CTH après l'insertion du nouveau champ ZAS par la mise en service du nouveau puits (ZAS-1) en utilisant le logiciel de modélisation GAP.

- **Informations sur le logiciel GAP :**

GAP est un logiciel de modélisation et d'optimisation des réseaux multiphasiques. Il a été conçu pour créer des modèles intégrés permettant d'analyser le comportement du réseau multiphasique avec plusieurs puits (différents PVT) produisant dans un système de production commun, où pour analyser comment un puits affecte la production d'un autre par une contre pression (back pressure) souvent se cas se présente lors du raccordement de nouveaux puits.

GAP est aussi utilisé pour des activités de planification à long terme et pour tester diverses stratégies pour assurer l'écoulement de produit, par la détection de phénomènes spécifiques qui sont en fonction du PVT du fluide ou de l'hydraulique de pipeline (slug, la charge de liquide, la formation d'hydrates, etc.) sur l'ensemble du réseau de surface et fournir des informations qui permettront de relever les défis en matière d'assurance du débit au fil du temps.

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

4.1 Information sur le champ ZAS :

Le champ de Zemlet Arbi Sud (ZAS) est situé dans le bassin de Berkine, dans le bloc 403d. Il a été découvert par SONATRACH en 2018 à travers le puits d'exploration ZAS-1 (7,5 km au nord-ouest du RRBNW-1 et 5,6 km au nord-ouest du RSD-1).

Pour le développement de ZAS, il a été prévu la production de ce champ via un réseau de collecte constitué des installations suivantes :

- Des flowlines de (4'') qui achemineront la production des puits vers un nouveau collecteur commun.

- Une trunkline de (6’’ 12 KM) qui acheminera la production de ZAS vers le collecteur de champ de RET jusqu’à l’arrivée de manifold CTH/BRN.

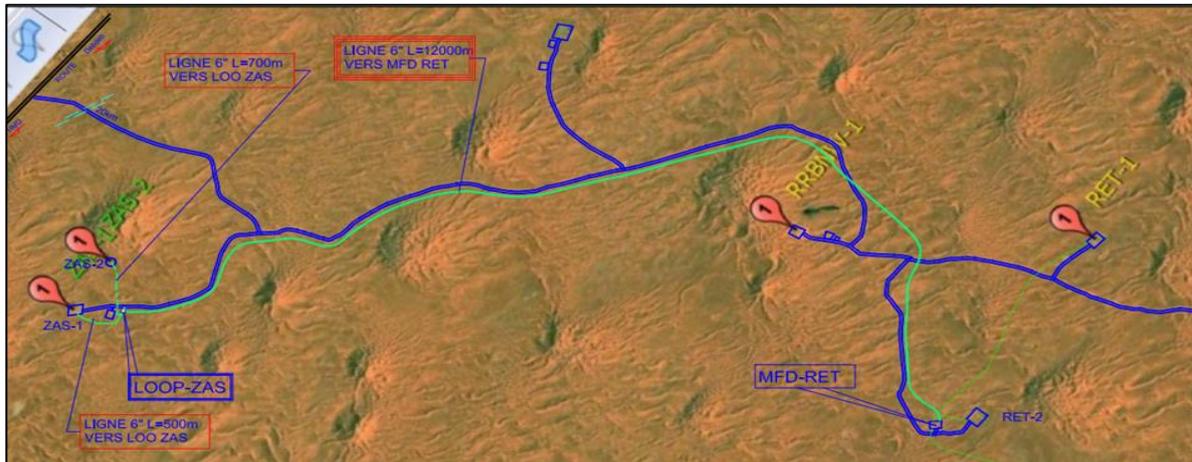


Figure 4-1 : Schéma de raccordement du puits ZAS-1

4.2 Modélisation du réseau de collecte ZAS-RET-RRBN-ROME-M6-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 expliquées brièvement comme suit :

- **Phase 01 :**

On va construire un modèle du réseau de production existant (**RET → RRBN → ROME → M6 → CTH**), avant l’insertion du nouveau champ de ZAS, en utilisant le logiciel GAP pour simuler le comportement actuel du réseau.

- **Phase 02 :**

Après la simulation et la calibration du modèle précédent, on va connecter le nouveau collecteur (6’’ 12km) du Manifold ZAS au Manifold RET sur le logiciel GAP.

Une autre simulation après l’insertion du champ ZAS (**ZAS → RET → RRBN → ROME → M6 → CTH**) sera exécutée afin d’évaluer la réponse de la pression à travers le réseau.

- **Phase 03 :**

Calibration et simulation du nouveau modèle de champ de ZAS avec la solution recommandée dans la phase (02).

4.3 Modélisation du réseau RET -RRBN -ROME-MFD6-CTH :

4.3.1 Les données de base :

L'objectif de l'étude de la première phase consiste à créer un modèle informatisé exact et précis du réseau de production existant (RET → RRBN → ROME → M6 → CTH).

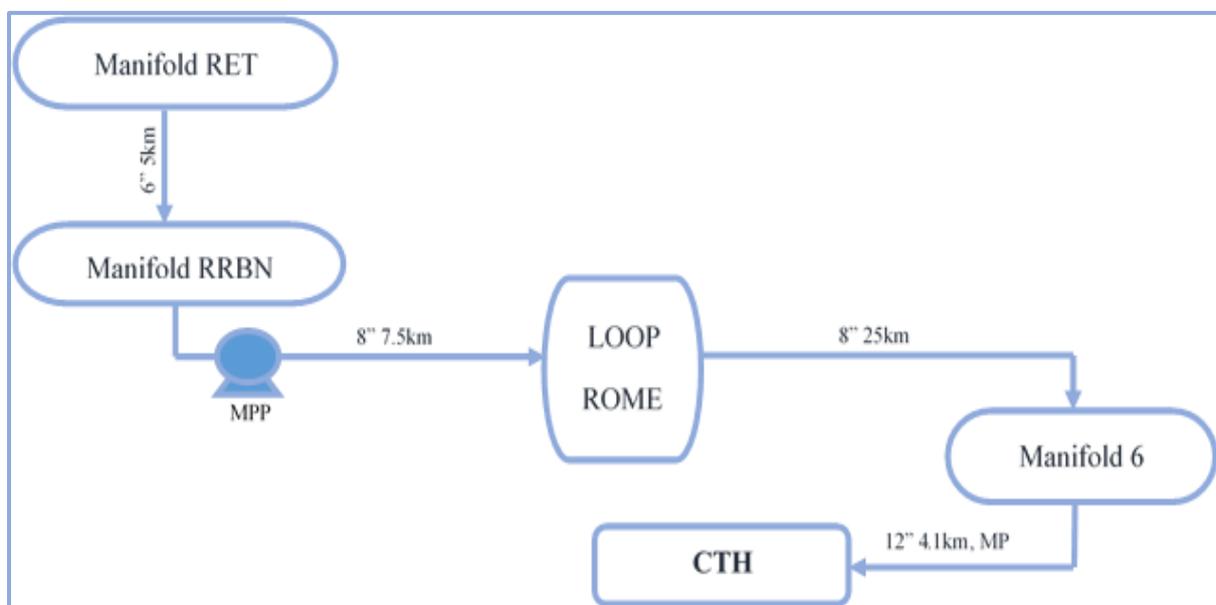


Figure 4-2 : Schéma du réseau de production RET → CTH

Le réseau de production RET → CTH contient quatre (04) manifolds :

- **MFD RET** : reçoit la production de deux (02) puits (RET-1, RET-2).
- **MFD RRBN** : reçoit la production de quatre (04) puits (RRBN-1, RRBN-3, RRBN-6 & RRBN-8) plus la production de manifold RET. La production totale est transportée vers le manifold LOOP ROME (une pompe multiphasique au niveau du manifold est installée).
- **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 (RET, RRBN, LOOP ROME).
- **CTH** : Terminal arrivé, reçoit toute la production.

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

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

Toutes les données précédentes sont mentionnées dans les tableaux suivants :

Tableau 4-1 : Propriétés de fluide

Propriétés de fluide							
	Type de fluide	Gravité d'huile (kg/m ³)	Gravité de gaz (sp gravity)	% H ₂ S	% CO ₂	% N ₂	Salinité d'eau (ppm)
MFD-RET	Triphasique	810	0,81	0	0	0	32000
MFD-RRBN	Triphasique	803	0,803	0	0	0	32000
MFD-ROM	Triphasique	801	0,801	0	0	0	35000
M6	Triphasique	803.55	0.7161	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-RET	143	67	0	0%	40
MFD-RRBN	715	220	0	0%	40
MFD-ROME	310	114,65	0	13,55%	40
M6	1146	169,83	48,6	3,86%	40

Tableau 4-3 : Le données de Pressions

	Pression (bar)						
	MFD RET	MFD RRBN	RRBN MPP (aspiration)	RRBN MPP (refoulement)	LOOP ROME	MFD6	CTH
Actuelle	39	29,4	29,4	49,4	38	13,7	10

Tableau 4-4 : Le profil des pipelines

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

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

	Nombre des étages	Efficacité polytropique %	ΔP (bar)
MPP RRBN	1	100	20

4.3.2 Procédure de la modélisation :

- Schématisation de tous les éléments de système de production en commençant par la source (source), les manifolds, les pipelines et les données de la MPP jusqu'à l'arrivé 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, on a utilisé les différentes corrélations (*Voir annexe N° 08*).

4.3.3 Le calage du modèle :

Le calage du modèle de base de système de production depuis RET jusqu'à CTH est établi si le rapport de pression (en différents points : MFD RET, MFD RRBN, à l'aspiration/refoulement de MPP, MFD LOOP ROME, MFD6) mesurée moins celle calculée est inférieure à α . Autrement dit :

$$L'écart = (P_m - P_c) \leq \alpha \quad ; \quad \text{avec } \alpha = 0,6$$

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

- La comparaison entre les pressions mesurées avec 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 la rugosité, changement de corrélation jusqu'à ce qu'on obtienne une erreur relative inférieure à α pour caler le modèle.

✓ La modélisation du réseau RET→CTH sur GAP :

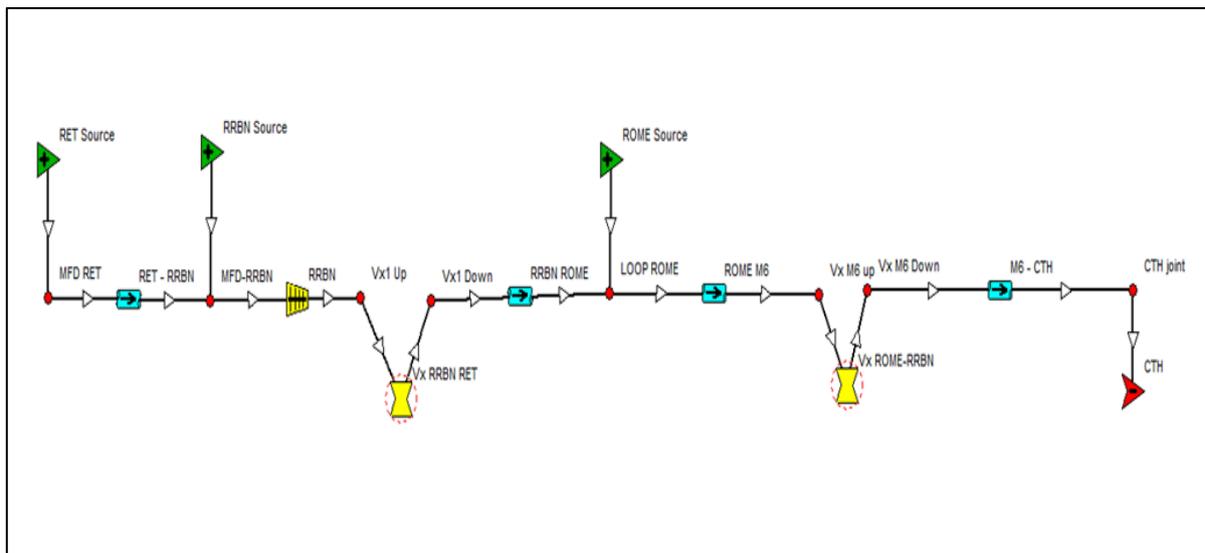


Figure 4-3 : La modélisation de réseau RET→CTH sur GAP.

4.3.4 Résultats de la modélisation :

Le tableau suivant montre la comparaison entre les valeurs de pression calculées à l'aide du logiciel GAP et les valeurs mesurées sur le terrain en indiquant la marge d'erreur.

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

	Pression (bar)						
	MFD RET	MFD RRBN	RRBN MPP (aspiration)	RRBN MPP (refoulement)	LOOP ROME	MFD6	CTH
Actuelle	39,0	29,4	29,4	49,4	38,0	13,7	10
Simulée	39,26	29,14	29,14	49,14	37,42	13,6	10
Erreur %	0,26	0,26	0,26	0,26	0,58	0,1	0

D'après les résultats mentionnés dans le **tableau 4-6**, on a constaté que l'erreur de calcul varie de $\alpha = 0,26$ à une valeur maximale de $\alpha = 0,58$, nous pouvons dire que le calage du modèle de base de système de production RET → CTH est établi (modèle créé dans GAP correspond au modèle réel avec ses données réelles).

4.4 Modélisation du réseau ZAS-CTH :

4.4.1 Les données de base :

Le but de cette partie de l'étude (Phase02) est la modélisation du nouveau système de production par le rajout d'un nouveau manifold ZAS au système existant sur le logiciel GAP, pour simuler et interpréter le mécanisme de pertes de charge dans le pipeline ZAS → RET afin de recommander des solutions pour les vaincre.

Le manifold ZAS : reçoit la production du puits ZAS-1 seulement, le deuxième puits n'est pas encore en production. La création du nouveau modèle ZAS → CTH sur GAP nécessite d'insérer la nouvelle source (MFD ZAS) et d'introduire ses données.

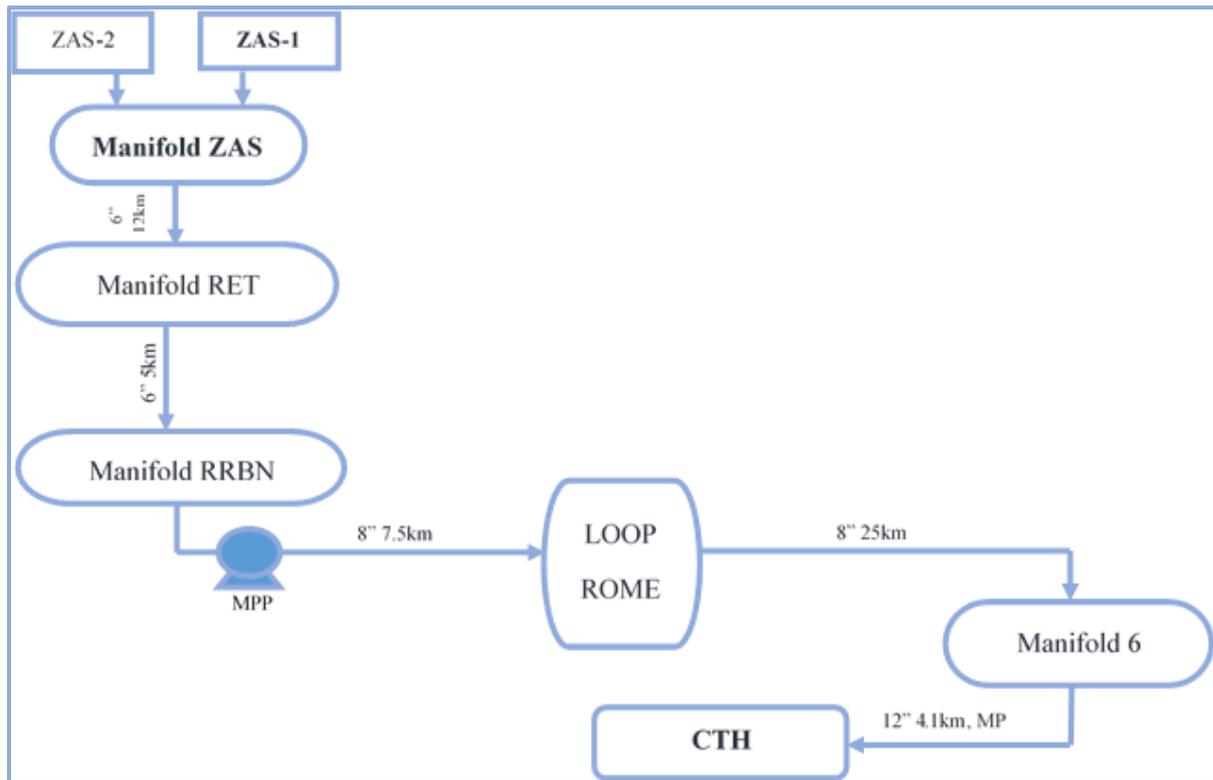


Figure 4-4 : Réseau de collecte existant champ de ZAS.

Toutes les données nécessaires pour la modélisation du réseau sur GAP sont mentionnées dans les tableaux suivants :

Tableau 4-7 : Propriétés de fluide de ZAS

Propriétés de fluide							
	Type de fluide	Gravité d'huile (kg/m ³)	Gravité de gaz (sp gravity)	% H ₂ S	CO ₂ %	% N ₂	Salinité d'eau (ppm)
MFD-ZAS	Triphasique	800	0,7	0	0	0	35000

Tableau 4-8 : Données de production de MFD ZAS

	Q _{oil} (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Q _{water} (m ³ /d)	WC (%)	T (°C)
MFD-ZAS	47,7	73	0	0%	40

Tableau 4-9 : Le profil de pipeline ZAS-RET

	Type de segment	Totale longueur (m)	Diamètre intérieur (inches)	La rugosité (mm)	Changement d'élévation (m)
Pipeline ZAS-RET	Pipelines	11792	6	0,01524	<i>Voir annexe N° 05</i>

4.4.2 Procédure de la modélisation :

- Insertion d'une nouvelle source (MFD ZAS) et le connecté au (MFD RET) avec un pipeline ZAS-RET.
- Introduction des données nécessaires pour chaque élément.
- Le choix de la bonne corrélation. Pour le pipeline ZAS-RET, on a utilisé la corrélation suivante : *Petroleum Expert 05 (Voir annexe N° 08)*.

✓ La modélisation du réseau ZAS→CTH sur GAP :

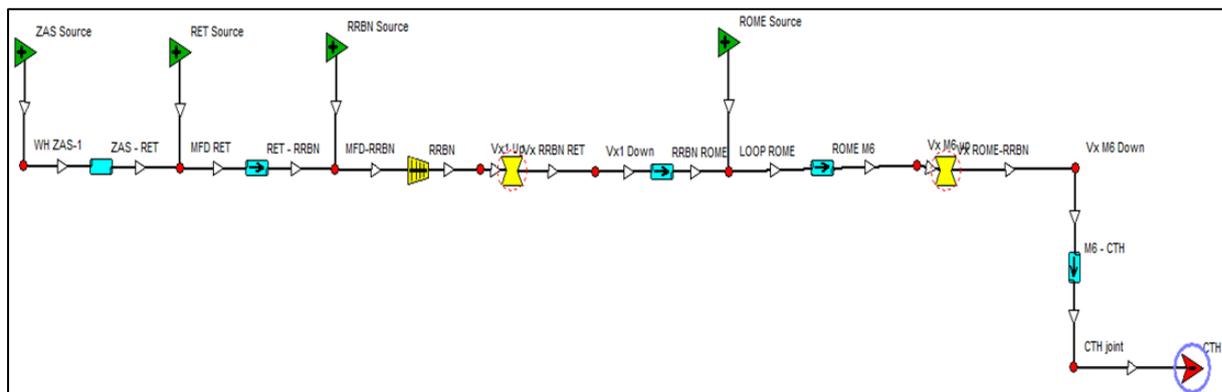


Figure 4-5 : La modélisation de réseau ZAS→CTH sur GAP

4.4.3 Résultats de la modélisation et interprétations :

Le tableau suivant montre la comparaison entre les valeurs de pression calculées à l'aide du logiciel GAP avant et après l'insertion du nouveau manifold ZAS.

Tableau 4-10 : Les valeurs de pression calculées avant et après l’insertion de MFD-ZAS

	Pression (bar)							
	MFD ZAS	MFD RET	MFD RRBN	RRBN MPP (asp)	RRBN MPP (ref)	LOOP ROME	MFD6	CTH
Avant ZAS	/	39,26	29,14	29,14	49,14	37,42	13,6	10
Avec ZAS	50,15	39,93	30,37	30,37	50,37	38,12	13,52	10

D’après les résultats du **tableau 4-10**, on peut dire que la production de MFD ZAS n’affecte pas négativement le réseau de production total de RET jusqu’à CTH. Autrement dit, elle ne crée pas un back pressure sur les autres manifolds. Mais, c’est seulement pour le cas où on produit, à partir de MFD ZAS, avec un débit fixe ($47,7 \text{ Sm}^3/\text{d} = 300 \text{ bbl}/\text{d}$) et une pression égale à (50,15 bars).

✓ **L’analyse des pertes de charge sur les lignes :**

Pour un débit fixe de MFD ZAS : $47,7 \text{ Sm}^3/\text{d}$ (300bbl/d), on va simuler le comportement des pertes de charges le long des pipelines à l’aide de logiciel GAP. Les résultats sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau 4-11 : Les pertes de charge sur les lignes de ZAS à CTH pour un débit fixe=300 bbl/d

Pipeline	ΔP Gravité (Bar)	ΔP Friction (Bar)	ΔP Accélération (Bar)	ΔP dominants
ZAS-RET	9.765	0.455	0.000	ΔP_g
RET-RRBN	9.350	0.210	0.000	ΔP_g
RRBN-ROME	1.231	11.019	0.000	ΔP_f
ROME-M6	4.036	20.564	0.000	ΔP_f
M6-CTH	0.640	2.880	0.000	ΔP_f

D'après les résultats de **tableau 4-11**, on constate :

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

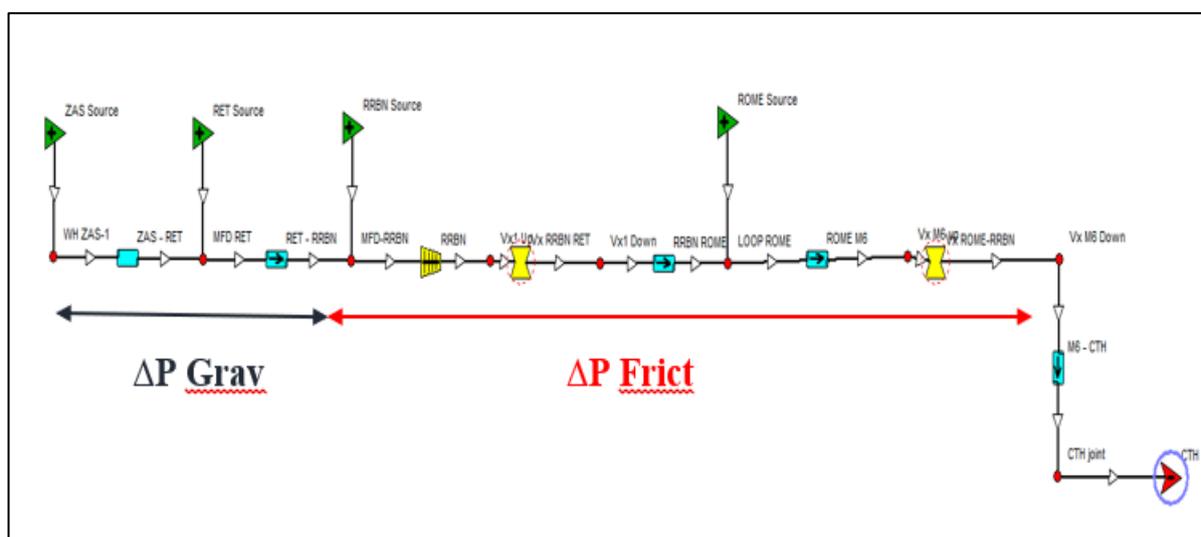


Figure 4-6 : Les pertes de charge dominantes sur les lignes de ZAS à CTH.

On va ensuite considérer différents débits pour simuler et évaluer l'impact de la production de MFD ZAS sur la réponse de la pression à travers le réseau RET→CTH si on augmente le débit de production de ZAS.

Les débits choisis sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau 4-12 : Les valeurs de débit de ZAS choisi pour la simulation

	Débit de ZAS	
	(Bbls/d)	(Sm3/d)
Cas 0 (Calibration)	0	0
Cas 1	300	47,7
Cas 2	500	79,5
Cas 3	800	127,2
Cas 4	1000	159

Le tableau suivant (**Tableau 4-13**) montre les résultats de simulation effectuée, sur le logiciel GAP, pour les cas précédentes :

Tableau 4-13 : Les valeurs de pression calculées après l’insertion de MFD-ZAS pour différents débits.

	Pression (bar)							
	MFD ZAS	MFD RET	MFD RRBN	RRBN MPP Asp	RRBN MPP Ref	MFD ROOM	MFD6	CTH
Actuelle	/	39	29,6	29,6	49,6	38	13,7	10
Case 0	/	39,26	29,14	29,14	49,14	37,42	13,6	10
Case 1	50,15	39,93	30,37	30,37	50,37	38,12	13,52	10
Case 2	50,60	40,68	31,17	31,17	51,17	39,08	13,8	10
Case 3	51,60	42,01	32,72	32,72	52,72	39,94	13,85	10
Case 4	52,21	42,81	33,74	33,74	53,74	40,51	14,02	10

D’après les résultats de **tableau 4-13**, on constate :

- La pression estimée au niveau de MFD ZAS est comprise entre 50 bars et 52,21 bars, en tenant en compte la plage de débit prévue pour ZAS-1 (entre 300 bbl/d et 1000 bbl/d).
- Pour les débits de ZAS de 800 bbl/d ou plus, on remarque que la pression au niveau de MFD RET augmente de 2 bars, ce qui va créer une back pression sur le puits RET-2 (RET-2 a une marge entre la pression de tête de puits et la pression de la ligne de 1,5 bars WHP = 43 Bar , FLP = 41,5 Bar, avec l’augmentation de la pression de MFD RET, le puits ne peut plus produire, *Voir annexe N° 06*)
- Les autres puits ont une marge entre la pression de tête de puits et la pression de la ligne suffisante pour surmonter l’augmentation de la pression de la ligne après l’insertion du champ ZAS.

➤ **L’analyse des pertes de charge sur la ligne ZAS-RET pour différents débit :**

Pour différents débits de MFD ZAS et une pression d’arrivée au MFD-RET constante égale à 39 bar, on va simuler le comportement des pertes de charges le long du pipeline

ZAS-RET à l'aide de logiciel GAP. Les résultats sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau 4-14 : Les pertes de charge sur la ligne ZAS-RET pour différents débits

Débit (bbl/d)	Pression (bar)				
	MFD ZAS	MFD RET	ΔP	ΔP_g	ΔP_f
300	49,23	39	10,23	9,874	0,356
500	48,92	39	9,92	9,428	0,492
800	48,15	39	9,15	8,53	0,62
1000	47,89	39	8,89	8,135	0,755
1200	47,65	39	8,65	7,747	0,903
1500	47,4	39	8,4	7,262	1,138
1800	47,17	39	8,17	6,794	1,376
2000	47,06	39	8,06	6,514	1,546
2200	46,96	39	7,96	6,246	1,714
3000	46,82	39	7,82	5,337	2,483
3500	46,82	39	7,82	4,805	3,015
4000	46,86	39	7,86	4,265	3,595
5000	47,43	39	8,43	3,542	4,888

Le graphe suivant (**Figure 4-13**) montre la variation des pertes de charge sur la ligne ZAS-RET en fonction de débit de ZAS d'après les résultats de **tableau 4-14** :

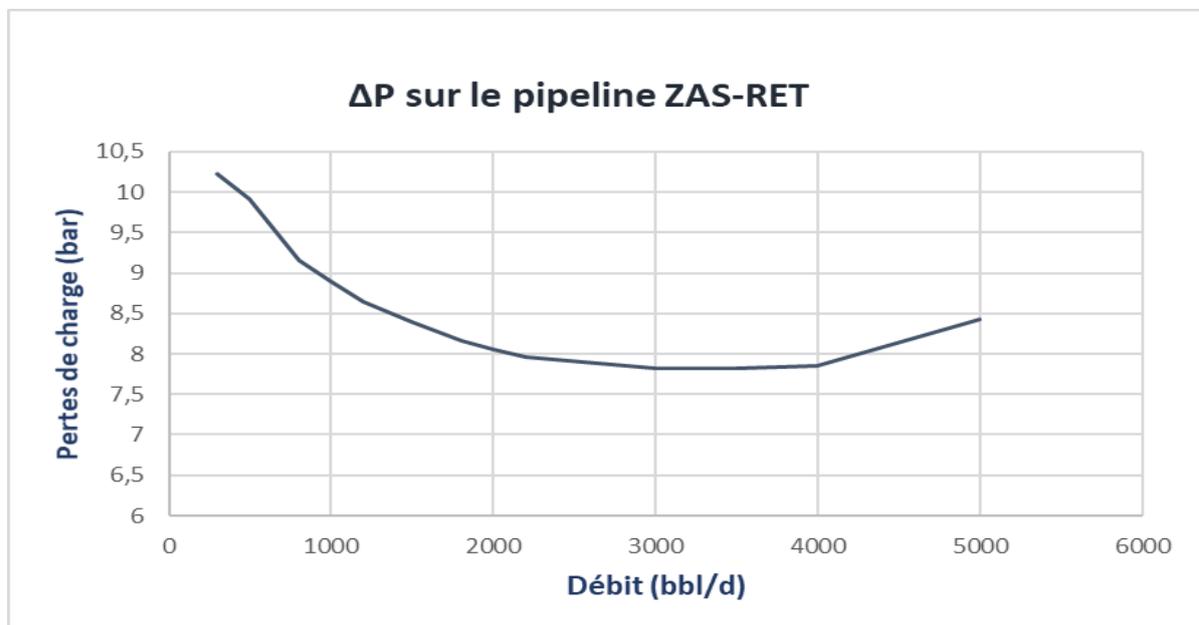


Figure 4-7 : la variation des pertes de charge sur la ligne ZAS-RET en fonction de débit de ZAS.

D'après les résultats de **tableau 4-14**, on constate :

- La simulation montre que pour la plage de débit du ZAS, les pertes de charge dominantes sur le pipeline ZAS-RET sera toujours les pertes par gravité.
 - Les pertes de charge par gravité sont dominantes, cela indique la présence du phénomène de slug dans le pipeline ZAS-RET.
 - Le phénomène de slug provoque des pertes de charge supplémentaires et, par conséquent, un back pressure sur le puits ZAS-1 et l'instabilité de pipe ZAS-RET.
- En conclusion, voici les principaux problèmes qu'on a rencontrés suite à la simulation du réseau de collecte après insertion du champ ZAS :
 - Problème de slug sur les 2 lignes ZAS-RET, RET-RRBN.
 - Problème de slug est plus important sur la ligne RET-RRBN.
 - Contre pression (Back pressure) sur RET-2 si le débit de ZAS est supérieur à 800bbl/d.
 - Contre pression (Back pressure) sur ZAS-1 à cause des pertes de charge supplémentaire créée par les Bouchons (Slugs).

4.4.4 Discussion des solutions recommandées :

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

- **Scénario 01** : Augmenter le débit de ZAS pour augmenter la vitesse d'écoulement.
- **Scénario 02** : Changement de diamètre de pipeline ZAS-RET, une réduction du diamètre du pipeline favorise l'augmentation de la vitesse d'écoulement.
- **Scénario 03** : Installation d'une MPP sur le MFD RET, pour diminuer la pression de la ligne et soulager les deux lignes ZAS-RET et RET-RRBN et donc éviter le problème des slugs et le problème de back pressure sur les deux puits ZAS-1 et RET-2.

Discussion des solutions recommandées :

- **Augmenter le débit du ZAS** : D'après les résultats et interprétations précédents, si nous augmentons le débit du ZAS de plus de 800 barils/jour, cela créera un back pressure sur RET-1 et quelle que soit l'augmentation du débit, les pertes de pression dominantes sur

la ligne ZAS-RET seront toujours dues à la gravité, de sorte que nous aurons toujours le problème de slug, donc cette recommandation est éliminée.

- **Changement de diamètre :** la modification du diamètre n'est pas une solution pratique et adaptable, parce que on aura une perte de production et le champ est en cours de développement donc cette solution va affecter des autres puits.
- **Installation d'une MPP :** Donc il nous reste la dernière solution, l'installation d'une MPP sur le MFD RET, le choix et design de cette pompe va être discuté dans le prochain cas.

4.4.5 Design d'une pompe multiphasique (MPP) :

Compte tenu des problèmes de contre-pression élevées sur les puits RET et ZAS et donc des arrêts de production, et afin de résoudre ces problèmes et de garantir une production stable et sûre (slug), une installation MPP pourrait être une bonne solution à mettre en place au niveau du manifold MFD -RET afin d'optimiser la production (**Figure 4-15**).

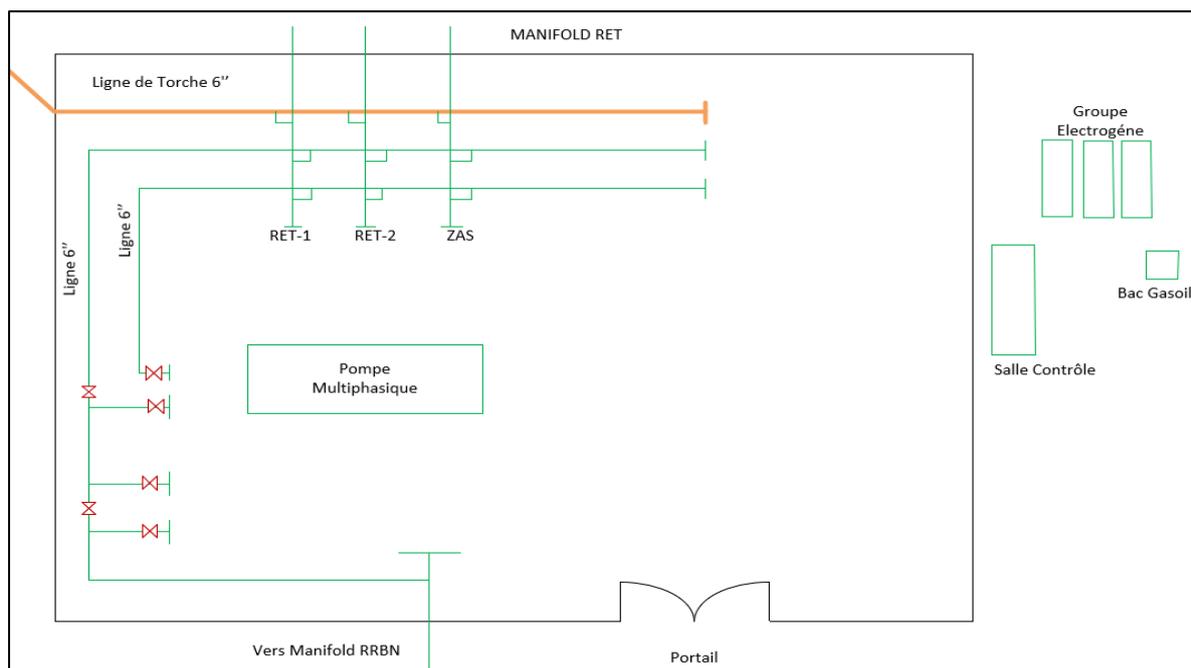


Figure 4-8 : Schéma synoptique du MFD RET (Installation MPP)

Dans l'hypothèse où le fournisseur du service MPP aura à sa disposition une pompe du même type (Leistritz L4MG-200) (Twin screw pump, à double vis) que celles déjà installées sur d'autres sites au niveau du champ BRN, une analyse préliminaire a été réalisée avec ce type de solution.

Une analyse avec un débit de production d'huile croissant du champ ZAS a été effectuée afin de vérifier la bonne performance de la pompe multiphasique MPP :

Tous les calculs suivants sont faits à l'aide du logiciel de Excel : (les données de production sont mentionnées dans l'annexe N° 07)

➤ **Débit :**

On a fixé le débit de RET (899 BOPD), et on a choisi des différents débits de ZAS (300, 500, 800, 1000, 1200, 1500 BOPD).

➤ **Pression :**

- Pour la pression de refoulement, on a pris les pressions au niveau de RET d'après les résultats de simulation de Phase02 (voir Tableau 5.12).
- Pour la différence de pression créée par la pompe, on a pris une ΔP de 20 bar pour diminuer la pression de la ligne au minimum.
- Pour la pression de refoulement, on la calcule par l'équation suivante :

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

➤ **Débit total de la MPP :**

$$Q_t (Am^3/h) = \frac{Q_l (Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{Q_g \cdot 1000 (Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + T(^{\circ}C)}{273 + 15} \right) \frac{1}{P_{asp}} \right]$$

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

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

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

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

- **Cas01:** Débit de ZAS : 300 BOPD

$$Q_l = \frac{300 + 899}{6,89} = 191 (Sm^3/d)$$

$$Q_g = 3482,1 + 9581 = 13 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{191(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{13.1000(Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + 40}{273 + 15} \right) \right]$$

$$Q_t = 39(Am^3/h)$$

- **Cas02:** Débit de ZAS : 500 BOPD

$$Q_l = \frac{500 + 899}{6,89} = 223(Sm^3/d)$$

$$Q_g = 5803,5 + 9581 = 15 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{223(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{15.1000(Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + 40}{273 + 15} \right) \right]$$

$$Q_t = 43(Am^3/h)$$

- **Cas03:** Débit de ZAS : 800 BOPD

$$Q_l = \frac{800 + 899}{6,89} = 270(Sm^3/d)$$

$$Q_g = 9285,6 + 9581 = 19 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{270(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{19.1000(Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + 40}{273 + 15} \right) \right]$$

$$Q_t = 50(Am^3/h)$$

- **Cas04:** Débit de ZAS : 1000 BOPD

$$Q_l = \frac{1000 + 899}{6,89} = 302(Sm^3/d)$$

$$Q_g = 11067 + 9581 = 21 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{302(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{21.1000(Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + 40}{273 + 15} \right) \right]$$

$$Q_t = 55(Am^3/h)$$

- **Cas05:** Débit de ZAS : 1200 BOPD

$$Q_l = \frac{1200 + 899}{6,89} = 334(Sm^3/d)$$

$$Q_g = 13928,4 + 9581 = 24 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{334(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{24.1000(Sm^3/d)}{24} \left(\frac{273 + 40}{\frac{273 + 15}{23}} \right) \right]$$

$$Q_t = 60(Am^3/h)$$

- **Cas06:** Débit de ZAS : 1500 BOPD

$$Q_l = \frac{1500 + 899}{6,89} = 382(Sm^3/d)$$

$$Q_g = 17410,5 + 9581 = 27 (1000.Sm^3/d)$$

$$Q_t = \frac{382(Sm^3/d)}{24} + \left[\frac{27.1000(Sm^3/d)}{23,6} \left(\frac{273 + 40}{\frac{273 + 15}{19}} \right) \right]$$

$$Q_t = 68(Am^3/h)$$

Toutes les résultats précédents sont montrés dans le tableau suivant :

Tableau 4-15 : Design de la pompe MPP avec différents débits

<i>MPP Pitch 52</i>		ZAS=300 Bopd +RET (A)	ZAS=500 Bopd +RET (B)	ZAS=800 Bopd +RET (C)	ZAS=1000 Bopd +RET (D)	ZAS=1200 Bopd +RET (E)	ZAS=1500 Bopd +RET (F)
Liquid Rate	(Sm³/day)	191	223	270	302	334	382
Oil Rate	(Sm³/day)	191	223	270	302	334	382
Oil Rate	(Bopd)	1199	1399	1699	1899	2099	2399
Water Rate	(Sm³/day)	0	0	0	0	0	0
Gas Rate	(1000Sm³/d)	13	15	19	21	24	27

WC	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
GOR	Sm³/Sm³	68	69	70	70	70	71
Total rate	(Am³/h)	39	43	50	55	60	68
	(Am³/d)	938	1030	1202	1312	1445	1625
GVF	(%)	78%	77%	76%	75%	75%	75%
P suction	(barg)	19,0	20,7	22,0	22,8	23,0	23,6
P discharge	(barg)	39,0	40,7	42,0	42,8	43,0	43,6
ΔP	(bar)	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Température	(°C)	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0

Selon les cas illustrés précédemment, compte tenu de différents débit prévu depuis le champ ZAS (300, 500,800,1000,1200 et 1500 BOPD) plus un débit constant depuis les deux puits de RET (RET-1 & RET-2) (899 BOPD) , on a constaté que quel que soit l'augmentation du débit de production, le choix d'une pompe avec un pitch de 52 est un bon choix en termes de ΔP pour le comportement futur du puits ZAS-1.

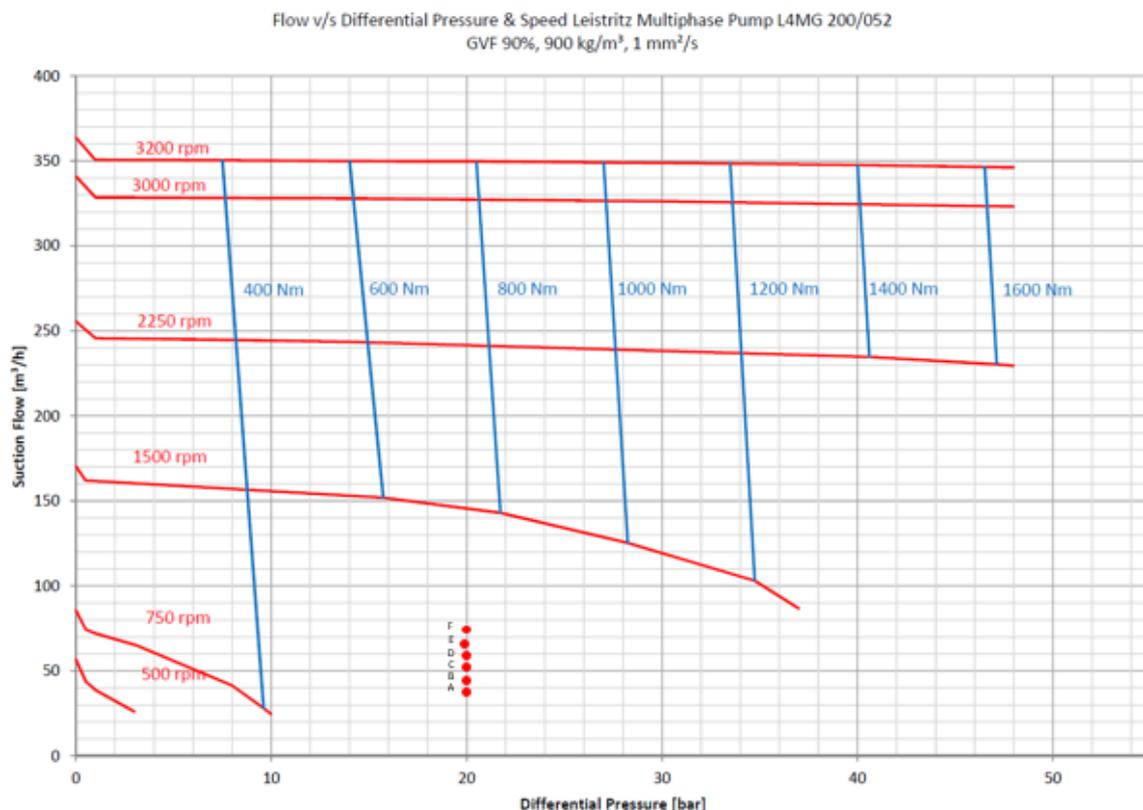


Figure 4-9 : Courbe de performance de la pompe Leistritz L4MG-200/52.

4.4.6 Étude technico-économique :

Compte tenu du coût de la mobilisation et du prix de fonctionnement de la pompe MPP qui est de 4400 \$, une comparaison économique a été analysée avec un revenu net dans le cas d'installation d'une pompe MPP au niveau de MFD-RET :

On a fait l'étude technico-économique pour des différents débits de ZAS (300, 500,800,1000,1200 et 1500 BOPD), pour une période de 30 jours de fonctionnement de la MPP. On calcule premièrement le gain total de la production pour les différents débits mentionnés précédemment pendant 30 jours, ensuite on calcule le cout total de fonctionnement de la MPP pendant 30 jours et on détermine après le net revenue de la production si on installe la MPP, pour savoir est ce que la solution qu'on a choisi est une solution rentable.

Les calculs d'étude technico-économique sont faits à l'aide du logiciel de Excel, les résultats sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau 4-16 : comparaison économique entre le gain de production & les coûts de la MPP

Gain de production						
Nombre de jours [Jour]	30	30	30	30	30	30
Moyenne production [BOPD]	1199	1399	1699	1899	2099	2399
Coût de Baril [\$ / bbl]	78	78	78	78	78	78
Total Gain [\$]	2 806 528	3274528	3976 528	4444528	4912528	5614528
Cout de fonctionnement de la pompe MPP						
Jours de fonctionnement [Jour]	30	30	30	30	30	30
Coût journalier (MPP ON) [\$]	4400	4400	4400	4400	4400	4400
COÛT TOTAL DE LA PERTE [\$]	132000	132 000	132 000	132000	132 000	132000
Coût de la mobilisation [\$]	490000	490 000	490 000	490000	490 000	490000
COÛT TOTAL DE LA PERTE [\$]	622000	622 000	622 000	622000	622 000	622000
Net revenue* [\$]	2184528	2652 528	3354 528	3822528	4290 528	4922528

La comparaison économique entre le gain de production (en tenant en compte une production de 300, 500, 1000, 1200 et 1500 BOPD depuis ZAS) et les coûts de la pompe MPP a montré que l'utilisation de la pompe MPP est rentable avec un net revenu de :

- Pour le débit de ZAS de 300 BOPD : 2,1M\$ par mois.
- Pour le débit de ZAS de 500 BOPD : 2,6M \$ par mois.
- Pour le débit de ZAS de 800 BOPD : 3,3M\$ par mois.
- Pour le débit de ZAS de 1000 BOPD : 3,8M\$ par mois.
- Pour le débit de ZAS de 1200 BOPD : 4,2M\$ par mois.
- Pour le débit de ZAS de 1500 BOPD : 4,9M\$ par mois.

4.5 Modélisation du réseau ZAS - RET -RRBN -ROME-M6-CTH après installation d'une pompe MPP au niveau du MFD-RET :

4.5.1 Les Données De Base :

Le but de cette partie de l'étude (Phase03) est la modélisation et simulation du réseau collecte ZAS → RET → RRBN → ROME → M6 → CTH avec la solution recommandée dans la phase (02) qui est l'installation d'une MPP au niveau du manifold MFD RET. Pour cela on a opté pour l'insertion d'une pompe multiphasique sur la ligne RET- RRBN et d'introduire ses données.

4.5.2 Les données de la MPP de RET :

Tableau 4-17 : Les données de la MPP de RET

	Nombre des étages	Efficacité polytropicque %	ΔP (bar)
MPP RET	1	100	20

4.5.3 Procédure de la modélisation :

- Insertion d'une pompe multiphasique sur la ligne RET- RRBN.
- Introduction de ses données.
- Faire la simulation pour 3 cas, avec des différents débits de ZAS pour simuler et évaluer la performance de la pompe multiphasique pour chaque cas.

✓ La modélisation du réseau ZAS→CTH avec la MPP de RET sur GAP :

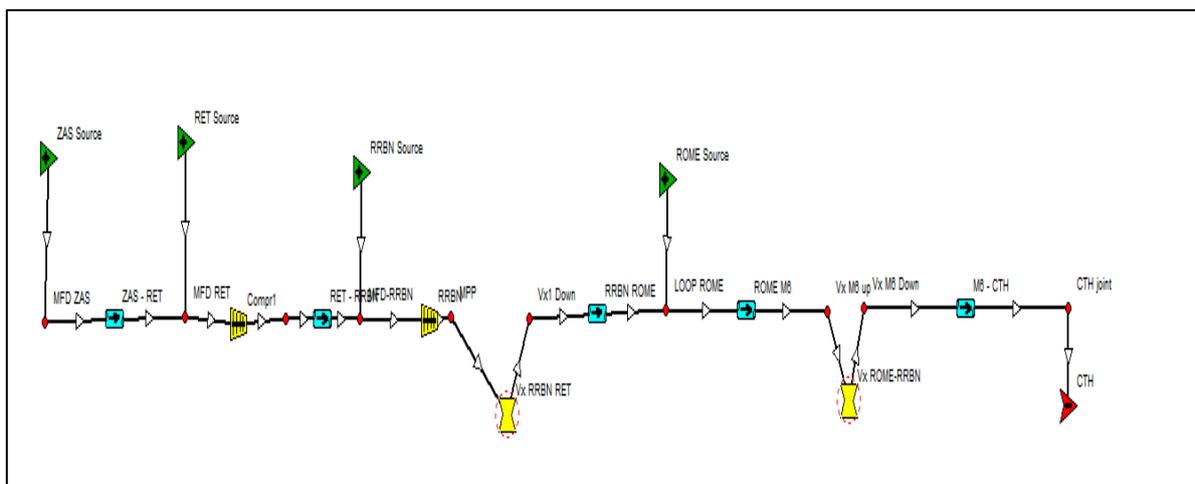


Figure 4-12 : La modélisation du réseau ZAS→CTH avec la MPP de RET sur GAP

4.5.4 Résultats de la modélisation et interprétations :

Le **tableau 4-18** montre les valeurs de pression calculées à l'aide du logiciel GAP après l'insertion de la pompe multiphasique sur la ligne RET-RRBN :

Tableau 4-18 : Résultats de pression calculées après l'insertion d'une MPP au niveau de MFD RET.

Débit de ZAS (bb/d)	Pression (bar)							
	MFD ZAS	RET MPP asp	RET MPP ref	RRBN MPP Asp	RRBN MPP Ref	MFD ROOM	MFD 6	CTH
300	32,04	21,96	40,29	30,63	50,63	38,46	13,72	10
500	31,9	22,5	41,1	31,63	51,63	39,18	13,75	10
800	32,2	23,44	42,04	32,81	52,81	39,97	13,85	10

D'après les résultats de **tableau 4-18**, on constate :

- La production de MFD ZAS n'affecte plus négativement le réseau de production total de RET jusqu'à CTH. Autrement dit, elle ne crée pas une contre pression sur les autres manifolds.

- La pression estimée au niveau de MFD ZAS après l'insertion de la MPP au niveau de MFD RET, pour les débits de ZAS (300bbl/d, 500bbl/d, 800bbl/d) est comprise entre 31,90 bar et 32,20 bars.
- Après l'insertion de la MPP au niveau de MFD RET, la pression de MFD RET a diminué de :
 - ❖ 39,93bar jusqu'à 21,96bar, pour un débit de ZAS de 300 bbl/d
 - ❖ 40,68bar jusqu'à 22,5 bar, pour un débits de ZAS de 500 bbl/d
 - ❖ 42,01bar jusqu'à 23,44 bar, pour un débits de ZAS de 800 bbl/d

On remarque que l'augmentation de la pression au niveau de MFD RET avec l'augmentation du débit de ZAS ne crée plus un back pressure sur le puits RET-2 (La marge entre la pression de tête de puits de RET-2 et la pression de la ligne est assez grande).

- Après l'insertion de la MPP au niveau de MFD RET, la pression au niveau de MFD ZAS et MFD RET a été réduite de près de 10 bars et par conséquent on a eu :
 - Soulagement des deux lignes ZAS-RET et RET-RRBN.
 - Diminution des pertes de charge supplémentaires dues aux gravités.
 - Diminution de problème de slug sur les deux lignes ZAS-RET et RET-RRBN.
 - Pas de problème de contre pression sur les deux puits RET-2 et ZAS-1.
 - Augmentation de la production.

Conclusion Générale & Recommandations

Conclusion générale

En conclusion, sur la base de l'étude menée sur l'assurance de l'écoulement suite au raccordement du nouveau champ ZAS sur le réseau de collecte RET-RRBN-ROME-M6-CTH, on a rencontré les problèmes suivants :

- Problème de slug sur les 2 lignes ZAS-RET, RET-RRBN.
- Problème de slug plus important sur la ligne RET-RRBN.
- Contre pression (Back pressure) sur RET-2 si le débit de ZAS est supérieur à 800bbl/d.
- Contre pression (Back pressure) sur ZAS-1 à cause des pertes de charge supplémentaire créée par les Bouchons (Slug).
- L'instabilité des pipelines ZAS-RET et RET-RRBN en raison de l'accumulation de bouchons (slug).
- Perturbation du débit de production.
- Réduction de l'efficacité du système et, potentiellement, des dommages aux équipements.

Pour l'optimisation du système de réseau de collecte ZAS- RET-RRBN-ROME-M6-CTH, on a supposé différents scénarios tels que l'augmentation de débit de ZAS ou la réduction de diamètre du pipeline ZAS-RET pour augmenter la vitesse d'écoulement et résoudre le problème d'accumulation des bouchons, mais on a trouvé que ces deux derniers ne sont pas des solutions adaptables donc on a recommandé d'installer une pompe multiphasique au niveau du MFD RET.

Cette proposition permettrait de maintenir un débit régulier et de prévenir la formation d'effets de bouchon (slug). La pompe multiphasique installée sur le MFD RET serait en mesure de gérer les différentes phases de production, notamment le mélange de liquide, de gaz et de solides, tout en maintenant une pression adéquate dans la conduite. Cela contribuerait à stabiliser le flux de production, à optimiser l'efficacité du système et à réduire les risques de perturbations ou d'interruptions.

La mise en œuvre de la pompe multiphasique a permis d'obtenir les résultats positifs mentionnés ci-dessous :

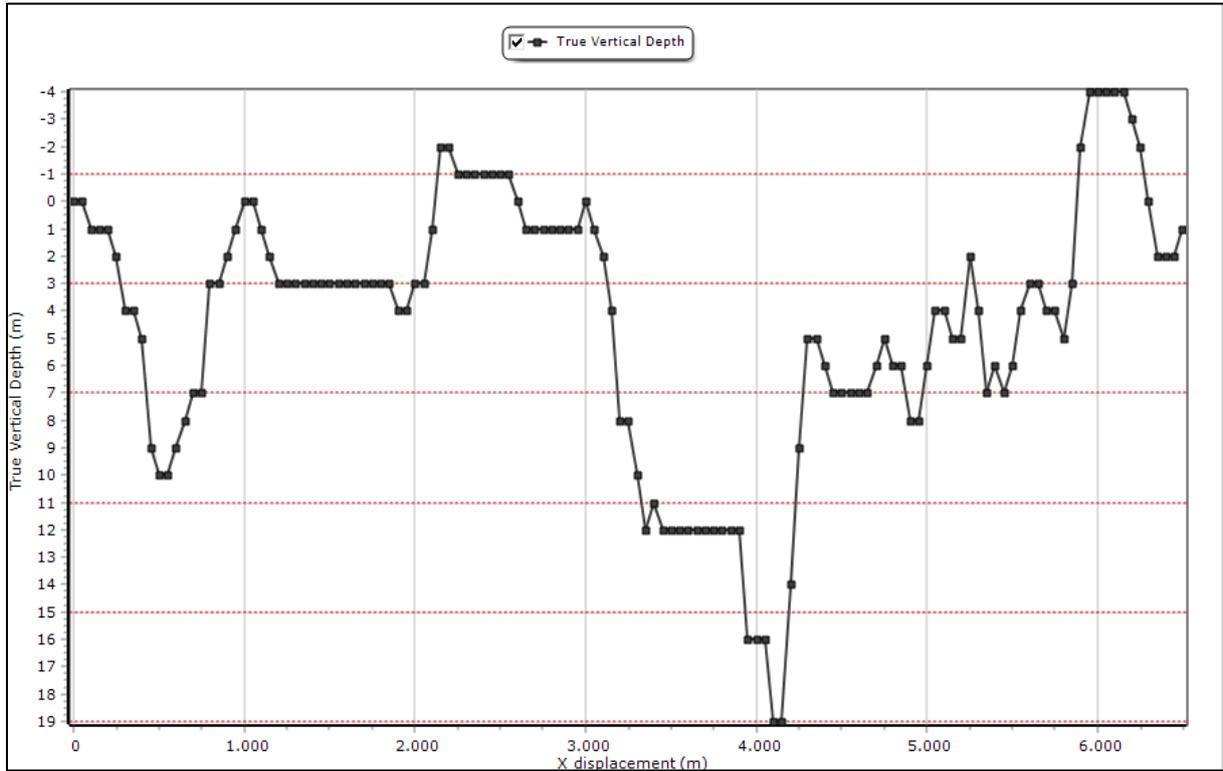
- Soulagement des deux lignes ZAS-RET et RET-RRBN.
- Diminution des pertes de charge supplémentaires dues aux forces de gravité.

- Diminution de formation de slug sur les deux lignes ZAS-RET et RET-RRBN.
- Pas de problème de contre pression sur les deux puits RET-2 et ZAS-1.
- La stabilité des pipelines ZAS-RET et RET-RRBN et la stabilisation de flux de production.

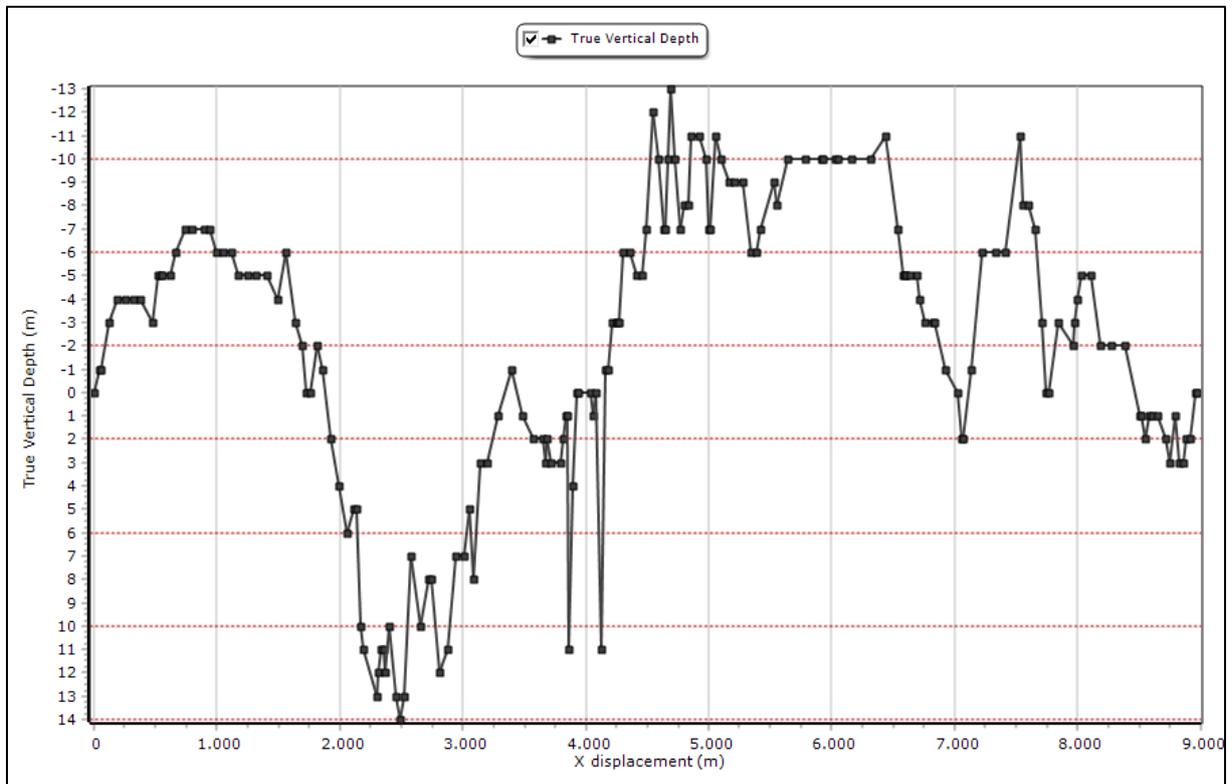
En conclusion, la mise en œuvre d'une pompe multiphasique au niveau du MFD RET a permis de relever efficacement les défis posés par le champ ZAS en matière d'assurance d'écoulement, ce qui s'est traduit par une amélioration des performances de production, une réduction des variations de pression et une amélioration de la stabilité globale du système.

Annexes

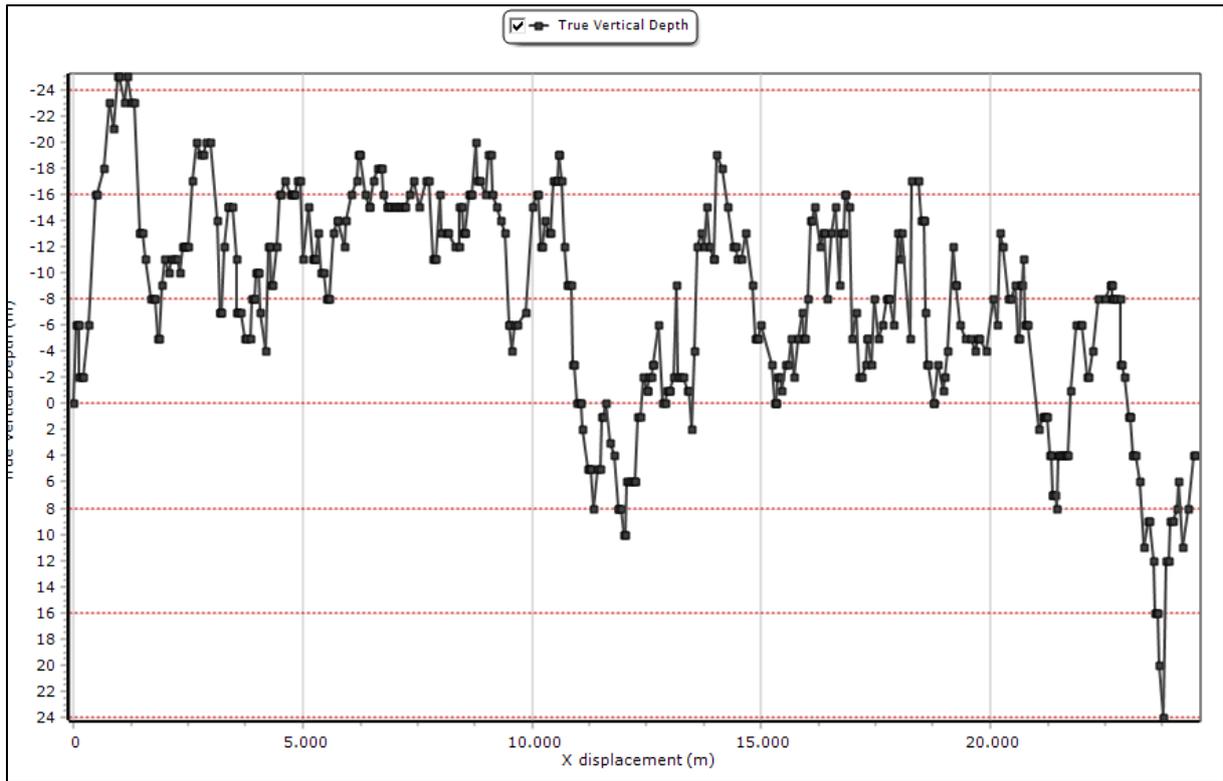
Annexe N°1 : Profil de pipeline RET-RRBN



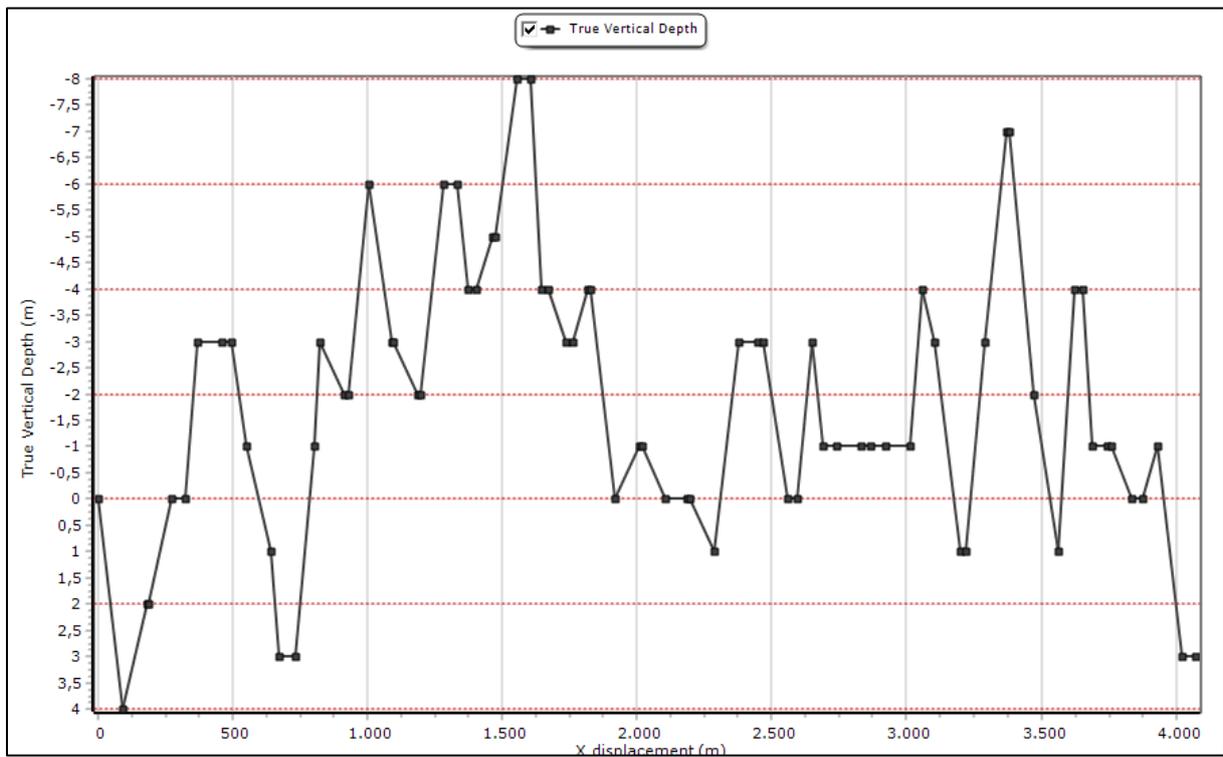
Annexe N°2 : Profil de pipeline RRBN-ROME



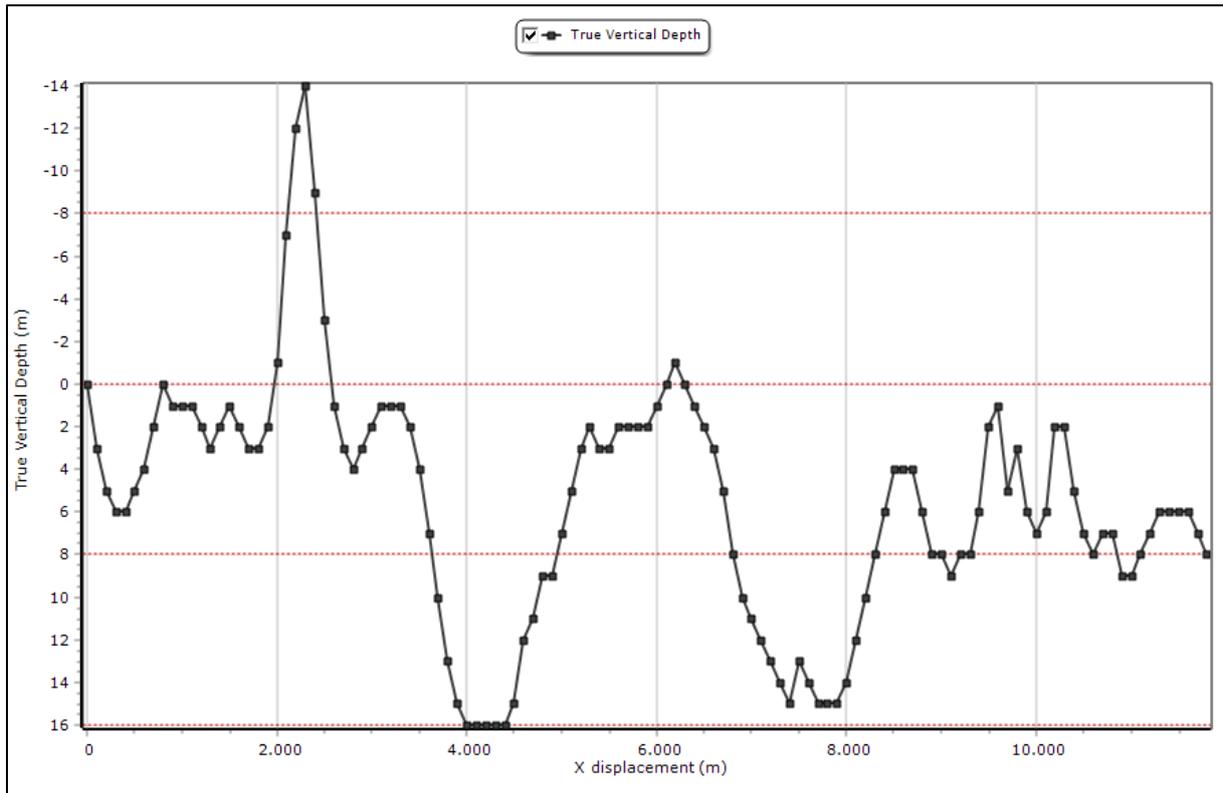
Annexe N°3 : Profil de pipeline ROME-M6



Annexe N°4 : Profil de pipeline M6-CTH



Annexe N°5 : Profil de pipeline ZAS-RET



Annexe N°6 : Données de production des puits

Champ	Puit	Date	Nbr Heurs	WHP (bar)	FLP (bar)	WHT (°C)
RET	RET-2	7/15/2022 8:45:00 AM	24,00	43	41,5	34
	RET-1	7/15/2022 8:30:00 AM	24,00	52,5	45	28
ROME	ROME-1	7/15/2022 9:00:00 AM	24,00	51,5	39	58
RRBN	RRBN-3	7/15/2022 9:30:00 AM	24,00	36,5	32	44
	RRBN-8	7/15/2022 9:40:00 AM	24,00	42	35	40
	RRBN-2	7/15/2022 10:00:00 AM	24,00	37	30	49
	RRBN-6	7/15/2022 9:50:00 AM	24,00	47,5	32	42

Annexe N°7 : Données de production pour le choix de MPP

	Q _{oil}		GOR (Sm ³ /Sm ³)	Q _{Gaz} (m ³ /d)	Q _{water} (m ³ /d)	WC (%)	T (°C)
	(Sm ³ /d)	Bopd					
MFD-RET	143	899	67	9581	0	0%	40
MFD-ZAS	47,7	300	73	3482,1	0	0%	40
	79,5	500	73	5803,5	0	0%	40
	127,2	800	73	9285,6	0	0%	40
	159	1000	73	11607	0	0%	40
	190,8	1200	73	13928,4	0	0%	40
	238,5	1500	73	17410,5	0	0%	40

Annexe N°8 :

Corrélation utilisée pour le pipeline RET-RRBN :

Correlation

Gravity Coefficient

Friction Coefficient

Corrélation utilisée pour le pipeline RRBN-ROME :

Correlation

Gravity Coefficient

Friction Coefficient

Corrélation utilisée pour le pipeline ROME-M6 :

Correlation	Petroleum Experts 5
Gravity Coefficient	1
Friction Coefficient	1.5

Corrélation utilisée pour le pipeline M6-CTH :

Correlation	Petroleum Experts 5
Gravity Coefficient	1
Friction Coefficient	2

Corrélation utilisée pour le pipeline ZAS-RET :

Correlation	Petroleum Experts 5
Gravity Coefficient	1
Friction Coefficient	1

Références Bibliographiques :

[*] Documents interne de GSE.

[1] BRAHIMI Sarra , GHEGAGLIA Nesrine, « Modélisation de réseau d'expédition de l'EPF RAMA et l'installation d'une unité de pompage multiphasique », Université Kasdi Merbah Ouargla mémoire de Master, juin 2022.

[2] <https://www.legarrec.com/entreprise/perte-de-charge/>

[3] http://res-nlp.univ-lemans.fr/NLP_C_M02_G02/co/Contenu_30.html

[4] Guaouas Ahmed Nabil, Kerrout Abdellatif, Telmami Imadeddine, « Etude comparative de la pose d'une pomperie dans la station satellite ONM13 », Université Kasdi Merbah Ouargla mémoire de Master, mai 2016.

[5] BOUSSANDEL Abdelaziz « étude de la back allocation de la production, cas de la station satellite S1A », Mémoire de fin de formation d'ingénieur spécialisé, IAP de Boumerdès, 2017.

[6] DAHOU DJILALI Chaimaa, CHAALA Ilham, « Doper les capacités du réseau de collecte du champ ROD par l'utilisation des DRA», université Mhammed Bougara, mémoire de master, 2021.

[7] FRAINE Youssouf « Etude et modélisation du champ Rhourde de Chegga (RDC) en vue de l'optimisation », Mémoire de fin de formation d'ingénieur spécialisé, IAP de Boumerdès, 2017.

[8] DAIKH Imane, HEMAM Nassira, « Aménagement sur le réseau de collecte pour améliorer la production (Cas de manifold OMP73) », Université de Kasdi Merbah, Ouargla, Mai, 2017.

[9] Epreuves hydrauliques - Services – Technipipe.

[10] PPT Workshop MPP, Milan, 29th juin 2010.

[11] PIPESIM, help, PIPESIM Help, Rechercher : multiphase booster.

[12] MPP Leistrizt_PRESENTATION, January 2015, A.I.F.G.

[13] Adding Multiphase Pumps To Gathering Systems Optimizes Artificial Lift, By Sven Olsont, THE AMERICAN OIL & GAS REPORTER, June 2019.

[14] <https://leistriztcorp.com/multiphase-pump-and-the-benefits-to-oil-and-gas-production>

[15] Documentation PDF_MPP theory.

[16] Twin_screw_multiphase_pumps_rev2010 in U.S.A.

[17] Multiphase-Pumping-With-Twin-Screw-Pumps-Understand-and-Model-Hydrodynamics-and-Hydroabrasive-Wear, institute of apparatus and Chemical Machinery, Univ of Ertangen-Nuremberg, Erlangen, Germany.

[18] MULTIPHASE PRODUCTION SYSTEMS, 2014 Leistritz Advanced Technologies Corporation.