REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINSTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Université YAHIA FARES de MEDEA

Faculté de la technologie

Département de génie mécanique



Projet de fin d'étude pour l'obtention de diplôme de master en génie mécanique

Filière : génie mécanique
Option : Energétique

Thème

Étude de dimensionnement d'un système de pompage multiphasique dans un réseau de transport hydrocarbure du champ HGAW

Réalisé par :

SEBTI Abderrahmane

Proposé et diriger par :

Professeur. M.ALICHE

Co-promoteur :

Professeur. Y. CHIBA

Année universitaire
2023/2024

Remerciement

Nous Nous tenons tout d'abord à exprimer nos sincères remerciements à Dieu, qui nous a accordé le courage et la force nécessaires pour mener à bien cette étude et résoudre les problèmes qui se sont présentés sur notre chemin.

Nous exprimons également notre profonde gratitude à notre promoteur, ***les Professeurs ALICHE Mounir et CHIBA YOUNES*** *pour leurs expertises précieuses, sa patience, sa confiance et leurs encouragements tout au long de ce travail. Leurs regards critique ont été d'une aide inestimable pour structurer notre travail de manière efficace.*

Nous souhaitons adresser nos plus chaleureux remerciements à notre ami, le Dr BENMENZER Soufyane, dont le soutien constant et les conseils avisés ont été d'une grande valeur, tant sur le plan scientifique que moral, tout au long de la réalisation de ce travail.

Enfin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance envers tous les enseignants qui ont dispensé leurs cours pendant nos années d'études, ainsi qu'à la direction Engineering & Production Sonatrach à Hassi Messaoud pour leur soutien et leur collaboration précieuse.

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma très chère mère qui m'a soutenu durant
Toute ma vie.

A ma femme et mes enfants.

A mes frères.

A toute ma famille.

A tous les professeurs et enseignants durant mes études

A tous mes amis sans exception

Résumé :

Les pompes multiphasiques jouent un rôle important dans l'industrie pétrolière pour diverses raisons. Elles permettent en premier lieu le transport efficace de fluides pétroliers complexes, souvent constitués d'un mélange de pétrole, de gaz naturel et d'eau. Ces mélanges multiphasiques sont fréquents dans les puits de pétrole, particulièrement dans les champs matures où la production de gaz est élevée. Les pompes multiphasiques sont capables de gérer ces mélanges sans nécessiter de séparation préalable, ce qui réduit les coûts et améliore l'efficacité du processus d'extraction.

Cette étude vise à apporter une contribution significative à l'optimisation du réseau de collecte de l'EPF HGAW à Hassi Messaoud. En s'attaquant aux défis de l'érosion et des phénomènes de freinage, elle cherche à améliorer l'efficacité opérationnelle du réseau, à garantir une production optimale et à contribuer à la rentabilité du champ pétrolier et gazier en dimensionnant un système de pompage multiphasique.

Mots clés : EPF, le réseau de collecte, pompage multiphasique.

Summary:

Multiphase pumps play a crucial role in the oil industry for various reasons. Firstly, they enable the efficient transportation of complex petroleum fluids, often comprising a mixture of oil, natural gas, and water. These multiphase blends are common in oil wells, especially in mature fields where gas production is high. Multiphase pumps can handle these mixtures without requiring prior separation, thereby reducing costs and improving the efficiency of the extraction process.

This study aims to make a significant contribution to optimizing the EPF HGAW collection network in Hassi Messaoud. By addressing erosion and braking phenomena challenges, it seeks to enhance the operational efficiency of the network, ensure optimal production, and contribute to the profitability of the oil and gas field by sizing a multiphase pumping system.

Keywords : EPF, collection network, multiphase pumping.

الملخص:

المضخات المتعددة الطورات تلعب دوراً حاسماً في صناعة النفط لأسباب متعددة. أولاً وقبل كل شيء، فهي تمكّن من نقل السوائل البترولية المعقدة بكفاءة، والتي غالباً ما تتكون من مزيج من النفط والغاز الطبيعي والماء. هذه الخلائط متعددة الطورات شائعة في آبار النفط، خصوصاً في الحقول الناضجة حيث تكون إنتاج الغاز مرتفعة. تستطيع المضخات المتعددة الطورات التعامل مع هذه الخلائط دون الحاجة إلى فصل مسبق، مما يقلل من التكاليف ويحسّن كفاءة عملية الاستخراج.
تهدف هذه الدراسة إلى تقديم مساهمة هامة في تحسين شبكة جمع محطة إنتاج النفط والغاز في حاسي مسعود. من خلال التصدي لتحديات التآكل وظواهر الكبح، تسعى هذه الدراسة إلى تعزيز الكفاءة التشغيلية للشبكة، وضمان الإنتاج الأمثل، والمساهمة في ربحية حقل النفط والغاز من خلال تحديد حجم نظام المضخات متعددة الطورات.

كلمات مفتاحية: EPF، شبكة الجمع، الضخ متعدد المراحل.

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicace

Résumé

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature……..……1

Introduction général……..……..……5

Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud……7

I.1 Introduction……..…..8

I.2 Description du champ de Hassi Messaoud……...……...……8

I.2.1 Situation géographique……...……8

I.2.2 Situation géologique du champ Hassi Messaoud……...……9

I.2.3 Zone de production……..10

Chapitre II : Base théorique……..……..12

II.1 Introduction……..…..13

II.2 Généralité sur le réseau de collecte……...…….....13

II.2.1 Conception de flowline……...…….....13

II.2.1.1 Définition……..……..13

II.2.1.2 Définition Considération relative à la conception des flowlines…….…….....13

II.2.2 Plan de collecte……..……...14

II.2.2.1 Liaison individuelle……...……...14

II.2.2.2 Liaison par collecteur……...……..…..15

II.3 Early production Facilities (EPF)……..……..…....16

II.4 Ecoulement multiphasique…….…..…22

II.5 Etude de perte de charge……...……24

II.5.1 Variation de pression le long de la conduite……....…24

II.5.2 Liquid hold-up……...……...…...26

II.6 Régime d'écoulement à travers la Duse……..…….28

II.7 Principe de l'analyse nodale……....……..…30

II.8 Généralités sur les pompes multiphasiques…….……...……..…...…31

II.9 Les pompes TSP…….……...…….33

II.10 Principe de fonctionnement de la pompe multiphasique TSP……..……..…….34

II.11 Géométrie à vis dégressive…….…….…….35

II.12 Pompes multiphasiques utilisées à hassi messaoud……..……36

II.13 Conclusion……..……..……..……...38

SOMMAIRE

Chapitre III : Modélisation du réseau de collecte de l'EPF avec Logiciel PIPESIME……39

III.1 Introduction…….……....40

III.2 Présentation du réseau de collecte alimentant l'EPF HGW…….……..…40

III.3 Outil de calcul……..……41

III.4 Modélisation de réseau……...……..…..41

III.4.1 Insertion des données de modélisation……..……41

III.4.1.1 Donnée fluide……41

III.4.1.2 Paramètres de production……42

III.4.1.3 Mise en place de puits sur PIPE SIM…….....42

III.4.1.4 Le choix de la connexion……..44

III.4.1.5 Le choix de la corrélation……44

III.4.2 Procédure de la modélisation……..46

III.4.2.1 Exécution…….…..46

III.4.2.2 Le calage…….....46

III.4.3 Présentation des résultats……...47

III.4.4 Conclusion……..…..47

Chapitre IV : Optimisation de réseaux collecte HGAW avec dimensionnement de pompage multiphasique…….…48

IV.1 Introduction……...49

IV.2 Modélisation de réseau de collecte avec pompage multiphasique……..……..49

IV.2.1 Scénario01 Pression d'aspiration 07 bar……50

IV.2.2 Scénario02 Pression d'aspiration 07.5 bar……..50

IV.2.3 Scénario03 Pression d'aspiration 08 bar……51

IV.2.4 Scénario04 Pression d'aspiration 08.5 bar……...51

IV.2.5 Scénario05 Pression d'aspiration 09 bar……52

IV.3 Interprétation des résultats de simulation……..54

IV.4 Les critères de choix de la pompe multiphasique……..…....55

IV.5 Dimensionnements de la pompe multiphasique……..…56

IV.6 Dimensionnements de la pompe multiphasique pour les 07 scénarios……60

IV.7 Etude comparative entre L'EPF et le système de pompage multiphasique……60

IV.7.1 L'EPF…….....……..... 60

IV.7.2 Système de pompage multiphasique…….....……...…61

IV.8 Estimation des revenus générés par la récupération du gaz torché en USD 61

IV.9 Conclusion……..……..……62

Conclusion générale…….……..63

Reference et Bibliographique……...……65

ANEXE…….....66

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges……..…..…25

Tableau II -2 : Valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement……..…...…27

Tableau II-3 : Valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement……..27

Tableau III -1 : Paramètres du bilan de production…….……..….42

Tableau III -2 : Résultats de la simulation réseau EPF HGAW…….……47

Tableau IV.1 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 7 bar……50

Tableau IV.2 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 7.5 bar……50

Tableau IV.3 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 8 bar……51

Tableau IV.4 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 8.5 bar……51

Tableau IV.5 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 9 bar……52

Tableau IV.6: Les commentaires pour les écoulements…….……52

Tableau IV.7 La différence de pression entre la tête du puits et la ligne de production pour les cinq scénarios……53

Tableau IV.8 Les différents débits de gaz, huile et de l'eau de bilan de production du champ HGAW……..56

Tableau IV.9 Résultats de simulation pour la sélection de la pompe…….57

Tableau IV.10 : Catalogue des pompes multiphasiques selon les débits équivalents

Les différences de pression et les pitchs…….……...…..59

Tableau IV.11 Les pompes multiphasiques choisis pour les autres Scénarios……...60

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Localisation géologique du champ Hassi Messaoud [02]……9
Figure I.2 : Situation géologique du champ HMD [2]……10
Figure I.3 : Situation géologique du champ HMD [3].....…...10
Figure II .1: Schéma de liaison individuelle puits-manifold Source [9]……15
Figure II.2: Schéma de Liaison par collecteur Source [9]……..16
Figure II.3: Schéma de Liaison par collecteur……17
Figure II.4: Séparateur horizontal de l'EPF HGAW……18
Figure II.5: Pompe centrifuge……...…20
Figure II.6: Pompe volumétrique……..…20
Figure II.7: Evaluation de pression en fonction des positions……...21
Figure II.8: Evaluation de pression en fonction de NPSH en fonction du débit……..22
Figure II.9: Carte générique des écoulements horizontaux à deux phases……..24
Figure II.10: Problème de liquide hold-up……..28
Figure II.11: Régimes d'écoulement à travers la Duse……..30
Figure II.12: Systèmes d'expédition de la production……31
Figure II.13: Les deux familles du pompage multiphasique……...32
Figure II.14: Pompe à double vis TSP……..33
Figure II.15: Modèle à disque de circulation pour pompe à vis TSP……35
Figure II.16: Géométrie des vis dégressives……35
Figure II.17: Pompe multiphasique type I mono-vis……..36
Figure II.18: Pompe multiphasique type 02 à vis jumelles……37
Figure II.19 : Système de Pompe multiphasique type 03 à vis jumelles……..….38
Figure III.1: Réseau de collecte alimentant l'EPF HGW……...40
Figure III.2: Paramètre PVT du fluide Black-Oil……..…41
Figure III.3: Fenêtre d'entrée des données de puits……43
Figure III.4: Sources des données d'élévation……..43
Figure III.5: Coefficient de transfert de chaleur des pipes……..……44
Figure III.6: Corrélation choisis dans les paramètres de simulation……45
Figure III.7: Corrélation choisis dans les paramètres de simulation…….……45
Figure III.8 : L'algorithme de matching…….……...46
Figure IV.1 La courbe caractéristique de la pompe multiphasique avec le point de fonctionnement……58
Figure IV.2 Estimation de cout de gaz récupéré…….……61

Nomenclature

Lettres latines

Notation	Signification	Unité
EPF	Early Production Facilities	
D	Diamètre du pipe	(inch).
GOR	Gaz Oil Ratio	(Sm3/Sm3)
g	Accélération de la gravité	(m.s-2).
Pp	Pression de pipe	(Bar)
Pt	Pression de tête	(Bar)
Pr	Pression de réservoir	(Bar).
f	Coefficient de friction	
ρ	Masse volumique	(kg/m3)
V)	Vitesse	(m/s)
θ	Angle de l'inclinaison de tubing	(°)
Psép	Pression de séparation	(bar).
ql	Capacité de liquide	(m^3/h)
qgst	Capacité de gaz au conditions standards	(m^3/h).
Qo	Débit d'huile	(m^3/h).
Qw	Débit d'eau	(m^3/h).
Qg	Débit de gaz	(Sm^3/J)
GOR	gas oil ratio	(sm^3/sm^3).
Rs :	GOR de dissolution	(sm^3/sm^3).
Re	Re : Nombre de Reynolds.	
T :	Température	(°C).
μ	Viscosity	(cp).

Notation	Signification	Unité
GVF	Volume de gaz sur le volume de mélange	Pourcentage
fm	Facteur de frottement du mélange	/
HL	Le liquide Hold up dans un pipe horizontal	m3
φ	L'angle du pipe par rapport à l'horizontal	(°)
Pf	Pression de fon dynamique	bar
K	Constante déterminée lors du dernier jaugeage	bar
Φ	Diamètre de la Duse	(mm)
SG	Spécifique gravity	/
ESRI	Elevation service	/
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission	/
ASTER	Advanced Spaceborne Thermal Emission and Relection Radiometer service	/
std	Schedule	/
W_c	Water-cut	Pourcentage
B_G	Volume de gaz dans le mélange	m3
B_O	Volume de huile dans le mélange	m3
B_W	Volume de l'eau dans le mélange	m3
TSP	Twin screw pump	/
PVT	Pression –Volume-température	/
EVR max	Erosion velocity ration	/
FL	Flow-Line	m
Pasp	Pression d'aspiration	Bar
Pref	Pression de refoulemnt	Bar
ΔP	La diffirence de pression	Bar
Vl	Liquid settling volume	m3
Vm	Vitesse du mélange	(m/s).
Z	Compressibilité de gaz.	
ρm.	Masse volumique du mélange	(kg/m^3) .
ρ_o	Masse volumique d'huile aux conditions de travail	(kg/m^3) .

Notation	Signification
ASME	L'American Society of Mechanical Engineers
Grade B	Propriétés mécaniques du pipe selon la norme ASTM
ASTM	the American Society for Testing and Materials,
ANSI B31.	The American National Standards Institute
API	Américain Pétroleum Institute
HGAW	Hassi Guettara West
HMD	Hassi Messaoud

Introduction générale :

Introduction générale :

Le champ pétrolier et gazier de Hassi Messaoud, situé au cœur du Sahara algérien, occupe une position géostratégique majeure en tant que gisement d'hydrocarbures d'une envergure exceptionnelle. Sa richesse en réserves et son taux de production élevé en font un pilier fondamental de l'approvisionnement énergétique national et un contributeur important aux exportations algériennes.

L'acheminement de la production depuis les têtes de puits jusqu'aux installations de traitement s'effectue via un réseau étendu de pipelines. Ce réseau, organisé en sous-ensembles convergeant vers des centres de traitement préliminaire (EPF), joue un rôle essentiel dans l'optimisation des flux et la fluidité de la production.

Cependant, ce réseau, bien qu'essentiel, n'est pas exempt de défis. La convergence des flux provenant de multiples puits introduit des complexités qui se manifestent par des phénomènes de freinage, tels que des chutes de pression, des restrictions de débit et des turbulences. Ces perturbations entraînent une diminution du débit de production et, par conséquent, une perte d'efficacité.

L'érosion des conduites constitue une menace supplémentaire pour l'intégrité du réseau. Les écoulements à grande vitesse, conjugués aux particules abrasives présentes dans le fluide, accélèrent l'usure des parois des pipelines. Cette dégradation progressive peut engendrer des fuites, des défaillances structurelles et des coûts de maintenance accrus, impactant négativement la production.

Face à ces enjeux, ce mémoire s'engage dans une exploration approfondie de la dynamique de fluide tri phasique dans un réseau de collecte de l'EPF HGAW au sein du champ périphérique sud de Hassi Messaoud. L'objectif premier est de diagnostiquer les problématiques du réseau et de proposer des solutions d'optimisation ciblées, notamment par le biais du pompage multiphasique, afin d'atténuer les effets des phénomènes de freinage et d'améliorer l'efficacité opérationnelle du système.

La présente étude s'articule autour d'une méthodologie rigoureuse combinant observations détaillées sur le terrain, analyse approfondie des données et modélisation numérique avancée. Cette approche permet de démêler les complexités du réseau de collecte de l'EPF HGAW et de fournir des informations exploitables.

L'analyse s'appuie sur des données empiriques recueillies sur le terrain et sur l'utilisation de logiciels de simulation de pointe tels que PIPESIM. Cette combinaison permet d'élaborer des recommandations pratiques et des solutions concrètes pour optimiser la performance du

réseau, garantir une production optimale et générer des économies de coûts.

Le mémoire se structure en quatre parties distinctes, chacune abordant un aspect de la problématique :

1. **Partie théorique :** Cette section pose les bases théoriques en s'attardant sur les écoulements multiphasiques et les principes fondamentaux de la production d'hydrocarbures.
2. **Modélisation du réseau de collecte :** La deuxième partie se concentre sur la modélisation du réseau de collecte de l'EPF HGAW à l'aide du logiciel PIPESIM. Cette étape permet de reproduire un modèle représentatif de cas actuel de l'EPF HGAW.
3. **Optimisation du réseau de collecte :** Dans cette partie, différentes stratégies d'optimisation du réseau de collecte sont explorées, en intégrant l'utilisation de pompes multiphasiques avec des paliers de pression d'aspiration variables.
4. **Dimensionnement de pompage multiphasique et analyse comparative :** La dernière partie se focalise sur le dimensionnement d'un système de pompage multiphasique adapté aux différents bilans de production du champ HGAW. Une étude comparative approfondie est menée entre les systèmes de production par EPF et par pompage multiphasique, d'un point de vue technique et économique.

En conclusion, ce mémoire vise à apporter une contribution significative à l'optimisation du réseau de collecte de l'EPF HGAW à Hassi Messaoud. En s'attaquant aux défis de l'érosion et des phénomènes de freinage, cette étude cherche à améliorer l'efficacité opérationnelle du réseau, à garantir une production optimale et à contribuer à la rentabilité du champ pétrolier et gazier**.**

I- Chapitre :
Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1-Introduction:

Dans ce chapitre, nous allons d'abord nous intéresser à la présentation du champ de Hassi Messaoud d 'un point de vue géographique et géologique [01].

I.2- Description du champ de Hassi Messaoud: [01].

Par sa superficie et ses réserves, le champ de Hassi Messaoud constitue le plus grand gisement de pétrole en Algérie. Le premier forage d'un puits (MD1), qui a confirmé la présence de pétrole à une profondeur de 3338 mètres, a été réalisé le 15/01/1956 par la société CFPA (Compagnie Française du Pétrole d'Algérie). Deux ans plus tard, en 1958, le champ de Hassi Messaoud a été mis en production avec des réserves d'huile en place d'environ huit milliards de mètres cubes standards, dont 28 % sont des réserves récupérables. Actuellement, après soixante ans d'exploitation, il reste le champ le plus important d'Algérie, malgré la baisse considérable de son potentiel, ce qui nous oblige souvent à recourir à des techniques de récupération assistée pour maintenir la pression du réservoir.

I.2.1- Situation géographique:

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est situé à environ 86 kilomètres au sud de la wilaya d'Ouargla et à 780 kilomètres au sud-est d'Alger. Il s'étend sur près de 2500 km² de superficie. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

Est : De 790.000 à 840.000

Nord : De 110.000 à 150.000

En plus de sa taille impressionnante, le champ de Hassi Messaoud revêt une importance stratégique majeure pour l'Algérie. Il représente un pilier essentiel de l'économie nationale, contribuant de manière significative aux revenus du pays grâce à l'exploitation de ses ressources pétrolières. De plus, il joue un rôle crucial dans le développement de l'industrie pétrolière algérienne, en servant de modèle pour l'application de technologies avancées d'exploration et de production.

Le champ de Hassi Messaoud est également connu pour son histoire riche et complexe. Au fil des décennies, il a été le théâtre de nombreux développements technologiques et stratégiques dans le domaine de l'exploitation pétrolière. Des investissements importants ont été réalisés pour optimiser l'extraction des réserves de pétrole, tout en minimisant l'impact sur l'environnement et en assurant la sécurité des travailleurs.

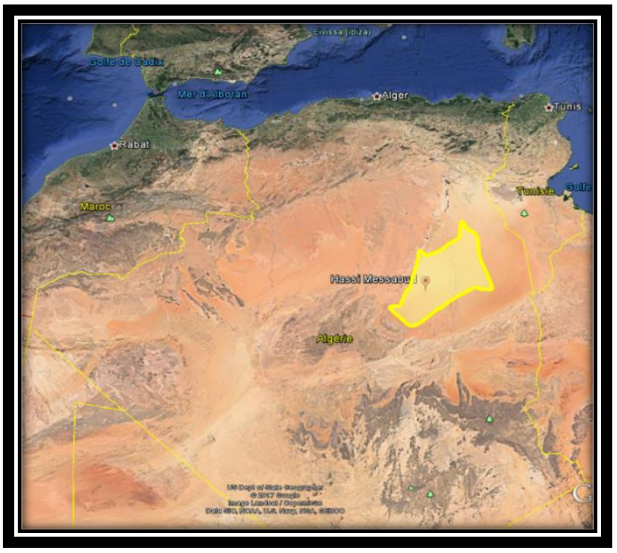


Figure I.1 : Localisation géographique du champ Hassi Messaoud [02].

I.2.2- Situation géologique du champ Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation dia-génétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement ait pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques comme ils peuvent les détériorer. Géologiquement, le gisement du champ de Hassi Messaoud est limité par [2] :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Et à grand échelle :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépressde Ghadames.

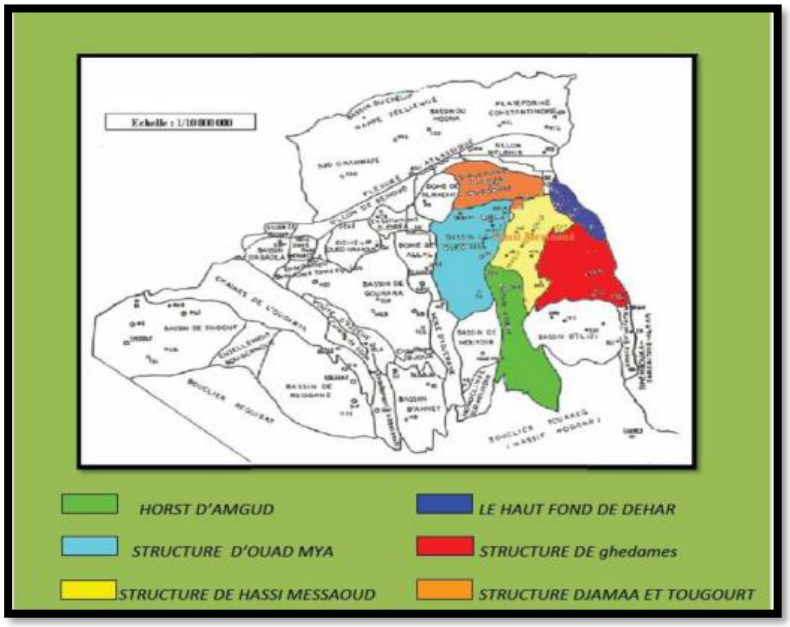


Figure I.2 : Situation géologique du champ HMD [2]

I.2.3- Zones de production

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites « zones de production », d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur pression ne peut être le seul critère de caractérisation de zones.

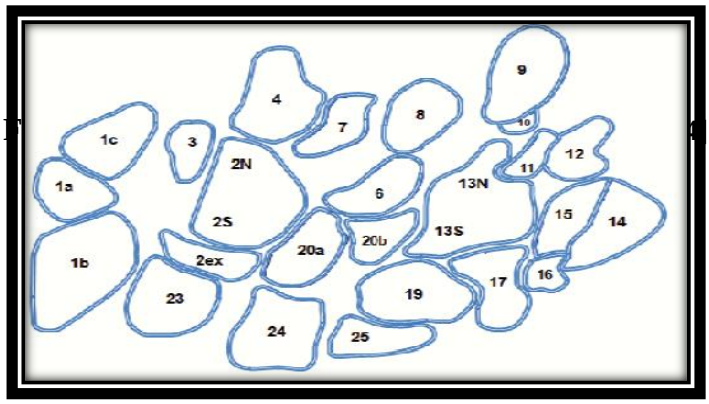


Figure I.3: Situation géologique du champ HMD [3]

Le champ de Hassi Messaoud est caractérisé par:

- Formation (Réservoir) : Ordovicien et Combrien **[**4]
- Profondeur moyen : 3250 m
- Température : 120 °C
- Densité (°API) Pression de gisement : 45 [5]
- Pression de gisement : 100 – 450 bars

II- Chapitre :
Base théorique

II.1-Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons explorer les fondements essentiels qui sous-tendent le cheminement de la production vers les unités de traitement. Cette démarche implique l'examen des systèmes de collecte et de l'écoulement multiphasique, en se basant sur les équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie cinétique. Nous aborderons également l'application de ces principes dans l'industrie pétrolière, ainsi que les défis uniques qu'ils soulèvent dans les systèmes de collecte et de transport du brut. Enfin, nous étudierons les solutions envisagées pour y remédier.

II.2-Généralité sur le réseau de collecte :

Un réseau de collecte de pétrole et de gaz est un ensemble de pipelines, d'infrastructures et de systèmes conçus pour recueillir, transporter et acheminer le pétrole et le gaz naturel produits à partir de sites d'extraction vers les installations de traitement, de stockage ou de distribution. Ces réseaux sont un élément essentiel de l'industrie pétrolière et gazière, permettant de gérer efficacement la production et le transport des hydrocarbures.

II.2.1-Conception de flowline :

II.2.1.1-Définition :

Les flowlines sont des pipelines qui transportent les fluides entre les têtes de puits et les stations de collecte, et vice versa. Dans un grand champ de puits, plusieurs flowlines relient des puits distincts à un collecteur. Le courant est ensuite transféré du collecteur par une conduite de collecte vers l'étape de prétraitement ou vers l'installation de transport ou le navire. Les flowlines peuvent passer par la terre ou par des puits sous la mer. Ils peuvent être enterrées dans le sol ou sur le fond marin, ou être nivelées. Les conduites qui recueillent les débits de plusieurs flowlines sont appelées des collecteurs.

II.2.1.2-Définition Considérations relatives à la conception des flowlines :

En général, les lignes directrices suivantes sont suivies pour la conception des flowlines:

Code de conception des flowlines : généralement le code utilisé est ASME B31.4 ou ASME B31.8. [6]

La résistance mécanique : La taille des flowlines varie en fonction des exigences du processus. L'épaisseur de la paroi de ces flowlines est déterminée à l'aide de la formule de Barlow avec un facteur de conception de 0,72 excepté ceux en acier au carbone.

Tracé des streams : Pour créer de nouvelles lignes d'écoulement, des allées ou des lignes d'écoulement désignées sont suivies afin de minimiser l'utilisation des terres.

Matériau des flowlines : En général, un tuyau standard (API 5L) est utilisé comme matériau d'écoulement métallique. Les qualités courantes de matériaux métalliques sont les suivantes : API 5L Grade B, Grade X42, X52 et Grade X60 **[7]**

Boucles de dilatation des flowlines : La dilatation ou la contraction se produit lorsque la température du matériau de la flowline est différente de la température au moment de l'installation ou en raison de l'effet de la pression et du bouchon d'extrémité sur le changement de direction.

Raccordements des flowlines (connections) : Le branchement fait référence à la tuyauterie nécessaire pour raccorder la flowline à la tête de puits et à l'installation de production. La tuyauterie de raccordement est conçue selon la norme ANSI B31.3.

II.2.2-Plan de collecte :

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours par des pertes de charge importante.

Les pressions de service des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huiles à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand des conditions anormales apparaissent.

II.2.2.1-Liaison individuelle :

Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement.

Cette formule offre d'importants avantages techniques [8] :

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

- Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.

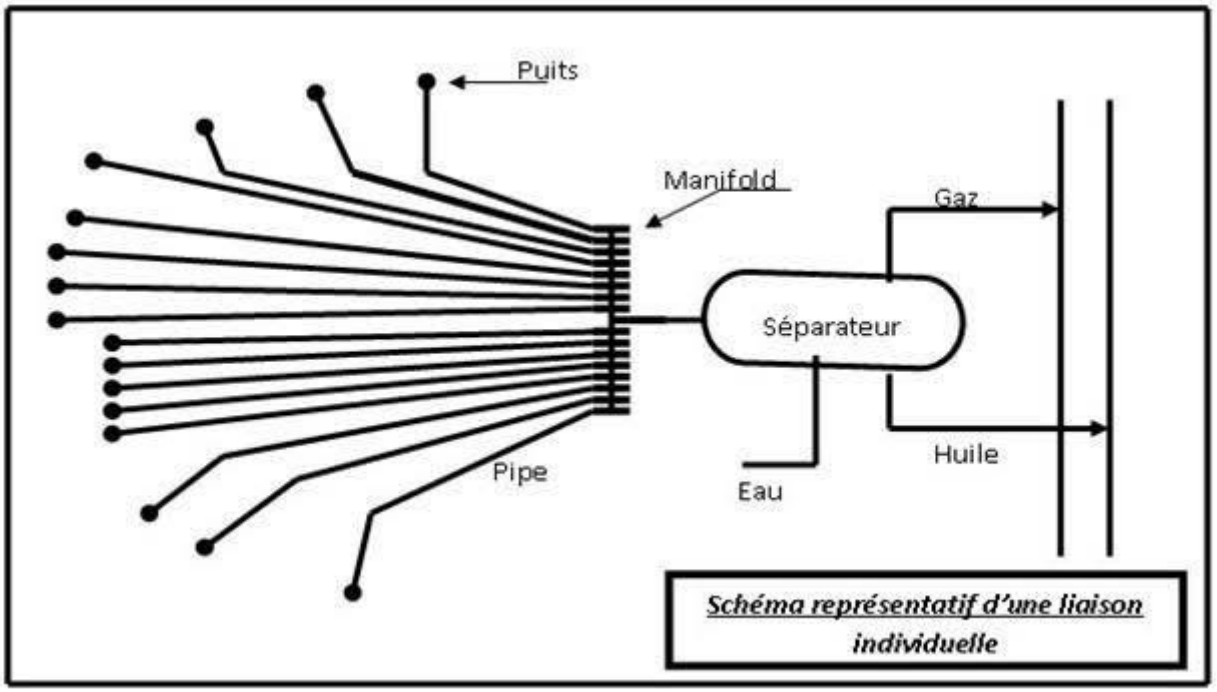


Figure II .1 : Schéma de liaison individuelle puits-manifold Source [9]

II.2.2.2-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 courts possibles. Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test.

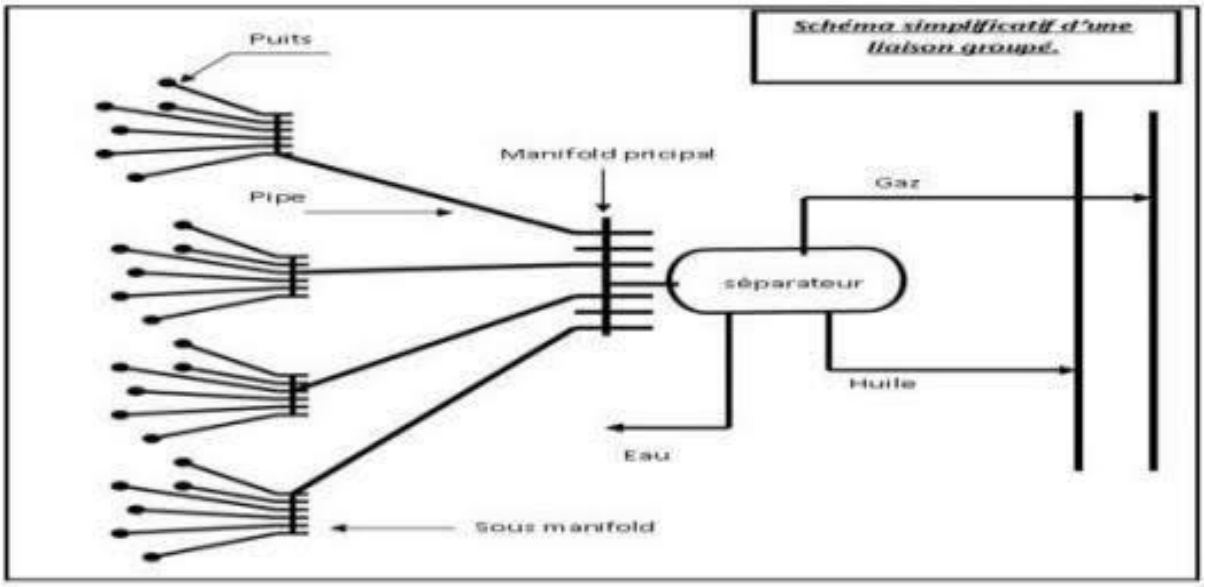


Figure II.2: Schéma de Liaison par collecteur Source [9]

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 [8].

II.3- Early Production Facilities (EPF) :

Un EPF est l'abréviation pour « Early Production facilities ». C'est un centre de traitement intermédiaire qui est installé en général pour deux raisons :

- Pour une zone assez éloignée
- Pour une zone où les puits produisent avec pression de tète faible

Le code couleur des PIPE sur l'EPF HGAW : $\begin{cases} jaune \rightarrow gaz \\ vert \rightarrow huile \\ bleu \rightarrow eau \end{cases}$

❖ **Manifold**

Afin de diriger l'effluent des puits dans des directions désirées et utiles on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettent d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Un manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, présenter tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits. Chaque ligne lie un puits à un manifold comporte les éléments suivants [8]

A. Sortie puits :

A la sortie de chaque puits sur la ligne d'effluent, sont installés des prises de température et de pression, des vannes d'isolement et une gare racleur équipée d'une ligne de torche avec des vannes et un système de sécurité comporte un disque d'éclatement taré à une pression donnée (en cas d'augmentation de pression dans le pipe).

B. Arrivée au manifold :

Pour chaque ligne de puits, un dispositif uniforme de raccordement est prévu, sur chaque arrivée vanne d'isolement clapet anti- retour manomètre thermomètre vannes de raccordement.

Le système des vannes prévu à l'arrivée au manifold permet de relier chaque ligne à l'une ou l'autre des transversales suivantes :

- Le collecteur principal de production.
- Le collecteur principal de test
- Le collecteur de torche



Figure II.3: Schéma de Liaison par collecteur.

❖ **Séparateur**

Le terme séparateur dans la terminologie des champs de pétrole désigne un récipient sous pression utilisé pour séparer les fluides produits à partir de puits de pétrole et de gaz en composants gazeux et liquides [10].

Les séparateurs de pétrole et de gaz peuvent avoir trois configurations générales :

- vertical
- horizontale
- sphérique

Les séparateurs doivent intégrer

-Une Capacité liquide volumique adéquate pour traiter l'huile et l'eau.

-Diamètre et hauteur ou longueur du récipient adéquate pour permettre à la plupart des liquides de se séparer du gaz.

-Un moyen de contrôler le niveau d'huile dans le séparateur, qui comprend habituellement un contrôleur de niveau de liquide et une soupape de moteur à diaphragme sur la sortie d'huile.

-Une soupape de contre-pression sur la sortie de gaz pour maintenir une pression régulière dans le récipient.

-Dispositifs de décompression mesures.



Figure II.4: Séparateur horizontal de l'EPF HGAW.

❖ Les pompes

Les pompes, en tant qu'appareils permettant de véhiculer les liquides, sont les pièces maîtresses qui donnent la vie aux unités de traitement ou de fabrication.

Le pompage peut être défini comme une addition d'énergie à un liquide pour le mettre en mouvement d'un point à un autre. Partout où un liquide a besoin d'être transporté, une pompe peut être utilisée. Tous cela est requis par :

1- Un liquide.
2- Des tuyauteries de circulation.
3- Une pompe.
4- Un système d'entraînement.

L'énergie fournie au liquide est transformée en une augmentation de pression du liquide pour lui permettre de vaincre la résistance au refoulement de la pompe.

On distingue plusieurs types de pompes, de moteurs et principes différents. Tout type de moteur peut être utilisé sur une pompe :

- Moteur électrique.
- Turbine à gaz.
- Turbine à vapeur.
- Moteur diesel.

A. Catégories principales

Les pompes sont des appareils permettant un transfert d'énergie entre le fluide et un dispositif mécanique convenable. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide soit principalement de l'énergie potentielle par accroissement de la pression en aval, soit principalement de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide.

L'énergie requise pour faire fonctionner ces machines dépend donc des nombreux facteurs rencontrés dans l'étude des écoulements :

- Les propriétés du fluide : masse volumique, viscosité, compressibilité.
- Les caractéristiques de l'installation : longueur, diamètre, rugosité, singularités …
- Les caractéristiques de l'écoulement : vitesse, débit, hauteur d'élévation, pression

Devant la grande diversité de situations possibles, on trouve un grand nombre de machines que l'on peut classer en deux grands groupes :

- ***Les pompes centrifuges :*** Le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.

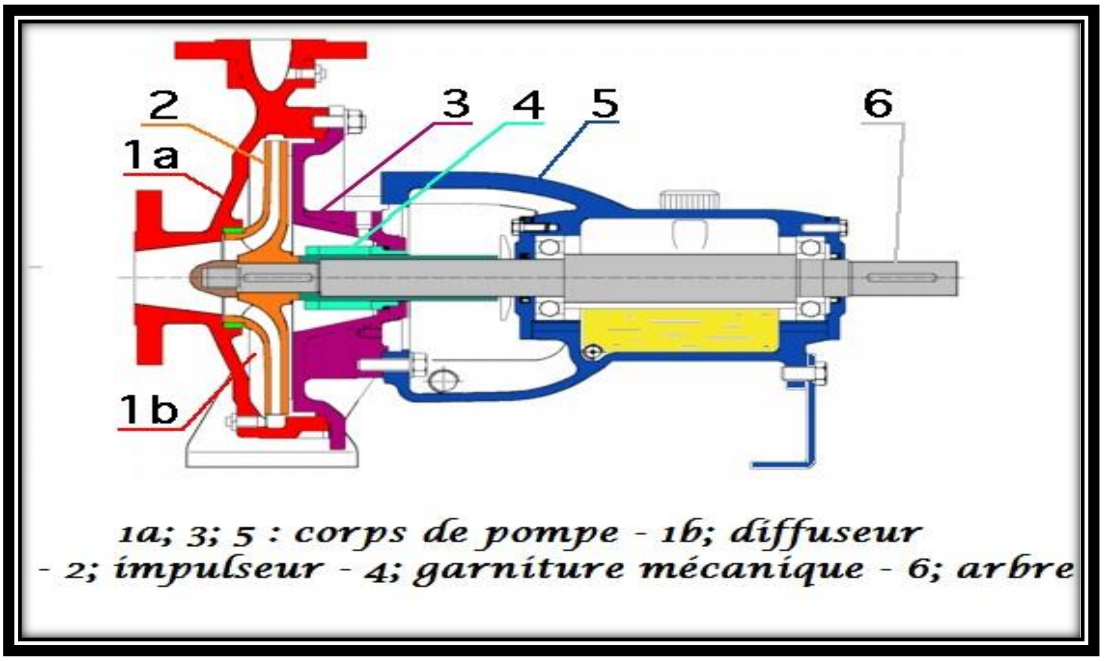


Figure II.5: Pompe centrifuge. [16]

- ***Les pompes volumétriques :*** L'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide.

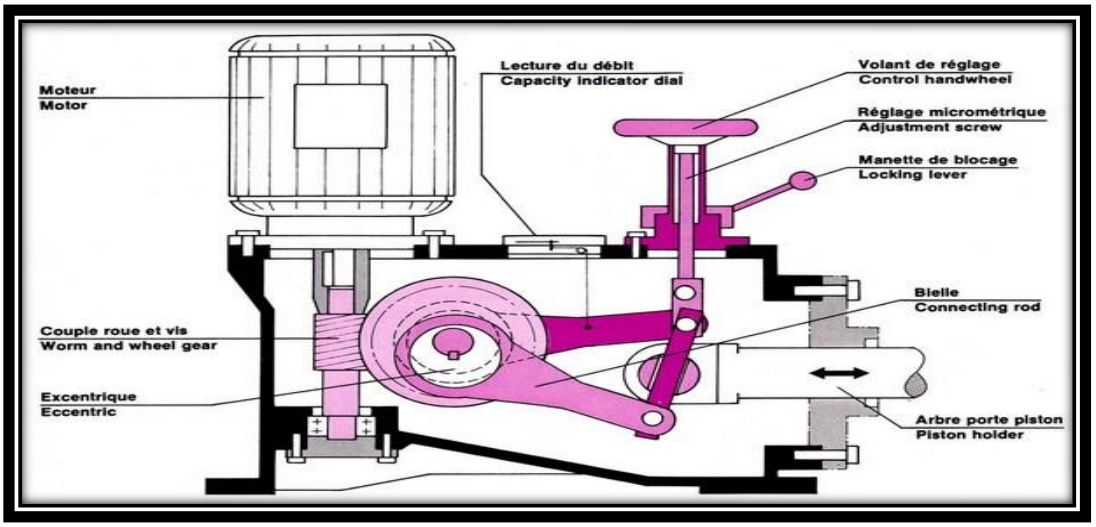


Figure II.6: Pompe volumétrique. [16]

B. Phénomène de cavitation [16]

La cavitation est la vaporisation d'un fluide soumis à une pression inférieure à sa pression de vapeur. Ce phénomène se manifeste par la formation au sien de l'écoulement, de bulles, poches, tourbillons ou torche de vapeur prisonnier dans les pompes, ces structures de vapeur apparaissent dans les zones de faible pression à l'entrée des aubes de roue (point 5 sur la figure en dessus) et sont transportées dans les zones à plus haute pression. Sous l'action du gradient de pression, elles implosent dès que la pression locale dans l'écoulement redevient supérieure à la pression de vapeur.

Ces implosions produisent des micro-jets et des surpressions (onde de choc) qui peuvent atteindre des milliers de bar.

On constate plusieurs conséquences néfastes sur le bon fonctionnement des groupes de pompage causées par la cavitation :

- Bruit de cavitation.
- Pertes de performances.
- Vibrations.
- Erosion des aubes de la roue.

Pour éviter les dommages causés par le phénomène de cavitation il faut toujours vérifier la condition d'installation suivante :

NPSHdisp > NPSHrequis.

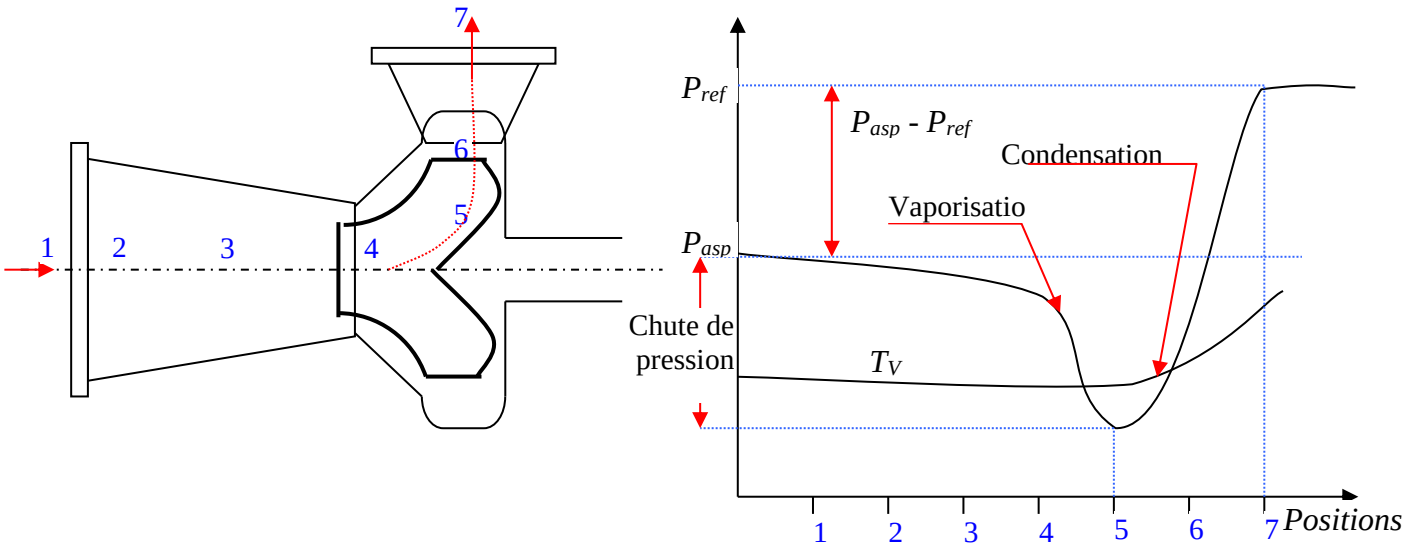


Figure II.7: Evaluation de pression en fonction des positions [16]

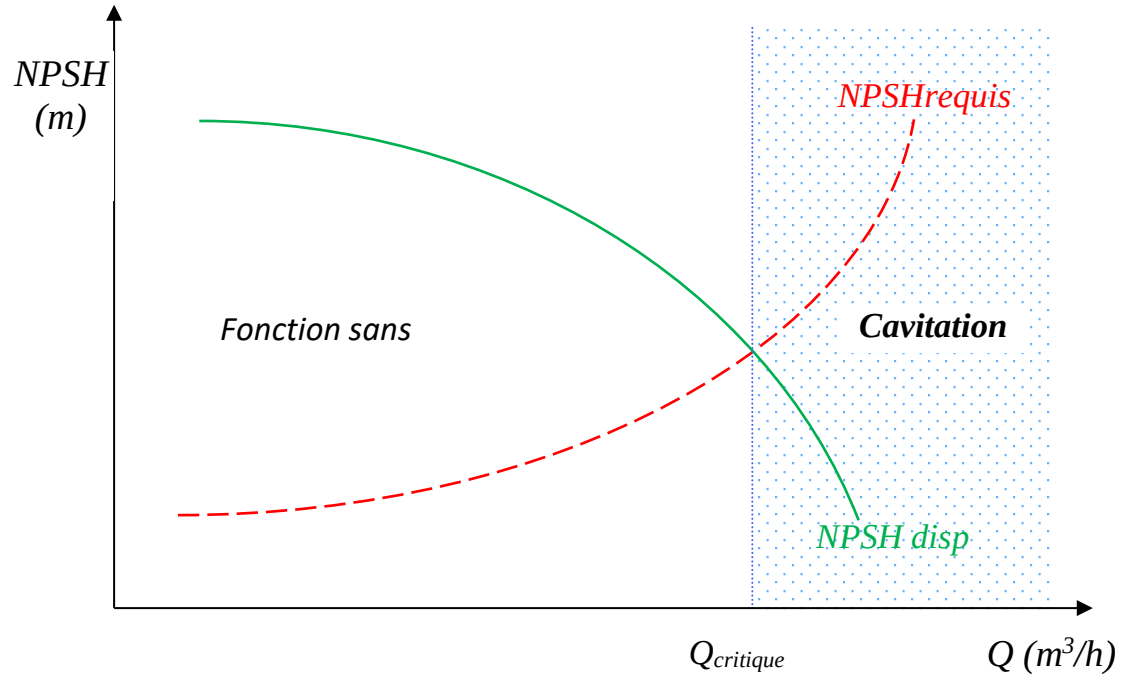


Figure II.8: Evaluation de pression en fonction de NPSH en fonction du débit [16]

(NPSH) $_{dis}$ **:** correspondant à la définition française de hauteur pratique de charge absolue, c.à.d. la valeur excédentaire de la pression à l'entrée de la pompe sur la tension de vapeur du liquide en ce même point, soit en hauteur de liquide. Il dépend uniquement de l'installation, pour sa partie située en amont de la pompe, et des conditions opératoires.

(NPSH) requis : pour une pompe avec un débit donné, exprime en matière, représente la perte de pression statique maximale à l'intérieur de la pompe entre la bride d'aspiration et le point où cette pression est minimale. Le (NPSH) requis pour une pompe est relevé expérimentalement par essai des pompes sur eau. Il est montré sur la courbe de performance de la pompe (sa forme est un peu prés parabolique).

II.4- 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 ...) [12].

❖ **Types d'écoulement**

- Écoulement avec bulle (bubble flow)

Le gaz, en petites quantités (GOR très faible), se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite pipe à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

- Écoulement avec bouchon (plug flow)

La phase gazeuse croit. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite, l'écoulement se fait par alternance de bouchons de liquide et de gaz.

- Écoulement stratifié (stratified flow)

Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.

- Écoulement avec vagues (wavy flow)

Le régime d'écoulement est analogue au précédent Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations (vagues) apparaissent sur l'interface.

- Écoulement avec vagues moutonnantes (slug flow)

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

- Écoulement annulaire (annular flow)

La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie centrale.

- Écoulement brouillard (spray flow)

L'importance de la phase liquide est faible par rapport à celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voir sa totalité est entraînée sous forme de brouillard.

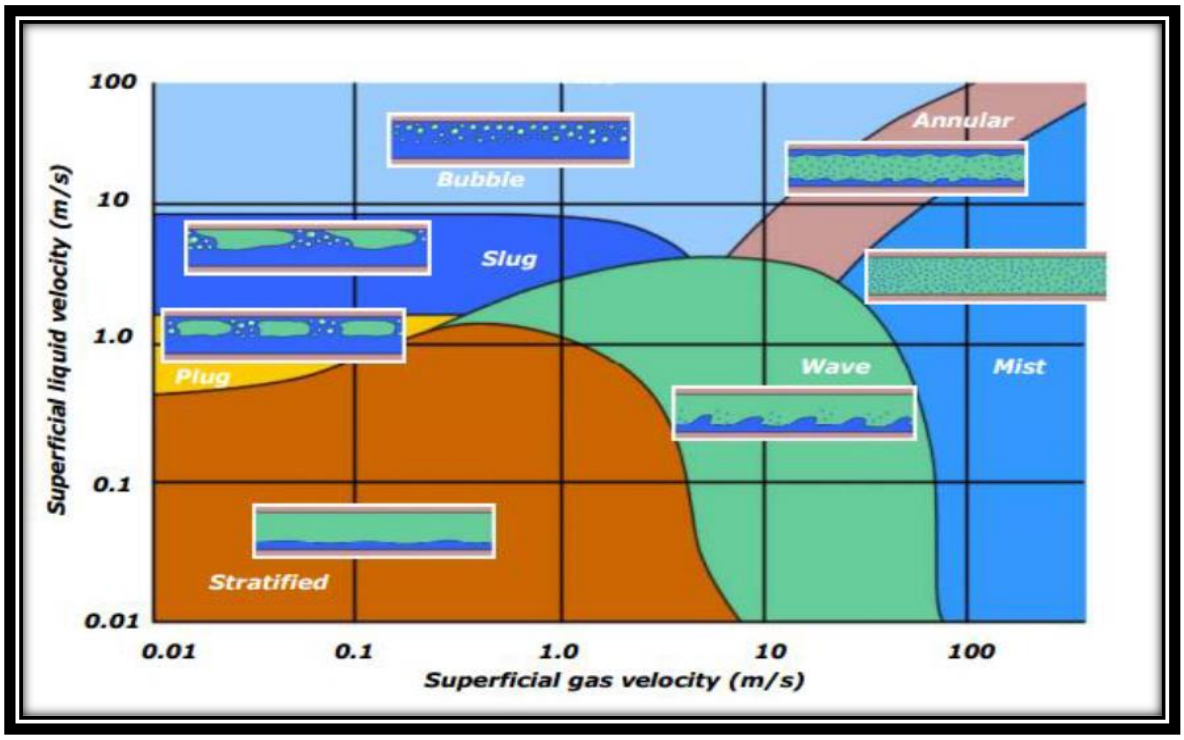


Figure II.9: Carte générique des écoulements horizontaux à deux phases
Source: MSc Thesis Ioannis E. Totoro's [17]

II.5-Etude des pertes de charge :

II.5.1- Variation de la pression le long d'une conduite :

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{élévation} \quad \textbf{.....(Eq. 1.1)}$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \frac{g}{g_c}\rho \sin\theta + \frac{f\rho V^2}{2g_c D} + \frac{\rho V.dV}{g_c.dl} \quad \textbf{.....(Eq. 1.2)}$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \frac{g}{g_c}\rho_m \sin\theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} + \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} \quad \textbf{.....(Eq. 1.}3\text{)}$$

Où :

ρ_m : la densité du mélange.

V_m : la vitesse du mélange.

D : diamètre du pipe.

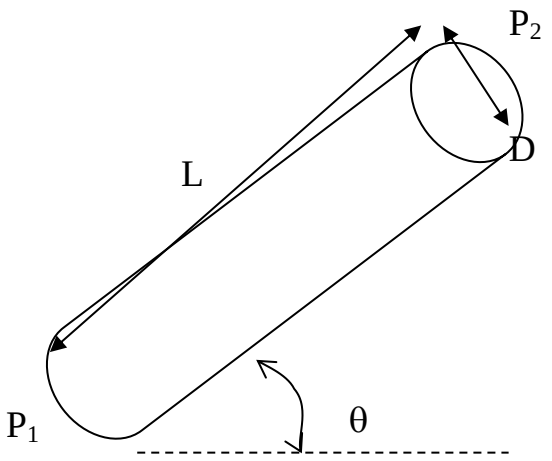
g_c : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange.

Il est fonction de R_e, ε, D.

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

θ : pente de la conduite.



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

Tableau II-1 : Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges :

Composante	Puits à huile	Puits à gaz
Elévation	70% - 90%	20% - 50%
Friction	10% - 30%	30% - 50%
Accélération	10%	0% - 10%

• Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasique pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans le pipe, ce terme est proche de zéro. Mais on doit cependant en tenir compte dans certain écoulement à grande vitesse (cas de basse pression et GOR élevé).

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} = \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} \quad \text{.....(Eq. 1.4)}$$

- 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. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up :

$$\rho_s = \rho_1 H_L + \rho_g H_g \quad \text{(Eq. 1.5)}$$

Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz. Par contre, il est important pour un écoulement permanent de liquide et prépondérant aux faibles débits.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{élévation} = \frac{g}{g_c}\rho_m \sin\theta \quad \text{(Eq. 1.6)}$$

- Le terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{friction} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} \quad \text{(Eq. 1.7)}$$

II.5.2- Liquid hold-up :

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquid Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance à stagner dans les points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent les pertes de charges augmentent dans la conduite.

- Le liquide Hold up :

Le liquide Hold up (taux de présence locale de liquide dans la conduite) est calculé pour chaque type d'écoulement comme suit [12] :

$H_L(\emptyset) = \Psi H_{L(0)}$ (Eq. 1.8)

Où : ψ: facteur d'inclinaison ;

H_L (0) : le liquide Hold up dans une pipe horizontale est calculé par la formule

$H_{L(0)} = a\lambda_L^b / N_{FR}^c$: a, b et c sont déterminés à l'aide du tableau suivant :

Tableau II -2 : Valeurs (a, b et c) pour chaque régime d'écoulement

Régime d'écoulement	A	B	C
Ségrégation	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	0.1065	0.5824	0.0609

La valeur calculée de H_L (0) doit être : $H_L (0) \geq \lambda_L$

Le facteur de correction du Hold up dû à l'effet de l'inclinaison de pipe est donné par [12]:

$$\Psi = 1 + C [\sin (1.8\phi) - 0.333 \sin^3(1.8\phi)] \quad \textbf{(Eq. 1.9)}$$

Où : φ : l'angle du pipe par rapport à l'horizontal.

e, f et g sont donnés par le tableau suivant : $C = (1 - \lambda_L)\ln [dL^e N_{LV}^f N_{FR}^g]$ **(Eq. 1.10)**

Tableau II-3 : Valeurs (d, e, f et g) pour chaque régime d'écoulement

Régime d'écoulement	D	E	F	G
Ségrégation	**0.011**	**-3.768**	**3.539**	**-1.614**
Intermittent	**2.96**	**0.305**	**-0.4473**	**0.0978**
Distribué	**Pas de correction**		**c=0, Ψ =1, HL ≠ f(φ)**	
Tout régime	**4.70**	**-0.3692**	**0.1244**	**-0.5056**

Donc la même équation est utilisée pour calculer le Hold Up pour chaque régime, seuls les coefficients et les exposants utilisés diffèrent d'un régime à un autre.

Quand le régime d'écoulement est transitoire, le Hold up doit être calculé en utilisant à la fois les équations du régime intermittent et celui en ségrégation en introduisant deux facteurs A et B :

H_L (transition)= A x H_L (ségrégation) + B x H_L (intermittent)

Où : $A = (L_3 - N_{FR}) / (L_3 - L_2)$

$B = 1 - A$

Une fois H_L (0) est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit [12] :

$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g$ Tel que : $H_g = 1 - H_L$ **(Eq. 1.11)**

Une fois H_L (0) est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit [12] :

$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g$ Tel que : H_g=1 - H_L …… **(Eq. 1.12)**

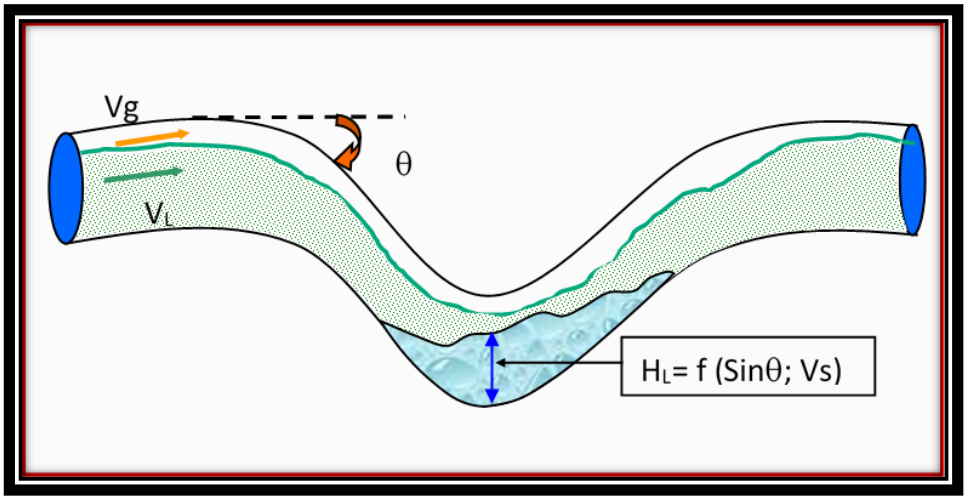


Figure II.10: Problème de liquide hold-up

II.6-Régimes d'écoulement à travers la Duse :

La Duse permet de contrôler le débit de production en ajustant la pression de tête voulue,tout en considérant les contraintes Réservoir - Puits- Réseau. Parmi ces contraintes, on cite [13] :

- Problème de conning.
- Régime d'écoulement vertical à travers la colonne de production.
- Installations de surface disponibles pour prendre en charge la production du puits.
- Pour calculer le débit de production on utilise des formules d'écoulement multiphasique à travers une Duse.

Ces équations utilisent des coefficients qui se diffèrent d'un champ à un autre. Selon le rapport de la pression pipe sur la pression tête, trois régimes d'écoulements multiphasiques sont distingués.

❖ Régime critique :

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont (Ppipe) de la duse sur la pression en aval (Ptête) est inférieur au point critique. Quoi que dans la littérature on prend une valeur de 0,5 la valeur de ce point dépend de plusieurs paramètres (GOR, Φduse, WOR, ρg, ρo, ρw…). Dans ce cas, le débit est fonction de la pression de tête seulement : Q = A. Pt [13]

A Hassi Messaoud, l'équation suivante est utilisée :

$$Q = \frac{\emptyset^{1.8}}{1000K} P_t \quad \text{..... (Eq. 1.13)}$$

Avec : Q : débit d'huile (m^3/hr)

Φ : diamètre de la duse (mm)

Pt : pression de tête (bar)

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage

❖ Régime transitoire :

C'est la zone où le point critique n'est pas bien déterminé. Il apparaît dans l'intervalle de :

$$0{,}5 < \frac{P_p}{P_t} < 0{,}75$$

❖ Régime non critique :

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de pipe. Et inversement, la pression de tête diminue et le débit de production augmente quand la pression de pipe diminue. Donc toute variation de la pression avale duse (Pp.), fait varier la pression amont (Pt.) ce qui nous donne un écoulement non stable, d'où une perturbation sur le réseau qui influe sur le débit d'écoulement [5].

En général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (Pp / Pt) est supérieur ou égal à 0,75.

A Hassi Messaoud, l'équation suivante est utilisée :

$$Q = \frac{F(x).\emptyset^{1,8}}{1000K} P_t \quad \text{(Eq. 1.12)}$$

Avec F(x) : fonction du rapport Pt/Pt

$$F(x) = 2{,}667 * \frac{P_p}{P_t * \sqrt{1-\left(\frac{P_p}{P_t}\right)}} \ldots \left(\frac{P_p}{P_t} > 0.75\right) \quad \text{.....(Eq. 1.14)}$$

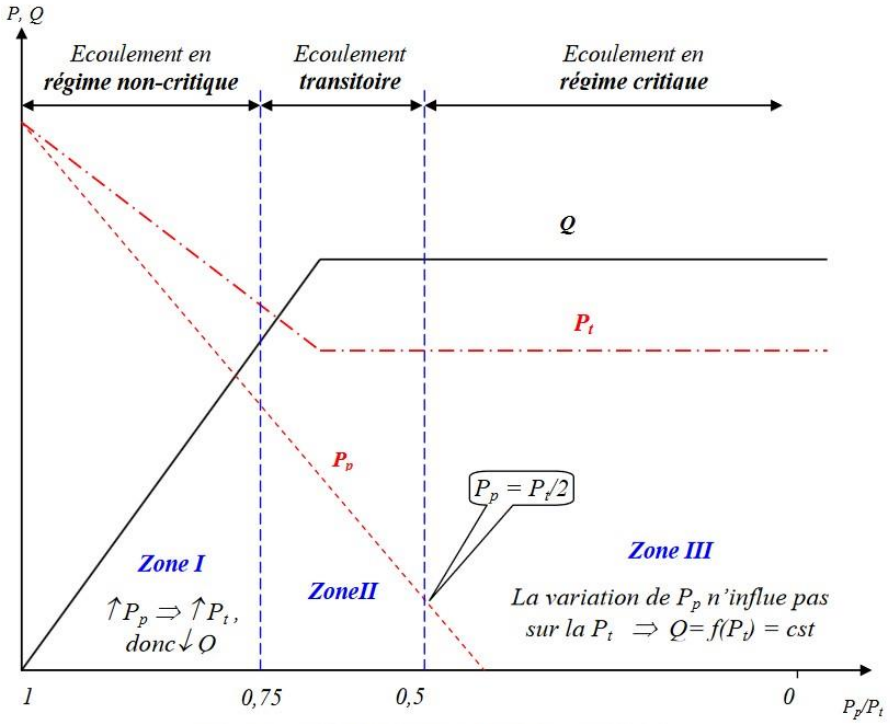


Figure II.11: Régimes d'écoulement à travers la Duse

II.7.Principe de l'analyse nodale :

Le principe de l'analyse nodal est de segmenter le Système de production de façon à connecter les différents milieux d'écoulements avec des nœuds

- Réservoir - puits,
- Puits - port duse,
- Port duse – ligne.

Ces nœuds sont caractérisés par différentes pressions influant sur la production et le comportement du fluide :

- Pression de gisement/réservoir (Pg/Pr),
- Pression de fond (Pf/BHP),
- Pression de tête (Pt/WHP),
- Pression de ligne (Pl/Pp).

Les conditions aux limites (Pr et Psep) sont des conditions sur lesquels on ne peut pas jouer. On peut faire l'analyse nodale grâce à partir de plusieurs logiciels dont PIPESIM développé par SLB. Ainsi sur PIPESIM on peut faire une modélisation single Branch ou multi Branch.

- Single Branch—modélisation d'un gisement/puits
- Multi branch—modélisation d'un réseau de production avec plusieurs pui

II.8-Généralité sur les pompe multiphasiques :

Les pompes multiphasiques représentent une solution rentable pour le développement de champs de pétrole de petite taille et éloignés, car elles peuvent acheminer l'effluent brut sur de longues distances. Elles peuvent être déployées soit au fond des puits, soit en surface, sur des plates-formes offshores ou on shore.

Ces systèmes peuvent remplacer plusieurs équipements traditionnels utilisés dans la séparation en tête de puits ou les manifolds, notamment :

- Les séparateurs pour séparer le gaz de l'huile.
- Les compresseurs pour comprimer le gaz
- Les pompes monophasiques pour pomper l'huile.

L'adoption des pompes multiphasiques offre ainsi une alternative plus efficace et économique pour la production et le transport des fluides tris phasiques de production dans les champs pétroliers.

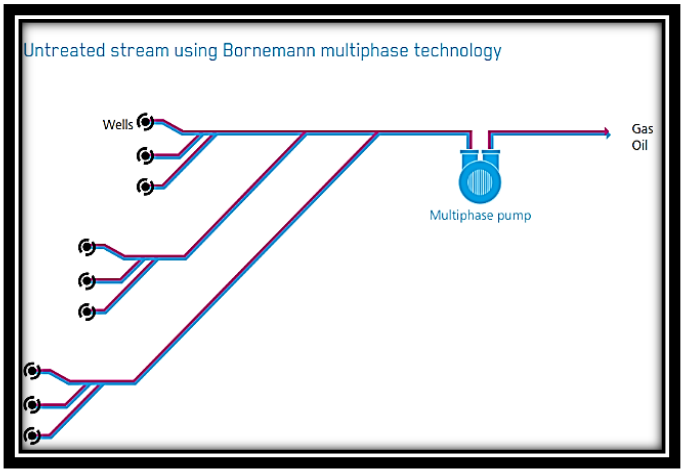


Figure II.12: Systèmes d'expédition de la production

Deux concepts de pompage fondamentalement distincts sont utilisés :

- Les turbopompes
- Les pompes volumétriques.

Les deux sont capables de traiter des mélanges de fluides composés de plus de 90 % de gaz en volume et sont brièvement décrits comme suit :

• Les turbopompes (Concept 1) sont constituées de nombreux étages qui compriment progressivement le mélange de manière dynamique ; cela signifie que la vitesse de la pompe génère la pression requise, avec une augmentation de la vitesse nécessaire pour pomper des GVF (Gas Volume Fraction) plus élevés à la même pression. La gamme complète des GVF peut être prise en charge. Les changements dans les GVF entraînent des variations correspondantes dans le couple, lesquelles sont prises en compte dans la conception de la machine.

• Les pompes volumétriques (Concept 2) ont deux vis qui sont minutées par un engrenage externe, et elles distribuent tout ce qu'elles ingèrent contre une pression de sortie fixe. Ils peuvent pomper 100% de gaz pour indéfini des périodes de temps contre cette pression de sortie. Étant des machines à déplacement positif, elles produisent très peu de fluctuations de couple en réponse aux variations GVF.

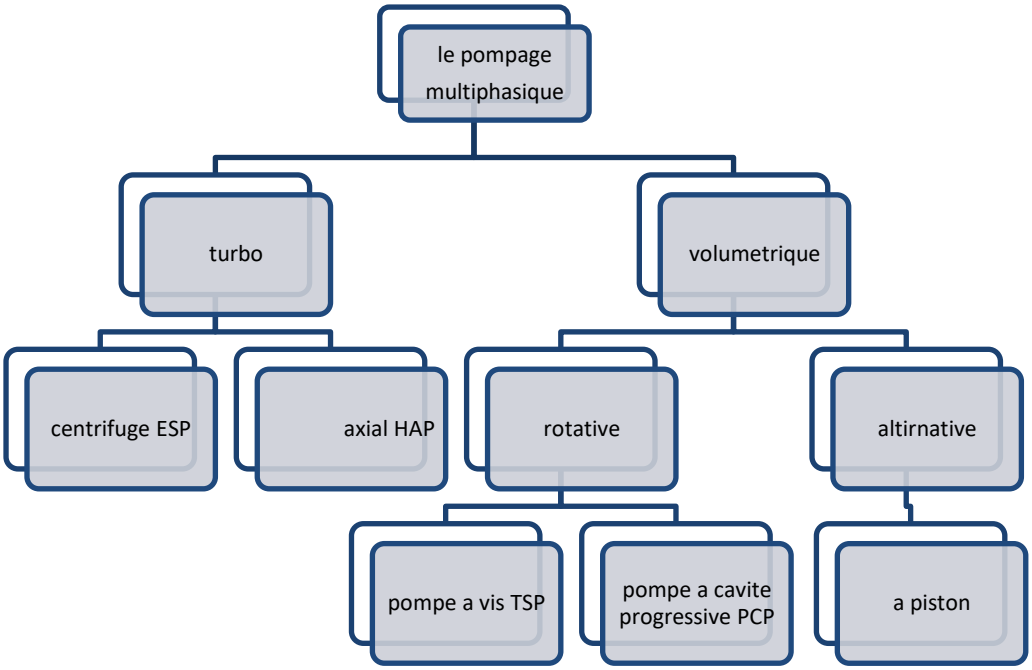


Figure II.13: Les deux familles du pompage multiphasique

La relation du GVF est :

$$GVF = \frac{B_g(\mathrm{GOR} - R_s)}{B_o + B_w \frac{W_c}{(1 - W_c)} + B_g(\mathrm{GOR} - R_s)}$$

…… **(Eq. 1.15)**

$si\ W_c = 0$

$$GVF = \frac{1}{1 + \frac{B_o}{B_g(\mathrm{GOR} - R_s)}}$$

…… **(Eq. 1.16)**

II.9-Les pompe TSP :

Les pompes à double vis se sont révélées tout à fait adaptées au pompage de fluides multiphasiques, car leur performance présente des caractéristiques de déplacement positives typiques. Le fluide est transporté, enfermé dans des chambres agissant en série verrouillées par des joints d'étanchéité entre les vis d'engrènement (vis à gauche / à droite, filetage simple / double vis).

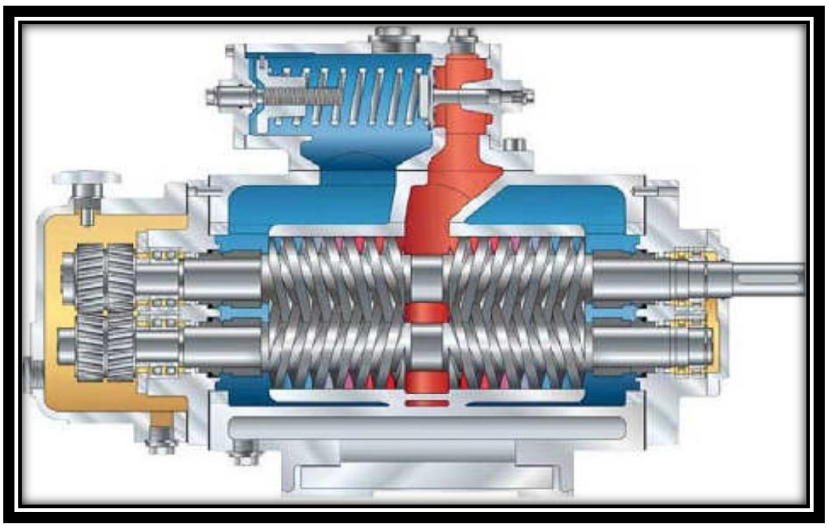


Figure II.14: Pompe à double vis TSP

La disposition à double flux, dans laquelle le groupe de vis se déplace des extrémités vers le milieu. Offre les avantages suivants : doubler la capacité, équilibrer la poussée axiale hydraulique et éviter les joints d'arbre chargés par haute pression.
Les vis (qui peuvent être flexibles), conçues selon les exigences en matière et d'écoulement, s'engrènent mais ne transmettent pas le couple mutuellement. A cet effet, les vis sont entraînées par un pignon de distribution externe et sont donc maintenues à une distance mutuelle par des jeux permettant aux pompes de véhiculer également des fluides contaminés par des particules.

Les pompes à double vis fonctionnent à des vitesses relativement faibles et peuvent être personnalisées en fonction du pas, de la longueur de vis ou du nombre de chambres, des jeux, du nombre de filetages, des profils et diamètres des vis, du matériau, du boîtier et de la vitesse. La conception flexible pour répondre aux besoins de l'utilisateur et les caractéristiques de contrôle linéaire avec la vitesse représentent les avantages innombrables des types de pompe bi-vis.

Les points essentiels à prendre en compte lors de la sélection des pompes à vis multi phases sont la réduction des pertes par fuite à travers les jeux internes fonctionnels et leur protection contre l'usure par abrasion hydraulique.

Trois emplacements à l'intérieur du paquet de vis doivent être distingués :

• Jeu circonférentiel (CC) entre le diamètre périphérique de la vis et le boîtier.

• jeu radial (RC) entre le diamètre interne et externe du profil de la vis.

• Dégagements de flanc (FC) entre les flancs du profil de la vis.

Les dimensions des jeux dépendent des tolérances d'usinage, de la rigidité des vis, de la structure du boîtier contre la déformation élastique par la pression, ainsi que du jeu impliqué par les roulements.

Les jeux circonférentiels (CC) ont une influence prépondérante sur les pertes de fuite internes, car leur section est de loin la plus grande (en forme de huit, comme le montre la figure 14 (b)).

II.10-principe de fonctionnement de la pompe multiphasique TSP :

L'idée de base du fonctionnement de la pompe bi-vis multi phase peut être expliquée avec le modèle à disque circulaire, Les chambres entre les disques se déplacent (comme une chaîne infinie) à travers le boîtier de la pompe et transportent le fluide enfermé dans les chambres de l'aspiration à la décharge contre le différentiel de pression requis.

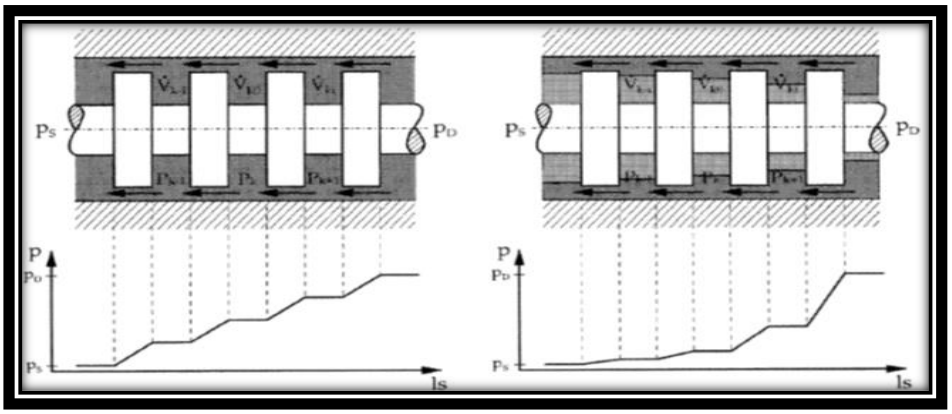


Figure II.15: Modèle à disque de circulation pour pompe à vis TSP.

II.11- Géométrie à vis dégressive:

Le développement de la géométrie de la vis digressive pour les pompes à double vis, illustrée à la Figure II.16, aider à augmenter la compression du gaz dans les situations où le GVF est élevé. Le principe est similaire à la conception de compresseurs à vis qui fait varier les volumes de la chambre le long de la vis pour comprimer le gaz. Lorsque le gaz est comprimé, le volume requis pour déplacer le fluide vers la chambre suivante diminue. En faisant varier le pas le long de la vis, les volumes de la chambre sont diminués le long de la vis, ce qui diminue le volume de la chambre qui conduit à la formation de la compression.

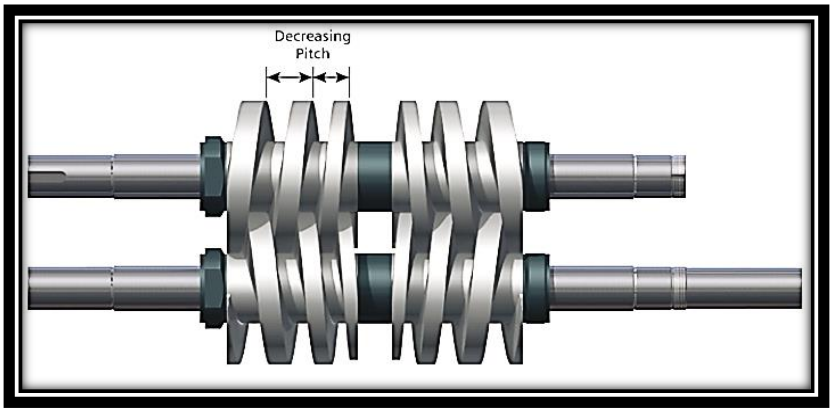


Figure II.16: Géométrie des vis dégressives

II.12- Les pompes multiphasiques utilisées à Hassi Messaoud :

Dans le champ Hassi-Messaoud les pompes multiphasiques les plus utilisés sont :

a. Pompe multiphasique type 01 :

SMALL SIZE :

Basé sur la technologie des pompes à cavités progressives, ce forfait de maintenance et d'exploitation offre un débit de la pompe allant de 73 à 190 mètres cubes par heure (30KBBLPD). Elle peut assurer une pression différentielle de la pompe de 20 à 60 bars avec une fraction volumique de gaz (GVF) pouvant atteindre 97%. La puissance installée de la pompe peut aller jusqu'à 160 kW. La pression d'aspiration minimale est de 2 bars, en moyenne traitable, et la pression d'aspiration maximale est de 85 bars.



Figure II.17: Pompe multiphasique type I mono-vis.

b. Pompe multiphasique Type 02 :

MEDIUM SIZE

Basé sur la technologie des pompes à vis jumelles, la construction et le fonctionnement de systèmes de pompage multiphasiques offre un débit de pompe pouvant aller jusqu'à 660 mètres cubes par heure (100KBBLPD). La pression différentielle de la pompe est conçue pour être comprise entre 20 et 60 bars, avec une fraction volumique de gaz (GVF) pouvant atteindre 100%. La puissance installée de la pompe est de 600 kW. Les pressions d'aspiration minimale et maximale sont respectivement de 2 bars et de 85 bars.



Figure II.18: Pompe multiphasique type 02 à vis jumelles.

C. Pompe multiphasique Type 03 :

BIG SIZE

Basée sur la technologie des pompes à vis jumelles, cette solution offre un débit de pompe allant jusqu'à 2700 mètres cubes par heure (400KBBLPD) avec une pression différentielle de 20 à 60 bars, ajustable selon les besoins du client. Elle est conçue pour fonctionner avec une fraction volumique de gaz (GVF) allant jusqu'à 100% dans le réseau (maximum de 93 bars). La puissance installée de la pompe peut atteindre 2200 kW. Les pressions d'aspiration minimale et maximale sont respectivement de 2 bars et de 85 bars.



Figure II.19 : Système de Pompe multiphasique type 03 à vis jumelles.

D. Système de contrôle et surveillance :

Un système de contrôle et de surveillance à distance à la fois pour les trois types de pompes multiphasiques et les systèmes d'injection de produits chimiques, avec les principales caractéristiques suivantes :

• Toutes les applications peuvent être automatisées.

• Le système de contrôle local utilise une connexion satellite.

• Les données en temps réel sont disponibles pour la surveillance 24h/24 et 7j/7 des paramètres des machines.

• Les machines peuvent être ajustées et/ou arrêtées à distance.

• Le système est entièrement redondant (approche avec plusieurs serveurs et salles de contrôle).

• Toutes les données sont sauvegardées en continu et la confidentialité est assurée.

II.13- conclusion :

Ce chapitre nous a permis de mieux appréhender les contraintes inhérentes à la production et au transport des hydrocarbures, telles que la séparation des phases, la gestion des écoulements et le contrôle des fluides. La maîtrise des principes fondamentaux de l'écoulement multiphasique et la résolution des problèmes spécifiques associés à la gestion des écoulements dans un réseau de collecte revêtent une importance capitale pour assurer des opérations efficaces et sécurisées dans l'industrie pétrolière et gazière. Par ailleurs, une explication détaillée sur le pompage multiphasique a également été fournie.

Haut du formulaire

III- Chapitre : Modélisation du réseau de l'EPF avec logiciel PIPESIM

III.1- Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons élaborer un modèle représentatif du réseau de collecte alimentant l'EPF HGW en utilisant le logiciel PIPESIM de SLB, afin d'exploiter la fonctionnalité de l'espace de travail "Network". Ce modèle sera conçu pour effectuer une analyse de sensibilité dans le but d'optimiser la production en explorant différents scénarios. Une fois créé, ce modèle sera utilisé comme outil de simulation pour identifier le meilleur scénario de production, correspondant à un régime d'écoulement triphasique optimal.

III.2- Présentation du réseau de collecte alimentant l'EPF HGW :

EPF HGAW est connecté à 22 puits, parmi lesquels 11 sont actuellement fermés en raison d'interventions en cours. Certains de ces puits sont directement raccordés au manifold principal HGAWM1, tandis qu'une partie d'entre eux passe par le sous-manifold HGAWM2.

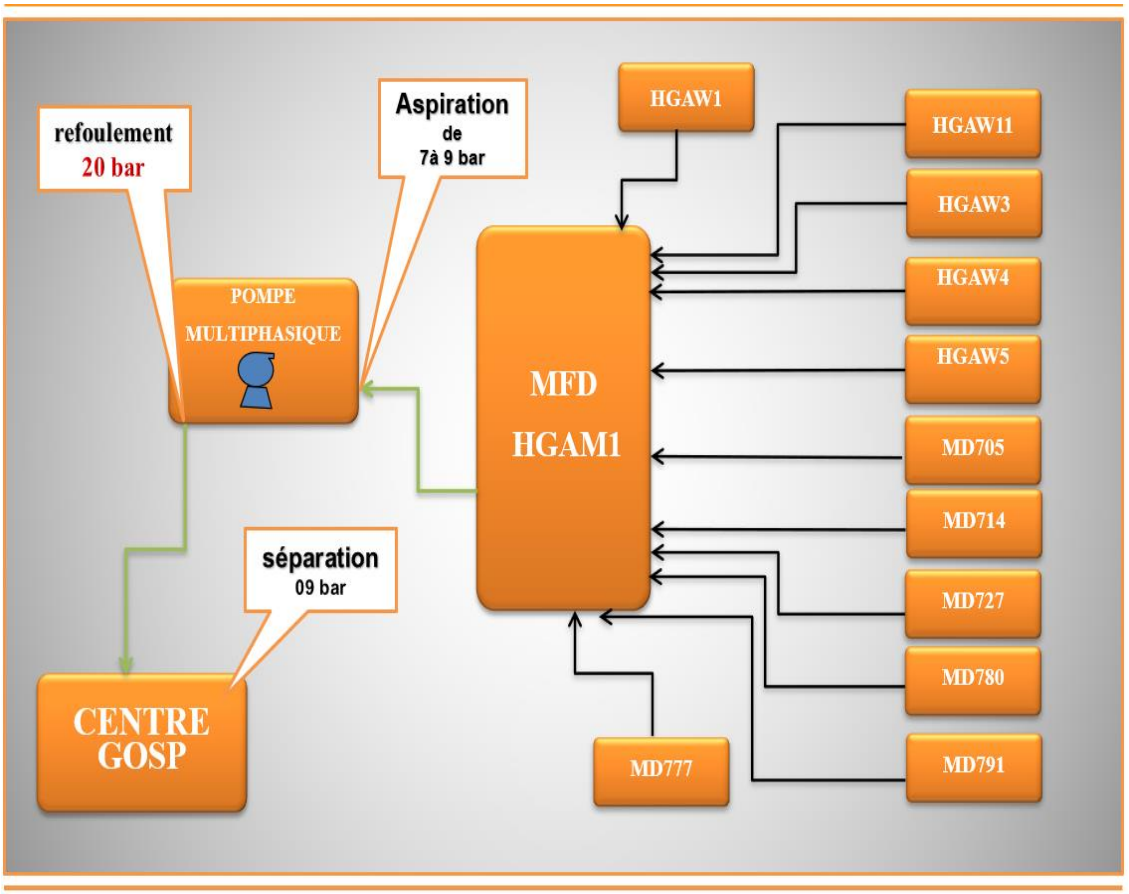


Figure III.1: Réseau de collecte alimentant l'EPF HGW.

III.3- Outil de calcul :

PIPESIM est un logiciel développé par la société Schlumberger (SLB) et introduit sur le marché en 1984. Son objectif principal est de modéliser et d'optimiser les systèmes de production de pétrole et de gaz, en mettant l'accent sur la conception de puits et de pipelines. En utilisant PIPESIM, les ingénieurs peuvent simuler et analyser l'écoulement multiphasique des fluides, le transfert de chaleur et le comportement des fluides dans les systèmes de production. Grâce à ses fonctionnalités avancées, PIPESIM permet d'évaluer la performance des installations de production, d'identifier les goulots d'étranglement et de proposer des solutions pour améliorer l'efficacité et la rentabilité des opérations pétrolières et gazières.

III.4- Modélisation de réseau:

III.4.1-l'insertion des données de modélisation:

III.4.1.1- Données de fluide :

Les propriétés du fluide à Hassi Messaoud sont généralement :

- SG(G) = 0.836
- API = 45 °API → 0,8017
- SG(W) =1, 2748
- Température ambiante= 60°F.

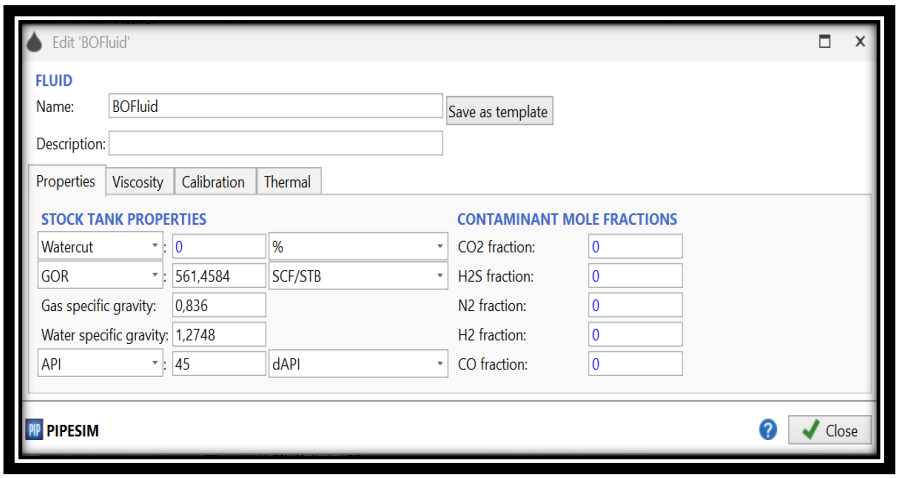


Figure III.2: Paramètre PVT du fluide Black-Oil .

III.4.1.2- Paramètres de production :

Le débit d'huile, le rapport gaz-huile (GOR), la température et la fraction d'eau (water-cuts) seront déterminées à partir des données des bilans de production et de jaugeage, le débit est calculé par la formule de SONATRACH développé en interne utilisant les pressions moyennes mesurées sur le terrain, les dimensions de la Duse et la pression de séparation à l'arrivée.

Le bilan de production du EPF HGAW de **01/03/2024** est comme suit :

Tableau III -1 : Paramètres du bilan de production

Puits	Liquid Flowrate (Q) SM3/h	Température (degC)	Gas Flowrate (Q) SM3/d	GOR (m3/sm3)	Water cut %
HGAW1	5,2	22	15531,84	124	0%
HGAW11	16,4	34	59198,4	151	0%
HGAW2	2,5	27	70850,16	1658	28%
HGAW3	15,9	32	50117,04	159	18%
HGAW4	9,8	14	36726	472	67%
HGAW5	7,3	33	33760,56	508	62%
HGAW8	6,7	32	16408,56	102	0%
MD705	11,1	20	42035,76	158	0%
MD714	0,3	22	35056,08	5037	0%
MD718	2,5	34	3438	69	16%
MD720	3,4	26	6704,88	81	0%
MD727	9,4	26	33918,72	151	0%
MD728	1,6	29	5721,36	151	0%
MD738	1,0	13,2	43412,64	1846	0%
MD746	0,5	27	2256	188	0%
MD762	2,8	13	3845,76	62	8%
MD763	2,3	33	42678,24	1482	48%
MD775	4,9	26	8104,32	118	41%
MD777	5,7	23	11707,68	86	0%
MD780	2,8	14	8354,88	124	0%
MD791	2,8	18	7029,12	141	24%
NHGAW1	3,2	20	10441,68	146	5%

III.4.1.3- Mise en place des puits sur PIPE SIM :

Nous avons implémenté (géolocalisation) les puits et les différents manifolds du réseau sur Google earth afin d'avoir leurs coordonnées géographiques. Après avoir choisi le modèle Black-Oil, le modèle PIPESIM est renseigné grâce aux données de phase du fluide (GOR, Water Cut) et les données PVT qui ont été fournies par le bilan de production de HGAW du 01/03/2023 (voir annexe).

Ces puits sont liés au manifold HGAW par des pipelines de différents diamètres dont certains font une jonction avant l'arrivée à l'EPF HGAW.

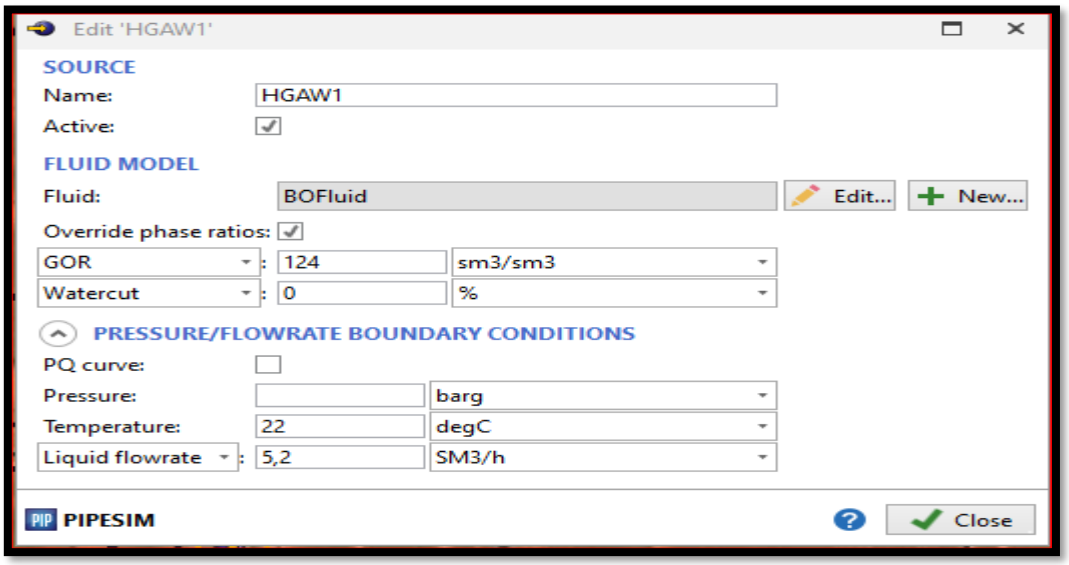


Figure III.3: Fenêtre d'entrée des données de puits.

Le réseau de pipe est ensuite modélisé par des flowlines en respectant les jonctions. Les données d'élévations des flowlines sont directement capturées sur le logiciel à partir des cartes aérospatiales fourni par trois (3) sources :

- ESRI elevation service.
- SRTM Shuttle Radar Topography Mission;
- ASTER Advanced Spaceborne Thermal Emission and Relection Radiometer service.

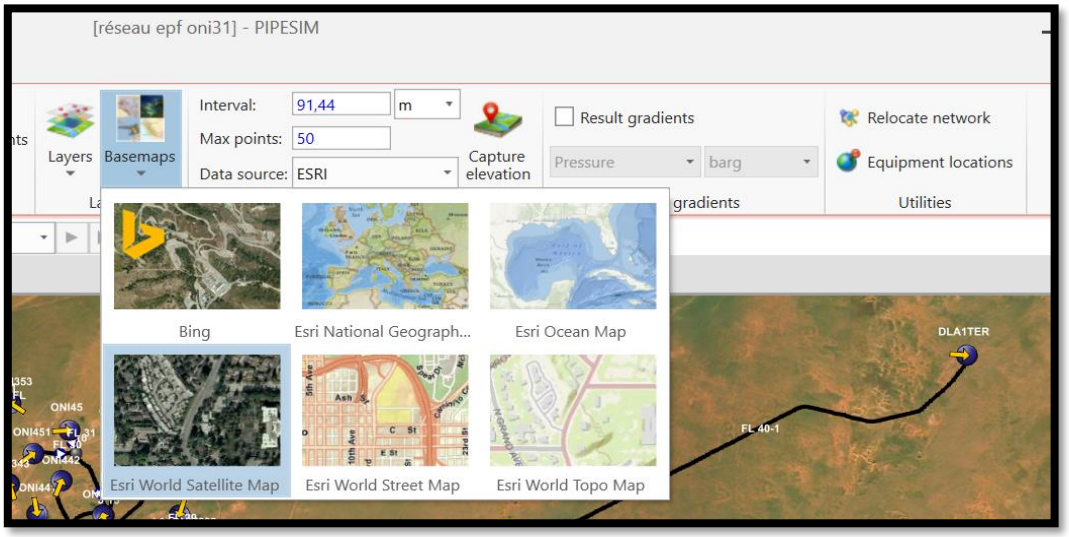


Figure III.4: Sources des données d'élévation.

III.4.1.4- Choix de la connexion:

On utilise l'option flowline au lieu de connecteur, le connecteur est utilisé quand on veut négliger la distance. On introduit les paramètres du flowline : le diamètre correspondant au flowline du puits à partir du catalogue de pipesim avec un schedule std / 40, de pipe conductivité égale à 45 W/m.K, et pour spécifier que le pipe n'est pas enterré on choisit le type 'bare in air' avec une profondeur d'enterrement de pipe égal à 0 m.

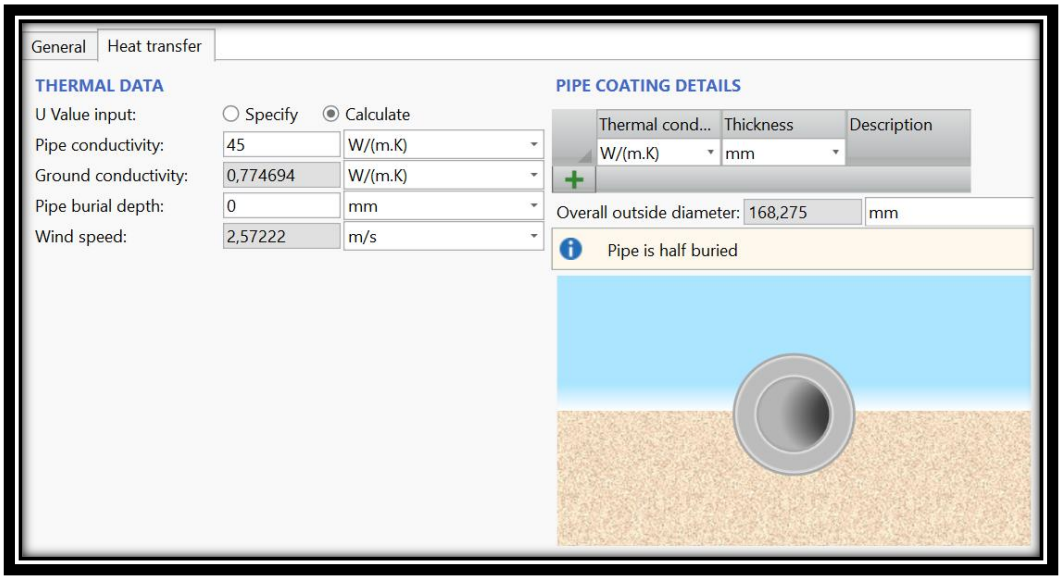


Figure III.5: Coefficient de transfert de chaleur des pipes.

III.4.1.5- Choix de la corrélation :

La corrélation généralement choisie pour l'écoulement vertical à Hassi Messaoud est celle de Hagedorn & Brown. Pour l'écoulement horizontal, les corrélations les plus utilisées sont Beggs & Brill Revised (qui sous-estime les pertes de charge), Baker Jardine ou Dukler, AGA & Flanigan (qui surestime les pertes de charge).

L'angle de swap définit le type de corrélation que le logiciel va utiliser. Si l'angle est inférieur ou égal à 45°, les corrélations horizontales sont utilisées ; s'il est supérieur à 45°, les corrélations verticales sont utilisées.

Pour notre projet, nous avons choisi d'utiliser la corrélation globale Beggs & Brill Revised pour les conduites, en la maintenant également pour les raccordements et leur collecteur. Le "data matching" nous permet de simuler différentes corrélations pour chaque "flowline" et de faire varier simultanément, dans la même simulation, les facteurs de friction et de rétention.

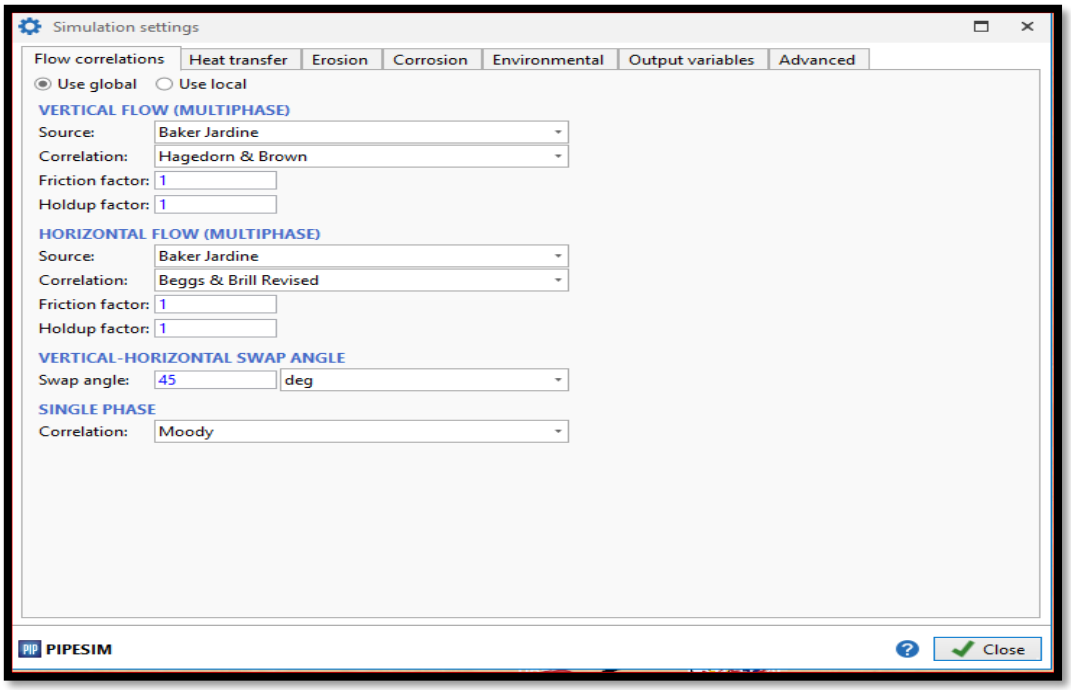


Figure III.6: Corrélation choisis dans les paramètres de simulation.

Après avoir terminé l'étape de l'insertion des données de simulation, notamment les données PVT du fluide, les paramètres de production tels que les pressions et les débits, ainsi que la mise en place des puits et des lignes de production sur la carte GIS intégrée dans le logiciel, et après l'insertion de la corrélation, nous obtenons le modèle suivant :

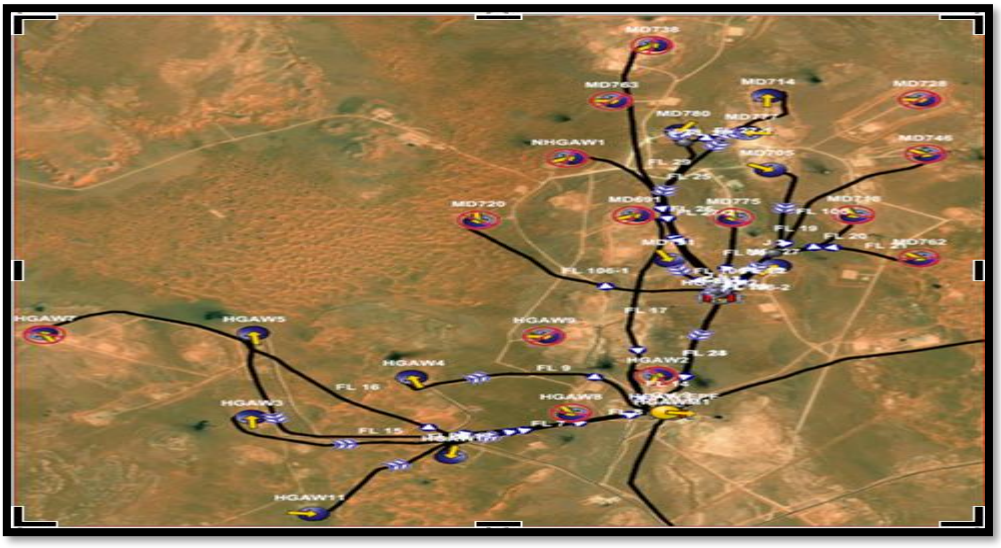


Figure III.7: Corrélation choisis dans les paramètres de simulation.

III.4.2- Procédure de la modélisation :

III.4.2.1- Exécution :

Après l'introduction des données dans le logiciel Pipe Sim, on exécute le premier run pour pouvoir créer un fichier sous Excel relatif au modèle développé, comportant toutes les données mesurées du modèle, ainsi que les résultats calculés par le logiciel. Ainsi, nous pouvons constater les écarts entre les valeurs calculées et celles mesurées sur site (les pressions).

III.4.2.2- Le calage :

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées sur site, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte avec le moins d'erreurs possibles. La tolérance acceptée est de 2 bars.

Pour tout puits excédant la limite d'erreur, il est nécessaire de réexaminer les premières données d'entrée.

Une fois ce point vérifié, l'algorithme (figure III.7) montre les différentes étapes suivies dans le programme de PIPESIM, afin d'établir un modèle mieux adapté au statut actuel du réseau de collecte :

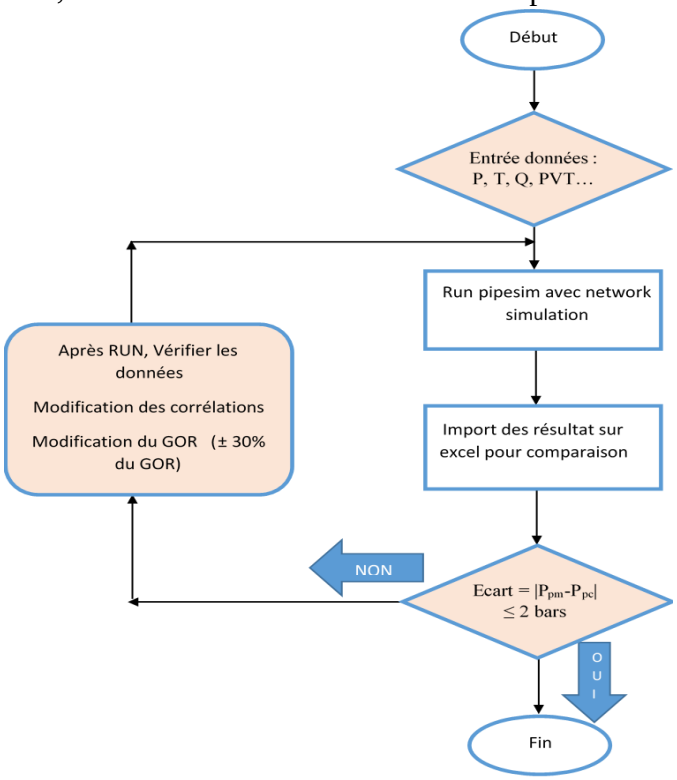


Figure III.8 : L'algorithme de matching.

III.4.3- Présentation des résultats :

Tableau III -2 : Résultats de la simulation réseau EPF HGAW

RESULTATS POUR LE MODELE DE RESEAU EPF HGAW							
NOM	Pp_cal	Pp_mes	Pt_mes	Pp/Pt	ΔP = |Pmes - Pcal |	Erreur 7%	Commentaires
HGAW1	10,9587	10,8	35,1	0,308	0,16	1,47%	écoulement en régime critique
HGAW11	11,74677	11,4	164,4	0,069	0,35	3,04%	écoulement en régime critique
HGAW3	10,40091	10,4	122,8	0,085	0,00	0,01%	écoulement en régime critique
HGAW4	10,49459	9,9	32,3	0,307	0,59	6,01%	écoulement en régime critique
HGAW5	10,83132	10,7	25	0,428	0,13	1,23%	écoulement en régime critique
MD705	10,78382	10,3	82,7	0,125	0,48	4,70%	écoulement en régime critique
MD714	11,34793	11,2	15,8	0,709	0,15	1,32%	écoulement en régime transitoire
MD727	10,47523	10,3	66	0,156	0,18	1,70%	écoulement en régime critique
MD777	10,8601	11,3	53,1	0,213	0,44	3,89%	écoulement en régime critique
MD780	11,26411	11,4	22	0,518	0,14	1,19%	écoulement en régime critique
MD791	9,96457	10	46	0,217	0,04	0,35%	écoulement en régime critique

L'analyse de ce tableau montre que le calage est réussi avec une différence de pression respectant l'écart fixé de moins de 2 bars.

Cependant on remarque que pour un puits, le rapport Pp/Pt est dans la plage 0,5 et ,75 ce qui correspond à un régime transitoire (Ref.AA).

III.4.4- Conclusion :

Une gestion efficace de la production est essentielle pour maximiser la rentabilité et la productivité des opérations pétrolières et gazières. La modélisation de réseaux de pipelines à l'aide de PIPESIM est un outil puissant utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour simuler et optimiser les performances de systèmes de pipelines complexes. PIPESIM permet d'analyser l'écoulement des fluides, les profils de pression, la distribution de la température et d'autres paramètres critiques au sein d'un réseau de pipelines interconnectés.

IV-Chapitre :

Optimisation de réseaux collecte HGAW avec dimensionnement d'un système de pompage multiphasique.

IV.1- Introduction

Dans ce chapitre, nous avons sélectionné notre sujet d'étude, ce qui nous permet de poser la problématique suivante : Dans quelle mesure le pompage multiphasique contribue-t-il à maintenir une production pétrolière stable ? Est-il plus rentable que (EPF) ? De plus, nous chercherons à comprendre comment établir une étude de dimensionnement d'une pompe multiphasique.

IV.2 -Modélisation du réseau de collecte avec un système du pompage multiphasique :

Dans le cadre de l'étude du scénario de pompage multiphasique, nous procédons à une analyse de sensibilité afin d'évaluer la possibilité de remplacer l'équipement de séparation primaire (EPF) par une pompe multiphasique à différentes pressions d'aspiration. L'objectif est de déterminer les scénarios optimaux et d'en tirer une interprétation en comparant leurs performances à celles du scénario utilisant l'EPF avec une pression de séparation de 9 à 10 bars. Cette étude a été menée par la Direction Ingénierie et Production de HMD en utilisant des données réelles collectées lors des opérations sur le terrain.

La simulation a été effectuée à l'aide du logiciel PIPESIM, disponible sur les postes de travail de Sonatrach. Pour l'étude de flow assurance, nous avons utilisé le modèle préparé dans le troisième chapitre, en effectuant des analyses de sensibilité pour plusieurs niveaux de pression d'aspiration. Le choix de la pompe multiphasique a été réalisé à l'aide d'un logiciel spécifique fourni par le fabricant.

Vous trouverez ci-dessous les résultats de sensibilité des cinq scénarios étudiés.

IV.2.1- Scénario 01 : Pression d'aspiration 7 bar :

Tableau IV.1 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 7 bars

Nom	Type	Pp (bar)	EVR max	Mix V in(m/s)	Mix V out (m/s)	DP/L Bar/Km
HGAW pompe	Sink		-	-	-	
HGAW1	Source	8,639044	0,1736179	2,30021	2,719885	1,17085929
HGAW11	Source	9,635287	0,270471	3,646773	4,618744	1,00321507
HGAW3	Source	7,955272	0,1430827	2,123748	2,267359	0,40144164
HGAW4	Source	8,061724	0,1778607	2,556658	2,902888	0,57029216
HGAW5	Source	8,416108	0,149257	2,408453	2,677619	0,33720667
MD705	Source	8,469489	0,1790773	2,77921	2,966342	0,4456628
MD714	Source	9,086879	0,1526524	5,083704	5,730308	0,91216319
MD727	Source	7,982232	0,1490513	2,42893	2,444609	0,4177374
MD777	Source	8,418166	0,06391257	0,7960948	0,7649754	0,11463952
MD780	Source	8,757954	0,03731649	0,522699	0,5295636	0,85383552
MD791	Source	7,488086	0,03828322	0,5384335	0,5182007	0,49167375

IV.2.2- Scénario 02 : Pression d'aspiration 7.5 bar :

Tableau IV.2 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 7.5 bar

Nom	Type	Pp (barg)	EVR max	Mix V in(m/s)	Mix V out (m/s)	DP/L Bar/Km
HGAW pompe	Sink		-	-	-	
HGAW1	Source	9,10	0,17	2,19	2,56	1,13900643
HGAW11	Source	10,05	0,26	3,51	4,34	0,96831329
HGAW3	Source	8,44	0,14	2,01	2,13	0,39530458
HGAW4	Source	8,54	0,17	2,43	2,73	0,56051182
HGAW5	Source	8,89	0,14	2,29	2,52	0,33176595
MD705	Source	8,92	0,17	2,65	2,80	0,41350275
MD714	Source	9,53	0,15	4,86	5,41	0,86814931
MD727	Source	8,48	0,14	2,30	2,31	0,3983118
MD777	Source	8,90	0,06	0,76	0,73	0,1195949
MD780	Source	9,25	0,04	0,50	0,50	0,87652155
MD791	Source	7,98	0,04	0,51	0,49	0,51165286

IV.2.3- Scénario 03 : Pression d'aspiration 8 bar :

Tableau IV.3 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 8 bars

Nom	Type	Pp (bar)	EVR max	Mix V in(m/s)	Mix V out (m/s)	DP/L Bar/Km
HGAW pompe	Sink		-	-	-	
HGAW1	Source	9,554956	0,1634661	2,096031	2,411108	1,11049
HGAW11	Source	10,45986	0,2546579	3,378533	4,094463	0,93627141
HGAW3	Source	8,929924	0,1348032	1,91358	2,012548	0,39061084
HGAW4	Source	9,027937	0,1677684	2,312351	2,5828	0,55191568
HGAW5	Source	9,37426	0,1407142	2,186752	2,37988	0,32714048
MD705	Source	9,383533	0,1693336	2,528362	2,652324	0,38364277
MD714	Source	9,975927	0,1442906	4,657843	5,119727	0,82752986
MD727	Source	8,974715	0,1411064	2,182	2,186254	0,3808632
MD777	Source	9,387848	0,06079964	0,7204341	0,6924272	0,12452614
MD780	Source	9,753646	0,0354919	0,4730301	0,4790436	0,89907931
MD791	Source	8,4759	0,03622492	0,4820921	0,4644141	0,53131446

IV.2.4- Scénario 04 : Pression d'aspiration 8.5 bar :

Tableau IV.4 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 8.5 bars

Nom	Type	Pp (barg)	EVR max	Mix V in(m/s)	Mix V out (m/s)	DP/L Bar/Km
HGAW pompe	Sink		-	-	-	
HGAW1	Source	10,02	0,1590	2,01	2,28	1,084965
HGAW11	Source	10,88	0,2477	3,26	3,87	0,90686867
HGAW3	Source	9,42	0,1312	1,82	1,91	0,38623189
HGAW4	Source	9,51	0,1633	2,21	2,45	0,54472879
HGAW5	Source	9,86	0,1370	2,09	2,25	0,32308976
MD705	Source	9,85	0,1650	2,42	2,52	0,35590141
MD714	Source	10,43	0,1406	4,47	4,86	0,79020347
MD727	Source	9,47	0,1376	2,08	2,08	0,36516
MD777	Source	9,88	0,0594	0,69	0,66	0,12940657
MD780	Source	10,26	0,0347	0,45	0,46	0,92134052
MD791	Source	8,97	0,0353	0,46	0,44	0,55063321

IV.2.5- Scénario 05 : Pression d'aspiration 9 bar :

Tableau IV.5 Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 9 bars

Nom	Type	Pp (barg)	EVR max	Mix V in(m/s)	Mix V out (m/s)	DP/L Bar/Km
HGAW pompe	Sink		-	-	-	
HGAW1	Source	10,48685	0,154876	1,921804	2,164348	1,084965
HGAW11	Source	11,31122	0,241274	3,139372	3,675387	0,90686867
HGAW3	Source	9,910071	0,1278	1,740137	1,808875	0,38623189
HGAW4	Source	10,00332	0,159237	2,109165	2,326789	0,54472879
HGAW5	Source	10,3428	0,133489	2,000658	2,141748	0,32308976
MD705	Source	10,31372	0,1693336	2,31476	2,396477	0,35590141
MD714	Source	10,8862	0,1442906	4,287621	4,621793	0,79020347
MD727	Source	9,973718	0,1411064	1,978616	1,975775	0,36516
MD777	Source	10,36713	0,06079964	0,657194	0,631784	0,12940657
MD780	Source	10,75848	0,0354919	0,43146	0,43679	0,92134052
MD791	Source	9,467521	0,03622492	0,436243	0,420599	0,55063321

Ci-dessous, vous trouverez les deux tableaux récapitulatifs des cinq scénarios pour un diamètre de Duse fixe au niveau des têtes des puits.

Tableau IV.6: les commentaires pour les écoulements.

NOM	Pp_cal	Pt_mes	Pp/Pt	Commentaires
HGAW1	8,639044	35,1	0,246127	écoulement en régime critique
HGAW11	9,635287	164,4	0,058609	écoulement en régime critique
HGAW3	7,955272	122,8	0,064782	écoulement en régime critique
HGAW4	8,061724	32,3	0,249589	écoulement en régime critique
HGAW5	8,416108	25	0,336644	écoulement en régime critique
MD705	8,469489	82,7	0,102412	écoulement en régime critique
MD714	9,086879	15,8	0,575119	écoulement en régime transitoire
MD727	7,982232	66	0,120943	écoulement en régime critique
MD777	8,418166	53,1	0,158534	écoulement en régime critique
MD780	8,757954	22	0,398089	écoulement en régime critique
MD791	7,488086	46	0,162784	écoulement en régime critique

Tableau IV.7 la différence de pression entre la tête du puits et la ligne de production pour les cinq scénarios.

puits	Pt Bar	scénario01 Pp Bar	scénario02 Pp Bar	scénario03 Pp Bar	scénario04 Pp Bar	scénario05 Pp Bar
HGAW1	35,1	8,639044	9,1	9,554956	10,02	10,48685
HGAW11	164,4	9,635287	10,05	10,45986	10,88	11,31122
HGAW3	122,8	7,955272	8,44	8,929924	9,42	9,910071
HGAW4	32,3	8,061724	8,54	9,027937	9,51	10,00332
HGAW5	25	8,416108	8,89	9,37426	9,86	10,3428
MD705	82,7	8,469489	8,92	9,383533	9,85	10,31372
MD714	15,8	9,086879	9,53	9,975927	10,43	10,8862
MD727	66	7,982232	8,48	8,974715	9,47	9,973718
MD777	53,1	8,418166	8,9	9,387848	9,88	10,36713
MD780	22	8,757954	9,25	9,753646	10,26	10,75848
MD791	46	7,488086	7,98	8,4759	8,97	9,467521
dp		(Pt-Pp) scénario 01	(Pt-Pp) scénario 02	(Pt-Pp) scénario 03	(Pt-Pp) scénario 04	(Pt-Pp) scénario 05
HGAW1	35,1	26,460956	26	25,545044	25,08	24,61315
HGAW11	164,4	154,764713	154,35	153,94014	153,52	153,08878
HGAW3	122,8	114,844728	114,36	113,870076	113,38	112,889929
HGAW4	32,3	24,238276	23,76	23,272063	22,79	22,29668
HGAW5	25	16,583892	16,11	15,62574	15,14	14,6572
MD705	82,7	74,230511	73,78	73,316467	72,85	72,38628
MD714	15,8	6,713121	6,27	5,824073	5,37	4,9138
MD727	66	58,017768	57,52	57,025285	56,53	56,026282
MD777	53,1	44,681834	44,2	43,712152	43,22	42,73287
MD780	22	13,242046	12,75	12,246354	11,74	11,24152
MD791	46	38,511914	38,02	37,5241	37,03	36,532479

IV.3 - Interprétation des résultats de simulation :

Selon la norme API 14 E, la vitesse d'un fluide multiphasique circulant dans un pipeline doit respecter diverses contraintes afin de minimiser les problèmes de bouchage et d'érosion, entre autres. La vitesse minimale doit être égale ou supérieure à 3 m/s (10 ft/s) pour réduire les risques de formation de bouchons, notamment aux points de changement d'élévation. Dans le cas contraire, le diamètre de pipe est considéré comme excessif et doit être réduit.

Cependant, des études internes menées par le service de collecte ont révélé qu'une vitesse minimale de 1 m/s est acceptable pour prévenir la corrosion et le dépôt de sable ou des solides à faible vitesse qui causera aussi le phénomène de Hold-up dans les points bas.

En outre, la vitesse maximale doit être inférieure à la vitesse érosion, qui est de 18 m/s (60 ft/s) pour éviter les problèmes de bruit, et de 15 m/s (50 ft/s) en cas d'injection d'inhibiteurs de corrosion par CO2.

Dans notre analyse, nous prendrons comme contrainte principale la vitesse érosion. Ainsi, le ratio entre la vitesse moyenne et la vitesse érosion (EVR) doit être inférieur à 0,6. Dans le cas contraire, le pipe sera considéré comme sous-dimensionné et son diamètre devra être augmenté.

Enfin, une troisième contrainte est introduite pour minimiser les pertes de charge. Les pertes de charge par kilomètre de pipe sont limitées à 1 bar/km. Autrement, la ligne de production sera également considérée comme sous-dimensionnée.

Pour résumer, nous classifierons les lignes selon l'algorithme suivant :

- Si EVR > 0,6 ou ΔP/km > 1, alors le pipe est classé comme "sous-dimensionné".
- Sinon, si Vmean < 1, alors le pipe est considéré comme "surdimensionné".
- Sinon, le pipe est considéré comme "adéquat".

Les analyses de la vitesse du fluide dans les pipelines révèlent que 01 pipes est sous-dimensionnés et 3 pipes sont surdimensionnés FL-MD77, FL-MD780, FL-MD791. Nous considérerons les autres comme étant satisfaisantes car leur longueur est optimale, leurs vitesses respectives sont acceptables, l'EVR est dans les tolérances requises, et bien que la perte de charge par kilomètre soit dans les normes.

Un problème de bouchage peut causer des restrictions de diamètre des conduites et risque de corrosion dans les lignes des puits FLMD77, FLMD780, FLMD791.d'où il est recommandé de diminuer la section afin d'assurer un écoulement idéal.

Remarquons également dans le tableau **IV.7** un gain de pression de l'ordre de 1 bar jusqu'à 2,5 bar au niveau des têtes de puits, ce qui pourrait entraîner une surproduction pour les puits en régime non critique ou transitoire.

IV.4 - Les critères de choix de la pompe multiphasique :

Dans le contexte du réseau de distribution de pétrole ou de gaz, le choix d'une pompe multiphasique est également influencé par des considérations liées au réseau lui-même :

- Distance de transport : Si le champ pétrolier est éloigné des installations de traitement ou des points de vente, la pompe doit être capable de transporter efficacement le fluide sur de longues distances, ce qui peut nécessiter des spécifications de performance particulières.
- Type de réseau : Le réseau de distribution constitué de pipelines. La pompe doit être compatible avec le type de réseau utilisé et être capable de fournir le débit et la pression nécessaires pour alimenter ce réseau.
- Variabilité du produit : Les caractéristiques du produit transporté, telles que sa viscosité, sa densité et sa composition chimique, peuvent varier d'un champ pétrolier à l'autre. La pompe choisie doit être capable de traiter efficacement ces variations et de maintenir une performance optimale.
- Contraintes environnementales : Dans certains cas, des considérations environnementales telles que les réglementations sur les émissions, la protection des eaux souterraines et la réduction des risques de déversement peuvent influencer le choix de la pompe.
- Intégration dans le réseau existant : Si le réseau de distribution est déjà en place, le choix de la pompe doit également prendre en compte la compatibilité avec les équipements existants et la facilité d'intégration dans l'infrastructure existante.
- Sécurité : La sécurité du transport du produit est une préoccupation majeure dans l'industrie pétrolière et gazière. La pompe choisie doit répondre aux normes de sécurité en vigueur et être équipée de dispositifs de protection contre les fuites, les surpressions et autres risques potentiels.

En résumé, le choix d'une pompe multiphasique dans le réseau de distribution de pétrole ou de gaz dépend non seulement des caractéristiques du champ pétrolier, mais aussi des exigences spécifiques du réseau de transport et des considérations environnementales et de sécurité.

- Disponibilité et coût : Le choix final dépendra de la disponibilité des pompes sur le marché, de leur coût d'achat et d'exploitation, ainsi que des exigences spécifiques de l'application.

IV.5 - Dimensionnement de la pompe multiphasique :

Le dimensionnement de la pompe multiphasique repose sur la collecte des paramètres suivants :

- La fraction volumique de gaz (GVF) : La fraction volumique de gaz, exprimée en pourcentage, représente la proportion de gaz dans le mélange multiphasique.
- Le débit de gaz : Le volume de gaz transporté par la pompe par unité de temps, généralement exprimé en mètres cubes par heure (m^3/h) ou en pieds cubes par minute (scfm).
- Le débit d'huile : Le volume d'huile transporté par la pompe par unité de temps, généralement exprimé en mètres cubes par heure (m^3/h) ou en barils par jour (bbl/d).
- Le débit d'eau : Le volume d'eau transporté par la pompe par unité de temps, généralement exprimé en mètres cubes par heure (m^3/h) ou en gallons par minute (gpm).
- La pression d'aspiration : La pression minimale à l'entrée de la pompe, généralement exprimée en bar ou en psi.
- La pression de refoulement recommandée : La pression maximale requise à la sortie de la pompe pour assurer le transport du mélange multiphasique jusqu'au centre de traitement GOSP, généralement exprimée en bar ou en psi.

Ces paramètres permettent d'utiliser le logiciel développé par le constructeur pour obtenir la courbe caractéristique de la pompe avec le point de fonctionnement, prenons en compte les scénarios étudier par le logiciel PiPESIM concernant l'optimisation des réseaux par un système de pompage multiphasique.

Sur notre réseau de collecte HGAW, nous comptons 22 puits, dont 11 sont actuellement fermés suite à des problèmes ou des interventions. Par conséquent, l'étude vise à dresser le bilan des 11 puits en activité pour un débit de gaz Qg= 0.34 Mm^3/d, Q_h= 86.7 m^3/h d'huile et Q_e= 8 m^3/h d'Eau.

Pour ce faire, il est nécessaire de prendre en compte l'ouverture d'éventuels d'autres puits lors du dimensionnement de la pompe multiphasique.

Vous trouverez ci-dessous le tableau des scénarios choisis pour différents débits :

Tableau IV.8 Les différents débits de gaz, huile et de l'eau de bilan de production du champ HGAW.

	Q_h (m3/h)	Q_g (m3/j)	Q_e (m3/j)
Scénario 01	144.375	380160	34.5
Scénario 02	**87.6**	**340000**	**8**
Scénario 03	37	100000	5
Scénario 04	9	18500	2
Scénario 05	170	890000	20
Scénario 06	68	624000	15
Scénario 07	40	444000	10

En utilisant le logiciel fourni par le constructeur pour déterminer le type de pompe multiphasique pour chaque scénario, nous avons choisi le scénario 01 comme exemple de calcul, étant le cas extrême pour effectuer une majoration de la pompe afin d'éviter le sous-dimensionnement.

Les paramètres utilisés sont les suivants :

Débits :

- Débit de gaz (Qg) = 380160 m3/jour
- Débit d'huile (Qh) = 144.375 m3/heure
- Débit d'eau (Qe) = 34.9 m3/jour

Pression d'aspiration :

- Pression d'aspiration (Pasp) = 8 bars

Fraction volumique de gaz :

- Fraction volumique de gaz (GVF) = 93.2%

Pression de refoulement recommandée :

Pression de refoulement recommandée (P refoulement) = 20 bar

L'insertion de ces paramètres dans le logiciel nous a fourni les résultats suivants :

Tableau IV.9 Résultats de simulation pour la sélection de la pompe

Pump Preliminary Selection	HGAW		Cas 1	
Standard Pressure	1,013	[barA]		
Standard Temperature	15	[°C]	288,2	[°K]
Standard Flow (OIL)	3 456	[m3/d]	21 738	[BOPD]
GOR	110,0	[Sm3/m3]	1	Pump Nos.
Water Cut	1%	[%]		
Standard Flow (GAS)	380160	[Sm3/d]	13,5	[MMSCFD]
Actual Suction Pressure	8,0	[barG]	116	[psiG]
Actual Discharge Pressure	20,0	[barG]	290	[psiG]
Differential Pressure	12,0	[bar]	174,0	[psi]
Actual Temperature	50	[°C]	323,2	[°K]
Actual Flow (GAS)	47 927,8	[Am3/d]	301 466	[EBPD]
Actual Flow (OIL)	3 456,0	[m3/d]	21 738	[BOPD]
Actual Flow (WATER)	34,9	[m3/d]	220	[BWPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	51 418,7	[Am3/d]	323 423	[EBLPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	2 142,4	[Am3/h]		
Actual Flow with Recirculation (MULTIPHASE)	2 142	[Am3/h]	1,00	Recirc. %
GVF	93,2%			
Compression Ratio	2,3			

D'après les résultats des calculs effectués par le simulateur, nous pouvons tracer la courbe caractéristique de la pompe à installer.

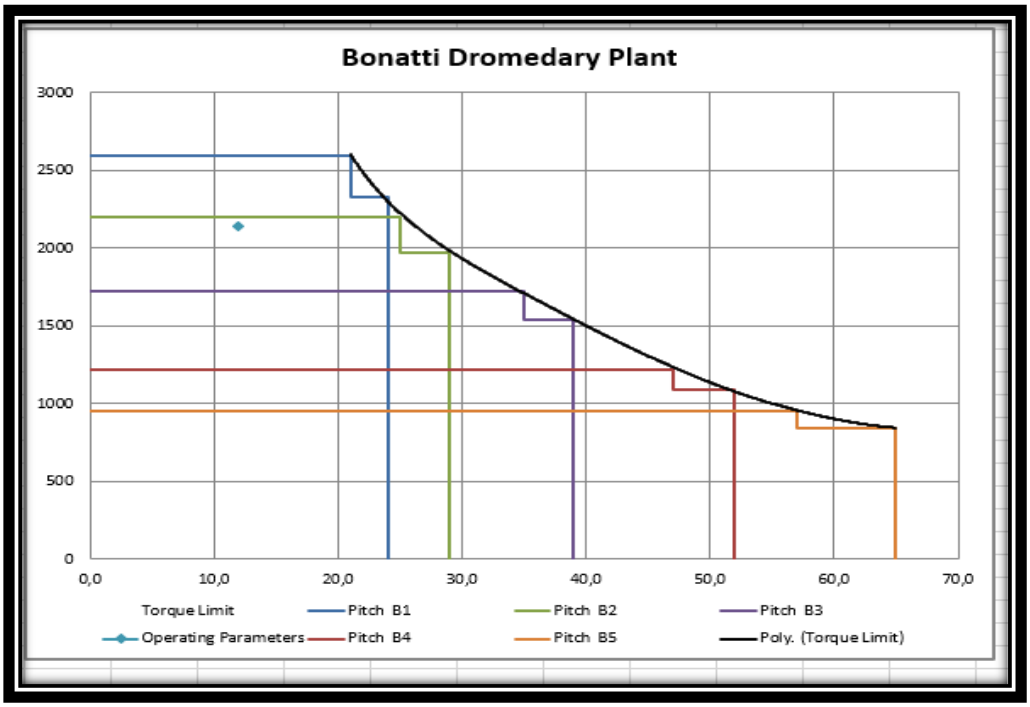


Figure IV.1 La courbe caractéristique de la pompe multiphasique avec le point de fonctionnement [15]

L'analyse de la courbe caractéristique de la pompe multiphasique avec le point de fonctionnement :

- La courbe caractéristique d'une pompe multiphasique illustre la relation entre le débit multiphasique en m^3/h sur l'axe des ordonnées et la différence de pression générée par la pompe sur l'axe des abscisses, incluant également la limite de couple en noir.

- Le point bleu représente le point de fonctionnement de notre pompe à installer, correspondant à un débit multiphasique équivalant d'environ 2142 m^3/h, une différence de pression de 12 bars et un pitch B. Ces trois paramètres nous permettent de choisir notre pompe en référence au tableau ci-dessous :

Tableau IV.10 : Catalogue des pompes multiphasiques selon les débits équivalents, Les différences de pression et les pitchs :

Type	Pitch	Débit (m³/h)	ΔP (bar)
I	11 000 bbl	69	de 0 à 60
I	15000 bbl	94	de 0 à 30
I	29000 bbl	182	de 0 à 15
II	40	145	de 0 à 60
II	52	200	de 0 à 49
II	57	210	de 0 à 42
II	70	307	de 0 à 35
II	88	320	de 0 à 27
II	110	410	de 0 à 23
III	68	640	de 0 à 66
III	113	1230	de 0 à 40
III	143	1660	de 0 à 30
III	**165**	**1758**	**de 0 à 25**

En fonction des paramètres relevés sur la courbe caractéristique, la pompe sélectionnée est de type III avec un pitch de 165.

Nous notons que le débit maximal de cette pompe est d'environ 1758 pour une augmentation de la pression de 25 bars. Toutefois, dans notre étude de cas, la différence de pression est de seulement 12 bars. Par conséquent, la pompe peut garantir le débit requis de 2142 m³/h et pourrait même atteindre jusqu'à 2700 m³**/h avec un pitch B1.**

IV.6 - Dimensionnement de la pompe multiphasique pour les sept Scénarios :

De la même manière de calcul, nous avons dimensionné la pompe pour chaque scénario. Vous trouverez ci-dessous les choix sélectionnés.

Tableau IV.11 Les pompes multiphasiques choisis pour les autres Scénarios

	Q_h (m3/h)	Q_g (m3/j)	Q_e (m3/j)	Pasp (bar)	Pref (bar)	Pump	Pitch
Scénario 01	144.375	380160	34.5	8	20	Type III	Pitch 165
Scénario 02	87.6	340000	8	8	20	Type III	Pitch 165
Scénario 03	37	100000	5	8	20	Type II	Pitch 110
Scénario 04	9	18500	2	8	16	Type I	29000
Scénario 05	170	890000	20	8	29	Type III	Pitch 165
Scénario 06	68	624000	15	8	29	Type III	Pitch 160
Scénario 07	40	444000	10	8	24	Type III	Pitch 165

IV.7 - Étude comparative entre l'EPF et le système de pompage multiphasique :

IV.7.1 - L'EPF :

- Pression de séparation : 9 bars.
- Le débit de gaz torché peut atteindre 400 000 m3/j, nécessitant ainsi un investissement dans un compresseur en tant que prestation, mais en raison de sa non-rentabilité économique, le gaz est souvent torché.
- Le torchage du gaz a un impact environnemental.
- Capacité limitée : Les EPF ont une capacité de traitement restreinte et peuvent ne pas être adaptés aux champs pétroliers à production importante.
- Coût relativement élevé par rapport au nombre d'équipements à installer (séparateur surges tank, compresseur, pompe, tuyauterie).

IV.7.2 - Système de pompage multiphasique :

- La pompe multiphasique offre plusieurs pressions grâce à un système de contrôle surveillé qui ajuste les pressions d'aspiration en fonction des débits et des pressions de refoulement recommandées par le réseau.
- Élimine le problème de torchage du gaz, ce qui peut être commercialisé.
- Coût relativement moins élevé que l'EPF.
- Elle joue à la fois le rôle d'une pompe et d'un compresseur simultanément.

IV.8 Estimation des revenus générés par la récupération du gaz torché en USD :



Figure IV.2 Estimation de cout de gaz récupéré

IV.9- Conclusion:

Ce chapitre souligne clairement que le système de pompage multiphasique se distingue comme une option plus avantageuse en point de vue technique et financier par rapport à l'EPF. La différence de pression entre les puits et sink est notablement plus grande dans le cas du pompage multiphasique, favorisant un écoulement plus efficace et minimisant les freinages. De plus, la flexibilité opérationnelle offerte par le pompage multiphasique permet diverses configurations pour les bilans de production et les pressions de service, offrant ainsi une adaptabilité supérieure par rapport aux limitations de l'EPF en termes de capacité de séparation. Ce chapitre a donc enrichi notre compréhension des processus de conception et de dimensionnement des pompes multiphasiques, ainsi que des critères de sélection pertinents dans le contexte des opérations pétrolières.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Dans ce travail, nous avons étudié un écoulement polyphasique dans un réseau de conduites d'hydrocarbures (mélange huile-gaz-eau). Nous avons élaboré un modèle représentatif d'un cas réel du réseau de l'EPF HGAW, en intégrant les conditions aux limites, telles que les débits générés par les puits et la pression de séparation à l'arrivée. Une fois le modèle ajusté, nous avons entamé la deuxième phase de notre étude, qui visait à effectuer une analyse de sensibilité avec le logiciel PIPESIM. Cette analyse avait pour objectif d'évaluer l'impact des variations de pression sur l'écoulement multiphasique et le potentiel des puits en termes de débit. Les résultats de ce scénario nous ont permis d'obtenir une vision claire des pressions d'aspiration nécessaires pour le dimensionnement de notre pompe.

La troisième phase de notre projet de fin d'étude était centrée sur le dimensionnement de la pompe multiphasique. À l'aide d'un simulateur fourni par le constructeur, nous avons établi la courbe caractéristique de notre système de pompage multiphasique et sélectionné la pompe la mieux adaptée au réseau de collecte HGAW.

Enfin, dans la phase finale de notre projet, nous avons mené une étude comparative entre l'EPF et le système de pompage multiphasique, en nous basant sur des critères de rentabilité économique et technique.

En conclusion, cette étude nous a permis de comprendre les notions de base des écoulements polyphasiques, l'utilisation de logiciels spécialisés, et l'interprétation des résultats conformément aux standards et normes certifiés. De plus, nous avons découvert les avantages et la rentabilité de l'exploitation des pompes multiphasiques.

REFERENCE
ET
BIBIOGRAPHIQUE

[1] Memoire 2018 IAP/ Etude d' installation d'un separator avec pomperie aux MFD W1F, MFD W1F' et MFD OMN332

[2] Image satellite

[3] Department geologic HMD

[4] Department reservoir HMD

[5] DATTA Bunk Sonatrach

[6] API SPECIFICATION 5L, FORTY-SIXTH EDITION, APRIL 2018

[7] ASME 831.4, 'Pipeline Transportation System for liquid Hydrocarbons and other Liquids', 2002

[8] KEN Arnold, M. Stewart (1999). ''*Surface production opération (design of oil Handling)*

[9] Optimisation du réseau de surface: CAS du réseau de collecte de l'EPF ONI31

[10] API SPECIFICATION 12J (SPEC 12J), seventh edition, October 1, 1989.

[11] MSc Thesis, *"Design of a continuous gas lift system to initiate production in a dead well", Ioannis E. Tetoros,* 2015

[12] BAKER, (*DESIGNING FOR SIMULTANEOUS FLOW OF OIL AND GAS*). OIL AND GAS J., 52, 7, 1954, PP. 185-195

[13] "*Dimensionnement et optimisation du réseau de collecte du champ de Foukroun à Adrar"*

[14] Manuel des pumps multiphase

[15] Bonatty Dromedly pant

[16] Pr.ALLICHE MOUNIR ,Cours Turbomachines, Université MEDEA,2023.

[17] MSc Thesis Ioannis E. Totoro's

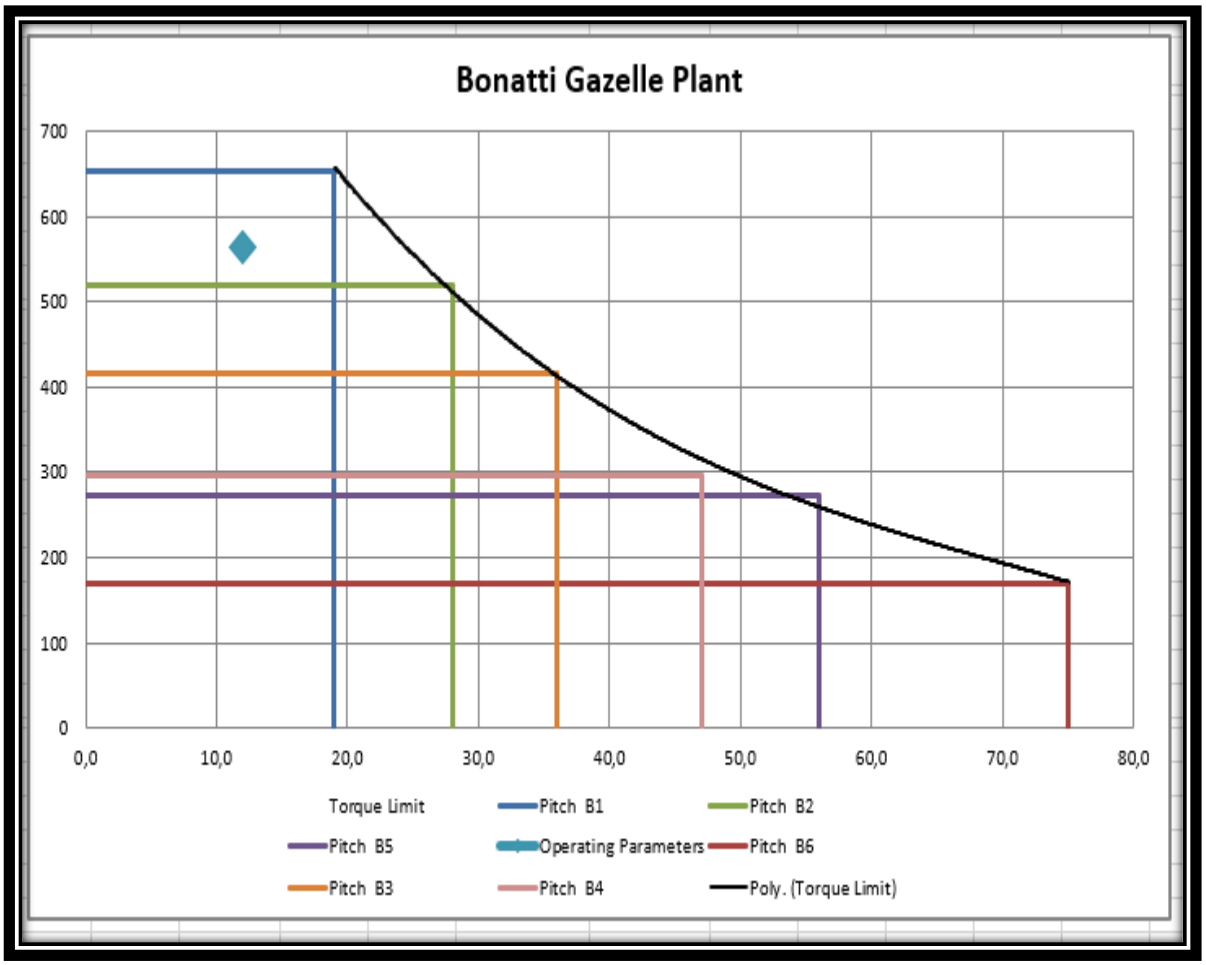
OUTILS INFORMATIQUES

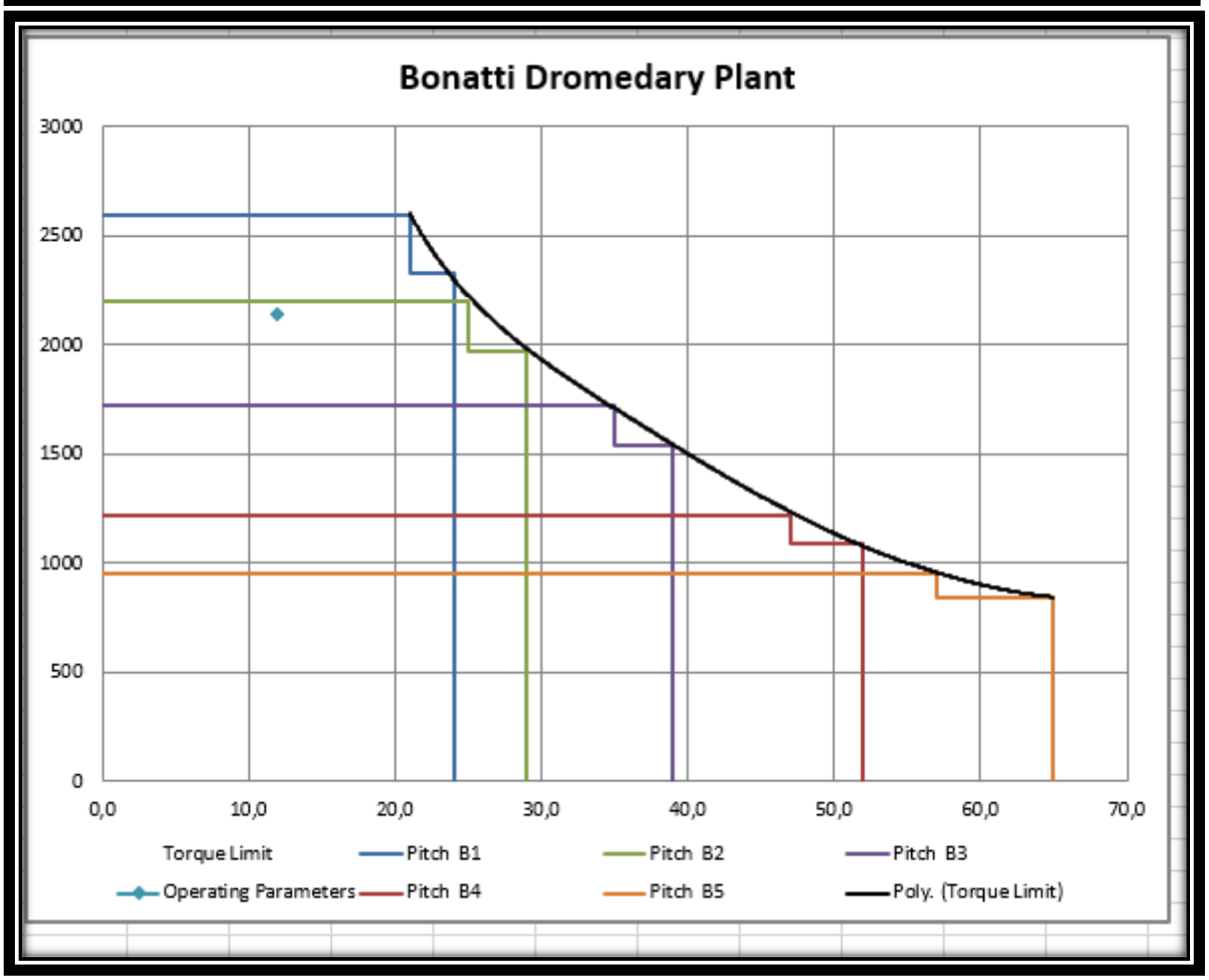
- PIPESIM 2022
-Microsoft office 2016.

ANNEXE

Tableau : Résultats de la simulation pour le scénario pompage multiphasique avec une pression d'aspiration de 6 bars

Pasperation 6 bar	Dp totale bar	EVR	Mix V in m/s	Mix Vout m/s	L Km	DP/L Bar/Km
HGAW1	1,745495	0,1858513	2,540692	3,11668	1,4	1,24678214
HGAW11	2,845543	0,2895224	3,945856	5,292329	2,627	1,08319109
HGAW3	0,9935799	0,1530645	2,381353	2,594748	2,38	0,41747055
HGAW4	1,112664	0,1900358	2,853113	3,313916	1,862	0,59756391
HGAW5	1,475896	0,1595578	2,674603	3,059956	4,2	0,35140381
MD705	0,8095722	0,1905627	3,075019	3,359049	1,562	0,51829206
MD714	1,460004	0,1624972	5,571823	6,493255	1,44	1,01389167
MD727	0,2306866	0,1585962	2,733611	2,767731	0,5	0,4613732
MD777	-0,2196811	0,06746394	0,8870245	0,8521756	2,1	0,10461005
MD780	0,09373875	0,03939685	0,5823209	0,590255	0,116	0,80809267
MD791	-0,2522988	0,04071395	0,6089781	0,5854754	0,56	0,45053357


Bonatti Gazelle Plant
700
600
500
400
300
200
100
0
0,0
10,0
20,0
30,0
40,0
50,0
60,0
70,0
80,0
Torque Limit
Pitch B1
Pitch B2
Pitch B5
Operating Parameters
Pitch B6
Pitch B3
Pitch B4
Poly. (Torque Limit)

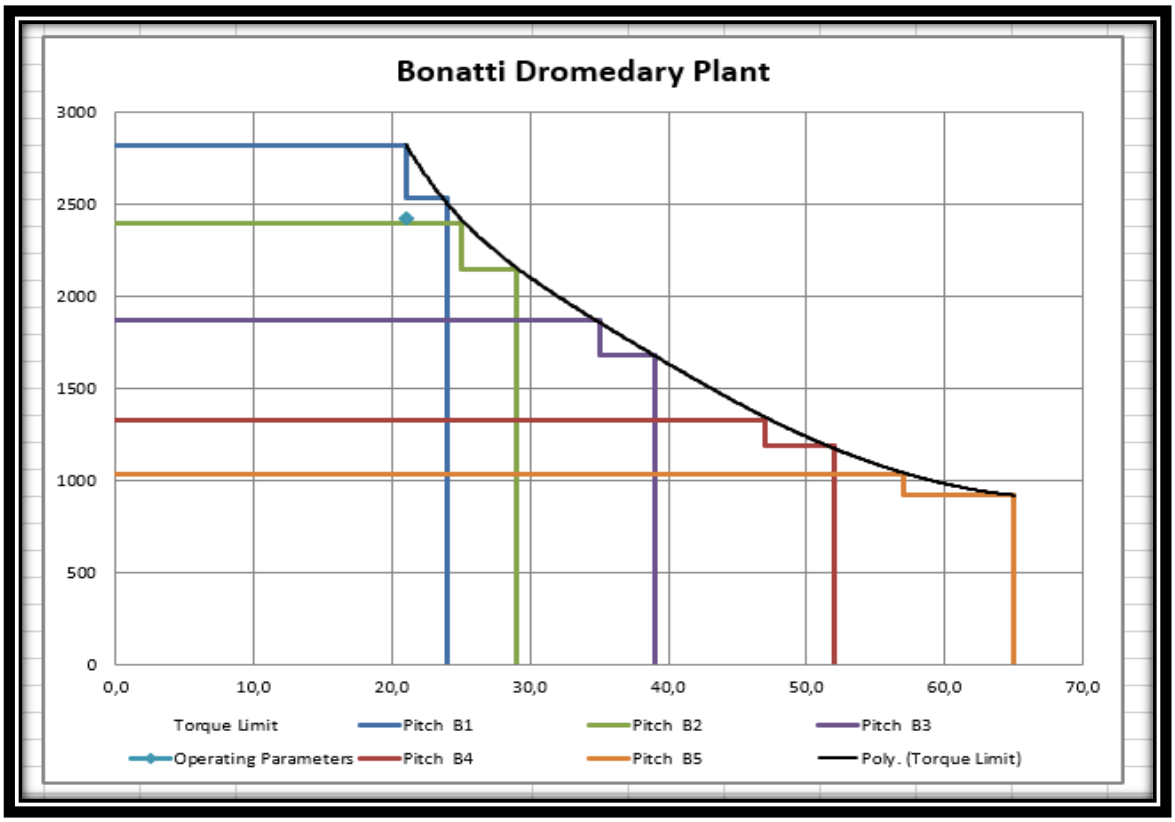

Bonatti Dromedary Plant
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
0,0
10,0
20,0
30,0
40,0
50,0
60,0
70,0
Torque Limit
Pitch B1
Pitch B2
Pitch B3
Operating Parameters
Pitch B4
Pitch B5
Poly. (Torque Limit)

Pump Preliminary Selection	HGAW		Cas 1	
Standard Pressure	1,013	[barA]		
Standard Temperature	15	[°C]	288,2	[°K]
Standard Flow (OIL)	3 456	[m3/d]	21 738	[BOPD]
GOR	110,0	[Sm3/m3]	1	Pump Nos.
Water Cut	1%	[%]		
Standard Flow (GAS)	380160	[Sm3/d]	13,5	[MMSCFD]
Actual Suction Pressure	8,0	[barG]	116	[psiG]
Actual Discharge Pressure	20,0	[barG]	290	[psiG]
Differential Pressure	12,0	[bar]	174,0	[psi]
Actual Temperature	50	[°C]	323,2	[°K]
Actual Flow (GAS)	47 927,8	[Am3/d]	301 466	[EBPD]
Actual Flow (OIL)	3 456,0	[m3/d]	21 738	[BOPD]
Actual Flow (WATER)	34,9	[m3/d]	220	[BWPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	51 418,7	[Am3/d]	323 423	[EBLPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	2 142,4	[Am3/h]		
Actual Flow with Recirculation (MULTIPHASE)	2 142	[Am3/h]	1,00	Recirc. %
GVF	93,2%			
Compression Ratio	2,3			

Pump Preliminary Selection	HGAW		Cas 5	
Standard Pressure	1,013	[barA]		
Standard Temperature	15	[°C]	288,2	[°K]
Standard Flow (OIL)	1 632	[m3/d]	10 265	[BOPD]
GOR	382,0	[Sm3/m3]	2	Pump Nos.
Water Cut	1%	[%]		
Standard Flow (GAS)	623424	[Sm3/d]	22,1	[MMSCFD]
Actual Suction Pressure	8,0	[barG]	116	[psiG]
Actual Discharge Pressure	29,0	[barG]	421	[psiG]
Differential Pressure	21,0	[bar]	304,6	[psi]
Actual Temperature	50	[°C]	323,2	[°K]
Actual Flow (GAS)	78 596,7	[Am3/d]	494 373	[EBPD]
Actual Flow (OIL)	1 632,0	[m3/d]	10 265	[BOPD]
Actual Flow (WATER)	16,5	[m3/d]	104	[BWPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	80 245,2	[Am3/d]	504 742	[EBLPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	1 671,8	[Am3/h]		
Actual Flow with Recirculation (MULTIPHASE)	1 672	[Am3/h]	1,00	Recirc. %
GVF	97,9%			
Compression Ratio	3,3			

Pump Preliminary Selection	HGAW		Cas 4	
Standard Pressure	1,013	[barA]		
Standard Temperature	15	[°C]	288,2	[°K]
Standard Flow (OIL)	4 080	[m3/d]	25 663	[BOPD]
GOR	218,0	[Sm3/m3]	2	Pump Nos.
Water Cut	1%	[%]		
Standard Flow (GAS)	889440	[Sm3/d]	31,5	[MMSCFD]
Actual Suction Pressure	8,0	[barG]	116	[psiG]
Actual Discharge Pressure	29,0	[barG]	421	[psiG]
Differential Pressure	21,0	[bar]	304,6	[psi]
Actual Temperature	50	[°C]	323,2	[°K]
Actual Flow (GAS)	112 134,0	[Am3/d]	705 323	[EBPD]
Actual Flow (OIL)	4 080,0	[m3/d]	25 663	[BOPD]
Actual Flow (WATER)	20,5	[m3/d]	129	[BWPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	116 234,5	[Am3/d]	731 115	[EBLPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	2 421,6	[Am3/h]		
Actual Flow with Recirculation (MULTIPHASE)	2 422	[Am3/h]	1,00	Recirc. %
GVF	96,5%			
Compression Ratio	3,3			

Pump Preliminary Selection	HGAW		Cas 2	
Standard Pressure	1,013	[barA]		
Standard Temperature	15	[°C]	288,2	[°K]
Standard Flow (OIL)	888	[m3/d]	5 586	[BOPD]
GOR	113,0	[Sm3/m3]	1	Pump Nos.
Water Cut	1%	[%]		
Standard Flow (GAS)	100344	[Sm3/d]	3,6	[MMSCFD]
Actual Suction Pressure	8,0	[barG]	116	[psiG]
Actual Discharge Pressure	20,0	[barG]	290	[psiG]
Differential Pressure	12,0	[bar]	174,0	[psi]
Actual Temperature	50	[°C]	323,2	[°K]
Actual Flow (GAS)	12 650,6	[Am3/d]	79 572	[EBPD]
Actual Flow (OIL)	888,0	[m3/d]	5 586	[BOPD]
Actual Flow (WATER)	9,0	[m3/d]	56	[BWPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	13 547,6	[Am3/d]	85 214	[EBLPD]
Actual Flow (MULTIPHASE)	564,5	[Am3/h]		
Actual Flow with Recirculation (MULTIPHASE)	564	[Am3/h]	1,00	Recirc. %
GVF	93,4%			
Compression Ratio	2,3			


Bonatti Dromedary Plant
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
0,0
10,0
20,0
30,0
40,0
50,0
60,0
70,0
Torque Limit
Pitch B1
Pitch B2
Pitch B3
Operating Parameters
Pitch B4
Pitch B5
Poly. (Torque Limit)